

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) consulte les acteurs de marché.

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2022-12 DU 3 NOVEMBRE 2022 RELATIVE A LA DEMANDE D'EXEMPTION DE LA SOCIETE TOTALENERGIES LNG SERVICES FRANCE POUR LE TERMINAL METHANIER FLOTTANT DU HAVRE

Dans le cadre de la diminution des livraisons de gaz russe vers l'Europe à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, TotalEnergies LNG Services France, filiale de TotalEnergies (ci-après « TELSIF ») envisage de mettre en service un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié au Havre. Ce terminal, d'une capacité de regazéification de 5 Gm³ par an, devrait être mis en service en septembre 2023 pour une durée d'exploitation commerciale de cinq ans.

L'article 36 de la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel¹ prévoit que les nouvelles grandes infrastructures gazières peuvent bénéficier, sur demande, d'une dérogation aux dispositions relatives à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire.

TELSIF souhaite obtenir une exemption aux dispositions relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire, pour une durée de cinq ans à compter de la mise en service du terminal.

Toute demande de dérogation est soumise au ministre chargé de l'énergie qui doit saisir pour avis la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui se prononce dans le délai d'un mois à compter de sa saisine.

TELSIF a transmis son dossier de demande d'exemption à la ministre de la transition énergétique le 20 octobre 2022. La CRE a été saisie pour avis par la Ministre de la transition énergétique par un courrier reçu le 27 octobre 2022.

La présente consultation publique a pour objet de présenter l'avis préliminaire de la CRE sur la demande d'exemption présentée par TELSIF pour le terminal méthanier flottant du Havre. Une version publique du dossier de demande d'exemption de TELSIF est publiée sur le site de la CRE.

A la suite de la présente consultation publique, la CRE adoptera une délibération portant avis sur la demande d'exemption de TELSIF.

Paris, le 3 novembre 2022.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

¹ 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 telle que modifiée par la Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 17 novembre 2022 en saisissant leur contribution sur la plateforme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr>. Compte tenu des délais contraints, les parties sont invitées à envoyer leur réponse le plus tôt possible.

Dans un souci de transparence, les contributions feront l'objet d'une publication par la CRE.

Si votre contribution comporte des éléments dont vous souhaitez préserver la confidentialité, une version occultant ces éléments devra également être transmise. Dans ce cas, seule cette version fera l'objet d'une publication. La CRE se réserve le droit de publier des éléments qui pourraient s'avérer essentiels à l'information de l'ensemble des acteurs, sous réserve qu'ils ne relèvent pas de secrets protégés par la loi.

En l'absence de version occultée, la version intégrale est publiée, sous réserve des informations relevant de secrets protégés par la loi.

Les parties intéressées sont invitées à répondre aux questions en argumentant leurs réponses.

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET PRESENTATION DU PROJET.....	4
1.1	CADRE JURIDIQUE.....	4
1.2	CARACTERISTIQUES DU PROJET.....	4
1.3	INTERFACE AVEC LE RESEAU DE TRANSPORT	5
1.4	DEMANDE DE TELSIF	5
2.	RESPECT DES CRITERES DE L'ARTICLE 36 DE LA DIRECTIVE 2009/73/CE	5
2.1	IMPACT DU PROJET SUR LA CONCURRENCE ET LE BON FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ INTERIEUR DU GAZ NATUREL	6
2.2	IMPACT DU PROJET SUR LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT	7
2.3	NIVEAU DE RISQUE ASSOCIE AU PROJET	8
2.4	INDEPENDANCE DU PROPRIETAIRE DE L'INFRASTRUCTURE VIS-A-VIS DU GESTIONNAIRE DE RESEAU ...	9
2.5	PERCEPTION DE DROITS D'ACCES AUPRES DES UTILISATEURS DE L'INFRASTRUCTURE	9
2.6	IMPACT SUR L'EFFICACITE DU FONCTIONNEMENT DU RESEAU REGULE CONCERNE	9
3.	DEMARCHE COMMERCIALE ENVISAGEE PAR TELSIF.....	10
3.1	COMMERCIALISATION DES CAPACITES NON RESERVEES PAR TEGPL	10
3.2	MECANISME DE RESTITUTION DES CAPACITES INUTILISEES.....	11
4.	SYNTHESE DE LA POSITION PRELIMINAIRE DE LA CRE	11
5.	SYNTHESE DES QUESTIONS	13

1. CONTEXTE ET PRESENTATION DU PROJET

1.1 Cadre juridique

Les dispositions de l'article 36 de la directive 2009/73/CE du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel² prévoient que les nouvelles grandes infrastructures gazières³ peuvent bénéficier, sur demande, d'une dérogation aux dispositions relatives à l'accès des tiers⁴ ainsi qu'à celles relatives à la régulation tarifaire⁵, sous réserve que soient remplis les critères cumulatifs suivants :

- a) l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et améliorer la sécurité d'approvisionnement ;
- b) le niveau de risque lié à l'investissement est tel que cet investissement ne serait pas réalisé si une dérogation n'était pas accordée ;
- c) l'infrastructure doit appartenir à une personne physique ou morale qui est distincte, au moins sur le plan de la forme juridique, des gestionnaires des systèmes au sein desquels elle sera construite ;
- d) des droits d'accès sont perçus auprès des utilisateurs de l'infrastructure concernée ;
- e) la dérogation ne doit pas porter atteinte à la concurrence sur les marchés concernés susceptibles d'être affectés par l'investissement ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, ni à l'efficacité du fonctionnement des réseaux réglementés concernés, ni à la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel dans l'Union.

