

**GHAJNUNA MILL-ISTAT — FRANZA****Għajjnuna mill-Istat S.A.49414 (2019/NN) — Riforma tal-qafas legali u regolatorju applikabbli għall-ħażna tal-gass fi Franza****Stedina biex jiġu pprezentati kummenti skont l-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea****(Test b'rilevanza għaž-ŻEE)**

(2020/C 112/03)

Permezz ta' ittra datata t-28 ta' Frar 2020 riprodotta bil-lingwa awtentika fuq il-paġni li jsegwu dan is-sommarju, il-Kummissjoni nnotifikat lil Franza bid-deċiżjoni tagħha li tibda l-proċedura stabbilita fl-Artikolu 108(2) tat-Trattat dwar il-Funzjonament tal-Unjoni Ewropea rigward il-miżuri msemmija hawn fuq.

Il-partijiet ikkonċernati jistgħu jipprezentaw il-kummenti tagħhom dwar il-miżuri li fir-rigward tagħhom il-Kummissjoni qed tibda l-proċedura fi hdan xahar mid-data tal-pubblikazzjoni ta' dan is-sommarju u l-ittra li jmiss lil:

European Commission,  
Directorate-General Competition  
State Aid Greffe  
1049 Bruxelles/Brussel  
BELGIQUE/BELGIË  
Fax + 32 22961242  
Stateaidgreffe@ec.europa.eu

Dawn il-kummenti se jiġu komunikati lil Franza. Trattament kunfidenzjali tal-identità tal-parti interessata li qed tipprezenta l-kummenti tista' tinalab bil-miktub, u tinghata r-raġuni għat-talba.

Fit-23 ta' Novembru 2017 Franza infurmat lill-Kummissjoni minn qabel dwar abbizz ta' mekkaniżmu regolatorju għall-ħażna ta' gass naturali.

Il-baži legali tal-miżuri hija l-*loi Hydrocarbure* tat-30 ta' Diċembru 2017 li temmet ir-riċerka fl-esplojtazzjoni ta' idrokarburi u introduċiet diversi miżuri dwar l-enerġija u l-ambjent. Din dahlet fis-sehħ fl-1 ta' Jannar 2018. L-awtoritajiet Franċiżi għadhom ma stabbilewx data limitu għall-mekkanizmu, iżda l-kamp ta' applikazzjoni tiegħu se jiġi rivedut mill-anqas kull hames snin.

Il-mekkanizmu regolatorju ġie introdott minghajr ma ġie notifikat formalment lill-Kummissjoni jew approvat minnha.

Il-mekkanizmu regolatorju għandu l-għan li jggarantixxi s-sigurtà tal-forniment ta' gass naturali fit-territorju Franċiż. Dan japplika għal lista eżawrjenti, stabbilita b'digriet, ta' faċilitajiet ta' infrastruttura ta' ħażna ta' gass naturali taħt l-art, meqjusa li huma meħtieġa biex jggarantixxu s-sigurtà tal-forniment tal-gass naturali fi Franza. Dawn għandhom jinżammu funzjonanti u l-kapaċità tagħhom hija rkantata f'konformità mal-ftehimiet stabbiliti mill-CRE (il-Kummissjoni Regolatorja tal-Enerġija Franċiża). Skont il-mekkanizmu regolatorju, l-ispejjeż tal-operaturi tal-ħażna huma koperti sakemm dawn jikkorrispondu ma' dawk ta' operatur effiċjenti. Id-dhul awtorizzat tagħhom huwa determinat bl-ordni tal-CRE. Jekk id-dhul li jirċievu direttament mill-klijenti tagħhom ikun anqas mid-dhul awtorizzat tagħhom, l-operaturi tal-ħażna jirċievu kumpens ugwali għad-differenza bejn dawk iż-żewġ ammonti. Dan il-kumpens huwa ffinanzjat permezz ta' miżata dedikata fit-tariffi għall-użu tan-network ta' trażmissjoni miġbur mill-operaturi tan-network ta' trażmissjoni mit-trasportaturi tal-gass. Il-kumpens imbagħad jithallas lill-operaturi tal-ħażna. Parti mill-ispejjeż assoċjati mal-ispiza tal-ħażna huwa rkuprati mill-konsumaturi finali permezz tat-tariffi regolati għall-bejgħ ta' gass naturali.

L-ammont totali ta' kumpens imhallas lit-tliet operaturi tal-ħażna regolati (Storengy, Géométhane and Teréga) kien EUR 529 miljun fl-2018 u EUR 540 miljun fl-2019.

Il-Kummissarji fuq baži preliminari jqis li l-mekkanizmi regolatorji jikkostitwixxu għajjnuna mill-Istat fi hdan it-tifsira tal-Artikolu 107 (1) TFUE. Fir-rigward tal-baži legali għall-valutazzjoni tal-kompatibilità, il-Kummissjoni tinnota li ma japplikaw ebda linji gwida għal mekkaniżmi regolatorji għall-ħażna tal-gass, imfassla biex jiżguraw is-sigurtà tal-provvista. Il-Kummissjoni tista' tiddikjara miżura ta' għajjnuna kompatibbli direttament skont l-Artikolu 107(3)(c) TFUE. Madankollu, f'dan il-każ il-Kummissjoni tiddubita li f'dan il-każ li l-mekkanizmu regolatorju huwa proporzjonat mal-iżgur tas-sigurtà ta' forniment u jekk dan jiżgurax li ma jkunx hemm effetti negattivi fuq il-kompetizzjoni u l-kummerċ bejn l-Istati Membri.

B'mod aktar speċifiku, il-Kummissjoni jirriżultatla li għall-iskop ta' stabbiliment tad-dhul awtorizzat tal-operaturi tal-ħażna, il-CRE jippermettilhom li jkollhom ritorn fuq il-kapital fiss tagħhom. Il-kalkolu ta' dan ir-ritorn jinvolvi l-valutazzjoni tal-valur tal-assi regolati. Għal dan l-għan, il-CRE juża l-metodu tal-kost ekonomiku preżenti, billi jibda mill-valur riportat gross tal-assi fil-kontijiet tal-operatur. Għalhekk, il-Kummissjoni tinnotta li l-CRE ma għamlx evalwazzjoni ekonomika indipendenti tal-valur tas-suq tal-assi meta l-mekkaniżmu regolatorju ġie introdott, li jista' jiffa' dubju dwar in-natura proporzjonata tal-miżura.

It-tieni, fuq il-bażi tal-informazzjoni disponibbli lill-Kummissjoni, mhuwiex possibbli li tiġi eskluża l-possibilità li l-mekkaniżmu jintroduċi distorsjonijiet mhux ġustifikati ta' kompetizzjoni (i) bejn il-fornituri tal-gass Franċiżi u l-fornituri ta' gass naturali ta' Stati Membri oħra, (ii) bejn min-naħa waħda operaturi tal-ħażna tal-gass u min-naħa l-oħra operaturi tal-LNG u operaturi ta' interconnectors, u (iii) bejn operaturi tal-ħażna tal-gass Franċiżi tal-Istati Membri l-oħra.

Il-Kummissjoni għalhekk tistieden lil Franza u lil kwalunkwe parti interessata oħra biex tippovdi evidenza addizzjonali rilevanti għall-valutazzjoni tal-proporzjonalità tal-miżura u l-impatt tagħha fuq il-kompetizzjoni u l-kummerċ bejn l-Istati Membri.

## TEST TAL-ITTRA

Par la présente, la Commission a l'honneur d'informer la France qu'après avoir examiné les informations fournies par vos autorités sur la mesure citée en objet, elle a décidé d'ouvrir la procédure prévue à l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne.

**1. LA PROCÉDURE**

- (1) Le 23 octobre 2017, les autorités françaises ont informé la Commission européenne du projet de réforme du cadre législatif et réglementaire applicable au stockage du gaz naturel en France.
- (2) Le 23 novembre 2017, à des fins de sécurité juridique dans le cadre de cette réforme, les autorités françaises ont prénotifié un projet de mécanisme de régulation des infrastructures essentielles de stockage de gaz naturel. Le projet de loi correspondant était alors en cours d'examen au parlement français <sup>(1)</sup>.
- (3) Le 22 janvier 2018, suite à l'adoption de la réforme par le parlement français, les autorités françaises ont complété leur prénotification en concluant que la mesure en cause ne constitue pas une aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne («TFUE») en l'absence de transfert de ressources d'État et d'affectation des échanges entre États membres.
- (4) Le 13 mars 2018, les autorités françaises ont transmis une note à la Commission précisant que celles-ci envisageaient de mettre en œuvre le mécanisme de régulation des revenus des opérateurs de stockage pour l'hiver 2018-2019.
- (5) La Commission a adressé des demandes de renseignements aux autorités françaises par rapport à ladite mesure le 29 janvier 2018, le 6 février 2018, le 21 mars 2018, le 22 juin 2018, le 3 septembre 2018, et le 1<sup>er</sup> février 2019.
- (6) Le gouvernement français et la Commission de régulation de l'énergie («CRE»), ont transmis leurs réponses aux questions de la Commission le 16 février 2018, le 20 février 2018, le 9 avril 2018, le 11 mai 2018, le 19 juillet 2018, le 1<sup>er</sup> août 2018, le 27 septembre 2018, et le 19 février 2019.
- (7) En outre, les autorités françaises ont échangé des courriels par rapport à la mesure en objet du 16 novembre 2018 au 20 décembre 2018 et du 24 au 29 mai 2019.
- (8) Le 29 mars 2019, la Commission et la CRE ont organisé une réunion.
- (9) Le 9 avril 2018, la Commission a reçu de la part d'un particulier des observations relative à la mesure en cause dénonçant la mise en œuvre d'une aide illégale par la France.

**2. CONTEXTE GÉNÉRAL****2.1. Le stockage de gaz en France**

- (10) 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.
- (11) En particulier, le stockage est, d'une part, utilisé comme un moyen d'assurer l'équilibre entre la quantité de gaz dans le réseau et la quantité de gaz consommée, par exemple en cas de rupture d'approvisionnement ou de pic de la demande lié à une vague de froid en hiver.
- (12) 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.
- (13) 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 à payer des fournisseurs de gaz naturel pour des capacités de stockage est très proche du différentiel de prix de vente du gaz naturel entre l'été et l'hiver («*spread*»). Le niveau de production de gaz naturel est relativement stable tout au long de l'année tandis que la consommation de gaz varie fortement selon la température.
- (14) En France, il existe quinze infrastructures de stockage, dont douze en fonctionnement. Les infrastructures de stockage en fonctionnement représentent 138 TWh en volume utile et 2 373 GWh/j en débit de soutirage pour un remplissage de 45 %. Les infrastructures mises en réserve représentent quant à elles 9,5 TWh en volume utile et 60 GWh/j en débit de soutirage pour un remplissage de 45 %.

