II

(Rechtsakte ohne Gesetzescharakter)

BESCHLÜSSE

BESCHLUSS (EU) 2017/1540 DER KOMMISSION

vom 15. Mai 2017

über die von Frankreich geplante Maßnahme SA.40454 2015/C (ex 2015/N) zugunsten des Konsortiums CEB

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2017) 3062)

(Nur die französische Fassung ist verbindlich.)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

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

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

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

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

(1) Mit Schreiben vom 7. Januar 2015 hat Frankreich bei der Kommission eine Ausschreibung angemeldet, die den Bau und den Betrieb eines Gas-Kombikraftwerks (GuD) ([2]) in der Bretagne betrifft. Frankreich hat der Kommission mit den Schreiben vom 5. Juni 2015 sowie vom 10. und 17. September 2015 zusätzliche Informationen mitgeteilt.

(2) Mit Schreiben vom 13. November 2015 hat die Kommission Frankreich über ihren Beschluss informiert, wegen der genannten Maßnahme das Verfahren nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union einzuleiten (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“).

(3) Der Einleitungsbeschluss wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* ([3]) veröffentlicht. Die Kommission hat die Beteiligten aufgefordert, ihre Stellungnahmen zu der betreffenden Maßnahme vorzulegen.

(4) Die Kommission hat Stellungnahmen zu diesem Thema von den Beteiligten erhalten. Sie hat diese an Frankreich übermittelt, um ihm die Möglichkeit zu geben, dazu Stellung zu nehmen, und hat seine Bemerkungen mit dem Schreiben vom 8. Juni 2016 erhalten.

(5) Am 12. Mai 2016 und am 5. September 2016 hat die Kommission eine Liste mit Fragen an die französischen Behörden gesandt, die mit den Schreiben vom 8. Juni 2016 und vom 5. Oktober 2016 darauf geantwortet haben. Am 5. September hat die Kommission eine neue Liste mit Fragen an die französischen Behörden gesandt, die am 5. Oktober 2016 darauf geantwortet haben.

([1]) ABl. C 46 vom 5.2.2016, S. 69.
([2]) Combined cycle gas turbine (Gas- und Dampf-Kombikraftwerk).
([3]) Siehe Fußnote 1.

2. AUSFÜHRLICHE BESCHREIBUNG DER MASSNAHME

(6) Die Ausschreibung und der Hintergrund, der zu ihrer Einleitung geführt hat, werden ausführlich im Einleitungsbeschluss beschrieben (Erwägungsgründe 4 bis 29). Die folgenden Abschnitte bilden eine Zusammenfassung dieser Darstellung.

2.1. **Die Ausschreibung**

(7) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Sicherheit der Stromversorgung in der Bretagne aufgrund der geringen Stromerzeugungskapazitäten in dieser Region, spezifischer Gegebenheiten des Netzes, des Anstiegs des Verbrauchs und einer hohen Thermosensitivität gefährdet ist.

(8) 2010 haben mehrere französische Behörden den Pacte Electrique Breton(„PEB“) unterzeichnet, der sich auf die folgenden drei Säulen stützt: erstens auf das Nachfragemanagement und zweitens auf die Erzeugung erneuerbarer Energie und die Sicherung der Stromversorgung. Die dritte Säule besteht zum einen in der Verbesserung und im Ausbau des lokalen Stromnetzes und zum anderen im Bau eines konventionellen Kraftwerks. Der letztgenannte Punkt ist Gegenstand der von Frankreich angemeldeten Maßnahme.

(9) Die Ausschreibung erfolgte im Rahmen von Artikel L. 311-10 des französischen Energiekodex (Code de l'énergie). Die Ausschreibungsbekanntmachung Nr. 2011/S 120-198224 wurde am 25. Juni 2011 im *Amtsblatt der Europäischen Union* vom für Energie zuständigen Minister veröffentlicht. Dieser hat dann das Projekt ausgewählt, das im Einklang mit der Stellungnahme der französischen Energieregulierungskommission (CRE, Commission de régulation de l'énergie) angenommen wurde, die das Verfahren gemäß den französischen Rechtsvorschriften durchgeführt hat ([4]).

(10) Gemäß der Leistungsbeschreibung muss das Kraftwerk:

1. die Technologie eines Kombikraftwerks einsetzen;
2. über eine garantierte Wirkleistung von 450 MW (+ 15/– 10 %) verfügen, wobei der Stromerzeuger sich verpflichtet, zu deren Einspeisung ins Netz in der Lage zu sein;
3. ausschließlich Erdgas als Primärenergiequelle verwenden;
4. über einen elektrischen Wirkungsgrad für den unteren Heizwert ([5]) (Hu) von mindestens 54 % verfügen;
5. sich vollständig in einem genau festgelegten Gebiet befinden (Standort im nordwestlichen Teil der Bretagne — Département Finistère);
6. gewährleisten, dass die Mobilisierungszeit der Angebote nicht 15 Stunden überschreitet, wenn die Anlage abgeschaltet ist, und 2 Stunden, wenn die Anlage in Betrieb ist;
7. gewährleisten, dass die Mindestzeiten für Ausgleichsangebote höchstens 3 Stunden für eine Anlage in Betrieb und 8 Stunden für eine abgeschaltete Anlage betragen würden;
8. gewährleisten, dass es keine Anforderung einer Höchstdauer für die Aktivierung der Ausgleichsangebote geben würde; und
9. es muss mit einem Lastgangzähler mit Fernauslesung ausgestattet sein, sowie mit Vorrichtungen, die die Fernmessung von Kenngrößen seiner Stromerzeugung ermöglichen.

(11) Die angemeldete Ausschreibung sieht vor, dass es dem Stromerzeuger freisteht, seine gesamte Erzeugungsmenge auf den Markt zu bringen oder einen Teil davon an den vereinbarten Abnehmer, Electricité de France S.A. („EDF“), im Rahmen eines Stromabnahmevertrags zu einem Tarif in Höhe von 95 % des am Markt der Strombörse EPEX SPOT ermittelten Stundenpreises zu verkaufen.

(12) Darüber hinaus erhält der Stromerzeuger eine feste Jahresprämie PT, die sich als das Produkt aus der garantierten Wirkleistung ([6]) (Pgar) und einer Prämie P ausgedrückt in Euro/MW/Jahr berechnet.

([4]) Das französische Dekret Nr. 2002-1434 vom 4. Dezember 2002 über das Ausschreibungsverfahren für Kraftwerke beschreibt alle Phasen des Ausschreibungsverfahrens. Es handelt sich um das Verfahren, das im Rahmen der angemeldeten Ausschreibung angewandt wird.

([5]) Der untere Heizwert bezeichnet eine Eigenschaft von Brennstoffen. Es handelt sich um die Wärmemenge, die durch die vollständige Verbrennung einer Brennstoffeinheit freigesetzt wird, wobei vorausgesetzt wird, dass es nicht zu einer Kondensation des Wasserdampfs kommt und die Kondensationswärme nicht gewonnen wird.

([6]) Durchschnittswert der Momentanleistung des Kraftwerks.

(13) Die Zahlung der festen Prämie ist an die Aufrechterhaltung aller Betriebsgenehmigungen und der Verträge mit den Netzbetreibern sowie an die Aufrechterhaltung der garantierten Leistung, die anhand eines Verfügbarkeitsfaktors überprüft wird, gebunden.

(14) Die Ausschreibung sieht auch die Anwendung von Strafen vor, falls der Bau des Kraftwerks nicht rechtzeitig fertiggestellt wird.

(15) Die Einstufung der Angebote der Bieter basiert auf den drei folgenden Kriterien, die in der Leistungsbeschreibung der Ausschreibung genau beschrieben werden:

1. die Höhe der von dem Bieter geforderten Prämie (in EUR/MW/Jahr), mit einer Gewichtung von 45 %;
2. das Datum der industriellen Inbetriebnahme des Kraftwerks, mit einer Gewichtung von 25 %, wobei die Höchstnote an das Projekt vergeben wurde, dessen Datum der Inbetriebnahme das früheste war; und
3. das Kriterium „Standortwahl und Umwelt", mit einer Gewichtung von 30 %.

2.2. **Ziel der Beihilfe**

(16) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass das Hauptziel der Maßnahme in der Sicherung der Stromversorgung in der Bretagne besteht. Auch wenn der Strombedarf in der Bretagne im Wesentlichen ein Bedarf an Leistung (MW) ist, besteht auch ein Bedarf an Energie (MWh ([7])). Es ist daher notwendig, ein Kraftwerk zu bauen, das in der Bretagne während mehreren Tausend Stunden pro Jahr in Betrieb ist, und nicht nur während der Spitzenlastzeiten wie ein Gasturbinenkraftwerk. Das Gas-Kombikraftwerk (GuD), das nach dem Prinzip eines Reaktionsmotors funktioniert, ermöglicht die Stromerzeugung in nur wenigen Minuten. Diese Technologie eignet sich daher besonders gut, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bei Nachfragespitzen während einiger Stunden sicherzustellen. Dieses neue Kraftwerk würde nicht nur in Spitzenzeiten verfügbare Kapazität bereitstellen, sondern auch Blindleistung dort, wo sie am effizientesten ist, um den Spannungspegel an jedem Punkt des Netzes aufrechtzuerhalten und somit die Integration in das System der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu erleichtern (Systemdienste).

(17) Aus diesen Gründen erachteten die französischen Behörden eine zusätzliche zentrale Erzeugungskapazität im nordwestlichen Teil der Region für notwendig, die während den Zeiten hohen Verbrauchs und nicht nur während den Spitzenlastzeiten im Winter in Verbindung mit extremen Temperaturen in Betrieb ist. Diese Anlage sollte den Ausbau des Netzes und die Maßnahmen zur Kontrolle des Energieverbrauchs ergänzen.

(18) Die Maßnahme verfolgt auch das Ziel, ihre Kosten für die Allgemeinheit und ihre Umweltauswirkungen möglichst gering zu halten. Daher berücksichtigt die Einstufung der Bieter die verlangte Prämie, die Sachdienlichkeit der Standortwahl unter Umweltgesichtspunkten sowie die Qualität und Sachdienlichkeit der Begleitmaßnahmen (Vermeidung, Reduzierung oder Ausgleich der negativen Auswirkungen auf die Umwelt) des Projekts und der für das Umweltmonitoring vorgesehenen Maßnahmen.

(19) Das von der Compagnie Electrique de Bretagne (nachstehend „CEB"), dem Begünstigten der Maßnahme, betriebene Kraftwerk wird Ausgleichsleistungen über drei mögliche Maßnahmen vornehmen. Erstens die Aktivierung der Primär- und Sekundärreserve (Systemdienst mit automatischer Aktivierung) sowie der Tertiärreserve (Ausgleich mit manueller Aktivierung). Zweitens wird im Bereich der Systemdienste der Betreiber des Kraftwerks, CEB, die Verpflichtung haben, technisch zu deren Bereitstellung in der Lage zu sein. Drittens wird im Bereich des Ausgleichsmechanismus (Tertiärreserve) CEB die Verpflichtung haben, seine verfügbare Leistung RTE (Réseau de Transport d'Electricité, „RTE", Unternehmen für die Instandhaltung und Entwicklung des öffentlichen französischen Hochspannungs- und Höchstspannungs-Stromübertragungsnetzes) anzubieten. Diese Bereitstellung außerhalb der Reserveverträge wird nur in Fällen der Nutzung des Ausgleichsmechanismus zu einer Vergütung berechtigen. Es ist geplant, dass die Maschine während einer Dauer von etwa 3 000 h/Jahr im Volllastäquivalent in Betrieb ist, und zwar ab dem Datum, an dem das Kraftwerk in Betrieb sein wird. Unter Berücksichtigung der installierten Leistung (422 MW) führt diese Betriebsdauer zu einer jährlichen Stromerzeugung von ca. 1 250 GWh.

2.3. **Höhe der Beihilfe**

(20) Die Höhe der aufgrund der Ausschreibung gezahlten Prämie wird maximal 94 000 EUR/MW/Jahr im Wert vom 31.11.2011 betragen. Die Prämie wird für einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt werden und wird während der Projektdauer indexiert werden, um die Entwicklung der Betriebs- und Instandhaltungskosten zu berücksichtigen. Die Höhe der aufgrund der Ausschreibung gezahlten Prämie wird maximal 40 Mio. EUR pro Jahr betragen.

([7]) Watt (ein MW entspricht einer Million Watt) ist die Maßeinheit für die elektrische Leistung. Eine MWh bezeichnet die Erzeugung von einem MW während des Zeitraums von einer Stunde.

(21) Die Prämie wird in Höhe von 20 % auf die Kapazitätspreise, 20 % auf die Arbeitskosten, 50 % auf die Höhe des Tarifs der Übertragung im regionalen Netz, 5 % auf die Kosten des Stromanschlusses und 5 % auf die Kosten des Gasanschlusses indexiert.

(22) Die französischen Behörden haben erläutert, dass der von dem erfolgreichen Bieter vorgeschlagene Betrag sich aus (i) dem Wert der Kapazität gleich [50 000-60 000] (*) EUR/MW/Jahr, und aus drei mit dem geographischen Standort des Projekts in Verbindung stehenden Faktoren ergibt, das heißt: (ii) aus den Mehrkosten in Verbindung mit dem Gastransport in Höhe von [20 000-40 000] EUR/MW/Jahr, (iii) den Mehrkosten in Verbindung mit dem Anschluss in Höhe von 6 000 EUR/MW/Jahr, und (iv) die Mehrkosten in Verbindung mit besonderen Umweltmaßnahmen in Höhe von 2 000 EUR/MW/Jahr.

(23) Der Wert der Kapazität entspricht dem Betrag, der als Mehrkosten in Verbindung mit dem geplanten Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks abgedeckt wird. Die Bieter haben diese Mehrkosten als die Differenz zwischen den mit dem Verkauf der Energie auf dem Markt erwirtschafteten Einnahmen und den Kosten in Verbindung mit der schnellen Inbetriebnahme des Kraftwerks berechnet. Die Energieregulierungskommission CRE stellt fest: „Angesichts der gegenwärtigen Marktbedingungen und des Stands der Nachfrage nach Strom ist der Betrieb eines Kraftwerks des Typs GuD wirtschaftlich nicht rentabel. Die Rentabilität wird wahrscheinlich erst in mehreren Jahren erreicht sein. Es besteht somit ein entgangener Gewinn für den Bieter, aufgrund des Datums der vorzeitigen Inbetriebnahme des Kraftwerks, der durch diese Komponente der Prämie als abgedeckt gilt."

(24) Eine neue Gasleitung von 111 km wird für die Versorgung des Kraftwerks benötigt. Die geschätzten Kosten für dieses Projekt belaufen sich auf ca. 100 Mio. EUR, die von GRTgaz (einem 2005 gegründeten französischen Unternehmen, das die Verwaltung des Gasfernleitungsnetzes in Frankreich sicherstellt) vorfinanziert werden. CEB wird durch die Zahlung des Tarifs für den Gastransport zu seiner Rentabilisierung beitragen.

(25) Das französische Gesetz Nr. 2010-1488 vom 7. Dezember 2010 über die neue Organisation des Strommarkts („NOME") hat einen Kapazitätsmechanismus eingeführt, mit dem Ziel, die Sicherheit der Stromversorgung Frankreichs sicherzustellen. ([8]) Das am Ende des Ausschreibungsverfahrens ausgewählte Kraftwerk in der Bretagne wird zum nationalen Kapazitätsmechanismus beitragen müssen. Die Vergütung, die von dem Kraftwerk im Rahmen dieses Mechanismus bezogen wird, wird gegebenenfalls von der aufgrund der Ausschreibung tatsächlich gezahlten Prämie abgezogen werden.

2.4. **Dauer**

(26) Die Prämie wird für 20 Jahre ab dem Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks gewährt.

2.5. **Begünstigte(r)**

(27) Der für Energie zuständige Minister hat gemäß der Stellungnahme der CRE das in der Gemeinde Landivisiau angesiedelte Projekt ausgewählt, das von der Compagnie Electrique de Bretagne („CEB"), einem Konsortium von Direct Energie und Siemens, getragen wird.

(28) Der erfolgreiche Bieter ist ein Erzeuger von geringer Bedeutung auf dem französischen Stromerzeugungsmarkt, der kein anderes konventionelles Kraftwerk in der Bretagne besitzt.

(29) Die von CEB angebotene garantierte Installationsleistung beträgt 422 MW. Der erfolgreiche Bieter hat sich verpflichtet, die industrielle Inbetriebnahme seines Kraftwerks spätestens im […] vorzunehmen. In ihrer Mitteilung vom 5. Oktober 2016 beschreiben die französischen Behörden die Verzögerungen, von denen das Projekt betroffen ist. Laut dem geänderten Datum der Inbetriebnahme des Kraftwerks ist diese für den […] geplant.

(30) Gemäß den von dem erfolgreichen Bieter an die CRE übermittelten Daten verfügte dieser über keine andere Beihilfe, die er gleichzeitig mit der aufgrund der Ausschreibung gewährten Beihilfe bezogen hätte, und verfügt auch heute nicht über diese. Außerdem wird die Vergütung, die eventuell von dem Kraftwerk auf dem zukünftigen Kapazitätsmarkt bezogen wird, von der aufgrund der Ausschreibung gewährten Prämie abgezogen werden.

2.6. **Der von CEB mitgeteilte Geschäftsplan**

(31) Zur Bekräftigung des den französischen Behörden unterbreiteten Angebots hat CEB einen Geschäftsplan mitgeteilt. Dieser Geschäftsplan weist einen internen Ertragssatz („IRR") nach Steuern von [5-10] % aus. Für diese Rentabilität werden folgende Hauptannahmen zugrunde gelegt: ein Stundennutzungsvolumen von ca. [3 000-6 500] Stunden pro Jahr; eine Anfangsinvestition von [400-500] Mio. EUR. Die Einnahmen basieren einerseits auf einer Prämie von […] EUR/MW/Jahr und andererseits auf einer Nettovergütung, die sich aus einem Tolling-Vertrag ergibt und die eine durchschnittliche Vergütung von […] Euro pro Jahr darstellt.

(*) Vertrauliche Information

([8]) Die Europäische Kommission hat das französische Projekt des Kapazitätsmechanismus am 8. November 2016 unter der Nummer SA.39621 genehmigt.

(32) Diese Tolling-Vereinbarung ist ein privatrechtlicher Vertrag, der zwischen CEB und einem Toller (dem Vertragspartner, zum Beispiel EDF) abgeschlossen wird und der den Kauf einer festgelegten Strommenge durch den Toller vorsieht. Die sich aus dieser Tolling-Vereinbarung ergebenden Einnahmen wurden so festgelegt, dass sie im Geschäftsplan die Bedingungen widerspiegeln, die CEB zum Zeitpunkt der Ausschreibung erwartungsgemäß erreichen konnte. Der Betrag der Tolling-Gebühr wurde auf der Basis eines stochastischen Prognosemodells berechnet. Die Annahmen zu diesem Vertrag basieren auf einem Verkauf der von dem Kraftwerk erzeugten Energie auf dem Markt durch den Toller zu einem Anfangsbetrag von […] Mio. EUR/Jahr von März 2017 bis Oktober 2036. Die Vergütung von CEB aufgrund des Tolling-Vertrags war Gegenstand einer Sensitivitätsanalyse. Ein pauschaler Subventionsindex wird für die Aktualisierung der Kapazitätsprämie angewandt.

(33) Die Vergütung aufgrund des Tolling-Vertrags materialisiert die Kosten der Umwandlung von Gas in Strom und der Nutzung der Anlagen. Sie schließt eine variable Komponente ein, die darauf abzielt, die Einspeisungs-, Betriebs- und Instandhaltungskosten abzudecken. Sie beinhaltet zudem eine feste Komponente, die darauf abzielt, die fixen Betriebskosten sowie die Finanzierungs- und Amortisationskosten abzudecken. Die Tolling-Gebühr wird auch in eine nicht indexierte und eine indexierte Komponente unterteilt. Die indexierte Komponente zielt darauf ab, die fixen Betriebskosten abzudecken. Die nicht indexierte Komponente zielt darauf ab, die Infrastrukturkosten wie zum Beispiel die Finanzierungskosten des Projekts oder auch die Abschreibungen der getätigten Investitionen abzudecken. Der Einkauf von Gas wird angesichts des Vorliegens des Tolling-Vertrags nicht als Modell dargestellt. Der Geschäftsplan berücksichtigt direkt eine durchschnittliche operative Marge, die für die Dauer des Projekts vorausgeplant wird.

