DÉCISION (UE) 2022/444 DE LA COMMISSION

du 28 juin 2021

concernant le régime d'aides d'État SA.49414 (2020/C) (ex 2019/NN) mise à exécution par la France en faveur des exploitants des infrastructures de stockage de gaz naturel

[notifiée sous le numéro C(2021) 4494]

(Le texte en langue française est le seul faisant foi.)

(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

LA COMMISSION EUROPÉENNE,

vu le traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, et notamment son article 108, paragraphe 2, premier alinéa,

vu l'accord sur l'Espace économique européen, et notamment son article 62, paragraphe 1, point a),

après avoir invité les intéressés à présenter leurs observations conformément auxdits articles ([1]) et vu ces observations,

considérant ce qui suit:

1. PROCÉDURE

(1) Par lettre du 23 octobre 2017, les autorités françaises ont informé la Commission du projet de réforme du cadre législatif et réglementaire applicable au stockage du gaz naturel («la réforme»). Les autorités françaises ont pré-notifié ce projet le 23 novembre 2017 et, suite à l'adoption de la réforme par le parlement français, les autorités françaises ont communiqué des informations complémentaires à la Commission.

(2) Par lettre du 28 février 2020, la Commission a informé la France de sa décision d'ouvrir («la décision d'ouverture») la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne («la procédure formelle d'examen») à l'égard de cette mesure.

(3) La décision d'ouverture a été publiée au *Journal officiel de l'Union européenne*. La Commission a invité les parties intéressées à présenter leurs observations sur la mesure en cause.

(4) Dans le cadre de la procédure formelle d'examen, la Commission a reçu des observations des parties intéressées. Elle les a transmises aux autorités françaises en leur donnant la possibilité de les commenter. Les autorités françaises ont transmis leurs commentaires par lettre du 3 août 2020.

(5) Les autorités françaises ont soumis des informations supplémentaires le 21 septembre 2020, le 26 janvier 2021, le 15 mars 2021 et le 10 mai 2021.

2. CONTEXTE DE LA MESURE

2.1. Le stockage de gaz naturel en France

(6) Les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel permettent de constituer des stocks de gaz naturel reliés au réseau de transport. Elles participent à la gestion des flux sur le réseau.

([1]) JO C 112 du 3.4.2020, p. 39.

(7) Le stockage est, d'une part, utilisé comme un moyen d'assurer l'équilibre entre la quantité de gaz naturel dans le réseau et la quantité de gaz naturel consommée, par exemple en cas de rupture d'approvisionnement ou de pic de la demande liée à une vague de froid en hiver. D'autre part, le stockage permet, avec les gazoducs et les compresseurs, d'assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport, notamment en cas de congestion.

(8) Les opérateurs de stockage offrent des capacités de stockage aux fournisseurs de gaz naturel présents sur des marchés de détail et de gros ainsi qu'aux gestionnaires de réseaux de transport. La propension des fournisseurs de gaz naturel à payer pour des capacités de stockage est très proche du différentiel de prix de vente du gaz naturel entre l'été et l'hiver («le *spread*»). Le niveau de production de gaz naturel est relativement stable tout au long de l'année tandis que la consommation de gaz naturel varie fortement selon la température.

(9) Il existe en France quatorze infrastructures de stockage, dont onze en fonctionnement ([2]), et il existe trois opérateurs de stockage:

— Storengy, filiale à 100 % d'ENGIE, détient et exploite douze sites, dont trois mis en réserve et neuf en fonctionnement. Ces derniers représentent un volume utile de 102,1 TWh (soit 74 % des capacités totales du territoire),

— Teréga (anciennement TIGF) détenue par Snam (40,5 %), GIC (31,5 %), EDF Investissement (18 %) et Prédica (10 %), exploite un site en fonctionnement représentant un volume utile de 33,1 TWh (soit 24 % des capacités totales du territoire),

— Géométhane, détenue par Storengy (50 %), CNP (49 %) et Géostock (1 %), détient un site en fonctionnement d'un volume utile de 3,3 TWh (soit 2 % des capacités totales du territoire).

(10) À partir de 2009, les variations saisonnières des prix du gaz naturel ont diminué. Jusqu'en 2011, le spread était suffisamment élevé pour inciter les fournisseurs à souscrire la totalité des capacités de stockage de gaz naturel. À partir de 2011, le *spread* est devenu insuffisant pour couvrir le prix du stockage proposé par les opérateurs (1,5 à 2 EUR/MWh de spread pour un prix de 6 à 7 EUR/MWh). En conséquence, les capacités de stockage n'étaient plus totalement souscrites depuis 2010-2011, trois sites ont été mis en exploitation réduite («mis en réserve») en 2014 et 2015 tandis que le taux de souscription des infrastructures de stockage en fonctionnement a atteint 63 % en 2017-2018.

2.2. **Contexte législatif et réglementaire**

(11) Pour assurer la sécurité d'approvisionnement, dans un premier temps, la France a introduit un décret en 2014 pour renforcer les obligations des fournisseurs de gaz naturel de constituer des stocks de gaz naturel ([3]). Par la suite, la France a considéré que ce système avait plusieurs défaillances et certains fournisseurs de gaz naturel ont exercé un recours pour contester la légalité du décret de 2014. Suite à ces évolutions, la France a décidé d'introduire une mesure adaptée laquelle fait l'objet de la présente décision («la mesure en cause»).

(12) Par ailleurs, l'article 33 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil ([4]) prévoit la possibilité pour un État membre de mettre en œuvre une régulation des infrastructures de stockage. Le stockage de gaz naturel fait également partie des mesures que les États membres peuvent mettre en place pour garantir le respect des obligations découlant du règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil ([5]) dans les conditions prévues dans ce règlement, notamment, l'obligation de garantir la sécurité de l'approvisionnement aux clients nationaux tout en assurant un fonctionnement correct et continu du marché intérieur du gaz naturel.

([2]) Il existe douze sites en fonctionnement si les sites de Lussagnet et Izaute sont considérés séparément. Ces sites appartiennent à Teréga et partagent certaines installations techniques. Pour cette raison, ils sont parfois considérés comme une seule infrastructure (par exemple, dans la PPE 2019-1928) et parfois comme deux infrastructures distinctes (par exemple, dans la PPE 2016-2023).

([3]) Décret n° 2014-328 du 12 mars 2014 modifiant le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.

([4]) Directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE (JO L 211 du 14.8.2009, p. 94).

([5]) Règlement (UE) 2017/1938 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2017 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant le règlement (UE) n° 994/2010 (JO L 280 du 28.10.2017, p. 1).

3. DESCRIPTION DÉTAILLÉE DE LA MESURE EN CAUSE ET MOTIFS DE L'OUVERTURE DE LA PROCÉDURE

3.1. Objectif du mécanisme

(13) Le mécanisme de régulation vise à assurer le maintien en fonctionnement des infrastructures de stockage nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel du territoire français à moyen et long termes.

(14) En particulier, le mécanisme de régulation vise à assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande, notamment lors de pointes de froid, et à assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel, notamment en cas de congestion.

3.2. Base légale

(15) Le mécanisme de régulation des infrastructures essentielles de stockage de gaz naturel a été introduit dans le code de l'énergie par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 ([6]) («loi Hydrocarbures»), entrée en vigueur le 1er janvier 2018.

(16) En particulier, l'article 12 de la loi Hydrocarbures prévoit que le périmètre du mécanisme de régulation est fixé par la programmation pluriannuelle de l'énergie («PPE»), mentionnée à l'article L.141-1 du code de l'énergie. La PPE est adoptée par décret après avis de plusieurs instances consultatives et révisée au moins tous les cinq ans pour deux périodes de cinq ans. Pour la période 2019-2028, la PPE est fixée par le décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 («décret n° 2020-456 relatif à la PPE»).

(17) De plus, l'article 12 de la loi Hydrocarbures prévoit que la Commission de la régulation de l'énergie («CRE») fixe certaines modalités du mécanisme de régulation, en particulier, les modalités des enchères des capacités de stockage, les revenus autorisés des opérateurs de stockage et les modalités de collecte de ce revenu via la commercialisation des capacités et les tarifs d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel et leur reversement aux opérateurs de stockage (voir considérants 20 à 22].

3.3. Fonctionnement général du mécanisme

(18) Le mécanisme de régulation du stockage du gaz naturel adopté en France en 2017 repose sur trois principes.

(19) Premièrement, le périmètre de ce mécanisme correspond aux infrastructures de stockage souterrain nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire français à moyen et long termes ([7]) («les infrastructures de stockage essentielles»). La liste de ces infrastructures essentielles est fixée par le décret relatif à la PPE. Elles doivent être maintenues en fonctionnement par les opérateurs qui les exploitent ([8]).

(20) Deuxièmement, les capacités des infrastructures de stockage essentielles sont mises aux enchères selon des modalités fixées par la CRE ([9]). Les enchères sont ouvertes à tout fournisseur installé dans un État membre de l'Union ou dans un autre État disposant d'une autorisation de fourniture permettant d'intervenir sur le marché français de fourniture de détail ou de gros. En janvier 2018, 213 fournisseurs français ou étrangers étaient titulaires d'une telle autorisation. Les recettes des enchères sont directement perçues par les opérateurs de stockage.

([6]) Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.
([7]) Article L.421-3-1 du code de l'énergie.
([8]) Article L.421-3-1 du code de l'énergie.
([9]) Article L.421-5-1 du code de l'énergie.

(21) Troisièmement, les opérateurs des infrastructures de stockage essentielles bénéficient d'une garantie de couverture de leurs coûts dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un «opérateur efficace» ([10]). À ce titre, ils perçoivent un revenu régulé défini par délibération de la CRE («le revenu autorisé»). Si les recettes directement perçues auprès de leurs clients sont inférieures à leur revenu autorisé, les opérateurs de stockage perçoivent une compensation égale à la différence entre leur revenu autorisé et les recettes perçues (voir considérant 89]. Cette compensation est supportée par les expéditeurs de gaz naturel en fonction de leur portefeuille de clients non interruptibles et ne s'étant pas déclarés délestables sans risque raccordés au réseau de distribution publique de gaz naturel (voir considérants (104) et (105)]. La compensation est collectée par le gestionnaire du réseau de transport au titre d'un terme dédié au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport (tarif «ATRT») et celle-ci est ensuite reversée aux opérateurs de stockage.

(22) En revanche, si les recettes des opérateurs de stockage sont supérieures à leur revenu autorisé, les opérateurs de stockage doivent reverser le surplus au travers du tarif d'utilisation du réseau de transport (voir considérant 90].

3.4. **Périmètre du mécanisme de régulation**

(23) Selon les explications fournies par les autorités françaises, la méthode d'identification des infrastructures de stockage essentielles consiste à déterminer, d'une part, les infrastructures nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande et, d'autre part, les infrastructures nécessaires pour assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel.

3.4.1. *Infrastructures nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande en cas de pointe de froid*

(24) Le niveau de sécurité d'approvisionnement attendu du système gazier est fixé à l'article R. 121-4 du code de l'énergie. L'objectif est d'assurer l'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption dans des conditions climatiques particulièrement froides telles qu'il s'en produit statistiquement une fois tous les cinquante ans.

(25) L'identification des infrastructures nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande repose sur un travail réalisé par les gestionnaires de réseau de transport, qui comparent la demande de gaz naturel lors des pointes de froid allant d'un à trente jours et la capacité d'approvisionnement en gaz naturel, notamment par le biais des interconnexions et des terminaux de gaz naturel liquéfié («GNL»).

3.4.1.1. Estimation de la demande de gaz naturel

(26) Tout d'abord, les autorités françaises ont étudié cinq scénarios concernant l'évolution de la consommation de gaz naturel à prévoir au cours des dix prochaines années, hors production d'électricité. Les taux de baisse ainsi envisagés vont de -2 % à -18 % par rapport à l'année de référence 2012. Les autorités françaises ont finalement retenu l'hypothèse d'une diminution de 2 % de la consommation de gaz naturel, hors production d'électricité.

(27) Ensuite, la consommation journalière moyenne en gaz naturel, hors production d'électricité, lors d'une pointe de froid, a été estimée à environ 3 640 GWh/j en 2025, en excluant la consommation de gaz naturel à bas pouvoir calorifique («gaz B»). Par ailleurs, la consommation de gaz naturel pour la production d'électricité lors d'une pointe de froid a été estimée à 310 GWh/j.

(28) Les autorités françaises ont également pris en compte la part interruptible de la demande de gaz naturel, c'est-à-dire les consommateurs ayant conclu un contrat d'interruptibilité avec le gestionnaire du réseau auquel il est raccordé. À cet égard, au moment de la mise en œuvre du mécanisme de régulation, des dispositifs d'interruptibilité applicables en cas de pointe de froid étaient encore en cours de définition. Les autorités françaises ont retenu un potentiel d'interruptibilité de 138 GWh/j.

(29) Les autorités françaises ont précisé que le délestage est une mesure de dernier recours en cas de crise d'approvisionnement et non un mécanisme de flexibilité. C'est pourquoi le délestage n'a pas été pris en compte dans l'estimation de la demande de gaz naturel lors des pointes de froid.

([10]) Article L.452-1 du code de l'énergie.

(30) De plus, il a été pris en compte que la consommation moyenne lors d'une pointe de froid de courte durée est supérieure à la consommation moyenne lors d'une pointe de froid de plus longue durée.

(31) Enfin, les autorités françaises ont pris en compte la baisse progressive de l'utilisation de gaz B, au vu d'un programme de conversion, au profit du gaz naturel à haut pouvoir calorifique («gaz H») qui représente aujourd'hui 90 % du gaz naturel consommé en France. L'opération de conversion débute en 2018 pour s'achever au plus tard en 2028. Les autorités françaises estiment que la demande de gaz B converti en gaz H sera de 180 GWh/j en 2025.

(32) Il résulte de ce qui précède que les autorités françaises ont estimé la demande globale de gaz naturel, lors d'une pointe de froid de quatre jours, en 2025, à environ 4 000 GWh/j.

3.4.1.2. Estimation de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel

(33) Pour ce qui est de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel, les autorités françaises ont réalisé des estimations en prenant en compte les interconnexions, l'approvisionnement en GNL via les terminaux méthaniers et la performance des stocks de gaz naturel.

(34) Premièrement, concernant les interconnexions, les estimations des capacités fermes, réalisées selon l'hypothèse d'une utilisation à 100 % des capacités fermes d'interconnexion de gaz H, s'élèvent à 1 780 GWh/j dans le sens des imports et à 425 GWh/j dans le sens des exports ([11]). Les importations nettes de gaz H par gazoducs sont estimées à 1 355 GWh/j.

(35) Les autorités françaises ont indiqué que le renforcement du réseau gazier et des interconnexions représenterait un coût important ([12]), en particulier par rapport à l'utilisation d'infrastructures de stockage existantes. En tout état de cause, ce type d'infrastructure ne serait pas disponible à moyen terme à cause de longs délais de construction.

(36) Deuxièmement, s'agissant de l'approvisionnement en GNL, les quatre terminaux méthaniers français ont une capacité totale d'émission vers le réseau de 1 160 GWh/j ([13]). Or, ces capacités ne peuvent être mobilisées que sous réserve de la disponibilité de GNL dans les cuves des terminaux méthaniers. Les autorités françaises ont considéré que pour un aléa tel qu'une pointe de froid, inférieur à dix jours, seul le stock de GNL en cuve pourrait être émis. En revanche, au-delà de dix jours, des cargaisons de GNL pourraient être livrées et les terminaux méthaniers pourraient être utilisés au maximum de leur capacité. Deux scénarios ont été retenus en fonction du niveau moyen de stock de GNL observé dans les cuves: lors de l'hiver le plus défavorable (scénario 1) et lors de l'hiver le plus favorable (scénario 2).

(37) Les deux scénarios correspondent à un niveau d'utilisation des terminaux méthaniers supérieur au niveau moyen d'utilisation au cours des hivers de 2011 à 2018. La France a finalement retenu le scénario 1 et a estimé le potentiel d'émissions des terminaux méthaniers à 330 GWh/j pour une pointe de froid de quatre jours.

(38) Les autorités françaises ont indiqué que les terminaux de liquéfaction existants fonctionnent à un niveau proche de leur capacité maximale afin d'amortir le coût d'investissement important. De plus, la quasi-totalité des cargaisons de GNL font l'objet de contrats à long terme du fait de l'intensité capitalistique de ces projets et sont donc déjà vendues avant leur production. Par ailleurs, le coût inférieur du stockage de gaz naturel sous forme gazeuse explique le faible développement du stockage de GNL au niveau mondial. Ainsi les quantités de GNL disponibles à court terme sont faibles.

(39) Troisièmement, concernant la performance des stocks souterrains de gaz naturel, les autorités françaises ont expliqué que l'exploitation des nappes aquifères, qui représentent 90 % des infrastructures de stockage en France, implique de les remplir à un niveau suffisamment haut et de les vider à un niveau suffisamment bas chaque année. De plus, le débit qu'il est possible de soutirer d'une infrastructure de stockage décroît au fur et à mesure que le stock se réduit.

([11]) Les données sur les capacités fermes d'interconnexion de gaz H proviennent du rapport Transmission Capacity Map 2017, de l'ENTSOG.

([12]) Par exemple, la France a estimé le coût de construction des gazoducs Arc Lyonnais, Eridan et Perche visant à faciliter le transport de gaz du Nord vers le Sud de la France à 1,6 milliard d'euros.

([13]) La capacité d'émission se divise de la sorte entre les quatre terminaux: le terminal de Montoir dispose d'une capacité d'émission de 400 GWh/j, le terminal méthanier de Fos-Cavaou dispose d'une capacité de 205 GWh/j, le terminal méthanier de Fos-Tonkin dispose d'une capacité d'émission de 205 GWh/j, et le terminal méthanier de Dunkerque a une capacité d'émission de 520 GWh/j. Lorsque l'interconnexion de Dunkerque est utilisée à pleine capacité, la capacité d'injection du terminal méthanier de Dunkerque vers le réseau français de gaz naturel est alors limitée à 350 GWh/j en raison d'un goulot d'étranglement sur le réseau de transport.

(40) Dans la mesure où, d'une part, au cours des neuf hivers qui précèdent l'analyse de la France, le taux moyen de remplissage des infrastructures de stockage était de 42 % au 1er février et où, d'autre part, 85 % des pointes de froid observées au cours des 70 dernières années débutent avant le 5 février, les autorités françaises ont retenu comme hypothèse qu'un débit de soutirage associé à un remplissage de 45 % du volume utile est disponible sur chaque infrastructure de stockage au début d'une pointe de froid.

(41) Par ailleurs, les autorités françaises ont pris en compte le stock de sécurité que les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel doivent constituer afin d'assurer la fourniture de dernier recours des services sociaux essentiels en cas de défaillance de leur fournisseur, soit un débit de soutirage de 124 GWh/j pour un remplissage à 45 % de volume utile.

(42) Sur la base de l'ensemble de ces hypothèses, les autorités françaises ont identifié, pour la période entre 2019 et 2025, un besoin annuel en infrastructures de stockage d'un volume utile de 138,5 TWh et un débit de soutirage de 2 376 GWh/j pour un remplissage à 45 % du volume utile afin d'assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande lors d'une pointe de froid ([14]).

3.4.2. *Infrastructures nécessaires pour assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel*

(43) Les autorités françaises ont également identifié les infrastructures de stockage nécessaires pour assurer l'approvisionnement de l'ensemble du territoire compte tenu des capacités d'acheminement du réseau de transport de gaz naturel. Elles ont pour cela étudié les différentes situations de congestions sur le réseau de transport.

(44) Les gestionnaires de réseau de transport («GRT») ont identifié le scénario le plus probable en termes de congestion, qui correspond à la situation à l'époque observée dans un contexte de marché où les fournisseurs cherchent à maximiser les importations de gaz naturel depuis la Norvège et la Russie, selon les autorités françaises, qui sont actuellement les sources de gaz naturel les plus compétitives en Europe, et à réduire les importations de gaz naturel liquéfié pour lequel des valorisations plus élevées peuvent être obtenues en Asie. Dans cette situation, quatre limites opérationnelles principales sont susceptibles d'être observées (voir image 1 ci-dessous).



Image 1: Principales limites opérationnelles susceptibles d'être observées sur le réseau de transport lorsque les fournisseurs cherchent à maximiser les injections de gaz naturel depuis le nord-est de la France

([14]) Décret nº 2020-456 relatif à la PPE.

