BESCHLUSS (EU) 2022/444 DER KOMMISSION

vom 28. Juni 2021

über die von Frankreich durchgeführte Beihilferegelung SA.49414 (2020/C) (ex 2019/NN) zugunsten der Betreiber von Infrastrukturen zur Erdgasspeicherung

(Bekannt gegeben unter Aktenzeichen C(2021) 4494)

(Nur der französische Text ist verbindlich)

(Text von Bedeutung für den EWR)

DIE EUROPÄISCHE KOMMISSION —

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

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

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

in Erwägung nachstehender Gründe:

1. VERFAHREN

(1) Mit Schreiben vom 23. Oktober 2017 setzten die französischen Behörden die Kommission von dem Vorhaben einer Reform des Rechts- und Regelungsrahmens für die Gasspeicherung (im Folgenden „Reform“) in Kenntnis. Die französischen Behörden meldeten dieses Vorhaben am 23. November 2017 vorab an und übermittelten der Kommission — im Anschluss an die Verabschiedung der Reform im französischen Parlament — weitere Informationen.

(2) Mit Schreiben vom 28. Februar 2020 (im Folgenden „Einleitungsbeschluss“) setzte die Kommission Frankreich von ihrem Beschluss in Kenntnis, das Verfahren (im Folgenden „förmliches Prüfverfahren“) nach Artikel 108 Absatz 2 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union in Bezug auf diese Maßnahme einzuleiten.

(3) Der Einleitungsbeschluss wurde im *Amtsblatt der Europäischen Union* veröffentlicht. Die Kommission forderte die Beteiligten zur Abgabe ihrer Stellungnahmen zu der fraglichen Maßnahme auf.

(4) Im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens gingen bei der Kommission Stellungnahmen Beteiligter ein. Diese wurden den französischen Behörden übermittelt, die dadurch die Möglichkeit erhielten, dazu Stellung zu beziehen. Die französischen Behörden äußerten sich mit Schreiben vom 3. August 2020.

(5) Die französischen Behörden übermittelten am 21. September 2020, am 26. Januar 2021, am 15. März 2021 und am 10. Mai 2021 weitere Informationen.

2. HINTERGRUND DER MAßNAHME

2.1. Die Erdgasspeicherung in Frankreich

(6) Mithilfe von Untertage-Erdgasspeicherinfrastrukturen ist es möglich, Erdgasspeicher zu bilden, die an das Fernleitungsnetz angeschlossen sind. Sie sind in die Steuerung der Gasflüsse im Netz eingebunden.

([1]) ABl. C 112 vom 3.4.2020, S. 39.

(7) Die Speicherung dient zum einen dazu, die Erdgasmenge im Netz und die Erdgasverbrauchsmenge im Gleichgewicht zu halten, zum Beispiel im Fall eines Versorgungsausfalls oder bei Nachfragespitzen im Zusammenhang mit einer Kältewelle im Winter. Zum anderen lässt sich durch Erdgasspeicher, in Kombination mit Gasrohrleitungen und Verdichtern, die Beförderung des Gases im Fernleitungsnetz aufrechterhalten, insbesondere bei Engpässen.

(8) Die Betreiber der Erdgasspeicher bieten den auf dem Einzelhandels- und Großmarkt tätigen Erdgaslieferanten sowie den Betreibern der Fernleitungsnetze Speicherkapazitäten an. Die Bereitschaft der Erdgaslieferanten, für Speicherkapazitäten zu zahlen, folgt ziemlich exakt der Differenz im Erdgasverkaufspreis zwischen Sommer und Winter (im Folgenden „Spread"). Die Erdgaserzeugungsmenge ist das ganze Jahr über relativ stabil, der Erdgasverbrauch schwankt jedoch temperaturabhängig stark.

(9) Es gibt in Frankreich 14 Speicherinfrastrukturen, von denen 11 in Betrieb ([2]) sind, und 3 Speicherbetreiber:

— Storengy, 100%ige Tochter von ENGIE, besitzt und betreibt 12 Standorte — 3 davon sind aktuell in Reserve versetzt, 9 sind aktiv in Betrieb. Letztere bieten ein Nutzvolumen von 102,1 TWh (d. h. 74 % der Gesamtkapazitäten des Landes);

— Teréga (vormals TIGF), die im Besitz von Snam (40,5 %), GIC (31,5 %), EDF Investissement (18 %) und Prédica (10 %) ist, betreibt einen Standort, der in Betrieb ist und ein Nutzvolumen von 33,1 TWh bietet (d. h. 24 % der Gesamtkapazitäten des Landes);

— Géométhane, das im Besitz von Storengy (50 %), CNP (49 %) und Géostock (1 %) ist, gehört ein Standort, der in Betrieb ist und ein Nutzvolumen von 3,3 TWh bietet (d. h. 2 % der Gesamtkapazitäten des Landes).

(10) Seit 2009 haben sich die jahreszeitlichen Schwankungen des Erdgaspreises verringert. Bis ins Jahr 2011 war der Spread so ausgeprägt, dass für die Lieferanten der Anreiz bestand, die Gesamtheit der Erdgasspeicherkapazitäten zu kontrahieren. Seit 2011 reicht der Spread nicht mehr aus, um den von den Betreibern angebotenen Speicherpreis (1,5 bis 2 EUR/MWh Spread bei einem Preis von 6 bis 7 EUR/MWh) zu decken. Entsprechend wurden die Speicherkapazitäten seit 2010-2011 nicht mehr vollständig kontrahiert. An drei Standorten wurde der Betrieb in den Jahren 2014 und 2015 reduziert (im Folgenden „in Reserve versetzt"). Die Kontrahierungsrate der in Betrieb befindlichen Speicherinfrastrukturen lag 2017-2018 bei 63 %.

2.2. **Rechts- und Regelungskontext**

(11) Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit verabschiedete Frankreich zunächst 2014 einen Erlass, der die Erdgaslieferanten stärker als bisher verpflichtete, Erdgasspeicherbestände anzulegen. ([3]) Im weiteren Verlauf erachtete Frankreich dieses System als in mehrerer Hinsicht fehlerhaft und einige Erdgaslieferanten legten Rechtsmittel gegen den Erlass von 2014 ein, dessen Rechtmäßigkeit sie anzweifelten. In Anbetracht dieser Entwicklung entschied Frankreich, eine angepasste Maßnahme einzuführen, die Gegenstand des vorliegenden Beschlusses ist (im Folgenden „in Rede stehende Maßnahme").

(12) Im Übrigen ist für die Mitgliedstaaten in Artikel 33 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates ([4]) die Möglichkeit vorgesehen, eine Regulierung für Speicherinfrastrukturen einzuführen. Die Erdgasspeicherung fällt zudem unter die Maßnahmen, die die Mitgliedstaaten einsetzen können, um für die Einhaltung der Pflichten gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates ([5]) zu sorgen, zu den dort genannten Bedingungen, insbesondere was die Pflicht zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung der Kunden im eigenen Land betrifft, wobei sichergestellt sein muss, dass der Erdgasbinnenmarkt weiterhin reibungslos und ununterbrochen funktioniert.

([2]) Es sind 12 Infrastrukturen, wenn die Standorte Lussagnet und Izaute getrennt gezählt werden. Beide Standorte gehören Teréga und bestimmte technische Anlagen werden von beiden Standorten genutzt. Daher werden sie zum Teil als eine einzige Infrastruktur betrachtet (zum Beispiel in der PPE 2019-2028), zum Teil aber auch als zwei getrennte Infrastrukturen (zum Beispiel in der PPE 2016-2023).

([3]) Erlass Nr. 2014-328 vom 12. März 2014 zur Änderung des Erlasses Nr. 2006-1034 vom 21. August 2006 über den Zugang zu Untertage-Erdgasspeichern.

([4]) Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 94).

([5]) Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (ABl. L 280 vom 28.10.2017, S. 1).

3. DETAILLIERTE BESCHREIBUNG DER IN REDE STEHENDEN MAßNAHME UND GRÜNDE FÜR DIE EINLEITUNG DES VERFAHRENS

3.1. Ziel des Mechanismus

(13) Mit dem Regulierungsmechanismus soll erreicht werden, dass die Speicherinfrastrukturen in Betrieb gehalten werden, die erforderlich sind, um mittel- und langfristig die sichere Versorgung Frankreichs mit Erdgas zu gewährleisten.

(14) Insbesondere soll über den Regulierungsmechanismus sichergestellt werden, dass die Kapazität des Netzes ausreicht, um die Nachfrage zu bedienen, insbesondere auch in Kälteperioden, und dass die Beförderung des Gases im Erdgasfernleitungsnetz, speziell bei Engpässen, funktioniert.

3.2. Rechtsgrundlage

(15) Der Mechanismus für die Regulierung der wesentlichen Infrastrukturen zur Erdgasspeicherung fand über das Gesetz Nr. 2017-1839 vom 30. Dezember 2017 ([6]) (im Folgenden „Gesetz über Kohlenwasserstoffe"), das am 1. Januar 2018 in Kraft trat, Eingang in das Energiegesetzbuch.

(16) Insbesondere ist in Artikel 12 des Gesetzes über Kohlenwasserstoffe bestimmt, dass der Geltungsumfang des Regulierungsmechanismus durch die mehrjährige Programmplanung für Energie (Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, im Folgenden „PPE") gemäß Artikel L.141-1 Energiegesetzbuch festgelegt wird. Die PPE wird — nach Stellungnahme mehrerer konsultierter Stellen — per Erlass verabschiedet und innerhalb von zwei fünfjährigen Laufzeiten mindestens alle fünf Jahre überprüft. Für den Zeitraum 2019-2028 ist die PPE durch Erlass Nr. 2020-456 vom 21. April 2020 (im Folgenden „Erlass Nr. 2020-456 über die PPE") geregelt.

(17) Darüber hinaus ist in Artikel 12 des Gesetzes über Kohlenwasserstoffe vorgesehen, dass die Energieregulierungsbehörde (Commission de la régulation de l'énergie, im Folgenden „CRE") bestimmte Modalitäten des Regulierungsmechanismus festlegt, im Besonderen die Modalitäten der Versteigerung von Speicherkapazitäten, die genehmigten Erlöse der Speicherbetreiber und die Modalitäten der Erhebung dieses Erlöses durch die Vermarktung der Kapazitäten und über die Entgelte für die Nutzung des Erdgasfernleitungsnetzes und deren Weitergabe an die Speicherbetreiber (siehe Erwägungsgründe 20 bis 22).

3.3. Allgemeine Funktionsweise des Mechanismus

(18) Der 2017 in Frankreich verabschiedete Regulierungsmechanismus für die Erdgasspeicherung beruht auf drei Grundsätzen.

(19) Erstens ist der Geltungsumfang des Mechanismus auf die Untertage-Speicherinfrastrukturen abgestimmt, die erforderlich sind, um mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit Frankreichs zu gewährleisten ([7]) (im Folgenden „wesentliche Speicherinfrastrukturen"): Die Liste der wesentlichen Infrastrukturen wird per die PPE betreffenden Erlass festgelegt. Diese Infrastrukturen sind von ihren jeweiligen Betreibern in Betrieb zu halten. ([8])

(20) Zweitens werden die Kapazitäten der wesentlichen Speicherinfrastrukturen nach Modalitäten, die die CRE festgelegt, versteigert. ([9]) Die Versteigerungen stehen jedem Lieferanten offen, der in einem Mitgliedstaat der Union oder in einem anderen Land ansässig ist und über eine Liefergenehmigung verfügt, die ihm den Zugang zum französischen Gasliefermarkt auf Groß- und Einzelhandelsebene erlaubt. Im Januar 2018 verfügten 213 Lieferanten aus Frankreich bzw. aus dem Ausland über eine solche Genehmigung. Die Einnahmen aus den Versteigerungen gehen direkt an die Speicherbetreiber.

([6]) Gesetz Nr. 2017-1839 vom 30. Dezember 2017 zur Beendigung der Kohlenwasserstoffsuche und -gewinnung und zur Einführung verschiedener Bestimmungen im Bereich Energie und Umwelt („Loi Hydrocarbures").
([7]) Artikel L.421-3-1 Energiegesetzbuch.
([8]) Artikel L.421-3-1 Energiegesetzbuch.
([9]) Artikel L.421-5-1 Energiegesetzbuch.

(21) Drittens gilt für die Betreiber wesentlicher Speicherinfrastrukturen eine Garantie bezüglich der Deckung ihrer Kosten, soweit diese den Kosten eines „effizienten Betreibers“ entsprechen. ([10]) Entsprechend erhalten sie eine regulierte Vergütung, die die CRE per Beschluss festlegt (im Folgenden „genehmigter Erlös“). Wenn die Einnahmen aus direkten Zahlungen ihrer Kunden unter den genehmigten Erlösen liegen, erhalten die Speicherbetreiber eine Ausgleichszahlung in Höhe der Differenz zwischen genehmigtem Erlös und erhaltenen Einnahmen (siehe Erwägungsgrund 89). Dieser Ausgleich wird durch die Erdgaslieferanten je nach ihrem Portfolio nicht unterbrechbarer Kunden, die sich nicht als „ohne Risiko abschaltbar“ erklärt haben und die an das öffentliche Erdgasverteilernetz angeschlossen sind, getragen (siehe Erwägungsgründe 104 und 105). Der Ausgleich wird vom Fernleitungsnetzbetreiber in Form einer speziellen Abgabe im Rahmen des Entgelts für die Nutzung des Fernleitungsnetzes („ATRT“-Tarif) erhoben und anschließend an die Speicherbetreiber abgeführt.

(22) Wenn hingegen die Einnahmen der Speicherbetreiber über ihren genehmigten Erlösen liegen, sind die Speicherbetreiber verpflichtet, den Überschuss über das Entgelt für die Nutzung des Fernleitungsnetzes zurückzuzahlen (siehe Erwägungsgrund 90).

3.4. **Geltungsumfang des Regulierungsmechanismus**

(23) Laut den Erläuterungen der französischen Behörden besteht die Methode zur Ermittlung der wesentlichen Speicherinfrastrukturen darin, dass zum einen die Infrastrukturen festgestellt werden, die erforderlich sind, um eine ausreichende Netzkapazität zur Bedienung der Nachfrage sicherzustellen, und zum anderen die Infrastrukturen, die erforderlich sind, um die Beförderung des Gases im Erdgasfernleitungsnetz sicherzustellen.

3.4.1. *Erforderliche Infrastrukturen zur Sicherstellung einer ausreichenden Netzkapazität zur Bedienung der Nachfrage bei Kälteperioden*

(24) Das Maß an Versorgungssicherheit, das vom Gassystem erwartet wird, ist in Artikel R. 121-4 des Energiegesetzbuchs festgeschrieben. Das Ziel besteht darin, die Versorgung aller Verbraucher zu gewährleisten, die nicht vertraglich einer Versorgung zugestimmt haben, bei der im Fall besonders kalter Witterungsbedingungen, wie sie statistisch einmal alle fünfzig Jahre vorkommen, ggf. eine Unterbrechung auftreten kann.

(25) Die Ermittlung der Infrastrukturen, die erforderlich sind, um die zur Bedienung der Nachfrage notwendige Netzkapazität sicherzustellen, beruht auf einer von den Fernleitungsnetzbetreibern durchgeführten Arbeit, in deren Rahmen die Erdgasnachfrage während Kälteperioden, die einen bis dreißig Tage lang andauern, und die Kapazitäten für die Versorgung mit Erdgas, insbesondere über Verbindungsleitungen und Terminals für Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas, im Folgenden „LNG“), miteinander abgeglichen werden.

3.4.1.1. Schätzung der Erdgasnachfrage

(26) Zunächst untersuchten die französischen Behörden fünf Szenarien, die die prognostizierte Entwicklung des Erdgasverbrauchs über die nächsten zehn Jahre, ausgenommen Gas für die Stromerzeugung, abbildeten. Zugrunde gelegt wurde eine erwartete sinkende Nachfrage zwischen -2 % und -18 % in Bezug auf das Referenzjahr 2012. Die französischen Behörden entschieden sich schließlich für die Hypothese eines um 2 % rückläufigen Erdgasverbrauchs, ausgenommen Gas für die Stromerzeugung.

(27) Anschließend wurde der durchschnittliche Erdgas-Tagesverbrauch während einer Kälteperiode — ohne Berücksichtigung des Erdgasverbrauchs für die Stromerzeugung und des Verbrauchs von Erdgas mit niedrigem Brennwert (im Folgenden „L-Gas“) — auf ca. 3 640 GWh/Tag im Jahr 2025 geschätzt. Im Übrigen wurde der Erdgasverbrauch für die Stromerzeugung während einer Kälteperiode auf 310 GWh/Tag geschätzt.

(28) Die französischen Behörden bezogen auch den unterbrechbaren Teil der Erdgasnachfrage mit ein, also die Nachfrage vonseiten derjenigen Verbraucher, die mit dem Betreiber des Netzes, dem sie angeschlossen sind, einen Vertrag über eine unterbrechbare Versorgung geschlossen haben. Diesbezüglich waren zum Zeitpunkt der Durchführung des Regulierungsmechanismus die im Fall einer Kälteperiode anwendbaren Unterbrechbarkeitsinstrumente noch nicht ausdefiniert. Die französischen Behörden legten ein Unterbrechbarkeitspotenzial von 138 GWh/Tag zugrunde.

(29) Die französischen Behörden stellten klar, dass die Abschaltung das letzte Mittel im Fall einer Versorgungskrise und kein Flexibilitätsmechanismus ist. Daher wurde die Abschaltung bei der Schätzung der Erdgasnachfrage in Kälteperioden nicht berücksichtigt.

([10]) Artikel L.452-1 Energiegesetzbuch.

(30) Darüber hinaus wurde berücksichtigt, dass der durchschnittliche Verbrauch bei einer Kälteperiode von kurzer Dauer höher ist als der Durchschnittsverbrauch bei einer längeren Kälteperiode.

(31) Schließlich berücksichtigten die französischen Behörden den schrittweisen Rückgang der Nutzung von L-Gas im Rahmen eines Umstellungsprogramms zugunsten von Erdgas mit hohem Brennwert (im Folgenden „H-Gas"), das heute 90 % des in Frankreich verbrauchten Erdgases ausmacht. Die Umstellung hat 2018 begonnen und soll spätestens 2028 beendet sein. Die französischen Behörden schätzen, dass die von L-Gas auf H-Gas umgestellte Nachfrage im Jahr 2025 180 GWh/Tag betragen wird.

(32) Aus obigen Ausführungen folgt, dass die französischen Behörden die Gesamtnachfrage nach Erdgas im Fall einer Kälteperiode von vier Tagen auf etwa 4 000 GWh/Tag im Jahr 2025 schätzen.

3.4.1.2. Schätzung der Erdgas-Versorgungskapazität

(33) In Bezug auf die Erdgas-Versorgungskapazität wurden bei den Schätzungen der französischen Behörden die Verbindungsleitungen, die Versorgung mit LNG über Flüssiggasterminals und die Leistungsfähigkeit der Erdgasspeicher berücksichtigt.

(34) Erstens, betreffend die Verbindungsleitungen, beläuft sich die Schätzung der festen Kapazitäten, die auf der Annahme einer 100%igen Nutzung der festen Verbindungskapazitäten für H-Gas beruht, auf 1 780 GWh/Tag in Einfuhrrichtung und 425 GWh/Tag in Ausfuhrrichtung. ([11]) Die Nettoeinfuhren von H-Gas über Gasrohrleitungen werden auf 1 355 GWh/Tag geschätzt.

(35) Die französischen Behörden haben darauf hingewiesen, dass ein Ausbau des Gasnetzes und der Verbindungsleitungen mit hohen Kosten verbunden wäre ([12]), insbesondere im Vergleich zur Nutzung bestehender Speicherinfrastrukturen. Aufgrund der langen Bauzeiten stünde diese Art Infrastruktur in jedem Fall nicht mittelfristig zur Verfügung.

(36) Zweitens verfügen, was die Versorgung mit LNG anbelangt, die vier Flüssiggasterminals in Frankreich über eine Gesamtausspeisekapazität ins Netz von 1 160 GWh/Tag. ([13]) Diese Kapazitäten können jedoch nur unter der Voraussetzung mobilisiert werden, dass in den Tanks der Flüssiggasterminals LNG verfügbar ist. Die französischen Behörden gehen davon aus, dass bei einem Ereignis wie einer Kälteperiode von weniger als zehn Tagen nur der im Tank vorhandene LNG-Speicherbestand ausgespeist werden könnte. Bei einer Periode, die länger als zehn Tage anhält, könnten LNG geliefert und die Flüssiggasterminals mit maximaler Kapazität genutzt werden. Es wurden zwei Szenarien in Bezug auf die Frage des durchschnittlichen LNG-Speicherbestands in den Tanks zugrunde gelegt: ein Winter mit ungünstigster Witterung (Szenario 1) und ein Winter mit günstigster Witterung (Szenario 2).

(37) Die zwei Szenarien bilden einen Nutzungsgrad der Flüssiggasterminals ab, der über dem durchschnittlichen Nutzungsgrad der Winter von 2011 bis 2018 liegt. Frankreich wählte schließlich Szenario 1 aus und schätzte das Ausspeisepotenzial der Flüssiggasterminals auf 330 GWh/Tag bei einer Kälteperiode von vier Tagen.

(38) Die französischen Behörden haben angegeben, dass die bestehenden Verflüssigungsanlagen nahezu mit Maximalkapazität betrieben werden, damit sich die hohen Investitionskosten amortisieren. Darüber hinaus unterliegen fast alle LNG-Lieferungen langfristigen Verträgen, da diese Projekte sehr kapitalintensiv sind; die Mengen sind somit bereits vor ihrer Erzeugung verkauft. Im Übrigen erklärt sich durch die niedrigeren Kosten der Erdgasspeicherung in Gasform, weshalb die Speicherung von LNG weltweit nur wenig entwickelt ist. Daher stehen kurzfristig auch nur geringe Mengen LNG zur Verfügung.

(39) Drittens haben die französischen Behörden bezüglich der Leistungsfähigkeit der Untertage-Erdgasspeicher erklärt, dass die Nutzung von Aquiferen, die 90 % der Speicherinfrastrukturen in Frankreich ausmachen, voraussetzt, dass diese jedes Jahr auf ein ausreichend hohes Niveau aufgefüllt und bis auf ein ausreichend niedriges Niveau entleert werden. Zudem sinkt die Entnahmeleistung mit abnehmendem Speicherfüllstand.

([11]) Die Daten über die festen Verbindungskapazitäten für H-Gas stammen aus dem Bericht „Transmission Capacity Map 2017" von ENTSOG.

([12]) Zum Beispiel hat Frankreich die Baukosten für die Gasrohrleitungen Arc Lyonnais, Eridan und Perche zum Ausbau des Gastransports vom Norden Frankreichs in den Süden auf 1,6 Mrd. EUR geschätzt.

([13]) Die Ausspeisekapazität teilt sich somit auf vier Terminals auf: Das Terminal von Montoir verfügt über eine Ausspeisekapazität von 400 GWh/Tag, das Flüssiggasterminal von Fos-Cavaou über eine Kapazität von 205 GWh/Tag, das Flüssiggasterminal von Fos-Tonkin über eine Ausspeisekapazität von 205 GWh/Tag und das Flüssiggasterminal von Dunkerque über eine Ausspeisekapazität von 520 GWh/Tag. Wenn die Verbindungsleitung Dunkerque bei voller Kapazität genutzt wird, ist die Einspeisekapazität des Flüssiggasterminals von Dunkerque ins französische Erdgasnetz aufgrund eines Flaschenhalses im Fernleitungsnetz auf 350 GWh/Tag begrenzt.

(40) Da einerseits der durchschnittliche Füllstand der Speicherinfrastrukturen in den neun der Analyse Frankreichs vorangehenden Wintern am 1. Februar bei 42 % lag, und andererseits 85 % der Kälteperioden der letzten 70 Jahre vor dem 5. Februar begannen, legten die französischen Behörden die Hypothese zugrunde, dass zu Beginn einer Kälteperiode in jeder Speicherinfrastruktur eine einem Füllstand von 45 % des Nutzvolumens entsprechende Entnahmemenge zur Verfügung steht.

(41) Im Übrigen berücksichtigten die französischen Behörden die Sicherheitsreserven, die die Erdgas-Fernleitungsnetzbetreiber bilden müssen, damit die Notfallversorgung der grundlegenden sozialen Dienste im Fall eines Ausfalls ihres Lieferanten sichergestellt ist, in Höhe einer Entnahmemenge von 124 GWh/Tag bei einem Füllstand von 45 % Nutzvolumen.

(42) Auf Grundlage aller dieser Annahmen ermittelten die französischen Behörden für den Zeitraum zwischen 2019 und 2025 einen Speicherinfrastruktur-Jahresbedarf in Höhe eines Nutzvolumens von 138,5 TWh und einer Entnahmemenge von 2 376 GWh/Tag bei einem Füllstand von 45 % Nutzvolumen, damit sichergestellt ist, dass die Netzkapazität für die Nachfrage in einer Kälteperiode ausreicht. ([14])

3.4.2. *Erforderliche Infrastrukturen, um die Beförderung des Gases im Erdgasfernleitungsnetz sicherzustellen*

(43) Die französischen Behörden ermittelten darüber hinaus, welche Speicherinfrastrukturen erforderlich sind, um die Versorgung des gesamten Landes mit den Beförderungskapazitäten des Erdgasfernleitungsnetzes sicherzustellen. Dazu untersuchten sie die verschiedenen Engpass-Situationen, die im Fernleitungsnetz bestehen.

(44) Die Fernleitungsnetzbetreiber (im Folgenden „FNB“) haben das Szenario ermittelt, das im Hinblick auf Engpässe am wahrscheinlichsten ist; dieses entspricht der Situation im betrachteten Zeitraum in einem Marktkontext, in dem die Lieferanten bestrebt sind, einerseits die Erdgaseinfuhren aus Norwegen und Russland zu maximieren (laut den französischen Behörden verfügen diese beiden Länder derzeit über die wettbewerbsfähigsten Erdgasquellen in Europa), und andererseits die Einfuhren von Flüssigerdgas zu reduzieren, da sich für selbiges in Asien mehr Gewinn erzielen lässt. In dieser Situation lassen sich vier hauptsächliche operative Grenzen ausmachen (siehe Abbildung 1 unten).



Abbildung 1: Hauptsächliche operative Grenzen, die sich ggf. im Fernleitungsnetz erkennen lassen, wenn Lieferanten bestrebt sind, die Erdgaseinspeisungen über den Nordosten Frankreichs zu maximieren

([14]) Erlass Nr. 2020-456 über die PPE.