(34) Der Geschäftsplan sieht außerdem die Aktualisierung mehrerer Annahmen während der Dauer des Projekts vor: Arbeitskostenindex, Erzeugerpreisindex, Endkosten für den Anschluss ans Netz. Diese Aktualisierung ist durch die Laufzeit des Geschäftsplans begründet, der sich auf einen Zeitraum von [15-20] Jahren erstreckt. Eine Kapazitätsprämie, die ebenfalls aktualisiert wird, wird dem Betreiber gewährt, um ihm eine Rentabilisierung seiner Investition zu ermöglichen. Diese Prämie hängt von der tatsächlichen Verfügbarkeit des Kraftwerks ab. Die feste Prämie hängt von einem Verfügbarkeitsfaktor des Kraftwerks ab. Eine Beteiligung am Kapazitätsmechanismus über die Wiederherstellung des Gleichgewichts hinaus ist im Geschäftsplan nicht vorgesehen. Wenn eine solche Beteiligung erfolgen würde, würde die aus dieser Beteiligung gewonnene Vergütung vom Betrag der Prämie abgezogen.

(35) Die Fixkosten des Gastransports werden auf [10-20] Mio. EUR jährlich geschätzt.

(36) Die variablen Betriebs- und Instandhaltungskosten sind das Produkt der variablen Betriebskosten und der Zahl der gleichwertigen Betriebsstunden. Die Betriebs- und Instandhaltungskosten werden von dem Toller an CEB gezahlt werden.

(37) Die Sensitivitätsanalyse wurde ebenfalls zu anderen Annahmen wie zum Beispiel der Inflation oder den Lohnkosten durchgeführt.

(38) Der Anschluss an das Netz wird von CEB finanziert werden, auch wenn er von RTE und GRTgaz durchgeführt wird. Diese Anschlusskosten werden auf jeweils [30-40] Mio. EUR und [20-30] Mio. EUR geschätzt.

(39) Nach den berücksichtigten Annahmen werden am Ende des Geschäftsplans die Kosten für den Weiterverkauf der installierten Anlagen von den Kosten für den Abbau ausgeglichen werden, sodass der Endwert des Kraftwerks gleich null sein wird.

(40) Ein Umsatz aus den Ausgleichsaktivitäten wird berücksichtigt. Die Bewertungsannahmen wurden von den französischen Behörden beschrieben ([9]). Diese Einnahmen machen weniger als 1,5 % der erwarteten Gesamtannahmen aus.

(41) In seiner Mitteilung vom 5. Oktober 2016 stellt Frankreich klar, dass der Baubeginn […] mit einer industriellen Inbetriebnahme stattfinden könnte […].

3. BESCHREIBUNG DER GRÜNDE FÜR DIE EINLEITUNG DES VERFAHRENS

3.1. Analyse des Vorliegens der Beihilfe

(42) Die Kommission war der Ansicht, dass das in Artikel 107 AEUV niedergelegte Kriterium der Anrechenbarkeit erfüllt war. Im vorliegenden Fall ist die Maßnahme einerseits dem Staat zuzurechnen, da die Ausschreibungsbekanntmachung von dem für die Energie zuständigen Minister veröffentlicht worden ist, der auch das Projekt ausgewählt hat. Andererseits wird die an den erfolgreichen Bieter gezahlte Vergütung auf die Einzelhandelspreise über die „Abgabe für die öffentliche Stromversorgung“ (Contribution au Service Public de l'Electricité, CSPE)

([9]) Mitteilung der französischen Behörden vom 5. Oktober 2016.

umgelegt. Nun war die Kommission aber in ihrem Beschluss Staatliche Beihilfe SA.36511 (2014/C) zu dem Ergebnis gelangt, dass die CSPE ein staatliches Mittel darstelle, da es sich um eine „vom Staat auferlegte Abgabe" handelt, „die von einer vom Staat bestimmten Stelle gesammelt und verwaltet wird, um die Beihilferegelung gemäß den vom Staat festgelegten Vorschriften zu verwalten" ([10]).

(43) Betreffend das Vorliegen eines Vorteils für die Unternehmen vertraten die französischen Behörden die Auffassung, dass dieses Kriterium nicht erfüllt war, da die Ausschreibung die in der *Altmark*-Rechtsprechung niedergelegten Kriterien eingehalten hat ([11]).

(44) Die Kommission war jedoch der Ansicht, dass die in der *Altmark*-Rechtsprechung niedergelegten Kriterien nicht eingehalten wurden. Damit eine öffentliche Dienstleistung der Einstufung als staatliche Beihilfe entgehen kann, müssen die folgenden vier Kriterien gleichzeitig erfüllt sein: i) das begünstigte Unternehmen muss mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen beauftragt sein und diese Verpflichtungen müssen klar definiert sein; ii) die Parameter, auf deren Basis die Ausgleichsleistung berechnet wird, müssen in objektiver und transparenter Weise vorab festgelegt werden; iii) die Ausgleichsleistung darf nicht den notwendigen Betrag überschreiten, um die durch die Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen verursachten Kosten ganz oder teilweise abzudecken, unter Berücksichtigung der entsprechenden Einnahmen und eines angemessenen Gewinns; iv) wenn die Auswahl des mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen beauftragten Unternehmens nicht über eine Ausschreibung erfolgt, muss die Höhe der Ausgleichsleistungen auf der Basis einer Analyse der Kosten festgelegt werden, die ein mittleres Unternehmen eingegangen wäre, unter Berücksichtigung der damit verbundenen Einnahmen sowie eines angemessenen Gewinns in Verbindung mit der Erfüllung dieser Verpflichtungen. Die Kommission war zwar der Ansicht, dass das zweite Kriterium eingehalten wurde, sie äußerte dagegen die folgenden Bedenken zu den drei folgenden Kriterien:

1. Betreffend das erste Kriterium (Vorliegen einer Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse und genau definierter Auftrag) hat die Kommission Bedenken zu der Tatsache geäußert, dass der Bau und Betrieb des Kraftwerks Landivisiau als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse eingestuft werden könnten, erstens, da keine Elemente mitgeteilt wurden, die ein Problem der Sicherheit der Stromversorgung in der Bretagne in der Vergangenheit beweisen, und zweitens aufgrund der Unmöglichkeit für die Mitgliedstaaten, spezifische gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen mit Dienstleistungen zu verbinden, die bereits von Unternehmen, die unter normalen Marktbedingungen tätig sind, in zufriedenstellender Weise bereitgestellt werden oder werden könnten, in Übereinstimmung mit dem allgemeinen Interesse: in vorliegenden Fall hätten Unternehmen, die ihre Tätigkeiten unter normalen Marktbedingungen ausüben, die benötigte Kapazität bereitstellen können, um die Versorgungssicherheit in der Bretagne zu gewährleisten, wenn die französischen Rechtsvorschriften nicht verhindert hätten, dass die Strompreise die richtigen Signale senden, um Anreize für Investitionen in die Kapazität in der Region zu schaffen. Drittens ist die Maßnahme zudem diskriminierend gegenüber anderen Technologien, da sie sich nur auf die GuD-Technologie bezieht. Die Maßnahme ist daher in technologischer Hinsicht nicht neutral ([12]). Viertens ist die Maßnahme nicht angemessen, da der Bedarf für eine Anlage zur Erzeugung von 450 MW von den französischen Behörden nicht anhand einer ausführlichen Analyse des Bedarfs der Region an zusätzlichen Kapazitäten bestätigt wurde ([13]). Und schließlich ist langfristig gesehen die Ausschreibung dazu geeignet, das Problem im Bereich der Versorgungssicherheit zu verschärfen: erstens dadurch, dass der Strommarkt für Investitionen geschlossen wird, die von keiner staatlichen Förderung profitieren; zweitens, indem das strukturelle Problem des „Missing Money" ([14]) für den Stromerzeuger nicht gelöst oder gar noch verschärft wird; und drittens, indem die Möglichkeiten zur Entwicklung anderer Technologien eingeschränkt werden.

2. Betreffend das dritte Kriterium (überhöhte Ausgleichsleistung) hat die Kommission Zweifel daran geäußert, dass keine überhöhte Ausgleichsleistung erfolgt, einerseits aufgrund des Fehlens eines Anpassungsmechanismus entsprechend den zukünftigen Marktbedingungen, und andererseits aufgrund der Modalitäten der Ausschreibung, die keine Absicherung gegen das Risiko einer überhöhten Ausgleichsleistung bieten.

3. Betreffend das vierte Kriterium (Auswahl des Leistungserbringers zu den geringsten Kosten) hat die Kommission Bedenken gegenüber der Tatsache, dass die Ausschreibung die Auswahl des Leistungserbringers ermöglicht habe, der in der Lage ist, die Dienstleistung zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit zu erbringen, und zwar aufgrund der zu restriktiven Kriterien, um eine echte Auswahl des Leistungserbringers zu

([10]) Beschluss C (2014) 1315 endg. der Kommission vom 27. März 2014 in der Sache SA.36511 (2014/C) (ex 2013/NN) — Frankreich, Fördermechanismus für Strom aus erneuerbaren Energien und Deckelung der CSPE.

([11]) Urteil des Gerichtshofs vom 24. Juli 2003, Altmark Trans GmbH und Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH („Altmark"), C-280/00, Slg. 2003, I-7747.

([12]) Wie in Artikel 3 Absatz 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 dargelegt (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 55).

([13]) Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2009/72/EG, Urteil des Gerichtshofs vom 21. Dezember 2011, Enel Produzione SpA/Autorità per l'energia elettrica e il gas, C-242/10, ECLI:EU:C:2011:861, Rn. 42; Urteil des Gerichtshofs vom 20. April 2010, Federutility e.a, C-265/08, ECLI: EU:C:2010:205, Rn. 33.

([14]) Situation, in der der Nachfrageüberhang im Verhältnis zur verfügbaren Kapazität den Markt nicht dazu veranlasst, darauf mit einer Erhöhung dieser Kapazität zu reagieren.

ermöglichen: Auswahl allein der GuD-Technologie, die nicht unbedingt diejenige mit den geringsten Kosten darstellt, Betrag der gewichteten Prämie in Höhe von 45 %, übermäßig eingeschränktes geographisches Gebiet, Auswahlkriterien, die zu anderen Teilen des PEB beitragen, wie zum Beispiel Umweltkriterien, die nicht geeignet sind, um zur Auswahl des Angebots mit den geringsten Kosten für die Allgemeinheit beizutragen.

(45) Aufgrund der von der Kommission geäußerten Zweifel über die Einhaltung der Bedingungen der *Altmark*-Rechtsprechung durch die Maßnahme vertrat die Kommission in ihrer vorläufigen Analyse die Ansicht, dass die Maßnahme dem erfolgreichen Bieter einen Vorteil verschaffen könne, wobei dieser Vorteil selektiv sei, da er einem einzigen Unternehmen, CEB, gewährt wurde.

(46) Betreffend die Auswirkungen auf den Wettbewerb und die Beeinträchtigung des Handels war die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme den Handel und den Wettbewerb beeinträchtigen könnte, sofern der erfolgreiche Bieter, der von einer vorteilhaften Maßnahme profitiert, mit anderen Stromerzeugungsanlagen und anderen Anbietern von Kapazität in für den Wettbewerb geöffneten Märkten konkurrieren wird (Stromverkaufsmarkt, Ausgleichsmechanismus).

3.2. **Prüfung der Vereinbarkeit**

3.2.1. *Überblick über den Rechtsrahmen*

(47) Die Kommission vertrat in ihrem Beschluss über die Einleitung des Verfahrens die Ansicht, dass die Maßnahme im Hinblick auf Artikel 107 des AEUV beurteilt werden müsse, für den Fall, dass ihre Zweifel betreffend die Erfüllung aller von der *Altmark*-Rechtsprechung festgelegten Kriterien bestätigt würden. Die Maßnahme müsste dann anhand der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014 überprüft werden ([15]), die die Bedingungen darlegen, zu denen Energiebeihilfen auf der Grundlage von Artikel 107 AEUV als mit dem Binnenmarkt vereinbar betrachtet werden können.

(48) Hilfsweise hat die Kommission festgestellt, dass, falls ihre geäußerten Bedenken hinsichtlich der Definition der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung nicht bestätigt würden, die Überprüfung der Vereinbarkeit auf der Grundlage der Mitteilung der Kommission über den Rahmen der Europäischen Union für staatliche Beihilfen in Form von Ausgleichsleistungen für die Erbringung öffentlicher Dienstleistungen (2011) anwendbar wäre.

3.2.2. *Beurteilung der Vereinbarkeit*

(49) Betreffend das Ziel von gemeinsamem Interesse hat die Kommission Bedenken gegenüber der Tatsache geäußert, dass die Maßnahme dazu beitrage, dem gemeinsamen Ziel der Gewährleistung der Sicherheit der Stromversorgung zu dienen: einerseits schien das Ziel der Maßnahme nicht ausreichend klar definiert (allgemeiner Kapazitätsmangel, Nachfragespitzen), und andererseits könnte die Maßnahme mittelfristig nicht das ordnungspolitische Versagen und das Marktversagen beheben, die gegenwärtig ein ausreichendes Investitionsniveau in der Bretagne verhindern.

(50) Die Erforderlichkeit der Maßnahme war nicht ausreichend bewiesen, da keine zufriedenstellende Quantifizierung des Kapazitätsmangels bei saisonalen Verbrauchsspitzen oder in Spitzenlastzeiten vorlag. Die Erforderlichkeit der Maßnahme konnte außerdem durch die Möglichkeit in Frage gestellt werden, angemessene lokale Preise einzuführen, wodurch Preissignale gesendet würden, die als Investitionsanreize dienten, ohne dass Beihilfen vergeben würden.

(51) Die Kommission war nicht von der Geeignetheit der Maßnahme überzeugt. Einerseits waren alternative Maßnahmen (Aufteilung der Tarifzone, intelligente Stromzähler, Ausbau des Stromverteilnetzes) offenbar von den französischen Behörden nicht ausreichend untersucht worden. Andererseits wurden auch Bedenken gegenüber dem restriktiven Charakter der Maßnahme geäußert, die auf bestimmte Typen von Anbietern von Kapazität ausgerichtet war, welche an der Ausschreibung teilnehmen konnten (die Ausschreibung war auf eine einzige Art von Technologie begrenzt — kombinierte Gasturbinen-Dampfturbinen-Technologie). Schließlich bot die Maßnahme auch keinen Anreiz zum Einsatz einer Laststeuerung.

(52) Betreffend die Verhältnismäßigkeit hat die Kommission ebenfalls Bedenken geäußert: der restriktive Charakter der Ausschreibung hätte Wettbewerber von einer Teilnahme abhalten können, welche es ermöglicht hätte, den Betrag der Beihilfe zu minimieren. Außerdem sah die Maßnahme keinen Anpassungsmechanismus im Fall von unerwarteten Gewinnen vor.

(53) Schließlich hat die Kommission Zweifel gegenüber der Fähigkeit der Maßnahme geäußert, unerwünschten negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten vorzubeugen. Erstens war die Maßnahme in technologischer Hinsicht nicht neutral. Sie war nämlich für Maßnahmen geschlossen, die ebenfalls geeignet waren, Probleme der Angemessenheit der Kapazität zu beheben: Laststeuerung, Verbindungsleitungen (Interkonnektoren), Speicherungslösungen, aber auch andere Technologien (Verbrennungsturbinen).

([15]) Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1).

Zweitens hatte angesichts der Direct Energie eingeräumten Möglichkeit, die erzeugte Energie zu einem Rabattsatz von 5 % an EDF zu verkaufen, anstatt sie selbst zu vermarkten, die Kommission Bedenken wegen des Risikos einer Stärkung der Stellung von EDF auf dem Energieversorgungsmarkt.

4. STELLUNGNAHMEN DER BETEILIGTEN

(54) Die Kommission hat 58 Antworten von Beteiligten außer dem französischen Staat im Laufe der Konsultationzum Einleitungsbeschluss erhalten. Diese verschiedenen Antworten wurden nachfolgend nach Thema zusammengefasst. Bei der Beurteilung der Maßnahme wird auf diese eingegangen werden.

4.1. **Prüfung der Vereinbarkeit**

4.1.1. *Gemeinsames Interesse*

(55) 39 Beteiligte sind der Ansicht, dass das Risiko eines Stromausfalls von den französischen Behörden überschätzt wird. Denn selbst während der außergewöhnlichen Kältewelle im Jahr 2012 sind derartige Stromausfälle nicht eingetreten. Stromausfälle, die auf dem Gebiet der Bretagne eingetreten sind, wurden durch Faktoren verursacht, die nicht mit dem Netzbetrieb in Verbindung stehen (zum Beispiel durch umgestürzte Bäume). Der letzte ernsthafte Stromausfall, der in Frankreich bekannt ist, trat 1978 ein, wobei während einiger Stunden in drei Vierteln des Landes der Strom ausgefallen war. Diese Situation hat sich jedoch nie wiederholt, da RTE die erforderlichen Maßnahmen ergriffen hatte, damit keine weitere Störung dieser Art mehr auftreten kann.

(56) Andere Stellungnahmen der beteiligten Parteien heben hingegen die Vereinbarkeit der Maßnahme mit dem Ziel des gemeinsamen Interesses hervor. Etwa 20 dieser Parteien sind der Ansicht, dass die Versorgungssicherheit der Bretagne nicht gewährleistet ist. Die besondere geographische Lage der Bretagne, die sich am Leitungsende befindet, ist mit einer geringen lokalen Stromerzeugung verbunden, die nur 13,3 % des Verbrauchs abdeckt ([16]). Ihr Kraftwerkspark ist zudem durch das Fehlen von Grundlastkraftwerken gekennzeichnet, die in der Lage sind, in autonomer Weise die Nachfrage abzudecken, was den Bau des Gas-Kombikraftwerks rechtfertigen würde. Denn obwohl die Region eine Erhöhung der Energieerzeugung aus erneuerbaren Ressourcen verzeichnet, erfordert der fluktuierende Charakter dieser Energiequellen den Bau eines Grundlastkraftwerks, um ihrer eventuellen Unfähigkeit der Bewältigung von Nachfragespitzen abzuhelfen.

4.1.2. *Erforderlichkeit der Maßnahme*

4.1.2.1. Ausbau des Netzes

(57) Einige Parteien begründen die fehlende Erforderlichkeit der Maßnahme mit der schlechten Dimensionierung des Netzes in der Region. Es bestehen starke Engpässe auf den 225-kV-Leitungen im Norden der Bretagne. Mehrere Parteien sind daher der Ansicht, dass der zukünftige Bau einer elektrischen Erdleitung von 225 kV, die die Transformatorenstationen von Calan (Morbihan), Mûr-de-Bretagne und Plaine-Haute (Côtes d'Armor) verbindet, die Stromversorgung in der Bretagne sichern würde, indem er den Import von zusätzlichen 700 MW in die Bretagne ermöglichen würde und den reibungslosen Transport von Strom aus Anlagen für erneuerbare Energien in der Region (Onshore- und Offshore-Anlagen) erleichtern würde. Ihre für November 2017 geplante Inbetriebnahme wird es ermöglichen, das Stromnetz der Region zu vervollständigen und die Stromversorgung der Nord- und Zentralbretagne dauerhaft zu sichern.

(58) Sie stellen fest, dass andere französische Regionen ebenfalls Strom importieren: Île-de-France, Bourgogne-Franche-Comté und in geringerem Maße Pays de la Loire und Provence-Alpes-Côte d'Azur („PACA"). In diesen Regionen wurden die Investitionen in die Netzverstärkung gegenüber dem Bau eines neuen Kraftwerks bevorzugt. So hat sich zum Beispiel die Region PACA dafür entschieden, sich ein Sicherheitsnetz zuzulegen, das aus drei elektrischen Erdleitungen von 225 kV besteht und das es ihr heute ermöglicht, über eine ebenso leistungsfähige und zuverlässige Stromversorgung zu verfügen wie im übrigen Frankreich ([17]).

(59) Daher schlagen mehrere Beteiligte eine „Netz"-Lösung vor: Sie sind der Ansicht, dass eine Verdopplung der 400-kV-Leitung Plaine-Haute — Domloup oder eine Verstärkung der 225-kV-Leitung es ermöglichen würde, die Übertragungskapazität zu erhöhen und somit Strom in ausreichender Höhe zu importieren, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Zu letzterer Option stellt ENGIE fest, dass diese Verdopplung der 400-kV-Leitung eine zusätzliche Übertragungskapazität bieten würde, die selbst langfristig deutlich über dem notwendigen Bedarf liegen würde, wodurch die Investition wenig gerechtfertigt wäre. Die Verstärkung der 225-kV-Leitung würde daher dem tatsächlichen Bedarf eher gerecht werden, würde aber dennoch die Verstärkung einer bedeutenden Netzlänge erfordern.