En application de ce même article, la décision de dérogation est adoptée, soit par l'autorité de régulation de l'Etat membre concernée, soit par l'instance compétente désignée, aux fins de la décision formelle, par cet Etat.

Les dispositions de cet article ont fait l'objet d'une transposition en droit interne figurant aujourd'hui aux articles L. 111-109, L. 452-6, R. 452-1 et R. 111-43 à R. 111-51 du code de l'énergie.

L'article R. 111-45 du code de l'énergie prévoit notamment que toute demande de dérogation, soumise au ministre chargé de l'énergie, est adressée pour avis à la CRE qui se prononce dans le délai d'un mois à compter de sa saisine.

Le ministre chargé de l'énergie doit notifier à la Commission européenne, dans un délai de trois mois à compter de la réception du dossier complet, son projet de décision sur la demande de dérogation ainsi que toutes les informations utiles y afférentes.

En application de l'article 36 de la directive susmentionnée, la Commission européenne, dans un délai de deux mois à compter du jour suivant la réception de cette notification, peut arrêter une décision exigeant que la décision d'accorder une dérogation soit modifiée ou retirée⁶.

Par ailleurs, l'article 29 de la loi n° 2022-1158 du 16 août 2022 portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (ci-après loi « pouvoir d'achat ») prévoit un régime applicable à l'exploitation d'un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié. En particulier, cet article précise que les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation faisant l'objet d'une dérogation, prévue à l'article L. 111-109 du code de l'énergie, sont définis par la Commission de régulation de l'énergie.

1.2 Caractéristiques du projet

Dans le cadre de la diminution des livraisons de gaz russe vers l'Europe à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, TELSF envisage de mettre en service en septembre 2023 un terminal flottant de stockage et de regazéification de gaz naturel liquéfié (*Floating Storage Regasification Unit*, ci-après « FSRU »), situé dans le port du Havre. Cette solution, déployable rapidement, permettrait en effet d'augmenter à court terme les capacités d'importations françaises de gaz naturel. Ce FSRU dispose d'une capacité de regazéification de 5 Gm³/an (7,5 Gm³/an à la pointe), et de 142 750 m³ de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL)⁷. TELSF prévoit d'exploiter le FSRU pendant une période de cinq ans à compter de sa date de mise en service.

² 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 telle que modifiée par la Directive (UE) 2019/692 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2019 modifiant la directive 2009/73/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel

³ A savoir, les interconnexions entre États membres, les installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage.

⁴ Figurant aux articles 32 à 34 de la directive susvisée.

⁵ Figurant aux articles article 41, paragraphes 6, 8 et 10 de la directive susvisée.

⁶ Ce délai de deux mois peut être prolongé d'une période supplémentaire de deux mois si la Commission sollicite un complément d'informations. Ce délai supplémentaire court à compter du jour suivant celui de la réception du complément d'informations. Le délai initial de deux mois peut aussi être prorogé par accord mutuel entre la Commission et l'autorité de régulation.

⁷ Un mètre cube de GNL équivaut, une fois regazéifié, à 600 à 650 m³ de gaz naturel dans des conditions normales de température et de pression.

Le calendrier cible de TELSF prévoit la mise en service commerciale du projet en septembre 2023.

Les coûts d'exploitation (OPEX) représentent environ 90% des coûts fixes du projet (pour environ 10% de coûts d'investissements). Par ailleurs, les coûts variables du projet comprennent notamment les coûts liés au réchauffage du GNL : contrairement à certains terminaux méthaniers terrestres, le FSRU dispose d'un système de regazéification en boucle fermée grâce à des chaudières alimentées au gaz naturel (et non d'un système de réchauffage par de l'eau de mer par exemple). Comme cela est également le cas des autres terminaux méthaniers, les coûts variables du FSRU sont plus élevés si l'opérateur doit le faire fonctionner hors des plages de régime stabilisé (il est alors contraint de maintenir un niveau minimum de GNL dans les cuves afin de les maintenir en froid).

1.3 Interface avec le réseau de transport

Le FSRU exploité par TELSF sera raccordé au réseau de transport de gaz de GRTgaz. Comme indiqué dans la délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le programme d'investissement de GRTgaz⁸, le réseau de transport est déjà relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure du fait de l'existence d'un terminal méthanier sur ce site jusqu'en 1990. Ainsi, l'installation du FSRU ne nécessitera pas de travaux de renforcement du réseau, en dehors du raccordement du terminal.

Les investissements nécessaires au raccordement consistent à construire une plateforme de 1400 m² regroupant la connexion pour le FSRU, les fonctions de réchauffage, d'odorisation et de régulation de la pression, ainsi qu'une canalisation d'environ 4 km en DN500 vers le réseau existant, pour un coût d'investissement d'environ 25 M€, hors aléas ciblés. L'exploitation du FSRU suppose la souscription de capacités d'entrée sur le réseau de transport par les utilisateurs du terminal : les revenus correspondants couvriront les coûts de raccordement pour GRTgaz.