(45) In der Methodik ist berücksichtigt, dass die Erdgaslieferanten zwar LNG-Speicherbestände benötigen, damit sie in der Lage sind, die Nachfrage der Verbraucher zu bedienen, aber keinerlei technischen Einschränkungen bezüglich der standortmäßigen Aufteilung der LNG-Speicherbestände zwischen den vier Flüssiggasterminals in Frankreich unterliegen.

(46) Es ist davon auszugehen, dass, sobald es zu Einschränkungen kommt, die Fernleitungsnetzbetreiber zunächst auf die unterbrechbaren Kapazitäten der Verbindungsleitungen zurückgreifen, um das Engpassproblem zu beheben. Dauert der Engpass an, wird das Erdgasvolumen festgestellt, das aus den der Engpassfront nachgelagerten Untertage-Speicherinfrastrukturen ausgespeichert werden muss.

(47) Durch diese Vorgehensweise lässt sich feststellen, welche jeder Engpassfront nachgelagerten Untertage-Speicherbestände erforderlich sind, um die Beförderung des Gases im Erdgasfernleitungsnetz aufrechterhalten zu können.

(48) Die Anwendung dieser Methode auf den Winter 2018-2019 ergab — für die größten Engpassfronten, die entstehen würden, wenn die Lieferanten versuchen, die höchstmögliche Menge an Erdgas über den Nordosten Frankreichs einzuspeisen — einen Untertage-Speicherbedarf mit kumulierten Nutzvolumen von schätzungsweise mindestens:

— 16 TWh nach der Engpassfront NS4 (Speicherinfrastrukturen Izaute, Lussagnet und Manosque);

— 54 TWh nach der Engpassfront NS3 (Speicherinfrastrukturen Céré-la-Ronde, Chemery, Izaute, Lussagnet und Manosque);

— 55 TWh nach der Engpassfront NS2 (Speicherinfrastrukturen Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Izaute, Lussagnet, Manosque und Tersanne);

— 64 TWh nach der Engpassfront NS1 (Speicherinfrastrukturen Beynes, Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Germigny-sous-Coulomb, Gournay-sur-Aronde, Izaute, Lussagnet, Manosque, Saint-Illiers-la-Ville und Tersanne).

3.4.3. *Liste der Infrastrukturen, die in den Geltungsumfang der Regulierung fallen*

(49) Die französischen Behörden haben angegeben, dass die Ermittlung der wesentlichen Infrastrukturen nicht rechtzeitig vor dem Winter 2018-2019 abgeschlossen werden konnte. Daher wurde der Regulierungsmechanismus für das Jahr 2018-2019 vorläufig auf die Gesamtheit der Erdgasspeicherinfrastrukturen Frankreichs angewendet. Diese Infrastrukturen wurden in der PPE 2016 als für die Versorgungssicherheit erforderliche Infrastrukturen ausgemacht. ([15])

(50) Per Erlass vom 26. Dezember 2018 ([16]) wurden dann die drei Storengy-Standorte mit reduziertem Betrieb (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte und Trois-Fontaines) sowie die Projekte Lussagnet Phase 1 (Terega) und Manosque 2 (Géométhane) von der Liste der erforderlichen Infrastrukturen gestrichen. Diese Infrastrukturen sind seit Einführung des regulierten Zugangs zu Erdgasspeichern niemals genutzt worden.

(51) Für den Zeitraum zwischen 2019 und 2023 sind nun im Erlass Nr. 2020-456 über die PPE die Untertage-Erdgasspeicherinfrastrukuren festgelegt, die in Betrieb bleiben müssen, um mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie stehen für ein Nutzvolumen von 138,5 TWh und eine Entnahmekapazität von 2 376 GWh/Tag bei einem Füllstand, der 45 % Nutzvolumen entspricht:

Infrastruktur	Betreiber	Jahr der Inbetriebnahme	Speicherart
Beynes	Storengy	1956	Aquifer
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifer
Cerville-Verlaine	Storengy	1970	Aquifer
Chemery	Storengy	1968	Aquifer
Etrez	Storengy	1980	Salzkaverne

([15]) Erlass Nr. 2016-1442 vom 27. Oktober 2016 über die PPE.
([16]) Erlass Nr. 2018-1248 vom 26. Dezember 2018 über die für die Versorgungssicherheit erforderlichen Erdgasspeicherinfrastrukturen.

Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifer
Gournay	Storengy	1976	Aquifer
Lussagnet/Izaute	Terega	1957	Aquifer
Manosque	Géométhane	1993	Salzkaverne
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifer
Tersanne/Hauterives	Storengy	1970	Salzkaverne

Tabelle 1: Erdgasspeicheranlagen, die bis 2023 in Betrieb bleiben müssen

(52) Der PPE ist zu entnehmen, dass im Zeitraum zwischen 2024 und 2028 mit einem rückläufigen Speicherbedarf zu rechnen ist. Die Liste der Speicherinfrastrukturen könnte bis 2026 um eine Entnahmekapazität in Höhe von mindestens 140 GWh/Tag bei 45 % Nutzvolumen reduziert werden. Angesichts der Unsicherheiten bezüglich der Volumen, die für die Versorgungssicherheit nach 2026 notwendig sind, müssten diese Volumen im Jahr 2023 bestätigt und in der nächsten PPE festgeschrieben werden.

3.5. **Versteigerung der Speicherkapazitäten**

(53) Gemäß Artikel L.421-5-1 Energiegesetzbuch werden die regulierten Speicherkapazitäten nach Modalitäten versteigert, die von der CRE festgelegt werden. Insbesondere erfolgt, nach Beschluss der CRE vom 22. Februar 2018, die Versteigerung mit einem Reservationspreis von null. ([17])

(54) Bei den ersten Versteigerungen wurden folgende Ergebnisse erzielt:

Speicherzeitraum	**Einnahmen (Mio. EUR)**	**Durchschnittlicher Zuschlagspreis (EUR/MWh)**
2018-2019	68,4	0,53
2019-2020	233,6	1,80
2020-2021	504,6	3,85

Tabelle 2: Ergebnisse der Versteigerungen und Einnahmen durch Zusatzverkäufe im Laufe des Jahres

3.6. **Deckung des genehmigten Erlöses der Speicherbetreiber gemäß Festlegung der CRE**

(55) Nach den Bestimmungen von Artikel L.452-1 Energiegesetzbuch gilt: „Die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze […] werden transparent und nicht diskriminierend mit dem Ziel festgelegt, dass sie die gesamten Kosten decken, die den Fernleitungsnetzbetreibern und den Betreibern der im selben Artikel L.421-3-1 genannten Speicherinfrastrukturen entstehen, soweit es sich dabei um Kosten effizienter Betreiber handelt."

(56) Darüber hinaus ist im selben Artikel bestimmt, dass in diesen Kosten „die Merkmale der erbrachten Dienstleistung und die mit dieser Dienstleistung verbundenen Kosten berücksichtigt sind" und dass, im Fall der Speicherbetreiber, diese Kosten insbesondere „eine normale Vergütung des investierten Kapitals" umfassen.

(57) Laut Artikel L.452-2 Energiegesetzbuch ist die CRE befugt, die „*Methoden zur Bestimmung der Entgelte für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze*" festzulegen und die Speicherbetreiber aufzufordern, ihr die Unterlagen, insbesondere buchhalterische und Finanzunterlagen, zu übermitteln, die zur Festlegung dieser Entgelte erforderlich sind.

(58) Aus diesen Bestimmungen folgt, dass die CRE per Gesetz befugt ist, den genehmigten Erlös der Speicherbetreiber derart festzulegen, dass die Kosten eines „effizienten Betreibers" gedeckt sind und eine normale Vergütung des investierten Kapitals gewährleistet ist.

([17]) Beschluss Nr. 2018-039 vom 22. Februar 2018 zur Entscheidung über die Modalitäten zur Vermarktung der Speicherkapazitäten im Rahmen der Durchführung des regulierten Zugangs Dritter zu den Untertage-Erdgasspeichern in Frankreich.

(59) Die CRE legte den vorausgeschätzten genehmigten Erlös per Beschluss zunächst für einen Regulierungszeitraum von zwei Jahren fest. Dieser erste Speichertarif galt für 2018 und 2019 („ATS 1“). ([18]) Die CRE harmonisierte anschließend den Regulierungsrahmen der Speicherbetreiber mit dem Rahmen anderer Infrastrukturtarife. Der zweite Speichertarif („ATS 2“) gilt ab 2020 für einen Zeitraum von 4 Jahren. ([19])

(60) Der generelle Ansatz zur Festlegung des vorausgeschätzten genehmigten Erlöses ist für die verschiedenen Speichertarife gleich. Die genehmigten Erlöse der Speicherbetreiber sind im Voraus von der CRE auf Grundlage der von den Betreibern übermittelten Vorausschätzung festgelegt worden. Sie werden anschließend über eine Rechnungsabgrenzung im Folgejahr und Ex-post-Überprüfungen angepasst. Die Kosten der Speicherbetreiber werden von der CRE in dem Maße berücksichtigt, wie sie als effizient betrachtet werden.

(61) Nichtsdestoweniger wurde, angesichts der besonders kurzfristigen Durchführung der Reform, für 2018 und 2019 ein vereinfachter Rahmen angewendet. Die CRE legte für diesen ersten Zeitraum einen Tarifrahmen fest, bei dem die Abweichungen zwischen der Vorausschätzung und dem realisierten Ergebnis in Bezug auf alle Aufwendungen und Einnahmen im Nachhinein reguliert worden sind. Dieser Mechanismus garantiert, dass die Tarifhöhe letztlich streng den tatsächlichen Aufwendungen und Einnahmen des Betreibers entspricht. Für den Zeitraum 2020-2023 beabsichtigte die CRE, die Grundsätze der Anreizregulierung auf die Speicherinfrastrukturen auszuweiten, und entschied sich am Ende ihrer Analysen — vor dem Hintergrund eines rückläufigen Trends beim Erdgasverbrauch — für einen kontrollierten Entwicklungskorridor der Aufwendungen der Betreiber.

(62) Nach der von der CRE festgelegten Methode ist der vorausgeschätzte genehmigte Erlös gleich der Summe aus den vorausgeschätzten betrieblichen Nettoaufwendungen (charges nettes d'exploitation, im Folgenden „CNE“), den vorausgeschätzten normativen Kapitalkosten (charges de capital normatives, im Folgenden „CCN“) und dem Abschluss der Rechnungsabgrenzungsposten (compte de régularisation des charges et des produits, im Folgenden „CRCP“) in Bezug auf das Vorjahr.

Genehmigter Erlös = CNE + CCN + CRCP

(63) In die Berechnung dieser Elemente fließen nur die Aktivitäten ein, die in den Geltungsumfang der Regulierung fallen.

3.6.1. *Betriebliche Nettoaufwendungen*

(64) Die betrieblichen Nettoaufwendungen entsprechen den betrieblichen Bruttoaufwendungen (Energiekosten, externe Kosten, Personalausgaben, Steuern und Abgaben) eines „effizienten Betreibers“ nach Abzug der betrieblichen Erträge des Betreibers (insbesondere aktivierte Eigenleistungen, außertarifliche Erträge, Gewinne oder Verluste aus An-/Verkauf von gespeichertem Erdgas).

(65) Angesichts der kurzfristigen Durchführung der Reform konnte die CRE für den Zeitraum 2018-2019 nicht bestimmen, ob die Kosten der Betreiber den Kosten eines „effizienten Betreibers“ entsprachen. Infolgedessen entsprechen die in diesem Zeitraum berücksichtigten Kosten letztlich den realen Kosten der Speicherbetreiber, die die CRE validiert hat. Für den Tarif ATS 2 hat die CRE einen Mechanismus der Anreizregulierung bei den betrieblichen Nettoaufwendungen, mit Ausnahme einiger vorab festgelegter Posten, eingeführt. So wird, mit einigen Ausnahmen, jede Abweichung in Bezug auf den Entwicklungskorridor, der für die betrieblichen Aufwendungen für den Zeitraum ATS 2 festgelegt worden ist, zulasten oder zugunsten des Betreibers gehen.

3.6.2. *Normative Kapitalkosten (CCN)*

(66) Die CCN umfassen die Abschreibung und die Vergütung des Anlagekapitals. So bilden die CCN die Summe aus der Abschreibung des Bestands regulierter Aktiva (regulated assets base, im Folgenden „RAB“), der Vergütung des Anlagekapitals, die auf Grundlage der gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (weighted average cost of capital, im Folgenden „WACC“) für den RAB, der bereits eingesetzt wird, berechnet wird, und aus den Kosten für den Schuldendienst, wenn es sich um Anlagen im Bau (im Folgenden „AiB“) handelt, ab.

CCN = Abschreibung RAB + RAB x WACC + AiB x Kosten des Schuldendienstes

(67) Die CRE hat bestätigt, dass diese Methode der vorschriftsmäßigen Praxis im Fall regulierter Anlagen auf den Erdgas- und Strommärkten in Frankreich und Westeuropa entspricht. ([20])

([18]) Beschluss der CRE Nr. 2018-068 vom 22. März 2018 zur Entscheidung über das Entgelt für die Nutzung der Untertage-Erdgasspeicherinfrastrukturen von Storengy, TIGF und Géométhane ab 2018.

([19]) Beschluss der CRE Nr. 2020-011 vom 23. Januar 2020 zur Entscheidung über das Entgelt für die Nutzung der Untertage-Erdgasspeicherinfrastrukturen von Storengy, Teréga und Géométhane.

([20]) Die CRE stützt sich dabei auf die Studie „Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)“ (Methoden und Parameter zur Bestimmung des zulässigen Ertrags oder Zielertrags von Gasfernleitungsnetzbetreibern), die von Economic Consulting Associates (ECA) für die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER) erstellt wurde.

(68) Um die anfängliche Höhe des RAB-Wertes am 1. Januar 2018 („RAB-Anfangswert“ oder „Einstiegs-RAB“) festzulegen, verwendete die CRE die sogenannte Zeitwertmethode. ([21]) Dabei wird der wirtschaftliche Nettowert der Aktiva berechnet, indem i) der Bruttobuchwert der in den Büchern der Betreiber aufgeführten Aktiva (zurückliegende Baukosten) zugrunde gelegt, ii) dieser gemäß der Inflationsrate aktualisiert und dann iii) über die wirtschaftliche Nutzungsdauer der Aktiva im Wert gemindert wird.

(69) Jedes Jahr verändert sich der RAB-Wert in Abhängigkeit folgender Faktoren:

— Abschreibungen, auf Grundlage der wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Aktiva, die vom RAB-Wert abgezogen werden;

— neue, in Dienst gestellte Investitionen, die den RAB-Wert erhöhen;

— ggf. den Aktiva, die vor ihrer endgültigen Abschreibung rückgebaut werden, die den RAB-Wert verringern;

— Neubewertung der Aktiva gemäß Inflation (Verbraucherpreisindex mit Ausnahme von Tabak).

(70) Die CRE ist der Ansicht, dass der Wert, der dem Anfangswert der Investitionen, die die Betreiber tätigen, am nächsten kommt, der Bruttowert der Aktiva ist, der in ihren Einzelabschlüssen aufgeführt ist. Laut CRE ist dieser Wert, der von Wirtschaftsprüfern im Rahmen der Jahresabschlussprüfung geprüft wird, ein dokumentierter und objektiver Wert. Diese Methode entspricht der Methode, die 2002 eingeführt wurde, als die Regulierung der Betreiber der Erdgasfernleitungsnetze in Kraft trat, und wird auch für die regulierten Flüssiggasterminals in Frankreich eingesetzt.

(71) Die CRE hat nicht den „Neuwert“ der Aktiva berücksichtigt, sondern einen abgeschriebenen Wert, der mit den Abschreibungen gemäß Angabe der Speicherbetreiber vor 2018 übereinstimmt, damit die Allgemeinheit nicht eine Finanzlast trägt, für die bereits in der Vergangenheit gezahlt wurde, und auch nicht die Wertverluste bereits berücksichtigter Aktiva.

(72) Bei der Mehrheit der Aktiva stimmen die Abschreibungszeiträume, die die Betreiber in ihren früheren Abschlüssen angewendet haben, und die Abschreibungszeiträume, die die Betreiber in ihren Tarifdossiers geltend machen, weitgehend überein. Darüber hinaus entsprechen sie dem auch in anderen Ländern üblichen Standard im Sektor.

(73) Für Kissengas ([22]) hingegen hat die CRE die Forderung der Betreiber, eine einheitliche Abschreibungsdauer von 250 Jahren anzusetzen, abgelehnt. Die CRE hat dabei berücksichtigt, dass Kissengas, anders als andere Aktiva der Betreiber, von diesen über eine Dauer abgeschrieben worden ist, die je nach Betreiber und im Laufe der Zeit unterschiedlich lang war (von 25 Jahren bis 250 Jahren). Dementsprechend legte die CRE zur Ermittlung des RAB-Anfangswertes der Speicherbetreiber einen Abschreibungsgrad für Kissengas zugrunde, der mit dem buchmäßigen Abschreibungsgrad jedes der drei Betreiber im Einklang stand. Für die Zukunft hat sie die Abschreibungsdauer für Kissengas auf 75 Jahre festgelegt. Dies entspricht einer dreimaligen Verlängerung der 25-jährigen Betriebserlaubnis für Untertage-Kavernen.

(74) Die wirtschaftliche Nutzungsdauer, die die CRE für die verschiedenen Aktiva-Kategorien der Betreiber angesetzt hat, ist wie folgt:

Aktiva-Kategorien	Regelhafte Nutzungsdauer
Kissengas	75 Jahre
Brunnen, Kavernen, Sammelbecken	50 Jahre
Anlagen zur Verarbeitung, Verdichtung, Auslieferung, Messung	20 bis 30 Jahre
Immobilien und Bauten	30 Jahre
Verschiedene Materialien	10 bis 15 Jahre
Software, Kleinmaterialien	5 Jahre

Tabelle 3: Pro Aktiva-Kategorie angesetzte Abschreibungsdauer

([21]) Diese Methode geht auf das Finanzberichtigungsgesetz vom 28. Dezember 2001 zurück, durch das eine spezielle Kommission (Commission Houri) eingesetzt und mit der Aufgabe betraut wurde, den Preis für den Verkauf der Erdgasfernleitungsnetze durch den Staat zu bestimmen. Eine vergleichbare Methode wurde auch zur Bewertung der Aktiva der Flüssiggasterminals und der Betreiber der Erdgasverteilernetze angewandt.

([22]) „Kissengas“ bezeichnet ein Gas, das dauerhaft in Untertagespeicher eingespeist wird und für den Betrieb der Speicher unverzichtbar ist, da es gebraucht wird, um einen Mindestspeicherdruck aufrechtzuerhalten, sodass die Bereitstellung des Nutzvolumens für das erforderliche Entnahmeprofil möglich ist (Beschluss der CRE Nr. 2018-068, wie vorstehend genannt).

(75) Darüber hinaus beauftragte die CRE 2017 die externe Beratungsfirma […] mit der Prüfung des von den Speicherbetreibern geforderten RAB-Anfangswertes. Für Storengy ergab die Berechnung ein Ergebnis von [3 bis 5 Mrd. EUR].

(76) Im Fall von Teréga ergab eine zusätzlich von der Beratungsfirma PwC nach dem Ansatz „Discounted Cash-Flow" durchgeführte Untersuchung einen RAB-Wert zwischen [1 und 2 Mrd. EUR].

(77) Für die Durchführung des Regulierungsmechanismus korrigierte die CRE daher die von den Speicherbetreibern geforderten RAB-Anfangswerte entsprechend der unabhängigen wirtschaftlichen Bewertung des Marktwertes der Aktiva. Die CRE setzte infolgedessen die folgenden RAB-Anfangswerte an:

Am 1.1.2018	**Storengy (Mrd. EUR)**	**Teréga (Mrd. EUR)**	**Géométhane (Mrd. EUR)**
Forderung des Betreibers	4,0	1,37	0,20
Von der CRE festgelegter RAB-Wert	3,5	1,15	0,19

Tabelle 4: RAB-Anfangswerte der Speicherbetreiber bei Inkrafttreten der Regulierung

(78) Beim Vergütungssatz des Kapitals legte die CRE die WACC-Methode zugrunde, damit der Betreiber die Möglichkeit hat, seine Zinslast zu finanzieren und eine Eigenkapitalrendite zu erzielen, die mit der vergleichbar ist, die für Investitionen mit vergleichbaren Risiken möglich wäre. Die CRE gab an, dass die WACC eine Methode ist, die gemeinhin von den Regulierungsbehörden in Europa angewandt wird, um den Vergütungssatz der Aktiva regulierter Infrastrukturen zu bestimmen.

(79) Auf Grundlage ökonomischer Studien und Untersuchungen externer Beratungsfirmen ([23]) setzte die CRE die WACC für die Jahre 2018 und 2019 mit 5,75 % an. Für den Zeitraum 2020-2023 hat die CRE einen WACC-Satz von 4,75 % angesetzt. Die Methode zur Festlegung der WACC für ATS 2 ist dieselbe, die für ATS 1 zugrunde gelegt wurde. Der geänderte Satz begründet sich durch die niedrigeren Finanzierungskosten, die geplante Senkung der Körperschaftsteuer und eine Erhöhung des Betafaktors der Aktiva. In der Erhöhung des Betafaktors der Aktiva spiegelt sich das finanzielle Risiko wider, insbesondere in Bezug auf verlorene Investitionen, die die Energiewende den Aktionären der Erdgasinfrastruktur-Unternehmen aufbürdet.

(80) Da es keinen vergleichbaren börsennotierten Speicherbetreiber gibt, legte die CRE als Referenzsatz die WACC der Erdgas-FNB zugrunde und schlug eine spezielle Risikoprämie für die Erdgasspeicherung auf. Angesichts der Konzentration der Speicheranlagen, des geologischen Untertage-Risikos und des Risikos der Substituierbarkeit durch Flüssiggasterminals sowie Verbindungsleitungen mit dem Ausland ist diese Prämie auf 50 Basispunkte festgesetzt.

(81) Die CRE hat darüber hinaus darauf hingewiesen, dass dieser Vergütungssatz niedriger als der Satz der regulierten Betreiber von Flüssiggasterminals (7,25 % bei Inkrafttreten der Maßnahmen) ist, deren Aktivität, insbesondere betriebswirtschaftlich betrachtet, risikoreicher ist, da es sowohl regulierte als auch nicht regulierte Flüssiggasterminals gibt und der Kundenkreis kleiner ist. Ferner führte die CRE das Beispiel des Vergütungssatzes von 6,5 % an, den die italienischen Regulierungsbehörden für die Erdgasspeicherung angesetzt haben.

3.6.3. *Investitionen*

(82) Jedes Jahr legen die Betreiber von Untertage-Erdgasspeichern der CRE in Anwendung von Artikel L.421-7-1 Energiegesetzbuch ihr jährliches Investitionsprogramm zur Genehmigung vor. In diesem Zusammenhang achtet die CRE darauf, dass die *„für eine gute Entwicklung der Speicher erforderlichen Investitionen getätigt werden und ein transparenter, nicht diskriminierender Zugang gegeben ist*".

(83) Im zweiten Speichertarif hat die CRE einen Anreiz zur Kostenkontrolle für verschiedene Investitionskategorien eingeführt.

([23]) Konkret empfahl die Beratungsfirma Compass Lexecon in ihrem Bericht vom 20. März 2017, den WACC-Satz zwischen 4,2 und 5,8 % anzusetzen.

3.6.4. *Rechnungsabgrenzung der Aufwendungen und Erträge (CRCP)*

(84) Der genehmigte Erlös wird von der CRE auf Grundlage der Vorausschätzungen der Betreiber bezüglich ihrer Aufwendungen und Einnahmen für das Folgejahr festgelegt. Die CRCP wurde eingeführt, um der Differenz zwischen den vorausgeschätzten Aufwendungen bzw. Erträgen und den tatsächlichen Aufwendungen bzw. Erträgen für eine bestimmte Anzahl vordefinierter Posten Rechnung zu tragen. Die CRCP schützt folglich die Betreiber in Bezug auf bestimmte Kosten- bzw. Einnahmeposten vor Schwankungen. Die CRCP wird ebenfalls für die Auszahlung der finanziellen Anreize zugrunde gelegt, die aus der Anwendung der Mechanismen zur Anreizregulierung resultieren, wie auch dafür, eventuelle Veräußerungsgewinne oder verlorene Investitionen nach Freigabe durch die CRE zu berücksichtigen.

(85) Beim Tarif ATS 1 legte die CRE in der ersten Periode der regulierten Gasspeicherung einen Tarifrahmen zugrunde, bei dem die Abweichung zwischen den vorausgeschätzten Aufwendungen und Einnahmen und den realisierten Aufwendungen und Einnahmen in ihrer Gesamtheit im Nachhinein reguliert wurde. Der Tarif war somit zu „100 % CRCP“ und es bestanden keinerlei Anreize bezüglich irgendeines Aufwands- oder Ertragspostens.

(86) Beim Tarif ATS 2 wendet die CRE in Bezug auf die CRCP einen Geltungsbereich an, der dem allgemeinen Rahmen der Gesamtheit aller Tarife der Stromnetze und Erdgasinfrastrukturen entspricht. So fallen nur bestimmte, vorab festgelegte Posten unter eine nachträgliche Deckung der Abweichung zwischen Vorausschätzung und tatsächlichem Ergebnis im Rahmen der CRCP. Bei diesen im Rahmen der CRCP gedeckten Posten handelt es sich insbesondere um Investitionsausgaben oder die Einnahmen durch Vermarktung. Hingegen unterliegt nahezu die Gesamtheit der betrieblichen Aufwendungen einer Anreizsetzung, die vollständig (100 % der Abweichung zwischen Vorausschätzung und tatsächlichem Ergebnis gehen zulasten oder zugunsten des Betriebs) oder anteilig (zum Beispiel für die Energieaufwendungen, bei denen der Anreiz bei 20 % bis 80 % der Abweichung im Rahmen der CRCP liegt) sein kann.

3.7. **Begünstigte**

(87) Zu den Begünstigten der Maßnahme zählen die Betreiber von Erdgasspeicherinfrastrukturen, die in den Geltungsbereich des Regulierungsmechanismus fallen. Seit Inkrafttreten der Maßnahme sind das Storengy, Teréga und Géométhane.