(45) Il est tenu compte dans la méthodologie du fait que les fournisseurs de gaz naturel ont besoin de stocks de GNL pour être en mesure de couvrir la demande des consommateurs, mais que les fournisseurs n'ont aucune contrainte pour la répartition de la localisation des stocks de GNL entre les quatre terminaux méthaniers français.

(46) Lorsque la contrainte est atteinte, il est fait l'hypothèse que les gestionnaires de réseau de transport recourent dans un premier temps aux capacités interruptibles des interconnexions pour traiter la problématique de congestion. Lorsque la congestion perdure, il est noté le volume de gaz naturel qu'il serait nécessaire de sortir des infrastructures de stockage souterrain situées en aval du front de congestion.

(47) Ce travail permet d'établir les stocks souterrains de gaz naturel nécessaires en aval de chaque front de congestion afin d'être en mesure d'assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport de gaz naturel.

(48) L'application de cette méthode pour l'hiver 2018-2019, pour les principaux fronts de congestion susceptibles d'être observés lorsque les fournisseurs cherchent à maximiser les injections de gaz naturel depuis le nord-est de la France, conduit à une estimation d'un besoin de stockage souterrain avec des volumes utiles cumulés d'au moins:

— 16 TWh en aval du front de congestion NS4 (infrastructures de stockage d'Izaute, Lussagnet et Manosque),

— 54 TWh en aval du front de congestion NS3 (infrastructures de stockage de Céré-la-Ronde, Chemery, Izaute, Lussagnet et Manosque),

— 55 TWh en aval du front de congestion NS2 (infrastructures de stockage de Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Izaute, Lussagnet, Manosque et Tersanne),

— 64 TWh en aval du front de congestion NS1 (infrastructures de stockage de Beynes, Céré-la-Ronde, Chemery, Etrez, Germigny-sous-Coulomb, Gournay-sur-Aronde, Izaute, Lussagnet, Manosque, Saint-Illiers-la-Ville et Tersanne).

3.4.3. *Liste des infrastructures entrant dans le périmètre de régulation*

(49) Les autorités françaises ont indiqué que le travail d'identification des infrastructures essentielles n'a pas pu être achevé suffisamment tôt en vue de l'hiver 2018-2019. Pour cette raison, dans un premier temps, le mécanisme de régulation a été appliqué pour l'année 2018-2019 à titre transitoire à l'ensemble des infrastructures de stockage de gaz naturel du territoire français. Ces infrastructures étaient identifiées par la PPE de 2016 comme étant des infrastructures nécessaires à la sécurité d'approvisionnement ([15]).

(50) Le décret du 26 décembre 2018 ([16]) a ensuite retiré de la liste des infrastructures nécessaires les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Soings-en-Sologne, Saint-Clair-sur-Epte et Trois-Fontaines) ainsi que les projets Lussagnet phase 1 (Teréga) et Manosque 2 (Géométhane). Ces infrastructures n'ont jamais été utilisées depuis l'introduction de l'accès régulé au stockage de gaz naturel.

(51) Enfin, pour la période entre 2019 et 2023, le décret n° 2020-456relatif à la PPE fixe les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel devant rester en activité pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et à long termes. Elles représentent un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2 376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45 % de volume utile:

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Verlaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin

([15]) Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la PPE.
([16]) Décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.

Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/Hauterives	Storengy	1970	Salin

Tableau 1: Installations de stockage de gaz naturel devant rester en activité jusqu'à 2023

(52) La PPE prévoit que pour la période entre 2024 et 2028, les besoins de stockage devraient baisser. La liste des infrastructures de stockage pourrait être réduite d'une capacité de soutirage correspondant au moins à 140 GWh/j à 45 % de volume utile à l'horizon 2026. Compte-tenu des incertitudes relatives aux volumes nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement après 2026, ces volumes devraient être confirmés en 2023 et fixés dans la prochaine PPE.

3.5. **Mise aux enchères des capacités de stockage**

(53) Selon l'article L.421-5-1 du code de l'énergie, les capacités de stockage régulées sont mises aux enchères selon des modalités fixées par la CRE. En particulier, selon la délibération de la CRE du 22 février 2018, les enchères sont effectuées avec un prix de réserve nul ([17]).

(54) Les résultats des premières enchères ont été les suivants:

Période de stockage	**Recettes (millions d'euros)**	**Prix moyen d'adjudication (euros/MWh)**
2018-2019	68,4	0,53
2019-2020	233,6	1,80
2020-2021	504,6	3,85

Tableau 2: Résultats des enchères et recettes des ventes additionnelles intervenues en cours d'année

3.6. **Couverture du revenu autorisé des opérateurs de stockage tel que défini par la CRE**

(55) Aux termes de l'article L.452-1 du code de l'énergie, «Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport […] sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces».

(56) De plus, le même article dispose que ces coûts «tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service» et que, s'agissant des opérateurs de stockage, ils incluent notamment «une rémunération normale des capitaux investis».

(57) L'article L.452-2 du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les *«méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel»* et pour demander aux opérateurs de stockage de lui communiquer les éléments, notamment comptables et financiers, nécessaires à la fixation de ces tarifs.

(58) Il résulte de ces dispositions que la loi donne compétence à la CRE pour fixer le revenu autorisé des opérateurs de stockage de manière à couvrir les coûts d'un «opérateur efficace» et d'assurer une rémunération normale des capitaux investis.

([17]) Délibération n° 2018-039 du 22 février 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de la mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France.

(59) La CRE a fixé le revenu autorisé prévisionnel par délibération, dans un premier temps, pour une période de régulation à deux ans. Ce premier tarif de stockage était valable en 2018 et 2019 («ATS 1») ([18]). La CRE a ensuite harmonisé le cadre de régulation des opérateurs de stockage avec celui des autres tarifs d'infrastructure. Le deuxième tarif de stockage («ATS 2») s'applique à partir de 2020 pour une période de 4 ans ([19]).

(60) L'approche générale pour fixer le revenu autorisé prévisionnel reste inchangée pour les différents tarifs de stockage. Les revenus autorisés des opérateurs de stockage ont été fixés *ex ante* par la CRE sur la base des prévisions transmises par les opérateurs, qui sont ensuite ajustées via une régularisation l'année suivante et des audits *ex post*. Les coûts des opérateurs de stockage sont pris en compte par la CRE dans la mesure où ils sont jugés efficaces.

(61) Néanmoins, considérant les délais particulièrement courts de mise en œuvre de la réforme, un cadre simplifié a été appliqué pour les années 2018 et 2019. La CRE a retenu, pour ce premier exercice un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes ont été régularisés *a posteriori*. Ce mécanisme garantit un niveau tarifaire *in fine* strictement égal aux dépenses et recettes réelles de l'opérateur. Pour la période 2020-2023, la CRE a souhaité étendre les principes de régulation incitative aux infrastructures de stockage et a retenu au terme de ses analyses une trajectoire maîtrisée des charges des opérateurs, dans un contexte marqué par la tendance à la baisse des consommations de gaz naturel.

(62) Selon la méthode fixée par la CRE, le revenu autorisé prévisionnel est égal à la somme des charges nettes d'exploitation prévisionnelles («CNE»), des charges de capital normatives prévisionnelles («CCN») et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits au titre de l'année précédente («CRCP»).

Revenu autorisé = CNE + CCN + CRCP

(63) Seules les activités entrant dans le périmètre de la régulation sont prises en compte pour le calcul de ces composantes.

3.6.1. *Charges nettes d'exploitation*

(64) Les charges nettes d'exploitation correspondent aux charges brutes d'exploitation (charges d'énergie, consommations externes, dépenses de personnel, impôts et taxes) d'un «opérateur efficace» après déduction des produits d'exploitation de l'opérateur (notamment production immobilisée, produits extratarifaires, gains ou pertes d'achat-vente de gaz naturel stocké).

(65) Compte tenu des courts délais de mise en œuvre de la réforme, pour la période 2018-2019, la CRE n'a pas pu déterminer si les coûts des opérateurs correspondent aux coûts d'un «opérateur efficace». En conséquence, les coûts pris en compte pendant cette période correspondent *in fine* aux coûts réels supportés par les opérateurs de stockage, validés par la CRE. Pour le tarif ATS 2, la CRE a mis en œuvre un mécanisme de régulation incitative des charges nettes d'exploitation a l'exception de certains postes prédéfinis. Ainsi, sauf quelques exceptions, tout écart par rapport à la trajectoire des charges d'exploitation fixée pour la période ATS 2 sera à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

3.6.2. *Charges de capital normatives*

(66) Les CCN comprennent l'amortissement et la rémunération du capital immobilisé. Ainsi les CCN correspondent à la somme de l'amortissement de la base d'actifs régulés («BAR»), de la rémunération du capital immobilisé calculée à partir du coût moyen pondéré du capital («CMPC») pour la BAR déjà mis en services et du coût de la dette s'agissant des immobilisations en cours («IEC»).

CCN = Amortissement BAR + BAR x CMPC + IEC x coût de la dette

(67) La CRE a confirmé que cette méthode correspond à la pratique réglementaire en ce qui concerne les installations régulées sur les marchés du gaz naturel et de l'électricité en France et en Europe occidentale ([20]).

([18]) Délibération de la CRE n° 2018-068 du 22 mars 2018 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, TIGF et Géométhane à compter de 2018.

([19]) Délibération de la CRE n° 2020-011 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane.

([20]) La CRE fonde cette comparaison sur l'étude «Methodologies and parameters used to determine the allowed or target revenue of gas transmission system operators (TSOs)», réalisée par l'Economic Consulting Associates (ECA) pour l'Agence de Coopération européenne des Régulateurs (ACER).

(68) Pour définir le niveau initial de la BAR au 1er janvier 2018 («BAR initiale» ou «BAR d'ouverture»), la CRE utilise la méthode dite des «coûts courants économiques» ([21]). Celle-ci consiste à calculer la valeur nette économique des actifs (i) en partant de la valeur brute comptable des actifs figurant dans la comptabilité des opérateurs (coûts historiques de construction), (ii) actualisée selon l'inflation, puis (iii) dépréciée sur la durée de vie économique des actifs.

(69) Chaque année, la BAR évolue en fonction:

— des amortissements, basés sur la durée de vie économique des actifs, déduits de la BAR;

— des nouveaux investissements mis en service qui viennent augmenter la BAR;

— le cas échéant, des actifs démantelés avant leur amortissement total, qui diminuent la BAR;

— de la réévaluation des actifs de l'inflation (indice des prix à la consommation hors tabac).

(70) La CRE considère que la mesure la plus représentative de la valeur initiale des investissements effectués par les opérateurs est la valeur brute des actifs enregistrée dans leurs comptes sociaux. Selon la CRE, cette valeur, auditée par les commissaires aux comptes dans le cadre de leur audit annuel, est documentée et objective. Cette méthode est identique à celle qui avait été mise en œuvre en 2002 lors de l'entrée en régulation des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel, et est aussi utilisée pour les terminaux méthaniers régulés français.

(71) La CRE n'a pas pris en compte la valeur «à neuf» des actifs, mais une valeur amortie, cohérente avec les amortissements enregistrés par les opérateurs de stockage avant 2018, afin de ne pas faire supporter à nouveau à la collectivité une charge déjà payée par le passé, ni les dépréciations des actifs déjà pris en compte.

(72) Pour la majeure partie des actifs, les durées d'amortissements appliquées par les opérateurs dans leurs comptes historiques et les durées d'amortissements demandées par les opérateurs dans leurs dossiers tarifaires sont similaires. De plus, elles correspondent à des données standards du secteur observables dans d'autres pays.

(73) Pour le gaz coussin ([22]), en revanche, la CRE a rejeté la demande des opérateurs de considérer une durée d'amortissement homogène de 250 ans. En effet, la CRE a pris en compte le fait que le gaz coussin, contrairement aux autres actifs des opérateurs, a été amorti par ces derniers sur des durées qui ont varié d'un opérateur à l'autre et au cours du temps (de 25 ans à 250 ans). En conséquence, la CRE a retenu, pour établir la BAR initiale des opérateurs de stockage, un degré d'amortissements du gaz coussin cohérent avec le degré d'amortissement comptable constaté chez chacun des trois opérateurs. Pour l'avenir, elle a fixé à 75 ans la durée d'amortissement du gaz coussin, ce qui correspond à trois renouvellements de concession d'exploitation de cavité souterraine de 25 ans.

(74) Les durées de vie économique retenues par la CRE pour les différentes catégories d'actifs des opérateurs sont les suivantes:

Catégories d'actifs	Durées de vie normatives
Gaz coussin	75 ans
Puits, cavités, collecte	50 ans
Installations de traitement, de compression, de livraison, de comptage	20 à 30 ans
Immobilier et constructions	30 ans
Matériel divers	10 à 15 ans
Logiciels, petits matériels	5 ans

Tableau 3: Durée d'amortissement retenue par catégorie d'actifs

([21]) Cette méthode découle de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 qui a institué une commission spéciale (la Commission Houri) en charge de déterminer le prix de cession, par l'État, des réseaux de transport de gaz naturel. Une méthode comparable fut également utilisée pour la valorisation des actifs des terminaux méthaniers et des opérateurs de distribution de gaz naturel.

([22]) Le «gaz coussin» désigne le gaz injecté de façon pérenne dans les réservoirs souterrains et indispensable au fonctionnement des stockages car nécessaire au maintien d'une pression minimale de stockage permettant la fourniture du volume utile avec le profil de soutirage requis (délibération de la CRE nº 2018-068 précitée).

(75) De plus, en 2017, la CRE a demandé au consultant externe […] de réaliser un audit de la demande de BAR initiale des opérateurs de stockage. Pour Storengy, le calcul réalisé aboutit à un résultat de [3 à 5 milliards d'euros].

(76) Dans le cas de Teréga, une étude additionnelle réalisée par le consultant PwC sur la base d'une approche *discounted cash-flow* valorise la BAR entre [1 à 2 milliards d'euros].

(77) Ainsi, pour la mise en œuvre du mécanisme de régulation, la CRE a révisé les BAR initiales demandées par les opérateurs de stockage afin de prendre en considération l'évaluation économique indépendante de la valeur de marché des actifs. La CRE a, dès lors, retenu les BAR initiales suivantes:

Au 1.1.2018	Storengy (milliard d'euros)	Teréga (milliard d'euros)	Géométhane (milliard d'euros)
Demande de l'opérateur	4,0	1,37	0,20
BAR fixée par la CRE	3,5	1,15	0,19

Tableau 4: Les BAR initiales des opérateurs de stockage lors de l'entrée en vigueur de la régulation

(78) Concernant le taux de rémunération du capital, la CRE a retenu la méthode du CMPC afin de permettre à l'opérateur de financer les charges d'intérêts et d'obtenir une rentabilité sur fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir pour des investissements avec des niveaux de risque comparables. La CRE a indiqué que le CMPC est une méthode communément utilisée par les régulateurs européens pour déterminer le taux de rémunération des actifs des infrastructures régulées.

(79) Sur la base des études économiques et des travaux de consultants externes ([23]), la CRE a fixé le CMPC à 5,75 % pour les années 2018 et 2019. Pour la période 2020-2023, la CRE a retenu un CMPC de 4,75 %. La méthode retenue pour établir le CMPC pour l'ATS 2 est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATS 1. L'évolution est justifiée par la baisse des coûts de financement, la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés et une hausse du beta des actifs. Cette hausse du beta des actifs reflète la prise en compte du risque financier, notamment de coûts échoués que fait porter la transition énergétique sur les actionnaires des sociétés d'infrastructures de gaz naturel.

(80) En l'absence d'opérateur de stockage comparable coté en bourse, la CRE a pris comme taux de référence le CMPC des GRT de gaz naturel en le majorant d'une prime de risque spécifique au stockage. Cette prime est fixée à 50 points de base, en raison de la concentration des installations de stockage, du risque géologique des sous-sols et du risque de substituabilité avec les terminaux méthaniers, ainsi que des interconnexions avec l'étranger.

(81) La CRE a également précisé que ce taux de rémunération est inférieur à celui accordé aux opérateurs régulés des terminaux méthaniers (7,25 %, à l'entré en vigueur de la mesure) dont l'activité est plus risquée notamment sur le plan commercial en raison de la coexistence de terminaux méthaniers régulés et non régulés et d'un nombre de clients plus restreint. Par ailleurs, la CRE a cité l'exemple du taux de rémunération de 6,5 % retenu par le régulateur italien pour le stockage de gaz naturel.

3.6.3. *Investissements*

(82) Chaque année, en application de l'article L.421-7-1 du code de l'énergie, les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel transmettent à la CRE, pour approbation, leur programme annuel d'investissements. Dans ce cadre, la CRE *«veille à la réalisation des investissements nécessaires au bon développement des stockages et à leur accès transparent et non discriminatoire»*.

(83) Dans le deuxième tarif de stockage, la CRE a introduit une incitation à la maîtrise des coûts pour différentes catégories d'investissements.

([23]) En particulier, le rapport du cabinet Compass Lexecon du 20 mars 2017 recommandait de fixer le CMPC entre 4,2 et 5,8 %.

3.6.4. *Compte de régularisation des charges et des produits*

(84) Le revenu autorisé est fixé par la CRE sur la base des prévisions des opérateurs concernant leurs charges et leurs recettes pour l'année suivante. Le CRCP a été introduit afin de prendre en compte la différence entre les charges ou les produits prévisionnels et les charges ou les produits réellement constatés, sur un certain nombre de postes prédéfinis. Le CRCP protège, par conséquent, les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative ainsi que pour la prise en compte d'éventuelles plus-values de cession ou coûts échoués, une fois validés par la CRE.

(85) Pour le tarif ATS 1, lors du premier exercice du stockage régulé, la CRE a retenu un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre l'ensemble des charges et des recettes prévisionnelles et l'ensemble des charges et les recettes réalisées sont régularisés *a posteriori*. Le tarif était donc «100 % CRCP» et aucun poste de charges ou de produits n'était incité.

(86) Pour le tarif ATS 2, la CRE applique un périmètre de CRCP conforme au cadre général de l'ensemble des tarifs des réseaux d'électricité et des infrastructures de gaz naturel. Ainsi, seuls certains postes prédéfinis font l'objet d'une couverture *a posteriori* des écarts entre prévisionnel et réalisé *via* le CRCP. Ces postes couverts au CRCP portent notamment sur les dépenses d'investissements ou les recettes de commercialisation. *À contrario*, la quasi-totalité des charges d'exploitation fait l'objet d'une incitation qui peut être totale (100 % des écarts entre prévision et réalisé sont à la charge ou au bénéfice de l'opération) ou partielle (par exemple, pour les charges d'énergie où l'incitation est de 20 %, 80 % des écarts étant au CRCP).

3.7. **Bénéficiaires**

(87) Les bénéficiaires de la mesure correspondent aux exploitants des infrastructures de stockage de gaz naturel, qui entrent dans le champ du mécanisme de régulation. Depuis l'entrée en vigueur de la mesure, il s'agit de Storengy, Teréga et Géométhane.

3.8. **Financement de la mesure via les tarifs d'utilisation des réseaux de transport**

(88) Le financement du revenu autorisé des opérateurs de stockage provient, d'une part, des recettes directement perçues par les opérateurs de stockage et, d'autre part, lorsque ces recettes sont inférieures au revenu autorisé, de la compensation stockage égale à la différence entre le revenu autorisé et les recettes directement perçues.

Compensation = revenu autorisé – recettes directement perçues

(89) Les recettes directement perçues par les opérateurs sont issues majoritairement des enchères, mais également des éventuels contrats long terme historiques et des services additionnels.

(90) La compensation stockage est recouvrée par les GRT auprès des expéditeurs de gaz naturel au titre d'un terme dédié, le «terme stockage», au sein du tarif d'utilisation du réseau de transport (tarif ATRT) dans les conditions fixées par la CRE (voir considérant 21].

(91) À titre liminaire, il convient de préciser que, en France, il existe deux GRT, soit deux titulaires d'une autorisation d'exploitation de canalisations de transport de gaz naturel en vertu de l'article L.431-1 du code de l'énergie: GRTgaz et Teréga (anciennement TIGF).

(92) GRTgaz est une société anonyme détenue à 75 % par ENGIE et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazière. GRTgaz, directement contrôlée par ENGIE, est indépendante vis-à-vis des autres parties de son entreprise verticalement intégrée (le groupe ENGIE) conformément au modèle de GRT indépendant, assurant la séparation effective des activités de GRT et des activités de production ou fourniture ([24]).

([24]) Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz; délibération n° 2019-135 de la CRE du 25 juin 2019 portant décision sur le maintien de la certification de la société Teréga à la suite de trois prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production d'énergie.