---

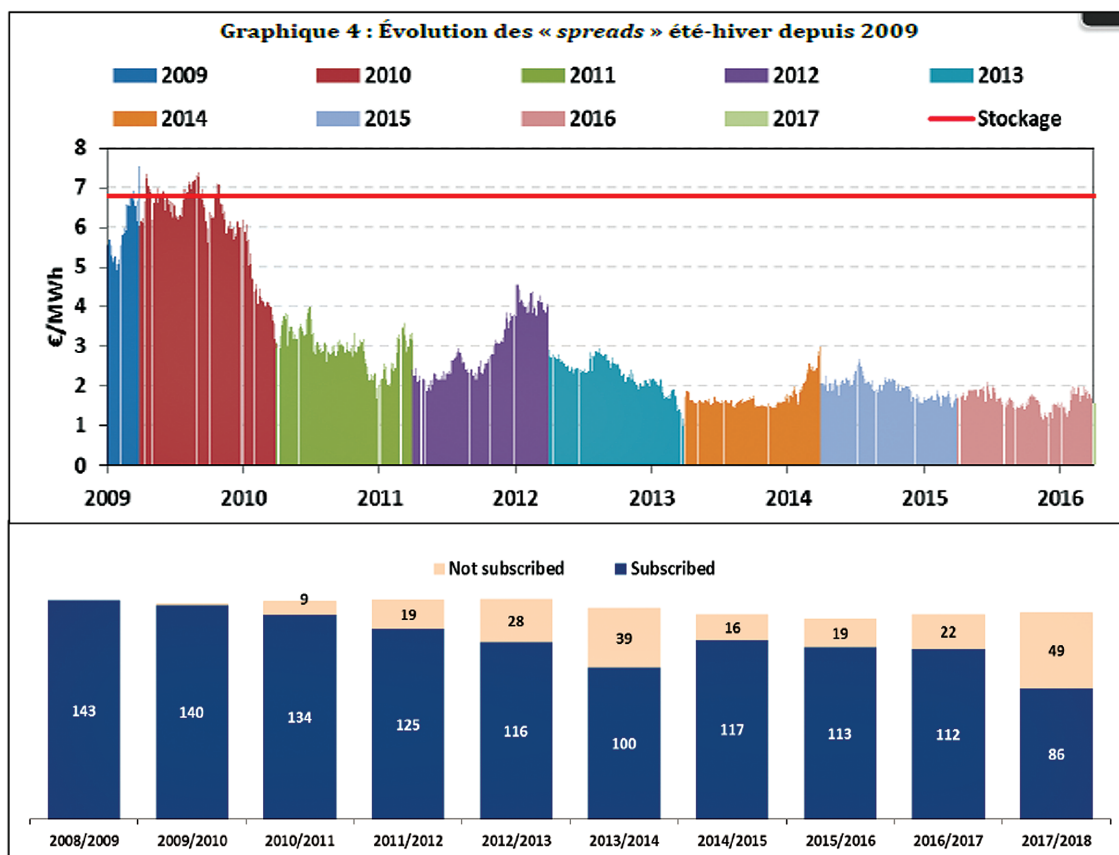
<sup>(1)</sup> Projet de loi mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

(15) Il existe trois opérateurs de stockage en France:

- Storengy, filiale à 100 % d'Engie, détient et exploite 12 sites, dont 3 mis en réserve et 9 en fonctionnement ces derniers représentant 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 2 sites 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).

(16) À partir de 2009, les variations saisonnières des prix du gaz ont diminué. Selon les autorités françaises, cela peut s'expliquer, d'une part, par le développement des installations de gaz naturel liquéfié («GNL») et le renforcement des interconnexions avec le réseau de transport des pays voisins. D'autre part, dans un contexte de pression concurrentielle croissante sur le segment de la fourniture de gaz naturel, la baisse du *spread* serait liée à une moindre couverture des fournisseurs de gaz naturel par rapport à de grandes pointes de froid, les fournisseurs renonçant à se couvrir contre des événements de faible probabilité afin de réduire leurs coûts.

(17) Jusqu'en 2011, le *spread* était suffisamment élevé pour inciter les fournisseurs à souscrire la totalité des capacités de stockage de gaz. À partir de 2011, le *spread* est devenu insuffisant pour couvrir le prix du stockage proposé par les opérateurs (1,5 à 2 €/MWh de *spread* pour un prix de 6 à 7 €/MWh)<sup>(2)</sup>. En conséquence, les capacités de stockage ne sont 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.



Graphe 1: Evolution des spread été hiver et des taux de souscription des capacités de stockage<sup>(3)</sup>

<sup>(2)</sup> Rapport de l'Inspection générale des finances, du Conseil général de l'économie et du CGEDD d'avril 2017 «Stockage souterrain de gaz», p. 8.

<sup>(3)</sup> Rapport de l'Inspection générale des finances, du Conseil général de l'économie et du CGEDD d'avril 2017 «Stockage souterrain de gaz», p. 9.



- (18) Selon les informations transmises par les autorités françaises, les *spreads* pour les années 2018 à 2021, sur la base des chiffres de 2018 de TTF (la principale place de marché européenne), sont les suivants:

€/MWh	2018-2019	2019-2020	2020-2021
Moyenne	1,51	1,45	1,37
Minimum	1,22	1,14	0,97
Maximum	1,75	1,68	1,64

Tableau 1: Prévisions des spreads été-hiver à mi-février 2018 <sup>(4)</sup>

- (19) De plus, l'ensemble du réseau gazier français est caractérisé depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2018 par une zone entrée-sortie unique. Selon les autorités françaises, cela permettrait de faire du marché français un marché plus liquide, moins volatil et mieux intégré au marché européen et de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France au travers d'une amélioration de l'accès aux différentes sources de gaz. Les fournisseurs de gaz naturel peuvent injecter du gaz naturel à n'importe quel point d'entrée du réseau et demander son soutirage à n'importe quel point de sortie.
- (20) Enfin, le transport transfrontalier de gaz naturel dans l'Union européenne est soumis à certaines contraintes techniques. Par exemple, en France, le gaz naturel est «odorisé» au niveau du service de transport, alors qu'en Allemagne et en Belgique, il est odorisé au niveau de la distribution. Par conséquent, le gaz naturel provenant de France, le cas échéant depuis un stockage de gaz naturel, doit être désodorisé avant de pouvoir être transporté en Allemagne ou en Belgique <sup>(5)</sup>, ce qui est techniquement complexe et très coûteux. La France a toutefois mis en place des capacités de rebours «virtuelles» vers l'Allemagne et la Belgique: sur certains points, les flux dans le sens dominant (en entrée France) peuvent être réduits pour créer un flux virtuel de sortie vers les pays adjacents, en s'affranchissant ainsi des contraintes techniques.

## 2.2. Contexte législatif et réglementaire

- (21) Pour assurer sa 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 <sup>(6)</sup>.
- (22) Dans cet ancien système, chaque année, les fournisseurs se voyaient allouer des droits de stockage en fonction du profil de consommation de leurs clients raccordés à un réseau public de distribution, dans des conditions fixées par un arrêté du ministre chargé de l'énergie. Les fournisseurs devaient ensuite détenir des stocks de gaz naturel au moins égaux à 80 % de ces droits, en volume utile et en débit de soutirage.
- (23) Les prix des capacités de stockage étaient librement fixés par les opérateurs de stockage et leurs revenus étaient issus uniquement de la commercialisation des capacités de stockage.
- (24) Or, selon les informations transmises par la France, ce système ne permettait pas d'assurer la transparence des prix des capacités de stockage. De plus, les fournisseurs n'ont pas respecté leurs obligations de stockage plusieurs années de suite. Par ailleurs, certains fournisseurs ont exercé un recours pour contester la légalité du décret de 2014 <sup>(7)</sup>.
- (25) 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 présenterait 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 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*.

<sup>(4)</sup> Réponse des autorités françaises du 16 février 2018.

<sup>(5)</sup> À l'exception du point de sortie Alveringem, qui peut être alimenté depuis le terminal méthanier de Dunkerque ou depuis le PIR Dunkerque en gaz non-odorisé, via des canalisations raccordées en amont de la station d'odorisation.

<sup>(6)</sup> 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.

<sup>(7)</sup> Ce recours a été rejeté définitivement par la juridiction française compétente le 18 juillet 2018.

- (26) Par ailleurs, l'article 33 de la directive 2009/73/CE<sup>(8)</sup> prévoit la possibilité pour un Etat membre de mettre en œuvre une régulation des infrastructures de stockage.
- (27) Le stockage de gaz fait également partie des mesures que les Etats Membres peuvent mettre en place pour garantir le respect des obligations découlant du règlement (UE) 2017/1938<sup>(9)</sup>, 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.
- (28) C'est dans ce contexte que les autorités françaises ont adopté la réforme en cause.

### 3. DESCRIPTION DE LA MESURE

#### 3.1. Objectif du mécanisme

- (29) 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.
- (30) 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

- (31) 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<sup>(10)</sup> («Loi Hydrocarbures»). Ces dispositions sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018.
- (32) En particulier, l'article 12 de la Loi Hydrocarbures prévoit que le périmètre du mécanisme de régulation est fixé par le décret relatif à 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 et, le cas échéant, les années restant à courir de la période pendant laquelle intervient la révision<sup>(11)</sup>.
- (33) De plus, l'article 12 de la Loi Hydrocarbures prévoit que la 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 le collecte de ce revenu via, la commercialisation des capacités et les tarifs d'utilisation du réseau de transport de gaz naturel puis leur reversement aux opérateurs de stockage (voir *infra*).

#### 3.3. Fonctionnement général du mécanisme

- (34) Le mécanisme de régulation du stockage du gaz naturel adopté en France en 2017 repose sur trois principes.
- (35) Premièrement, le périmètre de ce mécanisme correspond aux infrastructures de stockage souterrain qui sont nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire français à moyen et long termes<sup>(12)</sup> («les infrastructures de stockage essentielles»). La liste de ces infrastructures essentielles est fixée par le décret relatif à la programmation pluriannuel de l'énergie. Elles doivent être maintenues en fonctionnement par les opérateurs qui les exploitent<sup>(13)</sup>.

<sup>(8)</sup> 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 (OJ L 211, 14.8.2009, p. 94–136).

<sup>(9)</sup> 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. 1–56).

<sup>(10)</sup> 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.

<sup>(11)</sup> Article L.141-4 du code de l'énergie.

<sup>(12)</sup> Article L.421-3-1 du code de l'énergie.

<sup>(13)</sup> Article L.421-3-1 du code de l'énergie.