([16]) RTE, Bilan Electrique de la Bretagne 2014 (Strombilanz der Bretagne).
([17]) Siehe http://www.rte-france.com/fr/projet/filet-de-securite-paca-pour-une-securisation-electrique-durable-de-la-region. (in französischer Sprache)

4.1.2.2. Entwicklung der Nachfrage

(60) Mehrere Parteien sind der Ansicht, dass die Entwicklung der Nachfrage die Maßnahme nicht notwendig macht, um das Ziel der Versorgungssicherheit zu erreichen:

1. Diese stützen sich erstens auf einen Bericht des RTE von 2014, nach dem die Thermosensitivität tendenziell abnimmt. So ist 2014 der Verbrauch in der Bretagne um 150 MW gestiegen, als die Temperatur um ein Grad gesunken ist. Vorher lag dieser Anstieg in der Größenordnung von 200 MW pro Grad Temperaturrückgang.

2. 16 Beteiligte sehen zweitens eine sinkende Nachfrage voraus, was durch die Installation intelligenter Stromzähler und die Einführung der Ecowatt-Initiative begünstigt wird. Diese Initiative ermöglicht es freiwillig teilnehmenden Bürgern, sich informieren zu lassen, wenn eine angespannte Situation im Netz vorliegt, damit sie ihren Stromverbrauch entsprechend reduzieren.

3. Die Beteiligten sind der Ansicht, dass die Verbesserung der Energieeffizienz von Gebäuden, die zu einer Entwicklung der Nachfrage in Richtung eines verstärkten Nachfragemanagements führen sollte, bezeichnend für die fehlende Erforderlichkeit der Maßnahme ist.

(61) Einige Parteien, die das Projekt befürworten, stützen sich dagegen auf die Prognose eines Bevölkerungswachstums in der Bretagne, zu der eine starke Thermosensitivität hinzukommt, um die Erforderlichkeit der Maßnahme zu rechtfertigen und dem erwarteten Anstieg der Nachfrage zu entsprechen.

4.1.2.3. Entwicklung der Stromerzeugung

(62) Einige Parteien sind der Ansicht, dass die Entwicklung der Stromerzeugung die Maßnahme nicht notwendig macht:

1. Die Gegner des Projekts berücksichtigen zuerst die Tatsache, dass bereits Investitionen getätigt wurden, um die Betriebsdauer der Standorte Brennilis und Dirinon zu verlängern, wodurch das Datum der Stilllegung nicht mehr auf 2017, sondern auf 2023 festgelegt wurde. Infolgedessen sind fünf Beteiligte der Ansicht, dass die Erzeugung der bestehenden Gasturbinenkraftwerke es ermöglicht, die Verbrauchsspitzen auszugleichen und das Risiko eines allgemeinen Spannungsausfalls (Blackout) zu vermeiden. Zehn Parteien stellen außerdem fest, dass diese Standorte Gegenstand einer chronischen Unterauslastung sind, weshalb die Beihilfe zum Bau einer neuen Erzeugungsanlage nicht nötig ist. Als Beispiel versichert der Verein „Consommation, Logement et Cadre de Vie", dass die Gasturbinenkraftwerke von Brennilis und Dirinon nur mehrere Dutzend Stunden (ca. 70 Stunden im Jahr 2012) bis mehrere hundert Stunden (ca. 265 Stunden im Jahr 2010) in Betrieb sind.

2. ENGIE ist zweitens der Ansicht, dass die Gasturbine von SPEM Pointe, für die die Sofortreserve und Zusatzreserve mit RTE zu einem Preis von 25 000 EUR/MW/Jahr über eine Ausschreibung vertraglich vereinbart wird, zahlreiche Vorteile im Vergleich zu einer neuen Anlage bieten würde, wie etwa der geringe Anschaffungspreis der Gasturbine und die bereits abgeschriebenen Kosten des Anschlusses an das Stromnetz. So stellt das Unternehmen fest, dass die von RTE im Rahmen dieser Ausschreibungen festgelegte Prämie eine geringere Höhe aufweist als die Jahresprämie von 40 000 000 EUR, die für das Projekt des Gas-Kombikraftwerks verlangt wird, und zwar 94 000 EUR/MW/Jahr.

3. Schließlich erwähnen die Beteiligten die Möglichkeit für die Region, Strom zu „importieren". Die Personen, die das Projekt ablehnen, sind der Ansicht, dass die Region tatsächlich den von ihr benötigten Strom aus benachbarten Regionen beziehen kann, insbesondere aus dem Gasturbinenkraftwerk Cordemais.

(63) 20 Parteien sind der Ansicht, dass die Entwicklung der Stromerzeugung hingegen die Einführung der Maßnahme rechtfertige. Fünf Beteiligte, die das Projekt befürworten, geben nämlich an, dass die einzigen derzeit in der Bretagne angesiedelten Kraftwerke die Gasturbinenkraftwerke Brennilis und Dirinon sind. Sie sehen die Maßnahme umso mehr als nötig an, als diese Gasturbinenkraftwerke das Ende ihres Lebenszyklus erreicht haben, da sie maximal bis 2023 in Betrieb sein werden. Ihre geplante Stilllegung macht es also erforderlich, ausreichend lange vorher eine Alternative vorzusehen. Drei Parteien, die den Bau des Gas-Kombikraftwerks befürworten, erinnern nämlich daran, dass diese Ölturbinen aus Gründen des Umweltschutzes spätestens bis 2023 stillgelegt werden sollten und dass es sich daher nur um eine kurzfristige Lösung handeln kann, die nicht ausreichend ist, um das Ziel der Versorgungssicherheit der Region zu erreichen.

4.1.3. *Geeignetheit der Maßnahme*

(64) Mehrere Beteiligte bestreiten die Geeignetheit der Maßnahme:

1. Wie unter Randnummer 61 erläutert, sind die Gegner des Projekts der Ansicht, dass das Projekt angesichts des tatsächlichen Verbrauchsbedarfs in der Bretagne viel zu groß dimensioniert ist. Die Verbrauchsspitze wird auf 200 MW während eines Zeitraums von 200 bis 400 Stunden jährlich für die Spitzenlast im Departement Finistère geschätzt. Das vom französischen Staat und dem Regionalrat geplante Projekt — 450 MW für über 3 000 Stunden jährlich — wäre somit überdimensioniert.

2. Außerdem lässt sich gemäß den Analysen von RTE ([18]), die von einigen das Projekt ablehnenden Parteien herangezogen werden, die sinkende Wachstumsrate der Energienachfrage durch strukturelle Gründe erklären (Verlangsamung des Bevölkerungswachstums, Auswirkungen der Wirtschaftskrise und der Energieeffizienzmaßnahmen). Ihrer Ansicht nach sollte das PEB-Abkommen geändert werden, um diese Elemente zu berücksichtigen. Die Nachfragespitzenquote ist seit 2009 eher stabil und im Jahr 2014 sogar gesunken. Außerdem nimmt die Thermosensitivität tendenziell ab (wie in Abschnitt 4.1.2.2 erläutert), wodurch die Verbrauchsspitzen automatisch zurückgehen sollten. Diese Argumentation wurde bereits in Erwägungsgrund 60(1) erläutert.

3. Schließlich stellen sie fest, dass andere Projekte besser geeignet wären, um die Probleme der Versorgungssicherheit der Bretagne langfristig zu beheben, wie etwa das Verbindungsleitungs-Projekt mit Irland oder der Bau eines Pumpspeicherwerks (PSW). Das erste Projekt wird eine langfristige Stromversorgung der Region ermöglichen und entspricht den Zielen des Energiebinnenmarkts. Dem PSW-Projekt von Guerdélan trauen ebenfalls zwei Parteien die Fähigkeit zu, das Energiedefizit bei Verbrauchsspitzen zu beheben.

(65) Die das Projekt befürwortenden Parteien entwickeln die folgende Argumentation:

1. Mehrere Beteiligte bestehen zunächst auf dem Vorteil der Wahl einer Erzeugungsanlage des Typs Gas-Kombikraftwerk. Diese bietet ihrer Ansicht nach einen besseren Wirkungsgrad und eine stabilere Erzeugung als die Standorte, die erneuerbare Energiequellen nutzen. Für mehrere Beteiligte stellt sie den besten Kompromiss bezüglich Effizienz und Umweltauswirkungen dar.

2. Auch wenn einige Beteiligte auf den Vorteil der Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung hinweisen, bleibt das Potenzial solcher Standorte begrenzt (in der Größenordnung von 150 MW) und dies würde den Bau mehrerer Kraftwerke sowie mehrere Netzanschlussverfahren erfordern. Der Bau einer neuen Erzeugungskapazität des Typs Gas-Kombikraftwerk würde es dagegen ermöglichen, die Notwendigkeit von Bauarbeiten zur Netzverstärkung beträchtlich zu reduzieren (die Gründe werden übrigens in Erwägungsgrund 78 dargelegt).

3. Außerdem gewährleistet das Vorhandensein zahlreicher Flüssiggasterminals in Frankreich — und insbesondere der Bau des neuen Standorts von Dünkirchen, der durch die Möglichkeit für die Investoren gefördert wurde, eine Befreiung von dem Grundsatz des Zugangs Dritter zum Netz zu erhalten — die Sicherheit der Gasversorgung, die für den ordnungsgemäßen Betrieb des Kraftwerks erforderlich ist. Es würde somit eine Übereinstimmung zwischen den laufenden und zukünftigen Investitionen bestehen.

4.1.4. *Anreizeffekt*

(66) Gemäß Abschnitt 3.2.4 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen hat die Maßnahme einen Anreizeffekt, wenn sie den Begünstigten dazu anregt, sein Verhalten zu ändern, um das Funktionieren des Energiemarkts zu verbessern. Diese Verhaltensänderung würde ohne die Beihilfe nicht eintreten.

(67) ENGIE ist der Ansicht, dass der Anreizeffekt der Maßnahme negativ ist. Die Prämie sendet ein negatives wirtschaftliches Signal auf dem Strommarkt in Frankreich, da sie das Kraftwerk zu einer Erzeugung anregt, die über dem tatsächlichen Marktbedarf liegt und somit andere Marktteilnehmer verdrängt.

4.1.5. *Verhältnismäßigkeit*

(68) Die fehlende Verhältnismäßigkeit wird von mehreren Beteiligten hervorgehoben:

1. Diese bemängeln zunächst die Höhe der Beihilfe, die sie als unverhältnismäßig ansehen, womit das Risiko einer übermäßigen Vergütung des Kraftwerks besteht: Erstens wäre das Projekt nach Ablauf von fünf Jahren rentabel, während die Prämie für einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt wird. Zweitens wird es Direct Energie erlaubt sein, Strom auf dem Markt zu verkaufen, während diese Zusatzeinnahmen bei der Abfassung der Ausschreibung nicht berücksichtigt wurden. Drittens hebt die von ENGIE vorgelegte Studie den vollkommen unverhältnismäßigen Charakter der von CEB verlangten festen Prämie hervor. Tatsächlich wäre eine Beihilfe von 20 Mio. EUR jährlich während 20 Jahren ausreichend gewesen, um die Rentabilität eines Gas-Kombikraftwerks in Frankreich sicherzustellen. Doch die vom Kraftwerk Landivisiau bezogene Kapazitätsprämie (ohne den Anschluss an das Gas- und Stromnetz) würde in der Größenordnung von 73 000 EUR/MW/Jahr (nicht inflationsbereinigt) liegen; Landivisiau kommt somit in den Genuss einer Beihilfe von 31 Mio. EUR pro Jahr während 20 Jahren, die deutlich höher als die benötigten 20 Mio. EUR pro Jahr ist.

2. Außerdem stellen mehrere Parteien die Finanzierungsart über die „Abgabe für die öffentliche Stromversorgung“ (Contribution au Service Public de l'Electricité, CSPE).in Frage, die sie für rechtswidrig halten. Die französischen Behörden sehen nämlich vor, dass die an den erfolgreiche Bieter gezahlte Vergütung über die CSPE auf die Einzelhandelspreise für Strom überwälzt wird. Mehrere Beteiligte sind der Ansicht, dass diese Finanzierung über die CSPE rechtswidrig ist. Sie sind der Auffassung, dass die Finanzierung eines

([18]) RTE, Bilan Electrique de la Bretagne 2014 (Strombilanz der Bretagne).

Kraftwerks des Typs GuD nicht zu der Liste der Ziele der CSPE gehört, die mit dem französischen Gesetz Nr. 2003-8 vom 3. Januar 2003 festgelegt wurde, und insbesondere, dass die CSPE im Wesentlichen auf die Förderung der erneuerbaren Energien abzielt, was das Kraftwerk, welches Gegenstand der Maßnahme ist, ausschließt.

(69) Außerdem hebt ENGIE hervor, dass das Projekt Landivisiau von einer Gasanschluss-Prämie zwischen 40 000 EUR2018/MW/Jahr und 50 000 EUR2018/MW/Jahr profitiert, womit die Investition der Verstärkung der vorgelagerten Gasleitung für einen Betrag von 100 Mio. EUR ausgeglichen werden soll. Diese Vergütung würde zu einem internen Ertragssatz (interner Ertragssatz Projekt) zwischen 9,8 % (Annahme: 40 000 EUR/MW/Jahr ohne Inflation des Tarifs) und 16,5 % (Annahme: 50 000 EUR/MW/Jahr mit Inflation des Tarifs) führen. ENGIE ist der Ansicht, dass ein solches Vergütungsniveau sehr hoch im Vergleich zu dem von CEB eingegangenen, sehr geringen Risiko wäre, da die Gasanschluss-Prämie eine vom französischen Staat garantierte Einnahme darstellt, ohne dass ein anderes Risiko als das Verfügbarkeitsrisiko des Gas-Kombikraftwerks Landivisiau besteht. Zum Vergleich: Im Rahmen einer Ausschreibung zu Offshore-Windkraftanlagen in Frankreich (ohne Überseegebiete) darf die Rentabilität des RTE-Anschlusses ein Rentabilitätsniveau vor Steuern von 7,25 % (d. h. eine Rate nach Steuern von 5,5 %) nicht übersteigen. Somit übersteigt die Rentabilität nach Steuern des Projekts Landivisiau, die zwischen 9,8 % und 16,5 % liegt, diese Schwellenwerte sehr deutlich ([19]). Eine Gasanschluss-Prämie von 23 000 EUR/MW/Jahr ohne Inflation wäre laut ENGIE ausreichend, um eine Rentabilität vor Steuern von 7,25 % zu gewährleisten.

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

(70) Die Auswirkungen auf den Wettbewerb werden von den Beteiligten aus zwei Perspektiven erläutert. Sie sind entgegengesetzter Ansicht bezüglich der Auswirkungen der Beihilfe zum einen auf den bestehenden Wettbewerb zwischen den Stromerzeugern, und zum anderen zwischen den eingesetzten Technologien zum Nachteil von Energiequellen mit der geringsten Umweltbelastung.

(71) Betreffend die potenziell wettbewerbsverzerrende Wirkung ist ENGIE der Ansicht, dass die Beihilfe zur Stärkung der marktbeherrschenden Stellung von EDF beitragen wird.

(72) In ihrem Beschluss über die Einleitung des Verfahrens hat die Kommission darauf hingewiesen, dass die Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen fordern, dass die geplante Beihilfemaßnahme nicht ungerechtfertigt die beherrschende Stellung des historischen Anbieters auf dem Markt stärkt. So hat die Kommission daran erinnert, dass in Frankreich „die Stromerzeugungs- und Stromversorgungsmärkte stark konzentriert sind und von dem historischen Anbieter EDF beherrscht werden, der gegenwärtig etwa 85 % des Einzelhandelsmarkts und über 90 % des Stromerzeugungsmarkts kontrolliert“ ([19]). Tatsächlich würde die Zahlung eines zusätzlichen Ausgleichsbetrags, der die fehlende Rentabilität eines Kraftwerks des Typs Gas-Kombikraftwerk in Frankreich abdecken soll, zu einer Wettbewerbsverzerrung gegenüber den bestehenden Gas-Kombikraftwerken führen, die jedoch nicht in den Genuss einer Beihilfe kommen. Dieser würde zudem eine Marktzutrittsschranke für neue Stromerzeuger darstellen, die die notwendigen Kosten für den Betrieb der Kraftwerke nicht allein bestreiten könnten. Indem die in Betracht gezogene Ausschreibung auf eventuelle Investitionsentscheidungen auf dem Strommarkt abschreckend wirkt, ermöglicht sie nicht, das festgestellte Marktversagen in effizienter Weise zu beheben, sondern stärkt vor allem die beherrschende Stellung von EDF, dem einzigen Stromerzeuger, der imstande wäre, einer Stilllegung seiner Anlagen zu entgehen, trotz ihrer unausweichlich sinkenden Rentabilität in naher Zukunft. Außerdem ist ENGIE der Ansicht, dass die beherrschende Stellung von EDF durch den ihr auferlegten Mechanismus der Stromkaufoption nur gestärkt werden kann. CEB wird also dazu angeregt, den erzeugten Strom eher an den historischen Anbieter als an andere Anbieter auf dem Markt zu verkaufen.

(73) Dagegen heben mehrere Beteiligte die Tatsache hervor, dass die Maßnahme Direct Energie, einem alternativen Anbieter mit geringem Marktanteil in Frankreich, zugutekommt, wobei die Auswirkungen der Maßnahme auf den Wettbewerb begrenzt wären.

(74) Betreffend die potenziell wettbewerbsverzerrende Wirkung der Maßnahme auf die Art der eingesetzten Technologie kritisieren mehrere Parteien die im Rahmen der Ausschreibung erfolgte technologische Wahl, die zur Folge habe, dass ein umweltbelastendes Kraftwerk subventioniert und so die Entwicklung der erneuerbaren Energien beeinträchtigt werde.

5. **BEMERKUNGEN FRANKREICHS**

5.1. **Antwort auf den Beschluss über die Einleitung des Verfahrens**

(75) Die Antworten der französischen Behörden auf den Beschluss über die Einleitung des Verfahrens vom 17. Dezember 2016 betreffen einerseits die Einstufung der Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse und andererseits die Vereinbarkeit der Maßnahme mit den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen.

([19]) Beschluss über die Einleitung des Verfahrens der Europäischen Kommission vom 13. November 2015, SA.40454 (2015/C) (ex 2015/N), Erwägungsgrund 137.

5.1.1. *Einstufung als Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse*

5.1.1.1. Erstes Kriterium: Auftrag der Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse

(76) Frankreich teilt mit, dass eine Bedrohung für die Versorgungssicherheit in der Bretagne durch die Berichte über die Überwachung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage sowie durch den Netzbetreiber ([20]) in seinen Vorausschätzungen des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage eindeutig festgestellt wurde. Diese Risiken sind bestätigt, trotz früherer Divergenzen zwischen den Studien zur Angemessenheit und der Realität.

(77) Laut den französischen Behörden verzeichnet die Bretagne einerseits ein bedeutendes Kapazitätsdefizit, das zum Import des größten Teils seines Stroms aus anderen Regionen führt. Andererseits steigt der Stromverbrauch der Bretagne aufgrund ihres Bevölkerungswachstums bedeutend schneller als der französische Stromverbrauch, was zu einer stärkeren Sensitivität des regionalen Stromverbrauchs für Kältewellen führt.

(78) Außerdem beschränkt die geographische Halbinsellage der Bretagne die Möglichkeiten der Stromdurchleitung und schwächt laut den französischen Behörden die Spannungshaltung im Übertragungsnetz. Die Spannung ist einer der wichtigsten Parameter der Sicherheit des elektrischen Systems. Aufgrund der Stromdurchleitung in die Bretagne über eine große Entfernung (vom Loiretal und der Mündung der Loire aus) führt der Stromfluss in der Leitung zu einem Spannungsabfall, wobei die Spannung am Leitungsende niedriger ist als an ihrem Ausgangspunkt, was mehrere Auswirkungen hat: Anstieg der Übertragungsverluste, sinkende Qualität der lokalen Welle.

