

DELIBERATION N° 2023-23

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2023 portant projet de décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié au 1^{er} avril 2023

Participaient à la séance : Emmanuelle WARGON, présidente, Anthony CELLIER, Catherine EDWIGE, Ivan FAUCHEUX et Valérie PLAGNOL, commissaires.

Les dispositions des articles L. 452-1 et L. 452-2 à L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés. La CRE procède aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées, au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou, dit « tarif ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021 pour une durée d'environ quatre ans. Il prévoit une seule mise à jour au 1^{er} avril 2023, selon des modalités fixées dans la délibération n° 2021-01 de la CRE du 7 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié (ci-après « la délibération ATTM6 »).

La présente délibération a pour objet, d'une part, de faire évoluer le tarif ATTM6 à compter du 1^{er} avril 2023 selon les modalités prévues dans la délibération ATTM6, d'autre part, de modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaire.

Les principales évolutions fixées dans la présente délibération sont présentées ci-après.

Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2023

La CRE retient des hausses de, respectivement, +7,2 %, +7,2 % et +1,2 % des termes tarifaires variables des terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou. En application des règles de la délibération ATTM6, ces évolutions prennent en compte :

- l'hypothèse d'inflation pour 2023 retenue dans le projet de loi de finances 2023 (+4,2%) ;
- l'apurement dans une limite de +/- 3% d'évolution de la grille tarifaire du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des opérateurs de terminaux méthaniers régulés, calculé au 31 décembre 2022 (facteur k dans le tableau qui suit).

	IPC	k	Evolution au 1 ^{er} avril 2023 (IPC + k)
Montoir de Bretagne	4,2%	+3 %	+ 7,2 %
Fos Tonkin		+3 %	+ 7,2 %
Fos Cavaou		- 3 %	+ 1,2 %

Modification de certains éléments de la structure et du cadre tarifaire

La conjoncture économique a profondément changé depuis l'entrée en vigueur du tarif ATTM6. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés

de l'énergie. Dans cette période, la bonne disponibilité des terminaux méthaniers français revêt une importance majeure pour la sécurité d'approvisionnement en gaz en France et en Europe. Cette disponibilité a été excellente en 2022 et doit rester au même niveau en 2023 et 2024.

Cela conduit la CRE à modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaire pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz et, d'autre part, adapter le tarif ATTM6 à ces nouvelles circonstances :

- en modifiant la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des terminaux ;
- en modifiant les termes de prélèvement de gaz en nature des trois terminaux, servant à couvrir leur propre consommation ;
- en prévoyant la prise en compte de l'augmentation des charges nettes d'exploitation, hors énergie, induites par le taux d'utilisation très élevé des terminaux méthaniers.

La présente délibération a été précédée d'une consultation publique¹ présentant les modifications envisagées pour les tarifs d'utilisation de toutes les infrastructures gazières françaises régulées, qui s'est tenue du 10 novembre au 2 décembre 2022. La CRE a reçu vingt-deux contributions : cinq de gestionnaires d'infrastructures, sept de fournisseurs, sept d'associations du secteur de l'énergie, et trois de particuliers. Les réponses à cette consultation publique sont publiées sur le site internet de la CRE, le cas échéant dans leur version non confidentielle.

La présente délibération sera transmise pour avis au Conseil supérieur de l'énergie.

¹ Consultation publique n° 2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

SOMMAIRE

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE	5
2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2023	5
2.1 RAPPELS DES PRINCIPES GENERAUX EN VIGUEUR DANS L'ATTM6	5
2.2 RAPPELS DES PRINCIPES DE MISE A JOUR TARIFAIRE	6
3. MODIFICATIONS DU CADRE DE REGULATION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES	7
3.1 MODIFICATION DU TERME TARIFAIRE DE PRELEVEMENT DE GAZ EN NATURE	7
3.2 MODIFICATION DE LA REGULATION INCITATIVE APPLICABLE AUX CHARGES D'ENERGIE DES TERMINAUX REGULES	8
3.3 SERVICE DE LIQUEFACTION VIRTUELLE	9
4. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES AU 1^{ER} AVRIL 2023	10
4.1 REVENU AUTORISE DES TERMINAUX METHANIERS POUR LES ANNEES 2023 ET 2024	10
4.1.1 Charges de capital	10
4.1.2 Charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement)	11
4.1.3 Calcul du CRCP	11
4.1.4 Charges à couvrir pour 2023 et 2024	18
4.2 CALCUL DU COEFFICIENT « K » ET DES REVENUS AUTORISES DES TERMINAUX	19
4.3 EVOLUTION TARIFAIRE AU 1 ^{ER} AVRIL 2023	20
4.4 QUALITE DE SERVICE	21
4.5 MISE A JOUR DES TRAJECTOIRES DE REFERENCE POUR 2023 ET 2024 ET PRISE EN COMPTE DE L'AUGMENTATION DES CHARGES NETTES D'EXPLOITATION INDUITES PAR LE TAUX D'UTILISATION ELEVE DES TERMINAUX	21
4.5.1 Poste « énergie et quotas de CO ₂ »	22
4.5.2 Charges de R&D&I	24
4.5.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour les années 2023 et 2024	24
4.5.4 Prise en compte des charges supplémentaires, hors énergie, induites par l'augmentation des capacités de gazéification et du taux d'utilisation des terminaux régulés	25
5. TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES A PARTIR DU 1^{ER} AVRIL 2023	25
5.1 OBLIGATION DE PAIEMENT DES CAPACITES SOUSCRITES (SHIP-OR PAY)	25
5.2 SERVICES PROPOSES AUX TERMINAUX	26
5.2.1 Service de déchargement intégré	26
5.2.2 Mécanismes relatifs à la programmation	28
5.2.3 Autres services régulés	30
5.2.4 Services non régulés	30
5.3 AUTRES DISPOSITIONS COMMUNES AUX TERMINAUX	31
5.3.1 Prélèvement de gaz en nature	31
5.3.2 Gestion des périodes d'arrêt des émissions	31
5.3.3 Modalités de partage de cargaison	31
5.4 GRILLES TARIFAIRES DES TERMINAUX	32
5.4.1 Définition des termes tarifaires	32
5.4.2 Grille tarifaire de Montoir au 1 ^{er} avril 2023	32
5.4.3 Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1 ^{er} avril 2023	32