- (36) Deuxièmement, les capacités des infrastructures de stockage essentielles sont mises aux enchères selon des modalités fixées par la CRE <sup>(14)</sup>. Les enchères sont ouvertes à l'ensemble des fournisseurs, i.e. toute personne installée dans un État membre de l'UE ou dans un autre État dans le cadre d'accords internationaux disposant d'une autorisation de fourniture permettant d'intervenir sur le marché français, qu'ils soient actifs sur les marchés de fourniture de détail ou de gros. En janvier 2018, 213 acteurs français ou étrangers étaient titulaires d'une telle autorisation <sup>(15)</sup>. Les recettes des enchères sont perçues par les opérateurs de stockage.
- (37) 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 <sup>(16)</sup>. 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. Cette compensation est supportée par les expéditeurs de gaz 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; elle 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), puis celle-ci est reversée aux opérateurs de stockage.
- (38) 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.

#### 3.4. Périmètre du mécanisme de régulation

- (39) Selon les explications fournies par les autorités françaises <sup>(17)</sup>, 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

- (40) L'identification des infrastructures nécessaires pour assurer la capacité du réseau à satisfaire la demande repose sur la comparaison entre la demande de gaz naturel lors des pointes de froid et la capacité d'approvisionnement en gaz naturel notamment par le biais des interconnexions et des terminaux de GNL.

##### — Estimation de la demande de gaz naturel

- (41) 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. Un travail est réalisé par les gestionnaires de réseau de transport pour évaluer le niveau de consommation correspondant pour différentes durées de pointe de froid allant de 1 à 30 jours.
- (42) 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 <sup>(18)</sup>, hors production d'électricité. Les taux de baisse ainsi envisagés vont de - 2 % à - 18 % par rapport à l'année de référence 2012.

<sup>(14)</sup> Article L.421-5-1 du code de l'énergie.

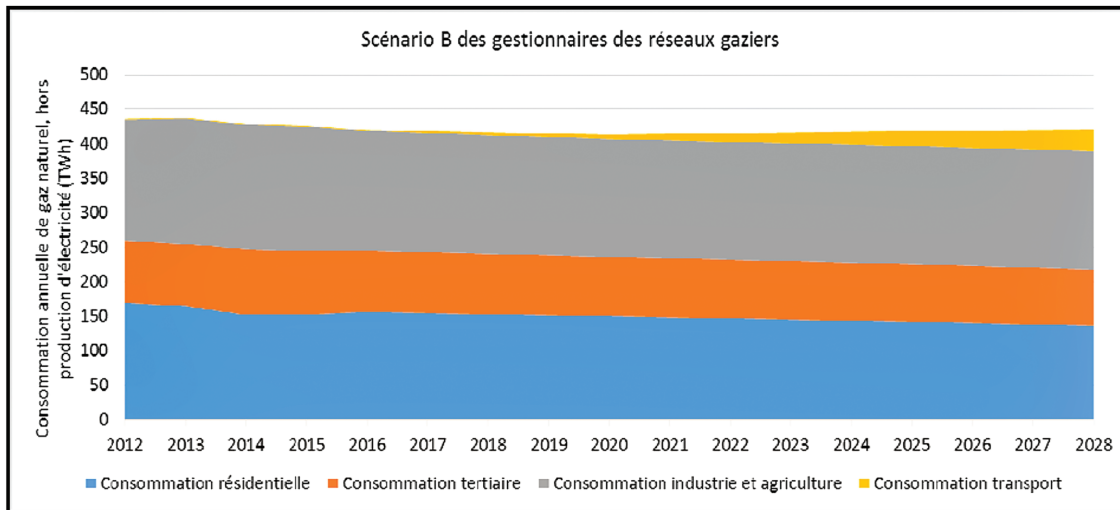
<sup>(15)</sup> Prénofication du 22 janvier 2018.

<sup>(16)</sup> Article L.452-1 du code de l'énergie.

<sup>(17)</sup> Note des autorités françaises du 31 juillet 2018.

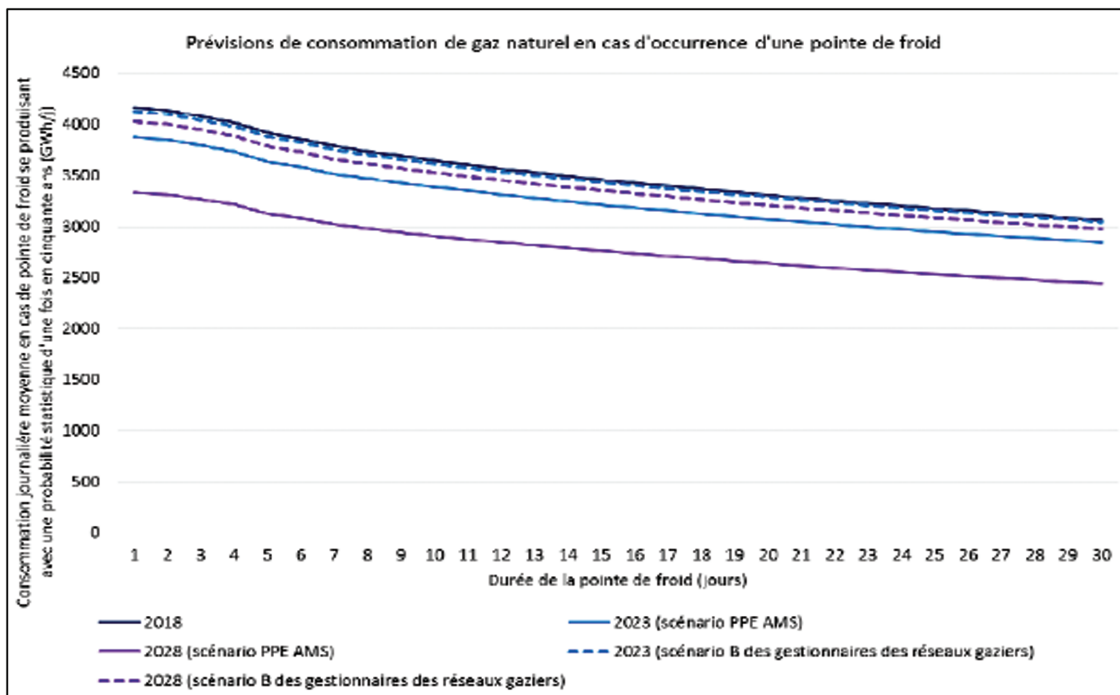
<sup>(18)</sup> Deux de ces scénarios sont issus de la PPE. Ceux-ci envisagent des baisses de consommation respectives, hors production d'électricité, de - 17 % et - 13 % en 2028 par rapport à l'année de référence 2012. Les trois autres scénarios ont été élaborés par les gestionnaires des réseaux gaziers dans le cadre du bilan prévisionnel pluriannuel prévu à l'article L. 141-10 du code de l'énergie. Ils envisagent des baisses de consommation respectives, hors production d'électricité, de - 11 %, - 2 % et - 18 % en 2028 par rapport à l'année de référence 2012.

- (43) Finalement, les autorités françaises ont retenu l'hypothèse d'une diminution de 2 % de la consommation de gaz naturel, hors production d'électricité (voir graphe X ci-dessous).



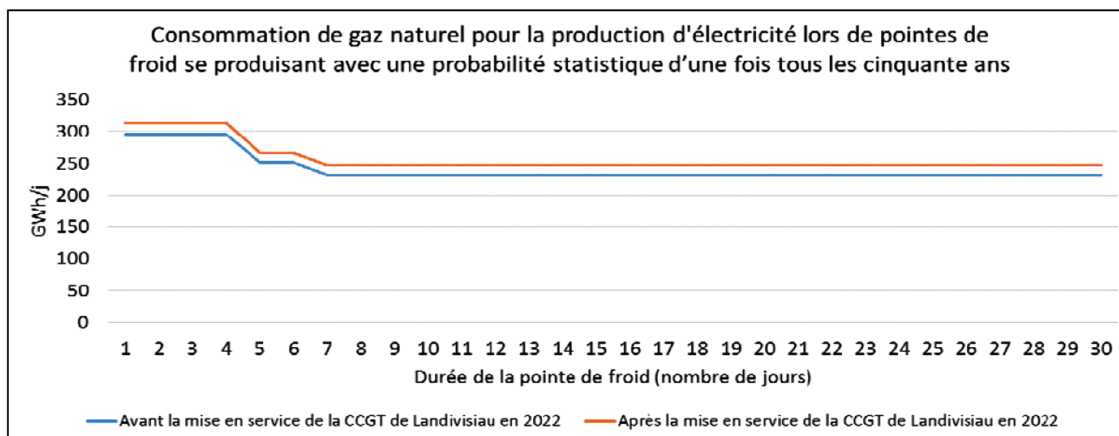
Graphe 2: Hypothèse retenue pour l'évolution de la consommation de gaz naturel (hors production d'électricité)

- (44) Ensuite, la consommation journalière moyenne en gaz naturel, hors production d'électricité, lors d'une pointe de froid, a été estimée à environ 3640 GWh/j en 2025, en excluant la consommation de gaz à bas pouvoir calorifique («gaz B»).



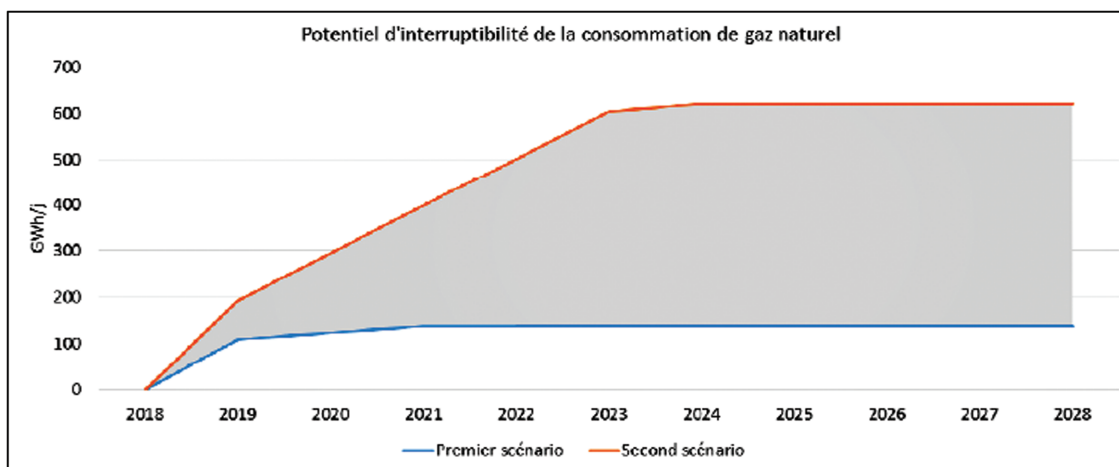
Graphe 3: Prévisions de consommation de gaz naturel en cas de pointe de froid (hors production d'électricité)

- (45) 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. Les autorités françaises ont considéré un fonctionnement à pleine puissance des moyens de production d'électricité à partir de gaz naturel pendant les jours ouvrés. En weekend, il est en revanche retenu l'hypothèse d'un fonctionnement à 25 %. Par rapport au parc de génération actuel, la seule évolution future retenue correspond à la mise en service de la centrale à cycle combiné de Landivisiau, prévue en 2022 (voir graphe X ci-dessous).