(93) Comme décrit au considérant 9, Teréga est détenue à 40,5 % par Snam, à 31,5 % par GIC, à 18 % par EDF Investissement et à 10 % par Predica. Teréga vérifie également les conditions d'un GRT indépendant ([25]).

3.8.1. *Fixation du terme stockage au sein des tarifs d'utilisation des réseaux de transport par la CRE*

(94) Selon l'article L.452-1, sixième alinéa, du code de l'énergie, «Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont recouvrés par les gestionnaires de ces réseaux. Les gestionnaires de réseaux de transport reversent aux opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-3-1 une part du montant recouvré selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie».

(95) Selon l'article L.452-2 du code de l'énergie, «Les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, […] sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie».

(96) Sur la base de ces dispositions, par sa délibération n° 2018-069 du 22 mars 2018 ([26]), la CRE a fixé les modalités de calcul du terme stockage, applicable depuis le 1er avril 2018.

(97) Le terme stockage payé par chaque expéditeur doit, selon la CRE, refléter la valeur «sécurité d'approvisionnement», c'est-à-dire la rémunération des stockages qui assurent en priorité l'alimentation en gaz naturel des clients dont l'alimentation ne peut être interrompue, notamment les clients domestiques.

3.8.2. *Paiement du terme stockage par les expéditeurs et refacturation aux clients finaux*

(98) Concernant l'obligation de paiement du terme stockage par les expéditeurs, par sa délibération du 22 mars 2018, la CRE a introduit le terme stockage dans les tarifs ATRT en insérant de nouvelles dispositions dans sa délibération n° 2018-022 du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1er avril 2018.

(99) Il résulte de cette modification que «tout expéditeur qui se voit attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un Point d'Interface Transport Distribution (PITD) se voit appliquer un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de ses clients, raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz, dans son portefeuille le 1er jour de chaque mois.».

(100) La notion d'expéditeur désigne toute «personne physique ou morale qui conclut avec un GRT un contrat d'acheminement sur le réseau de transport de gaz. L'expéditeur est, selon le cas, le client éligible, le fournisseur ou leur mandataire». Un PITD est défini comme un «point physique ou notionnel d'interface entre un réseau de transport et un réseau de distribution publique».

(101) De plus, il résulte des termes de l'article L.452-1, sixième alinéa, du code de l'énergie que les GRT doivent obligatoirement prélever les tarifs ATRT (voir considérant 94 «*sont recouvrés*»).

(102) Concernant la répercussion du terme stockage sur les utilisateurs finaux, la CRE a indiqué que les expéditeurs répercuteront le terme stockage sur leurs clients finaux qui entrent dans l'assiette de compensation dans la part «Transport» de leur facture. La CRE ne dispose pas de la liste des clients concernés.

([25]) Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF; délibération de la CRE du 4 février 2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Predica dans le capital de TIGF Holding.

([26]) Délibération de la CRE n° 2018-69 du 22 mars 2018 portant décision d'introduction d'un terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et TIGF.

(103) Plus précisément, cette répercussion n'est obligatoire qu'au titre des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en vertu des articles L.445-3 et R.445-3 du code de l'énergie ([27]). Pour les offres de marché, cette répercussion relève du choix discrétionnaire du fournisseur.

3.8.3. *Répartition des fonds collectés par les GRT entre les opérateurs de stockage selon les modalités fixées par la CRE*

(104) Selon la délibération de la CRE relative au terme stockage, une fois collectés, les recettes du terme stockage sont reversées par les GRT aux différents opérateurs de stockage au *pro rata* de la compensation devant être reçue ([28]). La fraction allouée à chaque opérateur correspond au rapport entre la compensation prévisionnelle annuelle de l'opérateur et la compensation prévisionnelle totale de l'ensemble des opérateurs des opérateurs de stockage régulés, telles que fixées par la CRE. Ces fractions sont précisées annuellement dans la délibération de la CRE portant évolution du terme stockage.

(105) À cet effet, conformément à la délibération de la CRE, les GRT concluent un contrat avec chaque opérateur de stockage afin d'encadrer les modalités de la prestation de collecte et de reversement de la compensation, dont le coût est fixé par la CRE et couvert par le revenu autorisé des opérateurs. Pour l'année 2018, ce coût s'élève à 130 000 EUR par GRT par opérateur de stockage ([29]).

3.9. **Budget**

(106) Chaque année, le montant total des compensations versées aux opérateurs régulés dépend des recettes tirées de la mise aux enchères et du revenu autorisé fixé par la CRE. Le montant des compensations versées aux trois opérateurs de stockage régulés s'élevait à 528 millions d'euros en 2018, à 540 millions d'euros en 2019 et à 251 millions d'euros en 2020.

	2018 (millions d'euros)	**2019 (millions d'euros)**	**2020 (millions d'euros)**
Storengy	402	392	199
Teréga	101	113	25
Géométhane	26	36	28
Total	528	540	251

Tableau 5: Bilan de la compensation stockage pour les années 2018, 2019 et 2020

3.10. **Durée**

(107) Les dispositions de la loi Hydrocarbures relatives au mécanisme de régulation des opérateurs de stockage sont entrées en vigueur le 1er janvier 2018. La CRE a fixé les revenus autorisés des opérateurs de stockage à partir du 1er janvier 2018. En outre, les premières enchères des capacités de stockage ont eu lieu du 5 au 29 mars 2018 pour la période 2018-2019, et ont été organisées en 2019-2020 et 2020-2021 (voir tableau 2 au considérant 54].

(108) De plus, le terme stockage a été introduit dans le tarif ATRT à compter du 1er avril 2018. La CRE a d'abord fixé le revenu autorisé prévisionnel pour une période de régulation à deux ans ([30]). Elle a ensuite harmonisé le cadre de régulation des opérateurs de stockage avec celui des autres tarifs d'infrastructure. Ce deuxième tarif de stockage s'applique pour la période 2020-2023 ([31]).

([27]) Article L.445-3 du code de l'énergie: «*Les tarifs réglementés de vente du gaz naturel sont définis en fonction des caractéristiques intrinsèques des fournitures et des coûts liés à ces fournitures. Ils couvrent l'ensemble de ces coûts […].*»
Article R.445-3 du code de l'énergie: «*Pour chaque fournisseur est définie une formule tarifaire qui traduit la totalité des coûts d'approvisionnement en gaz naturel. La formule tarifaire et les coûts hors approvisionnement permettent de déterminer le coût moyen de fourniture du gaz naturel, à partir duquel sont fixés les tarifs réglementés de vente de celui-ci, en fonction des modalités de desserte des clients concernés.*
Les coûts hors approvisionnement comprennent notamment: […] 2° Les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant».

([28]) Délibération no 2018-069 précitée, p. 7-8.

([29]) Délibération no 2018-069 précitée.

([30]) Délibération no 2018-069 de la CRE du 22 mars 2018 précitée.

([31]) Délibération no 2020-011 de la CRE du 23 janvier 2020 précitée.

(109) Actuellement, les autorités françaises ne prévoient pas de date de fin du mécanisme. En revanche, le périmètre du mécanisme a été défini par la dernière PPE ([32]) jusqu'à la révision de celle-ci. Cette révision de la PPE est prévue en 2023 et interviendra au plus tard au 31 décembre 2028.

3.11. **Engagements**

(110) Les autorités françaises ont pris deux engagements. Premièrement, les autorités françaises se sont engagées à soumettre à la Commission un rapport avant la fin de l'année 2024. Les points à couvrir dans ce rapport sont les suivants:

— des informations relatives à la mise en œuvre de la mesure au cours de la période précédente (2018-2023), en particulier les résultats des enchères en termes de volumes et de prix et les montants de la rémunération perçue par site,

— une vue d'ensemble actualisée du fonctionnement du marché du gaz naturel en France, en particulier des éléments qui justifient le maintien de la mesure pour la période 2023-2028, y compris le niveau de *spread*, le niveau de la demande, les investissements dans le réseau gazier en France et à l'étranger, et les investissements dans les terminaux GNL,

— des informations relatives à la révision de la PPE en 2023 et son incidence éventuelle sur le champ d'application de la mesure,

— la méthode de calcul de la rémunération garantie au cours de la période réglementaire 2023-2028. En cas de modification de la méthode de calculs, la Commission souhaite des informations sur les raisons à l'origine de la modification,

— les données relatives à l'incidence de la mesure sur la concurrence, en mettant l'accent sur les distorsions potentielles de concurrence identifiées dans la décision, par exemple, l'incidence de la mesure sur les installations de stockage de gaz naturel dans les États membres voisins, sur les interconnexions et sur les terminaux méthaniers françaises. Ces éléments devraient être étayés par des données historiques sur l'utilisation de ces actifs ainsi que par des modifications pertinentes du régime réglementaire en ce qui concerne le stockage du gaz naturel dans les pays voisins de la France. L'incidence de la mesure sur le commerce de détail français doit également être évaluée et quantifiée.

(111) Deuxièmement, les autorités françaises s'engagent à publier les informations suivantes sur un site internet exhaustif consacré aux aides d'État en France ([33]) ainsi que le *Transparency Award Module*: un lien permettant d'accéder au texte intégral du mécanisme et de ses modalités de mise en œuvre; l'identité des bénéficiaires des flux financiers; la forme des flux financiers; le montant octroyé à chaque bénéficiaire; la date d'octroi; le type d'entreprise (PME/grande entreprise), la région dans laquelle le bénéficiaire est établi et le principal secteur économique dans lequel le bénéficiaire exerce ses activités.

3.12. **Description des raisons ayant conduit à l'ouverture de la procédure formelle d'examen**

(112) La Commission considère, à titre préliminaire, dans sa décision d'ouverture, que le mécanisme de régulation constitue une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, qui pourrait être compatible avec le marché intérieur au titre de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE. Néanmoins, au stade de la procédure formelle d'examen, la Commission avait exprimé des doutes quant à la proportionnalité du mécanisme de régulation et l'existence de distorsions de concurrence.

(113) Plus précisément, d'une part, la Commission avait constaté que, aux fins de la fixation du revenu autorisé des opérateurs de stockage, la CRE permet aux opérateurs de stockage d'obtenir une rémunération du capital immobilisé. Le calcul de cette rémunération implique d'évaluer la valeur des actifs régulés. La Commission a exprimé des doutes sur le processus d'évaluation économique indépendante de la valeur de marché des actifs au moment de la mise en œuvre du mécanisme de régulation par la CRE, ce qui aurait pu remettre en cause le caractère proportionné de la mesure.

(114) D'autre part, à la lumière des informations fournies à la Commission dans le cadre de la procédure formelle d'examen, la Commission ne pouvait exclure que le mécanisme introduise des distorsions de concurrence. Ces distorsions excessives de concurrence auraient existé (i) entre les fournisseurs de gaz naturel français et ceux d'autres États membres, (ii) entre, d'une part, les opérateurs de stockage de gaz naturel et, d'autre part, les opérateurs de GNL et les gestionnaires des interconnexions et (iii) entre les opérateurs de stockage de gaz naturel français et ceux d'autres États membres.

([32]) Décret n° 2020-456 du 21 avril 2020 précitée.

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

4. **COMMENTAIRES DE LA FRANCE**

(115) La France a fait parvenir ses observations à la Commission et, annexées à celles-ci, les observations de la CRE. Les observations de la CRE sont, dès lors, considérées comme faisant partie intégrante des observations de la France.

(116) La France considère que les doutes exprimés par la Commission sur la réforme du stockage du gaz naturel sont infondés.

4.1. **L'existence de l'aide**

(117) Tout d'abord, la France conteste que la mesure en cause implique des ressources d'État. De plus, selon la France, il ne peut être considéré que le passage d'un régime négocié à un régime régulé serait constitutif d'un avantage économique pour l'opérateur qui y est contraint. Elle conteste également que les gestionnaires d'interconnexions et de terminaux méthaniers soient des concurrents des opérateurs de stockage.

(118) Ensuite, concernant le financement par des ressources d'État, la France conteste que la couverture d'une partie des coûts des opérateurs des infrastructures essentielles de stockage de gaz naturel présente le caractère d'une contribution obligatoire. Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel est payé par les fournisseurs de gaz naturel en contrepartie du service d'acheminement, service dimensionné avec un haut niveau de fiabilité et une capacité à long terme à satisfaire une demande raisonnable ([34]).

(119) La France note également que la répercussion du tarif d'utilisation du réseau de transport sur la facture du consommateur de gaz naturel n'est obligatoire que pour les consommateurs faisant le choix de bénéficier des tarifs réglementés de vente du gaz naturel. Les offres au tarif réglementé de vente représentent, selon la France, une part minoritaire de la fourniture de gaz naturel en France ([35]), d'autant plus qu'il est prévu de mettre fin aux tarifs réglementés de vente du gaz naturel en plusieurs étapes ([36]).

(120) En outre, concernant l'avantage conféré, la France remarque, en premier lieu, que la détermination du coût du capital prend en compte le plus faible risque pesant sur les activités régulées par une moindre rémunération des capitaux engagés par rapport à des activités non régulées. En second lieu, la France conteste que les recettes perçues par un opérateur de stockage dans le régime régulé soient systématiquement supérieures à celles perçues par ce même opérateur dans un régime négocié ([37]). En outre, la France rappelle que le cadre de régulation mis en œuvre depuis 2018 est symétrique: la «compensation» pourrait s'inverser et être versée par les opérateurs de stockage dès lors que les recettes de commercialisation viendraient à dépasser le revenu autorisé fixé par la CRE. Ainsi, le modèle régulé ne peut être dissocié des obligations et de la perte d'opportunité économique imposées aux opérateurs de stockage dans le cadre de ce modèle régulé.

(121) Les dépréciations comptables de 494 millions d'euros, enregistrées par le groupe ENGIE au titre de son activité régulée de stockage quelques jours après la publication des paramètres retenus par la CRE pour le tarif de stockage, témoignent de cette perte d'espérance de gains associés à des conditions favorables de marché. Enfin, la France rappelle que l'introduction du mécanisme de régulation n'a pas entraîné un accroissement du revenu entre 2017 et 2018 des opérateurs de stockage français, excepté pour la société Storengy. La France souligne également que Storengy, à niveaux de *spreads* comparables, perçoit dans le cadre régulé un revenu autorisé inférieur aux revenus tirés de la commercialisation en régime négocié.

(122) La France considère qu'il n'est pas pertinent de s'attarder sur la situation des opérateurs de stockage situés dans d'autres États membres lorsqu'il s'agit d'analyser le caractère sélectif de l'avantage conféré. En effet, elle cite le Tribunal et la Cour de Justice, qui ont relevé que *«la condition relative à la sélectivité […] ne peut être appréciée qu'au niveau d'un seul État membre»* ([38]). En tout état de cause, la France relève que les opérateurs de stockage des autres États membres ne sont pas dans une situation factuelle et juridique comparable au regard de l'objectif poursuivi par la mesure en cause, à savoir garantir la sécurité d'approvisionnement de gaz naturel en France.

([34]) Conformément aux dispositions de l'article 14, paragraphe 4, de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 2003/55/CE.

([35]) Selon le rapport «*Observatoire des marchés de détail du 4e trimestre 2019*» publié par la CRE, au 31 décembre 2019, 66 % des sites résidentiels et non résidentiels sont en offres de marché contre 34 % en offres au tarif réglementé de vente, et 91 % de la consommation de gaz naturel est fournie par des offres de marché contre 9 % par des offres au tarif réglementé de vente.

([36]) Conformément aux dispositions de l'article 63 de la loi nº 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat.

([37]) Même si, entre 2013 et 2017, les recettes de commercialisation étaient peu élevées, le revenu autorisé total est significativement inférieur aux chiffres d'affaires réalisés par ces opérateurs pour les années 2008-2012, dans un contexte de *spread* élevé.

([38]) Arrêts du 7 novembre 2014, *Banco Santander*, T-399/11, EU:T:2014:938, point 75; du 11 novembre 2004, *Espagne/Commission*, C-73/03, EU:C:2004:711, point 28.

(123) S'agissant des gestionnaires d'interconnexions, d'une part, et des exploitants de terminaux méthaniers, d'autre part, la France rappelle que ces opérateurs sont tous régulés en France ([39]). Ils bénéficient donc de mécanismes de régulation très proches de celui mis en œuvre pour le stockage, y compris la fixation par le régulateur d'un revenu autorisé leur permettant de couvrir leurs coûts. La France considère, par conséquent, qu'il ne peut être contesté que la mesure en cause confère un avantage sélectif à ces opérateurs, par rapport aux gestionnaires d'interconnexions gazières et de terminaux méthaniers.

(124) Concernant l'effet sur la concurrence et les échanges entre États membres, la France considère que les gestionnaires d'interconnexions et de terminaux méthaniers ne sont pas en concurrence avec les opérateurs de stockage (voir aussi considérants (133) et suivants).

4.2. **La compatibilité de la mesure en cause avec le marché intérieur**

4.2.1. *La proportionnalité*

(125) La France explique que la régulation fondée sur les coûts des opérateurs est une approche largement répandue chez les régulateurs européens. Elle permet de garantir à la fois aux opérateurs de bénéficier de revenus suffisants pour préserver leur activité et aux consommateurs finaux de ne pas payer le stockage à un prix supérieur à celui du service rendu. À *contrario*, la France explique que, selon elle, une méthode fondée sur le niveau des *spreads* serait volatile, et pourrait, selon l'évolution des prix de marché à court terme, ne pas garantir la couverture des coûts des opérateurs ou au contraire générer des bénéfices indus.

(126) La CRE a retenu, pour fixer le niveau du tarif de stockage, une régulation fondée sur la couverture des coûts jugés efficaces supportés par les opérateurs. Ainsi, elle fixe pour chaque opérateur un revenu autorisé de manière à couvrir les coûts représentés par les charges d'exploitation, ainsi que par l'amortissement des actifs et le coût du capital. Pour définir le niveau initial de la BAR au 1er janvier 2018 des opérateurs de stockage, la CRE a procédé à la réévaluation au 31 décembre 2016 de la valeur brute comptable des actifs des opérateurs (voir considérants (55) et suivants sur la fixation des revenues autorisés).

(127) À titre subsidiaire, la France apporte des éléments d'analyse supplémentaires pour démontrer que d'autres méthodes aboutissent à des résultats de BAR cohérents avec la méthode de la CRE.

(128) La valeur des opérateurs de stockages dans les comptes de leurs actionnaires est déterminée en application des normes comptables et en fonction de la perspective de revenus attendus de l'activité sur le long terme. Pour Storengy, la CRE a retenu une valeur de la BAR initiale de 3,5 milliards d'euros, pour une valorisation de Storengy dans les comptes d'ENGIE au 31 décembre 2016 de [3 à 5 milliards d'euros]. Pour Teréga, la CRE a retenu une valeur de la BAR initiale de 1 156 millions d'euros, pour une valorisation du périmètre stockage dans les comptes de la société-mère au 31 décembre 2016 d'environ [1 à 2 milliards d'euros].

(129) Les transactions récentes permettent également d'éclairer la valeur des entreprises et la valorisation des activités de stockage dans le cadre des transactions. Par exemple, sur la base des transactions intervenues dans le capital de la société Teréga en 2013 ([40]) et 2015 ([41]), la valeur des actifs du périmètre stockage est estimée entre [1 à 2 milliards d'euros].

(130) De plus, la France mentionne que des consultants externes ont aussi travaillé sur la valorisation des BAR des opérateurs. Pour Storengy, le calcul réalisé par le consultant […] pour la CRE aboutit à un résultat de [3 à 5 milliards d'euros]. La France fait également référence à l'étude de PwC, mandatée par Teréga, qui valorise la BAR en 2018 entre [1 et 2 milliards d'euros].

(131) Enfin, la France considère qu'une méthode alternative, consistant à reconstituer l'historique des recettes de l'opérateur, afin de déterminer si elles ont permis de couvrir les investissements passés, ne serait pas assez robuste pour déterminer la valeur de la BAR. Une telle méthode impliquerait en effet une reconstitution, depuis la date de mise en service initiale, des actifs de stockage les plus anciens (fin des années 1950), des *free cash-flows* de chaque opérateur qui matérialisent la trésorerie disponible de l'opérateur après le financement de son besoin en fonds de roulement, de ses impôts et de ses investissements, afin de les comparer à la valeur brute des actifs.

([39]) À l'exception de Dunkerque LNG qui bénéficie d'une exemption.
([40]) Acquisition de la société TIGF par un consortium composé de GIC, Snam et EDF.
([41]) Prise de participations de la société Prédica dans le capital de TIGF.