3.8. **Finanzierung der Maßnahme über Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze**

(88) Die Finanzierung der genehmigten Erlöse der Speicherbetreiber erfolgt zum einen über die Einnahmen, die den Speicherbetreibern direkt zufließen, und zum anderen, wenn diese Einnahmen unterhalb ihres genehmigten Erlöses liegen, über den Ausgleich für die Speicherung in Höhe der Differenz zwischen dem genehmigten Erlös und den direkt zugeflossenen Einnahmen.

Ausgleich = genehmigter Erlös — direkt zugeflossene Einnahmen

(89) Die Einnahmen, die den Betreibern direkt zufließen, stammen größtenteils aus Versteigerungen, aber auch aus eventuellen Altverträgen mit langer Laufzeit und zusätzlichen Dienstleistungen.

(90) Der Speicherausgleich wird durch die FNB von den Erdgaslieferanten über eine spezifische Abgabe (im Folgenden „Speicherabgabe“) im Rahmen des Entgelts für die Nutzung des Fernleitungsnetzes („ATRT“-Tarif) zu den Bedingungen, die die CRE festlegt, erhoben (siehe Erwägungsgrund 21).

(91) Vorausgeschickt sei, dass in Frankreich zwei FNB existieren, d. h. zwei Inhaber einer Betriebsgenehmigung für Erdgastransporte nach Artikel L.431-1 Energiegesetzbuch: GRTgaz und Teréga (ehemals TIGF).

(92) GRTgaz ist eine Aktiengesellschaft, die zu 75 % ENGIE und zu 25 % der Société d'Infrastructures Gazière gehört. GRTgaz, die unter direkter Kontrolle von ENGIE steht, ist in Bezug auf die übrigen Parteien ihres vertikal integrierten Unternehmens (ENGIE-Gruppe) unabhängig, gemäß dem Modell eines unabhängigen FNB, was die effektive Trennung zwischen FNB-Aktivitäten und Erzeugungs- und Lieferaktivitäten sicherstellt. ([24])

([24]) Beschluss der CRE vom 26. Januar 2012 zur Entscheidung über das Unternehmen GRTgaz; Beschluss Nr. 2019-135 der CRE vom 25. Juni 2019 zur Entscheidung über den Fortbestand der Zertifizierung der Gesellschaft Teréga nach dreimaliger Beteiligung der Gruppe Crédit Agricole an Energieerzeugungsunternehmen.

(93) Wie in Erwägungsgrund 9 genannt, gehört Teréga zu 40,5 % Snam, zu 31,5 % GIC, zu 18 % EDF Investissement und zu 10 % Predica. Teréga erfüllt ebenfalls die Bedingungen eines unabhängigen FNB. ([25])

3.8.1. *Festlegung der Speicherabgabe durch die CRE innerhalb der Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze*

(94) Gemäß Artikel L.452-1 Absatz 6 Energiegesetzbuch gilt: „Die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze werden von den Betreibern dieser Netze erhoben. Die Fernleitungsnetzbetreiber zahlen den Betreibern von Untertage-Erdgasspeichern, die in Artikel L.421-3-1 genannt sind, einen Teil der erhobenen Summe gemäß den von der Regulierungskommission für Energie festgelegten Modalitäten aus."

(95) Gemäß Artikel L.452-2 Energiegesetzbuch gilt: „Die Methoden zur Bestimmung der Entgelte für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze […] werden von der Regulierungskommission für Energie festgelegt."

(96) Gestützt auf diese Bestimmungen legte die CRE durch ihren Beschluss Nr. 2018-069 vom 22. März 2018 ([26]) die Modalitäten zur Berechnung der Speicherabgabe fest, die seit dem 1. April 2018 gilt.

(97) Die von jedem Gaslieferanten gezahlte Speicherabgabe muss gemäß CRE den Wert der „Versorgungssicherheit" widerspiegeln, d. h. die Vergütung der Speicherung, durch die prioritär die Versorgung mit Erdgas der Kunden gesichert ist, deren Versorgung nicht unterbrochen werden kann, insbesondere inländischer Kunden.

3.8.2. *Entrichtung der Speicherabgabe durch die Gaslieferanten und Abwälzung auf die Endkunden*

(98) Betreffend die Pflicht der Gaslieferanten zur Zahlung der Speicherabgabe per Beschluss vom 22. März 2018 führte die CRE die Speicherabgabe in die ATRT-Tarife ein, indem in den Beschluss Nr. 2018-022 vom 7. Februar 2018 zur Entscheidung über die Entwicklung des Entgelts für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze von GRTgaz und TIGF am 1. April 2018 neue Bestimmungen eingefügt wurden.

(99) Aus dieser Änderung ergibt sich, dass „jeder Gaslieferant, dem eine feste Lieferkapazität an mindestens einer Schnittstelle für Transport und Verteilung (Point d'Interface Transport Distribution, PITD) zugeteilt wird, einer Speicherabgabe abhängig vom angepassten Winter-Gasbezug seiner Kunden unterliegt, die an die öffentlichen Gasverteilernetze angeschlossen sind; es zählt das Portfolio am 1. Tag jedes Monats."

(100) Der Begriff Gaslieferant bezeichnet „jede natürliche oder juristische Person, die mit einem FNB einen Vertrag zur Beförderung von Erdgas über das Gasfernleitungsnetz schließt. Der Gaslieferant ist je nachdem berechtigter Kunde, Versorger oder deren Beauftragter." Ein PITD ist als „physische oder virtuelle Schnittstelle zwischen einem Fernleitungsnetz und einem öffentlichen Verteilernetz" definiert.

(101) Darüber hinaus geht aus den Bestimmungen von Artikel L.452-1 Absatz 6 Energiegesetzbuch hervor, dass die FNB zwingend die ATRT-Tarife einfordern müssen (siehe Erwägungsgrund 94 *„werden erhoben"*).

(102) Betreffend die Auswirkung der Speicherabgabe auf die Endnutzer hat die CRE darauf hingewiesen, dass die Gaslieferanten die Speicherabgabe auf ihre Endkunden abwälzen, die unter die Ausgleichsregelung fallen. Sie erscheint im Abschnitt „Transport" auf ihrer Rechnung. Der CRE liegt die Liste der betroffenen Kunden nicht vor.

([25]) Beschluss der CRE vom 26. Januar 2012 zur Entscheidung über die Zertifizierung der Gesellschaft TIGF; Beschluss der CRE vom 4. Februar 2016 zur Entscheidung über den Fortbestand der Zertifizierung der Gesellschaft TIGF nach Einstieg des Unternehmens Predica in das Kapital der TIGF Holding.

([26]) Beschluss der CRE Nr. 2018-69 vom 22. März 2018 zur Entscheidung über die Einführung einer Speicherabgabe im Entgelt für die Nutzung der Fernleitungsnetze von GRTgaz und TIGF.

(103) Genauer gesagt ist diese Auswirkung nur im Fall regulierter Absatztarife für Erdgas gemäß den Artikeln L.445-3 und R.445-3 Energiegesetzbuch Pflicht. ([27]) Was Marktangebote betrifft, steht es dem Lieferanten frei, sich für diese Auswirkung zu entscheiden.

3.8.3. *Aufteilung der von den FNB erhobenen Summen zwischen den Speicherbetreibern nach von der CRE festgelegten Modalitäten*

(104) Gemäß Beschluss der CRE bezüglich der Speicherabgabe werden die Einnahmen aus der Speicherabgabe nach ihrer Erhebung durch die FNB an die verschiedenen Speicherbetreiber anteilsmäßig nach dem diesen jeweils zustehenden Ausgleich abgeführt. ([28]) Der dem Betreiber jeweils zugeordnete Anteil entspricht dem Verhältnis aus dem vorausgeschätzten jährlichen Ausgleich des Betreibers und dem vorausgeschätzten Gesamtausgleich für die Gesamtheit der regulierten Speicherbetreiber, wie von der CRE festgelegt. Diese Anteile werden jährlich im Beschluss der CRE festgesetzt, was Auswirkungen auf die Speicherabgabe hat.

(105) Zu diesem Zweck schließen die FNB, in Übereinstimmung mit dem Beschluss der CRE, einen Vertrag mit jedem Speicherbetreiber, um die Modalitäten der Leistung festzuhalten, die aus der Erhebung des Ausgleichs — dessen Höhe die CRE festlegt und der durch den genehmigten Erlös der Betreiber gedeckt ist — und dessen Weitergabe besteht. Für das Jahr 2018 belief sich dieser Betrag auf 130 000 EUR pro FNB pro Speicherbetreiber. ([29])

3.9. **Haushalt**

(106) Jedes Jahr hängt der Gesamtbetrag der Ausgleichszahlungen an die regulierten Speicherbetreiber von den Einnahmen ab, die bei der Versteigerung erzielt werden, sowie von dem genehmigten Erlös, den die CRE festlegt. Der Betrag der Ausgleichszahlungen, der an die drei regulierten Speicherbetreiber ging, belief sich auf 528 Mio. EUR im Jahr 2018, 540 Mio. EUR im Jahr 2019 und 251 Mio. EUR im Jahr 2020.

	2018 (Mio. EUR)	**2019 (Mio. EUR)**	**2020 (Mio. EUR)**
Storengy	402	392	199
Teréga	101	113	25
Géométhane	26	36	28
Insgesamt	528	540	251

Tabelle 5: Bilanz des Speicherausgleichs für die Jahre 2018, 2019 und 2020

3.10. **Dauer**

(107) Die Bestimmungen des Gesetzes über Kohlenwasserstoffe bezüglich des Mechanismus für die Regulierung der Speicherbetreiber traten am 1. Januar 2018 in Kraft. Die CRE hat ab dem 1. Januar 2018 die genehmigten Erlöse der Speicherbetreiber festgelegt. Zudem fand vom 5. bis zum 29. März 2018 die erste Versteigerung der Speicherkapazitäten für den Zeitraum 2018-2019 statt und auch für 2019-2020 und 2020-2021 wurden sie organisiert (siehe Tabelle 2 in Erwägungsgrund 54).

(108) Darüber hinaus wurde ab dem 1. April 2018 die Speicherabgabe in den ATRT-Tarif eingeführt. Die CRE legte den vorausgeschätzten genehmigten Erlös zunächst für einen Regulierungszeitraum von zwei Jahren fest. ([30]) Sie harmonisierte anschließend den Regulierungsrahmen für die Speicherbetreiber mit dem Rahmen anderer Infrastrukturtarife. Dieser zweite Speichertarif gilt für den Zeitraum 2020-2023. ([31])

([27]) Artikel L.445-3 Energiegesetzbuch: „*Die regulierten Absatztarife für Erdgas werden gemäß spezifischer Merkmale der Lieferungen und der mit diesen Lieferungen verbundenen Kosten festgelegt. Sie decken die Gesamtheit dieser Kosten ab …*“
Artikel R.445-3 Energiegesetzbuch: „*Für jeden Lieferanten wird eine Tarifformel festgelegt, die die gesamten Kosten der Versorgung mit Erdgas wiedergibt. Die Tarifformel und die versorgungsfremden Kosten ermöglichen die Ermittlung der Durchschnittskosten der Lieferung von Erdgas, auf deren Grundlage die regulierten Absatztarife für Erdgas je nach den Modalitäten der Belieferung der betreffenden Kunden festgelegt werden.*
Die versorgungsfremden Kosten umfassen u. a.: … 2° gegebenenfalls die Kosten für die Nutzung von Erdgasspeichern“.

([28]) Beschluss Nr. 2018-069 wie vorstehend, S. 7-8.

([29]) Beschluss Nr. 2018-069 wie vorstehend.

([30]) Beschluss Nr. 2018-069 der CRE vom 22. März 2018 wie vorstehend.

([31]) Beschluss Nr. 2020-011 der CRE vom 23. Januar 2020 wie vorstehend.

(109) Derzeit ist seitens der französischen Behörden kein Datum vorgesehen, zu dem der Mechanismus auslaufen wird. Hingegen ist in der jüngsten PPE ([32]) der Geltungsumfang des Mechanismus bis zu deren Überprüfung festgelegt worden. Diese Überprüfung der PPE ist für 2023 geplant und erfolgt spätestens bis zum 31. Dezember 2028.

3.11. **Verpflichtungszusagen**

(110) Die französischen Behörden haben sich bezüglich zweier Punkte verpflichtet. Erstens hat sich Frankreich verpflichtet, der Kommission vor Ende des Jahres 2024 einen Bericht vorzulegen. Der Bericht soll folgende Punkte enthalten:

— Informationen über die Durchführung der Maßnahme im vorangegangenen Zeitraum (2018-2023), insbesondere die Ergebnisse der Versteigerungen hinsichtlich Volumen und Preisen und die Vergütungsbeträge, die jeder Standort erhalten hat;

— einen aktuellen Überblick über die Funktionsweise des Erdgasmarktes in Frankreich, insbesondere der Elemente, die für die Beibehaltung der Maßnahme im Zeitraum 2023-2028 sprechen, einschließlich der Ausprägung des Spreads, der Nachfragemenge, der Investitionen in das Gasnetz in Frankreich und im Ausland und der Investitionen in die Flüssiggasterminals;

— Informationen bezüglich der Überprüfung der PPE im Jahr 2023 und deren eventuelle Auswirkung auf das Anwendungsgebiet der Maßnahme;

— die Methode zur Berechnung der garantierten Vergütung im Regulierungszeitraum 2023-2028. Im Fall einer Änderung der Berechnungsmethode wünscht die Kommission über die Gründe für diese Änderung informiert zu werden;

— Angaben zur Auswirkung der Maßnahme auf Wettbewerber, wobei der Schwerpunkt auf im Zusammenhang mit der Entscheidung erkannten potenziellen Wettbewerbsverfälschungen liegt, zum Beispiel die Auswirkung der Maßnahme auf die Erdgasspeicheranlagen in benachbarten Mitgliedstaaten, auf Verbindungsleitungen und französische Flüssiggasterminals. Diese Elemente sollten durch historische Daten bezüglich der Nutzung dieser Aktiva sowie durch relevante Änderungen des Regulierungssystems betreffend die Erdgasspeicherung in den Nachbarländern Frankreichs untermauert werden. Die Auswirkung der Maßnahme auf den Einzelhandel in Frankreich ist ebenfalls zu bewerten und zu quantifizieren.

(111) Zweitens verpflichten sich die französischen Behörden, die folgenden Informationen auf einer ausführlichen Internetseite, die sich mit den staatlichen Beihilfen in Frankreich ([33]) befasst, und auch im Transparency Award Module zu veröffentlichen: Link zum vollständigen Text des Mechanismus und dessen Durchführungsmodalitäten; die Identität der Begünstigten der Finanzströme; die Form der Finanzströme; die jedem Begünstigten bewilligte Summe; das Datum der Bewilligung; die Art des Unternehmens (KMU/Großunternehmen), die Region, in der der Begünstigte ansässig ist, und der Wirtschaftssektor, in dem der Begünstigte hauptsächlich tätig ist.

3.12. **Gründe für die Einleitung des förmlichen Prüfverfahrens**

(112) Die Kommission ist in ihrem Einleitungsbeschluss vorläufig der Auffassung, dass der Regulierungsmechanismus eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV darstellt, die gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV mit dem Binnenmarkt vereinbar sein könnte. Nichtsdestoweniger zweifelte die Kommission zum Zeitpunkt des förmlichen Prüfverfahrens an, dass der Regulierungsmechanismus verhältnismäßig ist und den Wettbewerb nicht verfälscht.

(113) Genauer gesagt stellte die Kommission zum einen fest, dass die CRE den Speicherbetreibern im Rahmen der Festlegung des genehmigten Erlöses erlaubt, eine Vergütung des Anlagekapitals zu erhalten. Bei der Berechnung dieser Vergütung wird der Wert der unter die Regulierung fallenden Aktiva bewertet. Die Kommission brachte Zweifel in Bezug auf das Verfahren der unabhängigen wirtschaftlichen Bewertung des Marktwertes der Aktiva zum Zeitpunkt der Durchführung des Regulierungsmechanismus durch die CRE zum Ausdruck, was die Verhältnismäßigkeit der Maßnahme hätte infrage stellen können.

(114) Zum anderen konnte die Kommission, anhand der Informationen, die ihr im Rahmen des förmlichen Prüfverfahrens vorgelegt wurden, nicht ausschließen, dass der Mechanismus Wettbewerbsverfälschungen bewirkt. Diese ausgeprägten Verfälschungen des Wettbewerbs hätten i) zwischen den französischen Erdgaslieferanten und den Lieferanten anderer Mitgliedstaaten, ii) zwischen den Speicherbetreibern einerseits und den Betreibern von LNG-Terminals und den Betreibern von Verbindungsleitungen andererseits sowie iii) zwischen den französischen Erdgasspeicherbetreibern und den Betreibern anderer Mitgliedstaaten bestanden.

([32]) Erlass Nr. 2020-456 vom 21. April 2020 wie vorstehend.

([33]) http://www.europe-en-france.gouv.fr/Centre-de-ressources/Aides-d-etat/Regimes-d-aides

4. KOMMENTARE FRANKREICHS

(115) Frankreich hat seine Stellungnahme an die Kommission übermittelt, mitsamt den Ausführungen der CRE im Anhang. Die Ausführungen der CRE werden entsprechend als integraler Bestandteil der Stellungnahme Frankreichs betrachtet.

(116) Frankreich ist der Ansicht, dass die von der Kommission zum Ausdruck gebrachten Zweifel bezüglich der Reform der Erdgasspeicherung unbegründet sind.

4.1. **Vorliegen einer Beihilfe**

(117) Zunächst bestreitet Frankreich, dass bei der in Rede stehenden Maßnahme staatliche Mittel eingesetzt werden. Zudem könne der Umstieg von einem verhandlungsbasierten System auf ein reguliertes System nicht als wirtschaftlicher Vorteil für die Betreiber betrachtet werden, die zu diesem Schritt gezwungen seien. Das Land stellt zudem in Abrede, dass die Betreiber der Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals Wettbewerber der Speicherbetreiber sind.

(118) Ferner bezweifelt Frankreich, betreffend die Finanzierung durch staatliche Mittel, dass die Deckung eines Teils der Kosten der Betreiber wesentlicher Erdgasspeicherinfrastrukturen das Merkmal eines Zwangsbeitrags aufweist. Das Entgelt für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze werde von den Erdgaslieferanten als Gegenleistung für die Beförderung des Gases gezahlt — eine Dienstleistung, die auf ein hohes Maß an Zuverlässigkeit und die langfristige Fähigkeit, eine angemessene Nachfrage zu befriedigen, ausgelegt sei. ([34])

(119) Frankreich merkt zudem an, dass die Auswirkung des Entgelts für die Nutzung des Fernleitungsnetzes auf die Rechnung des Erdgasverbrauchers nur bezüglich derjenigen Verbraucher vorgeschrieben sei, die sich dafür entscheiden, regulierte Absatztarife für Erdgas in Anspruch zu nehmen. Die Angebote mit reguliertem Absatztarif beträfen laut Frankreich einen kleineren Anteil der Erdgasversorgung in Frankreich ([35]) und es sei außerdem vorgesehen, die regulierten Absatztarife für Erdgas in mehreren Schritten abzuschaffen ([36]).

(120) Im Übrigen merkt Frankreich betreffend den gewährten Vorteil erstens an, dass bei der Bestimmung der Kapitalkosten das geringste Risiko angesetzt werde, das für die regulierten Aktivitäten besteht, mittels einer geringeren Vergütung des eingesetzten Kapitals gegenüber nicht regulierten Aktivitäten. Zweitens stellt Frankreich in Abrede, dass die von einem Speicherbetreiber im regulierten System erhaltenen Einnahmen grundsätzlich höher liegen als die Einnahmen desselben Betreibers in einem verhandlungsbasierten System. ([37]) Ferner weist Frankreich darauf hin, dass der seit 2018 geltende Regulierungsrahmen symmetrisch sei: Der „Ausgleich" könne sich ggf. umkehren und von den Speicherbetreibern gezahlt werden, sobald die Einnahmen aus der Vermarktung den von der CRE genehmigten Erlös übersteigen sollten. Entsprechend könne das regulierte Modell nicht von den Pflichten und dem Verlust an Geschäftschancen, denen die Speicherbetreiber im Rahmen dieses regulierten Modells unterliegen, abgespalten werden.

(121) Die buchmäßigen Wertminderungen in Höhe von 494 Mio. EUR, die die ENGIE-Gruppe im Rahmen ihrer regulierten Speicheraktivität einige Tage nach Veröffentlichung der von der CRE für den Speichertarif zugrunde gelegten Parameter geltend gemacht hat, zeigten, dass eine auf günstige Marktbedingungen gestützte Gewinnerwartung fehle. Schließlich weist Frankreich darauf hin, dass die Einführung des Regulierungsmechanismus nicht zu einer Erhöhung der Erlöse der französischen Speicherbetreiber zwischen 2017 und 2018 geführt habe, mit Ausnahme des Unternehmens Storengy. Frankreich betont auch, dass Storengy — bei vergleichbaren Spreads — im regulierten Rahmen einen genehmigten Erlös erhält, der unterhalb der Einnahmen liegt, die aus der Vermarktung im verhandlungsbasierten System erzielt würden.

(122) Frankreich erachtet es im Zusammenhang mit der Frage der Selektivität des gewährten Vorteils nicht als relevant, sich mit der Situation von Speicherbetreibern zu befassen, die in anderen Mitgliedstaaten ansässig sind. Das Land zitiert an dieser Stelle das Gericht und den Gerichtshof, die geurteilt haben, dass „die Voraussetzung der Selektivität nur in Bezug auf einen einzelnen Mitgliedstaat geprüft werden [kann]". ([38]) In jedem Fall betont Frankreich, dass die Situation der Speicherbetreiber anderer Mitgliedstaaten in Bezug auf das Ziel der in Rede stehenden Maßnahme, d. h. eine garantiert sichere Versorgung Frankreichs mit Erdgas, tatsächlich und rechtlich nicht vergleichbar sei.

([34]) Im Einklang mit den Bestimmungen von Artikel 14 Absatz 4 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

([35]) Laut dem Bericht „Observatoire des marchés de détail du 4e trimestre 2019" (Beobachtung der Einzelhandelsmärkte im 4. Quartal 2019), den die CRE am 31. Dezember 2019 veröffentlichte, fallen 66 % der Wohn- und Unternehmensstandorte unter Marktangebote und 34 % unter regulierte Absatztarife; 91 % des Erdgasverbrauchs wird durch Marktangebote gedeckt, gegenüber 9 % durch Angebote mit reguliertem Absatztarif.

([36]) Gemäß Artikel 63 des Gesetzes Nr. 2019-1147 vom 8. November 2019 über Energie und Klima.

([37]) Obwohl zwischen 2013 und 2017 die Vermarktungseinnahmen nicht sehr hoch waren, liegen die genehmigten Gesamterlöse signifikant niedriger als die von den Betreibern in den Jahren 2008-2012 — im Kontext ausgeprägter Spreads — erzielten Umsätze.

([38]) Urteil vom 7. November 2014, Banco Santander, T-399/11, EU:T:2014:938, Rn. 75; Urteil vom 11. November 2004, Spanien/Kommission, C-73/03, EU:C:2004:711, Rn. 28.

(123) In Bezug auf die Verbindungsleitungsbetreiber zum einen und die Flüssiggasterminal-Betreiber zum anderen weist Frankreich darauf hin, dass alle diese Akteure in Frankreich reguliert sind. ([39]) Die für sie geltenden Regulierungsmechanismen kämen dem für die Gasspeicherung eingeführten Mechanismus sehr nahe. Auch für sie werde ein genehmigter Erlös durch die Regulierungsbehörden festgelegt, durch den ihre Kosten gedeckt werden. Frankreich ist folglich der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme diesen Betreibern gegenüber Betreibern von Gasverbindungsleitungen und Flüssiggasterminals unstrittig einen selektiven Vorteil gewährt.

(124) Betreffend die Auswirkung auf den Wettbewerb und den Handel zwischen Mitgliedstaaten ist Frankreich der Ansicht, dass die Betreiber von Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals nicht mit den Speicherbetreibern im Wettbewerb stehen (siehe auch Erwägungsgrund 133 und folgende).

4.2. **Vereinbarkeit der in Rede stehenden Maßnahme mit dem Binnenmarkt**

4.2.1. *Verhältnismäßigkeit*

(125) Frankreich erläutert, dass der auf den Kosten der Betreiber basierende Regulierungsansatz unter den Regulierungsbehörden Europas weitverbreitet sei. Damit sei sowohl sichergestellt, dass die Betreiber über ausreichende Einnahmen verfügen, um ihre Aktivität aufrechtzuerhalten, als auch dass die Endverbraucher für die Speicherung nicht höhere Preise bezahlen als der erbrachten Dienstleistung entspricht. Eine Methode hingegen, die sich am Spread orientiert, so erklärt Frankreich, wäre ein volatiler Ansatz; damit wäre, je nachdem, wie sich die Marktpreise kurzfristig entwickeln, die Deckung der Kosten der Betreiber gegebenenfalls nicht sichergestellt bzw. es könnten umgekehrt ungerechtfertigte Gewinne erzielt werden.

(126) Die CRE hat für die Festlegung der Höhe des Speichertarifs eine Regulierung zugrunde gelegt, die sich auf die Deckung der als effizient betrachteten Kosten stützt, die den Betreibern entstehen. So legt sie für jeden Betreiber einen genehmigten Erlös fest, der die Kosten in Form betrieblicher Aufwendungen sowie in Form der Abschreibung von Aktiva und der Kapitalkosten decken soll. Um die anfängliche Höhe des RAB am 1. Januar 2018 für die Speicherbetreiber zu bestimmen, führte die CRE am 31. Dezember 2016 eine Neubewertung des Bruttobuchwertes der Aktiva der Betreiber durch (siehe Erwägungsgrund 55 und folgende bezüglich der Festlegung der genehmigten Erlöse).

(127) In zweiter Linie führt Frankreich zusätzliche Analyseelemente an, um darzulegen, dass andere Methoden zu Ergebnissen hinsichtlich des RAB-Wertes führen, die mit der Methode der CRE kohärent sind.