5.4.4 Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1 ^{er} avril 2023.....	33
PROJET DE DECISION DE LA CRE	34
ANNEXE 1 : TABLEAUX DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE.....	35
ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE	37
ANNEXE 3 : REFERENCE POUR LE CALCUL ET APUREMENT DU SOLDE DU CRCP	40

1. CADRE JURIDIQUE ET COMPETENCE DE LA CRE

Les dispositions des articles L. 134-2, 4° du code de l'énergie donnent compétence à la CRE pour préciser « *les conditions d'utilisation [...] des installations de gaz naturel liquéfié, y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation [...] de ces installations et les évolutions tarifaires.* »

Les dispositions des articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-1-2, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE.

L'article L. 452-1-2 du code de l'énergie prévoit notamment que « les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, y compris des installations fournissant des services auxiliaires et de flexibilité, les conditions commerciales d'utilisation de ces installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les exploitants desdites installations, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces exploitants, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un exploitant d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service ».

L'article L. 452-2 du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié. En complément, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que « [la] Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] ». La délibération de la CRE peut prévoir « un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité ». Ce même article dispose que « la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie ». En l'espèce, la CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique spécifiques aux terminaux méthaniers.

Les dispositions de l'article L. 452-3 du code de l'énergie disposent également que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.* »

Par ailleurs, les dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie disposent que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité.* »

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dit « tarif ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021.

La délibération ATTM6 prévoit une mise à jour au 1^{er} avril 2023 de la grille tarifaire des terminaux régulés.

Par la présente délibération, la CRE :

- modifie certains éléments de la structure et du cadre tarifaire du tarif ATTM6 et
- fixe la grille tarifaire qui entrera en vigueur le 1^{er} avril 2023 dans la cadre de l'évolution bisannuelle de l'ATTM.

2. CADRE DE L'EVOLUTION TARIFAIRE AU 1^{ER} AVRIL 2023

2.1 Rappels des principes généraux en vigueur dans l'ATTM6

La délibération du 7 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié fixe pour la période tarifaire un certain nombre de paramètres, notamment :

- la trajectoire des charges d'exploitation ;
- la trajectoire normative des charges de capital ;
- les principes de construction du revenu autorisé des opérateurs ;
- les principes d'évolution des différents termes tarifaires des terminaux méthaniers à l'occasion de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2023.

Par ailleurs, les tarifs ATTM6 comprennent des mécanismes de régulation incitative. Il s'agit notamment :

- d'une régulation incitative des dépenses d'investissements avec :
 - o une incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements « hors infrastructure », avec l'introduction d'un mécanisme incitatif de TOTEX pour les charges relatives aux véhicules et au SI ;
 - o une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement, par la fixation systématique d'un budget-cible pour les projets de plus de 10 M€ ;
- d'une régulation incitative relative aux charges d'exploitation (hors énergie) : la trajectoire des charges nettes d'exploitation d'Elengy et de Fosmax LNG est définie sur la période 2021-2024. Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les opérateurs au-delà de la trajectoire fixée par les tarifs ATTM6 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les opérateurs. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs ;
- d'une régulation incitative relative à la commercialisation des capacités supplémentaires : les souscriptions additionnelles d'opérations de déchargement et de rechargement de navires sont partiellement intégrées au CRCP. Ainsi, les recettes associées aux souscriptions supplémentaires par rapport aux hypothèses retenues pour fixer les tarifs ATTM6 sont reversées via le CRCP aux utilisateurs des terminaux à hauteur de 75 % et conservées par les opérateurs à hauteur de 25 %.
- d'une régulation incitative de la qualité de service, qui a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des terminaux méthaniers dans les domaines jugés importants pour le bon fonctionnement du marché ;
- d'une régulation incitative relative aux dépenses de recherche, de développement et d'innovation (R&D&I) : les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement de la trajectoire fixée, les écarts resteront à leur charge. Les opérateurs peuvent demander une révision de la trajectoire prévisionnelle fixée dans l'ATTM6 dans le cadre de la mise à jour de mi-période tarifaire.