(79) Die französischen Behörden heben dann die Schwachpunkte hervor, die sich auf die Entscheidungen über den Betrieb und die Investitionen sowie den Strommarkt in Frankreich und in der Bretagne auswirken: Fehlen eines Zählersystems, das eine Steuerung des Verbrauchs in Echtzeit ermöglicht; Fehlen von differenzierten Tarifzonen, die es ermöglichen, die Beschränkungen des Netzes abzubilden; unzureichende Preissignale, um Anreize zur Diversifizierung der Stromversorgung durch private Investoren zu bieten; Risiken, die sich auf die Finanzierungsbedingungen für die Investitionen auswirken können. Außerdem würde die Einführung einer Marktzone in der Bretagne laut den französischen Behörden nicht die normalen Marktbedingungen einhalten, da sie nicht die spezifischen Preissignale für die privaten Investoren in den Zonen herbeiführen würde, in denen der Spannungsbedarf am größten ist.

(80) Frankreich stellt fest, dass die Nichtdiskriminierungsverpflichtung eingehalten wird, da sich diese laut den französischen Behörden nicht auf die Technologien, sondern auf die Unternehmen beziehen würde.

(81) Betreffend die Dimensionierung der Kapazität teilen die französischen Behörden mit, dass das Kapazitätsdefizit durch die vorzeitige Stilllegung der Gasturbinenkraftwerke Brennilis und Dirinon (320 MW) sowie die Begrenzung der Kapazitäten am Standort Cordemais (1 400 MW für beide Blöcke) aus Umweltschutzgründen verschärft werden wird. Das Defizit wurde für den Zeitraum 2017–2020 auf 200 MW bis 600 MW geschätzt. Die Stilllegung der Kraftwerke wird mit Sicherheit spätestens 2023 erfolgen.

(82) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Ausschreibung keine Auswirkungen auf die Investitionsentscheidungen bezüglich anderer Technologien haben wird, da die Maßnahme nur darauf abzielt, spezifische Mehrkosten der eingesetzten Technologie (insbesondere die Verstärkung der Gasnetze) sowie die Zwänge der Bauzeit auszugleichen, denen die anderen Technologien nicht unterliegen.

(83) Aus denselben Gründen hebt Frankreich hervor, dass die Ausschreibung nicht das Problem des „Missing Money" für andere Kapazitäten verschärft, sofern sie nur darauf gerichtet ist, die für die eingesetzte Technologie (GuD) typischen Mehrkosten auszugleichen. Außerdem werden aufgrund der Stilllegung von vier Gasturbinenkraftwerken bis 2023 die Auswirkungen der Inbetriebnahme des neuen Gas-Kombikraftwerks in Landivisiau die Auswirkungen auf das „Missing Money" begrenzen.

(84) Im Gegensatz zu Erwägungsgrund 76 des Einleitungsbeschlusses ist Frankreich der Ansicht, dass die Maßnahme nicht diskriminierend sei. Frankreich hat anerkannt, dass die Maßnahme nicht technologisch neutral ist, da die Ausschreibung den Einsatz der GuD-Technologie vorschreibt. Es ist jedoch der Ansicht, dass die Einhaltung der Nichtdiskriminierungsverpflichtung der Richtlinie 2009/72/EG nicht das Verbot der Auswahl einer Technologie mit einschließt, insbesondere im Rahmen einer Ausschreibung für eine Erzeugungskapazität, da alle Unternehmen Zugang zu dieser Technologie haben können.

(85) Schließlich werden die Investitionen in die Verstärkung des Gasnetzes auch die Ansiedlung zusätzlicher Anlagen, die mit Erdgas betrieben werden, erleichtern.

([20]) Vorausschätzung 2013 von RTE.

5.1.1.2. Drittes und viertes Kriterium: Verhältnismäßigkeit und Auswahl des Bieters zu den geringsten Kosten

(86) Laut den französischen Behörden hätte erstens die Einführung eines Anpassungsmechanismus die Hoffnungen auf die von den Bietern für den Stromverkauf auf dem Markt erwarteten Einnahmen verringert und sie automatisch dazu veranlasst, eine höhere Prämie zu verlangen. Zweitens heben die Behörden hervor, dass aufgrund des engen Zusammenhangs bei der GuD-Technologie zwischen den Erlösen und den Kosten des Gases der interne Ertragssatz des Projekts relativ unelastisch gegenüber den Umsatzschwankungen ist. Schließlich führen die französischen Behörden praktische Gründe an: Es sei schwierig, diesen Mechanismus im Nachhinein einzuführen, und seine Einführung könnte Rechtsunsicherheit entstehen lassen.

(87) Zweitens sind die französischen Behörden der Ansicht, dass die Anzahl der wählbaren Standorte, die in der Lage wären, einen Bieter aufzunehmen, ausreichend groß war, um keinen Bieter auszuschließen. Das wählbare Gebiet kann auf zwischen 2 000 km² und 4 000 km² freie Grundstücke geschätzt werden, gegenüber 15 Hektar, die zum Bau eines Gas-Kombikraftwerks benötigt werden. Die Bieter hätten auch andere Standorte wählen können, indem sie Änderungen des Bauleitplans (PLU) innerhalb der Fristen beantragen, die mit den in der Ausschreibung festgelegten Fristen vereinbar sind. Laut den französischen Behörden wurde somit kein Bieter aufgrund eines fehlenden Standorts daran gehindert, an der Ausschreibung teilzunehmen.

(88) Frankreich relativiert die Rolle der Umweltkriterien bei der Auswahl des erfolgreichen Bieters durch die Vielfalt der möglichen Maßnahmen, die ein Bieter durchführen kann, um eine zufriedenstellende Bewertung bei dem Umweltkriterium zu erhalten. Die französischen Behörden heben außerdem hervor, dass die drei bei der Energieregulierungskommission eingereichten Bewerbungsunterlagen bei diesem Umweltkriterium gleichwertige Bewertungen erhalten haben.

(89) Betreffend den potenziell diskriminierenden Charakter der Wahl der Technologie heben die Behörden erstens das Merkmal ihrer Verbreitung in Europa und ihre Zugänglichkeit hervor. Zweitens unterstreichen die französischen Behörden, dass es angesichts der Verwandtschaft zwischen den berücksichtigten Technologien (Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf ([21]), Gas-Kombikraftwerk, Gasturbinenkraftwerk) keinen Bieter gibt, der ausschließlich auf eine Gas-Technologie spezialisiert ist und der sich durch die Maßnahme diskriminiert gefühlt haben könnte. Die Einhaltung der technologischen Neutralität würde somit nicht in Frage gestellt.

5.1.2. *Vereinbarkeit mit den Leitlinien*

5.1.2.1. Gemeinsames Interesse

(90) Die französischen Behörden erinnern daran, dass das Ziel der Maßnahme die Sicherung der Stromversorgung der Bretagne durch zwei Teilbereiche ist: Sicherstellung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage einerseits und Gewährleistung der Spannungshaltung im Stromnetz andererseits.

(91) Die französischen Behörden stellen klar, dass das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage durch die Maßnahme gewährleistet sein wird, die dazu beitragen wird, die Stromerzeugungskapazitäten zu erhöhen, wobei diese bei Verbrauchsspitzen mobilisierbar sein müssen, insbesondere im Westen der Region (Übereinstimmung des Angebots mit der Nachfrage von Blindleistung).

(92) Schließlich stellen die französischen Behörden fest, dass die Tatsache, dass in der Vergangenheit keine Unterbrechung der Stromversorgung festgestellt wurde, es nicht rechtfertigt, keine Maßnahme gegen potenzielle und identifizierte Gefahren zu ergreifen.

5.1.2.2. Erforderlichkeit

(93) Die französischen Behörden rechtfertigen erstens die Erforderlichkeit der Maßnahme durch quantifizierte Elemente. Bei Stilllegung der vier Gasturbinenkraftwerke in Brennilis und Dirinon und der Ölturbinenblöcke am Standort Cordemais würde das verbleibende Kapazitätsdefizit für den Zeitraum 2017-2020 auf 200 MW bis 600 MW pro Jahr geschätzt. Diese Kraftwerke müssen spätestens 2023 stillgelegt werden.

(94) Frankreich rechtfertigt zweitens die Erforderlichkeit der Maßnahme mit dem Marktversagen, das insbesondere durch das Ausbleiben von Investitionen in der Bretagne trotz des Vorhandenseins eines Bedarfs für die Gemeinschaft veranschaulicht wird.

(95) Die französischen Behörden sind drittens der Ansicht, dass sich die Erforderlichkeit nicht auf die Einführung einer bretonischen Tarifzone bezieht. In erster Linie würde diese sich auf die gesamte Bretagne erstreckende Zone es nicht ermöglichen, das Ziel der Spannungshaltung innerhalb dieser Zone selbst zu erfüllen. In zweiter Linie würde eine solche Zone, die auf den Westen der Bretagne begrenzt ist, aufgrund des Fehlens einer Überlastung

([21]) Open cycle gas turbine (OCGT): Gasturbine mit offenem Kreislauf

auf den Transitleitungen zur restlichen Bretagne keine ausreichenden Preissignale hervorrufen, um Investitionen auszulösen. Diese Tarifzone bietet nämlich nach Ansicht Frankreichs aufgrund ihrer zu geringen Größe, um kleine Anbieter anzuziehen, nur einen begrenzten Anreiz. Aufgrund der wenigen Fälle einer Überlastung des Netzes besteht keine Sicherheit, dass die Tarifzone den reellen Wert einer Erzeugungsanlage in der Bretagne erkennen lässt und dazu führt, dass hier Investitionen getätigt werden. Es besteht ebenfalls keine Sicherheit, dass diese Investition im Vergleich zu einer punktuellen Ausschreibung zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erfolgt. Schließlich heben die Behörden die durch die Einrichtung einer spezifischen Tarifzone für die Bretagne verursachten Kosten hervor: notwendige Anpassungen auf den Großhandelsmärkten, Gewährung von Übertragungsrechten, Tarifausgleich, ([22]) um die Verbraucher der Bretagne nicht zu benachteiligen. Zudem könnten die Fristen für die Einführung nicht dem kürzerfristigen Bedarf für die Bereitstellung der Sicherheit der Stromversorgung des bretonischen Systems entsprechen.

(96) Viertens stellen die französischen Behörden fest, dass die bretonische Erzeugung aufgrund der Windenergie-Erzeugung überwiegend aus erneuerbaren Quellen stammt. Die Verwaltung der fluktuierenden Energien stellt somit für die Bretagne eine wachsende Herausforderung dar, die zunehmend die Verfügbarkeit flexibler Erzeugungskapazitäten wie des Gas-Kombikraftwerks von Landivisiau erfordert.

(97) Fünftens könnte der Bau eines Kraftwerks in der Bretagne für alle französischen Verbraucher außerhalb der Zeiten der Überlastung des Netzes vorteilhaft sein, indem das Risiko eines Spannungszusammenbruchs begrenzt wird, indem es zur Verringerung der Leitungsverluste beiträgt und insgesamt das Niveau der Angemessenheit der Kapazitäten verbessert.

(98) Sechstens ist Frankreich der Ansicht, dass die Erforderlichkeit der Maßnahme durch den Bedarf gestützt wird, einen Spannungszusammenbruch in der gesamten Bretagne zu vermeiden, der nicht allein durch den Bau von Stromleitungen ausgeglichen werden könnte.

(99) Schließlich heben die französischen Behörden hervor, dass unter Berücksichtigung der Stilllegungen der Gasturbinenkraftwerke von Brennilis und Dirinon die Schwankung der Wärmekapazität in der Region gering sein wird, in der Größenordnung von 100 MW. Vor diesem Hintergrund werden die Auswirkungen auf das „Missing Money" sehr gering sein.

5.1.2.3. Geeignetheit

(100) Betreffend die Vergütung sind die französischen Behörden der Ansicht, dass sie geeignet ist, da sie eine Vergütung der Kapazität darstellt und demzufolge keinen Anreiz zur Erzeugung bietet.

(101) Die Aufteilung der Tarifzone ist nicht geeignet, insbesondere um die Spannungshaltung sicherzustellen, wie in Erwägungsgrund 95 ausgeführt.

(102) Die französischen Behörden bestreiten zwar nicht, dass die angemeldete Maßnahme selektiv ist, sie sind jedoch der Ansicht, dass einerseits die ausgewählte Technologie am besten geeignet ist, dem identifizierten Bedarf zu entsprechen, und dass sie daher am Ende einer technologisch neutralen Ausschreibung ausgewählt worden sei, und dass andererseits die Maßnahme nicht die ausgewogene und angemessene Entwicklung aller für die Versorgungssicherheit nötigen Technologien ersetzt, einschließlich Laststeuerung, Verbindungsleitungen und Speicherung.

(103) Zudem ist die Leistung von 450 MW nach Ansicht Frankreichs gerechtfertigt aufgrund des Kriteriums der fehlenden Kapazität bei Verbrauchsspitzen (z. B. RTE-Prognosen 2012).

(104) Die Geeignetheit der Technologie wird zweitens durch die erforderlichen technischen Merkmale zur Erfüllung spezifischer Bedürfnisse bewiesen: Mobilisierungszeit von höchstens 15 Stunden (Maschinenstillstand) oder 2 Stunden (Maschine in Betrieb); Mindestzeiten der Ausgleichsangebote weniger oder gleich 3 Stunden (in Betrieb) oder 8 Stunden (Stillstand). Es gibt keine Anforderung einer Höchstdauer für die Aktivierung der Ausgleichsangebote. Die französischen Behörden vertreten die Auffassung, dass die anderen Technologien (Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf, Gasturbinenkraftwerk) und die Laststeuerung diese technischen Anforderungen nicht in zufriedenstellender Weise erfüllen können.

(105) Laut den französischen Behörden kann Frankreich nicht vorgeworfen werden, in der Ausschreibung keine anderen Technologien als diejenige eines Gas-Kombikraftwerks (GuD) in Betracht gezogen zu haben ([23]). Die französischen Behörden berufen sich auf Artikel 194 des AEUV, der vorsieht, dass von der Europäischen Union ergriffene Maßnahmen nicht das Recht eines Mitgliedstaats, die allgemeine Struktur einer Energieversorgung festzulegen, beeinträchtigen dürfen: die Entscheidung, ein Gaskraftwerk einzusetzen, fällt in die einzelstaatliche Zuständigkeit und kann keinen Grund der Nichtvereinbarkeit der Maßnahme darstellen.

([22]) Der Tarifausgleich ist ein Instrument, das die Praxis identischer Tarife im gesamten Staatsgebiet sicherstellt.
([23]) Erwägungsgrund 6 der Antwort der französischen Behörden vom 17. Dezember 2015.

(106) Betreffend die Laststeuerung sind die französischen Behörden der Ansicht, dass eines der Ziele der Maßnahme die Aufrechterhaltung der lokalen Spannung ist, was nur mit einer Einspeisung lokalen Stroms sichergestellt werden kann, der die Kapazitäten der Laststeuerung nicht entsprechen können.

(107) Die anderen Technologien hätten nicht ausgewählt werden können, ohne eine höhere Prämie zu verlangen.

(108) Die Technologie des Gas-Kombikraftwerks ist durch die hohe Stundenzahl des Einsatzes zur Aufrechterhaltung des Spannungspegels gerechtfertigt. Gasturbinenkraftwerke sind nur für etwa 100 Stunden wettbewerbsfähig. Der Gasversorgungsbedarf rechtfertigt ebenfalls den Einsatz dieser Technologie: Ein Gasturbinenkraftwerk hätte 50 % mehr Gas benötigt. Ein Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf ist zwar preisgünstiger als ein Gas-Kombikraftwerk, doch die hohen Kosten für die Gasversorgung rechtfertigen den Einsatz einer Maschine mit höherem Wirkungsgrad.

(109) Die Technologie der Laststeuerung ist nicht mit einem Betriebsbedarf von mehreren Tausend Stunden vereinbar. Diese bietet auch nicht die Möglichkeit, einen Erzeugungsbedarf sicherzustellen. Dasselbe gilt für Anlagen zur Energieerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Queööem, aufgrund ihres nicht „steuerbaren" Charakters der Erzeugung. Die Technologien der dezentralen Speicherung weisen zu hohe Investitionskosten auf, um mit dem Gas-Kombikraftwerk konkurrieren zu können. Eine neue Verbindungsleitung hätte aufgrund der Problematik der Spannungshaltung nicht ausgereicht, um mit der GuD-Technologie zu konkurrieren.

(110) Außerdem würden Wind- und Solarenergiekapazitäten zu stark fluktuieren, um eine Verfügbarkeitsverpflichtung zu einem wettbewerbsfähigen Preis anzubieten. Die vorhandenen Wasserkraftkapazitäten sind ebenfalls fluktuierend. Die vorhandenen Kapazitäten der WärmekraftErzeugung aus erneuerbaren Energiequellen kommen bereits in den Genuss einer staatlichen Unterstützung und hätten sich nicht für die Ausschreibung bewerben können. Für Wärmekraftkapazitäten aus fossilen Energieträgern wären dagegen hohe Investitionen bis 2023 erforderlich gewesen. Laut den französischen Behörden unterstreichen diese Argumente die Geeignetheit der gewählten Technologie.

5.1.2.4. Verhältnismäßigkeit

(111) Frankreich hebt hervor, dass die Rentabilität des Projekts, die durch den internen Ertragssatz von [5-10] % gemessen wird, in einem niedrigen Bereich im Vergleich zu der von Investoren für derartige Projekte geforderten Rentabilität liegt.

(112) Die französischen Behörden haben diesbezüglich klargestellt, dass die Einführung eines Ausgleichsmechanismus zu spät kommt und dass seine Einführung, da sie zu einem Rückgang der Einnahmen führt, sich in der Forderung nach einer höheren Prämie niederschlagen würde, sodass seine Auswirkungen auf die Rentabilität des Projekts neutralisiert würden.

(113) Aus diesen Gründen ist Frankreich der Ansicht, dass die Maßnahme verhältnismäßig ist.

5.1.2.5. Wettbewerbsverzerrung

(114) Nach Ansicht Frankreichs verringert die Maßnahme nicht die Anreize für Investitionen in Verbindungsleitungskapazitäten, insbesondere zwischen Frankreich und Irland.

(115) Außerdem besteht nicht die Gefahr, dass die Maßnahme die beherrschende Stellung von EDF stärkt. Der erfolgreiche Bieter wird nämlich eher daran interessiert sein, den Strom selbst auf dem Markt anzubieten. Der Verkauf von Strom an EDF zu einem Rabattsatz von 5 %, wie in Erwägungsgrund 53 angegeben, ist weniger profitabel als ein Verkauf zu 100 % des Marktpreises. Es handelt sich somit um eine Option, die rechtlich möglich, doch wirtschaftlich wenig gerechtfertigt ist.

5.2. **Antwort auf die Stellungnahmen der Beteiligten**

5.2.1. *Erforderlichkeit der Maßnahme*

(116) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Infragestellung des Projekts durch mehrere Beteiligte aufgrund eines geringeren Anstiegs des Verbrauchs unbegründet ist. Sie heben nämlich hervor, dass der Stromverbrauch in der Bretagne von 2006 bis 2014 um 9,9 % gestiegen ist, gegenüber einem durchschnittlichen Anstieg von nur 2,9 % in Frankreich. Die französischen Behörden verweisen zudem auf eine Studie, nach der die Bretagne beim Anstieg des Stromverbrauchs die drittgrößte Dynamik unter den Regionen Frankreichs aufweist ([24]).

(117) Ergänzend weisen die französischen Behörden darauf hin, dass die besondere Struktur des Stromverbrauchs in der Region, die aus einem größeren Anteil des Wohn- und Dienstleistungssektors besteht, zu einer höheren Sensitivität des regionalen Verbrauchs für Kältewellen führt. So macht die Bretagne 6,3 % des Wachstums der Verbrauchsspitze aus, während sie nur 4,4 % des jährlichen Stromverbrauchs ausmacht.

([24]) Zusammenfassung der regionalen Strombilanzen 2014 — RTE, siehe Anhang 1.

(118) Die verlangsamte Konjunktur sowie die Verbesserung der Energieeffizienz, die von der Entwicklung des regulatorischen Umfelds getragen wird, begrenzen das Wachstum der Nachfrage, die sich 2014 zum ersten Mal stabilisiert hat. Umgekehrt wird die Nachfrage stimuliert durch die Entwicklung der Zahl der Haushalte, die von einem dynamischen Bevölkerungswachstum getragen wird, durch die Veränderung der Lebensweisen mit dem Aufschwung der Informations- und Kommunikationstechnologien, den Beginn der Verbreitung des Elektroautos und die Entwicklung des Wärmepumpenbestands. Außerdem sind laut den französischen Behörden die letzten Prognosen zum Anstieg des Stromverbrauchs der Bretagne weiterhin höher als diejenigen des Landesdurchschnitts.