(128) Der Wert der Speicherbetreiber in den Büchern ihrer Aktionäre bestimmt sich durch Anwendung von Rechnungslegungsstandards und ist von der Perspektive langfristig erwarteter Einnahmen aus der Aktivität abhängig. Für Storengy hat die CRE einen RAB-Anfangswert von 3,5 Mrd. EUR angesetzt, auf Basis der Bewertung von Storengy in den Büchern von ENGIE am 31. Dezember 2016 von [3 bis 5 Mrd. EUR]. Für Teréga hat die CRE einen RAB-Anfangswert von 1156 Mrd. EUR angesetzt, auf Basis der Bewertung des Bereichs der Gasspeicherung in den Büchern des Mutterkonzerns am 31. Dezember 2016 von etwa [1 bis 2 Mrd. EUR].

(129) Auch Transaktionen jüngeren Datums erlauben, den Wert der Unternehmen und die Bewertung der Speicheraktivitäten im Rahmen der Transaktionen näher zu beleuchten. Zum Beispiel wird auf Grundlage der Transaktionen, die in Bezug auf das Kapital des Unternehmens Teréga 2013 ([40]) und 2015 ([41]) erfolgt sind, der Wert der Aktiva im Bereich der Gasspeicherung auf [1 bis 2 Mrd. EUR] geschätzt.

(130) Darüber hinaus führt Frankreich an, dass auch externe Beratungsfirmen mit der Bewertung des RAB der Betreiber beauftragt worden seien. Für Storengy ergab die Berechnung, die die Beratungsfirma […] im Auftrag der CRE durchführte, ein Ergebnis von [3 bis 5 Mrd. EUR]. Frankreich bezieht sich auch auf die Untersuchung von PwC, im Auftrag von Teréga, in der der RAB-Wert 2018 auf [1 bis 2 Mrd. EUR] beziffert ist.

(131) Schließlich ist Frankreich der Ansicht, dass eine alternative Methode, die darin bestünde, Einnahmen des Betreibers in der Vergangenheit nachzuvollziehen, um festzustellen, ob frühere Investitionen sich durch diese decken ließen, zur Bestimmung des RAB-Wertes nicht ausreichend belastbar wäre. Eine solche Methode würde faktisch bedeuten, dass — ab dem Datum der ersten Inbetriebnahme — die ältesten Gasspeicher-Aktiva (Ende der 1950er-Jahre) und die Free-Cash-Flows jedes Betreibers, die die liquiden Mittel des Betreibers nach Abzug der erforderlichen Betriebsmittel, von Steuern und Investitionen darstellen, zu rekonstruieren wären, damit ein Vergleichswert zum Bruttowert der Aktiva zur Verfügung steht.

([39]) Mit Ausnahme von Dunkerque LNG, für die eine Ausnahmeregelung gilt.
([40]) Erwerb der TIGF durch ein Konsortium aus GIC, Snam und EDF.
([41]) Beteiligung von Prédica am Kapital der TIGF.

(132) Diese Historie nachzuzeichnen, erscheint sehr komplex, sowohl hinsichtlich der umfassenden Dokumentation, die notwendig wäre, als auch angesichts der Fortentwicklung der derzeitigen, auf dem Gebiet der Gasspeicherung tätigen Unternehmen im Hinblick auf ihre Organisation und ihr Kapital: Zum einen wären zur Aufbereitung der Historie im Fall von Storengy, das Teil eines integrierten Modells innerhalb von Gaz de France/GDF Suez ist, Hypothesen zur Abgrenzung der Aktivität unvermeidlich. Zum anderen wurde Terega mehrfach veräußert.

4.2.2. *Negative Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel*

(133) Zum Thema möglicher Wettbewerbsverfälschungen zwischen französischen Lieferanten und in anderen Mitgliedstaaten ansässigen Lieferanten, die Speicherkapazitäten in Frankreich kontrahieren, erklärt Frankreich, dass die „Nationalität" des Lieferanten keine Rolle spiele. Die öffentlichen Versteigerungen stünden allen Akteuren offen, die über eine Liefergenehmigung für Erdgas verfügen. Diese Liefergenehmigung sei nicht allein französischen Lieferanten vorbehalten. Jede auf dem Gebiet eines Mitgliedstaats der Union ansässige Person könne sie beantragen. ([42]) Zweitens betonen die französischen Behörden, dass für ein und dieselbe Gasbeförderungsdienstleistung dasselbe Entgelt für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze für französische wie auch in anderen Mitgliedstaaten ansässige Lieferanten gelte.

(134) Darüber hinaus steht nach Auffassung Frankreichs die Gasspeicherung nicht mit Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals im Wettbewerb. Frankreich weist zunächst darauf hin, dass die Kommission bisher zu keinem Zeitpunkt die Existenz eines Binnenmarktes gewürdigt habe, der die Erdgasspeicherung, Regasifizierungsinfrastrukturen und Verbindungsleitungen umfasst. Des Weiteren betont Frankreich, dass in den Analysen zur Fähigkeit des Gassystems, eine angemessene Nachfrage zu befriedigen, die wesentlichen Erdgasspeicherinfrastrukturen zur vollständigen Ausnutzung der Verbindungsleitungen und einer vollen Auslastung der Kapazitäten der Flüssiggasterminals, in Höhe der verfügbaren Flüssiggaslagerbestände, ergänzend hinzukämen.

(135) Ferner stellt Frankreich fest, dass die Kommission mehrfach die Existenz eines separaten Marktes für Untertage-Erdgasspeicherung, sowohl in Frankreich ([43]) als auch in anderen Mitgliedstaaten ([44]), anerkannt habe. Vor dem Hintergrund der Ergebnisse einer Marktstudie bezüglich einer Transaktion auf französischem Staatsgebiet habe die Kommission festgestellt, dass die Gasspeicherung und andere Flexibilitätsinstrumente nicht gegenseitig substituierbar sind. ([45]) Frankreich stellt zudem fest, dass die Kommission in zwei Entscheidungen die Ansicht vertreten habe, dass der Erdgasspeichermarkt regional bzw. national abzugrenzen sei. ([46])

(136) Frankreich ist der Ansicht, dass jedes Flexibilitätsinstrument ganz eigene Funktionen und Merkmale aufweise, was ihre Substituierbarkeit in Bezug auf andere Flexibilitätsinstrumente ausschließe. Über Verbindungsleitungen ist es möglich, das Staatsgebiet mit Erdgas zu versorgen. Gäbe es keine Speicher, müssten die Verbindungsleitungen größenmäßig so ausgelegt werden, dass eine Versorgung des französischen Staatsgebiets mit Erdgas bei einer Nachfragespitze garantiert wäre. Eine solche Auslegung wäre ineffizient. Auch ist es das erklärte Ziel der Union, den Erdgasverbrauch zu reduzieren. Es ist keine Neuinvestition im Bereich der Verbindungsleitungen geplant, über die Frankreich aktuell verfügt. Die von der Kommission gestellte Frage des Wettbewerbs und langfristiger Investitionssignale erscheint somit rein theoretischer Natur.

(137) Flüssiggasterminals bieten eine Möglichkeit der Arbitrage, um das Land zum niedrigsten Preis zu versorgen. Die Verfügbarkeit von LNG ist nicht gesichert und hängt stark von den Angebots- und Nachfragebedingungen auf dem Weltmarkt ab, wo Lieferungen regelmäßig umgeleitet werden. Zudem verfügen Flüssiggasterminals nur über begrenzte Speicherkapazitäten ([47]) und diese können bestenfalls für höchstens 5 Tage mobilisiert werden. Das ist kürzer als die durchschnittliche Dauer einer Kältewelle, die 5 bis 15 Tage anhält. Die Zeit bis zum Eintreffen einer Lieferung, die eine Störung in der Versorgung abwendet, kann somit nicht überbrückt werden. ([48])

(138) Daher sorgen die Erdgasspeicher für eine zwischensaisonale Flexibilität, zu der weder die Verbindungsleitungen zu vergleichbaren wirtschaftlichen Bedingungen noch die Flüssiggasterminals in der Lage sind. Umgekehrt reicht es nicht aus, dass in Frankreich Gasspeicher vorhanden sind, um die Sicherheit der Versorgung Frankreichs mit Erdgas zu gewährleisten. Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals sind für die Versorgung des Staatsgebiets mit Erdgas ebenso unverzichtbar.

([42]) In Übereinstimmung mit Artikel L. 443-4 Energiegesetzbuch.
([43]) Siehe zum Beispiel Kommission, 14. November 2006, M.4180 Gaz de France/Suez, Erwägungsgrund 341.
([44]) Kommission, 29. September 1999, M.1383 — Exxon/Mobil, Rn. 69 und 261; Kommission, 25. April 2003, M.3086 — Gaz de France/Preussag Energie, Erwägungsgrund 14; Kommission, 21. Dezember 2005, M.3696 EON/MOL, Rn. 99; Kommission, 19. November 2013, M.6984 — EPH/Stredoslovenska Energetika, Erwägungsgrund 24.
([45]) Kommission, 8. Oktober 2004, M.3410 Total/Gaz de France, Rn. 19.
([46]) Kommission, 21. Dezember 2005, M.3696 — E.ON/MOL, Erwägungsgrund 130; Kommission, 19. November 2013, M.6984 — EPH/Stredoslovenska Energetika, Erwägungsgrund 24.
([47]) Durchschnittlich 4,2 TWh Speicherbestand in den französischen Terminals im Winter.
([48]) Je nach Herkunft des Gases 10 bis 15 Tage.

(139) Daher ergänzen sich die verschiedenen Infrastrukturarten und stehen nicht miteinander im Wettbewerb, um die Versorgungssicherheit für Frankreich zu gewährleisten.

(140) Selbst wenn man davon ausginge, dass die Verbindungsleitungen, Flüssiggasterminals und Erdgasspeicher miteinander im Wettbewerb stünden, weist Frankreich darauf hin, dass die französischen Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals sämtlich unter staatliche Regulierung fallen, mit Ausnahme des Terminals in Dunkerque. Daher entspricht die Rentabilität dieser Infrastrukturen dem Vergütungssatz der Aktiva, den die CRE festgelegt hat. Entsprechend kann sich die eingeführte Gasspeicherregulierung nicht auf die Rentabilität der anderen regulierten Infrastrukturen auswirken.

(141) Darüber hinaus weist Frankreich darauf hin, dass jüngste Fakten der Annahme eines eventuell für die Verbindungsleistungen und Flüssiggasterminals abträglichen Wettbewerbs widersprechen. Seit Ende 2018 hat die Nutzung der französischen und europäischen Terminals im Vergleich zu den letzten 10 Jahren ein besonders hohes Niveau erreicht. Zudem haben die Betreiber von Flüssiggasterminals jüngst erfolgreich Verfahren zur mittelfristigen Vermarktung ihrer Kapazitäten auf den Weg gebracht. Die Regulierung der Gasspeicherung, in Kombination mit der Zusammenlegung der Marktgebiete in Frankreich Ende 2018, hat erheblich dazu beigetragen, die Tiefe und Liquidität des französischen und westeuropäischen Marktes zu verbessern.

(142) Frankreich stellt ebenfalls in Abrede, dass die Regulierung der Gasspeicherung die Anreize zur Nutzung der bestehenden Flüssiggasterminals und Verbindungsleitungen verringern könnte. Die Anreize zur Nutzung entstehen durch Preissignale, die die verschiedenen Erdgasmärkte senden. ([49]) In diesem Zusammenhang stellen die Gasspeicher ein zusätzliches Mittel dar, um die Kosten der Erdgasversorgung zu optimieren und wettbewerbsfähige Marktpreise zu erhalten.

(143) Frankreich merkt ebenfalls an, dass die Investitionsentscheidungen im Bereich der Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals auf Versorgungsstrategien beruhten, die durch die Erdgasspeicherung nicht negativ beeinflusst würden.

(144) Schließlich ist Frankreich der Ansicht, dass sich die in Rede stehende Maßnahme in keinerlei Weise auf die Situation der Speicherbetreiber der anderen Mitgliedstaaten auswirke. Die französischen Behörden merken an, dass die größenmäßige Auslegung des französischen Gassystems, das sich insbesondere dadurch auszeichnet, dass die verfügbaren Kapazitäten der Verbindungsleitungen zu 100 % genutzt werden, automatisch bedeute, dass die Mittel zur Versorgung, die nach den Verbindungsleitungen angeordnet sind, mit dem System verknüpft seien, im Speziellen die Erdgasspeicherinfrastrukturen in anderen Mitgliedstaaten der Union. Die französischen Behörden merken ferner an, dass einige dieser Infrastrukturen ebenfalls reguliert sind.

(145) Der Verkauf der Speicherkapazitäten erfolgt über Versteigerungen und zum Marktpreis. Folglich benachteiligt die in Rede stehende Maßnahme nicht die Gasspeicherbetreiber anderer Mitgliedstaaten. Auch kann sich die in Rede stehende Maßnahme nur minimal auf die Preisbildung auswirken. Die französischen Speicher bieten eine Speicherkapazität von ca. 130 TWh ([50]) — im Vergleich zu den Mengen, die auf den Marktplätzen gehandelt werden, ein niedriger Wert. 2018 wurden 28 220 TWh am TTF ([51]) gehandelt.

(146) Die Speicherbetreiber der verschiedenen Mitgliedstaaten unterliegen folglich alle Marktbedingungen, auf die die französischen Gasspeicher nur wenig Einfluss haben, sodass nicht davon ausgegangen werden kann, dass ihre Rentabilität durch die in Rede stehende Maßnahme sinken könnte.

(147) Frankreich merkt im Übrigen an, dass die deutschen und belgischen Speicher höhere Füllstände erreicht hätten — hier gab es zwischen 2018 und 2019 einen Anstieg. ([52]) Diese hohen Füllstände zeigten, dass die Regulierung der französischen Gasspeicher die Betreiber anderer Mitgliedstaaten nicht daran hindere, die Gesamtheit ihrer Speicherkapazitäten in einem günstigen Marktumfeld abzusetzen.

5. **STELLUNGNAHMEN VON BETEILIGTEN**

(148) Die Kommission erhielt Stellungnahmen von 18 Beteiligten, darunter den 3 Begünstigten der Maßnahme. Diese Stellungnahmen sind in den Erwägungsgründen 149 bis 233 zusammengefasst.

([49]) Preise verschiedener Marktplätze auf europäischer Ebene, für LNG weltweit.
([50]) Vermarktung über einen Zeitraum von vier Monaten.
([51]) Title Transfer Facility: Hier findet ein Großteil der Termingeschäfte statt.
([52]) Von 88 % auf 99 % bzw. 54 % auf 97 %.

5.1. **Stellungnahmen der Begünstigten der Maßnahme**

5.1.1. *Géométhane*

(149) Géométhane stellt die positiven Effekte der Einführung der Maßnahme in Bezug auf das Ziel der Energieversorgungssicherheit heraus. Zur Stützung seiner Argumente hat Géométhane der Kommission einen detaillierten Bericht vorgelegt. ([53])

5.1.1.1. Vorliegen einer Beihilfe

(150) Aus mehreren Gründen ist die in Rede stehende Maßnahme nach Auffassung von Géométhane keine staatliche Beihilfe.

(151) Zunächst weist Géométhane darauf hin, dass keine Finanzierung unter Einsatz staatlicher Mittel vorliege, da die Speicherabgabe nicht als Zwangsbeitrag eingestuft werden könne: Der Mitteltransfer erfolgt nur zwischen privaten Betreibern (Erdgaslieferanten und Speicherbetreibern), die Kontrolle des Staates über die Fonds ist begrenzt, durch die in Rede stehende Maßnahme wird nicht der öffentliche Haushalt geschmälert und es ist eine Pflicht der Betreiber zur Instandhaltung der wesentlichen Speicherinfrastrukturen, die unter dieses Instrument fallen, vorgesehen.

(152) Darüber hinaus könne die in Rede stehende Maßnahme nicht als selektiver Vorteil betrachtet werden, der den Speicherbetreibern gewährt werde, die auf französischem Staatsgebiet tätig sind, im Gegensatz zu im Ausland ansässigen Betreibern, denn deren Situation sei hinsichtlich des Ziels, das mit der in Rede stehenden Maßnahme verfolgt wird, tatsächlich und rechtlich nicht mit der Situation der Speicherbetreiber auf französischem Staatsgebiet vergleichbar. Im Übrigen befänden sich auch die Betreiber anderer Flexibilitätsinstrumente tatsächlich und rechtlich nicht in einer vergleichbaren Situation.

(153) Abschließend erklärt Géométhane, dass die in Rede stehende Maßnahme keine Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen den Mitgliedstaaten habe.

5.1.1.2. Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt

(154) Würde die Maßnahme als staatliche Beihilfe eingestuft, wäre sie nach Auffassung von Géométhane als mit den Vorschriften im Bereich der Beihilfen vereinbar zu betrachten. Die in Rede stehende Maßnahme trage dazu bei, das Ziel von gemeinsamem Interesse, das in der Energiesicherheit liegt, zu erreichen. Darüber hinaus sei sie — vor dem Hintergrund der Analyse alternativer Maßnahmen — notwendig und angemessen, um dieses Ziel zu erreichen.

(155) Die Einführung der in Rede stehenden Maßnahme wirke als Anreiz, da ohne eine solche Maßnahme die anteilsmäßig nur schwache Kontrahierung von Speicherkapazitäten sowie der Rückgang der Einnahmen aus den Kontrahierungskampagnen, wegen des geringeren Spreads, die Speicherbetreiber veranlasst hätten, Infrastrukturen „einzumotten“ oder gar ganz zu schließen, die wesentlich sind, um die Sicherheit der Versorgung mit Erdgas in Frankreich sicherzustellen.

(156) Die Berechnung des genehmigten Erlöses auf Grundlage der Methode einer Bewertung des RAB, die sich auf den Zeitwert stützt, sei gerechtfertigt und verhältnismäßig, denn:

— der RAB sei bei Durchführung des Regulierungsmechanismus mittels externer Prüfung durch die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft […] unabhängig wirtschaftlich bewertet worden;

— der zunächst von den Betreibern vorgeschlagene RAB-Anfangswert sei von der CRE nicht übernommen worden;

— die Zeitwertmethodik basiere auf dem Bruttobuchwert der Aktiva zur Bewertung des RAB;

— durch die Methodik sei es möglich, die Kosten für den Ersatz der abgeschriebenen Netto-Aktiva abzubilden;

— die Methodik werde auf alle Tarife regulierter Infrastrukturen in Frankreich angewendet;

— die Methodik werde von nahezu allen Regulierungsbehörden in Europa angewendet.

([53]) „Rapport technico-économique établi consécutivement à l'ouverture par la Commission européenne d'une enquête concernant les conditions de régulation des stockages de gaz naturel en France“ (Technisch-wirtschaftlicher Bericht nach Einleitung einer Untersuchung durch die Europäische Kommission betreffend die Bedingungen einer Regulierung der Erdgasspeicherung in Frankreich), […] 12. Juni 2020.

(157) Alternativ wäre eine Bewertung des RAB in Abhängigkeit vom Marktwert, der sich aus den Spreads ergibt, nicht sachdienlich, da dieser Wert nicht die Kosten der Betreiber decken würde, was dem Grundsatz der Kostendeckung gemäß Richtlinie 2009/73/EG zuwiderliefe. Daher wäre, wenn der Marktwert herangezogen würde, der Regulierungsmechanismus gefährdet, dessen Ziel es ist, dass der Betrieb der für das gute Funktionieren des Fernleitungsnetzes wesentlichen Speicherinfrastrukturen aufrechterhalten bleibt. Darüber hinaus bestünde das Risiko einer übermäßig hohen Vergütung, sollte der Spread sich erhöhen. Der von der CRE ermittelte RAB-Wert sei lang- und mittelfristig in Bezug auf den Marktwert der Infrastrukturen stimmig.

(158) Eine Bewertung, ob die vor dem Inkrafttreten des Regulierungsmechanismus generierten Einnahmen nicht zur Deckung der ursprünglichen Investitionskosten ausgereicht hätten, wäre nicht sachdienlich gewesen, denn die Einbeziehung dieser Einnahmen in diese Einschätzung stünde der Praxis der Regulierungsbehörden in Europa entgegen und es wäre eine komplexe, wenig zuverlässige Vorgehensweise.

(159) Schließlich würden auch Maßnahmen ergriffen, um das Gewinnaussichten der Betreiber zu begrenzen (durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten, die Begrenzung auf die Kosten effizienter Betreiber von Gasspeicherinfrastrukturen und eine anreizschaffende Regulierung).

(160) In zweiter Linie stellt Géométhane darüber hinaus fest, dass der von der CRE angesetzte RAB-Wert dem Wert einer Transaktion jüngeren Datums entspräche. 2016 wurden 98 % der Aktien von Géosud, das wiederum 50 % der Anteile an Géométhane hält, von Total, Ineos und Géostock an CNP Assurances für eine Summe von […] veräußert. Damit sei es möglich, den vom Käufer zum Zeitpunkt dieser Veräußerung geschätzten Gesamtwert von Géométhane zu berechnen, d. h. […] ([54]) (hinzu kommen […] freie Mittel, also insgesamt ca. […]). Laut Géométhane ist dieser Marktwert […] mit dem von der CRE 2018 angesetzten RAB-Wert von 188,9 Mio. EUR, erhöht um die Anlagen im Bau […], kohärent.

(161) Die in Rede stehende Maßnahme verhindere negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und Handel zwischen den Mitgliedstaaten. Fakt sei:

— Es gibt keine Wettbewerbsverfälschung zwischen französischen Erdgaslieferanten und ausländischen Erdgaslieferanten. Der Modus, die Speicherleistungen zu versteigern, garantiere die Gleichbehandlung französischer und ausländischer Erdgaslieferanten. Darüber hinaus sorge der Modus zur Finanzierung des Speicherausgleichs, der im Regulierungsmechanismus vorgesehen ist, dafür, dass ausländische und französische Lieferanten gleich behandelt werden. Ausländische Lieferanten erhielten gegenüber französischen Lieferanten keine reduzierten Preise;

— es gebe auch keine Wettbewerbsverfälschung gegenüber Speicherbetreibern in den Nachbarländern. Seit Inkrafttreten des Regulierungsmechanismus stiegen überall in der Union die Füllstände der Speicher und erreichten besonders hohe Werte;

— es gebe auch keine Wettbewerbsverfälschung zwischen Speicherbetreibern und Flüssiggasterminals bzw. Verbindungsleitungen, da die Flüssiggasterminals und die Verbindungsleitungen nicht substituierbar seien. In der Entscheidungspraxis der Kommission bezüglich Konzentrationen sei der Markt der Erdgasspeicherung als eigener Markt definiert worden. Vielmehr ergänzten sich Speicherbetreiber, Flüssiggasterminals und Verbindungsleitungen.

5.1.2. *Storengy*

(162) Storengy stellt die positiven Effekte der Einführung der in Rede stehenden Maßnahme in Bezug auf das Ziel der Energiesicherheit heraus. Zur Stützung seiner Argumente hat Storengy der Kommission einen detaillierten Bericht vorgelegt. ([55])

5.1.2.1. Vorliegen einer Beihilfe

(163) Aus mehreren Gründen ist die in Rede stehende Maßnahme nach Auffassung von Storengy keine staatliche Beihilfe.

([54]) Das heißt ein Kaufwert von (130,6)/(98 % x 50 %).

([55]) „Rapport technico-économique établi consécutivement à l'ouverture par la Commission européenne d'une enquête concernant les conditions de régulation des stockages de gaz naturel en France" (Technisch-wirtschaftlicher Bericht nach Einleitung einer Untersuchung durch die Europäische Kommission betreffend die Bedingungen einer Regulierung der Erdgasspeicherung in Frankreich), […] 12. Juni 2020.

(164) Zunächst merkt Storengy an, dass keine Finanzierung unter Einsatz öffentlicher Mittel vorliege, da die Speicherabgabe nicht als Zwangsbeitrag eingestuft werden könne, da der Mitteltransfer nur zwischen privaten Betreibern (Erdgaslieferanten und Speicherbetreibern) erfolgt, da die Kontrolle des Staates über die Fonds begrenzt ist, da durch die in Rede stehende Maßnahme nicht der öffentliche Haushalt geschmälert wird und da eine Pflicht für die Betreiber zur Instandhaltung der wesentlichen Speicherinfrastrukturen, die unter dieses Instrument fallen, vorgesehen ist.

(165) Darüber hinaus könne die in Rede stehende Maßnahme nicht als selektiver Vorteil betrachtet werden, der den Speicherbetreibern gewährt werde, die auf französischem Staatsgebiet tätig sind, im Gegensatz zu im Ausland ansässigen Betreibern, denn deren Situation sei hinsichtlich des Ziels, das mit der in Rede stehenden Maßnahme verfolgt wird, tatsächlich und rechtlich nicht mit der Situation der Speicherbetreiber auf französischem Staatsgebiet vergleichbar. Im Übrigen befänden sich auch die Betreiber anderer Flexibilitätsinstrumente tatsächlich und rechtlich nicht in einer vergleichbaren Situation.

(166) Abschließend erläutert Storengy, dass die in Rede stehende Maßnahme keine Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen den Mitgliedstaaten habe.

5.1.2.2. Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt

(167) Würde die Maßnahme als staatliche Beihilfe eingestuft, wäre sie laut Storengy als mit den Vorschriften im Bereich der Beihilfen vereinbar zu betrachten. Die Maßnahme trage dazu bei, das Ziel von gemeinsamem Interesse, das in der Energiesicherheit liegt, zu erreichen. Darüber hinaus sei die in Rede stehende Maßnahme — vor dem Hintergrund der Analyse alternativer Maßnahmen — notwendig und angemessen, um dieses Ziel zu erreichen.

(168) Die Einführung der in Rede stehenden Maßnahme wirke als Anreiz, da ohne eine solche Maßnahme die anteilsmäßig nur schwache Kontrahierung von Speicherkapazitäten sowie der Rückgang der Einnahmen aus den Kontrahierungskampagnen, wegen des geringeren Spreads, die Speicherbetreiber veranlasst hätten, Infrastrukturen „einzumotten" oder gar ganz zu schließen, die wesentlich sind, um die Sicherheit der Versorgung mit Erdgas in Frankreich sicherzustellen.

(169) Die Berechnung des genehmigten Erlöses auf Grundlage der Methode zur Bewertung des Bestands der regulierten Aktiva, die sich auf den Zeitwert stützt, sei gerechtfertigt und verhältnismäßig, denn:

— der RAB sei bei Durchführung des Regulierungsmechanismus mittels externer Prüfung durch die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft […] unabhängig wirtschaftlich bewertet worden;

— der zunächst von den Betreibern vorgeschlagene RAB-Anfangswert sei von der CRE nicht übernommen worden;

— die Zeitwertmethodik basiere auf dem Bruttobuchwert der Aktiva zur Bewertung des RAB;

— durch die Methodik sei es möglich, die Kosten für den Ersatz der abgeschriebenen Netto-Aktiva abzubilden;

— die Methodik werde auf alle Tarife regulierter Infrastrukturen in Frankreich angewendet;

— die Methodik werde von nahezu allen Regulierungsbehörden in Europa angewendet.