Enfin, pour inciter les opérateurs à la maîtrise des charges d'électricité et de CO₂, la délibération ATTM6 prévoit de ne couvrir que 80 % sur les écarts constatés entre le prévisionnel et le réalisé sur ces postes.

2.2 Rappels des principes de mise à jour tarifaire

La délibération ATTM6 prévoit la mise à jour au 1^{er} avril 2023 de la grille tarifaire des terminaux méthaniers régulés, selon les principes suivants :

- 1) les termes tarifaires variables de chaque terminal s'ajuste automatiquement au 1^{er} avril 2023, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires variables en vigueur au 31 mars de l'année du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + k$$

Avec :

- IPC est le taux d'inflation correspondant, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, au taux d'inflation prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances de l'année N ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie, contributions des activités non régulées aux charges régulées, etc.) ; k est compris entre +3 % et -3 % ;
- 2) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour les deux années suivantes est remise à jour pour les postes suivants :
 - o charges d'énergie et quotas de CO₂ ;
 - o recettes de souscriptions ;
 - o charges de R&D.
 - 3) en outre, la CRE peut prendre en compte, lors de l'évolution intermédiaire du tarif ATTM6, des évolutions liées notamment :
 - o à des modifications de l'offre des terminaux ;
 - o aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des terminaux.

3. MODIFICATIONS DU CADRE DE REGULATION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES

La conjoncture économique a profondément changé depuis l'entrée en vigueur du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés ATTM6 en avril 2021. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Cela conduit la CRE à faire évoluer certains éléments de la structure et du cadre tarifaire pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz et, d'autre part, adapter le tarif à ces nouvelles circonstances. Ces modifications du tarif ATTM6 sont présentées ci-après.

Elles ont fait l'objet d'une consultation publique² présentant les évolutions envisagées pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, des stockages et des terminaux méthaniers régulés, qui s'est tenue du 10 novembre au 2 décembre 2022. La CRE a reçu vingt-deux contributions : cinq de gestionnaires d'infrastructures, sept de fournisseurs, sept d'associations du secteur de l'énergie, et trois de particuliers. Les réponses à cette consultation publique sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site internet de la CRE.

3.1 Modification du terme tarifaire de prélèvement de gaz en nature

Description du cadre existant

Afin de répondre aux besoins de fonctionnement des terminaux, le tarif ATTM6 en vigueur prévoit le prélèvement par les opérateurs de 0,3 % du gaz déchargé pour Montoir-de-Bretagne, de 0,5% pour Fos Tonkin et de 0,2 % du gaz déchargé pour Fos Cavaou. Le gaz éventuellement excédentaire est redistribué en nature aux expéditeurs en fin d'année, au prorata des quantités déchargées sur l'année écoulée, tandis que le gaz déficitaire est reporté sur l'année suivante.

Proposition de la consultation publique

Montoir

Les besoins en gaz sur le terminal de Montoir sont très variables d'une année sur l'autre car ce terminal dispose à la fois de regazéificateurs à combustion et à ruissellement. La consommation de gaz du terminal est très faible lorsque seuls les regazéificateurs à ruissellement sont utilisés (comme dans la majorité des cas en été). En revanche, le terminal peut consommer jusqu'à 1,5% du GNL déchargé pour un navire marginal en hiver quand l'eau de mer est froide d'une part et que d'autre part l'opérateur doit recourir aux regazéificateurs à combustion. Le taux de prélèvement fixé lors de l'ATTM6 est de 0,3% et correspond à une hypothèse de taux d'utilisation du terminal de 50 à 70 %. Depuis le début de 2022, le taux d'utilisation de Montoir a fortement augmenté pour se situer en moyenne au-dessus de 90%. Cela entraîne un déficit structurel de la couverture des besoins en gaz du terminal.

Elengy a donc proposé d'augmenter le taux de prélèvement du gaz pour ce terminal de 0,3% à 0,5%. L'opérateur estime qu'un tel taux permettra de compenser d'ici 2 à 6 ans le déficit accumulé de gaz, en fonction du taux d'utilisation du terminal.

Fos Tonkin

Compte tenu d'un déficit important constaté à la fin de la décennie précédente, lié à diverses difficultés techniques sur un terminal moins utilisé et moins flexible, le taux de prélèvement avait été augmenté à 0,5% lors de l'entrée en vigueur du tarif d'utilisation ATTM5-bis et n'a plus été modifié depuis. La consommation de gaz du terminal de Fos Tonkin s'étant stabilisé, Elengy a fini de combler le déficit accumulé début 2023. L'opérateur a donc proposé de réduire le taux de prélèvement du gaz en nature de 0,5% à 0,4%.