Graphe 4: Prévisions de consommation de gaz naturel pour la production d'électricité

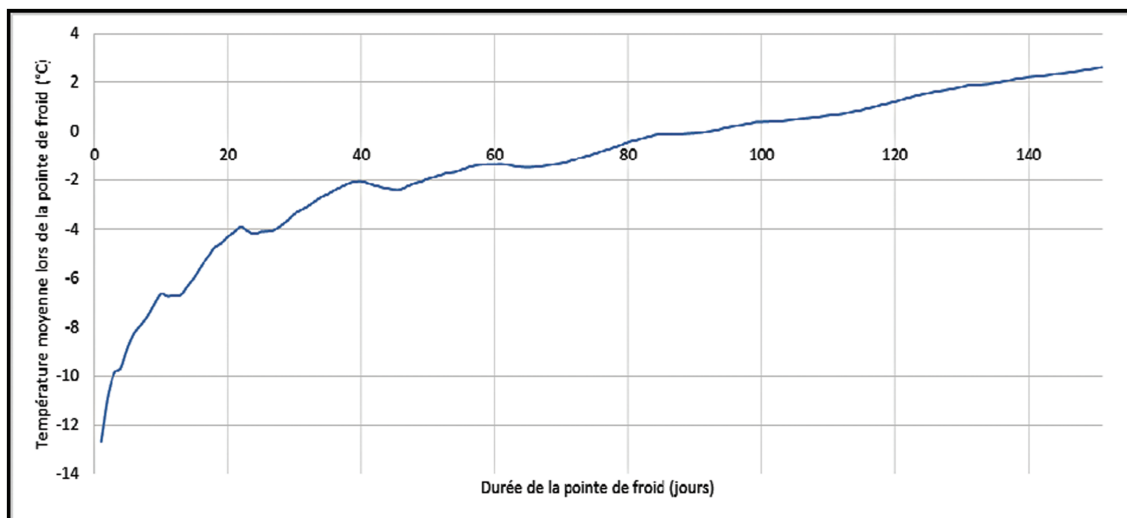
- (46) Ensuite, les autorités françaises ont également pris en compte la part interruptible de la demande de gaz naturel, c'est-à-dire les consommateurs ayant conclu un contrat d'interruptibilité avec le gestionnaire du réseau auquel il est raccordé. À cet égard, au moment de la mise en œuvre du mécanisme de régulation, des dispositifs d'interruptibilité applicables en cas de pointe de froid étaient encore en cours de définition. Dans le cadre des dispositifs d'interruptibilité, une durée maximale d'activation de 240 heures par an est envisagée. L'efficacité maximale des dispositifs d'interruptibilité est ainsi garantie pour des pointes de froid d'une durée allant jusqu'à 10 jours. Au-delà, une dilution de l'interruptibilité est à prendre en compte.
- (47) Ainsi, deux scénarios ont été retenus selon le développement de l'interruptibilité. Le potentiel d'interruptibilité de la consommation de gaz naturel s'élève à 138 GWh/j dans l'un et à 621 GWh/j dans l'autre.



Graphe 5: Prévisions de développement des dispositifs d'interruptibilité

- (48) Finalement, les autorités françaises ont retenu le premier scénario, soit un potentiel d'interruptibilité de 138 GWh/j.

- (49) 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, 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. C'est pourquoi le délestage n'a pas été pris en compte dans l'estimation de la demande lors des pointes de froid.
- (50) 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. Cet aspect est notamment mis en évidence par les températures moyennes observées lors de pointes de froid de différentes durées (cf. graphe X ci-dessous).



Graphe 6: Températures moyennes selon la durée d'une pointe de froid

- (51) Enfin, les autorités françaises ont pris en compte la baisse progressive de l'utilisation de gaz à bas pouvoir calorifique («gaz B»), compte tenu d'un programme de conversion, au profit du gaz à haut pouvoir calorifique («gaz H») qui représente aujourd'hui 90 % du gaz 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.
- (52) Il résulte de tout 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 4000 GWh/j.

— Estimation de la capacité d'approvisionnement en gaz naturel

- (53) Du côté 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.
- (54) Premièrement, concernant les interconnexions, les estimations des capacités fermes ont été réalisées selon l'hypothèse d'une utilisation à 100 % des interconnexions. Le réseau gazier français comporte neuf interconnexions:

— Dunkerque qui permet d'importer du gaz H (capacité ferme de 570 GWh/j);

— Alveringem qui permet d'exporter du gaz H (capacité ferme de 270 GWh/j);

— Taisnières B qui permet d'importer du gaz B (capacité ferme de 230 GWh/j);



- Taisnières H qui permet d'importer du gaz H (capacité ferme de 640 GWh/j);
  - Obergailbach qui permet d'importer du gaz H (capacité ferme de 570 GWh/j);
  - Oltingue qui permet d'exporter du gaz H (capacité ferme de 223 GWh/j). Cette interconnexion peut également être utilisée pour importer du gaz, mais seulement avec des capacités interruptibles;
  - Jura qui permet d'exporter du gaz H (capacité ferme de 37 GWh/j);
  - Larrau et Biriadou (regroupées sous l'appellation Pirineos) qui permettent d'exporter du gaz (capacité ferme de 165 GWh/j), ou d'en importer (capacité ferme de 225 GWh/j).
- (55) Ainsi, les capacités fermes d'interconnexion s'élèvent à 1780 GWh/j dans le sens des imports et à 425 GWh/j dans le sens des exports. Les importations nettes de gaz H par gazoducs sont estimées à 1355 GWh/j.
- (56) Le tableau ci-dessous a été communiqué par les autorités françaises pour expliquer les hypothèses retenues pour les interconnexions du territoire français où sont habituellement observées des importations en fonction des capacités fermes d'entrée et de sortie ainsi que des flux moyens et maximaux des trois derniers hivers.

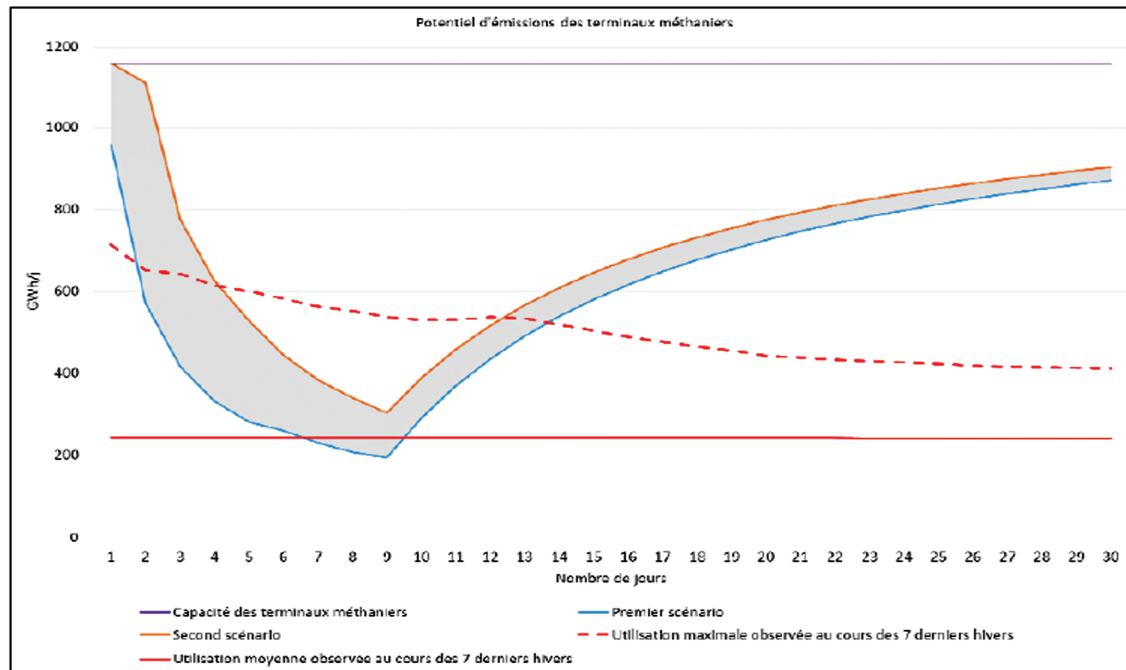
Points d'interconnexion	Hypothèse retenue	Capacités fermes d'entrée	Capacités fermes de sortie	Flux moyen 3 derniers hivers	Flux maximaux 3 derniers hivers
<i>Dunkerque</i>	570	570	-	550	600
<i>Taisnières B</i>	230	230	-	114	219
<i>Taisnières H</i>	640	640	-	382	634
<i>Obergailbach</i>	570	570	-	264	584
<i>Jura</i>	-37	-	-37	-10	-29
<i>Oltingue</i>	-223	-	-223	-69	-254
<i>Pirineos</i>	-165	225	-165	-118	-199
<b>Tous les points d'interconnexion</b>	<b>1585</b>	<b>2235</b>	<b>-425</b>		

Tableau 2: Hypothèses retenues pour les interconnexions

- (57) Les autorités françaises ont indiqué que le renforcement du réseau gazier et des interconnexions représenterait un coût important<sup>(19)</sup>, en particulier 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 en cas de pointe de froid et ne serait pas disponible à moyen terme à cause des longs délais de construction.
- (58) Deuxièmement, s'agissant de l'approvisionnement en GNL, les quatre terminaux méthaniers français ont une capacité totale d'émission vers le réseau de 1160 GWh/j. 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 soit lors de l'hiver le plus défavorable (scenario 1), soit lors de l'hiver le plus favorable (scenario 2).

<sup>(19)</sup> 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 milliards d'euros.