La capacité d'entrée sur le réseau de transport de gaz est en cours de détermination par GRTgaz, et dépendra notamment du niveau de la consommation de gaz naturel dans la zone. Les efforts importants de réduction de la consommation de gaz naturel par les consommateurs (notamment industriels) de la région du Havre, pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement européenne, pourraient en effet avoir pour conséquence de diminuer la capacité d'évacuation du réseau. La capacité d'entrée sur le réseau de GRTgaz serait alors mécaniquement réduite. Cette réduction pourrait représenter environ 10% des capacités de regazéification du terminal.

Par ailleurs, l'octroi d'une exemption ne doit pas procurer aux terminaux en bénéficiant un avantage concurrentiel indu vis-à-vis des terminaux méthaniers en service, régulés ou non. A ce titre, et comme cela est déjà le cas pour Dunkerque LNG, TELSF devra respecter les spécifications applicables aux interfaces entre les autres infrastructures et les autres terminaux méthaniers français.

1.4 Demande de TELSF

TELSF souhaite obtenir une exemption aux dispositions relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire, pour une durée de cinq ans à compter de la date de mise en service commerciale du FSRU. TotalEnergies, via sa filiale TotalEnergies Gas & Power Ltd (ci-après « TEGPL »), souhaite ainsi réserver 50% des capacités du terminal.

En tout état de cause, si cette dérogation devait être accordée à TELSF, les capacités réservées à TEGPL correspondraient à la moitié des capacités de regazéification techniquement disponibles du terminal en tenant compte des contraintes pesant sur le niveau de capacité d'entrée sur le réseau de transport décrites précédemment.

2. RESPECT DES CRITERES DE L'ARTICLE 36 DE LA DIRECTIVE 2009/73/CE

L'article 36 de la directive 2009/73/CE prévoit cinq critères cumulatifs qui doivent être satisfaits afin qu'une exemption puisse être accordée (voir partie 1.1). Parmi eux, le critère a) concerne à la fois l'impact du projet sur la concurrence et la sécurité d'approvisionnement, tandis que le critère e) concerne l'impact du projet sur la concurrence, le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel, l'efficacité du fonctionnement des réseaux régulés concernés et la sécurité d'approvisionnement.

L'impact du projet sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel (critères a) et e)) est analysé ci-après dans la partie 2.1.

L'impact du projet sur la sécurité d'approvisionnement (critères a) et e)) est analysé dans la partie 2.2.

Le niveau de risque associé au projet (critère b)), l'indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau (critère c)), la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure (critère d)) et l'impact sur l'efficacité du fonctionnement des réseaux régulés concernés (critère e)) sont analysés dans les parties 2.3, 2.4, 2.5 et 2.6 respectivement.

⁸ Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant sur le bilan d'exécution du programme d'investissements 2021 et approbation du programme d'investissements 2022 révisé de GRTgaz et de Teréga (transport)

2.1 Impact du projet sur la concurrence et le bon fonctionnement du marché intérieur du gaz naturel

Pour satisfaire les critères a) et e) de l'article 36 de la directive 2009/73/CE, l'investissement doit renforcer la concurrence dans la fourniture de gaz et l'exemption ne doit pas porter atteinte à la concurrence sur les marchés concernés ou au bon fonctionnement du marché intérieur du gaz. Afin d'analyser l'effet concurrentiel du FSRU et de l'exemption, il convient d'analyser s'ils conduiraient à la création ou au renforcement d'une position dominante sur les marchés concernés.

Concernant le marché de gros amont :

Le marché de gros amont est défini comme le marché sur lequel les fournisseurs de gaz s'approvisionnent en gros en gaz auprès des producteurs, en vue de la revente ultérieure sur le marché du négoce (marché de gros aval).

Dans son analyse concurrentielle, TELS F a défini le marché pertinent comme le marché de gros amont de gaz naturel, incluant les approvisionnements de gaz sous forme de GNL. D'un point de vue géographique, le marché retenu inclut les pays dont les réseaux de gaz sont interconnectés directement ou indirectement avec le réseau de transport de gaz français, soit la Belgique, les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Italie (via la Suisse), ainsi que l'Espagne. La part de marché d'un acteur sur le marché de gros amont correspond à son poids relatif dans les approvisionnements en gaz des pays concernés. L'opérateur a retenu trois scénarios permettant d'évaluer la part de marché du groupe TotalEnergies sur le marché de gros amont sur la période 2023-2028, avec et sans les projets de nouveaux terminaux méthaniers. L'estimation indicative de TELS F montre qu'avec le FSRU et dans tous les scénarios, la part de marché de TotalEnergies sur le marché de gros amont pertinent devrait rester inférieure à 15%.

Du point de vue de la concentration sur le marché de gros, TELS F estime que la réservation par TEGPL de 50% de la capacité doit être considérée comme se substituant aux importations de gaz russe existantes jusqu'en 2022. En conséquence, elle serait associée à une diminution correspondante de la part de marché de Gazprom, et conduirait à une diminution comprise entre 21 et 25 points de l'indice HHI⁹ du marché. D'après TELS F, cela démontre ainsi l'effet positif du FSRU du Havre qui permettrait de diminuer la concentration du marché de gros amont.

Concernant le marché de gros aval :

Le marché de gros aval est défini comme le marché sur lequel les fournisseurs (qui s'approvisionnent en gros sur le marché de gros amont) vendent en gros du gaz auprès d'autres négociants ou revendeurs.