(119) Schließlich weisen die französischen Behörden darauf hin, dass die Vergleiche zwischen den Prognosen des PEB und dem erfolgten Verbrauch sich auf einen identischen Erhebungsumfang beziehen müssen. So beinhalteten die Prognosen des PEB die Verbräuche in Verbindung mit den Netzverlusten, was von den Verbänden, die der Kommission geantwortet haben, nicht systematisch berücksichtigt wurde, als sie die Vergleiche durchgeführt haben. Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass dieser Fehler zu einer irreführenden Interpretation der Daten führt. Außerdem sind sie der Ansicht, dass sich mehrere Verbände auf fehlerhafte Schätzungen stützen, vor allem betreffend die Verfügbarkeit fluktuierender Energien, die die von RTE durchgeführten Schätzungen nicht ersetzen können.

5.2.2. *Rechtmäßigkeit der Finanzierung der Maßnahme*

(120) Einige Beteiligte sind der Ansicht, dass — wie in Erwägungsgrund 68(2) erklärt — die Finanzierung der Maßnahme rechtswidrig sei, insbesondere mit der Begründung, dass die CSPE ausschließlich der Finanzierung der erneuerbaren Energien vorbehalten sei.

(121) Die französischen Behörden widersprechen dieser Behauptung. Tatsächlich liege folgender Sachverhalt vor:

a) Die Rechtsgrundlage der Ausschreibung ist die mehrjährige Programmplanung der Investitionen von 2009, die die Risiken für die Versorgungssicherheit in der Bretagne identifiziert und die Notwendigkeit unterstreicht, eine klassische Erzeugungskapazität in der Region anzusiedeln.

b) Artikel L. 311-10 des franz. Energiegesetzbuchs (Code de l'énergie) sieht vor, dass Ausschreibungen eingeleitet werden können, „wenn die Erzeugungskapazitäten nicht den Zielen der mehrjährigen Programmplanung der Investitionen entsprechen, insbesondere denjenigen, die die Erzeugungstechniken und den geographischen Standort der Anlagen betreffen". Genau dies ist bei der vorliegenden Ausschreibung der Fall.

c) Schließlich sieht Punkt 1 von Artikel L. 121-7 des französischen Energiegesetzbuchs vor, dass die den öffentlichen Aufträgen zurechenbaren Kosten „die Mehrkosten, die sich gegebenenfalls aus der Durchführung von Artikel L. 311-10 bis L. 311-13-5 ergeben" umfassen.

Die vorgenannten Texte zeigen, dass die Finanzierung der in Anwendung von Artikel L. 311-10 des französischen Energiegesetzbuchs eingeleiteten Ausschreibungen sehr wohl zum Ausgleich der den öffentlichen Aufträgen zurechenbaren Kosten erfolgen konnte, und dies sogar dann, wenn es sich nicht um erneuerbare Energien handelt.

(122) Schließlich hat laut den französischen Behörden die Ende 2015 eingetretene Reform der CSPE an diesen Aussagen nichts geändert. Die Finanzierung der Maßnahme wird aus Haushaltsmitteln erfolgen.

5.2.3. *Auswirkungen auf den Wettbewerb*

(123) Wie in Erwägungsgrund 74 erläutert, ist ENGIE der Ansicht, dass die Ausschreibung zur Stärkung der beherrschenden Stellung der EDF-Gruppe führen wird, mit der Begründung, dass sie der einzige Stromerzeuger sei, der imstande wäre, einer Stilllegung seiner Anlagen zu entgehen, trotz ihrer unausweichlich sinkenden Rentabilität in der Zukunft. Die französischen Behörden vertreten dagegen die Auffassung, dass der Eintritt eines neuen Akteurs in den Stromerzeugungsmarkt zu einer Förderung des Wettbewerbs beiträgt.

5.2.4. *Transparentes Verfahren — Öffentliche Konsultation*

5.2.4.1. Vorliegen einer öffentlichen Diskussion

(124) Mehrere Beteiligte haben die Ansicht vertreten, dass die öffentliche Diskussion zu diesem Projekt nicht ausreichend war. Die französischen Behörden sind dagegen der Auffassung, dass das Verfahren, das den Rahmen für die öffentliche Diskussion bildet, zufriedenstellend ist. Somit gilt:

1. Das Projekt war Gegenstand einer Genehmigung in Form eines Erlasses des Präfekten, der die Bestimmungen festlegt, welche der Anbieter zur Sicherstellung des Umweltschutzes einhalten muss, unter Einhaltung von Titel 1 von Buch V des französischen Umweltgesetzbuchs (Code de l'environnement) betreffend überwachungsbedürftige Anlagen für den Umweltschutz.

2. Das Projekt war Gegenstand einer öffentlichen Anhörung, die zwischen dem 15.9.2014 und dem 31.10.2014 unter den im Erlass des Präfekten vom 18.8.2014 festgelegten Bedingungen abgehalten wurde. Die Zusammenfassung dieser öffentlichen Anhörung hob hervor, dass die Information der Öffentlichkeit ausreichend war und eine echte Abstimmung ermöglicht hat. Außerdem weisen die französischen Behörden darauf hin, dass die Tatsache, dass die zahlenmäßige Mehrheit der eingegangenen Antworten ablehnend ist, die begründete Entscheidung des Untersuchungsausschusses nicht in Frage stellt.

3. Ferner haben die französischen Behörden daran erinnert, dass die Diskussion auf lokaler und regionaler Ebene geführt wurde und dass die Abstimmung nicht nur die Information der Öffentlichkeit ermöglichte, sondern auch Gelegenheit zur Bildung von Arbeitsgruppen bot, in denen die Verbände, die sich für oder gegen das Projekt ausgesprochen hatten, vertreten waren.

5.2.4.2. Gegenstand der Prämie

(125) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Aussage einer beteiligten Partei unbegründet sei, nach deren Angaben die Ausschreibung nicht transparent gewesen sei, insofern als der Gegenstand der Prämie nicht klar definiert war.

(126) Laut dieser Partei hätten, während die Prämie ausschließlich zur Deckung der Mehrkosten in Verbindung mit dem Standort der Anlage, dem Gastransport und dem vorgesehenen Inbetriebnahmedatum bestimmt war, einige Bieter in ihrem Angebot einen zusätzlichen Ausgleichsbetrag für die fehlende Rentabilität des Kraftwerks verlangt. Ein derartiger Ausgleichsbetrag wäre mit der Leistungsbeschreibung unvereinbar, würde eine Wettbewerbsverzerrung gegenüber den bestehenden Gas-Kombikraftwerken einführen und somit eine Benachteiligung entstehen lassen.

(127) Die französischen Behörden haben darauf hingewiesen, dass der ausgewählte Bieter nur für den Betrag der angebotenen Prämie bezahlt werden kann. Jede Bewerbung, in der eine zusätzliche Zahlung zu der festen Prämie verlangt wird, deren Gegenstand in der Leistungsbeschreibung genau beschrieben wird, wäre mit den Vorgaben unvereinbar. Somit kann keine zusätzliche Zahlung („Ausgleichsbetrag“) vorgesehen werden und zusätzlich bei der Bewertung des Prämienkriteriums berücksichtigt werden. Auf diesen Punkt hatte die CRE in der Antwort auf eine Frage hingewiesen, die von einem Bieter im Rahmen des Ausschreibungsverfahrens gestellt worden war.

(128) Laut den französischen Behörden war dieser Punkt zudem kein Gegenstand von Problemen bei der Auslegung durch die Bieter, die ein Angebot eingereicht hatten. Diese waren in der Lage, die Mehrkosten in Verbindung mit der Inbetriebnahme der Anlage in einem verschlechterten wirtschaftlichen Umfeld in den vorgeschlagenen Betrag der Prämie einzubeziehen.

6. **BEURTEILUNG DER MASSNAHME**

6.1. **Vorliegen einer Beihilfe**

(129) Staatliche Beihilfen werden in Artikel 107 Absatz 1 AEUV definiert als „staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, […] soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen“.

(130) Aus dem vorherigen Erwägungsgrund ergibt sich, dass die Einstufung einer Maßnahme als staatliche Beihilfe voraussetzt, dass die drei folgenden Bedingungen gleichzeitig erfüllt sind: a) die Maßnahme muss dem Staat zuzurechnen sein und durch staatliche Mittel finanziert werden; b) die Maßnahme gewährt einen selektiven Vorteil, der bestimmte Unternehmen oder bestimmte Produktionszweige begünstigen könnte; c) diese Maßnahme muss den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen und geeignet sein, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

6.1.1. *Dem Staat zuzurechnende Beihilfe, die mit Hilfe staatlicher Mittel gewährt wird*

(131) Um als staatliche Beihilfe betrachtet zu werden, muss eine finanzielle Maßnahme dem Mitgliedstaat zuzurechnen sein und — direkt oder indirekt — mit Hilfe staatlicher Mittel gewährt werden.

(132) Im vorliegenden Fall ist vorgesehen, dass die an CEB gezahlte Vergütung über die CSPE auf die Einzelhandelspreise für Strom überwälzt wird (siehe Erwägungsgrund 42).

(133) Wie im Einleitungsbeschluss erläutert, kommt die Kommission zu dem Ergebnis, dass die CSPE ein staatliches Mittel darstellt, da es sich um eine „vom Staat auferlegte Abgabe" handelt, „die von einer vom Staat bestimmten Stelle gesammelt und verwaltet wird, um die Beihilferegelung gemäß den vom Staat festgelegten Vorschriften zu handhaben". Wie der Gerichtshof entschieden hat ([25]), können die Gelder, die von den von der Gesetzgebung des Mitgliedstaats auferlegten Pflichtabgaben gespeist werden und gemäß dieser Gesetzgebung verwaltet und verteilt werden, als staatliche Mittel im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV betrachtet werden, auch wenn sie von öffentlichen oder privaten Einrichtungen verwaltet werden, die sich von den staatlichen Behörden unterscheiden ([26]).

(134) Schließlich ist die Maßnahme dem Staat zuzurechnen, da die Ausschreibungsbekanntmachung von dem für die Energie zuständigen Minister veröffentlicht worden ist und dieser die Auswahl des Bieters vorgenommen hat.

6.1.2. *Wirtschaftlicher Vorteil*

(135) Um eine Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darzustellen, muss die Maßnahme einen Vorteil für das in deren Genuss kommende Unternehmen darstellen; dies bedeutet, dass dieses Unternehmen diesen Vorteil nicht unter normalen Marktbedingungen, das heißt ohne staatliche Intervention erhalten hätte.

(136) Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Maßnahme keinen wirtschaftlichen Vorteil darstellt, da sie alle in der *Altmark*-Rechtsprechung niedergelegten Kriterien erfüllt ([27]). In ihrem Beschluss über die Einleitung des Verfahrens hatte die Kommission Bedenken gegenüber dieser Beurteilung geäußert, insbesondere gegenüber der Frage, ob das erste Kriterium erfüllt war.

(137) Es besteht Grund, im Hinblick auf die *Altmark*-Rechtsprechung ([27]) zu beurteilen, ob die fragliche Maßnahme CEB einen Vorteil verschafft.

(138) In dem Altmark-Urteil hat der Gerichtshof entschieden, dass „eine staatliche Maßnahme nicht unter Artikel 92 Absatz 1 EG-Vertrag fällt, soweit sie als Ausgleich anzusehen ist, der die Gegenleistung für Leistungen bildet, die von den Unternehmen, denen sie zugute kommt, zur Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen erbracht werden, sodass diese Unternehmen in Wirklichkeit keinen finanziellen Vorteil erhalten und die genannte Maßnahme somit nicht bewirkt, dass sie gegenüber den mit ihnen im Wettbewerb stehenden Unternehmen in eine günstigere Wettbewerbsstellung gelangen" ([28]).

(139) Zur Erinnerung: Die französischen Behörden sind der Ansicht, dass die Maßnahme keinen wirtschaftlichen Vorteil darstellt, da sie alle in der *Altmark*-Rechtsprechung niedergelegten Kriterien erfüllt.

(140) Tatsächlich müssen laut dem Gerichtshof ([29]), damit eine Ausgleichsleistung für eine gemeinwirtschaftliche Verpflichtung der Einstufung als staatliche Beihilfe entgehen kann, die folgenden vier Kriterien gleichzeitig erfüllt sein:

1. Das begünstigte Unternehmen muss tatsächlich mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen beauftragt sein und diese Verpflichtungen müssen klar definiert sein.

2. Die Parameter, auf deren Grundlage die Ausgleichsleistung berechnet wird, müssen vorab in objektiver und transparenter Weise definiert werden.

3. Die Ausgleichsleistung darf nicht über den notwendigen Betrag hinausgehen, um die bei der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen entstandenen Kosten ganz oder teilweise abzudecken, unter Berücksichtigung der damit verbundenen Einnahmen und eines angemessenen Gewinns.

4. Wenn die Auswahl des mit der Erfüllung gemeinwirtschaftlicher Verpflichtungen beauftragten Unternehmens nicht im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens erfolgt, das die Auswahl des Bieters ermöglicht, der diese Dienstleistungen zu den geringsten Kosten für die Allgemeinheit erbringen kann, muss die Höhe der notwendigen Ausgleichsleistung auf der Basis einer Analyse der Kosten festgelegt werden, die ein gut geführtes mittleres Unternehmen getragen hätte, das über eine angemessene Ausstattung mit den notwendigen Mitteln zur Erfüllung der gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen verfügt; hierbei sollen die damit verbundenen Einnahmen sowie ein angemessener Gewinn für die Erfüllung dieser Verpflichtungen berücksichtigt werden.

([25]) Urteil des Gerichtshofs vom 19. Dezember 2013, Vent De Colère u. a., C-262/12, ECLI:EU:C:2013:851.
([26]) Urteil des Gerichtshofs vom 2. Juli 1974, Italien/Kommission, 173/73, Slg. 1974,709, Rn. 35.
([27]) Urteil des Gerichtshofs vom 24. Juli 2003, Altmark Trans GmbH und Regierungspräsidium Magdeburg/Nahverkehrsgesellschaft Altmark GmbH („Altmark"), C-280/00, Slg. 2003, I-7747.
([28]) Ebd., Erwägungsgrund 87.
([29]) Ebd., Erwägungsgründe 88-94.

(141) Betreffend das erste Kriterium ist zwar allgemein anerkannt, dass die Mitgliedstaaten über einen großen Ermessensspielraum verfügen, um festzulegen, welche Dienstleistungen als gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen angesehen werden können ([30]); der Gerichtshof hat jedoch kürzlich darauf hingewiesen ([31]), dass, wenn spezifische Vorschriften des Unionsrechts bestehen, die die Definition des Inhalts und des Umfangs der Dienstleistung von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse einschränken, sie die Mitgliedstaaten in ihrem Ermessen binden, gemäß Randnummer 46 der Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse. Diese Vorschriften streben im Allgemeinen eine Harmonisierung der Rechtsvorschriften an, um die Hindernisse für die Freizügigkeit und den freien Dienstleistungsverkehr zu beseitigen. Die Tatsache, dass sie auf der Grundlage anderer Bestimmungen des Vertrags als derjenigen über die Kontrolle staatlicher Beihilfen verabschiedet wurden und dass ihr Hauptziel in der Verwirklichung des Binnenmarktes besteht, beschränkt in keiner Weise ihre Relevanz hinsichtlich des ersten *Altmark*-Kriteriums.

(142) In Anbetracht der Stellungnahmen der Beteiligten und der von Frankreich eingereichten Antworten (Abschnitt 5) ist die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme nicht das erste *Altmark*-Kriterium betreffend die Einstufung als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung erfüllt — insbesondere für den Energiesektor, und zwar aus zwei Gründen.

(143) Erstens ist es, wie die Kommission dargelegt hat ([32]), nicht angemessen, eine Aktivität als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung einzustufen, die vom Markt bereits in zufriedenstellender Weise bereitgestellt wird oder werden könnte. In dieser Analyse müssen die möglichen Verbesserungen für das Funktionieren des Marktes, die von den Mitgliedstaaten umgesetzt werden können, ebenfalls berücksichtigt werden. Tatsächlich sind solche Veränderungen zwar möglich, es ist jedoch nicht angemessen, diese Aktivität als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung einzustufen. Im vorliegenden Fall kann jedoch das Funktionieren des Marktes als gestört angesehen werden, sofern er keine ausreichenden Preissignale sendet, um Investitionen auf lokaler Ebene auszulösen. Dies ist insbesondere bei kurzfristigen Märkten wie bei Ausgleichsmärkten der Fall, bei denen die Ausgleichsmechanismen zum Zeitpunkt des Projekts noch kein ausreichendes lokales Preissignal erzeugen.

(144) Zweitens ermöglicht das Vorliegen einer Diskriminierung bei den Technologien es nicht, die Dienstleistung als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung einzustufen. Im vorliegenden Fall sieht Artikel 3 Absatz 2 der Elektrizitätsrichtlinie ([33]) spezifische Bedingungen für die Fähigkeit der Mitgliedstaaten zur Einführung von gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im liberalisierten Elektrizitätssektor vor. Insbesondere Artikel 3 Absatz 2 beschränkt die Möglichkeiten der Mitgliedstaaten zur Einführung von gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im Energiesektor auf spezifische Ziele: ([34])„Die Mitgliedstaaten können […] den Elektrizitätsunternehmen im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit, Regelmäßigkeit, Qualität und Preis der Versorgung sowie Umweltschutz, einschließlich Energieeffizienz, Energie aus erneuerbaren Quellen und Klimaschutz, beziehen können." Derselbe Artikel 3 Absatz 2 sieht außerdem vor, dass die gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen im Energiesektor „klar festgelegt, transparent, nichtdiskriminierend und überprüfbar" sein müssen und „den gleichberechtigten Zugang von Elektrizitätsunternehmen der Gemeinschaft zu den nationalen Verbrauchern sicherstellen" müssen.

(145) Die Kommission ist der Ansicht, dass das Kriterium der Nichtdiskriminierung, das im Rahmen des Vorliegens einer gemeinwirtschaftlichen Verpflichtung untersucht wird, in strenger Weise zu interpretieren ist. Die von Frankreich mitgeteilte Bekanntmachung gibt an, dass die Ausschreibung den Bau und den Betrieb eines Kraftwerks betrifft, das ausschließlich die kombinierte Gasturbinen-Dampfturbinen-Technologie einsetzt ([35]). Anders gesagt, die Ausschreibung ist auf eine einzige Technologie (Gas-Kombikraftwerk) beschränkt und schließt insbesondere konventionelle Technologien des Typs Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf oder Gasturbinenkraftwerk aus, die ebenfalls die gewünschten Leistungen für das begünstigte Kraftwerk hätten liefern können.

(146) Wie in Absatz 84 und 89 erläutert, sind die französischen Behörden der Ansicht, dass die Tatsache, dass die Maßnahme nicht technologisch neutral ist, keine Diskriminierung im Sinne von Artikel 3 Absatz 2 der Richtlinie 2009/72/EG darstellt, da die Gas-Kombikraftwerks-Technologie ebenso wie alle konventionellen Technologien für alle Unternehmen zugänglich ist. Nun müssen die Beihilfemaßnahmen aber so konzipiert sein, dass alle Erzeugungskapazitäten, die in effizienter Weise dazu beitragen können, ein Problem der Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten zu beheben, an den genannten Maßnahmen teilnehmen; dies bedeutet unter anderem die Teilnahme von Stromerzeugern, die unterschiedliche Technologien einsetzen. Demzufolge ermöglicht es das Argument Frankreichs, nach dem die Gas-Kombikraftwerks-Technologie für alle Unternehmen zugänglich ist, nicht, den diskriminierenden Charakter der Maßnahme auszuschließen.

([30]) Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse, ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 4. Rn. 46.
([31]) Urteil des Gerichts vom 1. März 2017, SNCM/Kommission, T-454/13, ECLI:EU:T:2017:134, Rn. 113
([32]) Mitteilung der Kommission über die Anwendung der Beihilfevorschriften der Europäischen Union auf Ausgleichsleistungen für die Erbringung von Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse (ABl. C 8 vom 11.1.2012, S. 4), Rn. 48.
([33]) Richtlinie 2009/72/EG.
([34]) Urteil des Gerichtshofs vom 21. Dezember 2011, Enel Produzione SpA/Autorità per l'energia elettrica e il gas, C-242/10, EU:C:2011:861, Rn. 42.
([35]) Nummer 20 der von Frankreich mitgeteilten Bekanntmachung.