Fos Cavaou

En raison d'un excédent structurel significatif à restituer aux clients du terminal lié à la diminution des besoins de combustion et à des torchages limités, mais également du contexte actuel caractérisé par le prix élevé du gaz, Elengy a proposé à la CRE d'ajuster à la baisse son taux de prélèvement de 0,2% à 0,1%. Cela permettra à l'opérateur de refléter son besoin de gaz réel et d'améliorer l'attractivité du terminal.

² Consultation publique n° 2022-13 du 10 novembre 2022 relative à l'évolution au 1er avril 2023 des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz (ATRT7), des stockages (ATS2) et des terminaux méthaniers régulés (ATTM6)

Synthèse des réponses à la consultation publique

L'ensemble des acteurs qui se sont prononcés est favorable aux changements des taux de prélèvement de gaz en nature aux trois terminaux méthaniers concernés et n'a pas formulé de commentaires particuliers.

Analyse de la CRE

La CRE reste favorable au changement des taux de prélèvement du gaz pour les deux terminaux de Fos Cavaou et Fos Tonkin.

Pour le terminal de Montoir, la CRE est également favorable à l'augmentation du taux de prélèvement à 0,5%, qui permettra de couvrir le besoin estimé généré par l'utilisation intensive du terminal en 2023 et 2024 ainsi que le déficit accumulé lors des années précédentes. La CRE est néanmoins consciente de l'impact économique de ce changement pour les utilisateurs du terminal. Dans la perspective de la prochaine période tarifaire qui débutera en 2025, la CRE demande à Elengy de lui présenter un bilan de l'évolution des besoins en gaz de ses terminaux au premier semestre 2024.

3.2 Modification de la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des terminaux régulés

Description du cadre existant et analyse de son adéquation aux conditions de marché actuelles

Les variations des prix de l'électricité et du gaz et de la consommation d'énergie, ainsi que les achats et ventes de quotas de CO₂, ne sont que partiellement maîtrisables par les opérateurs d'infrastructures gazières. Ces charges sont donc incluses dans le périmètre du CRCP des opérateurs de chaque infrastructure régulée. Afin d'inciter les opérateurs à maîtriser ce poste de charge important tout en reflétant son caractère partiellement maîtrisable, la délibération ATTM6 prévoit que les écarts réalisés sur ce poste par rapport à la trajectoire de référence établie en début de période tarifaire et mise à jour à mi-période, sont couverts à 80 % par le CRCP. Les 20 % restants demeurent à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. La trajectoire de référence est mise à jour au 1^{er} avril 2023, au milieu de la période tarifaire, de façon à prendre en compte, d'une part, les évolutions des prix de l'électricité, et d'autre part, des prévisions actualisées des quantités d'électricité consommées. L'écart entre la trajectoire mise à jour et la trajectoire tarifaire définie dans la délibération ATTM6 est couvert à 100 % au CRCP.

Avant 2021, les achats d'énergie représentaient déjà un poste de dépense important pour tous les opérateurs d'infrastructures gazières. Avec la hausse des prix de gros constatée depuis fin 2021, le poids financier de ce poste dans les revenus autorisés des opérateurs d'infrastructures gazières a considérablement augmenté. De plus, la forte volatilité des marchés de l'énergie rend plus difficiles les prévisions de prix pour définir les trajectoires de référence des charges correspondant aux consommations de gaz, d'électricité et de quotas de CO₂. Conserver une couverture à 80 % des charges d'énergie aux CRCP des différents opérateurs aurait fait peser le risque de voir apparaître des bonus ou des malus très importants pour les opérateurs indépendamment de leur performance de gestion.

Dans ce contexte, les opérateurs ont demandé à plafonner les bonus et les malus liés à leur consommation d'énergie ou à n'être incités qu'à maîtriser les quantités d'énergie consommées sans prendre en compte les prix de l'électricité et du gaz. Les opérateurs considèrent en effet que ces prix sont susceptibles de varier trop fortement par rapport aux prévisions au cours de la période tarifaire, malgré la mise à jour de la trajectoire de référence.

Proposition de la consultation publique

Compte tenu de l'augmentation actuelle des prix de marché du gaz et de l'électricité, la CRE considère opportun de faire évoluer la régulation incitative pour limiter les niveaux de bonus/malus des opérateurs. Néanmoins, la CRE considère que les opérateurs doivent continuer à être incités à maîtriser leurs charges et à optimiser leur consommation énergétique.

Pour adapter la régulation incitative des charges d'énergies, la CRE a initialement proposé dans le cadre de la consultation publique :

- d'une part, d'augmenter à 90 % (contre 80 % actuellement) la part des écarts par rapport à la trajectoire de référence des charges d'énergie couverte par le tarif via le CRCP ;
- d'autre part, de plafonner le montant des bonus/malus induits par ce poste « Energie », autour de 1 % du revenu autorisé de chaque opérateur.