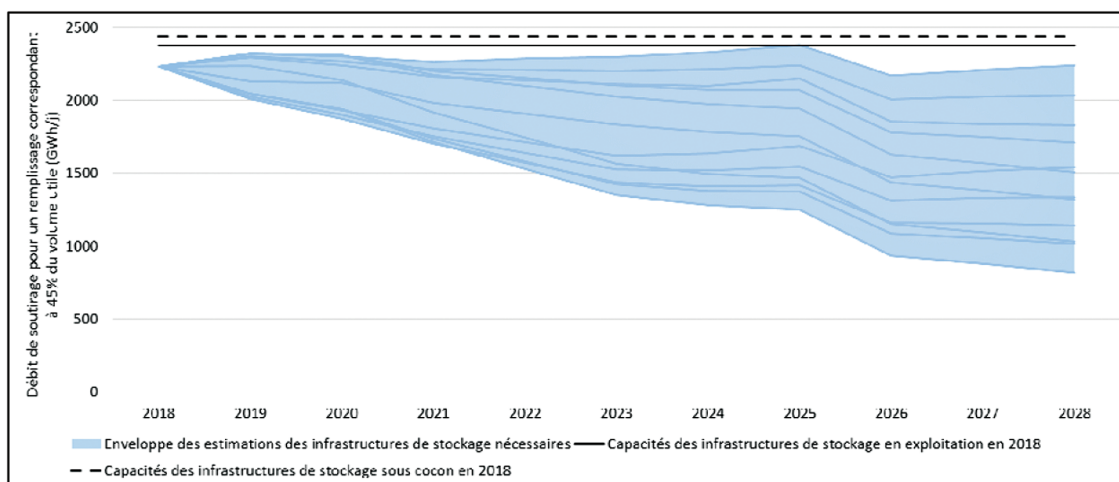
- (59) Les deux scénarios correspondent à un niveau d'utilisation des terminaux méthaniers supérieur au niveau moyen d'utilisation au cours des sept derniers hivers. Il est néanmoins fait l'hypothèse que les fournisseurs de gaz naturel chercheraient à maximiser l'utilisation des terminaux méthaniers en cas d'occurrence d'une vague de froid extrême se produisant avec une probabilité statistique d'une fois tous les cinquante ans.



Grappe 7: Potential d'émissions des terminaux méthaniers

- (60) La France a finalement retenu le premier scénario et a estimé le potentiel d'émissions des terminaux méthaniers à 330 GWh/j pour une pointe de froid de quatre jours.
- (61) 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 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.
- (62) 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, suppose 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.
- (63) Dans la mesure où, d'une part, au cours des neuf derniers hivers, le taux moyen de remplissage des infrastructures de stockage était de 42 % au 1<sup>er</sup> février et que, 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.
- (64) Par ailleurs, les autorités françaises ont pris en compte le stock de sécurité que les gestionnaires de réseau doivent constituer afin d'assurer la fourniture de dernier recours des services sociaux essentiels en cas de défaillance de leur fournisseur, [...].

- (65) Sur la base de l'ensemble de ces hypothèses, les autorités françaises ont identifié un besoin en infrastructures de stockage pour un débit de soutirage de 2380 GWh/j en 2025 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.



Graphe 8: Potentiel d'émissions des terminaux méthaniers

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

- (66) 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. Elles ont pour cela étudié les différentes situations de congestions sur le réseau de transport.

- (67) La méthodologie utilisée consiste à:

- estimer la consommation pour chaque hiver futur à partir de chroniques historiques de température correspondant aux 69 hivers qui ont eu lieu entre 1948 et 2017 et en tenant compte des perspectives d'évolution de la consommation de gaz naturel, en fonction des différents scénarios mentionnés au considérants (41) à (52);
- comparer le flux de gaz qu'il serait nécessaire de pouvoir assurer à travers un front de congestion pour assurer l'approvisionnement des consommateurs et le flux de gaz qu'il est effectivement possible d'assurer via le réseau de transport.

- (68) Les GRT ont identifié deux situations de congestion du réseau de transport.

- (69) La première correspond à la situation actuellement observée dans un contexte de marché où les fournisseurs cherchent à maximiser les importations de gaz naturel depuis la Norvège et la Russie, actuellement les sources de gaz 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 lorsque les fournisseurs cherchent à maximiser les injections de gaz naturel depuis le nord-est de la France, comme l'illustre le graphe ci-dessous.



Grappe 9: 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 <sup>(20)</sup>

<sup>(20)</sup> Autorités françaises sur la base de la consultation publique du 27 juillet 2017 n° 2017-012 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018 — Commission de régulation de l'énergie — 2017.

- (70) Par ailleurs, trois limites opérationnelles principales ont été identifiées dans des situations où les fournisseurs chercheraient à maximiser les flux de gaz naturel depuis le sud et l'ouest de la France (voir graphe 10 ci-dessous). Un scénario de ce type serait susceptible de survenir en cas de difficultés au niveau des approvisionnements par gazoducs depuis la Norvège ou la Russie, ainsi que dans d'éventuelles situations de forte disponibilité de gaz naturel liquéfié. Ces situations ont toutefois été considérées comme peu probables par les autorités françaises pour l'hiver 2018-2019 et ont donc été écartées dans la suite de l'analyse.



Graphe 10: Principales limites opérationnelles susceptibles d'être observées sur le réseau de transport lorsque les fournisseurs cherchent à maximiser les flux de gaz naturel depuis le sud et l'ouest de la France <sup>(21)</sup>

- (71) Pour l'établissement des scénarios d'injection de gaz naturel, il est tenu compte du droit des fournisseurs de gaz naturel d'utiliser à pleine capacité les interconnexions de Dunkerque avec la Norvège, de Taisnières B et Taisnières H avec la Belgique et d'Obergailbach avec l'Allemagne pour réaliser des importations de gaz naturel, ainsi que la pleine capacité des interconnexions d'Oltingue et de Jura avec la Suisse et de Pirineos avec l'Espagne pour réaliser des exportations.
- (72) Il est tenu compte 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.
- (73) Pour chaque scénario de consommation mentionné aux considérants (41) à (52), les autorités françaises ont étudié la répartition des injections que les fournisseurs de gaz naturel sont en mesure de demander, tout en respectant la contrainte d'injections de gaz naturel égales à la demande des consommateurs.

<sup>(21)</sup> Autorités françaises sur la base de la consultation publique du 27 juillet 2017 n° 2017-012 relative à la création d'une zone de marché unique du gaz en France au 1<sup>er</sup> novembre 2018 — Commission de régulation de l'énergie — 2017.



- (74) 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. Sont ainsi pris en compte la possibilité d'arrêter des capacités interruptibles des interconnexions d'importation pour traiter une problématique d'excédent de gaz naturel en amont d'une congestion, ainsi que la possibilité d'arrêter des capacités interruptibles des interconnexions d'exportation pour traiter une problématique de manque de gaz naturel en aval d'une congestion. Lorsque la congestion perdure, il est noté le volume de gaz qu'il serait nécessaire de sortir des infrastructures de stockage souterrain situées en aval du front de congestion.
- (75) 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.
- (76) 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

- (77) 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.
- (78) De plus, les autorités françaises ont expliqué que, pour des raisons techniques et réglementaires, la mise en réserve d'un site de stockage ainsi que le redémarrage d'un site mis en réserve requiert des délais importants, supérieurs à un an.
- (79) Pour ces raisons, 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 du territoire français, jusqu'à la révision de la PPE prévue avant la fin de l'année 2018 <sup>(22)</sup>.
- (80) Ainsi, aux termes de l'article 9 du décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la PPE prise pour la période 2016-2023, ces infrastructures comprennent douze sites en exploitation (soit 137,9 TWh en volume et 2 372,5 GWh/j en débit de soutirage), trois sites mis en réserve en 2014 et 2015 (soit 9,5 TWh en volume et 60 GWh/j en débit de soutirage) et les capacités additionnelles de trois sites en développement.
- (81) Dans un second temps, le décret n° 2018-1248 du 26 décembre 2018 a inséré un nouvel article 9-1 dans le décret 2016 selon lequel les infrastructures de stockage essentielles pour la période 2019-2023 correspondent uniquement aux douze sites en exploitation du territoire (soit 137,9 TWh en volume et 2 372,5 GWh/j en débit de soutirage).
- (82) La PPE étant révisée au moins tous les cinq ans, le périmètre de régulation est donc susceptible d'évoluer au titre de la prochaine révision de la PPE. À cet égard, un projet de décret relatif à la révision de la PPE pour la période 2019-2028 a été publié en janvier 2019 <sup>(23)</sup>. Cependant, selon les informations à la disposition de la Commission, ce décret n'a pas encore été formellement adopté.

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

- (83) 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.

<sup>(22)</sup> Notes des autorités françaises du 9 mai 2018.

<sup>(23)</sup> <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2019.02.22%20Projet%20de%20décret%20PPE.pdf>.



- (84) En particulier, selon la délibération de la CRE du 22 février 2018, les enchères sont effectuées avec un prix de réserve nul <sup>(24)</sup>.
- (85) Les premières enchères pour la période de stockage 2018-2019 (soit du 1<sup>er</sup> avril 2018 au 30 mars 2019) se sont déroulées du 5 au 29 mars 2018. Les capacités souscrites, y compris sur la base de contrats long terme, s'élèvent à 128,4 TWh, soit 93 % des capacités totales. Les recettes de la commercialisation des capacités s'élèvent à 68,4 millions d'euros avec un prix moyen d'adjudication de 0,53 €/MWh.
- (86) Les enchères pour la période 2019-2020 se sont déroulées du 13 novembre 2018 au 21 février 2019. L'ensemble des capacités proposées aux enchères ont été souscrites. Les capacités réservées pour l'hiver 2019-2020, y compris sur la base de contrats long terme, s'élèvent à 128,7 TWh en volume et 2090 GWh/j en capacité de soutirage. Les recettes de la commercialisation des capacités de stockage s'élèvent à 227 millions d'euros avec un prix moyen d'adjudication de 1,80 €/MWh.

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

- (87) 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*».
- (88) De plus, ce 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*».
- (89) 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.
- (90) 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.
- (91) À partir d'octobre 2017, la CRE a consulté les parties prenantes afin d'élaborer la méthode de calcul du revenu autorisé <sup>(25)</sup>.
- (92) Pour les années civiles 2018 et 2019, les revenus autorisés des opérateurs de stockage ont été fixés de manière *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* <sup>(26)</sup>.
- (93) 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»).

$$\text{Revenu autorisé} = \text{CNE} + \text{CCN} + \text{CRCP}$$

- (94) 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

- (95) 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 stocké).
- (96) 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, dans l'état actuel de la réglementation, les coûts pris en compte correspondent *in fine* aux coûts réels supportés par les opérateurs de stockage.

<sup>(24)</sup> Délibération n° 2018-039 du 22 février 2018 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage dans le cadre de mise en œuvre de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel en France.

<sup>(25)</sup> Atelier de travail avec les acteurs du marché en octobre 2017; consultation publique en décembre 2017; table ronde avec des expéditeurs et des consommateurs; plusieurs auditions des opérateurs de stockage.

<sup>(26)</sup> 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.

- (97) La CRE contrôle le caractère efficace et prudent des charges des opérateurs sur la base d'audits *ex post*, à travers le CRCP. La CRE a expliqué que le recours à de tels contrôles *ex post* correspond à une pratique habituelle de la CRE qu'elle utilise notamment pour le tarif de transport de gaz de GRTgaz et Teréga <sup>(27)</sup>.