(147) Die Kommission stellt außerdem fest, dass die Ausschreibung auf eine Erhöhung des Stromerzeugungsniveaus der Region abzielte, um die Versorgungssicherheit trotz der geplanten Stilllegung mehrerer Erzeugungsstandorte aufrechtzuerhalten und das wiederkehrende Problem der Spannung in der Bretagne zu beheben. Um dieses zweifache Ziel zu erreichen, führte die Leistungsbeschreibung mehrere Anforderungen auf, die von dem zukünftigen begünstigten Kraftwerk zu erfüllen sind. Dieses sollte über eine Wirkleistung von ca. 450 MW (+/– 10 %) verfügen, im Westen der Bretagne angesiedelt sein und jederzeit verfügbar sein, um seine Mobilisierung durch RTE über den Ausgleichsmechanismus zu ermöglichen. Betreffend die letztere Anforderung legte die Leistungsbeschreibung fest, dass das Kraftwerk innerhalb einer Frist von höchstens 15 Stunden bei Stillstand der Maschine und von 2 Stunden, wenn die Maschine in Betrieb ist, durch RTE mobilisierbar sein muss, und dass es keine Anforderung einer Höchstdauer für die Aktivierung der Ausgleichsangebote geben kann, und dass die Mindestdauer der Ausgleichsangebote unter oder gleich 3 Stunden bei einer Maschine in Betrieb und 8 Stunden bei Maschinenstillstand betragen muss. Ziel dieser Bedingungen ist es, die Reaktionsfähigkeit und Flexibilität des Kraftwerks zu gewährleisten und somit sicherzustellen, dass RTE das Kraftwerk mobilisieren kann, um einem punktuellen und vorübergehenden Bedarf zu entsprechen, wobei zugleich die Spannungshaltung und das Gleichgewicht auf lokaler Ebene sichergestellt wird. Frankreich bestreitet in den Erwägungsgründen 107 und 108 nicht, dass diese Bedingungen von allen konventionellen Kraftwerken erfüllt werden könnten, das heißt von Gas-Kombikraftwerken, Gasturbinenkraftwerken mit offenem Kreislauf und Gasturbinenkraftwerken.

(148) Ebenso führt die Analyse der Angemessenheit der verschiedenen Technologien für die von der Ausschreibung angestrebten Ziele zu der Schlussfolgerung, dass die drei konventionellen Technologien (Gas-Kombikraftwerke, Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf und Gasturbinenkraftwerke) dem von den französischen Behörden identifizierten Bedarf hätten entsprechen können, wenn auch unter verschiedenen Effizienzbedingungen. Die Ausschreibung sieht jedoch nur den Bau eines Kraftwerks des Typs Gas-Kombikraftwerk vor. Die Kommission kommt somit zu dem Schluss, dass die Ausschreibung diskriminierend ist.

(149) Wie in Erwägungsgrund 144 angegeben, muss jedoch die gemeinwirtschaftliche Verpflichtung notwendigerweise diskriminierungsfrei sein. Die gegenüber einigen konventionellen Technologien festgestellte Diskriminierung schließt demnach die Einstufung der Maßnahme als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung aus.

(150) Folglich ist die unter Erwägungsgrund 84 dargelegte Argumentation Frankreichs, laut der die Maßnahme keine Diskriminierung gegenüber anderen Arten von konventionellen Technologien darstellt, nicht zulässig. Die Kommission kommt daher zu dem Schluss, dass die Maßnahme nicht als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung eingestuft werden kann. Infolgedessen wird das erste Kriterium, das in der *Altmark*- Rechtsprechung niedergelegt ist, nicht eingehalten.

(151) Die Maßnahme stellt außerdem einen Vorteil dar. Im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV ist nämlich der Vorteil ein wirtschaftlicher Vorteil, den ein Unternehmen unter normalen Marktbedingungen, das heißt ohne staatliche Intervention, nicht hätte erlangen können. Im vorliegenden Fall wird das Konsortium von einer Prämie profitieren, die unter normalen Marktbedingungen nicht gewährt wird, sondern die sich aus einer staatlichen Beihilfe ergibt. Folglich kann die Maßnahme als Vorteil eingestuft werden, der dem erfolgreichen Bieter gewährt wird.

(152) Zweitens muss eine Beihilfe, um gemäß Artikel 107 Absatz 1 AEUV als selektiv betrachtet zu werden, *„bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige“* begünstigen. Im vorliegenden Fall wird die Maßnahme in ausschließlicher Weise dem erfolgreichen Bieter gewährt und wird demnach als selektiv betrachtet.

(153) Folglich ist die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV einen selektiven Vorteil gewährt.

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

(154) Staatliche Beihilfen an Unternehmen im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 wirken sich nur dann auf den Wettbewerb aus, wenn sie *„durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen“*, und soweit sie *„den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen“*. Bei einer vom Staat gewährten Maßnahme gilt, dass sie den Wettbewerb verfälscht oder zu verfälschen droht, wenn sie geeignet ist, die Wettbewerbsstellung des Begünstigten im Vergleich zu anderen konkurrierenden Unternehmen zu stärken ([36]). In der Praxis wird eine Wettbewerbsverzerrung im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV im Allgemeinen festgestellt, sofern der Staat einen finanziellen Vorteil einem Unternehmen in einem Sektor gewährt, der dem Wettbewerb unterliegt ([37]). Im vorliegenden Fall ist die Maßnahme geeignet, die Wettbewerbsstellung des Konsortiums CEB im Vergleich zu anderen Unternehmen zu stärken, indem sie ihm ermöglicht, seine Stromerzeugungskapazität im Vergleich zu den übrigen Wettbewerbern zu erhöhen.

([36]) Urteil des Gerichtshofs vom 17. September 1980, Philip Morris, 730/79, Slg. 1980, 2671.
([37]) Urteil des Gerichtshofs vom 15. Juni 2000, Alzetta, T-298/97, T-312/97 usw., ECLI:EU:T:2000:151.

(155) Die Staatshilfen an Unternehmen stellen nur staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV dar, sofern sie *„den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen"*. Die Staatshilfen können als geeignet betrachtet werden, sich auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten auszuwirken, auch wenn die Begünstigten nicht direkt am grenzüberschreitenden Handel teilnehmen. Zudem schließen die relativ geringe Höhe einer Beihilfe oder die relativ bescheidene Größe des begünstigten Unternehmens nicht von vornherein die Möglichkeit aus, dass der Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigt wird ([38]). Im vorliegenden Fall erhält der Beihilfeempfänger einen Vorteil, den seine ausländischen Wettbewerber aufgrund der Selektivität der Beihilfe nicht erhalten können.

(156) Ferner können die Auswirkungen einer Beihilfe auf den Wettbewerb und auf den Handel zwischen Mitgliedstaaten charakterisiert werden, sofern die Maßnahme einem Unternehmen zugutekommt, das in einem Sektor tätig ist, der Gegenstand einer Liberalisierung auf europäischer Ebene war ([39]). Im vorliegenden Fall war der Energiesektor Gegenstand einer solchen Liberalisierung.

(157) Folglich wird die Maßnahme den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen.

6.1.4. *Schlussfolgerung zum Vorliegen der Beihilfe*

(158) Aus den oben genannten Gründen vertritt die Kommission weiterhin die Auffassung, dass die Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV darstellt.

6.2. **Rechtmäßigkeit der Beihilfe**

(159) Die Maßnahme wurde noch nicht durchgeführt. Sie wird bei der Inbetriebnahme des Kraftwerks, ab dem […] ausgezahlt werden. Die Maßnahme wird somit nach dem vorliegenden Beschluss durchgeführt werden. Diese kann demnach nicht als unrechtmäßig betrachtet werden.

6.3. **Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt**

6.3.1. *Begründung des verwendeten Analyserahmens*

(160) Die Dienstleistung kann nicht als gemeinwirtschaftliche Verpflichtung eingestuft werden, wie in den Erwägungsgründen 144 bis 147 dargelegt. Folglich ist die Mitteilung der Kommission über die Einschränkung der Dienstleistungen von allgemeinem wirtschaftlichem Interesse im vorliegenden Fall nicht anwendbar.

(161) Die Kommission beurteilt somit die Vereinbarkeit der Maßnahme anhand von Abschnitt 3.9 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen. In den Randnummern 19 bis 34 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen wird die angemessene Erzeugung als (i) erzeugte Kapazitäten definiert, die als angemessen erachtet werden, um in einem bestimmten Zeitraum die Nachfrage im Mitgliedstaat zu decken; ii) dabei wird ein konventioneller statistischer Indikator zugrunde gelegt, der von maßgeblichen Organisationen (zum Beispiel dem Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (‚ENTSO-E')) verwendet wird.

(162) Betreffend das erste Kriterium ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahme tatsächlich auf die Bereitstellung ausreichender Erzeugungkapazitäten ausgerichtet ist, um die Nachfrage in der Bretagne sowohl quantitativ (siehe Erwägungsgrund 166) als auch qualitativ (Erwägungsgrund 174) zu decken.

(163) Betreffend das zweite Kriterium ist die Kommission der Ansicht, dass die Indikatoren, die den hinreichenden Charakter der von dem Gas-Kombikraftwerk vorgebrachten Antwort stützen, in ausreichender Weise objektiviert werden (siehe Erwägungsgrund 168).

6.3.2. *Ziel von gemeinsamem Interesse und Erforderlichkeit*

(164) Die Kommission ist der Auffassung, dass die Maßnahme zur Erreichung eines Ziels von gemeinsamem Interesse beiträgt und dass sie notwendig ist, gemäß Abschnitt 3.9.1 und 3.9.2 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen, wenn sie die folgenden Bedingungen erfüllt: i) das Problem der Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten muss mit Hilfe eines quantifizierbaren Indikators identifiziert werden und die Ergebnisse müssen mit der von ENTSO-E durchgeführten Analyse kohärent sein; ii) die Maßnahme muss ein genau definiertes Ziel verfolgen; iii) die Maßnahme muss auf die Natur und die Ursachen des Problems abzielen, und insbesondere auf das Marktversagen, das den Markt daran hindert, das erforderliche Kapazitätsniveau bereitzustellen; iv) der Mitgliedstaat muss weitere Optionen zur Behandlung des Problems in Betracht gezogen haben.

([38]) Urteil des Gerichtshofs vom 14. Januar 2015, Eventech/Parking Adjudicator, C-518/13, ECLI:EU:C:2015:9.
([39]) Urteil des Gerichtshofs vom 10. Januar 2006, C-222/04, Slg. 2009, II-01877.

(165) Das Problem der Angemessenheit der Kapazität wurde eindeutig identifiziert und quantifiziert. Die für 2017 geplante Stilllegung der vier Gasturbinenkraftwerke von Brennilis und Dirinon und der Ölturbinenblöcke am Standort Cordemais — bei ausbleibenden Investitionen in Kapazitäten — würde zu einem verbleibenden Kapazitätsdefizit führen, das für den Zeitraum 2017-2020 auf 200 MW bis 600 MW pro Jahr geschätzt wird, wie in Erwägungsgrund 81 dargelegt. Auch wenn eine Verlängerung der Betriebsdauer dieser Kraftwerke geplant wurde, müssten sie spätestens 2023 stillgelegt werden. Zu diesem Punkt hebt die Kommission die geringe EigenErzeugung in der Bretagne hervor, mit 13,3 % des Verbrauchs im Jahr 2014, davon 11,8 % aus erneuerbaren Energien, was die geringe Bedeutung des Anteils der Erzeugung aus nicht fluktuierenden Energien zeigt. Diese Sachverhalte widerlegen die von einigen Beteiligten ausgeführte Argumentation (siehe Erwägungsgrund 55). Sie bestätigen dagegen die von diesen in den Erwägungsgründen 61, 63 und 81 ausgeführte Argumentation.

(166) Die Kommission ist zudem der Auffassung, dass das mit der Spannungshaltung verbundene Risiko von den französischen Behörden in zufriedenstellender Weise objektiviert wurde. RTE hat nämlich beschlossen, vier Mal im Laufe des Jahres 2012 ein spezifisches System zur Bekämpfung von Vorfällen in Verbindung mit einem Spannungszusammenbruch in der Bretagne einzurichten. Ein solches System besteht in einem System zur Auslösung von Lastabwürfen, das während der kritischsten Zeiträume eingerichtet wird.

(167) Die Erforderlichkeit der von den französischen Behörden vorgestellten Maßnahme stützt sich auf quantifizierte Daten aus Studien, die von RTE im Rahmen seiner jährlichen Publikationstätigkeit erstellt wurden ([40]).

(168) Einerseits ist die angewandte Methode mit derjenigen vereinbar, die in der Vorausschätzung von RTE angewandt wurde. Diese Methode basiert auf einem probabilistischen Ansatz, in dem das Angebots- und das Nachfrageniveau durch eine Simulation der Funktionsweise des europäischen Stromsystems im Stundenschritt über ein ganzes Jahr gegenübergestellt werden. Einige Parameter, wie etwa die Verfügbarkeit des Anlagenparks, stützen sich auf die Bezugsparameter der von ENTSO-E durchgeführten Studien.

(169) Andererseits stützen sich die mitgeteilten Daten grundsätzlich auf die Elemente der Vorausschätzung, die Folgendes bestätigen: i) eine Verbrauchsdynamik, die 2,7-mal höher ist als der nationale Trend für den Zeitraum 2006-2012 (Anstieg des Verbrauchs um durchschnittlich 1,6 % in den letzten sechs Jahren in der Bretagne); ii) Verbrauchsspitzen, die noch eine Sensitivität für die Klimabedingungen aufweisen und die über der durchschnittlichen Sensitivität in Frankreich liegen, was hauptsächlich durch die Verbrauchsstruktur der Region zu erklären ist, in der der Wohn- und Dienstleistungssektor einen hohen Anteil besitzen; iii) nicht ausreichende lokale Erzeugungskapazitäten, da die in der Bretagne angesiedelten Erzeugungskapazitäten nur 13 % der in der Region verbrauchten elektrischen Energie bereitstellen (siehe Erwägungsgrund 166); iv) am Netz vorgenommene Verbesserungen, die teilweise dem Problem der Angemessenheit entsprechen. Tatsächlich schwächt das Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Energie die Versorgungssicherheit der Region, die insbesondere folgende Schwachpunkte aufweist: die nördliche Bretagne, die den größten Teil des Departements Côtes-d'Armor sowie die Ballungsgebiete Saint-Malo und Dinard umfasst, deren Stromversorgung bei einer Nichtverfügbarkeit der 44-kV-Leitung Plaine-Haute — Domloup unterbrochen würde, und die gesamte Region Bretagne, die einem Risiko des Spannungszusammenbruchs unterliegt, der durch die große Entfernung zwischen den Erzeugungsstandorten und den Verbrauchszentren verursacht wird. Mehrere Investitionen wurden von RTE getätigt. Insbesondere hat das Unternehmen zwischen 2011 und 2013 auf das gesamte Gebiet der westlichen Region verteilte Anlagen mit einer Gesamtkapazität von 1 150 MVAR (Mega-VAR) gebaut, um die während der Kälteperioden benötigte Leistung zu gewährleisten. Laut RTE müssen diese Anlagen durch den Anschluss des Gas-Kombikraftwerks Landivisiau ergänzt werden, um wieder eine hinreichende Absicherung für den Fall eines Spannungszusammenbruchs zu garantieren und so ein ausreichendes „Sicherheitsnetz" zu erhalten ([41]).

(170) Die Maßnahme verfolgt zudem ein genau definiertes Ziel, das darin besteht, dem Marktversagen entgegenzutreten — das heißt ausbleibenden Investitionen trotz ihrer Erforderlichkeit in der Bretagne —, um einen Spannungszusammenbruch in der gesamten Region zu vermeiden, der allein mit dem Bau von Stromleitungen nicht ausgeglichen werden könnte, wie in Erwägungsgrund 98 erläutert. Die Kommission erkennt die Argumentation an, nach der die Region Bretagne unter dem Problem eines „Missing Money" leide, das sich durch Preise erklärt, die vor dem Hintergrund des Strommangels in der Bretagne nicht ausreichend steigen, und das — wie in den Erwägungsgründen 101 und 95 erwähnt — nicht durch eine Aufteilung der Tarifzone behoben werden könne. Zudem ermöglicht es der Kapazitätsmechanismus auch nicht, dem spezifischen Bedarf der Region zu entsprechen (siehe Erwägungsgrund 177).

(171) Diese Sachverhalte erklären laut der Kommission in zufriedenstellender Weise die ausbleibenden Investitionen in neue Kapazitäten ohne finanzielle Unterstützung staatlicher Herkunft.

(172) Die Maßnahme ist auf zwei Ebenen auf die Ursachen des identifizierten Problems gerichtet, und insbesondere auf das Versagen des Marktes, das ihn daran hindert, die erforderliche Kapazität bereitzustellen. Einerseits ermöglicht es die Wahl der Technologie des Gas-Kombikraftwerks, zugleich dem Bedarf der Leistung und dem Bedarf der

([40]) Vorausschätzung 2013 von RTE.
([41]) Vorausschätzung 2013 von RTE, S. 42.

Verfügbarkeit zu entsprechen, wie sie in dem Bretonischen Stromabkommen (PEB) identifiziert wurden. Das Gas-Kombikraftwerk ermöglicht die Sicherstellung der Versorgungssicherheit und trägt zur Aufrechterhaltung der elektrischen Spannung in diesem Gebiet bei. Dieser Punkt wird in den Erwägungsgründen 104 und folgende näher ausgeführt. Andererseits ist der Anteil der nicht fluktuierenden Stromerzeugung, die bei Verbrauchsspitzen im Winter verfügbar ist, sehr gering, was ein Risiko darstellt.

(173) Zur Begründung der Erforderlichkeit, einen konstanten Spannungspegel aufrechtzuerhalten, hebt die Kommission das Vorhandensein einer von RTE identifizierten elektrischen Anfälligkeit im Norden der Bretagne hervor. Das nördliche Gebiet der Bretagne wird durch eine 400-kV-Leitung mit einem einzigen Stromkreis und zwei 225-kV-Leitungen im Westen ab dem Umspannwerk von La Martyre versorgt. Bei einem Leitungsbruch zwischen Rennes und Saint-Brieuc würden Überlastungen auf den zwei 225-kV-Leitungen auftreten, was durch Spannungsabfälle im Gebiet der Rance verschärft wird. Diese Situation würde zu dem Risiko eines kompletten Stromausfalls in dem Gebiet führen, bei einem nicht erfolgten Lastabwurf im Gebiet der Nordbretagne. Außerdem ist bei hohem Stromverbrauch im gesamten westlichen Gebiet, bei einigen Nichtverfügbarkeiten von Kraftwerken oder bei Netzstörungen die Bretagne Risiken eines gezielten Ausfalls seiner Stromversorgung, aber auch dem Risiko eines allgemeinen Spannungszusammenbruchs in der gesamten Region ausgesetzt.

(174) Der Mitgliedstaat hat die Nichtverwendung anderer Technologien (zum Beispiel erneuerbare Energien), des Einsatzes von Laststeuerung, der Einrichtung einer Tarifzone oder des Baus von Verbindungsleitungen gerechtfertigt. Nach Auffassung der Kommission würde es mit keiner dieser einzeln angewandten Lösungen gelingen, die hervorgehobenen Risiken völlig in den Griff zu bekommen, insbesondere die Risiken eines Spannungsabfalls, wie in Erwägungsgrund 16 näher ausgeführt.

(175) Betreffend die Rechtfertigung des fehlenden ausschließlichen Einsatzes von Verbindungsleitungen stellt die Kommission fest, dass die am Leitungsende gelegene Bretagne sich nicht in einer vergleichbaren Lage wie andere französische Regionen befindet, die ähnliche Merkmale aufweisen (PACA, Franche-Comté, Pays de la Loire, Korsika). Die Stromversorgung wird dort durch zahlreiche Verbindungsleitungen zu anderen Regionen sichergestellt. Die Spannungshaltung ist nicht problematisch. Außerdem liegen sie nicht „am Ende des Netzes" wie die Bretagne. Das nur gering vernetzte Korsika ([42]) verfügt dagegen über bedeutende Kapazitäten auf seinem Gebiet.