(132) Cet historique semble particulièrement complexe à reconstituer, tant par l'effort de documentation exhaustive nécessaire, que par les évolutions organisationnelles et capitalistiques des sociétés de stockage actuelles: d'une part, Storengy, faisant partie d'un modèle intégré au sein de Gaz de France/GDF Suez, la reconstitution de l'historique impliquerait nécessairement des hypothèses de détourage de l'activité. D'autre part, Teréga a fait l'objet de cessions successives.

4.2.2. *Les effets négatifs sur la concurrence et les échanges*

(133) Concernant les distorsions de concurrence entre les fournisseurs français et les fournisseurs d'autres États membres qui souscrivent des capacités de stockage en France, la France explique que la «nationalité» du fournisseur n'a aucune incidence. Les enchères publiques sont ouvertes à l'ensemble des acteurs disposant d'une autorisation de fourniture de gaz naturel. Cette autorisation de fourniture n'est pas restreinte aux seuls fournisseurs français et peut être obtenue par toute personne installée sur le territoire d'un État membre de l'Union ([42]). En second lieu, les autorités françaises soulignent que pour un même service d'acheminement, le même tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel est appliqué aux fournisseurs français et aux fournisseurs d'autres États membres.

(134) De plus, selon la France, les stockages ne sont pas en concurrence avec les interconnexions et les terminaux méthaniers. La France relève, tout d'abord, que la Commission n'a jamais apprécié l'existence d'un marché unique comprenant le stockage de gaz naturel, les infrastructures de regazéification et les interconnexions. De plus, la France souligne que, dans les analyses relatives à la capacité du système gazier à satisfaire une demande raisonnable, les infrastructures essentielles de stockage de gaz naturel interviennent en complément d'une pleine utilisation des interconnexions et d'une pleine utilisation des capacités des terminaux méthaniers, à hauteur des stocks de gaz naturel liquéfié disponibles.

(135) En outre, la France constate que la Commission a reconnu à plusieurs reprises l'existence d'un marché distinct du stockage souterrain de gaz naturel, aussi bien en France ([43]), que dans d'autres États membres ([44]). À la lumière des résultats d'une enquête de marché concernant une opération sur le territoire français, la Commission a constaté l'absence de substituabilité entre le stockage et les autres modes de flexibilité ([45]). La France note également que dans deux décisions, la Commission a considéré que le marché du stockage de gaz naturel était de dimension régionale voire nationale ([46]).

(136) La France considère que chaque instrument de flexibilité a des fonctionnalités et caractéristiques propres, qui empêchent la substitution avec les autres instruments de flexibilité. Les interconnexions permettent d'approvisionner le territoire en gaz naturel. En l'absence de stockage, il serait nécessaire de dimensionner les interconnections pour être en mesure de garantir l'approvisionnement du territoire français en gaz naturel lors d'une pointe de consommation. Un tel dimensionnement serait, dès lors, inefficace. De plus, l'Union affiche l'objectif de réduire la consommation de gaz naturel. Aucun investissement nouveau n'est envisagé au niveau des interconnexions dont dispose la France aujourd'hui. La question de la concurrence et des signaux d'investissements à long terme posée par la Commission apparaît donc comme purement théorique.

(137) Les terminaux méthaniers offrent une possibilité d'arbitrage pour approvisionner le territoire au moindre coût. La disponibilité du GNL est incertaine et dépend fortement des conditions mondiales d'offre et de demande qui réorientent régulièrement les cargaisons. En outre, les terminaux méthaniers disposent de capacités de stockage limitées ([47]), et qui, dans les meilleures conditions, ne pourraient pas être mobilisées plus de 5 jours. Or, cette période est inférieure à la durée moyenne d'une vague de froid, qui dure de 5 à 15 jours, n'offrant ainsi pas un délai suffisant pour mobiliser une arrivée de cargaison assez rapidement pour éviter une rupture des émissions ([48]).

(138) Ainsi, les stockages de gaz naturel rendent un service de flexibilité inter-saisonnier qui ne peut être rendu, ni par les interconnexions dans des conditions économiques comparables, ni par les terminaux méthaniers. À *contrario*, l'existence de stockages en France ne peut suffire à assurer la sécurité d'approvisionnement de la France en gaz naturel. Il reste indispensable de recourir aux interconnexions et aux terminaux méthaniers pour alimenter le territoire.

([42]) Conformément aux dispositions de l'article L. 443-4 du code de l'énergie.
([43]) Voir par ex. Commission, 14 novembre 2006, M. 4180 Gaz de France/Suez, point 341.
([44]) Commission, 29 septembre 1999, M. 1383 – Exxon/Mobil, points 69 et 261; Commission, 25 avril 2003, M. 3086 – Gaz de France/Preussag Énergie, point 14; Commission, 21 décembre 2005, M. 3696 EON/MOL, point 99; Commission, 19 novembre 2013, M.6984 - EPH/Stredoslovenska Energetika, point 24.
([45]) Commission, 8 octobre 2004, M. 3410 Total/Gaz de France, point 19.
([46]) Commission, 21 décembre 2005, M. 3696 – E.ON/MOL, point 130; Commission, 19 novembre 2013, M.6984 - EPH/ Stredoslovenska Energetika, point 24.
([47]) 4,2 TWh de stock en moyenne dans les terminaux français durant l'hiver.
([48]) 10 à 15 jours selon l'origine du gaz.

(139) Ainsi, ces différents types d'infrastructures sont complémentaires et non en concurrence pour assurer la sécurité d'approvisionnement de la France.

(140) Même s'il était considéré que les interconnexions, les terminaux méthaniers et les stockages de gaz naturel sont en concurrence, la France rappelle que les interconnexions et les terminaux méthaniers français sont tous régulés, à l'exception du terminal de Dunkerque. De ce fait, la rentabilité de ces infrastructures correspond au taux de rémunération des actifs fixé par la CRE. De ce fait, la mise en œuvre de la régulation du stockage ne peut avoir de conséquence sur la rentabilité des autres infrastructures régulées.

(141) En outre, la France rappelle que les faits récents contredisent une éventuelle hypothèse de concurrence dommageable pour les interconnexions ou les terminaux méthaniers. Depuis la fin de l'année 2018, l'utilisation des terminaux français et européens atteint des niveaux particulièrement élevés par rapport aux 10 dernières années. De plus, les opérateurs de terminaux méthaniers ont récemment lancé avec succès des procédures de commercialisation de leurs capacités à moyen terme. La régulation du stockage, combinée à la fusion des zones en France mise en œuvre fin 2018, a largement contribué à améliorer la profondeur et la liquidité du marché français et ouest-européen.

(142) La France conteste également que la régulation du stockage pourrait réduire les incitations à utiliser les terminaux méthaniers et les interconnexions existantes. Les incitations à l'utilisation proviennent des signaux de prix envoyés par les différents marchés du gaz naturel ([49]). Dans ce contexte, les stockages constituent un moyen additionnel d'optimiser les coûts d'approvisionnement en gaz naturel et de bénéficier de prix de marché compétitifs.

(143) La France note également que les décisions d'investissements dans les interconnexions et les terminaux méthaniers reposent sur les stratégies d'approvisionnement qui ne sont pas affectées de façon négative par le stockage de gaz naturel.

(144) Enfin, la France considère que la situation des opérateurs de stockage des autres États membres n'est aucunement affectée par la mesure en cause. Les autorités françaises notent que le dimensionnement du système gazier français, fondé notamment sur la prise en compte de 100 % des capacités disponibles aux interconnexions, implique mécaniquement la prise en compte des moyens d'approvisionnement situés derrière les interconnexions, notamment les infrastructures de stockage de gaz naturel situées dans d'autres États membres de l'Union. Les autorités françaises notent aussi que certaines de ces infrastructures sont également régulées.

(145) La vente des capacités de stockage s'effectue par le biais d'enchères et à prix de marché. Par conséquent, la mesure en cause ne désavantage pas les opérateurs de stockage des autres États membres. De plus, la mesure en cause ne peut avoir qu'un effet minime sur la formation des prix. Les stockages français permettent de stocker environ 130 TWh ([50]), ce qui est faible en comparaison des quantités échangées sur les places de marché. En 2018, 28 220 TWh ont été échangé sur le TTF ([51]).

(146) Les opérateurs de stockage des différents États membres sont donc tous soumis à des conditions de marché sur lesquelles les stockages français n'ont que peu d'influence, de sorte qu'il ne peut être considéré que leur rentabilité pourrait baisser du fait de la mise en place de la mesure en cause.

(147) La France observe d'ailleurs que les taux de remplissage des stockages allemands et belges atteignent des niveaux élevés qui ont augmenté entre 2018 et 2019 ([52]). Ces niveaux élevés mettent en évidence que la régulation des stockages français ne prive pas les opérateurs des autres États membres de vendre l'intégralité de leurs capacités de stockage dans un contexte de marché favorable.

5. **OBSERVATIONS DES INTÉRESSÉS**

(148) La Commission a reçu des observations de la part de dix-huit parties intéressées, dont les trois bénéficiaires de la mesure. Leurs observations sont résumées aux considérants (149) à (233).

([49]) Prix des différentes places de marché au niveau européen, du GNL mondial.
([50]) Commercialisés sur une période de quatre mois.
([51]) Title Transfer Facility qui regroupe la majorité des échanges à terme.
([52]) Respectivement de 88 % à 99 % et de 54 % à 97 %.

5.1. **Observations des bénéficiaires de la mesure**

5.1.1. *Géométhane*

(149) Géométhane souligne les effets positifs de l'introduction de la mesure au regard de l'objectif de sécurité énergétique. À l'appui de ses arguments, Géométhane a présenté un rapport détaillé à la Commission ([53]).

5.1.1.1. L'existence de l'aide

(150) La mesure en cause ne constitue pas une aide d'État, selon Géométhane, pour plusieurs raisons.

(151) Tout d'abord, Géométhane note l'absence de financement au moyen de ressources étatiques en raison du fait que le terme stockage ne peut être qualifié de contribution obligatoire: le transfert de ressources s'effectue seulement entre opérateurs privés (les fournisseurs de gaz naturel et les opérateurs de stockage), le contrôle de l'État sur les fonds est limité, la mesure en cause ne diminue pas le budget de l'État, et elle prévoit une obligation d'entretien des infrastructures essentielles de stockage visées par le dispositif par les opérateurs.

(152) En outre, la mesure en cause ne peut être considérée comme un avantage sélectif octroyé aux opérateurs de stockage actifs sur le territoire français par rapport à ceux situés à l'étranger puisqu'ils ne sont pas dans une situation juridique et factuelle comparable à celle des opérateurs de stockage installés sur le territoire français au regard de l'objectif poursuivi par la mesure en cause. De plus, les exploitants d'autres instruments de flexibilité ne sont pas dans une situation juridique et factuelle comparable.

(153) Enfin, Géométhane explique que la mesure en cause n'entraîne pas d'effets sur la concurrence et les échanges entre les États membres.

5.1.1.2. La compatibilité de l'aide

(154) Dans le cas où la mesure en cause serait qualifiée d'aide d'État, celle-ci devrait être considérée comme compatible avec la réglementation en matière d'aides d'État, selon Géométhane. En effet, la mesure en cause contribue à atteindre l'objectif d'intérêt commun de sécurité énergétique. En outre, elle est nécessaire et appropriée pour atteindre cet objectif, à la lumière de l'analyse de mesures alternatives.

(155) L'introduction de la mesure en cause a un effet incitatif puisqu'en l'absence d'une telle mesure, les faibles proportions de souscription de capacité de stockage ainsi que la diminution des revenus issus des campagnes de souscription du fait d'une baisse du *spread* auraient conduit les opérateurs de stockage à mettre sous cocon, voire à fermer définitivement, des infrastructures essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel en France.

(156) Le calcul du revenu autorisé basé sur la méthode de valorisation de la BAR fondée sur les coûts courants économiques est justifié et proportionné, car:

— la BAR a fait l'objet d'une évaluation économique indépendante lors de la mise en œuvre du mécanisme de régulation, par un audit externe effectué par le cabinet de conseil […],

— la BAR initiale proposée par les opérateurs n'a pas été retenue par la CRE,

— la méthodologie des coûts courants économiques est fondée sur la valeur brute comptable des actifs pour la valorisation de la BAR,

— la méthodologie permet de refléter les coûts de remplacement des actifs net de l'amortissement,

— la méthodologie est appliquée à tous les tarifs d'infrastructures régulés en France,

— la méthodologie est appliquée par la quasi-totalité des régulateurs européens.

([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*, […] 12 juin 2020.

(157) Alternativement, une valorisation de la BAR en fonction de la valeur de marché représentée par les *spreads* ne serait pas pertinente car elle ne couvrirait pas les coûts des opérateurs, ce qui va à l'encontre du principe de couverture des coûts posé par la directive 2009/73/CE. Ainsi, prendre en compte la valeur de marché mettrait en péril le mécanisme de régulation qui a pour but d'assurer le maintien en opération des infrastructures de stockage essentielles au bon fonctionnement du réseau de transport. En outre, il existe un risque de sur-rémunération en cas d'augmentation du *spread*. La valeur de la BAR obtenue par la CRE est cohérente avec la valeur de marché des infrastructures sur le long et moyen terme.

(158) Il n'aurait pas été pertinent d'évaluer si les revenus générés avant l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation n'avaient pas permis de couvrir leur coût initial d'investissement puisque la prise en compte de ces revenus dans cette appréciation serait contraire aux pratiques des régulateurs européens, complexe et peu fiable.

(159) Enfin, des mesures sont prises afin de limiter les perspectives de profit des opérateurs (à savoir le coût moyen pondéré du capital, la limitation des coûts des opérateurs d'infrastructures de stockage efficace et une régulation incitative).

(160) À titre subsidiaire, Géométhane note également que la valeur de la BAR retenue par la CRE correspond à la valeur d'une transaction récente. En 2016, 98 % des actions de Géosud, qui détient elle-même 50 % des parts de Géométhane, ont été cédées par Total, Ineos et Géostock à la société CNP Assurances pour un montant de […]. Dès lors, il est possible de calculer la valeur totale de Géométhane estimée par l'acquéreur au moment de cette cession, à savoir […] ([54]) (auxquels s'ajoutent […] de trésorerie disponibles soit un total d'environ […]). Selon Géométhane, cette valeur de marché est cohérente […] à la valeur de la BAR retenue par la CRE en 2018, de 188,9 millions d'euros, augmentée des immobilisations en cours […].

(161) La mesure en cause prévient les effets négatifs sur la concurrence et les échanges entre États membres. En effet:

— il n'existe pas de distorsion de concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel français et les fournisseurs de gaz naturel étrangers. Le mode de mise aux enchères des prestations de stockage garantit un traitement égal des fournisseurs de gaz naturel français et étrangers. En outre, le mode de financement de la compensation stockage prévu par le mécanisme de régulation assure l'égalité de traitement entre les fournisseurs étrangers et les fournisseurs français. Les fournisseurs étrangers ne bénéficient pas de prix réduits par rapport aux fournisseurs français,

— il n'existe pas non plus de distorsion de concurrence vis-à-vis des opérateurs de stockage des pays voisins. Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation, les taux de remplissage des stockages sont en hausse partout dans l'Union et atteignent des niveaux particulièrement élevés,

— il n'existe pas non plus de distorsion de concurrence entre les opérateurs de stockage et les terminaux méthaniers ou les interconnexions en raison d'une absence de substituabilité des terminaux méthaniers et des interconnexions. Dans la pratique décisionnelle de la Commission en matière de concentrations, le marché de stockage de gaz naturel a été défini comme constituant un marché distinct. Il est plutôt question de complémentarité entre le stockage de gaz naturel, les terminaux méthaniers et les interconnexions.

5.1.2. *Storengy*

(162) Storengy souligne les effets positifs de l'introduction de la mesure en cause au regard de l'objectif de sécurité énergétique. À l'appui de ses arguments, Storengy a présenté un rapport détaillé à la Commission ([55]).

5.1.2.1. L'existence de l'aide

(163) La mesure en cause ne constitue pas une aide d'État, selon Storengy, pour plusieurs raisons.

([54]) Soit un prix d'acquisition (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*, […] 12 juin 2020.

(164) Tout d'abord, Storengy note l'absence de financement au moyen de ressources étatiques en raison du fait que le terme stockage ne peut être qualifié de contribution obligatoire, que le transfert de ressources s'effectue seulement entre opérateurs privés (les fournisseurs de gaz naturel et les opérateurs de stockage), que le contrôle de l'État sur les fonds est limité, que la mesure en cause ne diminue pas le budget de l'État et que celle-ci prévoit une obligation d'entretien des infrastructures essentielles de stockage visées par le dispositif par les opérateurs.

(165) En outre, la mesure en cause ne peut être considérée comme un avantage sélectif octroyé aux opérateurs de stockage actifs sur le territoire français par rapport à ceux situés à l'étranger puisqu'ils ne sont pas dans une situation juridique et factuelle comparable à celle des opérateurs de stockage installés sur le territoire français au regard de l'objectif poursuivi par la mesure. De plus, les exploitants d'autres instruments de flexibilité ne sont pas dans une situation juridique et factuelle comparable.

(166) Enfin, Storengy explique que la mesure en cause n'entraîne pas d'effets sur la concurrence et les échanges entre les États membres.

5.1.2.2. La compatibilité de l'aide

(167) Dans le cas où la mesure en cause serait qualifiée d'aide d'État, celle-ci devrait être considérée comme compatible avec la réglementation en matière d'aides d'État, selon Storengy. En effet, la mesure contribue à atteindre l'objectif d'intérêt commun de sécurité énergétique. En outre, la mesure en cause est nécessaire et appropriée pour atteindre cet objectif, à la lumière de l'analyse de mesures alternatives.

(168) L'introduction de la mesure en cause a un effet incitatif puisqu'en l'absence de celle-ci, les faibles proportions de souscription de capacité de stockage ainsi que la diminution des revenus issus des campagnes de souscription du fait d'une baisse du *spread* auraient conduit les opérateurs de stockage à mettre sous cocon, voire à fermer définitivement, des infrastructures essentielles pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel en France.

(169) Le calcul du revenu autorisé basé sur la méthode de valorisation de la base d'actifs régulés fondée sur les coûts courants économiques est justifié et proportionné, car:

— la BAR a fait l'objet d'une évaluation économique indépendante lors de la mise en œuvre du mécanisme de régulation, par un audit externe effectué par le cabinet de conseil […],

— la BAR initiale proposée par les opérateurs n'a pas été retenue par la CRE,

— la méthodologie des coûts courants économiques est fondée sur la valeur brute comptable des actifs pour la valorisation de la BAR,

— la méthodologie permet de refléter les coûts de remplacement des actifs net de l'amortissement,

— la méthodologie est appliquée à tous les tarifs d'infrastructures régulés en France,

— la méthodologie est appliquée par la quasi-totalité des régulateurs européens.

(170) Alternativement, une valorisation de la BAR en fonction de la valeur de marché représentée par les *spreads* ne serait pas pertinente car elle ne couvrirait pas les coûts des opérateurs, ce qui va à l'encontre du principe de couverture des coûts posé par la directive 2009/73/CE. Ainsi, prendre en compte la valeur de marché mettrait en péril le mécanisme de régulation qui a pour but d'assurer le maintien en opération des infrastructures de stockage essentielles au bon fonctionnement du réseau de transport. En outre, il existe un risque de sur-rémunération en cas d'augmentation du *spread*. La valeur de la BAR obtenue par la CRE est cohérente avec la valeur de marché des infrastructures sur le long et moyen terme.

(171) Il n'aurait pas été pertinent d'évaluer si les revenus générés avant l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation n'avaient pas permis de couvrir leur coût initial d'investissement, puisque la prise en compte de ces revenus dans cette appréciation serait contraire aux pratiques des régulateurs européens, complexe et peu fiable.

(172) Enfin, des mesures sont prises afin de limiter les perspectives de profit des opérateurs (à savoir, le coût moyen pondéré du capital, la limitation des coûts des opérateurs d'infrastructures de stockage efficace et une régulation incitative).