Synthèse des réponses à la consultation publique

L'ensemble des répondants est favorable à l'adaptation de la régulation incitative des charges d'énergie compte tenu de l'évolution récente des prix de marché du gaz et de l'électricité.

L'ensemble des acteurs qui se sont prononcés est favorable à la proposition d'augmenter la couverture par le CRCP des écarts sur les charges d'énergie à 90 % contre 80 % actuellement. Un gestionnaire d'infrastructure et un

syndicat souhaite un taux aussi proche que possible de 100 %.

S'agissant du plafonnement du bonus/malus associé à ce poste, quatre gestionnaires d'infrastructure souhaitent un plafonnement de l'incitation similaire à celui prévu par le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité pour les pertes. Ils proposent ainsi un plafonnement à 0,3 % du revenu autorisé de chaque opérateur ou à environ 3 % du niveau des charges d'énergie prévues lors de l'établissement des tarifs.

Un gestionnaire d'infrastructure souhaite une couverture intégrale des charges d'énergie assortie d'une incitation plafonnée en volume en fonction du taux d'utilisation de ses installations.

Analyse de la CRE

La CRE souhaite maintenir une incitation suffisante pour que les opérateurs maîtrisent leurs charges d'énergie. Cette incitation ne doit toutefois pas devenir disproportionnée du fait d'une évolution des prix de l'énergie trop différente des hypothèses retenues.

Compte tenu des réponses à la consultation publique, la CRE considère qu'une couverture par le CRCP de 90 % des écarts constatés sur les charges d'énergie concilie bien ces deux objectifs. Conformément à la proposition soumise à consultation publique, la CRE considère également qu'il est nécessaire de plafonner les bonus ou malus associés au poste « Energie » d'Elengy. Néanmoins, la CRE partage l'analyse de plusieurs contributeurs suggérant que ce plafond doit être fixé en proportion des charges d'énergie prévues et non du revenu autorisé de l'opérateur.

La CRE retient une couverture des charges d'énergie :

- à 90 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies inférieure ou égale, en valeur absolue, à 50 % de la trajectoire prévisionnelle ;
- à 100 % par le CRCP pour la fraction de l'écart entre le réalisé et la trajectoire prévisionnelle de référence des charges d'énergies, en valeur absolue, au-delà de 50 % de la trajectoire prévisionnelle.

3.3 Service de liquéfaction virtuelle

Proposition de la consultation publique

Le principe de la liquéfaction virtuelle est de permettre à tous les expéditeurs actifs sur le réseau de transport d'acquérir du GNL en cuve en effectuant une nomination « rebours » depuis le réseau de transport vers le terminal, ce qui réduit d'autant l'émission du terminal vers le réseau.

La flexibilité est prioritairement accordée aux acteurs disposant de GNL en cuve. Si le terminal en dispose davantage, une nomination « rebours » serait alors possible à l'occasion du guichet d'allocation intra-journalier.

L'expéditeur bénéficiaire de cette offre aurait les mêmes droits sur le GNL acquis qu'un client disposant déjà de GNL au titre de ses déchargements. L'inventaire acquis pourra donc être transféré à un tiers, chargé sur un camion-citerne ou sur un navire, voire réémis vers le réseau.

La mise en place de ce service nécessiterait l'adaptation des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, mais aussi du tarif d'utilisation des réseaux de transport, avec la création, d'un terme tarifaire de rebours virtuel aux Points d'interface Transport – Terminaux méthaniers (PITTM). En cas d'intérêt du marché pour ce nouveau service, la CRE envisage de travailler à sa mise en œuvre éventuelle lors de la prochaine période tarifaire ATRT8 à partir du 1^{er} avril 2024.

Synthèse des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des acteurs qui se sont prononcés est favorable à une étude approfondie de ce service par la CRE pour sa mise en œuvre à l'ATR8. Un gestionnaire d'infrastructure a émis un avis défavorable au lancement de l'étude et privilégie un calendrier plus rapide afin de permettre la mise en œuvre de ce service sans attendre la période tarifaire ATR8. Une association professionnelle se prononce en défaveur de ce service à court terme et propose de n'étudier sa mise en œuvre qu'une fois la crise d'approvisionnement en gaz terminée. Quatre répondants, dont un fournisseur, un syndicat de l'énergie et une association professionnelle, rappellent également que l'étude doit veiller à ce que la mise en place de ce service ne dégrade pas les conditions de regazéification des souscripteurs à long terme.

Analyse de la CRE

La CRE considère important de veiller à ce que le développement de nouveaux services dans les terminaux ne se fasse pas au détriment des acteurs permanents qui acheminent du gaz jusqu'en France et participent à la sécurité d'approvisionnement du territoire.

De plus, la CRE note qu'au vu des souscriptions aux terminaux français, leur compétitivité ne semble pas remise en cause à court terme.