TELS F a considéré que le marché du négoce (incluant tous types d'échanges, sur les bourses et sur le marché OTC) constitue le marché pertinent, avec une hypothèse maximisant la part de marché de TotalEnergies, selon laquelle, une fois regazéifié au sein du FSRU du Havre, le gaz sera injecté dans le réseau et vendu par TEGPL sur les hubs français et européens. Du point de vue géographique, le marché Ouest-Européen comprenant les différents hubs sur lesquels se forme l'équilibre offre-demande de gaz (PEG, TTF, THE, ZTP, PSV et PVB) a été considéré comme étant le marché pertinent. L'analyse concurrentielle, menée par l'opérateur sur ce segment du marché, révèle que le projet améliorerait la situation concurrentielle sur le marché gros aval. Afin d'analyser l'impact du FSRU du Havre sur la concentration du marché de gros aval, la variation de la contribution à l'indice HHI de TotalEnergies liée à l'augmentation correspondant à 50% de l'utilisation des capacités par TEGPL des volumes échangés sur le marché de gros aval Ouest-Européen a ainsi été quantifiée. Les résultats montrent qu'avec le FSRU du Havre, la part de marché de TotalEnergies¹⁰ serait inférieure à 6%, conduisant à un changement non significatif de l'indice HHI.

Concernant les autres marchés :

TELS F s'est aussi prononcé sur l'impact du projet sur les marchés indirectement concernés, notamment les marchés aval de la fourniture de gaz au détail, et les marchés amont mondiaux. En ce qui concerne le marché de détail du gaz, TELS F estime que TotalEnergies ne pourrait pas verrouiller le marché pour de nouveaux entrants car elle ne possède pas un pouvoir substantiel sur le marché situé en amont.

Quant aux marchés amont mondiaux, l'impact du projet sur les marchés de la production et du transport de GNL serait sensiblement le même que le FSRU soit déployé au Havre ou ailleurs, ce dernier étant loué à long terme par TotalEnergies.

⁹ L'indice HHI est un critère d'évaluation de la concentration d'un marché. Il est le résultat de la somme des parts de marché au carré de l'ensemble des acteurs du marché analysé. Plus il est élevé, plus le marché est concentré, plus il est faible, plus ce marché est fragmenté. Cet indice est compris entre 0 et 10 000 : une variation de 20 points est donc peu significative.

¹⁰ Celle-ci est définie comme la part des volumes échangés par TotalEnergies parmi les volumes totaux échangés sur les hubs concernés.

Analyse préliminaire de la CRE

Les investissements qui permettent d'augmenter les capacités d'approvisionnement en gaz à partir de nouvelles sources tendent de manière générale à améliorer la concurrence sur le marché de gros et, par conséquent, sur le marché de détail du gaz, sauf si ces sources sont contrôlées par des entreprises ayant une position dominante sur les marchés pertinents. La CRE considère à ce stade, sur la base des éléments présentés par TELS F et de ses propres analyses, que TotalEnergies ne serait pas en position dominante sur les marchés de gros concernés, à l'amont comme à l'aval. Elle estime également à ce stade que ce projet n'aurait pas d'effet négatif sur la concurrence sur le marché de détail. Le projet, qui vise à substituer les anciennes importations de gaz russe par du GNL, ne compense que partiellement la réduction de la part de marché de Gazprom.

Par ailleurs, comme indiqué dans la partie 1.3, le FSRU du Havre devra respecter les mêmes règles opérationnelles liées aux interfaces avec les autres infrastructures que les autres terminaux méthaniers français. La CRE note, qu'en raison du niveau de consommation de gaz carburant nécessaire à son fonctionnement (voir partie 1.2), le coût d'utilisation du terminal par les clients sera *a priori* plus élevé que celui des autres terminaux français. Le FSRU ne bénéficiera donc pas d'avantage comparatif par rapport à ces infrastructures.

La CRE considère ainsi à ce stade que les critères relatifs à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur (critères a) et e)) sont respectés.

Question 1 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte les critères relatifs à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur ?

2.2 Impact du projet sur la sécurité d'approvisionnement

Afin de satisfaire les critères a) et e) de l'article 36 de la directive 2009/73/CE, l'investissement doit améliorer la sécurité d'approvisionnement et l'exemption ne doit pas porter atteinte à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de l'Union européenne.

TELS F estime que le projet est en mesure de répondre aux enjeux de sécurité d'approvisionnement et de souveraineté énergétique. Selon TELS F, le projet d'installation d'un terminal de regazéification flottant dans le port du Havre augmenterait la capacité d'importation de GNL d'environ 5 Gm³ par an sur le marché français et les marchés Ouest-Européens du gaz dès septembre 2023, pour une durée de cinq ans.

TELS F constate qu'avant l'invasion de l'Ukraine par la Russie, les capacités d'importation mobilisables de gaz et de GNL¹¹ en France atteignaient 2 060 GWh/j. Après le 24 février 2022, les capacités d'importation mobilisables en France ont été réduites de 16%, passant à 1 735 GWh/j (soit un écart de 325 GWh/j).

TELS F affirme que le FSRU du Havre permettra d'améliorer la sécurité d'approvisionnement dans ce contexte dégradé. En effet, le supplément de capacité d'importation représenté par le projet est de 150 GWh/j, ce qui réduirait l'écart par rapport à la situation d'avant crise de presque 50%, soit de 325 GWh/j à 175 GWh/j. TELS F indique être confiant quant à la capacité de TEGPL à acheminer du GNL via le FSRU.