(173) La mesure en cause prévient les effets négatifs sur la concurrence et les échanges entre États membres. En effet:

— il n'existe pas de distorsion de concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel français et les fournisseurs de gaz naturel étrangers. Le mode de mise aux enchères des prestations de stockage garantit un traitement égal des fournisseurs de gaz naturel français et étrangers. En outre, le mode de financement de la compensation stockage prévu par le mécanisme de régulation assure l'égalité de traitement entre les fournisseurs étrangers et les fournisseurs français. Les fournisseurs étrangers ne bénéficient pas de prix réduits par rapport aux fournisseurs français,

— il n'existe pas non plus de distorsion de concurrence vis-à-vis des opérateurs de stockage des pays voisins. Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation, les taux de remplissage des stockages sont en hausse partout dans l'Union et atteignent des niveaux particulièrement élevés,

— il n'existe pas non plus de distorsion de concurrence entre les opérateurs de stockage et les terminaux méthaniers ou les interconnexions, en raison d'une absence de substituabilité des terminaux méthaniers et des interconnexions. Dans la pratique décisionnelle de la Commission en matière de concentrations, le marché de stockage de gaz naturel a été défini comme constituant un marché distinct. Il est plutôt question de complémentarité entre le stockage de gaz naturel, les terminaux méthaniers et les interconnexions.

5.1.3. *Teréga*

(174) Teréga souligne que l'objectif principal de la réforme du stockage réside dans la sécurité d'approvisionnement de la France en gaz naturel qui était menacée avant l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation.

5.1.3.1. L'existence de l'aide

(175) Teréga considère que la mesure échappe à la qualification d'aide d'État. Teréga observe que des systèmes de régulation fondés sur le principe de la couverture des coûts d'un opérateur efficace et d'une rémunération normale des capitaux investis sont courants dans l'Union, sans pour autant être considérés comme constitutifs d'une aide d'État.

(176) Tout d'abord, Teréga considère que la mesure en cause est un simple instrument de régulation tarifaire qui n'est pas financé au moyen de ressources d'État. En effet, elle n'a pas d'incidence sur le budget de l'État et n'engendre pas de surcoût qui soit obligatoirement répercuté sur les clients finaux. De plus, l'État français n'exerce de contrôle public ni sur les fonds collectés par les GRT ni sur les GRT eux-mêmes, qui sont des entreprises de droit privé contrôlées par des actionnaires majoritairement privés.

(177) Ensuite, Teréga considère que la mesure en cause n'octroie aucun avantage sélectif aux opérateurs concernés. Le mécanisme de régulation est fondé sur des enchères, qui comporte également des éléments d'incitation à l'efficience ainsi qu'un outil de régularisation *ex post* de l'ensemble des charges et des recettes. De plus, le caractère symétrique du mécanisme de régulation implique que les opérateurs de stockage ne perçoivent pas nécessairement une compensation mais peuvent, au contraire, être amenés à reverser le trop-perçu.

(178) De plus, s'agissant du critère de sélectivité, Teréga considère que la situation des opérateurs étrangers n'est pas un élément d'appréciation pertinent au regard de ce critère. Les opérateurs de stockage sont dans une situation factuelle et juridique différente à bien des égards de celle des opérateurs de terminaux méthaniers et des gestionnaires d'interconnexions, notamment au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France.

(179) Enfin, Teréga explique que la mesure en cause n'affecte en rien la concurrence ni les échanges entre les États membres. Les capacités de stockage sont adjugées aux enchères, selon un mécanisme de marché, qui ne discrimine pas les opérateurs situés dans d'autres États membres. En outre, la pratique décisionnelle de la Commission en matière de contrôle des concentrations et de pratiques anticoncurrentielles a toujours délimité un marché pertinent du stockage de gaz naturel de dimension tout au plus nationale, sans jamais avoir conclu à l'existence d'un marché plus large, tant du point de vue des services en cause que du point de vue géographique. En tout état de cause, le fait que les infrastructures gazières soient très largement régulées est incompatible avec la constatation d'une distorsion de concurrence sur les marchés du gaz naturel.

5.1.3.2. La compatibilité de l'aide avec le marché intérieur:

(180) À supposer que le mécanisme de régulation soit constitutif d'une aide d'État *quod non*, Teréga soutient que le mécanisme de régulation satisfait à toutes les conditions de compatibilité avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE.

(181) Teréga considère que la mesure en cause poursuit l'objectif d'intérêt commun de sécurité d'approvisionnement de la France en gaz naturel. En augmentant les volumes de gaz naturel disponibles dans les sites de stockage, le mécanisme de régulation cherche à atteindre un niveau précis et quantifiable de sécurité d'approvisionnement. En outre, la mesure en cause correspond à une intervention étatique nécessaire, fondée sur une analyse raisonnable, et répondant à des défaillances de marché bien identifiées, telles que l'incapacité des clients finaux à signaler la valeur qu'ils assignent à la sécurité d'approvisionnement (telles que la valeur assurantielle ou la valeur de système). Par ailleurs, Teréga insiste sur le fait que la mesure en cause est un instrument approprié pour renforcer la sécurité d'approvisionnement sur le territoire français, non seulement par rapport aux autres mesures de flexibilité disponibles, mais également par rapport aux autres types de régulation du stockage.

(182) Teréga conteste le raisonnement de la Commission dans la décision d'ouverture concernant la proportionnalité de la mesure en cause. Le mécanisme de régulation limite le montant de l'aide alléguée au minimum nécessaire. Le mécanisme de régulation est en effet fondé sur le principe de la couverture des coûts d'un «opérateur efficace», sur le plafonnement des revenus des opérateurs de stockage et sur des dispositifs intégrés d'incitation des opérateurs à l'efficience dans leurs dépenses d'exploitation. De plus, la CRE a procédé à une évaluation indépendante des coûts. Ce faisant, la CRE s'est assurée que seuls les coûts acceptables soient pris en charge. La CRE s'est en outre appuyée sur un ensemble d'études économiques objectives, contemporaines et crédibles conduites par des experts indépendants afin de valoriser les actifs régulés. La méthode de valorisation des actifs utilisée par la CRE est à cet égard cohérente et correspond à la pratique d'autres régulateurs européens. Contrairement à ce que suggère la Commission, Teréga considère que la prise en compte des revenus antérieurs à l'entrée en régulation, dans la valeur de la base d'actifs régulés, serait nécessairement incomplète en l'absence de données disponibles et, en tout état de cause, susceptible de se heurter aux principes généraux du droit. Par ailleurs, les travaux de la CRE concernent tant les charges d'exploitation que la valorisation des actifs des opérateurs de stockage lesquels ont été systématiquement rendus publics dans ses délibérations tarifaires, ce qui garantit le caractère transparent de la mesure.

(183) Enfin, Teréga estime que la mesure en cause n'entraîne pas de distorsion de concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel situés en France et à l'étranger. La mesure en cause est non discriminatoire. Tous les fournisseurs de détail peuvent acheter des capacités dans les sites de stockage français dans le cadre d'enchères. De plus, tous les fournisseurs de détail, qui servent des clients français, paient des tarifs ATRT, soutenant ainsi le mécanisme de compensation. La mesure entraîne même des effets positifs sur les marchés de détail du gaz naturel en limitant les périodes de tension et les risques de congestion sur les réseaux. Ensuite, la mesure n'engendre pas non plus de distorsion de concurrence vis-à-vis des opérateurs de GNL et des gestionnaires d'interconnexions. Ces acteurs, eux aussi largement soumis à des mécanismes de régulation de leurs revenus, ne sont pas placés dans un rapport de concurrence avec les opérateurs de stockage, mais plutôt de complémentarité au regard de l'objectif de sécurité d'approvisionnement. La mesure en cause ne favorise pas une source d'approvisionnement en gaz naturel plutôt qu'une autre et n'interdit ni ne dissuade le recours à ces instruments complémentaires que sont les interconnexions et les terminaux méthaniers. Par exemple, les taux de souscription de capacités dans les terminaux méthaniers européens au cours de ces dernières années témoignent de cette tendance. Enfin, la mesure en cause n'introduit pas de distorsion de concurrence par rapport aux opérateurs de stockage étrangers. Ces derniers ne sauraient être pénalisés par les enchères, qui reposent sur un mécanisme de marché, et, en pratique, l'introduction de la mesure en cause n'a pas freiné l'augmentation généralisée des taux de souscription des stockages en Europe.

5.2. **Observations des autres parties intéressées**

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

(184) L'AFIEG apporte des observations sur la méthode de valorisation des actifs de stockage et sur le périmètre des actifs de stockage nécessaires en volume et en débit pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

(185) L'AFIEG souligne que les distorsions de concurrence qui prévalaient avant la réforme en raison du manque de transparence du précédent système, ont été supprimées.

([56]) L'AFIEG regroupe des entreprises françaises et des filiales d'opérateurs européens des secteurs électrique et gazier: Alpiq Énergie France, BKW France, Endesa, Fortum France, Gazprom Energy, Total Direct Énergie, Gazel Énergie, Vattenfall. Enovos et Primeo Énergie sont membres associés.

(186) Au sujet de la méthode de valorisation de la base d'actifs régulés, l'AFIEG ne dispose pas d'éléments chiffrés précis permettant de valider la valorisation retenue par la CRE, mais considère que la valeur économique du marché devrait être préférée à la valeur comptable du marché. Ce choix permettrait de refléter le stockage à l'instant T plutôt qu'une vision plus historique. En outre, l'AFIEG considère que la valorisation du gaz coussin semble être une composante fondamentale de la valorisation des actifs de stockage et souhaiterait, par conséquent, la prise en considération de l'incidence financière du choix des règles d'amortissement du gaz coussin sur la valeur globale de la BAR. Enfin, l'AFIEG souligne que les opérateurs de stockage ne sont pas exposés, par leur activité, à des risques plus importants que ceux des gestionnaires de réseaux de transport. Par conséquent, le taux de rémunération de la BAR retenu pour les opérateurs de stockage ne devrait pas être supérieur à celui des GRT.

(187) L'AFIEG considère que le périmètre des actifs de stockage nécessaires en volume et en débit, pour assurer la sécurité d'approvisionnement, devrait être réduit par les autorités françaises afin de maximiser le rapport coût/bénéfice du stockage pour les consommateurs. En effet, l'administration française a fixé les stocks minimaux de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à hauteur de 1 990 GWh/j en débit de soutirage et 64 TWh en volume ([57]) alors que la liste fixée par le décret relatif à la PPE sur la période 2023-2028 prend en considération 2 376 GWh/j en débit de soutirage et 138,5 TWh en volume. L'AFIEG considère que le périmètre arrêté par le décret relatif à la PPE s'avère surdimensionné par rapport aux besoins de stockage pour garantir la sécurité d'approvisionnement en France. Le périmètre devrait ainsi être réévalué à la baisse afin de ne pas créer de surcoût pour les consommateurs finaux et de désavantage pour les autres capacités de flexibilité de gaz naturel. En outre, l'AFIEG note un surdimensionnement du niveau de couverture du risque de défaillance retenue par les pouvoirs publics français, fixé à 2 %, par rapport à celui fixé dans les pays voisins, à 5 %.

5.2.2. *Association française du gaz («AFG»)* ([58])

(188) L'AFG estime que le dispositif de régulation des stockages de gaz naturel instauré par les autorités françaises à compter du 1er janvier 2018 est vertueux.

(189) L'AFG considère aussi que la mesure en cause repose sur le principe d'une régulation par les coûts et a conduit à une valorisation des actifs efficace et proportionnée. L'AFG affirme que ce principe de régulation par les coûts est appliqué par la plupart des autorités de régulation et s'applique pour les activités de transport, de distribution de gaz naturel ainsi que pour les terminaux méthaniers en France.

(190) Selon l'AFG, une méthode utilisant les prix de marché plutôt que les coûts d' «opérateurs efficaces» aurait pu conduire à définir un cadre régulé fluctuant et potentiellement éloigné de l'optimum économique: en effet, dans le cas de *spreads* défavorables, la méthode ne garantit pas la couverture des coûts des opérateurs mettant potentiellement ces derniers en situation critique. À l'inverse, dans le cas où les *spreads* de marché auraient été très favorables, le revenu des opérateurs aurait été trop important et éloigné de la valeur optimale pour les clients des stockages.

(191) Selon l'AFG, la régulation des stockages français n'a pas entraîné de distorsion de concurrence vis-à-vis des autres infrastructures de gaz naturel en France, des terminaux méthaniers en France et dans l'Union ou des opérateurs de stockage dans l'Union. Concernant les terminaux méthaniers, l'AFG constate que les volumes de GNL importés en France ont ainsi doublé en deux ans passant de 9,6 Gm^3 en 2017 à 21,5 Gm^3 en 2019. L'AFG mentionne également que des projets de développement de terminaux méthaniers sont étudiés actuellement en Allemagne. Concernant les opérateurs de stockage en Europe, l'AFG souligne que les taux de remplissage des stockages en Allemagne, aux Pays-Bas et en Belgique ont augmenté entre 2018 and 2019 et atteignent au 1er novembre 2019 un niveau d'au moins 95 % en Europe de l'Ouest.

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

(192) Selon l'ANODE, la régulation des stockages français permet de concilier le souhait des fournisseurs d'avoir des règles de marché pour la commercialisation des capacités de stockage et un mécanisme régulé pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

([57]) Arrêté du 13 mars 2018 relatif aux stocks minimaux de gaz naturel pour garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel pendant la période comprise entre le 1er novembre 2018 et le 31 mars 2019.

([58]) L'AFG est le syndicat professionnel de l'industrie gazière française. Les membres titulaires sont EDF, ENGIE, France Gas Liquides, Gazprom, GRDF, GRTgaz, Teréga, Total. Aux membres titulaires s'ajoutent des membres associés, des membres partenaires et des membres sociétaires.

([59]) L'ANODE représente des fournisseurs alternatifs d'énergie en France. Les membres de l'association sont EkWateur, Enercoop, Énergie d'ici, Eni Gas & Power France, Greenyellow, Gaz européen, Planète OUI, Plüm Énergie, SAVE, Total Direct Énergie, Vattenfall et Wekiwi.

(193) De plus, l'ANODE considère primordial que l'objectif de souscription et de remplissage des stockages ainsi que le périmètre des actifs pris en compte au titre de la sécurité d'approvisionnement dans le mécanisme de compensation soient régulièrement revus pour s'assurer qu'ils correspondent aux besoins réels. Ce point est d'autant plus important, selon l'ANODE, que la France a retenu l'hypothèse d'une diminution de 2 % de la consommation de gaz naturel, hors production d'électricité, […].

(194) Sur la proportionnalité, l'ANODE considère que la CRE devra prendre en compte le gain d'expérience sur les coûts et le fonctionnement des stockages et la réduction du risque porté par les opérateurs de stockage. Elle considère que la rémunération de la BAR des opérateurs de stockage devrait être alignée sur celle des GRT.

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

(195) La CREG considère qu'il n'est pas prouvé que la totalité de la capacité de stockage en France soit nécessaire à tout moment pour assurer la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel. Une partie de ce gaz naturel, qui peut être importante, est utilisée par les affréteurs pour réaliser des gains liés à la spéculation sur les différences de prix du gaz naturel entre l'été et l'hiver. Le mécanisme de compensation peut donc également constituer un moyen gratuit pour les affréteurs de réaliser des plus-values sur le gaz naturel. Cela donne aux affréteurs actifs en France un avantage concurrentiel dont ne bénéficient pas les affréteurs des pays voisins.

(196) La Belgique ne compte qu'une seule installation de stockage de gaz naturel, le site de Loenhout, qui est exploité par Fluxys Belgium ([61]). La CREG considère que ce site est en concurrence avec d'autres sites de stockage dans le nord-ouest de l'Union.

(197) Bien que le *spread* entre les prix hivernaux et estivaux pour le gaz naturel soit resté faible en 2017 et 2018, l'indisponibilité de la plus grande installation de stockage au Royaume-Uni a entraîné une augmentation de la réservation de la capacité de stockage sur le marché du nord-ouest de l'Union. Ceci explique le taux de remplissage de 87 % et 84 % de Loenhout des saisons 2016-2017 et 2017-2018.

(198) Le taux de remplissage pour la saison 2018-2019 était toutefois faible, s'élevant à 54 %, tandis que le taux de remplissage pour l'EU-28 est resté assez stable. À cet égard, la CREG constate que le taux de remplissage pour le stockage en France est passé de 75 % pour la saison 2017-2018 à 94 % pour la saison 2018-2019. Le rôle de Loenhout en tant que source de flexibilité a été repris par les installations de stockage françaises qui ont pu bénéficier de tarifs très bas grâce à un nouveau cadre régulatoire de soutien. La CREG considère que l'impact sur Loenhout de l'introduction du mécanisme de compensation français a par conséquent été très important: seuls les acteurs du marché ayant des contrats à long terme existants sont restés actifs à Loenhout. La CREG considère que le mécanisme de compensation français contraint les opérateurs de stockage voisins de vendre leurs capacités de stockage à leur coût marginal, voire en dessous.

(199) De plus la CREG souligne que le taux de remplissage pour la saison 2019-2020 est exceptionnel, tant pour la Belgique (97 %) que pour l'EU-28 (97 %). Ce taux s'explique par des prix du gaz naturel très bas durant l'été 2019 et un *spread* important.

(200) La CREG conclut qu'on ne peut donc exclure que le mécanisme de compensation qui s'applique en France entraîne des distorsions de concurrence entre les opérateurs des installations de stockage sur le territoire français et ceux des États membres voisins, entre les acteurs du marché actifs sur le marché français et ceux actifs dans les États membres voisins et entre, d'une part, les opérateurs de stockage de gaz naturel et, d'autre part, les opérateurs de GNL et les gestionnaires des interconnexions.

([60]) La CREG est le régulateur de l'électricité et du gaz en Belgique.

([61]) Le site dispose d'une capacité de stockage de 780 millions de mètres cubes (correspondant à 9 TWh).

5.2.5. *[…]* ([62])

(201) […] considère que la constitution d'un stock de gaz naturel est impérative pour assurer la sécurité d'approvisionnement à court terme et les principes de la régulation mise en œuvre en 2018 lui semblent pertinents. Étant donné que le volume de stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement est supérieur au volume «économique» que le marché valoriserait spontanément, il est nécessaire de compléter le revenu des opérateurs de stockage.

(202) Néanmoins, le périmètre régulé doit être restreint aux capacités de stockage strictement nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Ce point est important pour s'assurer que les consommateurs finaux ne supportent pas un coût excessif. Un périmètre surdimensionné pourrait aussi pénaliser les stockages situés dans un autre État membre et avoir une incidence sur les terminaux méthaniers et les interconnexions.

(203) […] admet qu'il est complexe de déterminer précisément le volume de stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement. Néanmoins, […] considère que l'intégration de tous les stockages souterrains dans le périmètre des stockages nécessaires pourrait être nécessaire pour la sécurité d'approvisionnement. Au vu des évolutions récentes, […]considère que les scénarios retenus par la France pourraient retenir une plus forte utilisation des ressources GNL en particulier, ce qui induirait une réduction du volume nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

(204) […]s'interroge également sur le choix retenu de circonscrire le périmètre régulé aux seules capacités de stockages souterrains et ce, d'autant plus que la réglementation française reconnaît l'existence de stock dans les terminaux méthaniers et considère que ces stocks sont aptes à contribuer à la sécurité d'alimentation en gaz naturel.

(205) À moyen et long termes, […] s'attend à ce que la France doive gérer le démantèlement de certaines de ses infrastructures gazières. Par conséquent, même si le renforcement des capacités d'importation conduisait à réduire le volume devant être stocké pour assurer la sécurité d'approvisionnement, cette alternative pourrait s'avérer *in fine* très coûteuse. Dès lors, pour assurer la sécurité d'approvisionnement, utiliser les stockages existants semble plus pertinent que construire de nouvelles capacités d'importation.

5.2.6. *European Federation of Energy Traders («EFET»)* ([63])

(206) EFET apporte son soutien à la réforme mise en place par les autorités françaises en 2018, qui a permis de créer un marché du stockage de gaz naturel attractif et compétitif en France.

(207) Sur la compatibilité de l'aide, EFET ne met pas en doute la méthodologie de calcul de la valeur de base ou le taux de rendement du capital, définis par la CRE. La valeur des actifs réglementés devrait correspondre à la base des actifs régulés et à un taux de rémunération réglementé.

(208) EFET ne considère pas que l'introduction de la réforme ait pu créer des distorsions de concurrence: ni entre les opérateurs de stockage de gaz naturel français et les opérateurs d'autres États membres, démontré par l'augmentation constante de la participation en France et à l'étranger des opérateurs depuis 2018, ni entre les opérateurs de stockage de gaz naturel et les exploitants de terminaux GNL, puisque la valeur marchande des terminaux GNL est en augmentation croissante depuis 2018.

5.2.7. *Elengy* ([64])

(209) L'introduction de la réforme n'a pas eu pour conséquence de réduire artificiellement les incitations à utiliser les terminaux GNL. Premièrement, les activités des terminaux d'Elengy ont augmenté depuis la mise en œuvre de la mesure, atteignant des niveaux records en 2019 et 2020.