### 3.6.2. Charges de capital normatives

- (98) 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») et 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»).

$$CCN = \text{Amortissement BAR} + \text{BAR} \times \text{CMPC} + \text{IEC} \times \text{coût de la dette}$$

- (99) La CRE a confirmé que cette méthode correspond à la pratique réglementaire en ce qui concerne les installations régulées sur les marchés du gaz et de l'électricité en France et en Europe occidentale <sup>(28)</sup>.
- (100) Concernant la valorisation de la BAR dans le secteur gazier, la CRE utilise la méthode dite des «coûts courants économiques» <sup>(29)</sup>. 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.
- (101) 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 <sup>(30)</sup>

- (102) S'agissant du cas particulier du «gaz coussin» <sup>(31)</sup>, la CRE a rejeté la demande des opérateurs de retenir une durée d'amortissement de 250 ans qui aurait eu pour conséquence de faire supporter aux utilisateurs des charge d'amortissements déjà enregistrées dans les comptes sociaux des opérateurs avant l'entrée en vigueur du mécanisme de régulation. 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 diffèrent notablement (de 25 ans à un horizon 250). La CRE a retenu, pour établir la BAR des opérateurs de stockage prise en compte à l'entrée dans la régulation (la BAR au 1<sup>er</sup> janvier 2018), un amortissement du gaz coussin assurant que la proportion d'amortissement du gaz coussin dans la BAR initiale soit cohérent avec le degré d'amortissement comptable chez chacun des trois opérateurs. Pour l'avenir, une durée d'amortissement pour le gaz coussin de 75 ans a été retenue par la CRE, ce qui correspond à trois renouvellements de concession d'exploitation de cavité souterraine de 25 ans.

<sup>(27)</sup> Réponse de la CRE du 9 avril 2018.

<sup>(28)</sup> Etude de Frontier Economics de 2018 transmise par la CRE le 19 novembre 2018.

<sup>(29)</sup> Comme indiqué dans la note de la CRE du 1<sup>er</sup> février 2019, cette méthode découle de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001 qui a institué une commission spéciale (la Commission Hourri) 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.

<sup>(30)</sup> Source: Délibération de la CRE n° 2018-068 précitée.

<sup>(31)</sup> 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 n° 2018-068 précitée).

- (103) Ainsi la BAR des opérateurs de stockage au 1<sup>er</sup> janvier 2018 a été évaluée à 3526 M€ pour Storengy, 1156 M€ pour Teréga Stockage et 189 M€ pour Géométhane.
- (104) 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.
- (105) Sur la base des études économiques et des travaux de consultants externes <sup>(32)</sup>, la CRE a fixé le CMPC à 5,75 % pour les années 2018 et 2019. La CRE a expliqué qu'elle a fixé ce taux en évaluant le risque attaché aux infrastructures de stockage de gaz, notamment par comparaison avec les autres types d'infrastructures gazières (voir considérant (105)).
- (106) Plus précisément, en l'absence d'opérateur de stockage comparable coté en bourse, elle a pris comme taux de référence le CMPC des GRT de gaz (5,25 %, en vigueur dans le tarif ATRT6) en le majorant d'une prime de risque spécifique au stockage (à cause de la concentration des installations de stockage, du risque géologique des sous-sols et du risque de substituabilité avec les terminaux méthaniers et les interconnexions avec l'étranger). La CRE a également précisé que ce taux de rémunération est inférieur à celui accordé aux opérateurs régulés des terminaux méthaniers (7,25 %) dont l'activité est plus risquée notamment sur le plan commercial (coexistence de terminaux méthaniers régulés et non régulés, nombre de clients plus restreint). Par ailleurs, la CRE cite l'exemple du taux de rémunération de 6,5 % retenu par le régulateur italien pour le stockage de gaz.

### 3.6.3. *Compte de régularisation des charges et des produits*

- (107) 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.
- (108) Etant donné que, dans l'état actuel de la réglementation, la CRE tient compte *in fine* des dépenses et des recettes réelles des opérateurs (voir considérant (96)), les écarts entre les charges nettes prévisionnelles et les charges nettes réalisées sont régularisés l'année suivante *via* le CRCP.
- (109) Les conséquences financières des audits conduits par la CRE sont également prises en compte à travers le CRCP (voir considérant (97)).

### 3.7. **Bénéficiaires**

- (110) 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**

- (111) 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.

$$\text{Compensation} = \text{revenu autorisé} - \text{recettes directement perçues}$$

- (112) Les recettes directement perçues par les opérateurs sont issues majoritairement des enchères, mais également des éventuels contrats long terme historiques et des services additionnels.
- (113) La compensation stockage est recouverte par les GRT auprès des expéditeurs de gaz 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 *infra*).
- (114) 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).

<sup>(32)</sup> En particulier, le rapport du cabinet Compass Lexecon du 20 mars 2017 recommandait de fixer le CMPC entre 4,2 et 5,8 %.

- (115) GRTgaz est une société anonyme détenue à 75 % par ENGIE et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazière. GRTgaz, directement contrôlée par ENGIE, agit en toute indépendance 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 <sup>(33)</sup>.
- (116) Comme décrit au considérant (15), 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 <sup>(34)</sup>.

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

- (117) 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 recouverts 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 recouvert selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie».
- (118) De plus, ce même prévoit que «Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel peuvent comporter une part fixe, une part proportionnelle à la capacité souscrite et une part proportionnelle à la différence entre la capacité ferme souscrite en hiver et l'utilisation annuelle moyenne de cette capacité».
- (119) 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».
- (120) Sur la base de ces dispositions, par sa délibération n° 2018-069 du 22 mars 2018 <sup>(35)</sup>, la CRE a fixé les modalités de calcul du terme stockage. Celui-ci est applicable à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018.

$$\text{Terme stockage (expéditeur } i) = \frac{\text{Total compensation des opérateurs de stockage}}{\text{Assiette de compensation (expéditeur } i)}$$

- (121) 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 des clients dont l'alimentation ne peut être interrompue, notamment les clients domestiques. Plus précisément, le terme stockage, exprimé en €/MWh/j/an et révisé tous les ans, au terme de la campagne annuelle d'enchères, correspond au rapport entre le montant prévisionnel de la compensation France à percevoir par l'ensemble des opérateurs de stockage et la valeur prévisionnelle de «l'assiette de compensation» de l'expéditeur en cause.
- (122) L'assiette de compensation correspond à la somme, à la maille France, de la modulation hivernale <sup>(36)</sup> des clients ne s'étant pas déclarés délestables sans risque et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz de chaque expéditeur ayant souscrit des capacités fermes de livraison aux points d'interface transport distribution.
- (123) Ces clients correspondent aux catégories suivantes de clients raccordés aux réseaux de distribution: (i) clients domestiques, y compris les ménages résidant dans un immeuble chauffé collectivement au gaz, (ii) clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation et (iii) clients n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, ou qui ne se sont pas déclarés délestables sans risque.

<sup>(33)</sup> 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.

<sup>(34)</sup> 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.

<sup>(35)</sup> 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.

<sup>(36)</sup> La «modulation hivernale» est définie par la CRE comme la différence, lorsqu'elle est positive, entre (i) la capacité souscrite ferme par chacun de ses clients sur chaque PITD et (ii) la somme de la consommation moyenne journalière de chaque client et de la part de sa capacité déclarée interruptible. Les clients s'étant déclarés délestables sans risque et les clients «contre-modulés», i.e. dont la part hiver (rapport entre la consommation du client des mois de novembre à mars inclus et sa consommation sur l'ensemble de l'année civile) est inférieure à 50 %, sont exclus de ce calcul.

(124) Dans sa délibération n° 2018-069, la CRE a indiqué plusieurs raisons pour justifier l'exclusion des clients non-interruptibles raccordés au réseau de transport dans la définition de l'assiette de compensation. Tout d'abord, l'impératif de continuité économique au égard au délai contraint de mise en œuvre de la réforme justifiait de reprendre le périmètre des obligations de stockage du système antérieur du décret de 2006 applicable jusqu'en 2018<sup>(37)</sup>. Ensuite, il n'était pas possible d'identifier les clients de transport non-interruptibles au moment de la réforme car les dispositifs d'interruptibilité étaient alors toujours en cours de définition. Enfin, dans le cadre des mesures graduées du plan d'urgence gaz prévu par l'arrêté du 28 novembre 2013, les clients raccordés au réseau de transport sont délestés avant les clients raccordés au réseau de distribution, le délestage de ces derniers étant réservé aux situations les plus critiques.

### 3.8.2. Paiement du terme stockage par les expéditeurs et refacturation aux clients finals

(125) 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 1<sup>er</sup> avril 2018.

(126) 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 1<sup>er</sup> jour de chaque mois.»*

(127) 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»*.

(128) 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 (117) *«sont recouverts»*).

(129) Concernant la répercussion du terme stockage sur les utilisateurs finals, dans sa réponse du 9 avril 2018, la CRE a indiqué que les expéditeurs répercuteront le terme stockage sur leurs clients finals 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.

(130) Plus précisément, il apparaît que 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<sup>(38)</sup>. Pour les offres de marché, cette répercussion relève du choix discrétionnaire du fournisseur.

(131) En conclusion, le financement du mécanisme de régulation est *in fine* supporté par les clients non-interruptibles et ne s'étant pas déclarés délestables sans risque raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz naturel.

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

(132) 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 *prorata* de la compensation devant être reçue<sup>(39)</sup>. 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 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.

(133) Pour cela, 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 de opérateurs. Pour l'année 2018, ce coût s'élève à 130k€ par GRT par opérateur de stockage<sup>(40)</sup>.

<sup>(37)</sup> Dans l'ancien système institué par un décret n° 2006-1034, qui s'appliquait jusqu'en 2018, les obligations de stockage étaient imposées aux fournisseurs de clients ne s'étant pas déclarés délestables sans risque raccordés aux réseaux de distribution.

<sup>(38)</sup> 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 de clients concernés. Les coûts hors approvisionnement comprennent notamment: [...] 2° Les coûts d'utilisation des stockages de gaz naturel, le cas échéant.»*

<sup>(39)</sup> Délibération n° 2018-069 précitée (p. 7-8).

<sup>(40)</sup> Délibération n° 2018-069 précitée.



### 3.9. Budget

- (134) 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 529 millions d'euros en 2018 et à 540 millions d'euros en 2019.