Par conséquent, la CRE est favorable à l'étude approfondie de ce service pour une mise en œuvre éventuelle lors de la prochaine période tarifaire ATRT8 à partir du 1^{er} avril 2024, en prenant soin de veiller à ce que sa mise en œuvre ne dégrade pas les conditions de regazéification des souscripteurs à long terme.

4. PARAMETRES ET EVOLUTION DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS REGULES AU 1^{ER} AVRIL 2023

4.1 Revenu autorisé des terminaux méthaniers pour les années 2023 et 2024

4.1.1 Charges de capital

La trajectoire de charges de capital normatives (CCN) est fixée pour la période tarifaire des tarifs ATTM6 pour les trois terminaux méthaniers. Les écarts éventuels entre les charges prévues et réalisées sont couverts à 100 % par le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), à l'exception des charges relatives aux actifs dits « hors infrastructures » pour lesquelles seul l'écart dû à l'inflation est pris en compte via le CRCP.

Les montants prévisionnels des charges de capital à couvrir sur la période ATTM6, prévus par les tarifs de chacun des trois terminaux sont les suivants :

Montoir

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
BAR (au 01.01.N)	225,8	229,0	246,2	248,5	237,3
Rémunération de la BAR	16,1	16,5	16,9	17,0	16,6
Amortissement de la BAR	20,3	16,8	16,9	16,9	17,7
Rémunération des IEC	0,9	0,7	0,6	0,8	0,8
Charges de capital normatives	37,2	34,1	34,4	34,8	35,1

Fos Tonkin

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
BAR (au 01.01.N)	3,5	13,6	13,0	13,1	10,8
Rémunération de la BAR	0,6	0,9	0,9	0,9	0,8
Amortissement de la BAR	1,3	2,2	2,6	3,1	2,3
Rémunération des IEC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Charges de capital normatives	1,9	3,1	3,5	4,0	3,1

Fos Cavaou

Charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles (M€ courants)	2021	2022	2023	2024	Moyenne 2021-2024
BAR (au 01.01.N)	643,1	649,1	631,8	612,9	634,2
Rémunération de la BAR	50,0	48,4	47,0	46,1	47,9
Amortissement de la BAR	32,7	33,6	34,7	35,9	34,2
Rémunération des IEC	0,2	0,2	0,4	0,3	0,3
Charges de capital normatives	82,8	82,2	82,1	82,3	82,3



4.1.2 Charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement)

S'agissant des charges nettes d'exploitation (CNE), hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement, l'annexe 3 de la délibération ATTM6 prévoit que le montant pris en compte lors de la mise à jour du revenu autorisé pour l'année 2023 et 2024 est égal à la valeur de référence de l'année 2023 et 2024 fixée par la délibération ATTM6 :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2019 et 2021 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre 2021 et 2022, ou à défaut, sa meilleure estimation ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2023, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2023 ;
- multipliée, pour l'année 2024, par l'inflation prévisionnelle du FMI pour l'année 2024.

La CRE retient pour la mise à jour une inflation cumulée de 11,71 % pour 2023 et 14,39% pour 2024 se décomposant de la manière suivante :

- une inflation réalisée entre 2019 et 2021 de 1,76% ;
- une hypothèse d'inflation provisoire 2022 de 5,35%, calculée en tenant compte des derniers chiffres publiés par l'INSEE à la fin du mois de novembre 2022 ;
- l'hypothèse d'inflation du projet de loi de finances pour l'année 2023 de 4,2% ;
- l'hypothèse d'inflation du FMI pour l'année 2024 de 2,4 %.

Les charges nettes d'exploitation mises à jour pour l'année 2023 et 2024 sont les suivantes :

Charges nettes d'exploitation (CNE) (M€ courants)	2023 Délibération ATTM6	2023 Mise à jour de l'inflation	2024 Délibération ATTM6	2024 Mise à jour de l'inflation
Montoir-de-Bretagne	38,3	41,5	39,0	42,7
Fos Tonkin	12,9	14,0	13,1	14,4
Fos Cavaou	37,8	40,9	38,4	42,0

En application des modalités fixées par la délibération ATTM6, l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour la mise à jour annuelle des charges nettes d'exploitation des opérateurs des terminaux méthaniers et l'inflation réellement constatée sera couvert à 100 % par le CRCP.

4.1.3 Calcul du CRCP

Le solde global du CRCP est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est donc égal au montant à verser ou à déduire du CRCP (i) au titre de l'année écoulée, sur la base de la meilleure estimation des charges et recettes annuelles (dit CRCP estimé), et (ii) au titre des deux années précédentes, par comparaison entre les charges et recettes réalisées et l'estimation qui en avait été faite deux ans plus tôt (dit CRCP définitif), auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart entre le réalisé ou son estimation, pour chaque poste concerné, et les montants de référence définis à l'annexe 3 de la délibération ATTM6. La quote-part de cet écart versée au CRCP est fixée dans la délibération ATTM6.