(210) Deuxièmement, l'attractivité des terminaux GNL est influencée par de nombreux facteurs: l'écart entre les marchés de l'Union et les marchés asiatiques, les tarifs, l'existence de contrats à long terme, la profondeur et la liquidité du marché en aval, la flexibilité du terminal, ainsi que les règles commerciales. La mesure relative au stockage n'a pas d'incidence directe sur ces facteurs d'attractivité, mais a eu des conséquences indirectes et positives. La réforme a en effet contribué à maximiser la capacité de stockage de l'Union par l'augmentation de la profondeur du marché de l'Union du gaz naturel permettant de stocker le gaz naturel et de réduire les coûts pour les consommateurs lorsque la demande en gaz naturel est élevée, et par l'augmentation des liquidités disponibles sur le marché français.

([62]) […].
([63]) L'EFET regroupe plus que 100 sociétés de trading d'énergie, qui opèrent dans plus que 28 pays européens.
([64]) Gestionnaire de terminaux méthaniers.

5.2.8. *Enovos* ([65])

(211) Enovos considère que, lorsque qu'il existe un nombre suffisant d'acteurs variés participants au système, le marché est le mieux placé pour définir la valeur d'un actif. Le mécanisme actuel d'enchères conduit à une évaluation équitable du marché. Si le système des enchères mène à une rémunération inférieure ou supérieure pour certains acteurs, des ajustements auront lieu au cours des enchères des années suivantes.

5.2.9. *Fluxys* ([66])

(212) Fluxys remarque que le stockage de gaz naturel dans l'Union se trouve face à des défis significatifs ces dernières années, car il est de plus en plus difficile de couvrir les coûts opérationnels des opérateurs de stockage de gaz naturel. Dès lors, afin de répondre aux évolutions rapides du marché, il est nécessaire de mettre en place un modèle économique adapté qui reflète la valeur du stockage de gaz naturel pour le système et sa contribution à la sécurité d'approvisionnement. La mise en place unilatérale de mécanismes de soutien pourrait créer des distorsions de concurrence avec d'autres États membres de l'Union. Par conséquent, il convient d'appliquer un mécanisme de compensation, basé sur des critères stricts, à tous les États membres de l'Union.

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

(213) Selon FNME-CGT, la réforme du stockage de gaz naturel en France a permis de remplir les deux objectifs suivants: garantir la sécurité énergétique au juste coût pour le consommateur et assurer le bon fonctionnement du réseau de transport pour sécuriser l'acheminement.

(214) La FNME-CGT considère que la mesure en cause ne peut être qualifiée d'aide d'État. Selon la FNME-CGT, la compensation n'est pas financée par des ressources d'État. En outre, la mesure en cause ne constitue pas une taxe imposée de manière contraignante sans contrepartie, comme une taxe. De plus, la FNME-CGT fait valoir que la répercussion du tarif d'utilisation du réseau de transport sur la facture du consommateur de gaz naturel n'est une obligation que pour les consommateurs faisant le choix de bénéficier des tarifs réglementés et que ni les ressources issues du terme stockage ni les opérateurs qui collectent la compensation ne sont sous le contrôle de l'État.

(215) La FNME-CGT ne considère pas que la mesure en cause confère un avantage sélectif en raison de l'existence des obligations pesant sur les opérateurs de stockage pour le maintien en fonctionnement de ces infrastructures. En outre, la régulation prévoit que l'excédent de recettes est reversé par l'opérateur aux gestionnaires de réseaux et consiste donc en une perte d'opportunité économique.

(216) Dans l'hypothèse où la mesure en cause serait qualifiée d'aide d'État, elle serait compatible avec le marché intérieur.

(217) La FNME-CGT considère que la méthode de valorisation des actifs régulés est proportionnée à l'objectif de sécurité d'approvisionnement. La mise en place d'une régulation des revenus des opérateurs fondés sur les coûts contrôlés et approuvés par l'autorité de régulation nationale a permis de garantir que le consommateur final paie un prix défini à l'avance de façon transparente.

(218) En outre, la méthode de valorisation de la BAR est appliquée à tous les tarifs d'infrastructures régulés en France, à l'exception de la distribution d'électricité. Une valorisation reposant sur les *spreads* été/hiver n'aurait pas pu corriger les défaillances d'un marché qui n'était pas en mesure de refléter dans les prix la valeur assurantielle des actifs. De plus, les propositions de BAR des opérateurs ont fait l'objet d'un audit indépendant mandaté par la CRE, qui a conduit à diminuer la BAR initiale retenue. Ensuite, la BAR initiale prend en compte la valeur amortie des actifs. Certains actifs, totalement amortis, ont même été intégrés dans la BAR à une valeur nulle ne bénéficiant donc d'aucune rémunération.

(219) Selon la FNME-CGT, d'autres éléments permettent de conclure au caractère proportionné de la mesure: la révision régulière du périmètre de régulation par la PPE, la couverture des coûts supportés par les opérateurs d'infrastructures gazières uniquement dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'«opérateurs efficaces», la symétrie de la compensation qui évite tout risque de surcompensation et le fait que la régulation vise à maximiser les souscriptions de capacité de stockage et les recettes issues des enchères.

([65]) *Trader* dans le secteur de l'énergie.
([66]) Gestionnaire de stockage de gaz en Belgique.
([67]) Fédération syndicale française affiliée à la Confédération générale du travail (CGT).

(220) La FNME-CGT considère que la mesure n'a pas introduit d'effets négatifs sur la concurrence et les échanges. Premièrement, la compensation supportée par chaque fournisseur est déterminée par ses caractéristiques de consommation indépendamment du fait que ses installations soient basées sur le territoire français ou dans un pays voisin, ne créant ainsi pas de distorsion de concurrence entre fournisseurs. Deuxièmement, le stockage n'est pas en concurrence avec le GNL et les interconnexions, qui sont plutôt complémentaires. Les terminaux méthaniers ont des caractéristiques techniques et des contraintes opérationnelles spécifiques à la chaîne d'approvisionnement du GNL. Alors que les stockages ont pour but de subvenir aux besoins de consommation de pointe, les terminaux de GNL et les interconnexions gazières constituent un mode d'importation et de diversification des sources d'approvisionnement en gaz naturel. La complémentarité des stockages et des terminaux méthaniers a permis de stocker le GNL importé à bas coût dans l'Union, au bénéfice des usagers du gaz naturel. Troisièmement, la mesure en cause ne crée pas de distorsion de concurrence vis-à-vis des opérateurs de stockage des autres États membres, ce qui est démontré par le fait que les taux de souscription et d'utilisation des stockages dans l'Union ont tous progressé et atteignent des niveaux élevés.

(221) Contrairement à la PPE, la FNME-CGT n'estime pas que les consommations de gaz naturel vont reculer de 2 % par an, en raison du développement de nouveaux usages du gaz naturel. La FNME-CGT souligne des critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement souvent oubliés dans le dimensionnement des infrastructures, tels que la disparition pendant six mois au maximum de la principale source d'approvisionnement dans des conditions météorologiques moyennes.

5.2.11. *GRTgaz* ([68])

(222) Selon GRTgaz, le réseau et les stockages ont été conçus comme un ensemble et ils sont tous deux indispensables à la couverture de la demande hivernale. GRTgaz a fait des simulations au début de l'année 2018 indiquant un besoin de stockage de 115 à 125 TWh en prenant en compte des scénarios climatiques correspondant à des hivers récents. GRTgaz indique également que les stockages remplis au maximum, soit 135 TWh, sont insuffisants pour un hiver froid comportant une pointe de froid et sans utilisation de GNL.

(223) Entre 2012 et 2018, GRTgaz a régulièrement alerté sur les problématiques posées par des niveaux de souscription et d'emplissage insuffisants des stockages souterrains et notamment le risque induit sur la sécurité d'approvisionnement et la continuité d'alimentation. De plus, GRTgaz considère que la création de la zone unique («TRF») au 1er novembre 2018 a renforcé le rôle des stockages dans le système gazier français.

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

(224) Le stockage de gaz naturel est une garantie et une valeur pour le système en soi, comme démontré par des études faites pour l'association *Gas Infrastructure Europe*. Ces valeurs ne sont pas reflétées par le prix du marché ([70]). Par conséquent, une intervention réglementaire est nécessaire ([71]) comme celle introduite en France. Le système français, basé sur le marché, garantit des conditions de concurrence équitables avec d'autres sources de flexibilité. La surcompensation est évitée, car toute différence entre les revenus réglementés et les revenus du marché est restituée. La transparence de la compensation est assurée par les modalités définies par la CRE. Grâce à la mise en place de la mesure en cause, il n'existe pas de distorsion de concurrence sur le marché du stockage ou dans la chaine de valeur de l'énergie. La mesure en cause est un exemple pour les autres pays de l'Union.

5.2.13. *Total Direct Énergie* ([72])

(225) Comme le prévoit le décret PPE, le périmètre des actifs nécessaires à la sécurité d'approvisionnement a été fixé à hauteur de 138,5 TWh alors que seuls 90 TWh correspondaient au volume nécessaire dans le mécanisme de stockage précédent.

(226) Total Direct Énergie s'interroge sur l'hypothèse retenue de l'utilisation des interconnexions à 1 585 GWh/j alors que les capacités techniques sont de 1 810 GWh/j. Cette différence ne semble pas justifiée. La durée de livraison des cargaisons, qui est de dix jours, devrait être mise à jour et les contrats fermes de livraison GNL devraient être pris en compte (ce qui permettrait de diminuer la durée de livraison moyenne). Enfin, la prise en compte des vagues de froid d'une durée de six à neuf jours seulement aboutit à minorer le bénéfice du GNL.

([68]) Gestionnaire du réseau de transport de gaz.
([69]) Gestionnaire de stockage de gaz.
([70]) Étude réalisée pour Gas Infrastructure Europe (GIE): Gas Storage Market Failures, Pöyry, septembre 2017.
([71]) Étude réalisée pour Gas Infrastructure Europe (GIE): *Measures for a sustainable gas storage market*, FTI-CL Energy, octobre 2018.
([72]) Entreprise opérant dans le secteur de l'énergie.

(227) Un surdimensionnement du périmètre des infrastructures aurait automatiquement pour effet de sur-rémunérer les opérateurs de stockages. La BAR initiale devait tenir compte des amortissements déjà réalisés. De plus, Total Direct Énergie considère que l'activité d'opérateur de stockage est sur-rémunérée par rapport aux risques supportés. Cette activité n'est en effet pas exposée à des risques plus importants que l'activité des gestionnaires de réseaux de transport. Par conséquent, aucune raison ne justifie un taux de rémunération supérieur. Pour cette raison, le taux de rémunération de la BAR retenu ne devrait pas être supérieur à celui des GRT, qui est actuellement fixé par la CRE à 5,25 %.

(228) Total Direct Énergie considère aussi que le dimensionnement de la mesure est de nature à distordre les signaux de prix sur les marchés de gros et à ne pas inciter les acteurs à souscrire aux autres instruments de flexibilité (notamment interconnexions et GNL), alors même qu'ils sont tout autant indispensables. Total Direct Énergie note que les souscriptions à long-terme de capacités d'interconnexions arriveront à échéance dans les années à venir, sans que les signaux de marché actuels ne les incitent à un renouvellement.

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

(229) La disponibilité de capacités de stockage est essentielle pour assurer une exploitation sûre et économique de l'ensemble des infrastructures d'importation de gaz naturel. Or, le fait que le marché devrait encourager à utiliser pleinement les capacités de stockage n'est pas reflété dans les conditions du marché du stockage souterrain du gaz naturel ([74]). Depuis de nombreuses années, les exploitants de systèmes de stockage ont été confrontés à une baisse significative des prix du marché. La situation est aggravée par différentes situations de concurrence au sein de l'Europe, en fonction des différentes dispositions réglementaires nationales applicables à l'accès au stockage et à la flexibilité fondée sur le marché ou réglementées. Une uniformisation des systèmes nationaux de régulation du stockage de gaz naturel est donc nécessaire ([75]).

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

(230) L'UPRIGAZ rappelle que la France a déjà modifié son mécanisme de régulation du stockage à la suite de son recours pour excès de pouvoir devant le Conseil d'État contre l'ancien mécanisme. Elle considère que le mécanisme mis à jour est pertinent et permet l'émergence d'une réelle valeur de marché des produits de stockage en France.

(231) L'UPRIGAZ est d'avis que l'utilisation des terminaux méthaniers français et de ceux situés dans les pays limitrophes ne peut être considérée comme entravée par le régime réglementaire pour le stockage de gaz naturel. Les terminaux méthaniers français ont émis 9,6 Gm^3 en 2017. Les émissions observées en 2018 (11,1 Gm^3) et en 2019 (21,5 Gm^3) ont sans aucun doute montré l'appétence du marché pour les terminaux méthaniers français au cours de cette période. Une telle observation vaut également pour les terminaux méthaniers situés dans les pays limitrophes, avec une augmentation massive des émissions en Belgique (de 1,1 Gm^3 en 2017 à 6,7 Gm^3 en 2019) et aux Pays-Bas (de 0,8 Gm^3 en 2017 à 7,9 Gm^3 en 2019).

(232) L'UPRIGAZ considère également que la méthodologie utilisée par les autorités françaises et en particulier l'hypothèse de disponibilité de 100 % de la capacité ferme d'entrée aux points d'interconnexion n'est pas source de restriction de concurrence.

(233) Enfin, l'UPRIGAZ estime que la mesure en cause ne confère pas d'avantage indu aux opérateurs de stockage français par rapport à leurs pairs étrangers.

6. APPRÉCIATION DE LA MESURE EN CAUSE

6.1. Aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE

(234) Les aides d'État sont définies à l'article 107, paragraphe 1, du TFUE comme «les aides accordées par les États ou au moyen de ressources d'État sous quelque forme que ce soit qui faussent ou qui menacent de fausser la concurrence en favorisant certaines entreprises ou certaines productions, dans la mesure où elles affectent les échanges entre États membres».

([73]) Gestionnaire de stockage de gaz.

([74]) Études réalisées pour Gas Infrastructure Europe (GIE): *Gas Storage Market Failures*, Pöyry, septembre 2017 et *Value of the gas storage infrastructure for the electricity system*, Artelys, octobre 2019.

([75]) Étude réalisée pour Gas Infrastructure Europe (GIE): *Measures for a sustainable gas storage market*, FTI-CL Energy, octobre 2018.

([76]) L'UPRIGAZ rassemble des entreprises présentes sur tout ou partie de l'ensemble de la chaîne gazière: Dalkia France, Eni, ENGIE, Equinor, ENGIE Cofely, Naturgy, Total Énergie Gaz, Teréga, Total Gaz Électricité Holdings France.

(235) La qualification d'une mesure en tant qu'aide d'État suppose que les conditions suivantes soient remplies de manière cumulative: a) la mesure doit être imputable à l'État et financée au moyen de ressources d'État; b) la mesure confère un avantage sélectif susceptible de favoriser certaines entreprises ou la production de certaines marchandises; et c) la mesure doit fausser ou menacer de fausser la concurrence et être susceptible d'affecter les échanges entre États membres.

6.1.1. *Ressources d'État et imputabilité*

(236) Pour que des mesures puissent être qualifiées d'aides d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, elles doivent, d'une part, être accordées directement ou indirectement au moyen de ressources d'État et, d'autre part, être imputables à l'État ([77]).

(237) Concernant, en premier lieu, la condition tenant à l'imputabilité de la mesure, il convient d'examiner si les autorités publiques doivent être considérées comme ayant été impliquées dans l'adoption de cette mesure ([78]).

(238) À cet égard, il convient de noter en premier lieu que le mécanisme de régulation a été institué par une loi adoptée en 2017 ([79]), dont le périmètre est fixé par décret ([80]) et dont les modalités sont fixées par des délibérations de la CRE, autorité administrative indépendante, dans le cadre de la compétence qui lui est conférée par la loi (voir considérants 15 à 17]. En particulier, la CRE définit les modalités de la mise aux enchères des capacités des infrastructures essentielles, fixe le revenu autorisé des opérateurs de stockage et définit la méthode de calcul du terme stockage au sein des tarifs ATRT. Le mécanisme de régulation doit donc être considéré comme imputable à l'État.

(239) En second lieu, en ce qui concerne la condition relative au financement direct ou indirect au moyen de ressources d'État, il ressort de la jurisprudence de la Cour de justice qu'il n'est pas nécessaire d'établir, dans tous les cas, un financement direct par l'État pour que l'avantage accordé à une ou à plusieurs entreprises puisse être considéré comme une aide d'État, au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE ([81]).

(240) En particulier, la Cour a jugé que des fonds alimentés par des contributions obligatoires imposées par la législation de l'État, gérés et répartis conformément à cette législation, peuvent être considérés comme des ressources d'État, au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE, même s'ils sont gérés par des entités distinctes de l'autorité publique ([82]). Le fait que ces entités soient des entités de droit public ou de droit privé n'est pas en soi décisif ([83]). L'élément décisif, à cet égard, est constitué par le fait que de telles entités sont mandatées par l'État pour gérer une ressource d'État, et non pas simplement tenues à une obligation d'achat au moyen de leurs ressources financières propres ([84]). Dans l'arrêt *ENEA S.A.*, la Cour a jugé qu'une mesure n'était pas accordée au moyen de ressource d'État lorsque les coûts supplémentaires résultant de cette mesure ne peuvent être répercutés entièrement sur les utilisateurs finaux ([85]). De plus, il ressort de la jurisprudence de la Cour que les modalités de calcul de ces contributions peuvent être déterminées précisément par voie réglementaire ou par décision d'un organisme public, tel que l'autorité nationale de régulation, sans pour autant écarter la qualification de «contributions obligatoires imposées par la législation de l'État» ([86]).

([77]) Arrêts du 16 mai 2002, *France/Commission*, C 482/99, EU:C:2002:294, point 24; du 30 mai 2013, *Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE*, C 677/11, EU:C:2013:348, point 27, et du 19 décembre 2013, *Association Vent De Colère! e.a.,* C 262/12, EU:C:2013:851, point 16.

([78]) Arrêt du 19 décembre 2013, *Association Vent De Colère!* e.a., C 262/12, EU:C:2013:851, point 17 et jurisprudence citée.

([79]) Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

([80]) Décret n° 2020-456 relatif à la PPE.

([81]) Arrêts du 16 mai 2002, *France/Commission*, C-482/99, EU:C:2002:294, point 36, du 30 mai 2013, *Doux Élevage et Coopérative agricole UKL-ARREE*, C-677/11, EU:C:2013:348, point 34, du 28 mars 2019, *Allemagne/Commission*, C 405/16 P, EU:C:2019:268, point 55, et du 20 septembre 2019, *FVE Holýšov I e.a./Commission*, T-217/17, EU:T:2019:633, point 105.

([82]) Arrêts du 2 juillet 1974, *Italie/Commission*, 173/73, EU:C:1974:71, point 35; du 19 décembre 2013, *Association Vent De Colère! e.a.*, C 262/12, EU:C:2013:851, point 25, du 28 mars 2019, *Allemagne/Commission*, C 405/16 P, EU:C:2019:268, point 58, et du 20 septembre 2019, *FVE Holýšov I e.a./Commission*, T-217/17, EU:T:2019:633, point 107.

([83]) Arrêt du 20 septembre 2019, *FVE Holýšov I e.a./Commission*, T-217/17, EU:T:2019:633, point 126.

([84]) Arrêt du 28 mars 2019, *Allemagne/Commission*, C 405/16 P, EU:C:2019:268, point 59 et jurisprudence citée, et du 20 septembre 2019, *FVE Holýšov I e.a./Commission*, T-217/17, EU:T:2019:633, point 108.

([85]) Arrêt du 13 septembre 2017, *ENEA*, C-329/15, EU:C:2017:671, point 30.

([86]) Arrêt du 15 mai 2019, *Achema e.a,* C 706/17, EU:C:2019:407, point 66.

(241) Dans l'arrêt *Essent Netwerk Noord* ([87]), la mesure concernée a été qualifiée de taxe et donc de mesure impliquant une ressource d'État dès lors que le supplément de prix était imposé par l'État aux acheteurs d'électricité en vertu de la loi selon le critère objectif du nombre de kilowattheures transportés ([88]). La Cour a précisé, à cet égard, que la qualité du débiteur de la taxe importe peu, pour autant que la taxe porte sur le produit ou une activité nécessaire en relation avec le produit ([89]).