M€	Revenu autorisé		(-)	Recettes directement perçues		(=)	Montant de la compensation		
	2018	2019		2018	2019		2018	2019	Var. (%)
Storengy	523	524		121	133		402	392	-3%
Teréga	153	161		52	49		101	113	11%
Géométhane	38	42		13	6		26	36	40%
<b>Total</b>	<b>715</b>	<b>728</b>		<b>186</b>	<b>188</b>		<b>529</b>	<b>540</b>	<b>2%</b>

Tableau 4: Bilan de la compensation stockage pour les années 2018 et 2019

- (135) Selon les autorités françaises, le coût global du stockage dans le cadre du système des obligations de stockage antérieur était plus élevé (6,1€/MWh en 2016 et 6,7€/MWh en 2017) que dans le cadre du mécanisme de régulation (5,6€/MWh après la réforme) <sup>(41)</sup>.

### 3.10. Durée

- (136) Les dispositions de la loi Hydrocarbures relatives au mécanisme de régulation des opérateurs de stockage sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2018.
- (137) Le terme stockage a été introduit dans le tarif ATRT à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018 <sup>(42)</sup>. Celui-ci est révisé annuellement par la CRE.
- (138) Actuellement, les autorités françaises ne prévoient pas de date pour la fin du mécanisme. En revanche, le périmètre du mécanisme est révisé tous les cinq ans à l'occasion de la révision de la PPE.

## 4. LES OBSERVATIONS D'UN CONSOMMATEUR

- (139) Les observations reçues par la Commission le 9 avril 2018 émane d'un consommateur final de gaz naturel. Il s'estime directement affecté par le mécanisme de régulation au motif que celui-ci rend le prix du gaz naturel excessif. Le consommateur considère que le revenu autorisé des opérateurs de stockage représente au total environ 720 M€, soit plus de 3€/MWh, ce qui est environ 40 % plus cher que le stockage de gaz étranger.
- (140) De plus, les opérateurs étrangers seraient contraints de vendre leurs capacités de stockage au coût marginal ce qui démontre le caractère sélectif de l'avantage accordé aux trois opérateurs de stockage. En effet, ceux-ci peuvent vendre leurs capacités en-dessous de leur coût marginal et même à un prix nul à l'occasion de la mise aux enchères. Cela aurait un effet d'éviction des opérateurs étrangers au profit des opérateurs français. Cette restriction de concurrence entraînerait in fine une augmentation des prix du gaz au consommateur.

## 5. POSITION DES AUTORITES FRANÇAISES

- (141) Les autorités françaises estiment que le mécanisme de régulation du stockage de gaz ne constitue pas une aide d'État au sens de l'article 107, paragraphe 1, du TFUE car (i) il n'est pas accordé directement ou indirectement au moyen de ressources d'État et (ii) le mécanisme de régulation n'affecte pas les échanges entre Etats membres.

<sup>(41)</sup> Courriel de la CRE du 16 novembre 2018.

<sup>(42)</sup> Délibération n° 2018-069 de la CRE du 22 mars 2018 précitée.



- (142) Concernant le financement par ressources d'Etat, premièrement, la charge financière du mécanisme reposerait exclusivement sur des personnes privées, les fournisseurs de gaz naturel, que ce soit à travers la mise aux enchères des capacités ou du paiement des tarifs ATRT qui assure la couverture des coûts des opérateurs de stockage. Deuxièmement, les fonds collectés seraient affectés exclusivement au maintien en fonctionnement d'infrastructures qui permettent d'assurer le service d'acheminement sur le réseau de transport et le service de décalage de la disponibilité du gaz, en raison de l'obligation faite aux opérateurs de gaz de tenir une comptabilité séparée pour les activités entrant dans le champ du mécanisme de régulation. Or, ces services bénéficient aux fournisseurs de gaz naturel auprès desquels ces fonds ont été collectés. Troisièmement, les fonds collectés ne seraient jamais sous contrôle public.
- (143) Concernant l'affectation des échanges entre Etats membres, les autorités françaises estiment que le mécanisme de régulation n'affecte pas les échanges entre Etats membres dès lors le périmètre de régulation a été défini en posant l'hypothèse que les interconnexions sur lesquelles sont observées des importations sont utilisées au maximum de leurs capacités techniques <sup>(43)</sup>.

## 6. APPRÉCIATION DE LA MESURE

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

- (144) 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»*.
- (145) 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; c) la mesure doit fausser ou menacer de fausser la concurrence et être susceptible d'affecter les échanges entre États membres.

#### 6.1.1. Imputabilité et financement par ressources d'État

- (146) Pour que des avantages puissent être qualifiés d'aide au sens de l'article 107, paragraphe 1, TFUE, ils doivent, d'une part, être accordés directement ou indirectement au moyen de ressources d'État et, d'autre part, être imputables à l'État <sup>(44)</sup>.
- (147) 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 <sup>(45)</sup>.
- (148) À cet égard, le mécanisme de régulation a été institué par une loi adoptée en 2017 (voir considérant (31) ci-dessus), son périmètre est fixé par décret (voir considérant (32)) et ses modalités sont fixées par des délibérations de la CRE, autorité administrative indépendante, dans le cadre de sa compétence prévue par la loi (voir considérant (33)). 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.
- (149) Concernant, en second lieu, la condition tenant à ce que l'avantage soit accordé directement ou indirectement 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, qu'il y a eu un transfert de ressources d'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, TFUE <sup>(46)</sup>.

<sup>(43)</sup> Prénотification du 22 janvier 2018.

<sup>(44)</sup> 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.

<sup>(45)</sup> Arrêt du 19 décembre 2013, Association Vent De Colère! e.a., C 262/12, EU:C:2013:851, point 17 et jurisprudence citée.

<sup>(46)</sup> 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.

- (150) 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, TFUE, même s'ils sont gérés par des entités distinctes de l'autorité publique<sup>(47)</sup>. Le fait que ces entités soient des entités de droit public ou de droit privé n'est pas en soi décisif<sup>(48)</sup>. 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<sup>(49)</sup>. 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»<sup>(50)</sup>.
- (151) Dans l'arrêt *Essent Netwerk Noord*<sup>(51)</sup>, la mesure en cause 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<sup>(52)</sup>. 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<sup>(53)</sup>.
- (152) En l'espèce, d'une part, la couverture des coûts des opérateurs de stockage entrent dans le champ du mécanisme de régulation *via* les tarifs d'utilisation du réseau de transport est prévue par la loi Hydrocarbures (voir considérant (87) ci-dessus). En vertu de sa compétence prévue par la loi (voir considérant (89)), 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 (125)). Conformément à la délibération de la CRE correspondante, l'ensemble des expéditeurs qui se sont vus 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 (126)). Le montant du terme stockage pour chaque expéditeur, selon la méthodologie fixée par la CRE, est fonction de la modulation hivernale de ses clients non-délestables et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz (voir considérants (121) à (123)). Il résulte de ce qui précède que le terme stockage revêt le caractère d'une contribution obligatoire imposé par la loi aux expéditeurs 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.
- (153) 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 (129) et (130)).
- (154) 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 (voir considérant (132) ci-dessus). À cet égard, la CRE fixe la fraction versée par les GRT à chaque opérateur et le coût de la prestation de collecte et de reversement (voir considérant (133)). 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, mais ces fonds font l'objet d'une redistribution obligatoire, dont les montants sont décidés par la CRE.
- (155) 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 et les fonds provenant du terme stockage qui sont gérés et répartis par les GRT par conséquent, à titre préliminaire la Commission considère que la mesure est accordée au moyen de ressources d'État..

<sup>(47)</sup> 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.

<sup>(48)</sup> Arrêt du 20 septembre 2019, *FVE Holýšov I e.a. / Commission*, T-217/17, EU:T:2019:633, point 126.

<sup>(49)</sup> 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.

<sup>(50)</sup> Arrêt du 15 mai 2019, *Achema e.a.*, C 706/17, EU:C:2019:407, point 66.

<sup>(51)</sup> Arrêt du 17 juillet 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C 206/06, EU:C:2008:413.

<sup>(52)</sup> Arrêt du 17 juillet 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C 206/06, EU:C:2008:413, points 47 et 66.

<sup>(53)</sup> Arrêt du 17 juillet 2008, *Essent Netwerk Noord BV*, C 206/06, EU:C:2008:413, point 49.

### 6.1.2. *Avantage sélectif*

- (156) Concernant l'existence d'un avantage, selon une jurisprudence constante, sont considérées comme des aides d'État les interventions qui, sous quelque forme que ce soit, sont susceptibles de favoriser directement ou indirectement des entreprises ou qui doivent être considérées comme un avantage économique que l'entreprise bénéficiaire n'aurait pas obtenu dans des conditions normales de marché<sup>(54)</sup>.
- (157) 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 et une rémunération normale des capitaux investis (voir considérants (87) à (90) 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 régulés, dont les pertes éventuelles seraient compensées, ne sont plus soumis à l'aléa inhérent aux conditions normales du marché. Par conséquent, la Commission considère à titre préliminaire que les opérateurs des infrastructures de stockage essentielles bénéficient donc d'un avantage économique.
- (158) 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<sup>(55)</sup>.
- (159) 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 dans le cadre de la PPE (voir considérant (35)).
- (160) Pour l'année 2018-2019, cette liste comprenait, à titre transitoire, l'ensemble des infrastructures de stockage du territoire français (voir considérant (77)). 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 infrastructures mises en réserve (voir considérant (81)).
- (161) Ainsi, sont exclus du champ d'application du mécanisme de régulation, d'une part, les opérateurs de stockage des autres États membres, notamment des États membres voisins, et, d'autre part, les exploitants d'autres instruments de flexibilité qui contribuent également à la garantie de la sécurité d'approvisionnement, tels que les exploitants de terminaux méthaniens ou les gestionnaires des interconnexions.
- (162) 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, à savoir garantir la sécurité d'approvisionnement, dans une situation factuelle et juridique comparable. Par conséquent, à ce stade de la procédure, la Commission est d'opinion que la mesure en cause octroierait ainsi donc un avantage sélectif aux opérateurs des infrastructures de stockage essentielles incluses dans la liste de la PPE.

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

- (163) Concernant l'affectation potentielle des échanges entre États membres, selon la jurisprudence de la Cour, la circonstance qu'un secteur économique, tel que celui de l'énergie, 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<sup>(56)</sup>.

<sup>(54)</sup> 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.

<sup>(55)</sup> 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

<sup>(56)</sup> 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.

- (164) En l'espèce, grâce à l'introduction du mécanisme de régulation, les exploitants des infrastructures de stockage essentielles du territoire français obtiendront un avantage que leurs concurrents, que ce soit des opérateurs de stockage d'autres Etats membres ou des opérateurs d'autres instruments de flexibilité tels que les exploitants de terminaux méthaniers et les gestionnaires des interconnexions. Or, le marché du gaz naturel ayant fait l'objet d'une libéralisation au niveau de l'Union<sup>(57)</sup>, un éventuel avantage accordé à une entreprise dans ce secteur a le potentiel d'affecter les échanges entre les États membres. Par conséquent, après son analyse préliminaire de la mesure notifiée, la Commission considère qu'elle est susceptible d'affecter les échanges entre États membres.
- (165) Concernant l'effet sur la concurrence, la Cour a pu juger que les aides qui visent à libérer une entreprise des coûts qu'elle aurait normalement dû supporter dans le cadre de sa gestion courante ou de ses activités normales faussent en principe les conditions de concurrence<sup>(58)</sup>.
- (166) 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 à ce stade de la procédure que la mesure est susceptible de fausser la concurrence.