(170) Alternativ wäre eine Bewertung des RAB in Abhängigkeit vom Marktwert, der sich aus den Spreads ergibt, nicht sachdienlich, da dieser Wert nicht die Kosten der Betreiber decken würde, was dem Grundsatz der Kostendeckung gemäß Richtlinie 2009/73/EG zuwiderliefe. Daher wäre, wenn der Marktwert herangezogen würde, der Regulierungsmechanismus gefährdet, dessen Ziel es ist, dass der Betrieb der für das gute Funktionieren des Fernleitungsnetzes wesentlichen Speicherinfrastrukturen aufrechterhalten bleibt. Darüber hinaus bestünde das Risiko einer übermäßig hohen Vergütung, sollte der Spread sich erhöhen. Der von der CRE ermittelte RAB-Wert sei lang- und mittelfristig in Bezug auf den Marktwert der Infrastrukturen stimmig.

(171) Eine Bewertung, ob die vor dem Inkrafttreten des Regulierungsmechanismus generierten Einnahmen nicht zur Deckung der ursprünglichen Investitionskosten ausgereicht hätten, wäre nicht sachdienlich gewesen, denn die Einbeziehung dieser Einnahmen in diese Einschätzung stünde der Praxis der Regulierungsbehörden in Europa entgegen und es wäre eine komplexe, wenig zuverlässige Vorgehensweise.

(172) Schließlich würden Maßnahmen ergriffen, um das Gewinnstreben der Betreiber zu begrenzen (durch die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten, die Begrenzung auf die Kosten effizienter Betreiber von Gasspeicherinfrastrukturen und eine anreizschaffende Regulierung).

(173) Die in Rede stehende Maßnahme verhindere negative Auswirkungen auf den Wettbewerb und Handel zwischen den Mitgliedstaaten. Fakt sei:

— Es gibt keine Wettbewerbsverfälschung zwischen französischen Erdgaslieferanten und ausländischen Erdgaslieferanten. Der Modus, die Speicherleistungen zu versteigern, garantiere die Gleichbehandlung französischer und ausländischer Erdgaslieferanten. Darüber hinaus sorge der Modus zur Finanzierung des Speicherausgleichs, der im Regulierungsmechanismus vorgesehen ist, dafür, dass ausländische und französische Lieferanten gleich behandelt werden. Ausländische Lieferanten erhielten gegenüber französischen Lieferanten keine reduzierten Preise;

— es gebe auch keine Wettbewerbsverfälschung gegenüber Speicherbetreibern in den Nachbarländern. Seit Inkrafttreten des Regulierungsmechanismus stiegen überall in der Union die Füllstände der Speicher und erreichten besonders hohe Werte;

— es gebe auch keine Wettbewerbsverfälschung zwischen Speicherbetreibern und Flüssiggasterminals bzw. Verbindungsleitungen, da die Flüssiggasterminals und die Verbindungsleitungen nicht substituierbar seien. In der Entscheidungspraxis der Kommission bezüglich Konzentrationen sei der Markt der Erdgasspeicherung als eigener Markt definiert worden. Vielmehr ergänzten sich Speicherbetreiber, Flüssiggasterminals und Verbindungsleitungen.

5.1.3. *Teréga*

(174) Teréga betont, dass das wichtigste Ziel, das mit der Reform der Erdgasspeicherung verfolgt werde, die Sicherheit der Versorgung Frankreichs mit Erdgas sei, die vor Inkrafttreten des Regulierungsmechanismus gefährdet gewesen sei.

5.1.3.1. Vorliegen einer Beihilfe

(175) Teréga ist der Auffassung, dass die Maßnahme nicht unter staatliche Beihilfen fällt. Teréga stellt fest, dass Regulierungssysteme, die auf dem Grundsatz der Kostendeckung eines effizienten Betreibers und einer normalen Vergütung investierten Kapitals beruhen, in der Union üblich seien, ohne dass sie deswegen als staatliche Beihilfe betrachtet würden.

(176) Zunächst einmal betrachtet Teréga die in Rede stehende Maßnahme als ein einfaches Tarifregulierungsinstrument, das nicht über staatliche Mittel finanziert werde. Es wirke sich nicht auf den öffentlichen Haushalt aus und verursache keine Mehrkosten, die zwingend auf die Endkunden abgewälzt würden. Auch übe der französische Staat weder über die von den FNB erhobenen Summen noch über die FNB selbst, bei denen es sich um privatrechtliche Firmen handelt, die von größtenteils privaten Anteilseignern kontrolliert werden, Kontrolle aus.

(177) Auch ist Teréga der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme den betroffenen Betreibern keinen selektiven Vorteil gewähre. Grundlage des Regulierungsmechanismus sei die Versteigerung, was zusätzliche Effizienzanreize schaffe, sowie ein Instrument, um alle Aufwendungen und Einnahmen nachträglich zu regulieren. Darüber hinaus sei der Regulierungsmechanismus symmetrisch ausgelegt, was bedeute, dass die Speicherbetreiber nicht notwendigerweise eine Ausgleichszahlung erhalten, sondern im Gegenteil gegebenenfalls zu viel erhaltene Beträge zurückzuzahlen haben.

(178) Zudem ist Teréga im Hinblick auf das Kriterium der Selektivität der Ansicht, dass es nicht sachdienlich sei, diesbezüglich die Situation ausländischer Betreiber in die Bewertung einzubeziehen. Die Speicherbetreiber seien tatsächlich und rechtlich in einer Situation, die sich in vielfacher Hinsicht von der Situation der Betreiber von Flüssiggasterminals und Verbindungsleitungen unterscheide, insbesondere im Hinblick auf das Ziel, die sichere Versorgung Frankreichs mit Erdgas zu gewährleisten.

(179) Abschließend erklärt Teréga, dass die in Rede stehende Maßnahme keine Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zwischen den Mitgliedstaaten habe. Die Gasspeicherkapazitäten würden, nach einem Marktmechanismus und folglich in für in anderen Mitgliedstaaten ansässige Betreiber nicht diskriminierender Weise, versteigert. Darüber hinaus sei in der Entscheidungspraxis der Kommission bezüglich einer Kontrolle der Marktkonzentration und wettbewerbswidriger Praktiken die Erdgasspeicherung als eigener Markt von höchstens nationaler Reichweite abgegrenzt worden, wobei zu keiner Zeit auf das Vorliegen eines weiter gefassten Marktes geschlossen worden sei, weder im Hinblick auf die in Rede stehenden Dienstleistungen noch geografisch. In jedem Fall sei die Tatsache, dass die Gasinfrastrukturen sehr weitreichend reguliert sind, mit der Feststellung unvereinbar, dass eine Wettbewerbsverfälschung auf den Erdgasmärkten vorliege.

5.1.3.2. Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt

(180) Unter der Annahme, dass der Regulierungsmechanismus — was nicht der Fall sei — eine staatliche Beihilfe darstelle, vertritt Teréga die Ansicht, dass der Regulierungsmechanismus alle Bedingungen der Vereinbarkeit mit dem Binnenmarkt im Sinne von Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV erfülle.

(181) Teréga ist der Auffassung, dass die in Rede stehende Maßnahme im Einklang mit dem Ziel von gemeinsamem Interesse stehe, das in der Versorgungssicherheit Frankreichs mit Erdgas besteht. Durch Erhöhung der verfügbaren Erdgasvolumen an den Speicherstandorten diene der Regulierungsmechanismus dazu, eine Versorgungssicherheit in genauer und quantifizierbarer Höhe zu erreichen. Darüber hinaus sei die in Rede stehende Maßnahme ein notwendiger staatlicher Eingriff, der sich auf eine angemessene Analyse stütze und mit der auf klar ausgemachte Schwächen des Marktes reagiert werde, etwa das Unvermögen der Endkunden, den Wert anzugeben, den sie der Versorgungssicherheit beimessen (etwa den Versicherungswert und Systemwert). Im Übrigen hebt Teréga die Tatsache hervor, dass die in Rede stehende Maßnahme ein geeignetes Instrument zur Stärkung der Versorgungssicherheit auf französischem Staatsgebiet sei, nicht nur in Bezug auf andere verfügbare Flexibilitätsmaßnahmen, sondern auch in Bezug auf andere Arten der Regulierung der Speicherbestände.

(182) Teréga widerspricht der Argumentation der Kommission in ihrem Einleitungsbeschluss im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit der in Rede stehenden Maßnahme. Der Regulierungsmechanismus begrenze die Höhe der angeblichen Beihilfe auf ein notwendiges Minimum. Der Regulierungsmechanismus basiere nämlich auf dem Grundsatz der Deckung der Kosten eines „effizienten Betreibers", auf der Deckelung der Einnahmen der Speicherbetreiber und auf integrierten Anreizelementen für mehr Effizienz der Betreiber bei ihren betrieblichen Aufwendungen. Zudem habe die CRE eine unabhängige Bewertung der Kosten vorgenommen. Damit habe sich die CRE vergewissert, dass nur akzeptable Kosten übernommen werden. Die CRE habe sich im Übrigen auf eine Reihe objektiver, aktueller und glaubwürdiger ökonomischer Studien gestützt, die von unabhängigen Experten zur Bewertung der Aktiva, die unter die Regulierung fallen, durchgeführt worden seien. Die von der CRE eingesetzte Methode zur Bewertung der Aktiva sei in diesem Sinne kohärent und entspräche der Praxis anderer europäischer Regulierungsbehörden. Anders als die Kommission ist Teréga der Ansicht, dass es ein zwangsläufig unvollständiger Prozess wäre, wenn frühere, vor der Einführung der Regulierung liegende Einnahmen in den Wert des Bestands der regulierten Aktiva einflössen, da diese Daten nicht verfügbar seien und dessen ungeachtet höchstwahrscheinlich ein Konflikt mit allgemeinen Rechtsgrundsätzen entstünde. Im Übrigen habe die CRE in ihrer Arbeit sowohl die betrieblichen Aufwendungen als auch die Bewertung der Aktiva der Speicherbetreiber berücksichtigt und diese in ihren Beschlüssen über Tarife systematisch offengelegt, sodass die Transparenz der Maßnahme gewährleistet sei.

(183) Abschließend schätzt Teréga, dass die in Rede stehende Maßnahme nicht zu einer Wettbewerbsverfälschung zwischen den in Frankreich ansässigen Erdgaslieferanten und ausländischen Lieferanten führt. Die in Rede stehende Maßnahme sei nicht diskriminierend. Alle Anbieter im Endkundensegment könnten im Rahmen einer Versteigerung Kapazitäten französischer Speicherstandorte erwerben. Darüber hinaus gälten für alle Anbieter im Endkundensegment, die französische Kunden bedienen, ATRT-Tarife, womit der Ausgleichsmechanismus unterstützt würde. Die Maßnahme führe sogar zu positiven Effekten auf den Einzelhandelsmärkten für Erdgas, indem Zeiträume, in denen die Lage angespannt ist, und das Risiko von Engpässen in den Netzen verringert würden. Auch führe die Maßnahme nicht zu einer Wettbewerbsverfälschung gegenüber LNG-Betreibern der und Betreibern von Verbindungsleitungen. Diese Akteure, die ebenfalls in weitreichendem Umfang Mechanismen zur Regulierung ihrer Einnahmen unterlägen, stünden nicht mit den Speicherbetreibern im Wettbewerb, sondern ergänzten diese im Hinblick auf das Ziel der Versorgungssicherheit. Die in Rede stehende Maßnahme begünstige nicht eine bestimmte Erdgasversorgungsquelle und untersage auch nicht den Rückgriff auf ergänzende Instrumente, d. h. Verbindungsleitungen und Flüssiggasterminals, oder wehre diese ab. Zum Beispiel seien die Raten kontrahierter Kapazitäten in den europäischen Flüssiggasterminals in den letzten Jahren ein Zeichen dieses Trends. Schließlich führe die in Rede stehende Maßnahme zu keiner Wettbewerbsverfälschung in Bezug auf ausländische Speicherbetreiber. Letztere erführen durch die Versteigerungen, die nach einem Marktmechanismus durchgeführt werden, keine Nachteile und in der Praxis habe die Einführung der in Rede stehenden Maßnahme den allgemeinen Anstieg der Kontrahierungsraten von Speicherkapazitäten in Europa nicht ausgebremst.

5.2. **Stellungnahmen anderer Beteiligter**

5.2.1. *Association française indépendante de l'électricité et du gaz („AFIEG")* ([56])

(184) Die AFIEG legt eine Stellungnahme zur Methode der Bewertung der die Speicherung betreffenden Aktiva und bezüglich des Umfangs dieser Aktiva an, die von Volumen und Durchsatz her erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

(185) Die AFIEG betont, dass die Wettbewerbsverfälschungen, die vor der Reform aufgrund der mangelnden Transparenz des vorherigen Systems vorherrschten, nun beseitigt seien.

([56]) Der unabhängigen französischen Vereinigung für Elektrizität und Gas gehören französische Unternehmen und Tochtergesellschaften europäischer Betreiber aus dem Elektrizitäts- und Gassektor an: Alpiq Energie France, BKW France, Endesa, Fortum France, Gazprom Energy, Total Direct Energie, Gazel Energie, Vattenfall. Enovos und Primeo Energie sind assoziierte Mitglieder.

(186) Betreffend die Methode zur Bewertung des Bestands der regulierten Aktiva verfügt die AFIEG nicht über genaues Zahlenmaterial, um die von der CRE angesetzte Bewertung zu beurteilen, ist jedoch der Auffassung, dass der wirtschaftliche Marktwert dem Buchwert vorzuziehen sei. Dadurch wäre es möglich, die Speicherung zum Zeitpunkt T abzubilden und nicht eine frühere, historische Perspektive. Ferner ist die AFIEG der Ansicht, dass die Bewertung des Kissengases ein fundamentaler Bestandteil der Bewertung der Speicher-Aktiva zu sein scheint, und sie wünscht daher, dass der finanziellen Auswirkung der Abschreibungsregeln für Kissengas, die angesetzt werden, auf den Gesamtwert des RAB Rechnung getragen wird. Die AFIEG betont, dass die Speicherbetreiber im Zuge ihrer Aktivität nicht größeren Risiken ausgesetzt seien als Fernleitungsnetzbetreiber. Entsprechend sollte der Vergütungssatz der angesetzten RAB-Werte für die Speicherbetreiber nicht höher liegen als der Satz für die FNB.

(187) Die AFIEG ist der Auffassung, dass der Umfang der Aktiva im Bereich der Speicherung, die von Volumen und Durchsatz her erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, von den französischen Behörden verringert werden sollte, um das Kosten-Nutzen-Verhältnis der Speicherung für die Verbraucher zu maximieren. Frankreich habe die Mindest-Erdgasspeicherbestände, die es braucht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, auf eine Entnahme von 1 990 GWh/Tag und ein Volumen von 64 TWh ([57]) festgesetzt, während die Liste, die im Erlass über die PPE im Zeitraum 2023-2028 festgelegt ist, eine Entnahme von 2 376 GWh/Tag und ein Volumen von 138,5 TWh ausweise. Die AFIEG ist der Ansicht, dass der durch den Erlass über die PPE festgelegte Umfang in Bezug auf den Speicherbedarf, der für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Frankreich erforderlich ist, überdimensioniert sei. Der Umfang solle daher nach unten korrigiert werden, damit keine Mehrkosten für die Endverbraucher und keine Nachteile für andere Flexibilitätsinstrumente im Bereich der Erdgaskapazitäten entstehen. Im Übrigen stellt die AFIEG eine überdimensionierte Deckung des Ausfallrisikos fest, bei der Frankreich 2 % zugrunde legt, während die Nachbarländer von 5 % ausgehen.

5.2.2. *Association française du gaz („AFG")* ([58])

(188) Der AFG schätzt das System zur Regulierung der Erdgasspeicherung, das die französischen Behörden ab dem 1. Januar 2018 eingesetzt haben, als positiv ein.

(189) Der AFG stellt zudem fest, dass die in Rede stehende Maßnahme auf dem Grundsatz einer kostenbasierten Regulierung beruhe und zu einer Bewertung der Aktiva geführt habe, die effizient und verhältnismäßig sei. Der AFG bestätigt, dass dieser Grundsatz einer kostenbasierten Regulierung von der Mehrheit der Regulierungsbehörden angewendet wird und für die Aktivitäten des Transports und der Verteilung von Erdgas sowie für die Flüssiggasterminals in Frankreich gilt.

(190) Laut dem AFG hätte eine Methode, die sich auf die Marktpreise, anstelle der Kosten „effizienter Betreiber", stützt, dazu führen können, dass ein fluktuierender Regelungsrahmen entsteht, der sich potenziell vom wirtschaftlichen Optimum entfernt: Im Fall ungünstiger Spreads sei bei dieser Methode nicht gesichert, dass die Kosten der Betreiber gedeckt seien, was Letztere potenziell in eine kritische Lage bringen könnte. Umgekehrt wären im Fall sehr günstiger Spreads am Markt die Einnahmen der Betreiber zu hoch und der optimale Wert für die Kunden der Erdgasspeicher wäre nicht gegeben.

(191) Nach Auffassung des AFG habe die Regulierung der Speicherung in Frankreich nicht zu einer Wettbewerbsverfälschung gegenüber anderen Erdgasinfrastrukturen in Frankreich, den Flüssiggasterminals in Frankreich und in der Union oder den Speicherbetreibern in der Union geführt. Betreffend die Flüssiggasterminals stellt der AFG fest, dass sich die nach Frankreich eingeführten LNG-Volumen in zwei Jahren von 9,6 Gm^3 2017 auf 21,5 Gm^3 2019 verdoppelt hätten. Der AFG führt darüber hinaus an, dass derzeit in Deutschland Flüssiggasterminal-Entwicklungsprojekte geprüft würden. In Bezug auf die Speicherbetreiber in Europa betont der AFG, dass die Füllstände der Speicher in Deutschland, den Niederlanden und in Belgien zwischen 2018 und 2019 gestiegen seien und am 1. November 2019 in Westeuropa eine Höhe von mindestens 95 % erreicht worden sei.

5.2.3. *Association nationale des opérateurs détaillants en énergie („ANODE")* ([59])

(192) Nach Auffassung von ANODE ermöglicht es die Regulierung der französischen Gasspeicherung, dem Wunsch der Lieferanten nach Marktregeln für die Vermarktung der Speicherkapazitäten und nach einem regulierten Mechanismus für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit Rechnung zu tragen.

([57]) Erlass vom 13. März 2018 über die Mindest-Erdgasspeicherbestände zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Erdgas im Zeitraum vom 1. November 2018 bis zum 31. März 2019.

([58]) Der AFG ist der Verband der französischen Gasindustrie. Ordentliche Mitglieder sind EDF, ENGIE, France Gas Liquides, Gazprom, GRDF, GRTgaz, Teréga, Total. Neben den ordentlichen Mitgliedern gibt es assoziierte Mitglieder, Partner und genossenschaftliche Mitglieder.

([59]) ANODE vertritt die alternativen Energielieferanten in Frankreich. Die Mitglieder dieser Vereinigung sind EkWateur, Enercoop, Energie d'ici, Eni Gas & Power France, Greenyellow, Gaz Européen, Planète OUI, Plüm Energie, SAVE, Total Direct Energie, Vattenfall und Wekiwi.

(193) Des Weiteren hält es ANODE für vorrangig wichtig, dass das Kontrahierungs- und Befüllungsziel in Bezug auf die Speicher sowie der Umfang der Aktiva, die im Interesse der Versorgungssicherheit im Ausgleichsmechanismus Berücksichtigung finden, regelmäßig überprüft werden, damit sichergestellt ist, dass sie dem aktuellen Bedarf entsprechen. Dieser Punkt ist laut ANODE umso wichtiger, als Frankreich die Annahme zugrunde lege, dass der Erdgasverbrauch, Gas für die Stromerzeugung ausgenommen, um 2 % zurückgehen wird, […].

(194) Hinsichtlich der Verhältnismäßigkeit ist ANODE der Ansicht, dass die CRE den Zuwachs an Erfahrung in Bezug auf die Kosten und die Funktionsweise der Speicherung und das niedrigere Risiko, das die Speicherbetreiber tragen, berücksichtigen sollte. Sie ist der Auffassung, dass die Vergütung des RAB der Speicherbetreiber an die der FNB angeglichen werden sollte.

5.2.4. *Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz („CREG")* ([60])

(195) Die CREG ist der Ansicht, dass es nicht bewiesen sei, dass die Gesamtheit der Speicherkapazitäten in Frankreich jederzeit erforderlich ist, um die Sicherheit der Versorgung mit Erdgas zu gewährleisten. Ein mitunter erheblicher Anteil dieses Erdgases werde von Befrachtern genutzt, um — gestützt auf den Preisunterschied beim Erdgas zwischen Sommer und Winter — Spekulationsgewinne zu erzielen. Der Ausgleichsmechanismus könnte somit auch ein kostenloses Mittel sein, dass Befrachter nutzen, um Gewinne aus Erdgas zu realisieren. Das gewähre den in Frankreich tätigen Befrachtern einen Wettbewerbsvorteil, den die Befrachter benachbarter Länder nicht hätten.

(196) Belgien verfügt nur über eine Erdgasspeicheranlage, am Standort Loenhout, die von Fluxys Belgium betrieben wird. ([61]) Nach Ansicht der CREG steht der Standort mit anderen Speicherstandorten im Nordwesten der Union im Wettbewerb.

(197) Zwar sei der Spread zwischen Winter- und Sommerpreisen beim Erdgas 2017 und 2018 nur schwach ausgeprägt gewesen, da jedoch die größte Speicheranlage im Vereinigten Königreich nicht zur Verfügung stand, sei es zu einem Anstieg bei der Buchung von Speicherkapazitäten auf dem Markt im Nordwesten der Union gekommen. Das erkläre den Füllstand von 87 % und 84 % in Loenhout in den Zeiträumen 2016-2017 und 2017-2018.

(198) Der Füllstand für 2018-2019 war mit 54 % eher niedrig, während der Füllstand in der EU-28 relativ stabil blieb. Diesbezüglich stellt die CREG fest, dass der Speicherfüllstand in Frankreich von 75 % im Zeitraum 2017-2018 auf 94 % im Zeitraum 2018-2019 anstieg. Die Rolle von Loenhout als Flexibilitätsquelle sei von den französischen Speicheranlagen übernommen worden, die dank eines neuen unterstützenden Regelungsrahmens in den Vorteil sehr niedriger Tarife gekommen seien. Die CREG betrachtet die Folgen der Einführung des Ausgleichsmechanismus in Frankreich folglich als für Loenhout sehr erheblich: Nur Marktakteure mit bestehenden Langzeitverträgen sind in Loenhout aktiv verblieben. Die CREG ist der Ansicht, dass der französische Ausgleichsmechanismus benachbarte Speicherbetreiber dazu zwinge, ihre Speicherkapazitäten zu Grenzkosten, oder sogar darunter, zu verkaufen.

(199) Darüber hinaus unterstreicht die CREG, dass der Füllstand für den Zeitraum 2019-2020 sowohl in Belgien (97 %) als auch in der EU-28 (97 %) außergewöhnlich hoch sei. Diese Füllstandshöhe erkläre sich durch einen sehr niedrigen Erdgaspreis im Sommer 2019 und einen ausgeprägten Spread.

(200) Die CREG schlussfolgert, dass nicht auszuschließen sei, dass der Ausgleichsmechanismus, der in Frankreich Anwendung findet, zu Wettbewerbsverfälschungen zwischen den Betreibern der Speicheranlagen auf französischem Staatsgebiet und denen in benachbarten Mitgliedstaaten, zwischen Marktakteuren, die auf dem französischen Markt und solchen, die in benachbarten Mitgliedstaaten aktiv sind, und Erdgasspeicherbetreibern zum einen und LNG-Betreibern und Betreibern von Verbindungsleitungen zum anderen führen werde.

([60]) Die CREG ist die Regulierungsbehörde Belgiens für Elektrizität und Gas.
([61]) Der Standort verfügt über eine Speicherkapazität von 780 Mio. Kubikmetern (das entspricht 9 TWh).

5.2.5. *[…]* ([62])

(201) […] ist der Ansicht, dass der Aufbau eines Erdgasvorrats unerlässlich sei, um kurzfristig die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, und dass die Grundsätze der 2018 eingeführten Regulierung sachdienlich erscheinen. Da das für die Versorgungssicherheit erforderliche Speichervolumen größer sei als das „wirtschaftliche" Volumen, das sich auf dem Markt spontan umsetzen ließe, müssten die Einnahmen der Speicherbetreiber aufgestockt werden.

(202) Dennoch müsse der regulierte Geltungsumfang auf die Speicherkapazitäten beschränkt werden, die für die Versorgungssicherheit unbedingt erforderlich seien. Dieser Punkt sei wichtig, damit sichergestellt ist, dass die Endverbraucher keine übermäßigen Kosten zu tragen hätten. Ein zu weit gefasster Umfang könne zudem die Speicheranlagen benachteiligen, die in anderen Mitgliedstaaten vorhanden sind, und sich auf Flüssiggasterminals und Verbindungsleitungen auswirken.

(203) […] erkennt an, dass es eine komplexe Aufgabe ist, das für die Versorgungssicherheit erforderliche Speichervolumen genau zu bestimmen. Dennoch ist […] der Ansicht, dass es für die Versorgungssicherheit erforderlich sein könnte, alle Untertagespeicher in den Umfang der erforderlichen Speicher einzubeziehen. Angesichts jüngster Entwicklungen ist […] der Auffassung, dass die von Frankreich zugrunde gelegten Szenarien eine stärkere Nutzung speziell der LNG-Ressourcen vorsehen könnten, wodurch sich das für die Versorgungssicherheit erforderliche Volumen verringern würde.

(204) […] stellt darüber hinaus die Entscheidung infrage, den regulierten Umfang allein auf die Untertage-Speicherkapazitäten zu beschränken, zumal in den französischen Vorschriften die Existenz von Speicherbeständen in den Flüssiggasterminals anerkannt wird, und ist der Ansicht, dass diese Bestände geeignet seien, zur Versorgungssicherheit mit Erdgas beizutragen.