(242) De plus, dans l'arrêt *EEG 2012* ([90]), la Cour a clarifié qu'il ne suffisait pas que la perception d'une charge financière sur les fournisseurs soit facultative et transmise au consommateur final uniquement «dans la pratique» pour pouvoir conclure à l'existence de ressources d'État.

(243) En l'espèce, d'une part, la couverture des coûts des opérateurs de stockage entre dans le champ du mécanisme de régulation *via* les tarifs d'utilisation du réseau de transport comme prévu par la loi Hydrocarbures (voir considérants (17) et (104)]. En vertu de sa compétence prévue par la loi (voir considérant 17], la CRE a introduit dans les tarifs ATRT un terme tarifaire, qui est dédié au financement du mécanisme de régulation en cause (le terme stockage) (voir considérant 90]. Le financement couvre aussi le coût de la prestation de collecte et de reversement de la compensation du GRT (voir considérant (105)].

(244) Conformément à la délibération de la CRE en date du 7 février 2018 ([91]), l'ensemble des expéditeurs qui se sont vu attribuer de la capacité ferme de livraison à au moins un PITD sont tenus de payer ce terme stockage au GRT avec qui ils ont conclu un contrat d'acheminement (voir considérant 99]. Le montant du terme stockage pour chaque expéditeur, selon la méthodologie fixée par la CRE, est établi en fonction de la modulation hivernale de ses clients non-délestables et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz naturel (voir considérant 21]. Contrairement au point de vue exprimé par des parties intéressées, il résulte de ce qui précède que le terme stockage revêt le caractère d'une contribution obligatoire imposée par la loi aux expéditeurs, et non d'une faculté, dont le montant est calculé selon le critère objectif de la modulation hivernale de leurs clients sur la base de la méthodologie établie par la CRE. Ces contributions sont calculées pour couvrir tous les coûts des GRT liés à ce service.

(245) Cette analyse est confirmée par la circonstance que le terme stockage, payé par les expéditeurs, doit être obligatoirement répercuté sur les consommateurs au titre des tarifs réglementés de vente de gaz naturel (voir considérants (98) à (101)].

(246) D'autre part, en vertu de la loi Hydrocarbures, les GRT reversent aux opérateurs de stockage entrant dans le champ du mécanisme de régulation une part des sommes collectées au titre des tarifs ATRT selon les modalités fixées par la CRE, organisme public. À cet égard, la CRE fixe le montant de cette part et du coût de la prestation de collecte et de reversement (voir considérant 90]. Ainsi, les GRT sont désignés et mandatés par la loi en vue de collecter et reverser les fonds provenant du terme stockage aux opérateurs de stockage régulés. Les fonds ne sont pas à la libre disposition des GRT dès lors que ceux-ci ne disposent d'aucun pouvoir d'appréciation quant à la détermination et à la destination de ces fonds, qui font l'objet d'une redistribution obligatoire et dont les montants sont décidés par la CRE.

(247) En conséquence, le terme stockage des tarifs ATRT, qui assure le financement du mécanisme de régulation, présente le caractère d'une contribution obligatoire imposée par la loi à la fois aux expéditeurs et aux consommateurs, au titre des tarifs réglementés, sous le contrôle de la CRE. En outre, les fonds provenant du terme stockage sont gérés et répartis par les GRT. Par conséquent, la Commission considère que la mesure est accordée au moyen de ressources d'État.

6.1.2. *Avantage sélectif*

(248) Concernant l'existence d'un avantage, selon une jurisprudence constante, sont considérées comme des aides d'État les mesures, sous quelque forme que ce soit, qui sont susceptibles de favoriser directement ou indirectement des entreprises ou qui confèrent un avantage économique que l'entreprise bénéficiaire n'aurait pas obtenu dans des conditions normales de marché ([92]).

([87]) Arrêt du 17 juillet 2008, Essent NEtwerk Noord BV, C 206/06, EU:C:2008:413.
([88]) Arrêt du 17 juillet 2008, *Essent NEtwerk Noord BV*, C 206/06, EU:C:2008:413, points 47 et 66.
([89]) Arrêt du 17 juillet 2008, *Essent NEtwerk Noord BV*, C 206/06, EU:C:2008:413, point 49.
([90]) Arrêt du 28 mars 2019, *Allemagne/Commission*, C-405/16 P, EU:C:2019:268.
([91]) Délibération n° 2018-022 du 7 février 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF au 1er avril 2018.
([92]) Arrêts du 17 juillet 2008, *Essent Netwerk Noord e.a.*, C-206/06, EU:C:2008:413, point 79, du 27 juin 2017, *Congregación de Escuelas Pías Provincia Betania*, C-74/16, EU:C:2017:496, point 65 et, du 15 mai 2019, *Achema* e.a, C 706/17, EU:C:2019:407, point 74.

(249) En l'espèce, le mécanisme de régulation permet aux opérateurs de stockage régulés de bénéficier d'un revenu garanti, le «revenu autorisé», fixé par la CRE de manière à garantir la couverture de leurs coûts, dans la mesure où ceux-ci correspondent aux coûts d'un «opérateur efficace» ainsi qu'une rémunération normale des capitaux investis (voir considérant 21 ci-dessus). Ce revenu autorisé est assuré par les recettes directement perçues par les opérateurs et, lorsque ces recettes sont inférieures au revenu autorisé, par la compensation stockage versée par les GRT. Ainsi, les opérateurs de stockage régulé, dont les pertes éventuelles seraient compensées, ne sont plus soumis à l'aléa inhérent aux conditions normales du marché. Par conséquent, contrairement aux arguments avancés par des parties intéressées, la Commission considère que les opérateurs des infrastructures essentielles de stockage bénéficient d'un avantage économique.

(250) Concernant la sélectivité de l'avantage, la Cour a jugé que l'appréciation de cette condition impose de déterminer si, dans le cadre d'un régime juridique donné, la mesure nationale en cause est de nature à favoriser «certaines entreprises ou certaines productions» par rapport à d'autres, qui se trouvent, au regard de l'objectif poursuivi par ledit régime, dans une situation factuelle et juridique comparable et qui subissent ainsi un traitement différencié ([93]).

(251) En l'espèce, le mécanisme de régulation ne s'applique qu'aux infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel considérées comme nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire français à moyen et long termes. La liste limitative de ces infrastructures essentielles est définie par décret (voir considérant 19].

(252) Pour l'hiver 2018-2019, cette liste comprenait, à titre transitoire, l'ensemble des infrastructures de stockage du territoire français (voir considérant 16]. Dans l'état actuel de la réglementation, les infrastructures de stockage essentielles pour la période 2019-2023 correspondent à l'ensemble des infrastructures de stockage en fonctionnement du territoire français, excluant ainsi les trois infrastructures mises en réserve ainsi que deux projets de sites de stockage de gaz naturel (voir considérants 49 et 50]. La PPE actuelle prévoit également que la liste des infrastructures essentielles sera réduite au cours de la prochaine révision de la PPE (voir considérant 52].

(253) Ainsi, sont exclus du champ d'application du mécanisme de régulation les sites de stockage de gaz naturel mis en réserve. En outre, la France prévoit que des sites qui se trouvent en activité aujourd'hui seront exclus dans l'avenir, en raison d'une baisse de consommation de gaz naturel prévue dans la PPE. De plus, les opérateurs de stockage des autres États membres, notamment des États membres voisins sont aussi exclus. En outre, sont exclus, les exploitants d'autres instruments de flexibilité qui contribuent également à la garantie de la sécurité d'approvisionnement tels que les exploitants de terminaux méthaniers ou les gestionnaires des interconnexions.

(254) Par conséquent, même si l'existence d'un avantage sélectif était analysée à un niveau national et ne concernait que les infrastructures de stockage du gaz naturel, et contrairement au point de vue exprimé par des parties intéressées, la Commission estime que la mesure en cause octroierait un avantage sélectif car cet avantage est réservé aux opérateurs des infrastructures de stockage essentielles incluses dans la liste de la PPE actuelle.

(255) En conséquence, la mesure en cause peut favoriser certaines entreprises par rapport à d'autres, qui se trouvent, au regard de l'objectif poursuivi par ledit régime, dans une situation factuelle et juridique comparable.

6.1.3. *Effet sur la concurrence et les échanges entre États membres*

(256) Concernant l'affectation potentielle des échanges entre États membres, selon la jurisprudence de la Cour, la circonstance qu'un secteur économique, tel que celui du gaz naturel, a fait l'objet d'une libéralisation au niveau de l'Union est de nature à caractériser une incidence réelle ou potentielle des aides sur les échanges entre les États membres ([94]).

([93]) Arrêts du 14 janvier 2015, *Eventech*, C-518/13, EU:C:2015:9, points 53 à 55, ainsi que du 21 décembre 2016, *Commission/World Duty Free Group e.a.*, C-20/15 P et C-21/15 P, EU:C:2016:981, point 54.

([94]) Arrêts du 5 mars 2015, *Banco Privado Português et Massa Insolvente do Banco Privado Português,* C-667/13, EU:C:2015:151, point 51, du 18 mai 2017, *Fondul Proprietatea,* C-150/16, EU:C:2017:388, point 34, et du 15 mai 2019, *Achema e.a,* C 706/17, EU:C:2019:407, point 94.

(257) En l'espèce, grâce à l'introduction du mécanisme de régulation, les exploitants des infrastructures de stockage essentielles du territoire français obtiendront un avantage par rapport à leurs concurrents. Ceci concerne tout d'abord les opérateurs de stockage d'autres États membres, même en considérant que le marché est d'envergure régional comme allégué par certains. Les soumissions des parties intéressées ne permettent pas à la Commission d'exclure un impact de la mesure sur le stockage de gaz naturel dans les pays voisins, notamment en Belgique où le stockage de gaz naturel ne bénéficie pas d'une rémunération garantie.

(258) La Commission ne peut pas non plus exclure une incidence sur les opérateurs d'autres instruments de flexibilité tels que les exploitants de terminaux méthaniers et les gestionnaires des interconnexions. En effet, même s'ils fonctionnent aussi sur la base d'un revenu autorisé, tel qu'indiqué par des parties intéressées, leurs revenus ne sont pas complémentés par l'État de la même façon.

(259) Le marché du gaz naturel ayant fait l'objet d'une libéralisation au niveau de l'Union, un éventuel avantage accordé à une entreprise dans ce secteur a le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres. Par conséquent, la Commission considère que la mesure est susceptible d'affecter les échanges entre États membres.

(260) En l'espèce, la mesure en cause vise à garantir un certain revenu aux opérateurs de stockage des infrastructures de stockage essentielles. La Commission considère que la mesure est susceptible de fausser la concurrence.

6.1.4. *Conclusion sur la qualification de la mesure en cause en tant qu'aide d'État*

(261) Pour les raisons exposées aux considérants (234) à (260), la Commission considère que la mesure en cause constitue une aide d'État au sens de l'article 107 du TFUE.

6.2. **Illégalité de l'aide d'État**

(262) Par la fixation des revenus autorisés des opérateurs de stockage à partir du 1er janvier 2018, par l'organisation des enchères et par l'introduction d'un terme stockage dans les tarifs ATRT à compter du 1er avril 2018, les autorités françaises ont mis en œuvre un mécanisme de régulation constitutif d'aide d'État.

(263) Les autorités françaises n'ont pas notifié la mesure en cause à la Commission avant la date à laquelle elles ont commencé à la mettre à exécution. Ce faisant, la France a agi en violation de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE. En conséquence, la Commission considère que la mesure en cause a été illégalement mise à exécution.

6.3. **Compatibilité de l'aide d'État avec le marché intérieur**

6.3.1. *Base légale pour l'appréciation de la compatibilité de la mesure en cause*

(264) Le mécanisme de régulation des infrastructures de stockage de gaz naturel mis en œuvre par la France vise à faciliter le développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et long termes.

(265) La Commission note qu'il s'agit de la première fois que la compatibilité avec le marché intérieur d'un mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel fait l'objet d'une appréciation.

(266) Ce type de mesure n'est prévu ni dans les lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie ([95]) ni dans aucune autre ligne directrice de la Commission.

(267) Il convient d'apprécier la compatibilité du mécanisme de régulation avec le marché intérieur au regard des dispositions du TFUE et en particulier de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, qui prévoit que les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités économiques peuvent être considérées comme compatibles avec le marché intérieur quand elles n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

([95]) Communication de la Commission — Lignes directrices concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 (JO C 200 du 28.6.2014, p. 1).

(268) Ainsi, pour que l'aide soit déclarée compatible, d'une part, elle doit viser à faciliter le développement de certaines activités économiques ou de certaines régions économiques et, d'autre part, elle ne doit pas altérer les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun ([96]).

(269) Dans le cadre de la première condition, la Commission examine si le régime d'aide est destiné à faciliter le développement de certaines activités économiques. Dans le cadre de la seconde condition, la Commission met en balance les effets positifs de l'aide envisagée pour le développement des activités que l'aide est destinée à soutenir et les effets négatifs que l'aide peut avoir sur le marché intérieur, en termes de distorsions de concurrence et d'effets défavorables sur les échanges causés par l'aide.

6.3.2. *La facilitation du développement d'une activité économique*

6.3.2.1. L'activité économique développée

(270) Aux termes de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE, pour être considérées comme compatibles avec le marché intérieur, les aides doivent faciliter le développement de certaines activités économiques ([97]). Elles doivent avoir un effet incitatif sur l'entreprise ou les entreprises concernées en modifiant leur comportement de manière à faciliter le développement d'une activité économique, ce qui, sans l'aide, ne se produirait pas ou se produirait d'une manière limitée ou différente. Les aides ne doivent pas servir à subventionner les coûts d'une activité économique que l'entreprise aurait de toute façon supportés ni à compenser le risque commercial normal inhérent à une activité économique.

(271) En l'espèce, l'activité économique développée par l'aide est le stockage de gaz naturel en France.

(272) Le mécanisme de régulation vise à modifier le comportement économique des opérateurs de stockage de gaz naturel. Les autorités françaises ont indiqué que, si la France n'avait pas mis en place le mécanisme de régulation et avait supprimé le système d'obligations de stockage antérieur, le prix pratiqué par les opérateurs de stockage serait très proche du *spread* des prix de vente du gaz naturel. Or, les *spreads* sont en diminution depuis 2009. De ce fait les prix pratiqués ne permettaient plus aux opérateurs de stockage de couvrir leurs coûts avant la mise en œuvre de la réforme. Suite à la détérioration de la profitabilité du stockage de gaz naturel en France, trois sites de stockage de gaz naturel ont été mis sous réserve en 2014 et 2015 (voir considérant 10]. La France a alors identifié un risque réel que les opérateurs réduisent encore la capacité de stockage proposée au marché, et mettent des sites de stockage supplémentaires en réserve.

(273) La Commission note également que le taux de remplissage des sites de stockages a diminué. En effet, le taux de souscription des capacités de stockage observé était seulement de 63 % en 2017-2018. La diminution du taux de souscription a ainsi mené à une baisse supplémentaire des recettes pour les opérateurs.

(274) Grâce à la réforme, les taux de souscription ont augmenté pour atteindre un taux de souscription des capacités de stockage observé de 93 % pour les périodes 2018-2019 et 2019-2020.

(275) Dans un scénario contrefactuel, sans la mise en place du mécanisme de régulation, il y aurait eu un risque de réduction significative du développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel en France. Depuis la mise en œuvre de la réforme, le revenu autorisé et l'obligation des opérateurs de stockage de mettre leurs capacités de stockage à disposition *via* les enchères ont ainsi favorisé le développement de l'activité économique des opérateurs de stockage.

(276) Par conséquent, la Commission considère que le mécanisme de régulation facilite le développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel en France.

6.3.2.2. La conformité du régime d'aide avec les autres dispositions du droit de l'Union

(277) La Commission note que la mesure en cause et l'activité économique développée sont conformes aux dispositions du droit de l'Union.

([96]) Arrêt du 22 septembre 2020 dans l'affaire C-594/18 P, *Autriche/Commission* (Hinkley Point C), EU:C:2020:742, point 19.
([97]) Comme l'a confirmé le récent arrêt de la Cour de Justice du 22 septembre 2020, *Autriche/Commission*, EU:C:2020:742.

(278) Dans le domaine de l'énergie, toute taxe dont l'objectif est de financer une mesure d'aide d'État doit être conforme notamment aux articles 30 et 110 du TFUE. En l'espèce, le terme stockage a un lien d'affectation contraignant au soutien accordé aux opérateurs de stockage (voir considérant (246)]. Une taxe qui frappe les produits nationaux et importés sur la base de critères identiques peut néanmoins être interdite par le traité FUE lorsque le produit de cette imposition est destiné à alimenter des activités qui profitent spécialement aux produits nationaux imposés.

(279) En l'espèce, d'une part, le terme stockage est payé par les expéditeurs qui utilisent le réseau de transport de gaz naturel dont la quasi-totalité est importée et ce, indépendamment du fait que les expéditeurs soient français ou non (voir considérants (98 à 100)]. D'autre part, les bénéficiaires sont les exploitants des infrastructures de stockage de gaz naturel. Les expéditeurs français et étrangers ont accès de façon non-discriminatoire aux enchères organisées par les exploitants des infrastructures de stockage de gaz naturel (voir considérant 20]. Il ne s'agit donc pas d'une situation dans laquelle l'imposition profite spécialement aux produits nationaux imposés. Les articles 30 et 110 du TFUE sont ainsi respectés.

(280) Par ailleurs, comme décrit au considérant 12, l'article 33 de la directive 2009/73/CE prévoit expressément la possibilité pour un État membre de mettre en œuvre une régulation des infrastructures de stockage. Le stockage de gaz naturel fait également partie des mesures que les États membres peuvent mettre en place pour garantir le respect des obligations découlant du règlement (UE) 2017/1938, dans les conditions prévues dans ce règlement, notamment l'obligation d'assurer la sécurité de l'approvisionnement aux clients nationaux en tenant compte du fonctionnement correct et continu du marché intérieur du gaz naturel.

6.3.2.3. Conclusion sur la contribution au développement d'une activité économique

(281) Compte tenu de ce qui précède, la Commission considère que la mesure en cause contribue au développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel en France, en conformité avec les autres dispositions du droit européen.

6.4. **Les effets négatifs de l'aide n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun**

(282) La Commission évalue si les effets négatifs de l'aide n'altèrent pas les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun. Dans un premier temps, la Commission détaille les effets positifs de l'aide en tenant compte aussi de l'intérêt commun et dans un second temps, elle évalue les éléments permettant de limiter les effets négatifs de l'aide sur les échanges, à savoir la nécessité, le caractère approprié, la proportionnalité et la transparence de l'aide. À la lumière de cette analyse, la Commission identifie les impacts subsistants sur les échanges, avant de mettre en balance les effets positifs et les effets négatifs de l'aide sur le marché intérieur.

6.4.1. *Effets positifs de l'aide*

(283) Comme indiqué aux considérants (270) à (276), le régime d'aide a des effets positifs sur la facilitation du développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel en France.

(284) En outre, la Commission note que le développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel a des effets positifs en termes de sécurité d'approvisionnement de gaz naturel en France à moyen et long termes. Le stockage est nécessaire pour assurer la capacité du réseau à répondre à la demande, lors de pointes de froid, et pour assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport lors des congestions.

(285) En ce qui concerne les pointes de froid, la France a réalisé des simulations du niveau de la demande de gaz naturel et de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et long termes. La demande de gaz naturel a ainsi été estimée pour des pointes de froid d'un à trente jours, telles qu'il s'en produit une fois tous les cinquante ans en France (voir considérant 25]. Les autorités françaises ont pris en compte plusieurs hypothèses concernant l'évolution de la consommation de gaz naturel au cours des dix prochaines années. Enfin, elles ont retenu l'hypothèse d'une baisse de la consommation de 2 % pour la période 2018-2028 (voir considérant 26]. Elles ont aussi estimé les effets des dispositifs d'interruptibilité, qui, toutefois, n'ont pas encore été mis en œuvre (voir considérant 28].

(286) En ce qui concerne l'offre, les autorités françaises ont pris en compte les paramètres de disponibilité des différentes sources de gaz naturel. En particulier, elles ont retenu l'hypothèse d'une utilisation à 100 % des capacités fermes des interconnexions existantes, ainsi que l'approvisionnement en GNL à partir des terminaux méthaniers avec un délai de livraison de nouvelles cargaisons de dix jours (voir considérants 33 à 38].

(287) Cette méthodologie paraît cohérente avec les données historiques et les prévisions de disponibilité au moment de l'analyse réalisée.