Analyse préliminaire de la CRE

La Russie a réduit très fortement ses livraisons de gaz à l'Union européenne. Cela a entraîné un déficit significatif d'offre de gaz à l'échelle européenne qui n'est susceptible d'être compensé que partiellement à court terme.

La CRE considère à ce stade que l'implantation d'un FSRU au Havre contribuerait significativement à l'amélioration de la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe. Les capacités d'importation de GNL additionnelles disponibles à court terme permettraient en effet de faciliter l'approvisionnement en gaz à partir de l'hiver prochain pour la France, de même que pour l'Europe. Le FSRU permettrait en outre de renforcer la résilience du système gazier français en cas de perte d'une infrastructure d'approvisionnement.

La CRE estime donc à ce stade que les critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement sont respectés.

¹¹ Cela correspond, dans le dossier de TELS F, à la somme des capacités techniques des PITT M et du PIR Dunkerque et des flux effectifs aux PIR Virtualys, Obergailbach, Oltingue et Pirineos

Question 2 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte les critères relatifs à la sécurité d’approvisionnement ?

2.3 Niveau de risque associé au projet

TELS F estime que les caractéristiques opérationnelles du FSRU sont peu adaptées à la mise en œuvre d’un régime régulé. L’une des raisons expliquant cette position a trait au fait que les capacités de stockage du terminal sont limitées comparativement aux volumes de GNL usuellement transportés par méthanier, ce qui génère des contraintes liées à la flexibilité amont et aval offerte par le FSRU. En effet, les capacités de stockage de GNL du FSRU, inférieures à celles d’un terminal méthanier conventionnel¹², ne permettent pas à TELS F de prendre en compte les aléas portant sur le programme de déchargement des méthaniers (risque de saturation de la capacité de stockage si le délai entre deux déchargements ne permet pas d’injecter la totalité du gaz sur le réseau). Les difficultés liées à cette contrainte étant d’autant plus importantes que le nombre d’utilisateurs du terminal est élevé, TELS F indique que la structuration de son offre commerciale et opérationnelle serait facilitée par une garantie de souscriptions de 50% des capacités du terminal par TEGPL.

Par ailleurs, TELS F indique que l’exemption de 50% de la capacité conduirait à une meilleure attractivité économique du FSRU du Havre. Le fait que 50% des capacités soient souscrites par TEGPL permettrait au terminal de garantir non seulement des conditions opérationnelles plus attractives mais aussi un tarif stable et prévisible. Ce dernier point est particulièrement important compte tenu du coût de regazéification et des incertitudes pesant sur le niveau des coûts variables du FSRU, si le taux d’utilisation n’est pas suffisant. En effet, comme indiqué dans la partie 1.2, le service de regazéification proposé par le FSRU nécessite une consommation de gaz naturel. Cette autoconsommation rend le coût d’utilisation du FSRU plus élevé que celui des terminaux méthaniers conventionnels. Ce coût tendrait par ailleurs à augmenter en cas de sous-utilisation (une sous-utilisation générant des coûts de maintien en froid notamment), ce qui réduirait davantage l’attractivité du FSRU. De plus, TELS F note que si les prix sur le marché de gros français sont inférieurs à ceux d’autres marchés ouest-européens comme cela est le cas depuis plusieurs mois, les capacités disponibles sur les terminaux méthaniers français seraient moins attractives pour les acteurs du marché du GNL. Dans ces conditions, il apparaît crucial à l’opérateur de pouvoir garantir un tarif compétitif, ainsi qu’un niveau suffisant de stabilité et de visibilité tarifaire pour ses clients.

TELS F indique par ailleurs qu’étant donné les incertitudes liées d’une part aux souscriptions et à la future utilisation des capacités du terminal et, d’autre part, à la structuration des charges du FSRU (part majoritaire d’OPEX), le niveau tarifaire qui pourrait être fixé pour le FSRU par la CRE, si le FSRU était régulé, ne permettrait pas de couvrir les risques du projet. En effet, s’agissant de la structuration des charges du FSRU, et contrairement à un terminal conventionnel, les dépenses d’exploitation du FSRU représentent la part la plus importante de ses coûts (cf. partie 1.2). Dans le cas des terminaux régulés existants, les dépenses d’exploitation sont seulement couvertes par le tarif régulé mais ne font pas l’objet d’une rémunération. D’autre part, TELS F estime que ses investissements ne se verraient appliquer qu’un taux de rémunération compris entre 3% et 5%, et que ce taux, appliqué uniquement à la valeur des actifs régulés, serait insuffisant pour un projet comme celui du FSRU compte tenu de sa durée limitée d’exploitation et donc d’amortissement (cinq ans). TELS F met également en avant son exposition au risque de change entre l’Euro et le Dollar, la charte du FSRU, qui représente une part importante des coûts, étant payable en Dollars américains. TELS F considère ainsi que si le FSRU parvenait à vendre toute sa capacité de regazéification dans le cadre d’un schéma régulé, ses revenus seraient toujours nettement inférieurs aux revenus qu’il serait susceptible de percevoir en mettant le FSRU à disposition d’un tiers au prix du marché dans une autre zone géographique.

Analyse préliminaire de la CRE

Du fait des caractéristiques techniques et opérationnelles du projet, la CRE considère à ce stade que le FSRU du Havre est exposé à des risques plus importants que les autres terminaux méthaniers. Les capacités de stockage limitées du terminal, combinées à des coûts d’investissements relativement faibles par rapport aux coûts d’exploitation (qui peuvent par ailleurs varier fortement selon le niveau d’utilisation du FSRU), induisent des aléas importants pour le projet.