(205) Mittel- und langfristig erwartet […], dass Frankreich den Abriss bestimmter seiner Gasinfrastrukturen in Angriff nehmen muss. Entsprechend könnte sich die Stärkung der Einfuhrkapazitäten, selbst wenn dann weniger Volumen mit Blick auf die Versorgungssicherheit gespeichert werden müsste, letztendlich als sehr teure Alternative erweisen. Daher scheint es zweckdienlicher zu sein, die Versorgungssicherheit dadurch zu gewährleisten, dass bestehende Speicherbestände genutzt und nicht durch Einfuhren neue Kapazitäten aufgebaut werden.

5.2.6. *European Federation of Energy Traders („EFET")* ([63])

(206) Der EFET unterstützt die von den französischen Behörden 2018 eingeführte Reform, durch die seiner Auffassung nach in Frankreich ein attraktiver und wettbewerbsfähiger Erdgasspeichermarkt geschaffen worden ist.

(207) In Bezug auf die Vereinbarkeit der Beihilfe mit dem Binnenmarkt stellt der EFET die Methodik der Berechnung des Bestandswertes oder den Satz der Kapitalrendite, die von der CRE festgelegt worden sind, nicht infrage. Der Wert der reglementierten Aktiva sollte dem Bestand der regulierten Aktiva und einem reglementierten Vergütungssatz entsprechen.

(208) Der EFET ist nicht der Ansicht, dass die Einführung der Reform zu Wettbewerbsverfälschungen geführt haben könnte: weder zwischen den französischen Erdgasspeicherbetreibern und Betreibern anderer Mitgliedstaaten, was sich dadurch zeigt, dass sich seit 2018 immer mehr Betreiber in Frankreich und im Ausland am Markt beteiligen, noch zwischen den Erdgasspeicherbetreibern und den LNG-Terminalbetreibern, da der Marktwert der LNG-Terminals seit 2018 beständig wächst.

5.2.7. *Elengy* ([64])

(209) Die Einführung der Reform habe nicht dazu geführt, dass sich die Anreize, LNG-Terminals zu nutzen, künstlich verringern. Erstens hätten sich die Aktivitäten der Terminals von Elengy seit Durchführung der Maßnahme erhöht und 2019 und 2020 Rekordwerte erreicht.

(210) Zweitens hätten viele Faktoren Einfluss auf die Attraktivität von LNG-Terminals: der Abstand zwischen den Märkten der Union und den asiatischen Märkten, die Tarife, das Vorliegen langfristiger Verträge, die Tiefe und Liquidität des nachgelagerten Marktes, die Flexibilität des Terminals sowie die Geschäftsregeln. Die Maßnahme bezüglich der Speicherung von Erdgas hätte keine direkte Auswirkung auf die für die Attraktivität ausschlaggebenden Faktoren, hingegen jedoch indirekte und positive Folgen. Die Reform habe dazu beigetragen, die Speicherkapazität in der Union durch eine verstärkte Tiefe des Unionsmarktes für Erdgas, der es ermöglicht, das Erdgas zu speichern und die Kosten für die Verbraucher zu senken, wenn die Erdgasnachfrage hoch ist, und durch mehr Liquidität auf dem französischen Markt zu maximieren.

([62]) […].
([63]) Im Verband EFET sind über 100 Energiehändler vertreten, die in über 28 europäischen Ländern tätig sind.
([64]) Betreiber von Flüssiggasterminals.

5.2.8. *Enovos* ([65])

(211) Enovos ist der Ansicht, dass der Markt, wenn eine ausreichende Zahl verschiedener Akteure am System teilnehmen, am besten geeignet sei, den Wert von Aktiva festzulegen. Der derzeitige Mechanismus der Versteigerungen führe zu einer gerechten Marktbewertung. Wenn das System der Versteigerungen für einige Akteure zu einer geringeren oder höheren Vergütung führe, würden in den Folgejahren im Rahmen der Versteigerungen Anpassungen erfolgen.

5.2.9. *Fluxys* ([66])

(212) Fluxys merkt an, dass die Erdgasspeicherung in der Union seit einigen Jahren vor signifikanten Herausforderungen stehe, denn es werde für die Erdgasspeicherbetreiber immer schwieriger, ihre Betriebskosten zu decken. Somit müsse ein auf die schnelle Marktentwicklung angepasstes wirtschaftliches Modell eingeführt werden, das den Wert der Erdgasspeicherung für das System und dessen Beitrag für die Versorgungssicherheit abbilde. Eine einseitige Einsetzung von Unterstützungsmechanismen könnte Wettbewerbsverfälschungen gegenüber anderen Mitgliedstaaten der Union zur Folge haben. Daher sei es angebracht, einen Ausgleichsmechanismus, der auf strengen Kriterien beruhe, in allen Mitgliedstaaten der Union anzuwenden.

5.2.10. *Fédération nationale des mines et de l'énergie CGT („FNME-CGT")* ([67])

(213) Laut dem FNME-CGT sind durch die Reform der Erdgasspeicherung in Frankreich die zwei folgenden Ziele erreicht worden: die Versorgungssicherheit zu fairen Preisen für die Verbraucher zu garantieren und die gute Funktionsweise des Fernleitungsnetzes für eine abgesicherte Beförderung sicherzustellen.

(214) In den Augen des FNME-CGT kann die in Rede stehende Maßnahme nicht als staatliche Beihilfe betrachtet werden. Laut dem FNME-CGT werde der Ausgleich nicht mit staatlichen Mitteln finanziert. Zudem sei die in Rede stehende Maßnahme keine Abgabe, die verbindlich und ohne Gegenleistung, wie im Fall einer Steuer, erhoben werde. Auch führt der FNME-CGT aus, dass die Auswirkung des Entgelts für die Nutzung des Fernleitungsnetzes auf die Rechnung des Erdgasverbrauchers nur im Fall von Verbrauchern Pflicht ist, die sich entscheiden, regulierte Tarife zu nutzen, und dass weder die Mittel aus der Speicherabgabe noch die Betreiber, die den Ausgleich erheben, unter staatlicher Kontrolle stehen.

(215) Der FNME-CGT ist nicht der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme einen selektiven Vorteil gewähre, da die Speicherbetreiber Pflichten unterlägen, diese Infrastrukturen in Betrieb zu halten. Darüber hinaus sei in den Vorschriften vorgesehen, dass ein Überschuss an Einnahmen vom Betreiber an die Netzbetreiber zurückzuzahlen ist, was dem Verlust einer wirtschaftlichen Chance gleichkommt.

(216) Selbst bei Einstufung der in Rede stehenden Maßnahme als staatliche Beihilfe wäre sie mit dem Binnenmarkt vereinbar.

(217) Der FNME-CGT betrachtet die Methode der Bewertung der regulierten Aktiva als in Bezug auf das Ziel der Versorgungssicherheit verhältnismäßig. Die Regulierung der Einnahmen der Betreiber auf Grundlage kontrollierter und von der nationalen Regulierungsbehörde genehmigter Kosten führe dazu, dass sichergestellt sei, dass der Letztverbraucher einen im Vorfeld transparent festgelegten Preis zahlt.

(218) Darüber hinaus werde die Methode der Bewertung des RAB auf alle regulierten Infrastrukturtarife in Frankreich angewendet, mit Ausnahme der Elektrizitätsversorgung. Eine Bewertung, die auf den Sommer-Winter-Spreads beruht, hätte die Schwächen eines Marktes nicht ausgleichen können, der nicht in der Lage sei, in den Preisen den Versicherungswert der Aktiva abzubilden. Zudem seien die RAB-Vorschläge der Betreiber einer unabhängigen, von der CRE in Auftrag gegebenen Prüfung unterzogen worden, woraufhin der anfänglich angesetzte RAB-Wert reduziert worden sei. Auch sei im RAB-Anfangswert der abgeschriebene Wert der Aktiva berücksichtigt. Bestimmte, komplett abgeschriebene Aktiva flössen sogar mit dem Wert null in den RAB ein; für diese werde keinerlei Vergütung gezahlt.

(219) Laut dem FNME-CGT lassen noch andere Elemente darauf schließen, dass die Maßnahme verhältnismäßig sei: die regelmäßige Überprüfung des Geltungsumfangs der Regulierung durch die PPE, die Deckung der Kosten der Gasinfrastrukturbetreiber nur insoweit, wie diese Kosten den Kosten „effizienter Betreiber" entsprechen, die Symmetrie des Ausgleichs, wodurch jedes Risiko einer Überzahlung beim Ausgleich vermieden wird, und die Tatsache, dass die Regulierung darauf abzielt, die Kontrahierung der Speicherkapazitäten und die Einnahmen durch Versteigerungen zu maximieren.

([65]) Händler im Energiesektor.
([66]) Speicherbetreiber in Belgien.
([67]) Französischer Gewerkschaftsbund Bergbau und Energie unter dem Dach des Gewerkschaftsverbands „Confédération générale du travail" (CGT).

(220) Der FNME-CGT ist der Ansicht, dass sich die Maßnahme nicht negativ auf Wettbewerb und Handel ausgewirkt habe. Erstens werde der Ausgleich, den der einzelne Lieferant trägt, durch die Merkmale seines Verbrauchs bestimmt, unabhängig von der Tatsache, ob seine Anlagen sich auf französischem Boden oder in einem Nachbarland befänden, sodass keine Wettbewerbsverfälschung zwischen den Lieferanten entstehe. Zweitens stehe die Gasspeicherung nicht mit LNG und den Verbindungsleitungen im Wettbewerb, sondern sie ergänzten sich eher. Die Flüssiggasterminals hätten technische Merkmale und operative Zwänge, die für die LNG-Versorgungskette spezifisch seien. Während die Gasspeicher zum Ziel hätten, Verbrauchsspitzen zu bedienen, stellten die LNG-Terminals und Gasverbindungsleitungen einen Weg zur Einfuhr und Diversifizierung der Erdgasversorgungsquellen dar. Da sich Gasspeicher und Erdgasterminals ergänzten, sei es möglich, eingeführtes LNG in der EU zu niedrigen Kosten zu speichern, zum Vorteil der Erdgasverbraucher. Drittens führe die in Rede stehende Maßnahme nicht zu Wettbewerbsverfälschungen gegenüber Erdgasspeicherbetreibern in anderen Mitgliedstaaten, was sich dadurch zeige, dass die Kontrahierungs- und Nutzungsraten der Speicher in der Union auf dem Vormarsch seien und hohe Werte erreicht hätten.

(221) Anders als die PPE ist der FNME-CGT nicht überzeugt, dass der Erdgasverbrauch um 2 % pro Jahr abnehmen werde, da neue Nutzungsformen für Erdgas entwickelt würden. Der FNME-CGT hebt Kriterien bezüglich der Versorgungssicherheit hervor, die bei der größenmäßigen Auslegung der Infrastrukturen häufig übersehen würden, etwa die höchstens sechsmonatige Nichtverfügbarkeit der Hauptversorgungsquelle bei durchschnittlichen Witterungsbedingungen.

5.2.11. *GRTgaz* ([68])

(222) Laut Auffassung von GRTgaz sind das Netz und die Gasspeicher als ein Ganzes konzipiert und beide für die Deckung der Nachfrage im Winter unverzichtbar. GRTgaz hat Anfang des Jahres 2018 Simulationen durchgeführt, die einen Speicherbedarf von 115 bis 125 TWh ergeben hätten. Dabei seien Szenarien mit einer Witterung berücksichtigt worden, die jüngsten Wintern entsprach. GRTgaz weist ebenfalls darauf hin, dass maximal gefüllte Speicher, d. h. 135 TWh, für einen kalten Winter mit einer Kälteperiode und ohne Rückgriff auf LNG nicht ausreichten.

(223) Zwischen 2012 und 2018 habe GRTgaz regelmäßig auf die Probleme im Zusammenhang mit einer unzureichenden Kontrahierung und Befüllung von Untertagespeichern aufmerksam gemacht, insbesondere auf das Risiko bezüglich der Versorgungssicherheit und unterbrechungsfreien Bereitstellung. Auch ist GRTgaz der Ansicht, dass die Schaffung des landesweit einheitlichen Marktgebiets („TRF“) am 1. November 2018 die Rolle der Speicherung im Gassystem Frankreichs gestärkt habe.

5.2.12. *Hungarian Gas Storage* ([69])

(224) Die Erdgasspeicherung sei eine Garantie und ein Wert für das System an sich, wie sich in den Untersuchungen gezeigt habe, die für die Vereinigung *Gas Infrastructure Europe* durchgeführt wurden. Der Marktpreis bilde diese Werte nicht ab. ([70]) Entsprechend sei ein behördlicher Eingriff notwendig ([71]), wie in Frankreich geschehen. Das französische System sei marktbasiert und garantiere faire Wettbewerbsbedingungen gegenüber anderen Flexibilitätsquellen. Eine Überzahlung beim Ausgleich werde verhindert, denn jede Differenz zwischen den durch Regulierung erzielten Einnahmen und den Markteinnahmen werde zurückerstattet. Die Transparenz des Ausgleichs werde durch die von der CRE festgelegten Modalitäten sichergestellt. Durch die in Rede stehenden Maßnahme komme es zu keiner Wettbewerbsverfälschung auf dem Gasspeichermarkt oder in der Energie-Wertschöpfungskette. Die in Rede stehende Maßnahme sei ein Vorbild für andere Mitgliedstaaten der Union.

5.2.13. *Total Direct Énergie* ([72])

(225) Wie im Erlass über die PPE vorgesehen, wurde der Umfang der für die Versorgungssicherheit erforderlichen Aktiva auf 138,5 TWh festgesetzt, während im vorherigen Speichermechanismus bereits 90 TWh als ausreichend angesehen wurden.

(226) Total Direct Énergie stellt die zugrunde gelegte Annahme einer Nutzung der Verbindungsleitungen mit 1 585 GWh/Tag infrage, da die technischen Kapazitäten bei 1 810 GWh/Tag lägen. Diese Differenz erscheine nicht gerechtfertigt. Die mit zehn Tagen angegebene Lieferdauer müsste aktualisiert und die Lieferfestverträge für LNG müssten berücksichtigt werden (dies würde die durchschnittliche Lieferdauer senken). Auch scheine das Einrechnen von Kältewellen, die nur sechs bis neun Tage anhalten, letztlich den Nutzen des LNG unterzubewerten.

([68]) Gasfernleitungsnetzbetreiber.
([69]) Gasspeicherbetreiber.
([70]) Untersuchung im Auftrag von Gas Infrastructure Europe (GIE): „Gas Storage Market Failures“, Pöyry, September 2017.
([71]) Untersuchung im Auftrag von Gas Infrastructure Europe (GIE): „Measures for a sustainable gas storage market“, FTI-CL Energy, Oktober 2018.
([72]) Im Energiesektor tätiges Unternehmen.

(227) Ein überdimensionierter Umfang der Infrastrukturen würde automatisch dazu führen, dass die Speicherbetreiber überbezahlt würden. Im RAB-Anfangswert müsste den bereits realisierten Abschreibungen Rechnung getragen werden. Auch ist Total Direct Énergie der Ansicht, dass die Aktivität des Speicherbetreibers im Verhältnis zu den Risiken, die sie tragen, zu hoch vergütet ist. Diese Aktivität sei keinen größeren Risiken ausgesetzt als die Aktivität der Fernleitungsnetzbetreiber. Daher sei ein höherer Vergütungssatz nicht gerechtfertigt. Aus diesem Grund dürfe der Vergütungssatz des RAB nicht höher ausfallen als der Satz der FNB, der von der CRE aktuell auf 5,25 % festgesetzt sei.

(228) Total Direct Énergie ist zudem der Auffassung, dass die Bemessung der Maßnahme geeignet sei, die Preissignale auf den Großhandelsmärkten zu stören, und dass für die Akteure keine Anreize bestünden, andere Flexibilitätsinstrumente einsetzen (insbesondere Verbindungsleitungen und LNG), obwohl diese ebenfalls unverzichtbar seien. Total Direct Énergie stellt fest, dass die langfristigen Verträge über Kapazitäten der Verbindungsleitungen in den kommenden Jahren auslaufen, ohne das die aktuellen Marktsignale einen Anreiz setzen würden, diese zu verlängern.

5.2.14. *Uniper Energy Storage* ([73])

(229) Die Verfügbarkeit von Speicherkapazitäten sei unverzichtbar, um einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb der Gesamtheit der Infrastrukturen zur Einfuhr von Erdgas zu gewährleisten. In den Bedingungen des Marktes für die Untertage-Erdgasspeicherung spiegele sich jedoch nicht wider, dass der Markt die volle Ausnutzung der Speicherkapazitäten fördern sollte. ([74]) Seit vielen Jahren sähen sich die Betreiber von Speichersystemen mit deutlich nachgebenden Marktpreisen konfrontiert. Die Lage habe sich durch verschiedene Wettbewerbssituationen in Europa weiter verschärft, je nach den unterschiedlichen nationalen Vorschriften, die für den Zugang zu den Speichern und in Bezug auf die markt- oder vorschriftenbasierte Flexibilität gelten. Eine Vereinheitlichung der nationalen Systeme zur Regulierung der Erdgasspeicherung sei somit erforderlich. ([75])

5.2.15. *Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz („UPRIGAZ")* ([76])

(230) Die UPRIGAZ weist darauf hin, dass Frankreich seinen Mechanismus für die Regulierung der Speicherung aufgrund beim Staatsrat gegen den alten Mechanismus eingelegter Rechtsmittel wegen Befugnismissbrauch bereits geändert habe. Sie ist der Ansicht, dass der aktualisierte Mechanismus zweckdienlich sei und es ermögliche, dass sich ein echter Marktwert der Speichererzeugnisse in Frankreich herausbildet.

(231) Nach Auffassung der UPRIGAZ kann die Nutzung der französischen Flüssiggasterminals und der Terminals in Nachbarländern nicht als durch das die Erdgasspeicherung betreffende Regulierungssystem beeinträchtigt betrachtet werden. Aus den Flüssiggasterminals in Frankreich seien 2017 9,6 Gm^3 ausgespeist worden. Die 2018 (11,1 Gm^3) und 2019 (21,5 Gm^3) festgestellten Ausspeisevolumen hätten zweifelsfrei das Interesse des Marktes an den französischen Flüssiggasterminals in diesem Zeitraum gezeigt. Eine solche Beobachtung lasse sich auch für die Flüssiggasterminals in Nachbarländern machen, wobei Belgien (von 1,1 Gm^3 2017 auf 6,7 Gm^3 2019) und die Niederlande (von 0,8 Gm^3 2017 auf 7,9 Gm^3 2019) einen massiven Anstieg verzeichnet hätten.

(232) Die UPRIGAZ ist ferner der Ansicht, dass die von den französischen Behörden verwendete Methodik, insbesondere die Annahme einer 100%igen Verfügbarkeit der festen Einspeisekapazität an den Netzkopplungspunkten, den Wettbewerb nicht einschränke.

(233) Nach Einschätzung der UPRIGAZ erhalten die französischen Speicherbetreiber durch die in Rede stehende Maßnahme keinen ungebührlichen Vorteil gegenüber ausländischen Betreibern.

6. **WÜRDIGUNG DER IN REDE STEHENDEN MAßNAHME**

6.1. **Staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV**

(234) 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".

([73]) Gasspeicherbetreiber.

([74]) Untersuchungen im Auftrag von Gas Infrastructure Europe (GIE): „Gas Storage Market Failures", Pöyry, September 2017, und „Value of the gas storage infrastructure for the electricity system", Artelys, Oktober 2019.

([75]) Untersuchung im Auftrag von Gas Infrastructure Europe (GIE): „Measures for a sustainable gas storage market", FTI-CL Energy, Oktober 2018.

([76]) Die UPRIGAZ vereint Unternehmen, die über die gesamte Erdgaskette oder Teile davon tätig sind: Dalkia France, Eni, ENGIE, Equinor, ENGIE Cofely, Naturgy, Total Energie Gaz, Teréga, Total Gaz Électricité Holdings France.

(235) Eine Maßnahme ist als staatliche Beihilfe einzustufen, wenn die nachstehend genannten Voraussetzungen sämtlich erfüllt sind: a) Die Maßnahme muss dem Staat zurechenbar sein und durch staatliche Mittel finanziert werden; b) die Maßnahme gewährt einen selektiven Vorteil, der bestimmte Unternehmen oder die Erzeugung bestimmter Waren unter Umständen begünstigt; und c) die Maßnahme verfälscht den Wettbewerb bzw. droht ihn zu verfälschen und ist geeignet, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

6.1.1. *Staatliche Mittel und Zurechenbarkeit zum Staat*

(236) Damit allerdings Maßnahmen als staatliche Beihilfen im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV eingestuft werden können, müssen sie zum einen unmittelbar oder mittelbar aus staatlichen Mitteln gewährt werden und zum anderen dem Staat zuzurechnen sein. ([77])

(237) Was zunächst die Voraussetzung der Zurechenbarkeit der Maßnahme betrifft, ist zu prüfen, ob angenommen werden kann, dass die öffentlichen Stellen am Erlass dieser Maßnahmen beteiligt waren. ([78])

(238) Diesbezüglich ist zunächst anzumerken, dass der Regulierungsmechanismus durch ein 2017 verabschiedetes Gesetz ([79]) eingesetzt wurde, dessen Geltungsumfang per Erlass ([80]) festgelegt ist und dessen Modalitäten von der CRE, einer unabhängigen Behörde, im Rahmen der ihr durch das Gesetz verliehenen Befugnisse auf dem Wege von Beschlüssen festgelegt werden (siehe Erwägungsgründe 15 bis 17). Im Speziellen definiert die CRE die Modalitäten der Versteigerung von Kapazitäten der wesentlichen Infrastrukturen, legt den genehmigten Erlös der Speicherbetreiber fest und bestimmt die Methode zur Berechnung der Speicherabgabe innerhalb der ATRT-Tarife. Der Regulierungsmechanismus ist somit als dem Staat zurechenbar zu betrachten.

(239) Zweitens geht, betreffend der Voraussetzung einer mittelbaren oder unmittelbaren Finanzierung über staatliche Mittel aus der Rechtsprechung des Gerichtshofs hervor, dass nicht in jedem Fall festgestellt werden muss, dass eine Übertragung staatlicher Mittel stattgefunden hat, damit der einem oder mehreren Unternehmen gewährte Vorteil als eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 AEUV angesehen werden kann. ([81])

(240) Der Gerichtshof hat insbesondere entschieden, dass Fonds, die nach den Rechtsvorschriften eines Mitgliedstaats durch Zwangsbeiträge gespeist und gemäß diesen Rechtsvorschriften verwaltet und verteilt werden, als staatliche Mittel im Sinne von Artikel 107 Absatz 1 AEUV betrachtet werden können, selbst wenn ihre Verwaltung nichtstaatlichen Einrichtungen anvertraut ist. ([82]) Ob es sich dabei um staatliche oder privatrechtliche Einrichtungen handelt, ist an sich nicht entscheidend. ([83]) Entscheidend ist diesbezüglich, dass solche Einrichtungen vom Staat mit der Verwaltung staatlicher Mittel betraut und nicht bloß zur Abnahme unter Einsatz ihrer eigenen finanziellen Mittel verpflichtet sind. ([84]) Im Urteil ENEA S.A. hat der Gerichtshof geurteilt, dass eine Maßnahme nicht aus staatlichen Mitteln gewährt wird, wenn die Zusatzkosten, die sich aus dieser Maßnahme ergeben, nicht vollständig auf die Endverbraucher abgewälzt werden können. ([85]) Auch geht aus der Rechtsprechung des Gerichtshofs hervor, dass die Modalitäten der Berechnung dieser Beiträge auf dem Wege von Vorschriften oder per Entscheid eines staatlichen Organs, etwa der nationalen Regulierungsbehörde, bestimmt werden können, ohne dass die Einstufung als „Zwangsbeiträge nach den Rechtsvorschriften eines Mitgliedstaats“ verworfen wird. ([86])

([77]) Urteil vom 16. Mai 2002, Frankreich/Kommission, C-482/99, EU:C:2002:294, Rn. 24; Urteil vom 30. Mai 2013, Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, EU:C:2013:348, Rn. 27, und Urteil vom 19. Dezember 2013, Association Vent De Colère! u. a., C-262/12, EU:C:2013:851, Rn. 16.

([78]) Urteil vom 19. Dezember 2013, Association Vent De Colère! u. a., C-262/12, EU:C:2013:851, Rn. 17 und die dort angeführte Rechtsprechung.

([79]) Gesetz Nr. 2017-1839 vom 30. Dezember 2017 zur Beendigung der Kohlenwasserstoffsuche und -gewinnung und zur Einführung verschiedener Bestimmungen im Bereich Energie und Umwelt („Loi Hydrocarbures“).

([80]) Erlass Nr. 2020-456 über die PPE.

([81]) Urteil vom 16. Mai 2002, Frankreich/Kommission, C-482/99, EU:C:2002:294, Rn. 36, Urteil vom 30. Mai 2013, Doux Élevage und Coopérative agricole UKL-ARREE, C-677/11, EU:C:2013:348, Rn. 34, Urteil vom 28. März 2019, Deutschland/Kommission, C-405/16 P, EU:C:2019:268, Rn. 55, und Urteil vom 20. September 2019, FVE Holýšov I u. a./Kommission, T-217/17, EU:T:2019:633, Rn. 105.

([82]) Urteil vom 2. Juli 1974, Italien/Kommission, 173/73, EU:C:1974:71, Rn. 35; Urteil vom 19. Dezember 2013, Association Vent De Colère! u. a., C-262/12, EU:C:2013:851, Rn. 25, Urteil vom 28. März 2019, Deutschland/Kommission, C-405/16 P, EU:C:2019:268, Rn. 58, und Urteil vom 20. September 2019, FVE Holýšov I u. a./Kommission, T-217/17, EU:T:2019:633, Rn. 107.

([83]) Urteil vom 20. September 2019, FVE Holýšov I u. a./Kommission, T-217/17, EU:T:2019:633, Rn. 126.

([84]) Urteil vom 28. März 2019, Deutschland/Kommission, C-405/16 P, EU:C:2019:268, Rn. 59 und die dort angeführte Rechtsprechung, und Urteil vom 20. September 2019, FVE Holýšov I u. a./Kommission, T-217/17, EU:T:2019:633, Rn. 108.

([85]) Urteil vom 13. September 2017, ENEA, C-329/15, EU:C:2017:671, Rn. 30.

([86]) Urteil vom 15. Mai 2019, Achema u. a., C-706/17, EU:C:2019:407, Rn. 66.