## 6.2. Légalité de l'aide

- (167) Par la fixation des revenus autorisés des opérateurs de stockage à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, l'organisation des premières enchères des capacités de stockage du 5 au 29 mars 2018 pour la période 2018-2019 et par l'introduction d'un terme stockage dans les tarifs ATRT à compter du 1<sup>er</sup> avril 2018, les autorités françaises ont mis en œuvre le mécanisme de régulation, qui, à titre préliminaire, constitue une aide d'Etat.
- (168) Étant donné que les autorités françaises n'ont pas notifié la mesure à la Commission et que la Commission n'avait donc pas pris de décision définitive concernant la mesure avant la date à laquelle les autorités françaises ont commencé à la mettre en vigueur, la Commission considère à ce stade que la France a agi en violation de l'obligation qui lui incombe en vertu de l'article 108, paragraphe 3, eu TFUE.

## 6.3. Compatibilité avec le marché intérieur

### 6.3.1. Base légale pour l'appréciation de la compatibilité de la mesure

- (169) Le mécanisme de régulation des infrastructures de stockage de gaz naturel mis en œuvre par la France vise à assurer le maintien en fonctionnement des infrastructures de stockage nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel à moyen et long termes.
- (170) Ce type de mesure n'est pas prévue dans les lignes directrices relatives à l'environnement et à l'énergie<sup>(59)</sup>, ni dans aucune autre orientation de la Commission. Il convient donc d'apprécier la compatibilité du mécanisme de régulation avec le marché intérieur directement au regard des dispositions du Traité.
- (171) En particulier, aux termes de l'article 107, paragraphe 3, sous c) du TFUE, les aides destinées à faciliter le développement de certaines activités ou de certaines régions 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.
- (172) La Commission considère qu'une mesure est compatible avec le marché intérieur en vertu de l'article 107, paragraphe 3, sous c) du TFUE si elle remplit les conditions suivantes: (i) elle contribue à un objectif d'intérêt commun, (ii) elle est nécessaire, (iii) elle est appropriée, (iv) elle a un effet incitatif, (v) elle est proportionnée et (vi) elle ne fausse pas indûment la concurrence et les échanges entre États membres.
- (173) La Commission note également qu'il s'agit de la première fois que la compatibilité avec le marché intérieur d'un mécanisme de régulation du stockage de gaz est évaluée.
- (174) À ce stade de la procédure, la Commission doute de la compatibilité de la mesure en cause avec le marché intérieur pour les raisons développées ci-après.

---

<sup>(57)</sup> Directive 98/30/CE du Parlement européen et du Conseil du 22 juin 1998 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, puis directive 2003/55/CE du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel et abrogeant la directive 98/30/CE, et 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.

<sup>(58)</sup> Arrêts du 18 mai 2017, *Fondul Proprietatea*, C-150/16, EU:C:2017:388, point 33 et jurisprudence citée, et arrêt du 15 mai 2019, *Achema e.a.*, C 706/17, EU:C:2019:407, point 126.

<sup>(59)</sup> 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, OJ C 200, 28.6.2014, p. 1–55.

### 6.3.2. Proportionnalité

- (175) Une aide est considérée comme proportionnée lorsque son montant est limité au minimum nécessaire pour atteindre l'objectif en cause.
- (176) 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 (87) à (108) ci-dessus.
- (177) En particulier, concernant la valorisation de la base d'actifs régulés (BAR), il résulte de la méthodologie décrite aux considérants (100) à (102), que cette valorisation est principalement fondée sur la valeur brute comptable (coûts historiques) et l'amortissement des actifs, sous réserve de l'exception du gaz coussin.
- (178) La Commission note que la CRE n'a donc pas procédé à une évaluation économique indépendante de la valeur de marché des actifs au moment de la mise en œuvre du mécanisme de régulation. Or, il est possible que cette évaluation aurait conduit à constater une dépréciation des infrastructures de stockage du fait de la diminution des *spreads* été-hiver observée depuis 2011, ce qui aurait *in fine* diminué le montant de la compensation perçue.
- (179) Par ailleurs, la Commission constate que cette méthode conduit à rémunérer des investissements réalisés avant la mise en œuvre du mécanisme de régulation lorsque les revenus des opérateurs de stockage n'étaient pas encore régulés. Or, la CRE n'a pas évalué si ces revenus ont permis aux opérateurs de stockage de couvrir leur coût initial d'investissement. Les autorités françaises n'ont donc pas démontré que la prise en compte de la valeur comptable des actifs régulés est justifiée dans les circonstances particulières du cas d'espèce.
- (180) Par conséquent, la Commission doute que la méthode de valorisation des actifs régulés soit proportionnée pour atteindre l'objectif de sécurité d'approvisionnement.

### 6.3.3. Prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges

- (181) La Commission considère qu'une mesure d'aide garantit la prévention des effets négatifs sur la concurrence et les échanges entre États membres lorsque les effets négatifs de l'aide sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.
- (182) En l'espèce, premièrement concernant les marchés de la fourniture de gaz, la mesure ne semble pas *a priori* entraîner de distorsion entre les fournisseurs gaz français et les fournisseurs d'autres États membres, dès lors que les enchères sont ouvertes à tous les fournisseurs de gaz qu'ils soient installés en France ou dans d'autres États membres, aux mêmes conditions (voir considérant (36) ci-dessus). Cependant, les informations à la disposition de la Commission ne permettent pas d'exclure que le mode de financement de la compensation stockage introduit des distorsions de concurrence entre les fournisseurs français et les fournisseurs d'autres États membres qui souscrivent des capacités de stockage en France. En effet, en pratique, ces derniers pourraient bénéficier de capacités de stockage à prix réduit sans pour autant supporter un coût comparable à celui supporté par les fournisseurs français à travers les tarifs ATRT.
- (183) Deuxièmement, en ce qui concerne les distorsions de concurrence avec les fournisseurs d'instruments de flexibilité alternatifs en France, les autorités françaises considèrent que les autres instruments sont des substituts imparfaits au stockage de gaz dans la mesure où elles fonctionnent dans des délais variables et peuvent être nécessaires dans situations différentes (voir considérant (58)). 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. En outre, en cas de congestion du réseau, l'efficacité des terminaux de GNL dépend de leur proximité géographique aux points de consommation. De plus, les autorités françaises indiquent que la construction d'interconnexions gazières supplémentaires et le renforcement du réseau domestique de gaz ne constituent pas des alternatives totalement équivalentes au stockage, du moins à court ou à moyen terme, en raison des longs délais nécessaires à leur construction (voir considérant (57)). En outre, les coûts de la construction d'interconnexions supplémentaires et du renforcement du réseau seraient supérieurs à ceux de la mesure en cause (voir considérants (57)).
- (184) Par ailleurs, la France part du principe que les interconnexions existantes seront disponibles à pleine capacité pour la durée de la mesure.



- (185) Or, la Commission a envisagé a plusieurs reprises, sans trancher, l'existence d'un marché pertinent regroupant les infrastructures liées au transport de gaz, incluant notamment les interconnexions, le stockage de gaz, les terminaux de GNL et les infrastructures de regazéification<sup>(60)</sup>. De plus, les autorités françaises ont souligné que la baisse du *spread* est liée au renforcement des interconnexions et à l'augmentation de la capacité des terminaux méthaniers (voir considérant (16)). En conséquence, la Commission n'est pas en mesure d'exclure l'existence de distorsions de la concurrence disproportionnées dans le marché des infrastructures liées au transport de gaz. À court et moyen termes, la mesure pourrait réduire artificiellement les incitations à utiliser les terminaux méthaniers et les interconnexions existants ainsi que leur rentabilité. À long terme, la mesure pourrait fausser les signaux d'investissement au détriment des opérateurs de GNL et des gestionnaires des interconnexions.
- (186) Troisièmement, la mesure pourrait également entraîner des distorsions de concurrence avec les opérateurs de stockage des autres États membres, en particulier les États membres voisins. En raison des interconnexions, ce risque est, *a priori*, particulièrement important pour la Belgique et l'Allemagne.
- (187) À court terme, les distorsions de concurrence entre les opérateurs de ces États membres apparaissent limitées par le niveau significatif du taux de souscription (par exemple, plus de 90 % en France et en Allemagne, 60 % en Belgique), sur la base de contrats 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 long terme à la fois en terme de prix et de taux de souscription et finalement sur la rentabilité des opérateurs de stockage des États membres voisins.
- (188) Enfin, la Commission n'a pas d'éléments suffisants pour évaluer les effets des réglementations sur l'odorisation du gaz naturel, qui est différente selon les États membres, sur les échanges et la concurrence (voir considérant (20)).
- (189) Compte tenu de tous ces éléments, les informations actuellement à la disposition de la Commission ne lui permettent pas de conclure sur la prévention des effets négatifs non désirés sur la concurrence et les échanges entre États membres.

Compte tenu des considérations qui précèdent, la Commission invite la France, dans le cadre de la procédure de l'article 108, paragraphe 2, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne, à présenter ses observations et à fournir toute information utile pour l'évaluation des mesures dans un délai d'un mois à compter de la date de réception de la présente. Elle invite vos autorités à transmettre immédiatement une copie de cette lettre au bénéficiaire potentiel de l'aide.

La Commission rappelle à la France l'effet suspensif de l'article 108, paragraphe 3, du traité sur le fonctionnement de l'Union européenne et se réfère à l'article 16 du règlement (UE) 2015/1589 du Conseil qui prévoit que toute aide illégale pourra faire l'objet d'une récupération auprès de son bénéficiaire.

Par la présente, la Commission avise la France qu'elle informera les intéressés par la publication de la présente lettre et d'un résumé de celle-ci au Journal officiel de l'Union européenne. Elle informera également les intéressés dans les pays de l'AELE signataires de l'accord EEE par la publication d'une communication dans le supplément EEE du Journal officiel, ainsi que l'autorité de surveillance de l'AELE en leur envoyant une copie de la présente. Tous les intéressés susmentionnés seront invités à présenter leurs observations dans un délai d'un mois à compter de la date de cette publication.

---

<sup>(60)</sup> Décision du 11 avril 2018, Total/ENGIE, M.8771, pt. 23; décision du 21 octobre 2009, RREEF FUND/ENDESA/UFG/SAGGAS, M.5649, pt. 14; décision du 14 novembre 2006, GDF/Suez, M.4180, pt. 342.