En outre, la CRE partage à ce stade l’analyse de TELS F concluant que le régime régulé augmenterait le niveau de risque associé au projet, en ne garantissant pas un niveau d’utilisation suffisant pour permettre un tarif d’utilisation stable et compétitif. L’exemption est donc susceptible de rendre le FSRU plus attractif étant donné qu’une réservation garantie de 50 % des capacités de l’infrastructure permet de meilleures conditions opérationnelles d’utilisation du FSRU, avec un tarif d’utilisation plus stable et moins élevé. Ce tarif plus attractif permettra par ailleurs de renforcer l’effet positif du FSRU sur la sécurité d’approvisionnement (cf. partie 2.2).

La CRE considère à ce stade que le critère b) de l’article 36 est respecté.

¹² En comparaison, les terminaux méthaniers terrestres français disposent de capacités de regazéification entre 2 et 4 fois supérieures à celles du FSRU

Question 3 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif au niveau de risque du projet ?

2.4 Indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau

Comme précisé dans la partie 1.3, le FSRU sera raccordé au réseau de transport de GRTgaz. GRTgaz est détenu à 60,9% par Engie, entreprise verticalement intégrée du secteur de l'énergie, à 39% par la Société d'Infrastructures Gazière ou « SIG » (société détenue par la Caisse des Dépôts et par la CNP, qui fait elle-même partie du groupe Caisse des Dépôts), et à 0,5% par le fonds salariés Alto. De la même manière, GRTgaz ne détient pas de participation dans TELS F ou TotalEnergies.

Analyse préliminaire de la CRE

La démonstration de l'absence de lien juridique entre TELS F et GRTgaz, gestionnaire du réseau de transport de gaz dans lequel le FSRU serait implanté, est immédiate et n'appelle aucun commentaire de la part de la CRE.

La CRE considère à ce stade que le critère c) est respecté.

Question 4 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à l'indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau ?

2.5 Perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure

TELS F a détaillé dans sa demande les modalités du tarif qui sera mis en place une fois que le FSRU sera opérationnel. Selon l'opérateur, ce tarif permettra de couvrir les coûts du terminal (cf. partie 1.2) et d'atteindre le taux de rentabilité attendu par l'entreprise pour ce type de projet. Le gaz carburant nécessaire à la regazéification du GNL sera prélevé sur les volumes de GNL déchargés par les clients. L'entreprise indique que le tarif payé par les utilisateurs, y compris TEGPL, sera soumis à un engagement « *ship or pay* » et sera facturé et payé sur une base mensuelle par tranches de 1/12^{ème}.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE estime à ce stade que les modalités tarifaires proposées par TELS F couvriraient les charges de construction et d'exploitation du FSRU et assureraient une rentabilité sur capitaux engagés raisonnable.

La CRE envisage de recommander dans son avis que TELS F transmette à la CRE les contrats signés de souscription de capacités et le tarif d'utilisation du FSRU.

La CRE considère à ce stade que le critère d) est respecté, sous réserve que cette condition soit satisfaite.

Question 5 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure ?

2.6 Impact sur l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé concerné

TELS F considère que le projet aurait un impact positif sur le réseau français, en particulier dans les circonstances actuelles de rupture d'acheminement du gaz russe par gazoduc. L'opérateur illustre sa position en utilisant les analyses réalisées par GRTgaz. Plus spécifiquement, il considère que le FSRU du Havre constituera un nouveau point d'injection de gaz sur le réseau de transport national et européen, contribuant à l'amélioration de la fiabilité de l'ensemble du système et que les volumes de gaz émis sous forte pression par le FSRU du Havre auront un impact positif sur la couverture du bilan à la pointe dans un scénario de journée froide sans gaz russe, au périmètre du réseau français.

De plus, TELS F est en contact régulier avec GRTgaz pour étudier les modalités de raccordement du FSRU au réseau de transport de gaz. Comme précisé dans le point 1.3, le réseau de GRTgaz est déjà relativement bien dimensionné pour accueillir une telle infrastructure sans faire peser de contrainte sur le réseau.

L'entreprise prévoit de conclure un accord inter-opérateurs avec GRTgaz qui permettra de fixer les modalités de gestion des flux et la bonne gestion de l'interface entre les infrastructures. Dans le cadre de l'accord, TELS F fournira à GRTgaz les données utiles à la conduite et à l'équilibrage du réseau.

Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère à ce stade que le FSRU du Havre n'aurait non seulement pas d'impact négatif, mais plutôt un impact positif sur le réseau de GRTgaz, et donc que le critère e) est respecté.

Question 6 Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé ?

3. DEMARCHE COMMERCIALE ENVISAGEE PAR TELS F

3.1 Commercialisation des capacités non réservées par TEGPL

Dans le cadre de sa demande d'exemption, TELS F souhaite que 50% des capacités du FSRU soient réservées par TEGPL, une autre filiale de TotalEnergies. TELS F envisage de commercialiser les capacités restantes en plusieurs étapes.

Tout d'abord, six mois avant la mise en service commerciale du projet (soit *a priori* en mars 2023), TELS F prévoit de mettre en vente la totalité des 50% de capacités disponibles sur les cinq ans d'exploitation du FSRU. Les candidats devront souscrire au minimum 1 Gm³/an sur la totalité de la durée d'exploitation commerciale du FSRU. Les candidats pourront proposer une prime s'ajoutant au prix de réserve de la première année : les offres seront classées selon les revenus générés pour le projet.