(176) Die Kommission hat am 8. November 2016 das französische Projekt des Kapazitätsmechanismus genehmigt ([43]). Eine Beteiligung des Kraftwerks am Kapazitätsmechanismus ist in erster Linie über die Wiederherstellung des Gleichgewichts vorgesehen, die nur einen unbedeutenden Anteil der Gesamteinnahmen des Kraftwerks ausmachen wird (ca. 1,5 % der jährlichen Gesamteinnahmen); die Auswirkungen dieses Mechanismus auf das Projekt und seine Berücksichtigung bei der Beurteilung der Maßnahme sind begrenzt. Eine Beteiligung am Kapazitätsmechanismus über die Wiederherstellung des Gleichgewichts hinaus ist im Geschäftsplan nicht vorgesehen. Wenn eine solche Beteiligung erfolgen würde, würde die aus dieser Beteiligung gewonnene Vergütung vom Betrag der Prämie abgezogen.

(177) Außerdem hat die Kommission in ihrem Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen ([44]) die Auffassung vertreten, dass im Falle eines lokalen Problems bei der Angemessenheit der Erzeugung die Entscheidung über den Einsatz eines Kapazitätsmechanismus von den spezifischen Merkmalen des betroffenen Marktes abhängt ([45]). Im vorliegenden Fall würde das Vorhandensein einer lokalen Nachfrage in der Bretagne nicht direkt die Entstehung eines in der Bretagne angesiedelten Angebots beinhalten. Der französische Strommarkt ist nämlich nicht in der Lage, die vorhandene Nachfrage für eine Kapazität auf lokaler Ebene aufzuzeigen. Der örtlich extrem eingegrenzte Charakter des Kapazitätsmangels kann heute nicht allein durch den in Frankreich neu angewandten Kapazitätsmechanismus behoben werden.

(178) Aus diesen Gründen ist die Kommission der Auffassung, dass die Maßnahme, die dem Ziel von gemeinsamem Interesse dient, die Sicherheit der Stromversorgung zu gewährleisten, in Frankreich tatsächlich notwendig ist.

6.3.3. *Geeignetheit der Beihilfe*

(179) Nach Abschnitt 3.9.3 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfenmuss die Maßnahme ein geeignetes Interventionsinstrument darstellen, um das angestrebte Ziel von gemeinsamem Interesse zu erreichen. Somit muss sie, um als geeignet betrachtet zu werden, die folgenden Voraussetzungen erfüllen: i) die Beihilfe darf nur für die Bereitstellung der Kapazität gewährt werden; ii) die Beihilfe muss angemessene Anreize sowohl für bestehende als auch für zukünftige Stromerzeuger bieten, sowie für Anbieter, die substituierbare Technologien (z. B. Laststeuerung oder Speicherlösungen) einsetzen; iii) bei der Maßnahme sollte berücksichtigt werden, in welchem Umfang Verbindungskapazitäten genutzt werden könnten, um ein etwaiges Kapazitätsproblem zu beheben.

([42]) Die Leistung des Unterseeverbindungskabels nach Sardinien (einzelnes Kabel) beträgt seit 2010 100 MW (Quelle: Bericht über die Energiesysteme von Inseln — Korsika, Juli 2015).
([43]) Beihilfesache SA.39621 — Kapazitätsmechanismus in Frankreich.
([44]) Bericht der Kommission — Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, 30. November 2016 (http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/capacity_mechanisms_final_report_de.pdf)
([45]) Bericht der Kommission — Abschlussbericht zur Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen, S. 17.

(180) Erstens stellt die Kommission fest, dass die Prämie jede Vergütung für den Stromverkauf ausschließt. Die Prämie setzt sich i) aus dem Wert der Kapazität in Höhe von *[50 000-60 000]* EUR/MW/Jahr, und aus drei mit dem geographischen Standort des Projekts in Verbindung stehenden Faktoren zusammen, nämlich (ii) den Mehrkosten in Verbindung mit dem Gastransport in Höhe von *[20 000-40 000]* EUR/MW/Jahr, (iii) den Mehrkosten in Verbindung mit dem Anschluss in Höhe von 6 000 EUR/MW/Jahr und (iv) den Mehrkosten in Verbindung mit besonderen Umweltmaßnahmen in Höhe von 2 000 EUR/MW/Jahr. Folglich bezieht sich die Prämie auf die Vergütung für eine Kapazität und schließt jede Vergütung in Verbindung mit dem Stromverkauf aus.

(181) Zweitens ist die Kommission — auch wenn ihrer Auffassung nach die Beihilfe über ein diskriminierendes Ausschreibungsverfahren gewährt wurde (siehe Erwägungsgrund 145) —, der Ansicht, dass es rechtmäßig ist, dass die französischen Behörden die Ausschreibung allein mit der Beteiligung von Kraftwerken des Typs Gas-Kombikraftwerk eingeleitet haben. Diese Beschränkung erklärt sich nämlich durch einen spezifischen Bedarf der Spannungshaltung unter zufriedenstellenden Energie- und Umweltbedingungen. Unter den Wärmekraftwerken, und somit im Vergleich zu Kohlekraftwerken und Ölkraftwerken, verursachen Gaskraftwerke die geringste Umweltbelastung (siehe auch Erwägungsgrund 102). Die Wahl eines Kraftwerks des Typs GuD-Kraftwerk im Vergleich zu anderen Arten von Gaskraftwerken, und insbesondere Gasturbinenkraftwerken mit offenem Kreislauf, ist unter Umweltaspekten zu bevorzugen, da es sich um ein Erzeugungsverfahren mit hoher Energieeffizienz handelt, bei dem ausschließlich Erdgas eingesetzt wird, dem Brennstoff mit dem geringsten CO_2-Ausstoß unter den fossilen Brennstoffen, und das zugleich die notwendige Flexibilität und Reaktionsfähigkeit bietet, um festgestellten Marktversagen zu begegnen.

(182) Drittens berücksichtigt die Beihilfemaßnahme Kapazitäten von Verbindungsleitungen, doch diese Option ermöglicht es nicht, der Notwendigkeit der Aufrechterhaltung des Spannungspegels in zufriedenstellender Weise zu entsprechen. Zudem ist der Bau von Verbindungsleitungen das Ergebnis einer langfristigen Vision. Verbindungsleitungs-Projekte sind bereits in Vorbereitung, mit dem Ziel einer Erhöhung der Verbindungsleitungskapazitäten zwischen Frankreich und dem Vereinigten Königreich sowie zwischen der Bretagne und Irland. Die Kommission stellt außerdem fest, dass die Maßnahme einer Erhöhung der durch die Bretagne geleiteten Stromflüsse im Rahmen des Baus der Verbindungsleitungen nicht entgegensteht.

(183) Ferner sind eine Reihe von alternativen Maßnahmen nicht geeignet:

1. Die erneuerbaren Energien, die zudem im Rahmen des PEB berücksichtigt wurden, garantieren nicht allein und in dieser am Leitungsende gelegenen Region die Spannungshaltung sowie ein effizientes Management der Nachfragespitzen.

2. Die anderen Erzeugungsstandorte für konventionelle Energie erreichen ihre Betriebsgrenzen, und die vorgenannten Gasturbinenkraftwerke der Region werden bis 2023 stillgelegt werden. Aufgrund ihres umweltbelastenden Charakters, der in Erwägungsgrund 81 hervorgehoben wird, kann eine zusätzliche Verlängerung ihrer Betriebsdauer nicht in Betracht gezogen werden.

3. Die Höhe der Investitionen in die Verbindungsleitung, in der Größenordnung von 45 Mio. EUR im Jahr 2015, wird nur ungenügend zum Kapazitätsbedarf der Region beitragen. Die Kommission stellt fest, dass von RTE bereits umfangreiche Arbeiten am Netz durchgeführt wurden, doch diese erweisen sich als unzureichend, um das Ziel der Sicherung der Stromversorgung zu erreichen. Hierbei handelte es sich um folgende Maßnahmen: Verstärkung des bretonischen „Sicherheitsnetzes" von 2011 bis 2013, Installation eines Phasenschiebertransformators im Umspannwerk von Brennilis (2015) und Verdopplung der Umspannkapazitäten von 400/225 kV in Plaine-Haute (2015). Jedoch wird der Phasenschiebertransformator von Brennilis nach 2017 nicht mehr ausreichend sein, um die Stromversorgung der Nordbretagne sicherzustellen. Diese Argumentation bestätigt die von den Beteiligten in Erwägungsgrund 65(2) berichteten Sachverhalte.

4. Die Laststeuerung stellt kein geeignetes Instrument dar. Die Kommission stellt zwar fest, dass die Integration der Laststeuerung in die verschiedenen Ausgleichsmechanismen verstärkt wurde: Am Ende eines 4-Jahres-Programms sind seit dem 1. Juli 2014 alle Märkte (Energie, Reserven, Systemdienste) für die Laststeuerung geöffnet. Jedoch ist die Laststeuerung nicht in der Lage, das Ziel der Maßnahme zu erreichen, die zugleich das Gleichgewicht zwischen Stromangebot und -nachfrage sowie die Spannungshaltung anstrebt.

    1. Betreffend das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage ermöglicht die Laststeuerung tatsächlich eine Verringerung oder Verschiebung des Verbrauchs. Jedoch wird dieses System nicht geographisch gezielt eingesetzt. Außerdem ist es gegenwärtig schwierig, ausreichend Lastmanagementkapazitäten zu mobilisieren, um das lokale Ungleichgewicht bewältigen zu können. Zum Beispiel hat ein von RTE in der Bretagne durchgeführtes Versuchsprogramm zur Mobilisierung der lokalen Laststeuerungsangebote es ermöglicht, zwischen dem 1. November 2014 und dem 31. März 2015 62 MW zu mobilisieren ([46]), was mit einem verbleibenden Defizit von schätzungsweise 200 MW bis 600 MW zu vergleichen ist (Erwägungsgrund 166). Selbst wenn ein System auf der Ebene der Bretagne eingerichtet würde, würde es von Natur aus nicht ermöglichen, eine lokale Problematik der Spannungshaltung durch das Angebot einer ausreichenden Leistung zu bewältigen.

([46]) RTE, Vorausschätzung des Gleichgewichts zwischen Angebot und Nachfrage an Strom in Frankreich, Ausgabe 2015, S. 67.

2. Betreffend die Spannungshaltung ermöglicht die Laststeuerung zwar, die angespannte Situation bei der Nachfrage während der Spitzenlastzeiten zu entlasten und die Verbrauchsspitzen zu kappen, ohne zusätzliche Erzeugungsquellen in Anspruch zu nehmen, sie ermöglicht es jedoch nicht, die Spannung aufrechtzuerhalten, wofür laut den französischen Behörden eine lokale Stromeinspeisung während Zeiträumen, die nicht von einer Laststeuerung abgedeckt werden können, erforderlich ist. Die Schaffung neuer Kapazitäten ist daher notwendig, um diese Einspeisung vorzunehmen.

(184) Die Kommission ist schließlich der Ansicht, dass der von den französischen Behörden angeführte Artikel 194 AEUV (siehe Erwägungsgrund 105) sie nicht davon befreit, sich an die geltenden Vorschriften über staatliche Beihilfen zu halten, wenn diese einem Stromerzeuger gewährt werden.

(185) Aus den vorgenannten Erwägungen ergibt sich, dass die Maßnahme tatsächlich geeignet ist, um dem identifizierten Ziel von gemeinsamem Interesse zu entsprechen.

6.3.4. *Anreizeffekt*

(186) Der Anreizeffekt der Beihilfe wird auf der Grundlage der in Abschnitt 3.2.4 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen festgelegten Bedingungen beurteilt werden. Ein solcher Effekt liegt vor, wenn die Beihilfe den Begünstigten dazu bewegt, sein Verhalten zu ändern, um die Funktionsweise des Energiemarkts zu verbessern; eine solche Verhaltensänderung würde er ohne die Beihilfe nicht vornehmen.

(187) Die Kommission stellt fest, dass die Prämie eine Investition in neue Kapazitäten ermöglicht, die aufgrund der Besonderheiten des bretonischen Marktes ohne die Beihilfe nicht getätigt worden wäre. So hätte das Projekt ohne die Prämie keine ausreichende Rentabilität ermöglicht (Erwägungsgrund 23). In diesem Rahmen weist sie die in den Erwägungsgründen 67 und 68 dargelegte Argumentation der Beteiligten zurück.

(188) Folglich kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme den erforderlichen Anreizeffekt hat.

6.3.5. *Verhältnismäßigkeit*

(189) Die Kommission beurteilt die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme gemäß Abschnitt 3.9.5. der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen. Eine Maßnahme ist verhältnismäßig, wenn sie die folgenden Bedingungen erfüllt: i) die Ausgleichsleistung ermöglicht den Begünstigten, eine angemessene Rentabilität zu erzielen (die bei einem Ausschreibungsverfahren auf der Basis klarer, transparenter und nichtdiskriminierender Kriterien angenommen wird), ii) sie beinhaltet integrierte Mechanismen, um das Auftreten außergewöhnlicher Gewinne zu verhindern.

(190) Diese Bedingungen werden anhand des mitgeteilten Geschäftsplans bewertet. Die Annahmen des Geschäftsplans wurden in Abschnitt 2.6. des vorliegenden Beschlusses beschrieben.

(191) Die Kommission stellt erstens fest, dass die Laufzeit von 20 Jahren erforderlich ist, um den angemessenen internen Ertragssatz von [5-10] % im Hinblick auf seinen Vergleich mit den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten zu erzielen (siehe den folgenden Erwägungsgrund). Eine kürzere Laufzeit des Projekts würde zu einem niedrigeren internen Ertragssatz führen, was nicht notwendig ist, angesichts der Tatsache, dass die Höhe des internen Ertragssatzes von der Kommission bereits als angemessen beurteilt wird. Dieses Argument widerlegt die in Erwägungsgrund 68(1) dargelegte Annahme.

(192) Die Kommission stellt zweitens fest, dass der interne Ertragssatz des Projekts [5-10] % beträgt. Die Verhältnismäßigkeit dieses internen Ertragssatzes wird durch seinen Vergleich mit den gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (WACC) bewertet. Die WACC des Projekts geben die nicht diversifizierbaren spezifischen Risiken des Projekts wieder. Die Kommission ist der Auffassung, dass die Bewertung des internen Ertragssatzes durch seinen Vergleich mit den WACC eines Panels vergleichbarer Unternehmen erfolgen kann, deren Durchschnitt während des Zeitraums 2007-2016 6,6 % beträgt, was dem internen Ertragssatz des Projekts nahekommt. Die Kommission stellt somit die Nähe zwischen dem internen Ertragssatz und der geschätzten relevanten Spanne der WACC fest, was es ihr ermöglicht, eine positive Schlussfolgerung zur Verhältnismäßigkeit der Maßnahme zu ziehen.

(193) Die Zuverlässigkeit des verhältnismäßigen Charakters wird durch die unterbreiteten Sensitivitätsanalysen verstärkt. Es wurden nämlich Analysen in Abhängigkeit von eventuellen Verspätungszuschlägen, von der Inflation sowie von der Berücksichtigung eines eventuellen Endwerts durchgeführt. Es wurden mehrere Preisannahmen berücksichtigt, um die Auswirkungen des Tolling-Vertrags auf den Geschäftsplan zu messen.

(194) Betreffend die Verhütung des Risikos der Erzielung außergewöhnlicher Gewinne stellt die Kommission fest, dass der von dem Konsortium vorgelegte Geschäftsplan durch seinen Aufbau bedingt keine Erzielung außergewöhnlicher Gewinne ermöglicht. Die zwei Hauptkomponenten der Einnahmen sind einerseits die erhaltene Prämie, die von der vertraglich vereinbarten Verfügbarkeit des Kraftwerks abhängt und die somit keine Erzielung außergewöhnlicher Gewinne ermöglicht. Andererseits ist die Vergütung aufgrund des *Tolling*-Vertrags ebenfalls vertraglich vereinbart und bietet dem Konsortium nicht die Möglichkeit, außergewöhnliche Gewinne zu erzielen.

(195) Schließlich stellt die Kommission fest, dass das Konsortium die Möglichkeit zur Teilnahme an dem Kapazitätsmechanismus haben wird, gemäß den in Erwägungsgrund 25 dargelegten Bedingungen. Jedoch wird die durch die eventuelle Teilnahme am Kapazitätsmechanismus zugelassene Vergütung von der Prämie abgezogen werden. Das Fehlen einer doppelten Vergütung erscheint somit als ein Element, das die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme untermauert.

(196) Die Kommission ist demnach der Ansicht, dass der Mechanismus verhältnismäßig zu seinem Ziel ist.

6.3.6. *Verhütung negativer Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel*

(197) Gemäß Abschnitt 3.9.6 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen müssen Beihilfen, um als vereinbar betrachtet zu werden, die folgenden Bedingungen erfüllen: i) sie müssen allen nützlichen Kapazitätsanbietern offenstehen, sofern dies technisch und physisch möglich ist; ii) sie dürfen nicht die Anreize zur Investition in Verbindungsleitungen verringern und nicht die Marktkopplung beeinträchtigen; iii) sie dürfen nicht Investitionsentscheidungen schaden, die der Einführung der Maßnahme vorausgehen; iv) sie dürfen nicht ungerechtfertigt beherrschende Stellungen stärken; v) sie müssen bei gleichwertigen technischen und wirtschaftlichen Parametern Stromerzeugern mit geringem CO_2-Ausstoß den Vorrang einräumen.

(198) Betreffend das erste Kriterium legt Randnummer 232 der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen für die Teilnahme an den Kapazitätsmechanismen fest, dass „die Einschränkung der Beteiligung nur mit der für die Behebung des Kapazitätsproblems unzulänglichen technischen Leistung gerechtfertigt werden" kann ([47]). Im vorliegenden Fall ist die Kommission der Ansicht, dass die technische Leistung gewisser Erzeugungskapazitäten, insbesondere der Gas-Kombikraftwerke, zur Behebung des Kapazitätsproblems in effizienter Weise eindeutig besser geeignet ist als von anderen, insbesondere der Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf und der Gasturbinenkraftwerke. Konkret ermöglicht die technische Leistung der letztgenannten Anlagen keine Optimierung der Energieeffizienz und somit der Rentabilität des Investitionsprojekts, wenn man die Funktionsweise und die Betriebsdauer der von den französischen Behörden für die Lösung des festgestellten Kapazitätsproblem in Betracht gezogenen Anlage berücksichtigt.

(199) Im vorliegenden Fall stellt die Kommission nämlich fest, dass nicht alle konventionellen Technologien über gleichwertige technische Kapazitäten verfügen, um in ausreichend effizienter und zuverlässiger Weise allen in Absatz 3.3. der Leistungsbeschreibung identifizierten Bedürfnissen zu entsprechen.

(200) Erstens zeigt betreffend den Vergleich mit Gasturbinenkraftwerken mit offenem Kreislauf die Studie der Internationalen Energieagentur (IEA) und der Kernenergie-Agentur (NEA) „Projected Costs of Generating Electricity 2015 Edition", dass das Gas-Kombikraftwerk bei einer signifikanten Betriebsdauer eine deutlich ökonomischere Stromerzeugungsanlage darstellt. Die in dieser Studie dargestellten Referenzkosten der Stromerzeugung zeigen somit, dass die Stromgestehungskosten (LCOE) ([48]) eines in Belgien oder in Deutschland gebauten Gasturbinenkraftwerks mit offenem Kreislauf ([49]) deutlich höher sind als die Stromgestehungskosten von belgischen oder deutschen Gas-Kombikraftwerken. In EUR/MWh ausgedrückt, sind somit sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebs- und Wartungskosten für ein Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf höher als für ein Gas-Kombikraftwerk. Die Schlussfolgerungen dieser Studie werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt:

Durchschnittliche Gesamtkosten der Stromerzeugung

Table 3.9: Levelised cost of electricity for natural gas plants

Country	Technology	Net capacity ([1]) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost ([2]) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Belgium	CCGT	420	60	9,65	13,82	17,45
	OCGT	280	44	14,54	20,82	26,28
France	CCGT	575	61	6,92	11,37	15,40

([47]) Randnummer 232 Buchstabe a der Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen.
([48]) „Levelized cost of electricity": Stromgestehungskosten
([49]) Diese Studie stellt nicht die Kosten eines Gasturbinenkraftwerks mit offenem Kreislauf in Frankreich dar, da es kein neuer oder zukünftiger Bau ermöglicht, Referenzkosten für Frankreich festzulegen.