Les postes de charges et de produits inclus au périmètre du CRCP dans le cadre des tarifs ATTM6 sont les suivants :

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de gazéification, couverts à 75 % ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, couvertes à 100 % ;
- les charges et produits d'énergie (électricité et quotas de CO2) couverts à 80 %³ ;
- les revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL, couverts à 50 % ;

³ Le taux de couverture de 80% a été mis en application pour la période tarifaire ATTM6, soit à partir du 1^{er} avril 2021 jusqu'au 1^{er} avril 2025. Dans la présente délibération, la CRE modifie la couverture des charges d'énergie à 90% par le CRCP (cf. partie 3.2). Cette dernière entrera en vigueur le 1^{er} avril 2023.



- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux, couverts à 75% ;
- les coûts et recettes associés aux services non régulés, couverts à 100 % ;
- un poste concernant la trajectoire de R&D : les dépenses de R&D sont fixées par la CRE au début de la période tarifaire. Cette trajectoire peut être révisée à mi-période tarifaire. En fin de période ATTM6, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D&I, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux utilisateurs (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- un poste concernant la trajectoire de biopolymères de Fos Cavaou : la trajectoire est fixée par la CRE au début de la période tarifaire. Les montants financiers associés à une non-réalisation du programme viendront en diminution des charges nettes d'exploitation à couvrir par le prochain tarif, au travers d'un montant inscrit au solde du CRCP de la période, à restituer aux utilisateurs.

Montoir de Bretagne

Dans la demande d'Elengy, le solde total estimé du CRCP s'élève à 6,1 M€ pour le terminal de Montoir-de-Bretagne. Ce montant est à récupérer auprès des utilisateurs du terminal par une augmentation du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6 et se décompose de la manière suivante :

- au titre de l'écart entre le CRCP estimé et le CRCP réalisé pour l'année 2020 (-0,2M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (+0,04 M€) ;
 - o des recettes de point d'échange GNL (-0,01 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (-0,3 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (-0,2 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (+0,3 M€).
- au titre du CRCP réalisé pour 2021 (+2,9M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (+2,9 M€) ;
 - o des recettes liées au service de chargement (-0,3 M€) ;
 - o des recettes de point d'échange GNL (-0,01 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (-0,1 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (-0,9 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+0,4 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (+0,9 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (+3,3M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-1,75 M€) ;
 - o des recettes de point d'échange GNL (-0,01 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (-0,03 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (+0,67 M€) ;
 - o des charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation (+0,04 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+1,99 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (+2,45 M€).

Montoir - CRCP au 31 décembre 2022 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Ecart entre le CRCP estimé pour 2020 et le CRCP définitif pour 2020 actualisé	-0,2	-0,2
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	+0,04	+0,04
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	-0,01	-0,01
Dont recettes associées aux services non régulés	-0,3	-0,3
Dont charges de capital infrastructures	-0,2	-0,2
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	0	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	0	0
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	+0,3	+0,3
Ecart réalisé sur les charges et les produits pour 2021	+2,9	+2,9
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	+2,9	+2,9
Dont recettes liées au service de chargement	-0,3	-0,3
Dont recettes de point d'échange GNL	-0,01	-0,01
Dont recettes associées aux services non régulés	-0,1	-0,1
Dont charges de capital infrastructures	-0,9	-0,9
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	+0,01	+0,01
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+0,4	+0,4
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	+0,9	+0,9
Ecart estimé sur les charges et les produits pour 2022	+3,3	+3,4
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-1,75	-1,75
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	-0,01	-0,01
Dont recettes associées aux services non régulés	-0,03	-0,03
Dont charges de capital infrastructures	+0,67	+0,67
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	+0,04	+0,04
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+1,99	+2,01
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	+2,45	+2,45
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	+6,1	+6,1

La CRE retient la demande d'Elengy concernant le solde du CRCP du terminal de Montoir de Bretagne à l'exception d'un ajustement sur l'inflation. La CRE a retenu 5,35 %, conformément aux données INSEE pour 2022, au lieu de 5,3% initialement demandé par Elengy.

Le solde total estimé du CRCP retenu par la CRE sur la période 2020-2022 s'élève à +6,1 M€ pour le terminal de Montoir-de-Bretagne. Ce montant est à collecter auprès des utilisateurs du terminal par une augmentation du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6.

Le montant du solde du CRCP sur la période 2020-2022 sera apuré en deux annuités constantes de +3,1 M€, venant en augmentation du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -5,8 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2018 à 2020 porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -2,8 M€ pour 2023 et 2024.

Fos Tonkin

Dans la demande d'Elengy, le solde total estimé du CRCP s'élève à -0,2 M€ pour le terminal de Fos Tonkin. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6 et se décompose de la manière suivante :

- au titre de l'écart entre le CRCP estimé et le CRCP réalisé pour l'année 2020 (+0,86M€) dont:
 - o des charges de capital infrastructures (+0,9 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (-0,06 M€).
- au titre du CRCP réalisé pour 2021 (-0,64M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-0,05 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (+0,07 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (-0,69 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+0,1 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (-0,09 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (-0,44M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-1,71 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (+0,1 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (+0,21 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+0,69 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (+0,28 M€).