Si la totalité des capacités n'est pas vendue lors de la première étape, et tant que des capacités resteront disponibles, TELS F mettra en vente tous les ans, au plus tard trois mois avant le début de l'année d'exploitation N, les capacités disponibles à partir de l'année d'exploitation N et jusqu'à la fin de la durée d'exploitation du terminal, selon les mêmes règles que la première étape.

Enfin, si des capacités pour l'année d'exploitation N sont encore disponibles à l'issue de cette deuxième étape, elles seront proposées aux souscripteurs existants, puis au marché *via* un appel d'offres ouvert et non discriminatoire. Les modalités de cette phase seront définies ultérieurement.

TELS F précise que les entités de la société TotalEnergies ne pourront pas participer à la première étape de ce processus de commercialisation. Elles pourront participer aux étapes suivantes, mais ne pourront pas proposer de prime lorsqu'elles participeront aux enchères.

Comme indiqué dans la partie 2.5, TELS F prévoit de fixer le prix de réserve pour la vente des capacités à un niveau lui permettant de couvrir ses coûts et d'atteindre le taux de rentabilité prévu par l'entreprise pour ce type de projet. Ce prix de réserve sera le tarif payé par TEGPL pour les 50% des capacités qui lui seront réservées. Le gaz carburant nécessaire à la régazéification du GNL sera prélevé sur les volumes de GNL déchargés par les clients, dans des conditions identiques pour tous les clients.

Analyse préliminaire de la CRE

Concernant la commercialisation des capacités qui ne seront pas réservées par TEGPL, le dossier de demande d'exemption comprend une description des grands principes du mécanisme envisagé par TELS F, sans pour autant en préciser tous les détails. La CRE considère à ce stade que ces grands principes sont pertinents, et que le mécanisme envisagé respecte les principes de transparence et de non-discrimination. TELS F devra préciser les modalités opérationnelles de ce mécanisme avant son lancement. En application des dispositions de l'article 29 de la loi pouvoir d'achat, la CRE définira, sur proposition de TELS F, les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation.

La CRE est réservée à ce stade sur la possibilité pour les entités de la société TotalEnergies de participer aux enchères dès la deuxième étape du processus. En effet, dans l'hypothèse où des capacités resteraient disponibles après la première étape, et où aucun souscripteur ne les demanderait avec un premium dans la deuxième étape, TotalEnergies pourrait réserver sur plusieurs années une capacité supérieure aux 50% qui lui seraient accordés dans le cadre de l'exemption.

Afin de garantir un meilleur accès aux autres acteurs de marché au FSRU, il pourrait être pertinent que TotalEnergies ne puisse réserver des capacités supplémentaires qu'à court terme (i.e. pour une durée d'au maximum un an). La CRE envisage donc de recommander dans son avis que l'exemption soit conditionnée à ce que la participation des entités de la société TotalEnergies au processus de commercialisation soit limitée à des souscriptions de court terme, d'une durée maximale d'une année.

TELS F prévoit de fixer un prix de réserve identique et connu de tous les acteurs de marché : la CRE considère à ce stade que cela permettra une commercialisation transparente et non discriminatoire des capacités.

Enfin, l'article 36 de la directive 2009/73/CE prévoit qu'un test de marché est organisé par l'opérateur souhaitant obtenir une exemption avant l'attribution de cette dernière. Ainsi, la CRE demande à TELS F d'organiser un test de marché, qui devra respecter les principes de transparence et de non-discrimination.

Question 7 Considérez-vous également que la participation des entités de TotalEnergies au processus de commercialisation des capacités devrait être limitée ? Si oui, à quelle(s) étape(s) du processus de commercialisation ?

3.2 Mécanisme de restitution des capacités inutilisées

Afin d'éviter toute rétention des capacités, TELS F prévoit de mettre en place un mécanisme visant à remettre sur le marché des capacités réservées mais non utilisées par leurs souscripteurs, suivant le principe « *use-it-or-lose-it* » (UIOLI). TELS F envisage de donner aux souscripteurs le choix entre deux mécanismes de restitution des capacités (mise en vente par le souscripteur d'un créneau de déchargement, ou un *swap*). Les deux mécanismes envisagés fonctionneraient sur le principe d'un appel d'offres, pour lequel le prix de réserve serait fixé par le propriétaire de la capacité inutilisée.

Analyse préliminaire de la CRE

La proposition de TELS F comprend une description des grands principes du mécanisme envisagé par l'opérateur, sans pour autant en préciser tous les détails. Par exemple, les modalités des appels d'offres et le délai de remise en vente des capacités avant la date d'un créneau non utilisé ne sont pas définis par TELS F, qui prévoit de les soumettre dans un second temps à l'appréciation de la CRE.

La CRE considère que la mise en place d'un mécanisme de restitution des capacités non utilisées est indispensable, afin d'éviter toute rétention de la capacité et de maximiser les volumes de GNL déchargés. A ce stade, le mécanisme envisagé par TELS F n'est pas totalement satisfaisant : en particulier, le fait que les souscripteurs fixent eux-mêmes le prix de réserve de leurs capacités non utilisées ne permet pas d'exclure totalement la possibilité de rétention de capacités. En outre, des paramètres importants tels que le délai de remise en vente, ainsi que la pénalité en cas de non-respect de ce délai, ne sont pas précisés par TELS F.