Country	Technology	Net capacity (1) (MWe)	Electrical conversion efficiency (%)	Investmens cost (2) (USD/MWh)		
				3 %	7 %	10 %
Germany	CCGT	500	60	6,77	10,90	14,56
	OCGT	50	40	39,90	60,80	79,19
Hungary	CCGT (dual fuel)	448	59	7,53	11,79	15,67
Japan	CCGT	441	55	8,67	13,96	18,64
Korea	CCGT	396	58	7,03	11,29	15,04
	CCGT	791	61	5,86	9,40	12,52
Netherlands	CCGT	870	59	7,89	12,70	16,96
New Zealand	CCGT	475	45	10,09	15,38	20,03
	OCGT	200	30	28,31	43,13	56,18
Portugal	CCGT	445	60	8,35	12,72	16,57
United Kingdom	CCGT	900	59	7,64	12,02	16,03
	OCGT	565	39	48,11	74,54	98,37
United States	CCGT	550	60	8,06	13,24	17,94
Non-OECD countries						
China	CCGT	350	55 %	4,36	7,03	9,38

(1) Net capacity may refer to the unit capacity or to the combined capacity of multiple units on the same site.
(2) Investment cost includes overnight cost (with contingency) as the implied IDC.

(Fortsetzung Tabelle — rechter Teil)

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,21	0,12	0,07	74,62	10,08	3,97	98,54	102,61	106,19	Belgium
0,32	0,17	0,11	100,91	14,01	5,35	135,13	141,26	146,66	
0,11	0,05	0,02	68,99	10,56	6,25	92,83	97,21	101,23	France
0,11	0,05	0,02	74,00	9,90	7,71	98,49	102,56	106,20	Germany
0,76	0,36	0,20	111,00	15,15	29,68	196,50	216,99	235,23	
0,00	0,00	0,00	71,21	10,56	7,64	96,94	101,20	105,08	Hungary
0,15	0,06	0,03	104,07	10,95	9,38	133,21	138,42	143,07	Japan
0,00	0,00	0,00	98,97	10,27	5,55	121,82	126,08	129,82	Korea
0,10	0,04	0,02	95,21	9,89	4,05	115,11	118,60	121,70	

Refurbishment and decommissioning costs (USD/MWh)			Fuel cost (USD/MWh)	Carbon cost (USD/MWh)	O&M costs (USD/MWh)	LCOE (USD/MWh)			Country
3 %	7 %	10 %				3 %	7 %	10 %	
0,13	0,05	0,03	75,25	9,90	3,53	96,71	101,45	105,68	Netherlands
0,19	0,09	0,05	46,75	11,22	7,38	75,64	80,82	85,43	New Zealand
0,54	0,26	0,14	69,26	16,62	14,39	129,11	143,65	156,58	
0,16	0,08	0,04	74,00	9,90	6,24	98,65	102,93	106,75	Portugal
0,00	0,00	0,0	75,51	9,43	6,63	99,21	103,59	107,59	United Kingdom
0,00	0,00	0,00	113,85	14,22	36,45	212,63	239,06	262,89	
0,13	0,05	0,03	36,90	11,10	4,65	60,84	65,95	70,62	United States
Non-OECD counrtries									
0,07	0,03	0,01	71,47	11,02	3,25	90,17	92,79	95,13	China

Note: CGTs were modelled under an assumed capacity factor 85 %. OCGTs were modelled under nationally provides capacity factors.
Quelle: Mitteilung der französischen Behörden vom 20. März 2017, aus der IEA-NEA-Studie von 2015, S. 48-49

(201) Auf der Basis einer geschätzten Betriebsdauer von [3 000–6 500] Stunden pro Jahr und einer jährlichen Erzeugung von ca. 1 600 GWh ([50]) schätzt die Kommission, dass die technischen Eigenschaften der Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf — bei ansonsten gleichen Daten und unter Berücksichtigung der Dimensionierung der von CEB erhaltenen Beihilfe — zu Stromerzeugungskosten zwischen ca. 60 Mio. EUR und ca. 190 Mio. EUR führen würden, was mit einem Umsatz von ca. 90 Mio. EUR pro Jahr zu vergleichen ist. Der Einsatz eines Gasturbinenkraftwerks mit offenem Kreislauf würde demzufolge das wirtschaftliche Gleichgewicht des Projekts übermäßig beeinträchtigen und seine Durchführbarkeit in Frage stellen. Die Kommission kann daher nur auf den unzureichenden Charakter der technischen Eigenschaften von Gasturbinenkraftwerken mit offenem Kreislauf schließen, die die Durchführbarkeit des Projekts nicht sicherstellen können und folglich das Problem der Erzeugungskapazitäten nicht lösen könnten.

(202) Neben dieser Studie stellt die Kommission fest, dass diese höheren Produktionskosten der Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf durch eine geringere Energieeffizienz zu erklären sind. Die Energieeffizienz eines Gasturbinenkraftwerks mit offenem Kreislauf ist um 40 % oder sogar 55 % geringer als bei einem Gas-Kombikraftwerk. Für ein Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf wäre somit der Transport von mindestens 40 % mehr Gas nötig gewesen als für ein Gas-Kombikraftwerk mit der gleichen Leistung ([51]).

(203) Zweitens stellt die Kommission zum Vergleich mit den Gasturbinenkraftwerken fest, dass diese Technologie — ebenso wie die Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf — höhere Grenzbetriebskosten als Gas-Kombikraftwerke aufweisen. Bei einer höheren Betriebsdauer als 200 Stunden pro Jahr für Gasturbinenkraftwerke (1 000 Stunden für Gasturbinenkraftwerke mit offenem Kreislauf) wird diese Technologie teurer als die Technologie der Gas-Kombikraftwerke. Das Gasturbinenkraftwerk ist somit bei einer Betriebsdauer von über 1 000 Stunden weniger effizient als das Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf, wie dies auf den vorliegenden Fall zutrifft. Da die Kommission zu dem Schluss gekommen ist, dass ein Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf unter den Betriebsbedingungen dieses Falls die Durchführbarkeit des Projekts gefährden würde, kann bei ansonsten gleichen Bedingungen der Einsatz eines Gasturbinenkraftwerks erst recht die Durchführbarkeit des Projekts gefährden.

(204) Es ist zudem wichtig, im Fall der angemeldeten Maßnahme auch den Einfluss der Energieeffizienz auf die Gesamtkosten des Projekts zu berücksichtigen. Denn ein besserer Wirkungsgrad ermöglicht es, bei der gleichen gegebenen elektrischen Leistung die Menge des bis zur Anlage zu transportierenden Gases zu reduzieren. Da die Energieeffizienz eines Gasturbinenkraftwerks mit offenem Kreislauf unter 40 % und für neuere Gas-Kombikraftwerke über 55 % liegt, wäre für ein Gasturbinenkraftwerk mit offenem Kreislauf der Transport von mindestens 40 % mehr Gas nötig gewesen als für ein Gas-Kombikraftwerk mit derselben Leistung. Dieser Punkt ist von wesentlicher Bedeutung in dem Fall der Ausschreibung in der Bretagne, wo eine Verstärkung des Gasnetzes geplant ist, die einen Teil der Kosten ausmacht, was die Gewährung einer staatlichen Beihilfe rechtfertigt. Zur Erinnerung: Der Anteil der Prämie, der dem Gastransport entspricht, macht 33 % der gesamten an den Bieter ausgezahlten Prämie aus. Die bessere Energieeffizienz eines Gas-Kombikraftwerks ermöglicht es somit, die notwendige Gastransportkapazität zu reduzieren und somit die Kosten dieses Projekts zu senken, das eine Verstärkung des Gastransportnetzes in der Bretagne erfordert.

([50]) Quelle: Geschäftsplan von CEB.
([51]) Mitteilung der französischen Behörden vom 20. März 2017.

(205) Die Maßnahme steht somit Kapazitätsanbietern offen, die das von Frankreich identifizierte Problem der Angemessenheit der Kapazitäten in effizienter Weise beheben können.

(206) Betreffend das zweite Kriterium stellt die Kommission fest, dass die Maßnahme weder die Anreize für Investitionen in Verbindungsleitungen verringert noch die Marktkopplung gefährdet. Tatsächlich sind Verbindungsleitungs-Projekte in Vorbereitung, mit dem Ziel einer Erhöhung der Verbindungsleitungs-Kapazitäten zwischen Frankreich und dem Vereinigten Königreich bis 2022 sowie zwischen der Bretagne und Irland bis 2025. Die Maßnahme wird es ermöglichen, die durch die Bretagne geleiteten Stromflüsse im Rahmen des Baus der Verbindungsleitung zu erhöhen.

(207) Die Kommission stellt außerdem fest, dass die Modalitäten der Ausschreibung so konzipiert wurden, dass jede Wettbewerbsverzerrung bei der Teilnahme des Gas-Kombikraftwerks an den verschiedenen Märkten vermieden wird. Die Anlage muss nicht notwendigerweise einen Teil ihrer Leistung für den Ausgleichsmechanismus reservieren. Wenn das Kraftwerk seine gesamte Leistung auf Termin auf dem Strommarkt verkauft hat und auf der Höhe seiner maximalen Leistung produziert, wird es nicht nötig sein, dass es für den entsprechenden Zeitraum über Angebote für den Ausgleichsmechanismus verfügt.

(208) Ergänzend stellt die Kommission fest, dass die Einnahmen des Projekts, die der Wiederherstellung des Gleichgewichts gewidmet sind, von geringer Bedeutung sind (ca. 1,5 % der jährlichen Einnahmen) und demnach nicht davon ausgegangen werden kann, dass sie ein signifikantes Risiko auf dem Ausgleichsmarkt darstellen.

(209) Betreffend das dritte Kriterium stellt die Kommission fest, dass ein Kraftwerk des Typs Gas-Kombikraftwerk, auch wenn dieses nicht die einzige Technologie ist, die es ermöglicht, über einen langen Zeitraum die Spannungshaltung sicherzustellen, nach wie vor die einzige Technologie ist, die der Notwendigkeit der Spannungshaltung unter den akzeptabelsten Effizienzbedingungen entspricht, wie in den Erwägungsgründen 199 bis 204 dargelegt.

(210) Betreffend das vierte Kriterium stellt die Kommission fest, dass die Unternehmen, die das Konsortium CEB bilden, keine beherrschenden Akteure auf dem französischen Strommarkt sind. Folglich wird die Maßnahme nicht dazu beitragen, die Stellung des unmittelbaren Beihilfeempfängers zu stärken. Tatsächlich trägt die Maßnahme zum Wettbewerb in Frankreich bei, wenn man die Marktstellung von Direct Energie, einem alternativen Stromversorger und -erzeuger, berücksichtigt. Dieser Sachverhalt bestätigt zudem die in Erwägungsgrund 73 dargelegte Argumentation.

(211) Ferner stellt die Kommission fest, dass die Maßnahme ein Risiko der Stärkung der Marktstellung des beherrschenden Anbieters in sich birgt.

(212) Die Kommission stellt fest, dass EDF, der beherrschende Anbieter, über bedeutende Marktanteile in Frankreich verfügt. EDF besitzt 83,5 % der gesamten Stromerzeugung und 89,4 % der gesamten installierten Kapazität in Frankreich ([52]). EDF verfügt über einen unvergleichbaren Kraftwerkspark in Frankreich, sowohl unter dem Gesichtspunkt seiner Bedeutung als auch seiner Vielfalt. Es handelt sich in erster Linie um die Stromerzeugung aus Kernenergie und aus Wasserkraft.

(213) Das Konsortium CEB verfügt nun aber über zwei Optionen. Es kann entweder den erzeugten Strom an den beherrschenden Marktteilnehmer zu 95 % des Marktpreises verkaufen (siehe Erwägungsgrund 11), oder es kann Strom in Form eines *Tolling*-Vertrags gemäß den in Erwägungsgrund 32 beschriebenen Modalitäten verkaufen.

(214) Diese Optionen könnten, wenn sie ausgeübt würden, die Marktstellung des historischen Anbieters stärken, indem sie ihm die von dem Kraftwerk erzeugten Strommengen zur Verfügung stellen.

(215) In erster Linie trägt die Beherrschung der Stromerzeugung durch einen Marktteilnehmer zu einem Liquiditätsmangel an den Großhandelsmärkten bei und benachteiligt alternative Anbieter. EDF beherrscht über 80 % der Stromerzeugung in Frankreich. Diese beherrschende Stellung würde im vorliegenden Fall gestärkt unter der Annahme einer vertraglichen Regelung mit dem Konsortium CEB, entweder über einen *Tolling*-Vertrag oder über einen langfristigen Stromabnahmevertrag. Diese gestärkte Wettbewerbsstellung von EDF würde die Fähigkeit der alternativen Anbieter beeinträchtigen, sich auf den Großhandelsmärkten zu konkurrenzfähigen Bedingungen einzudecken, indem sie zugleich einem Risiko der Illiquidität und einem Risiko der Preisvolatilität ausgesetzt werden. In diesem Rahmen würde der Zugang alternativer Anbieter zu eigenen Produktionskapazitäten es ihnen ermöglichen, solche Risiken zu vermeiden. Dieser Zugang zu eigenen Produktionskapazitäten muss ihnen folglich gesichert werden.

(216) In zweiter Linie verleiht die beherrschende Stellung eines in der Produktion vertikal integrierten Marktteilnehmers ihm auch einen bedeutenden Wettbewerbsvorteil in der Stromversorgung. Angesichts der Bedeutung der Produktionskosten bei den Gesamtkosten der Stromlieferung wirkt sich die Beherrschung der Stromerzeugung auf die Einzelhandelslieferung aus. Die Wettbewerber von EDF verfügen nur über geringe oder gar keine Produktionskapazitäten, die in der Lage sind, eine Grundversorgung mit Strom zu variablen Produktionskosten

([52]) Daten für das Jahr 2015. Quellen: Commission de régulation de l'énergie (franz. Energieregulierungskommission) und RTE

sicherzustellen, die so niedrig sind wie diejenigen der Stromversorgung, die von dem im Besitz der EDF befindlichen Kraftwerkspark sichergestellt wird. EDF hält jedoch gegenwärtig ca. 86 % der Marktanteile auf dem Einzelhandelsmarkt ([53]). Die Möglichkeit für EDF, Vertragspartei im *Tolling*-Vertrag zu werden oder den gesamten von dem Kraftwerk erzeugten Strom über den langfristigen Stromabnahmevertrag zu kaufen, würde somit ihre Kapazität erhöhen, die Nachfrage auf dem Einzelhandelsmarkt zu bedienen. Der Zugang alternativer Anbieter zu eigenen Produktionskapazitäten würde es somit ebenfalls ermöglichen, eine Stärkung der beherrschenden Stellung des historischen Anbieters auf dem Einzelhandelsmarkt zu vermeiden.

(217) Die Kommission ist der Ansicht, dass diese Risiken der Stärkung der beherrschenden Stellung von EDF auf dem Groß- und Einzelhandelsmarkt durch eine den französischen Behörden auferlegte Verpflichtung abgedeckt werden könnten, die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, um sicherzustellen, dass der Beihilfeempfänger für keinen der zwei Vertragsmechanismen mit einem Anbieter Verträge abschließen würde, der auf dem französischen Markt über mehr als 40 % der Stromerzeugungskapazitäten verfügt.

(218) Angesichts dieser sehr besonderen Merkmale des französischen Strommarkts ist diese auf 40 % begrenzte Bedingung angemessen. Sie ermöglicht es nämlich, eine Stärkung der Marktstellung des beherrschenden Anbieters zu vermeiden, die sich indirekt aus der Beihilfemaßnahme durch die in Erwägungsgrund 214 genannten Vertragsmechanismen ergeben könnte.

(219) Unter Berücksichtigung der in diesem Abschnitt dargelegten Sachverhalte, und wenn die in Erwägungsgrund 218 beschriebene Bedingung eingehalten wird, kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten nicht in einer Weise beeinträchtigt, die die Erreichung des Ziels von gemeinsamem Interesse in Frage stellt.

(220) Abschließend, und unter Berücksichtigung der von Frankreich vorgeschlagenen Lösungen, kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die Maßnahme nicht mehr Gefahr läuft, den Wettbewerb oder den Handel zwischen Mitgliedstaaten ungerechtfertigt zu verzerren.

6.3.7. *Transparenz*

(221) Die Behörden müssen auf die Veröffentlichung des Textes über die Beihilferegelung, der Identität der beihilfegewährenden Stelle(n), der Identität des Beihilfeempfängers, der Form und des Betrags der gewährten Beihilfe, des Datums der Gewährung, der Art des betroffenen Unternehmens, der Region, in der der Empfänger angesiedelt ist, und des wichtigsten Wirtschaftssektors, in dem er seine Aktivitäten ausübt, achten.

(222) Im vorliegenden Fall haben die französischen Behörden die von den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen vorgesehenen Transparenzverpflichtungen eingehalten. Die veröffentlichten Informationen betreffen den Beschluss über die Gewährung der Beihilfe und ihre Durchführungsmodalitäten, die Identität der beihilfegewährenden Stelle, die Identität des Beihilfeempfängers, die Form und den Betrag der gewährten Beihilfe, die Art des betroffenen Unternehmens, die Region, in der der Empfänger angesiedelt ist, und den wichtigsten Wirtschaftssektor, in dem er seine Aktivitäten ausübt.

(223) Außerdem werden auf der Internetseite http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-Etat/Regimes-d-aides (in französischer Sprache) alle Beihilferegelungen vorgestellt, die von der Europäischen Kommission in Frankreich genehmigt wurden, darunter auch die vorliegende Ausschreibung. Schließlich werden die jährlichen Beträge der dem Unternehmen gewährten Beihilfen jährlich auf derselben Internetseite veröffentlicht.

(224) Aus diesen Gründen werden die sich aus den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen ergebenden Transparenzbedingungen eingehalten.

7. **SCHLUSSFOLGERUNGEN**

(225) Die dem Konsortium CEB von Frankreich gewährte Maßnahme stellt eine Beihilfe dar.

(226) Die Maßnahme wird mit den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen von 2014 vereinbar sein, sobald die französischen Behörden die notwendigen Maßnahmen ergreifen werden, um für die gesamte Laufzeit der Beihilfe sicherzustellen, dass der Beihilfeempfänger nicht die Energie des Kraftwerks an einen Anbieter veräußert, der auf dem französischen Markt über mehr als 40 % der Stromerzeugungskapazitäten verfügt, ob dies nun über einen *Tolling*-Vertrag oder über einen langfristigen Kaufvertrag für die von dem Kraftwerk erzeugte Energie zu einem Preis in Höhe von 95 % des Marktpreises erfolgt —

([53]) Bericht der französischen Energieregulierungskommission (Commission de régulation de l'énergie), Beobachtungsstelle des Einzelhandelsmarkts (Observatoire du marché de détail), Zahlen von September 2016.

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die von Frankreich zugunsten des Konsortiums CEB geplante Maßnahme, die in der Gewährung einer Prämie von 94 000 EUR/MW/Jahr zum Wert vom 31.11.2011 besteht und die über eine Laufzeit von 20 Jahren ausgezahlt wird, stellt eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV dar, die gemäß Artikel 107 Absatz 3 AEUV zu den in Artikel 2 vorgesehenen Bedingungen mit dem Binnenmarkt vereinbar ist.

Artikel 2

Frankreich ergreift die notwendigen Maßnahmen, um sich während der gesamten in Artikel 1 genannten Laufzeit zu vergewissern, dass der Begünstigte der Maßnahme der Beihilfe die im Kraftwerk erzeugte Energie nicht an einen Anbieter veräußern kann, der auf dem französischen Markt über mehr als 40 % der Stromerzeugungskapazitäten verfügt, ob dies nun über einen *Tolling*-Vertrag oder über einen langfristigen Kaufvertrag für die von dem Kraftwerk erzeugte Energie erfolgt.

Artikel 3

Die Kommission genehmigt die in Artikel 1 genannte Beihilfe in Form der Zahlung einer Prämie an das Konsortium CEB für die Betriebsdauer des Kraftwerks, das heißt für eine Höchstdauer von 20 Jahren. Jede am Ende dieses Zeitraums beibehaltene Regelung muss erneut bei der Kommission angemeldet werden.

Artikel 4

Dieser Beschluss ist an die Französische Republik gerichtet.

Brüssel, den 15. Mai 2017

Für die Kommission
Margrethe VESTAGER
Mitglied der Kommission