(241) Im Urteil Essent Netwerk Noord ([87]) wurde die betreffende Maßnahme als Abgabe und somit als Maßnahme unter Einsatz staatlicher Mittel eingestuft, da der Preisaufschlag den Käufern der Elektrizität per Gesetz vom Staat nach dem objektiven Kriterium der Zahl der übertragenen Kilowattstunden ([88]) auferlegt wird. Der Gerichtshof weist in diesem Zusammenhang darauf hin, dass die Eigenschaft des Abgabenschuldners unerheblich ist, soweit sich die Abgabe auf das Erzeugnis oder eine im Zusammenhang mit dem Erzeugnis erforderliche Tätigkeit bezieht. ([89])

(242) Darüber hinaus hat der Gerichtshof in seinem Urteil EEG 2012 ([90]) klargestellt, dass der bloße Umstand, dass eine finanzielle Belastung der Versorgungsunternehmen fakultativ ist und nur „in der Praxis" auf die Letztverbraucher abgewälzt wird, keine ausreichende Grundlage für die Schlussfolgerung ist, dass staatliche Mittel vorliegen.

(243) Im vorliegenden Fall fällt zum einen die Deckung der Kosten der Speicherbetreiber in den Bereich des Regulierungsmechanismus über die Entgelte für die Nutzung der Fernleitungsnetze, wie im Gesetz über Kohlenwasserstoffe vorgesehen (siehe Erwägungsgründe 17 und 104). Kraft ihrer gesetzlich vorgesehenen Befugnis (siehe Erwägungsgrund 17) hat die CRE in die ATRT-Tarife eine Tarifkomponente (die Speicherabgabe) eingeführt, die dafür bestimmt ist, den in Rede stehenden Regulierungsmechanismus zu finanzieren (siehe Erwägungsgrund 90). Die Finanzierung deckt auch die Kosten der Leistung der FNB ab, die darin besteht, den Ausgleich zu erheben und weiterzugeben (siehe Erwägungsgrund 105).

(244) In Übereinstimmung mit dem Beschluss der CRE vom 7. Februar 2018 ([91]) sind alle Gaslieferanten, die den Zuschlag für eine feste Lieferkapazität an mindestens einem PITD erhalten haben, verpflichtet, diese Speicherabgabe an den FNB zu zahlen, mit dem sie einen Beförderungsvertrag abgeschlossen haben (siehe Erwägungsgrund 99). Der Betrag der Speicherabgabe für jeden Gaslieferanten wird, nach der Methodik der CRE, abhängig vom angepassten Winter-Gasbezug seiner nicht abschaltbaren und nicht unterbrechbaren Kunden ermittelt, die an das öffentliche Gasverteilernetz angeschlossen sind (siehe Erwägungsgrund 21). Anders als von den Beteiligten dargelegt, ergibt sich aus dem Vorstehenden, dass die Speicherabgabe die Eigenschaft eines Zwangsbeitrags aufweist, die den Gaslieferanten gesetzlich auferlegt wird, und nicht einer fakultativen Abgabe, deren Höhe nach dem objektiven Kriterium des angepassten Winter-Gasbezugs ihrer Kunden auf Basis der von der CRE festgelegten Methodik berechnet wird. Diese Beiträge werden berechnet, um alle Kosten der FNB im Zusammenhang mit dieser Dienstleistung zu decken.

(245) Diese Analyse wird durch den Umstand gestützt, dass die Speicherabgabe, die von den Gaslieferanten gezahlt wird, im Rahmen der regulierten Absatztarife für Erdgas verpflichtend auf die Verbraucher abzuwälzen ist (siehe Erwägungsgründe 98 bis 101).

(246) Zum anderen zahlen, im Einklang mit dem Gesetz über Kohlenwasserstoffe, die FNB den Speicherbetreibern, die in den Geltungsbereich des Regulierungsmechanismus fallen, einen Teil der im Rahmen der ATRT-Tarife erhobenen Summen gemäß den von der CRE, einem öffentlichen Organ, festgelegten Modalitäten aus. Diesbezüglich legt die CRE die Höhe dieses Anteils und der Kosten für die Leistung der Erhebung und Weitergabe fest (siehe Erwägungsgrund 90). Somit sind die FNB per Gesetz dazu ausersehen und befugt, die Summen, die aus der Speicherabgabe stammen, zu erheben und an die regulierten Speicherbetreiber weiterzugeben. Über diese Fonds können die FNB nicht frei verfügen, da sie über keine Befugnis zur Prüfung der Bestimmung und Verwendung dieser Mittel verfügen, die verpflichtend weiterverteilt werden und über deren Höhe die CRE entscheidet.

(247) Folglich weist die Speicherabgabe der ATRT-Tarife, über die die Finanzierung des Regulierungsmechanismus sichergestellt wird, das Merkmal eines Zwangsbeitrags auf, der sowohl Gaslieferanten als auch Verbrauchern per Gesetz in Form reglementierter, von der CRE kontrollierter Tarife auferlegt wird. Ferner werden die Fonds, die aus der Speicherabgabe stammen, von den FNB verwaltet und verteilt. Daher ist die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme aus staatlichen Mitteln gewährt wird.

6.1.2. *Selektiver Vorteil*

(248) Betreffend die Frage, ob ein Vorteil vorliegt, gelten nach ständiger Rechtsprechung des Gerichtshofs Maßnahmen gleich welcher Art, die mittelbar oder unmittelbar Unternehmen begünstigen oder die einen wirtschaftlichen Vorteil gewähren, den das begünstigte Unternehmen unter normalen Marktbedingungen nicht erhalten hätte, als staatliche Beihilfen. ([92])

([87]) Urteil vom 17. Juli 2008, Essent Netwerk Noord BV, C-206/06, EU:C:2008:413.
([88]) Urteil vom 17. Juli 2008, Essent Netwerk Noord BV, C-206/06, EU:C:2008:413, Rn. 47 und 66.
([89]) Urteil vom 17. Juli 2008, Essent Netwerk Noord BV, C-206/06, EU:C:2008:413, Rn. 49.
([90]) Urteil vom 28. März 2019, Deutschland/Kommission, C-405/16 P, EU:C:2019:268.
([91]) Beschluss der CRE Nr. 2018-022 vom 7. Februar 2018 zur Entscheidung über die Entwicklung des Entgelts für die Nutzung der Erdgasfernleitungsnetze von GRTgaz und TIGF ab dem 1. April 2018.
([92]) Urteil vom 17. Juli 2008, Essent Netwerk Noord u. a., C-206/06, EU:C:2008:413, Rn. 79, Urteil vom 27. Juni 2017, Congregación de Escuelas Pías Provincia Betania, C-74/16, EU:C:2017:496, Rn. 65, und Urteil vom 15. Mai 2019, Achema u. a, C-706/17, EU:C:2019:407, Rn. 74.

(249) Im vorliegenden Fall erhalten die regulierten Speicherbetreiber durch den Regulierungsmechanismus den Nutzen garantierter Einnahmen, die von der CRE festgelegten „genehmigten Erlöse", sodass die Deckung ihrer Kosten gewährleistet ist, solange es sich dabei um die Kosten eines „effizienten Betreibers" handelt, sowie eine normale Vergütung des investierten Kapitals (siehe Erwägungsgrund 21 oben). Diese genehmigten Erlöse werden über die von den Betreibern direkt erzielten Einnahmen und, wenn diese Einnahmen geringer sind als die genehmigten Erlöse, über den von den FNB ausgezahlten Speicherausgleich abgedeckt. Auf diese Weise unterliegen die regulierten Speicherbetreiber, deren eventuelle Verluste ausgeglichen werden, nicht mehr der Schwankung unter normalen Marktbedingungen. Daher folgt die Kommission den von den Beteiligten vorgebrachten Argumenten nicht, sondern ist der Ansicht, dass für die Betreiber wesentlicher Speicherinfrastrukturen ein wirtschaftlicher Vorteil vorliegt.

(250) Betreffend die Selektivität des Vorteils hat der Gerichtshof geurteilt, dass die Würdigung dieser Voraussetzung die Feststellung verlangt, ob die fragliche nationale Maßnahme im Rahmen einer bestimmten rechtlichen Regelung geeignet ist, „bestimmte Unternehmen oder Produktionszweige" gegenüber anderen Unternehmen oder Produktionszweigen zu begünstigen, die sich im Hinblick auf das mit der betreffenden Regelung verfolgte Ziel in einer vergleichbaren tatsächlichen und rechtlichen Situation befinden und somit eine unterschiedliche Behandlung erfahren. ([93])

(251) Im vorliegenden Fall wird der Regulierungsmechanismus nur auf Untertage-Erdgasspeicherinfrastrukturen angewendet, die als erforderlich betrachtet werden, um die Versorgungssicherheit des französischen Staatsgebiets mittel- und langfristig zu gewährleisten. Die erschöpfende Liste der wesentlichen Infrastrukturen wird per Erlass festgelegt (siehe Erwägungsgrund 19).

(252) Für den Winter 2018-2019 umfasste diese Liste vorübergehend alle Speicherinfrastrukturen auf französischem Staatsgebiet (siehe Erwägungsgrund 16). In den Vorschriften in ihrer aktuellen Fassung entsprechen die wesentlichen Speicherinfrastrukturen für den Zeitraum 2019-2023 der Gesamtheit der Speicherinfrastrukturen, die auf französischem Staatsgebiet in Betrieb sind, somit unter Ausschluss der drei Infrastrukturen, die in Reserve versetzt sind, sowie zweier Erdgasspeicherstandorte in der Projektphase (siehe Erwägungsgründe 49 und 50). Die aktuelle PPE sieht ebenfalls eine Kürzung der Liste der wesentlichen Infrastrukturen im Zuge der nächsten Überprüfung der PPE vor (siehe Erwägungsgrund 52).

(253) Vom Geltungsbereich des Regulierungsmechanismus sind somit Erdgasspeicherstandorte ausgeschlossen, die in Reserve versetzt sind. Ferner sieht Frankreich vor, dass Standorte, die heute aktiv in Betrieb sind, in Zukunft ausgeschlossen werden, da in der PPE von einer sinkenden Erdgasnachfrage ausgegangen wird. Darüber hinaus sind auch die Speicherbetreiber anderer Mitgliedstaaten, insbesondere benachbarter Mitgliedstaaten, ausgeschlossen. Im Übrigen sind auch die Betreiber anderer Flexibilitätsinstrumente ausgeschlossen, die ebenfalls dazu beitragen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wie etwa die Betreiber von Flüssiggasterminals oder der Verbindungsleitungen.

(254) Folglich ist die Kommission im Gegensatz zu den Beteiligten der Ansicht, dass — selbst wenn das Vorliegen eines selektiven Vorteils auf nationaler Ebene untersucht würde und nur die Erdgasspeicherinfrastrukturen beträfe — die in Rede stehende Maßnahme einen selektiven Vorteil gewährt, denn dieser Vorteil ist den Betreibern wesentlicher Speicherinfrastrukturen vorbehalten, die auf der Liste der aktuellen PPE stehen.

(255) Daraus folgt, dass durch die in Rede stehende Maßnahme bestimmte Unternehmen gegenüber anderen bevorzugt werden, die sich, in Bezug auf das mit besagtem System verfolgte Ziel, in einer tatsächlich und rechtlich vergleichbaren Situation befinden.

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

(256) Betreffend eine mögliche Beeinträchtigung des Handels zwischen Mitgliedstaaten kann, laut der Rechtsprechung des Gerichtshofs, der Umstand, dass ein Wirtschaftssektor wie der Erdgassektor auf Unionsebene liberalisiert worden ist, dazu führen, dass die Beihilfen den Handel zwischen den Mitgliedstaaten tatsächlich oder potenziell beeinflussen. ([94])

([93]) Urteil vom 14. Januar 2015, Eventech, C-518/13, EU:C:2015:9, Rn. 53 bis 55, sowie Urteil vom 21. Dezember 2016, Commission/World Duty Free Group u. a., C-20/15 P und C-21/15 P, EU:C:2016:981, Rn. 54.

([94]) Urteil vom 5. März 2015, Banco Privado Português et Massa Insolvente do Banco Privado Português, C-667/13, EU:C:2015:151, Rn. 51, Urteil vom 18. Mai 2017, Fondul Proprietatea, C-150/16, EU:C:2017:388, Rn. 34, und Urteil vom 15. Mai 2019, Achema u. a, C-706/17, EU:C:2019:407, Rn. 94.

(257) Im vorliegenden Fall erhalten die Betreiber wesentlicher Speicherinfrastrukturen auf französischem Staatsgebiet durch die Einführung des Regulierungsmechanismus einen Vorteil gegenüber ihren Mitbewerbern. Das betrifft vorrangig die Speicherbetreiber anderer Mitgliedstaaten, auch wenn manche anführen, dass der Markt ein regional strukturierter Markt sei. Die Beiträge der Beteiligten veranlassen die Kommission nicht dazu, eine Auswirkung der Maßnahme auf die Erdgasspeicherung in den Nachbarländern auszuschließen, insbesondere in Belgien, wo für die Erdgasspeicherung keine garantierte Vergütung gilt.

(258) Die Kommission kann auch eine Auswirkung auf die Betreiber anderer Flexibilitätsinstrumente nicht ausschließen, etwa die Betreiber von Flüssiggasterminals und die Betreiber der Verbindungsleitungen. Zwar gilt auch für sie das Prinzip eines genehmigten Erlöses, wie die Beteiligten anführen, aber ihre Einnahmen werden nicht in gleicher Weise vom Staat aufgestockt.

(259) Da der Erdgasmarkt auf Unionsebene liberalisiert worden ist, beeinträchtigt ein eventueller Vorteil, der einem Unternehmen des Sektors gewährt wird, potenziell den Handel zwischen den Mitgliedstaaten. Folglich ist die Kommission der Ansicht, dass die Maßnahme droht, den Handel zwischen Mitgliedstaaten zu beeinträchtigen.

(260) Im vorliegenden Fall zielt die in Rede stehende Maßnahme darauf ab, den Betreiber von wesentlichen Speicherinfrastrukturen eine bestimmte Einnahmenhöhe zu garantieren. Die Kommission ist daher der Auffassung, dass die Maßnahme den Wettbewerb möglicherweise verfälschen kann.

6.1.4. *Schlussfolgerung bezüglich der Einstufung der in Rede stehenden Maßnahme als staatliche Beihilfe*

(261) Aus den in den Erwägungsgründen 234 bis 260 dargelegten Gründen ist die Kommission der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme eine staatliche Beihilfe im Sinne von Artikel 107 AEUV darstellt.

6.2. **Rechtswidrigkeit der staatlichen Beihilfe**

(262) Durch die Festlegung der genehmigten Erlöse der Speicherbetreiber ab dem 1. Januar 2018, durch die Durchführung von Versteigerungen und die Einführung einer Speicherabgabe in die ATRT-Tarife ab dem 1. April 2018 haben die französischen Behörden einen Regulierungsmechanismus angewendet, der eine staatliche Beihilfe darstellt.

(263) Die französischen Behörden haben die in Rede stehende Maßnahme nicht vor dem Datum, an dem mit ihrer Durchführung begonnen wurde, bei der Kommission angemeldet. Damit hat Frankreich gegen Artikel 108 Absatz 3 AEUV verstoßen. Folglich ist die Kommission der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme rechtswidrig durchgeführt worden ist.

6.3. **Vereinbarkeit der staatlichen Beihilfe mit dem Binnenmarkt**

6.3.1. *Rechtsgrundlage für die Würdigung der Vereinbarkeit der in Rede stehenden Maßnahme*

(264) Der Regulierungsmechanismus für die Erdgasspeicherinfrastrukturen, der in Frankreich durchgeführt worden ist, zielt darauf ab, die Weiterentwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung zu fördern, damit mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit mit Erdgas gewährleistet ist.

(265) Die Kommission stellt fest, dass zum ersten Mal die Vereinbarkeit eines die Erdgasspeicherung betreffenden Regulierungsmechanismus mit dem Binnenmarkt gewürdigt wird.

(266) Diese Art Maßnahme ist weder in den Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen ([95]) noch in einer anderen Leitlinie der Kommission vorgesehen.

(267) Es ist zweckmäßig, die Vereinbarkeit des Regulierungsmechanismus mit dem Binnenmarkt in Bezug auf die Bestimmungen des AEUV und insbesondere Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV zu würdigen, der besagt, dass Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige, soweit sie die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft, als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden können.

([95]) Mitteilung der Kommission — Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (ABl. C 200 vom 28.6.2014, S. 1).

(268) Damit also die staatliche Beihilfe als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden kann, muss sie zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete bestimmt sein, und darf zweitens die Handelsbedingungen nicht in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft. ([96])

(269) Im Rahmen der ersten Voraussetzung prüft die Kommission, ob die Beihilferegelung dazu bestimmt ist, die Entwicklung bestimmter Wirtschaftszweige zu fördern. Im Rahmen der zweiten Voraussetzung wägt die Kommission die positiven Auswirkungen der Beihilfe zur Entwicklung der Wirtschaftszweige, die die Beihilfe unterstützen soll, gegenüber den negativen Auswirkungen, die die Beihilfe für den Binnenmarkt haben könnte, im Hinblick auf Wettbewerbsverfälschungen und ungünstige Auswirkungen der Beihilfe auf den Handel ab.

6.3.2. *Förderung der Entwicklung eines Wirtschaftszweigs*

6.3.2.1. Entwickelter Wirtschaftszweig

(270) Gemäß Artikel 107 Absatz 3 Buchstabe c AEUV müssen Beihilfen, damit sie als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden, die Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige fördern. ([97]) Sie müssen für das oder die betroffenen Unternehmen Anreize setzen, damit sie ihr Verhalten so ändern, dass die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs gefördert wird, was ohne die Beihilfe nicht geschähe oder nur begrenzt oder auf andere Art und Weise. Die Beihilfen dürfen weder die Kosten einer Wirtschaftstätigkeit subventionieren, die ein Unternehmen ohnehin zu tragen hätte, noch das übliche Geschäftsrisiko einer Wirtschaftstätigkeit ausgleichen.

(271) Im vorliegenden Fall handelt es sich bei dem durch die Beihilfe entwickelten Wirtschaftszweig um die Erdgasspeicherung in Frankreich.

(272) Der Regulierungsmechanismus zielt darauf ab, das wirtschaftliche Verhalten der Erdgasspeicherbetreiber zu ändern. Die französischen Behörden haben angegeben, dass, wenn Frankreich nicht den Regulierungsmechanismus eingeführt und das frühere System der Speicherpflichten abgeschafft hätte, der von den Speicherbetreibern praktizierte Preis sehr nahe am Spread der Absatzpreise für Erdgas läge. Die Spreads verringern sich allerdings seit 2009. Aus diesem Grund sei es den Speicherbetreibern mit der Preispraxis vor Einführung der Reform nicht mehr möglich gewesen, ihre Kosten zu decken. Infolge der sinkenden Rentabilität der Erdgasspeicherung in Frankreich wurden drei Erdgasspeicherstandorte 2014 bzw. 2015 in Reserve versetzt (siehe Erwägungsgrund 10). Frankreich erkannte daraufhin das reale Risiko, dass die Betreiber die dem Markt angebotene Speicherkapazität weiter reduzieren und weitere Speicherstandorte in Reserve versetzen würden.

(273) Die Kommission stellt ebenfalls fest, dass der Füllstand der Speicherstandorte abgenommen hat. Tatsächlich war 2017-2018 eine Kontrahierungsrate der Speicherkapazitäten von nur 63 % zu verzeichnen. Die sinkende Kontrahierungsrate hat auf diese Weise zu einem zusätzlichen Rückgang der Einnahmen für die Betreiber geführt.

(274) Dank der Reform haben sich die Kontrahierungsraten erhöht und in den Zeiträumen 2018-2019 und 2019-2020 eine Kontrahierungsrate der Speicherkapazitäten von 93 % erreicht.

(275) In einem kontrafaktischen Szenario, ohne Einführung des Regulierungsmechanismus, hätte das Risiko eines signifikanten Rückgangs der Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich bestanden. Seit der Durchführung der Reform haben der genehmigte Erlös und die Pflicht der Speicherbetreiber, Speicherkapazitäten auf dem Wege der Versteigerung zur Verfügung zu stellen, die Entwicklung der Wirtschaftstätigkeit der Speicherbetreiber begünstigt.

(276) Folglich ist die Kommission der Ansicht, dass der Regulierungsmechanismus die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich fördert.

6.3.2.2. Übereinstimmung der Beihilferegelung mit anderen Rechtsvorschriften der Union

(277) Die Kommission stellt fest, dass die in Rede stehende Maßnahme und der entwickelte Wirtschaftszweig mit den Rechtsvorschriften der Union übereinstimmen.

([96]) Urteil vom 22. September 2020 in der Sache C-594/18 P, Österreich/Kommission (Hinkley Point C), EU:C:2020:742, Rn. 19.
([97]) So ist es jüngst im Urteil des Gerichtshofs vom 22. September 2020, Österreich/Kommission, EU:C:2020:742 bestätigt worden.

(278) Im Bereich Energie muss jede auf die Finanzierung einer staatlichen Beihilfe ausgerichtete Abgabe insbesondere mit den Artikeln 30 und 110 AEUV im Einklang stehen. Im vorliegenden Fall gibt es einen zwingenden Verwendungszusammenhang zwischen der Speicherabgabe und der Unterstützung, die den Speicherbetreibern gewährt wird (siehe Erwägungsgrund 246). Eine Abgabe, die auf inländische und eingeführte Erzeugnisse nach denselben Kriterien erhoben wird, kann jedoch nach dem AEUV verboten sein, wenn das Aufkommen aus dieser Belastung dazu bestimmt ist, Tätigkeiten zu fördern, die speziell den belasteten inländischen Erzeugnissen zugutekommen.

(279) Im vorliegenden Fall wird zum einen die Speicherabgabe von den Gaslieferanten entrichtet, die das Erdgasfernleitungsnetz nutzen, wobei es sich fast gänzlich um eingeführtes Erdgas handelt, und zwar unabhängig davon, ob die Gaslieferanten in Frankreich oder im Ausland ansässig sind (siehe Erwägungsgründe 98 bis 100). Zum anderen handelt es sich bei den Begünstigten um die Betreiber von Erdgasspeicherinfrastrukturen. Französische und ausländische Gaslieferanten haben auf nicht diskriminierende Weise Zugang zu den Versteigerungen, die die Betreiber der Erdgasspeicherinfrastrukturen durchführen (siehe Erwägungsgrund 20). Es ist also keine Situation, in der die Belastung speziell den belasteten inländischen Erzeugnissen zugutekommt. Artikeln 30 und 110 AEUV wird somit entsprochen.

(280) Im Übrigen ist, wie in Erwägungsgrund 12 beschrieben, in Artikel 33 der Richtlinie 2009/73/EG ausdrücklich die Möglichkeit vorgesehen, dass ein Mitgliedstaat Regulierungsvorschriften für Speicherinfrastrukturen einführt. Die Erdgasspeicherung fällt zudem unter die Maßnahmen, die die Mitgliedstaaten einsetzen können, um für die Einhaltung der Pflichten gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 zu sorgen, zu den dort genannten Bedingungen, insbesondere die Pflicht zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung der Kunden im eigenen Land, wobei zu beachten ist, dass der Erdgasbinnenmarkt weiterhin reibungslos und ununterbrochen funktionieren muss.

6.3.2.3. Schlussfolgerung bezüglich des Beitrags zur Förderung der Entwicklung eines Wirtschaftszweigs

(281) In Anbetracht obiger Ausführungen ist die Kommission der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme im Einklang mit den übrigen Rechtsvorschriften der Union zur Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich beiträgt.

6.4. **Die negativen Auswirkungen der Beihilfe verändern nicht die Handelsbedingungen in einer dem gemeinsamen Interesse zuwiderlaufenden Weise**

(282) Die Kommission bewertet, ob die negativen Auswirkungen der Beihilfe nicht die Handelsbedingungen in einer dem gemeinsamen Interesse zuwiderlaufenden Weise verändern. Zunächst führt die Kommission die positiven Auswirkungen der Beihilfe auf und berücksichtigt dabei auch das gemeinsame Interesse, anschließend bewertet sie die Elemente, durch die sich die negativen Auswirkungen der Beihilfe auf den Handel begrenzen lassen, das heißt die Notwendigkeit, die Angemessenheit, die Verhältnismäßigkeit und die Transparenz der Beihilfe. Gestützt auf diese Analyse erkennt die Kommission die Folgen, die für den Handel bestehen, bevor sie die positiven und negativen Auswirkungen der Beihilfe auf den Binnenmarkt gegeneinander abwägt.

6.4.1. *Positive Auswirkungen der Beihilfe*

(283) Wie aus den Erwägungsgründen 270 bis 276 hervorgeht, wirkt sich die Beihilferegelung positiv auf die Förderung der Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich aus.

(284) Darüber hinaus stellt die Kommission fest, dass die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung positive Auswirkungen auf die mittel- und langfristige Sicherheit der Versorgung mit Erdgas in Frankreich hat. Die Speicherung ist notwendig, damit sichergestellt ist, dass die Kapazität des Netzes für die Nachfrage in Kälteperioden ausreicht und dass die Beförderung des Gases im Erdgasfernleitungsnetz bei Engpässen funktioniert.

(285) Bezüglich der Kälteperioden hat Frankreich Simulationen der Erdgasnachfrage und der mittel- und langfristigen Erdgasversorgungskapazität durchgeführt. Die Erdgasnachfrage wurde dabei für Kälteperioden von einem bis dreißig Tage geschätzt, wie es einmal alle fünfzig Jahre in Frankreich vorkommt (siehe Erwägungsgrund 25). Die französischen Behörden stellten verschiedene Hypothesen über die Entwicklung des Erdgasverbrauchs in den nächsten zehn Jahren auf. Schließlich wurde die Annahme eines Rückgangs des Verbrauchs um 2 % im Zeitraum 2018-2028 zugrunde gelegt (siehe Erwägungsgrund 26). Ebenfalls geschätzt wurden die Auswirkungen der Unterbrechbarkeitsinstrumente, die jedoch noch nicht durchgeführt worden sind (siehe Erwägungsgrund 28).

(286) Angebotsseitig berücksichtigten die französischen Behörden die Verfügbarkeitsparameter der verschiedenen Erdgasquellen. Insbesondere wurde die Annahme einer 100%igen Nutzung der festen Kapazitäten der bestehenden Verbindungsleitungen zugrunde gelegt, sowie die Versorgung mit LNG über Flüssiggasterminals mit einer zehntägigen Lieferfrist für neue Gaslieferungen (siehe Erwägungsgründe 33 bis 38).