En conséquence, la CRE envisage de recommander dans son avis que l'exemption soit conditionnée à la mise en place par TELS F, avant la mise en service du FSRU, d'un mécanisme de UIOLI permettant d'exclure tout risque de rétention de capacité.

Les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation seront définis par la CRE, sur proposition de TELS F.

Question 8 Partagez-vous l'avis préliminaire de la CRE concernant le mécanisme de restitution des capacités inutilisées envisagé par TELS F ?

4. SYNTHÈSE DE LA POSITION PRÉLIMINAIRE DE LA CRE

La CRE considère à ce stade que la demande de TELS F remplit les cinq critères prévus par l'article 36 de la directive 2009/73/CE. La CRE envisage donc de rendre un avis favorable à la demande de TELS F d'une exemption au principe de l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour une durée de cinq ans. Par ailleurs, en application des dispositions de l'article 29 de la loi « pouvoir d'achat », la décision accordant l'exemption à l'opérateur d'un terminal méthanier flottant mentionne les règles et les mécanismes applicables à la gestion et à l'attribution des capacités de l'installation, qui sont définis par la CRE.

Dans ce contexte, la CRE envisage de recommander à la ministre chargée de l'énergie de conditionner son projet de décision d'exemption, qui sera transmis à la Commission européenne, au respect des règles suivantes :

- 1) TELS F met à la disposition des acteurs de marché la moitié des capacités de regazéification techniquement disponibles par l'intermédiaire d'une procédure d'appel au marché transparente et non discriminatoire dont les modalités sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie, sur proposition de TELS F ;
- 2) la participation de TotalEnergies ou des autres sociétés contrôlées par cette dernière à ce processus de commercialisation est limitée à la commercialisation des capacités à court terme (soit un an au maximum) ;
- 3) TELS F met en place et publie les conditions de remise sur le marché des capacités souscrites et non utilisées. Les capacités souscrites mais non programmées devront être remises sur le marché suffisamment en avance afin de permettre leur utilisation par d'autres acteurs du marché. Les mécanismes envisagés pour éviter la rétention de capacités sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie sur proposition de la société TELS F ;

- 4) TotalEnergies ou les autres sociétés contrôlées par cette dernière ne peuvent acquérir de la capacité de regazéification auprès des autres utilisateurs du terminal que dans le cadre du mécanisme prévu dans le point (3) ;
- 5) TELS F transmet à la Commission de régulation de l'énergie son tarif d'accès aux capacités du terminal et les contrats de souscription de capacités signés ;
- 6) TELS F publie, a minima, les mêmes informations que celles demandées aux opérateurs de terminaux méthaniers régulés quant aux créneaux de déchargement, aux capacités disponibles et toutes informations qui seraient nécessaires au bon fonctionnement du réseau de transport auquel il est raccordé ;
- 7) TELS F respecte les spécifications applicables aux interfaces entre les autres infrastructures et les autres terminaux méthaniers français.

Enfin, tel qu'indiqué dans la partie 3.1, la CRE demande à TELS F d'organiser un test de marché non engageant dans les plus brefs délais.

Question 9 Etes-vous favorable à l'octroi à TELS F d'une exemption pour une durée de cinq ans à compter de la mise en service du terminal ?

Question 10 Avez-vous des remarques concernant les caractéristiques du projet ?

Question 11 Etes-vous favorable aux conditions que la CRE envisage de recommander à la ministre chargée de l'énergie dans son avis relatif à l'octroi de l'exemption ?

Question 12 Pensez-vous que l'octroi de cette exemption doit être conditionné à la mise en place d'autres mesures ? Si oui, lesquelles ?

Question 13 Avez-vous d'autres remarques ou propositions concernant la demande d'exemption de TotalEnergies pour le terminal du Havre ?

5. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte les critères relatifs à la concurrence et au bon fonctionnement du marché intérieur ?
- Question 2** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte les critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement ?
- Question 3** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif au niveau de risque du projet ?
- Question 4** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à l'indépendance du propriétaire de l'infrastructure vis-à-vis du gestionnaire de réseau ?
- Question 5** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à la perception de droits d'accès auprès des utilisateurs de l'infrastructure ?
- Question 6** Considérez-vous que le projet présenté par TELS F respecte le critère relatif à l'efficacité du fonctionnement du réseau régulé ?
- Question 7** Considérez-vous également que la participation des entités de TotalEnergies au processus de commercialisation des capacités devrait être limitée ? Si oui, à quelle(s) étape(s) du processus de commercialisation ?
- Question 8** Partagez-vous l'avis préliminaire de la CRE concernant le mécanisme de restitution des capacités inutilisées envisagé par TELS F ?
- Question 9** Etes-vous favorable à l'octroi à TELS F d'une exemption pour une durée de cinq ans à compter de la mise en service du terminal ?
- Question 10** Avez-vous des remarques concernant les caractéristiques du projet ?
- Question 11** Etes-vous favorable aux conditions que la CRE envisage de recommander à la ministre chargée de l'énergie dans son avis relatif à l'octroi de l'exemption ?
- Question 12** Pensez-vous que l'octroi de cette exemption doive être conditionné à la mise en place d'autres mesures ? Si oui, lesquelles ?
- Question 13** Avez-vous d'autres remarques ou propositions concernant la demande d'exemption de TotalEnergies pour le terminal du Havre ?