(288) Les estimations des autorités françaises ont mis en évidence un besoin en stockage de gaz naturel s'élevant, d'une part, à 2 376 GWh/j en débit de soutirage pour un remplissage à 45 % du volume utile pour faire face aux pointes de froid dans la période entre 2019 et 2025.

(289) Or, comme mentionné au considérant 10, la baisse des *spreads* observée depuis 2009 a entraîné une baisse du taux de souscription des capacités de stockage au-dessous du niveau nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement, ainsi que la mise en réserve de trois sites, même en présence d'une obligation pour les fournisseurs de détenir des stockages de gaz naturel.

(290) Par conséquent, il apparaît que le fonctionnement normal du marché du stockage de gaz ne permet pas d'assurer le maintien en fonctionnement des infrastructures de stockage considérées comme nécessaires pour assurer le niveau de sécurité d'approvisionnement exigé par la France. Le régime d'aide a ainsi pour but de faciliter le développement de l'activité de stockage du gaz naturel en France, qui ne serait pas assurée seule par le fonctionnement normal du marché.

6.4.2. *La limitation de l'incidence négative du régime d'aide sur le marché intérieur*

(291) Dans la décision d'ouverture, la Commission a établi que le régime d'aide introduit par les autorités françaises pourrait avoir une incidence sur les marchés suivants: (i) les fournisseurs de gaz naturel français et ceux d'autres États membres, (ii) d'une part, les opérateurs de stockage de gaz naturel et d'autre part, les opérateurs de GNL et les gestionnaires des interconnexions et (iii) les opérateurs de stockage de gaz naturel français et ceux d'autres États membres.

(292) La Commission évalue les éléments pouvant contribuer à limiter l'incidence négative de la mesure en cause, à savoir le caractère nécessaire, le caractère approprié et le caractère proportionnel de ce mécanisme, ainsi que sa transparence.

a) Le caractère nécessaire du régime d'aide

La Commission considère qu'une intervention de l'État est nécessaire lorsque, dans une situation donnée, cette intervention peut apporter une amélioration significative que le fonctionnement normal du marché ne permettrait pas d'apporter à lui seul, par exemple, en corrigeant une défaillance bien définie du marché.

(293) Comme indiqué au considérant 10, les *spreads* diminuent depuis 2009 et les opérateurs de stockage n'étaient plus capables de couvrir leurs coûts. L'activité économique du stockage de gaz naturel en France risquait de se réduire de façon significative. *À contrario*, depuis la mise en œuvre de la réforme, le taux de stockage de gaz naturel en France a augmenté.

(294) Par conséquent, la Commission conclut que la réforme était nécessaire pour faciliter le développement de l'activité de stockage de gaz naturel en France.

b) Le caractère approprié du régime d'aide

(295) Une aide constitue un instrument d'intervention approprié pour faciliter une activité économique lorsqu'il n'est pas possible d'obtenir le même résultat au moyen d'autres instruments d'intervention entraînant moins de distorsions de concurrence.

(296) Plusieurs instruments alternatifs ont été envisagés par la France, mais ceux-ci ne permettraient pas de faciliter le développement de l'activité économique du stockage de gaz naturel en France de la même manière ni de garantir le même niveau de sécurité d'approvisionnement pour les raisons suivantes.

(297) Premièrement, le maintien du régime antérieur d'obligations de stockage imposées aux fournisseurs n'aurait pas permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement. Étant donné que le *spread* est devenu significativement inférieur au coût des capacités de stockage, les incitations des fournisseurs à réserver des capacités ont considérablement diminué entraînant la mise en réserve de trois sites. D'autres mises en réserve auraient été problématiques étant donné que l'évaluation du besoin en stockage a montré que toutes les installations étaient nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement en cas de vague de froid prolongée. Par ailleurs, le coût global du stockage dans le cadre du système des obligations de stockage était plus élevé ([5 à 8 EUR/MWh en 2016 et 2017]) que dans le cadre du mécanisme de régulation (5,6 EUR/MWh après la réforme).

(298) Deuxièmement, le renforcement du réseau gazier et des interconnexions ne serait pas non plus une alternative crédible en raison du coût important de ces mesures par rapport à l'utilisation d'infrastructures de stockage existantes. En tout état de cause, ce type d'investissement ne remédierait pas aux éventuelles pénuries de gaz naturel en cas de pointe de froid et ne serait pas disponible à moyen terme.

(299) De même, il ressort des informations transmises par la France que renforcer le recours au GNL n'apparaît pas comme une alternative crédible pour assurer la sécurité d'approvisionnement. En effet, les terminaux de liquéfaction existants fonctionnent à un niveau proche de leur capacité maximale afin d'amortir le coût d'investissement important. De plus, la quasi-totalité des cargaisons de GNL font l'objet de contrats de long terme du fait de l'intensité capitalistique de ces projets et sont donc déjà vendues avant leur production. Par ailleurs, le coût inférieur du stockage de gaz naturel sous forme gazeuse explique le faible développement du stockage de GNL au niveau mondial. Ainsi les quantités de GNL disponibles à court terme sont faibles.

(300) Troisièmement, la France a expliqué qu'un système purement administratif de sanctions imposées aux fournisseurs en cas de non-fourniture du gaz naturel aux clients finaux ne pouvait pas non plus être considéré comme une mesure de substitution satisfaisante. En effet, un tel système présente un problème de faisabilité dans la mesure où l'équilibrage des marchés gaziers européens se fait sur une base quotidienne. Les mesures de délestage mises en œuvre par le gestionnaire de réseau en cas de baisse critique de la pression dans le réseau entraîneraient des échanges de gaz naturel subséquents qui rendent extrêmement difficile l'identification du fournisseur initialement en défaut. De la même manière, les consommateurs délestés ne sont pas nécessairement les clients du fournisseur en défaut. Dans ce contexte, la France affirme que les mesures *ex ante* sont préférables à des sanctions *ex post*.

(301) Quatrièmement, il en est de même du délestage ou des dispositifs d'interruptibilité. Selon les autorités françaises, le délestage est, en effet, une mesure de dernier recours en cas de crise d'approvisionnement et non un mécanisme de flexibilité dont l'efficacité dépend du respect par le consommateur de l'ordre de délestage donné par le gestionnaire de réseau dès lors qu'il n'est pas possible de procéder à un délestage automatique à distance. Or, le mécanisme de régulation des infrastructures de stockage essentielles vise à éviter des crises d'approvisionnement nécessitant le recours à des délestages. Les dispositifs d'interruptibilité, qui traitent des risques de fort aléa et de faible probabilité de type pointe de froid, étaient encore en cours de définition au moment de la réforme et ont été pris en compte pour l'évaluation de la demande en gaz naturel. En revanche, les dispositifs d'interruptibilité ne seraient pas adaptés pour traiter les risques de congestion caractérisés par un aléa plus faible mais par une plus forte probabilité.

(302) Compte tenu de ces éléments, la Commission considère que le mécanisme de régulation est un instrument approprié pour faciliter le développement de l'activité de stockage de gaz naturel et assurer la sécurité d'approvisionnement.

c) Le caractère proportionnel du régime d'aide

(303) Une aide est considérée comme proportionnée lorsque son montant est limité au minimum nécessaire pour limiter les effets sur le marché intérieur.

(304) En l'espèce, dans le cadre du mécanisme de régulation, les opérateurs de stockage bénéficient d'un revenu garanti. L'appréciation de la proportionnalité du mécanisme de régulation suppose d'apprécier la proportionnalité de la méthode de calcul du revenu autorisé des opérateurs de stockage décrite aux considérants 59 à 81.

(305) Dans sa décision d'ouverture, la Commission a exprimé des doutes sur le processus d'évaluation économique indépendante réalisée par la CRE de la valeur de marché de la BAR au moment de la mise en œuvre du mécanisme de régulation. Ceci aurait pu, selon la Commission, remettre en cause le caractère proportionné du régime d'aide.

(306) Même si cette valorisation est principalement fondée sur la valeur brute comptable et l'amortissement des actifs, la France et les bénéficiaires ont pu démontrer que la CRE a procédé à une réévaluation approfondie de la BAR initiale au 31 décembre 2016. La CRE a en effet vérifié que les durées d'amortissements demandées par les opérateurs correspondaient aux durées indiquées dans leurs comptes historiques et à des données standards du secteur, observables dans d'autres pays. La CRE a notamment questionné la durée d'amortissement du gaz coussin. Comme indiqué au considérant 73, la CRE a rejeté la demande de retenir une durée d'amortissement de 250 ans et a retenu une durée d'amortissement pour le gaz coussin de 75 ans. Dans son analyse, la CRE a également été assistée par des consultants économiques externes pour déterminer la BAR initiale. La Commission note que, suite à ces analyses, la CRE a retenu une BAR initiale pour les trois opérateurs de 4,8 milliard d'euros, soit une baisse de 13 % par rapport à la BAR demandée par les opérateurs (voir tableau 4 au considérant 77].

(307) La Commission note également que l'application de méthodes alternatives, telles que la valeur des opérateurs de stockages dans les comptes de leurs actionnaires, les valeurs prises en compte dans les transactions récentes ou l'utilisation de l'approche *discounted cash-flow* utilisée dans l'étude de PwC sur Teréga, mènent à des valeurs d'actifs similaires (voir considérants (76), (129) et (160)].

(308) En outre, l'application d'une valeur sur la base des *spreads* n'inclut pas la valeur que le stockage de gaz naturel représente pour le système en termes de sécurité d'approvisionnement. Cet indicateur ne serait dès lors pas suffisamment représentatif des évolutions de moyen et long termes pour être utile en tant qu'indicateur pour un mécanisme de régulation tel que celui en l'espèce, conçu pour assurer la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes.

(309) Dans les observations reçues par la Commission dans le cadre de la procédure, il a été détaillé qu'une reconstitution historique des recettes des opérateurs serait nécessairement incomplète en l'absence de données disponibles et contraire aux principes généraux de droit.

(310) La Commission note également que le tarif de stockage vise à compenser les coûts des opérateurs, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'«opérateurs efficaces». À cette fin, la CRE révise la compensation demandée par les opérateurs au début de chaque période tarifaire et vérifie les investissements envisagés par les opérateurs sur une base annuelle (voir considérants (82)]. La compensation contient aussi un élément de régulation des charges et des produits annuels. La Commission note que, pour les années 2018-2019, la CRE a uniquement pris en compte les coûts considérés comme efficaces et que depuis le ATS 2, de nombreux postes sont soumis à une incitation à la maîtrise des coûts: régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, ainsi que la régulation incitative de la qualité de service (voir considérants (60), (61), (65), (83), (84) et (85)].

(311) Enfin, la méthodologie déterminant le CMPC des sites de stockage de gaz naturel et la majoration par rapport au taux de référence de GRTgaz sont adéquates.

(312) Par conséquent, la Commission conclut que la méthode de rémunération établie par la CRE, et la valorisation des actifs régulés en particulier, mène à une compensation proportionnée pour limiter les effets du régime d'aide sur le marché intérieur.

d) Transparence du régime d'aide

(313) La Commission considère que les engagements de la France énumérés au considérant (111) assurent la transparence du régime d'aide.

6.4.3. *La prévention des effets négatifs du régime d'aide sur la concurrence et les échanges*

(314) La Commission considère qu'une mesure d'aide réduit au minimum les effets négatifs sur la concurrence et les échanges entre États membres lorsque ces effets sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.

(315) Dans la décision d'ouverture, la Commission n'a pas pu exclure que le mécanisme puisse introduire des distorsions de concurrence au-delà des effets négatifs minimaux justifiés par la mise en place du régime d'aide entre (i) les fournisseurs de gaz naturel français et ceux d'autres États membres, (ii) d'une part, les opérateurs de stockage de gaz naturel et, d'autre part, les opérateurs de GNL et les gestionnaires des interconnexions et (iii) les opérateurs de stockage de gaz naturel français et ceux d'autres États membres.

(316) En l'espèce, premièrement, concernant les marchés de la fourniture de gaz naturel, la Commission ne considère pas que le régime d'aide entraîne de distorsions de concurrence entre les fournisseurs français et les fournisseurs d'autres États membres de gaz naturel dès lors que les enchères sont ouvertes à tous les fournisseurs de gaz naturel, dans des conditions similaires, qu'ils soient installés en France ou dans un autre État membre. Les observations des parties intéressées ont également confirmé que pour un même service d'acheminement, le même tarif d'utilisation des réseaux de transport est appliqué aux fournisseurs français et aux fournisseurs d'autres États membres. La Commission n'a donc pas pu constater de distorsions de concurrence entre les fournisseurs de gaz naturel français et ceux d'autres États membres.

(317) Deuxièmement, en ce qui concerne les distorsions de concurrence entre les opérateurs de stockage et les fournisseurs d'instruments de flexibilité alternatifs en France, les autorités françaises et les parties intéressées considèrent que les autres instruments sont des substituts imparfaits au stockage de gaz naturel dans la mesure où elles fonctionnent dans des délais variables et peuvent être nécessaires dans des situations différentes. Par exemple, en cas de vague de froid, les capacités des terminaux méthaniers ne peuvent être mobilisées que sous réserve de la disponibilité de GNL

dans les cuves. Ces capacités limitées ne pourraient pas être mobilisées plus de cinq jours dans les meilleures conditions. Or, cette période est inférieure à la durée moyenne d'une vague de froid, n'offrant ainsi pas un délai suffisant pour mobiliser une arrivée de cargaison assez rapidement pour éviter une rupture des émissions. En outre, en cas de congestion du réseau, l'efficacité des terminaux de GNL dépend de leur proximité géographique aux points de consommation.

(318) Plusieurs parties tierces ont également souligné que les souscriptions des terminaux méthaniers et les stockages de gaz naturel ne seraient pas en concurrence. Elles expliquent que les importations de GNL en Europe et en France ont fortement augmenté depuis l'introduction du régime d'aide en 2018. Le niveau d'importation de ~21,5 Bcm de GNL en France en 2019 constituait un record.

(319) Concernant les interconnexions, il est soutenu dans les observations reçues qu'elles constituent avant tout des instruments d'importation. Les parties intéressées remarquent qu'en l'absence de stockage, il serait nécessaire de dimensionner les interconnexions pour être en mesure de garantir l'approvisionnement en gaz naturel lors d'une pointe de consommation. Cette situation serait inefficace. Au vu des projections de décroissance de consommation de gaz naturel en France, il n'est pas prévu de construire de nouvelles interconnexions. Les coûts de la construction d'interconnexions supplémentaires et du renforcement du réseau seraient effectivement supérieurs à ceux du régime d'aide en cause.

(320) Par ailleurs, le stockage de gaz naturel n'a pas d'incidence sur le volume total de gaz naturel passant par les interconnexions, lequel dépend du volume de gaz naturel consommé en France. Néanmoins, des parties intéressées citent un rapport ([98]) de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie («ACER») qui met en lumière que l'abondance de gaz naturel dans le stockage minimise les importations lors des pics de consommation qui se produisent normalement lorsque le prix du gaz naturel est le plus élevé.

(321) Comme indiqué par des parties intéressées, la Commission a envisagé à plusieurs reprises, sans trancher, l'existence d'un marché pertinent regroupant les infrastructures liées au transport de gaz naturel et incluant notamment les interconnexions, le stockage de gaz naturel, les terminaux de GNL et les infrastructures de regazéification. La Commission reconnaît que les différents instruments de flexibilité peuvent apporter des services complémentaires sans pour autant totalement exclure une incidence du stockage de gaz naturel sur les terminaux de GNL et les interconnexions. Néanmoins, la Commission n'a pas pu constater de distorsions de concurrence significatives.

(322) Troisièmement, le régime d'aide pourrait également entraîner des distorsions de concurrence vis-à-vis des opérateurs de stockage des autres États membres, en particulier des États membres voisins de la France. En raison des interconnexions, ce risque est, *a priori*, particulièrement important pour la Belgique et l'Allemagne.

(323) La CREG en Belgique a informé la Commission du fait que, suite à l'introduction du mécanisme de régulation, le taux de remplissage de l'unique site de stockage belge Loenhout a diminué de 84 % (hiver 2017-2018) à 54 % (hiver 2018-2019). Le taux de remplissage a ensuite augmenté à un niveau de 97 % pour l'hiver 2019-2020. Le taux de remplissage en 2018-2019 correspondait aux contrats de long terme. La CREG souligne l'existence d'une incidence en raison de l'introduction du mécanisme de rémunération en France (voir considérants (195) à (200)]. Même si les taux de remplissage ont augmenté à nouveau l'hiver suivant, cette évolution ne permet pas à la Commission d'exclure une incidence sur le stockage de gaz naturel dans les pays voisins. Néanmoins, la Commission remarque que Fluxys, l'opérateur de Loenhout, ne mentionne pas que le mécanisme de régulation ait une incidence significative sur ses activités (voir considérant (212)].

(324) À court terme, les distorsions de concurrence entre les opérateurs des États membres voisins sont limitées par le niveau significatif du taux de souscription (par exemple, plus de 90 % en Allemagne, 60 % en Belgique), sur la base de contrats de long terme. Toutefois, ces contrats arrivent à échéance en 2022-2023. Ainsi, le mécanisme de régulation pourrait avoir une influence sur les conditions commerciales futures lors de la renégociation de ces contrats de long terme à la fois en termes de prix et de taux de souscription et enfin sur la rentabilité des opérateurs de stockage des États membres voisins. Afin que la Commission puisse s'assurer que son évaluation sur ce point reste valide après l'échéance des contrats de long terme, les autorités françaises se sont engagées à fournir un rapport à la Commission avant la fin de l'année 2024contenant des données relatives à l'incidence de la mesure sur la concurrence (voir considérant (111)].

(325) La Commission note également que Fluxys indique qu'il serait souhaitable de mettre en œuvre un modèle adapté au niveau de l'Union pour faire face aux évolutions du marché (voir considérant (212)]. D'autres opérateurs de stockage s'expriment positivement sur la réforme introduite en France, en favorisant en même temps une approche harmonisée dans l'Union (voir considérants (224) et (229)].

([98]) ACER report of 6 April 2020, *The internal gas market in Europe: The role of transmission tariffs*, point 174.

6.5. **Mise en balance des effets positifs et des effets négatifs de l'aide sur le marché intérieur**

(326) Un régime d'aide d'État doit garantir que l'équilibre global de ses effets est positif en évitant d'altérer les conditions des échanges dans une mesure contraire à l'intérêt commun.

(327) La Commission rappelle qu'en l'espèce, le régime d'aide facilite le développement d'une activité économique, à savoir le stockage de gaz naturel en France. Elle note également que le mécanisme de régulation contribue à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel. De plus, le caractère approprié, nécessaire et proportionnel de l'aide limite son incidence sur la concurrence et les échanges. La Commission conclut que même si une incidence sur la concurrence entre les opérateurs de stockage de gaz naturel français et ceux d'autres États membres ne peut être exclue, il semble que les effets négatifs de l'aide soient suffisamment limités pour que l'équilibre général du régime d'aide soit positif jusqu'à la fin de la PPE actuelle en 2028, sous réserve d'absence de changements significatifs de la concurrence sur les marchés du gaz naturel énumérés au considérant (110) ([99]).

(328) À la lumière des arguments qui précèdent, la Commission conclue que l'incidence positive de l'aide sur le développement de l'activité économique en cause l'emporte sur les effets négatifs potentiels sur la concurrence et les échanges, au moins jusqu'à 2028. La concurrence et les échanges ne sont donc pas affectés dans une mesure contraire à l'intérêt commun jusqu'à ce moment-là.

7. **CONCLUSIONS**

(329) La Commission regrette que la France ait illégalement mis à exécution la mesure en cause en violation de l'article 108, paragraphe 3, du TFUE. Cependant, la Commission estime que la mesure en cause est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du TFUE jusqu'au 31 décembre 2028**,** date à laquelle prendra fin la période de la PPE actuelle.

A ADOPTÉ LA PRÉSENTE DÉCISION:

Article premier

L'aide d'État mise à exécution par la France en faveur des opérateurs de stockage de gaz naturel est compatible avec le marché intérieur au sens de l'article 107, paragraphe 3, point c), du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

Article 2

La République française est destinataire de la présente décision.

Fait à Bruxelles, le 28 juin 2021

Par la Commission
Margrethe VESTAGER
Membre de la Commission

([99]) Si la Commission considère qu'une aide existante n'est pas ou n'est plus compatible avec le marché intérieur, elle peut lancer la procédure prévue au chapitre IV du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil du 13 juillet 2015 portant modalités d'application de l'article 108 du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (JO L 248 du 24.9.2015, p. 9).