(287) Diese Methodik erscheint mit historischen Daten und den Verfügbarkeitsprognosen zum Zeitpunkt der Analyse kohärent.

(288) Die Schätzungen der französischen Behörden haben einen Erdgasspeicherbedarf in Höhe von 2 376 GWh/Tag als Entnahmemenge bei einem Füllstand von 45 % des Nutzvolumens für Kälteperioden im Zeitraum zwischen 2019 und 2025 ergeben.

(289) Wie jedoch in Erwägungsgrund 10 erwähnt, haben die seit 2009 sinkenden Spreads dazu geführt, dass die Kontrahierungsraten bei den Speicherkapazitäten unter das Niveau gefallen sind, das zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlich ist, und dass zudem drei Standorte in Reserve versetzt worden sind, obwohl eine Pflicht der Lieferanten besteht, Erdgasspeicherbestände vorzuhalten.

(290) Folglich scheint es, dass die normale Funktionsweise des Erdgasspeichermarktes nicht dazu führt, dass die Speicherinfrastrukturen, die als erforderlich erachtet werden, um das von Frankreich verlangte Niveau der Versorgungssicherheit zu gewährleisten, garantiert in Betrieb gehalten werden. Die Beihilferegelung hat daher zum Ziel, die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich zu fördern, was allein im Rahmen der normalen Funktionsweise des Marktes nicht gesichert ist.

6.4.2. *Begrenzung der negativen Auswirkung der Beihilferegelung auf den Binnenmarkt*

(291) Im Einleitungsbeschluss hat die Kommission festgestellt, dass sich die von den französischen Behörden eingeführte Beihilferegelung auf die folgenden Märkte auswirken könnte: i) die französischen Erdgaslieferanten und die Lieferanten anderer Mitgliedstaaten, ii) die Speicherbetreiber einerseits und die Betreiber von LNG-Terminals und die Betreiber von Verbindungsleitungen andererseits, sowie iii) die französischen Erdgasspeicherbetreiber und die Betreiber anderer Mitgliedstaaten.

(292) Die Kommission bewertet die Elemente, die dazu beitragen könnten, die negative Auswirkung der in Rede stehenden Maßnahme zu begrenzen, das heißt die Eigenschaft der Notwendigkeit, Angemessenheit und Verhältnismäßigkeit dieses Mechanismus sowie seine Transparenz.

a) Notwendigkeit der Beihilferegelung

Die Kommission ist der Ansicht, dass ein Eingriff des Staates notwendig ist, wenn dieser Eingriff in einer gegebenen Situation eine signifikante Verbesserung gegenüber der normalen Funktionsweise des Marktes mit sich bringen kann, auf dessen Grundlage allein es nicht möglich wäre, zum Beispiel eine klar umgrenzte Schwäche des Marktes zu beheben.

(293) Wie in Erwägungsgrund 10 angegeben, sinken die Spreads seit 2009 und die Speicherbetreiber waren nicht mehr in der Lage, ihre Kosten zu decken. Es bestand das Risiko, dass der Wirtschaftszweig der Erdgasspeicherung in Frankreich erheblich schrumpft. Seit Durchführung der Reform hat sich hingegen die Erdgasspeicherrate in Frankreich erhöht.

(294) Daraus schlussfolgert die Kommission, dass die Reform erforderlich war, um die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich zu fördern.

b) Angemessenheit der Beihilferegelung

(295) Eine Beihilfe stellt ein Eingriffsinstrument dar, das geeignet ist, einen Wirtschaftszweig zu fördern, wenn sich dasselbe Ergebnis nicht mit anderen Eingriffsinstrumenten, die zu weniger Wettbewerbsverfälschung führen, erreichen lässt.

(296) Frankreich hat mehrere alternative Instrumente in Betracht gezogen, aber diese würden nicht auf dieselbe Weise die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung in Frankreich fördern und auch nicht dasselbe Niveau der Versorgungssicherheit gewährleisten, und zwar aus den folgenden Gründen.

(297) Erstens hätte die Beibehaltung der früheren Regelung, die den Lieferanten Pflichten zur Speicherung auferlegte, nicht die Versorgungssicherheit garantiert. In Anbetracht dessen, dass der Spread inzwischen deutlich unter den Kosten der Speicherkapazitäten liegt, haben sich die Anreize für Lieferanten, Kapazitäten zu reservieren, erheblich verringert, was dazu geführt hat, dass drei Standorte in Reserve versetzt wurden. Weitere Standorte in Reserve wären problematisch geworden, da die Einschätzung des Speicherbedarfs gezeigt hat, dass alle Anlagen notwendig sind, um im Fall einer längeren Kältewelle die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Im Übrigen lagen die globalen Kosten der Speicherung im Rahmen des Systems der Speicherpflichten höher ([5 bis 8 EUR/MWh 2016 und 2017]) als beim Regulierungsmechanismus (5,6 EUR/MWh nach der Reform).

(298) Zweitens wäre auch der Ausbau des Gasnetzes und der Verbindungsleitungen aufgrund der hohen Kosten dieser Maßnahmen im Vergleich zur Nutzung bestehender Speicherinfrastrukturen keine gangbare Alternative. In jedem Fall würde diese Art Investition keine Abhilfe für den Fall einer eventuellen Erdgasknappheit in einer Kälteperiode schaffen und stünde nicht mittelfristig zur Verfügung.

(299) Ebenso geht aus den von Frankreich vorgelegten Informationen hervor, dass ein verstärkter Rückgriff auf LNG keine gangbare Alternative darstellt, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Tatsächlich werden die bestehenden Verflüssigungsanlagen nahezu mit Maximalkapazität betrieben, damit sich die hohen Investitionskosten amortisieren. Darüber hinaus unterliegen fast alle LNG-Lieferungen langfristigen Verträgen, da diese Projekte sehr kapitalintensiv sind, und die Mengen sind daher bereits vor ihrer Erzeugung verkauft. Im Übrigen erklärt sich durch die niedrigeren Kosten der Erdgasspeicherung in Gasform, weshalb die Speicherung von LNG weltweit nur wenig entwickelt ist. Daher stehen kurzfristig auch nur geringe Mengen LNG zur Verfügung.

(300) Drittens hat Frankreich erläutert, dass ein rein administratives System aus Sanktionen, die den Lieferanten im Fall ausbleibender Erdgaslieferungen an Endkunden auferlegt werden, ebenfalls nicht als zufriedenstellende Ersatzmaßnahme betrachtet werden könne. Tatsächlich stellt ein solches System dahin gehend ein Machbarkeitsproblem dar, dass sich die europäischen Gasmärkte täglich neu austarieren. Abschaltmaßnahmen, die der Netzbetreiber durchführt, wenn der Druck im Netz kritisch niedrige Werte erreicht, würden in der Folge zu einer Erdgashandelstätigkeit führen, die es sehr erschweren würde, den Lieferanten auszumachen, der ursprünglich seine Vertragspflicht nicht erfüllt hat. Auch sind die abgeschalteten Kunden nicht unbedingt Kunden dieses betreffenden Lieferanten. In diesem Zusammenhang macht Frankreich deutlich, dass Ex-ante-Maßnahmen Ex-post-Sanktionen vorzuziehen sind.

(301) Viertens trifft auf die Abschaltung oder die Unterbrechbarkeitsinstrumente dasselbe zu. Laut den französischen Behörden ist die Abschaltung ein Mittel letzter Wahl im Fall einer Versorgungskrise und kein Flexibilitätsmechanismus, und dessen Wirksamkeit hängt davon ab, ob der Verbraucher der Abschaltaufforderung des Netzbetreibers Folge leistet, wenn eine automatische Fernabschaltung nicht möglich ist. Jedoch wird mit dem Mechanismus für die Regulierung der wesentlichen Speicherinfrastrukturen gerade versucht, Versorgungskrisen zu verhindern, die eine Abschaltung erforderlich machen würden. Die Unterbrechbarkeitsinstrumente, die für unwägbare Risiken und Risiken geringer Wahrscheinlichkeit von der Art einer Kälteperiode bestimmt sind, waren zum Zeitpunkt der Reform noch nicht ausdefiniert und sind in die Bewertung der Erdgasnachfrage eingeflossen. Die Unterbrechbarkeitsinstrumente sind jedoch eher nicht auf Engpassrisiken abgestimmt, die sich durch eine geringere Unwägbarkeit, aber höhere Wahrscheinlichkeit auszeichnen.

(302) Vor diesem Hintergrund ist die Kommission der Ansicht, dass der Regulierungsmechanismus ein geeignetes Instrument ist, um die Entwicklung des Wirtschaftszweigs der Erdgasspeicherung zu fördern und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

c) Verhältnismäßigkeit der Beihilferegelung

(303) Eine Beihilfe wird als verhältnismäßig betrachtet, wenn ihre Höhe auf ein notwendiges Mindestmaß beschränkt bleibt, um die Auswirkungen auf den Binnenmarkt zu begrenzen.

(304) Im vorliegenden Fall liegt der Nutzen der Speicherbetreiber im Rahmen des Regulierungsmechanismus darin, dass sie garantierte Erlöse erhalten. Die Würdigung der Verhältnismäßigkeit des Regulierungsmechanismus umfasst, dass die Verhältnismäßigkeit der Methode zur Berechnung des genehmigten Erlöses für die Speicherbetreiber gewürdigt wird, die in den Erwägungsgründen 59 bis 81 beschrieben ist.

(305) In ihrem Einleitungsbeschluss brachte die Kommission Zweifel bezüglich des Verfahrens der unabhängigen wirtschaftlichen Bewertung des Marktwertes des RAB zum Zeitpunkt der Durchführung des Regulierungsmechanismus durch die CRE zum Ausdruck. Dies hätte nach Auffassung der Kommission die Verhältnismäßigkeit der Beihilferegelung infrage stellen können.

(306) Zwar stützt sich diese Wertfindung hauptsächlich auf den Bruttobuchwert und die Abschreibung der Aktiva, doch konnten Frankreich und die Begünstigten nachweisen, dass die CRE am 31. Dezember 2016 eine umfassende Neubewertung des RAB-Anfangswertes vorgenommen hatte. Die CRE hatte in der Tat überprüft, ob die von den Betreibern verlangten Abschreibungszeiträume jeweils der Dauer entsprachen, die in ihren früheren Büchern ausgewiesen war, wie auch den Standardzeiträumen, die in anderen Ländern in diesem Sektor üblich sind. Die CRE hat insbesondere die Abschreibungsdauer für Kissengas infrage gestellt. Wie aus Erwägungsgrund 73 hervorgeht, wies die CRE den Wunsch einer Abschreibungsdauer von 250 Jahren zurück und legte eine Abschreibungsdauer für Kissengas von 75 Jahren zugrunde. Im Rahmen ihrer Analyse wurde die CRE bei der Festlegung des RAB-Anfangswertes von externen Wirtschaftsprüfexperten unterstützt. Die Kommission merkt an, dass die CRE im Anschluss an diese Analysen einen RAB-Anfangswert für die drei Betreiber in Höhe von 4,8 Mrd. EUR angesetzt hat, d. h. einen um 13 % niedrigeren Wert als der von den Betreibern verlangte RAB-Wert (siehe Tabelle 4 in Erwägungsgrund 77).

(307) Die Kommission stellt außerdem fest, dass die Anwendung alternativer Methoden, etwa der Wert der Speicherbetreiber in den Büchern ihrer Aktionäre, die bei Transaktionen jüngeren Datums zugrunde gelegten Werte oder die Verwendung des Ansatzes Discounted Cash-Flow in der Untersuchung von PwC zu Teréga, zu ähnlichen Aktiva-Werten führt (siehe Erwägungsgründe 76, 129 und 160).

(308) Darüber hinaus wird bei Anwendung eines Wertes, der auf Spread-Basis ermittelt wird, nicht der Wert berücksichtigt, den die Erdgasspeicherung für das System im Hinblick auf die Versorgungssicherheit darstellt. Ein solcher Indikator würde demnach die mittel- und langfristige Entwicklung nicht hinreichend abbilden, um als Indikator für einen Regulierungsmechanismus wie den hier vorliegenden sinnvoll zu sein, der dafür ausgelegt ist, mittel- und langfristig die Versorgungssicherheit sicherzustellen.

(309) In den Stellungnahmen, die im Rahmen des Verfahrens bei der Kommission eingingen, wurde dargelegt, dass eine Aufstellung zurückliegender Einnahmen der Betreiber aufgrund mangelnder Daten zwangsläufig unvollständig wäre und allgemeinen Rechtsgrundsätzen zuwiderliefe.

(310) Die Kommission stellt darüber hinaus fest, dass der Speichertarif dafür bestimmt ist, die Kosten der Betreiber zu decken, insoweit es sich dabei um die Kosten eines „effizienten Betreibers" handelt. Dazu überprüft die CRE den von den Betreibern verlangten Ausgleich zu Beginn jeder Tarifperiode und verifiziert auf jährlicher Basis die von den Betreibern geplanten Investitionen (siehe Erwägungsgrund 82). Der Ausgleich enthält zudem ein Element zur Abgrenzung von Aufwendungen und Erträgen. Die Kommission stellt fest, dass die CRE für die Jahre 2018-2019 nur die Kosten berücksichtigt hat, die als effizient angesehen wurden, und dass seit ATS 2 zahlreiche Posten einem Anreiz zur Kostenkontrolle unterliegen: anreizschaffende Regulierung zur Kontrolle der betrieblichen Aufwendungen und Investitionsausgaben sowie anreizschaffende Regulierung der Servicequalität (siehe Erwägungsgründe 60, 61, 65, 83, 84 und 85).

(311) Schließlich ist die Methodik zur Festlegung der WACC der Erdgasspeicherstandorte und der Aufschlag in Bezug auf den Referenzsatz von GRTgaz angemessen.

(312) Entsprechend zieht die Kommission die Schlussfolgerung, dass die Vergütungsmethode der CRE und insbesondere die Bewertung der regulierten Aktiva zu einem Ausgleich führt, der in der Weise verhältnismäßig ist, dass die Auswirkungen der Beihilferegelung auf den Binnenmarkt begrenzt werden.

d) Transparenz der Beihilferegelung

(313) Die Kommission ist der Ansicht, dass die in Erwägungsgrund 111 genannten Pflichten Frankreichs die Transparenz der Beihilferegelung gewährleisten.

6.4.3. *Vermeidung negativer Auswirkungen der Beihilferegelung auf Wettbewerb und Handel*

(314) Die Kommission ist der Ansicht, dass eine Beihilfemaßnahme die negativen Auswirkungen auf Wettbewerb und Handel auf ein Mindestmaß reduziert, wenn diese Auswirkungen so weit begrenzt sind, dass die Bilanz der Maßnahme insgesamt positiv ausfällt.

(315) In ihrem Einleitungsbeschluss konnte die Kommission nicht ausschließen, dass der Mechanismus zu Wettbewerbsverfälschungen zwischen i) französischen Erdgaslieferanten und den Lieferanten anderer Mitgliedstaaten, ii) den Speicherbetreibern einerseits und den Betreibern von LNG-Terminals und den Betreibern von Verbindungsleitungen andererseits sowie iii) den französischen Erdgasspeicherbetreibern und den Betreibern anderer Mitgliedstaaten führt, die die möglichst geringen negativen Auswirkungen übersteigen, die im Zuge der Einführung der Beihilferegelung vertretbar sind.

(316) Im vorliegenden Fall ist die Kommission erstens, was die Erdgasversorgungsmärkte anbelangt, nicht der Ansicht, dass die Beihilferegelung zu Wettbewerbsverfälschungen zwischen französischen Lieferanten und den Erdgaslieferanten anderer Mitgliedstaaten führt, da die Versteigerungen allen Erdgaslieferanten zu ähnlichen Bedingungen offenstehen, ob sie nun in Frankreich oder in einem anderen Mitgliedstaat ansässig sind. Zudem hat sich durch die Stellungnahmen der Beteiligten bestätigt, dass für ein und dieselbe Gasbeförderungsdienstleistung dasselbe Entgelt für die Nutzung der Fernleitungsnetze für französische wie auch in anderen Mitgliedstaaten ansässige Lieferanten gilt. Die Kommission hat daher keine Wettbewerbsverfälschungen zwischen französischen Erdgaslieferanten und Lieferanten anderer Mitgliedstaaten feststellen können.

(317) Zweitens sind in Bezug auf die Wettbewerbsverfälschung zwischen Speicherbetreibern und Anbietern alternativer Flexibilitätsinstrumente in Frankreich die französischen Behörden und die Beteiligten der Ansicht, dass die anderen Instrumente in Bezug auf die Erdgasspeicherung unzureichende Substitute sind, da sie einen variablen Vorlauf benötigen und in anderen Situationen gebraucht werden könnten. Zum Beispiel können diese Kapazitäten im Falle einer Kältewelle nur unter der Voraussetzung mobilisiert werden, dass in den Tanks der Flüssiggasterminals LNG

verfügbar ist. Diese begrenzten Kapazitäten könnten unter besten Bedingungen nicht länger als fünf Tage mobilisiert werden. Dieser Zeitraum ist jedoch kürzer als eine Kältewelle durchschnittlich anhält. Die Zeit bis zum Eintreffen einer Lieferung, die eine Störung in der Versorgung abwendet, kann somit nicht überbrückt werden. Im Übrigen hängt die Wirksamkeit der LNG-Terminals im Fall eines Engpasses im Netz von ihrer geografischen Nähe zu den Verbrauchspunkten ab.

(318) Verschiedene Dritte haben ebenfalls darauf hingewiesen, dass zwischen der Kontrahierung der Flüssiggasterminals und den Erdgasspeichern kein Wettbewerb besteht. Sie erläuterten, dass die Einfuhr von LNG nach Europa und Frankreich seit der Einführung der Beihilferegelung 2018 stark zugenommen habe. Die Einfuhr von ~21,5 Bcm LNG nach Frankreich im Jahr 2019 stellte einen Rekord dar.

(319) Betreffend die Verbindungsleitungen wird in den erhaltenen Stellungnahmen ausgeführt, dass diese vor allem Einfuhrinstrumente darstellten. Die Beteiligten merken an, dass die Verbindungsleitungen, gäbe es keine Speicher, größenmäßig so ausgelegt werden müssten, dass eine Versorgung mit Erdgas bei einer Nachfragespitze garantiert wäre. Dies wäre ineffizient. Angesichts der Prognosen eines Rückgangs des Erdgasverbrauchs in Frankreich ist der Bau neuer Verbindungsleitungen nicht vorgesehen. Die Kosten der Errichtung zusätzlicher Verbindungsleitungen und des Netzausbaus lägen höher als die Kosten der in Rede stehenden Beihilfe.

(320) Im Übrigen wirkt sich die Erdgasspeicherung nicht auf das Gesamt-Erdgasvolumen aus, das durch die Verbindungsleitungen strömt, denn dieses hängt davon ab, wie viel Erdgas in Frankreich verbraucht wird. Dennoch zitieren die Beteiligten einen Bericht ([98]) der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), aus dem hervorgeht, dass große Erdgasspeicherbestände die Einfuhren bei Nachfragespitzen minimieren, die normalerweise auftreten, wenn der Erdgaspreis besonders hoch ist.

(321) Wie die Beteiligten bereits anmerkten, hat die Kommission mehrfach, ohne endgültig zu entscheiden, die Existenz eines Marktes in Betracht gezogen, der die Infrastrukturen zur Erdgasübertragung umfasst, insbesondere unter Einbeziehung der Verbindungsleitungen, der Erdgasspeicherung, der LNG-Terminals und der Regasifizierungsinfrastrukturen. Die Kommission erkennt an, dass die verschiedenen Flexibilitätsinstrumente ergänzende Dienste leisten können, ohne jedoch eine Auswirkung der Erdgasspeicherung auf die LNG-Terminals und Verbindungsleitungen gänzlich auszuschließen. Dennoch hat die Kommission keine signifikanten Wettbewerbsverfälschungen feststellen können.

(322) Drittens könnte die Beihilferegelung auch zu Wettbewerbsverfälschungen gegenüber den Speicherbetreibern anderer Mitgliedstaaten, insbesondere in den Nachbarstaaten Frankreichs, führen. Aufgrund der Verbindungsleitungen ist dieses Risiko auf den ersten Blick für Belgien und Deutschland besonders groß.

(323) Die CREG in Belgien hat der Kommission mitgeteilt, dass nach Einführung des Regulierungsmechanismus der Füllstand am einzigen belgischen Speicherstandort Loenhout von 84 % (Winter 2017-2018) auf 54 % (Winter 2018-2019) zurückging. Der Füllstand stieg dann im Winter 2019-2020 auf eine Höhe von 97 %. Der Füllstand 2018-2019 entsprach den langfristigen Verträgen. Die CREG betont, dass sich die Einführung des Vergütungsmechanismus in Frankreich ausgewirkt habe (siehe Erwägungsgründe 195 bis 200). Auch wenn die Füllstände sich im darauffolgenden Winter wieder erhöht haben, kann die Kommission trotz dieser Entwicklung eine Auswirkung auf die Erdgasspeicherung in den Nachbarländern nicht ausschließen. Die Kommission merkt allerdings an, dass Fluxys, der Betreiber des Standorts Loenhout, keine signifikante Auswirkung des Regulierungsmechanismus auf seine Aktivitäten zu Protokoll gibt (siehe Erwägungsgrund 212).

(324) Auf kurze Sicht sind die Wettbewerbsverfälschungen zwischen den Betreibern aus benachbarten Mitgliedstaaten durch die signifikant hohen Kontrahierungsraten (zum Beispiel über 90 % in Deutschland, 60 % in Belgien) auf Grundlage langfristiger Verträge begrenzt. Allerdings laufen diese Verträge 2022-2023 aus. Somit könnte der Regulierungsmechanismus Einfluss auf zukünftige Geschäftsbedingungen bei der Neuverhandlung dieser langfristigen Verträge sowohl in Bezug auf den Preis als auch die Kontrahierungsrate und schließlich auch auf die Rentabilität der Speicherbetreiber in den benachbarten Mitgliedstaaten haben. Damit die Kommission sich vergewissern kann, dass ihre Bewertung in diesem Punkt auch nach Auslaufen der Langzeitverträge Bestand hat, haben sich die französischen Behörden verpflichtet, der Kommission vor Ende 2024 einen Bericht mit Daten über die Auswirkung der Maßnahme auf den Wettbewerb vorzulegen (siehe Erwägungsgrund 111).

(325) Die Kommission stellt ebenfalls fest, dass Fluxys angibt, dass es wünschenswert wäre, unionsweit ein angepasstes Modell einzuführen, das den Marktentwicklungen gerecht wird (siehe Erwägungsgrund 212). Andere Speicherbetreiber äußern sich positiv über die in Frankreich eingeführte Reform und befürworten gleichzeitig ein harmonisiertes Vorgehen in der Union (siehe Erwägungsgründe 224 und 229).

([98]) ACER Report, 6. April 2020, „The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs", Rn. 174.

6.5. **Abwägung zwischen positiven und negativen Auswirkungen der Beihilfe auf den Binnenmarkt**

(326) Bei einer staatlichen Beihilferegelung muss garantiert sein, dass die Bilanz ihrer Auswirkungen insgesamt positiv ausfällt, wobei zu vermeiden ist, dass sich die Handelsbedingungen in einer Weise verändern, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

(327) Die Kommission weist darauf hin, dass im vorliegenden Fall die Beihilferegelung die Entwicklung eines Wirtschaftszweigs, nämlich die Erdgasspeicherung in Frankreich, erleichtert. Sie merkt ebenfalls an, dass der Regulierungsmechanismus zur Sicherheit der Erdgasversorgung beiträgt. Auch begrenzen die Angemessenheit, Notwendigkeit und Verhältnismäßigkeit der Beihilfe ihre Auswirkung auf den Wettbewerb und den Handel. Die Kommission zieht die Schlussfolgerung, dass es selbst in dem Fall, dass eine Auswirkung auf den Wettbewerb zwischen den französischen Erdgasspeicherbetreibern und den Betreibern anderer Mitgliedstaaten nicht ausgeschlossen werden kann, so scheint, als ob die negativen Auswirkungen der Beihilfe in dem Maße begrenzt sind, dass die Bilanz der Beihilferegelung bis zum Ende der aktuellen PPE 2028 insgesamt positiv ausfällt, vorausgesetzt, dass keine wesentlichen Änderungen im Wettbewerb auf den Erdgasmärkten eintreten, die in Erwägungsgrund 110 aufgezählt sind. ([99])

(328) Gestützt auf die vorstehenden Argumente kommt die Kommission zu dem Schluss, dass die positive Auswirkung der Beihilfe auf die Entwicklung des Wirtschaftszweigs gegenüber den potenziellen negativen Auswirkungen auf den Wettbewerb und den Handel zumindest bis 2028 überwiegen. Wettbewerb und Handel werden somit bis zu diesem Zeitpunkt nicht in einer Weise beeinflusst, die dem gemeinsamen Interesse zuwiderläuft.

7. **SCHLUSSFOLGERUNG**

(329) Die Kommission bedauert, dass Frankreich die in Rede stehende Beihilfe unter Verstoß gegen Artikel 108 Absatz 3 AEUV rechtswidrig durchgeführt hat. Jedoch ist die Kommission der Ansicht, dass die in Rede stehende Maßnahme im Sinne des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union bis zum Ende der Geltungsdauer der aktuellen PPE am 31. Dezember 2028 mit dem Binnenmarkt vereinbar ist —

HAT FOLGENDEN BESCHLUSS ERLASSEN:

Artikel 1

Die staatliche Beihilfe, die Frankreich zugunsten der Erdgasspeicherbetreiber durchgeführt hat, ist im Sinne des Artikels 107 Absatz 3 Buchstabe c des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union mit dem Binnenmarkt vereinbar.

Artikel 2

Dieser Beschluss ist an die Französische Republik gerichtet.

Brüssel, den 28. Juni 2021

Für die Kommission
Margrethe VESTAGER
Mitglied der Kommission

([99]) Ist die Kommission der Ansicht, dass eine bestehende Beihilfe nicht oder nicht mehr mit dem Binnenmarkt vereinbar ist, kann sie das in Kapitel IV der Verordnung (EU) 2015/1589 des Rates vom 13. Juli 2015 über besondere Vorschriften für die Anwendung von Artikel 108 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (ABl. L 248 vom 24.9.2015, S. 9) vorgesehene Verfahren einleiten.