Fos Tonkin - CRCP au 31 décembre 2022 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Ecart entre le CRCP estimé pour 2020 et le CRCP définitif pour 2020 actualisé	+0,86	+0,86
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	0	0
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	0	0
Dont recettes associées aux services non régulés	+0,01	+0,01
Dont charges de capital infrastructures	+0,9	+0,9
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	0	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	0	0
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	-0,06	-0,06
Ecart réalisés sur les charges et les produits pour 2021	-0,64	-0,64
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-0,05	-0,05
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	0	0
Dont recettes associées aux services non régulés	+0,07	+0,07
Dont charges de capital infrastructures	-0,69	-0,69
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	0	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+0,1	+0,1
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	-0,09	-0,09
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2022	-0,44	-0,43
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-1,71	-1,71
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	0	0
Dont recettes associées aux services non régulés	+0,1	+0,1
Dont charges de capital infrastructures	+0,21	+0,21
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	0	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+0,69	+0,69
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	+0,28	+0,28
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	-0,2	-0,2

La CRE retient la demande d'Elengy concernant le solde du CRCP du terminal de Fos Tonkin à l'exception d'un ajustement sur l'inflation. La CRE a retenu 5,35 %, conformément aux données INSEE pour 2022, au lieu de 5,3% initialement demandé par Elengy.

Le solde total estimé du CRCP retenu par la CRE sur la période 2020-2022 s'élève à -0,2 M€ pour le terminal de Fos Tonkin. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6.

Le montant du solde du CRCP pour la période 2020-2022 sera apuré en deux annuités constantes de -0,1 M€, venant en diminution du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -0,6 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2018 à 2020 porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -0,8 M€ pour 2023 et 2024.

Fos Cavaou

Dans la demande de Fosmax LNG, le solde total estimé du CRCP sur la période 2020-2022 s'élève à -28,1 M€ pour le terminal de Fos Cavaou. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6 et se décompose de la manière suivante :

- au titre de l'écart entre le CRCP estimé et le CRCP réalisé pour l'année 2020 (-0,66 M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-0,08 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (+0,11 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (-0,68 M€).
- au titre du CRCP réalisé pour 2021 (-5,2M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-3,14 M€) ;
 - o des recettes liées au service de chargement (-2,17 M€) ;
 - o des recettes de point d'échange GNL (-0,02 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (-0,48 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (+0,09 M€) ;
 - o des charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation (+0,02 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+1,1 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (-0,64 M€).
- au titre du CRCP estimé pour 2022 (-22,4M€) dont :
 - o des recettes liées aux souscription supplémentaires (-29,21 M€) ;
 - o des recettes liées au service de chargement (-0,12 M€) ;
 - o des recettes de point d'échange GNL (-0,03 M€) ;
 - o des recettes associées aux services non régulés (-0,44 M€) ;
 - o des charges de capital infrastructures (+4,03 M€) ;
 - o des charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation (+0,1 M€) ;
 - o des charges nettes d'exploitation, soit l'écart de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée (+2,0 M€) ;
 - o des charges énergies et des quotas de CO₂ (+1,30 M€).

Fos Cavaou - CRCP au 31 décembre 2022 En M€	Demande de l'opérateur	Montant retenu par la CRE
Ecart entre le CRCP estimé pour 2020 et le CRCP définitif pour 2020 actualisé	-0,66	-0,66
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-0,08	-0,08
Dont recettes liées au service de chargement	0	0
Dont recettes de point d'échange GNL	0	0
Dont recettes associées aux services non régulés	0	0
Dont charges de capital infrastructures	+0,11	+0,11
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	0	0
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	0	0
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	-0,68	-0,68
Ecart réalisés sur les charges et les produits pour 2021	-5,2	-5,2
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-3,14	-3,14
Dont recettes liées au service de chargement	-2,17	-2,17
Dont recettes de point d'échange GNL	-0,02	-0,02
Dont recettes associées aux services non régulés	-0,48	-0,48
Dont charges de capital infrastructures	+0,09	+0,09
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	+0,02	+0,02
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+1,1	+1,1
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	-0,64	-0,64
Ecart estimés sur les charges et les produits pour 2022	-22,4	-22,3
Dont recettes liées aux souscription supplémentaires	-29,21	-29,21
Dont recettes liées au service de chargement	-0,12	-0,12
Dont recettes de point d'échange GNL	-0,03	-0,03
Dont recettes associées aux services non régulés	-0,44	-0,44
Dont charges de capital infrastructures	+4,03	+4,03
Dont charges capital « hors infrastructure » dus à l'inflation	+0,1	+0,1
Dont écarts de CNE dus aux écarts entre l'hypothèse d'IPC prévisionnelle et l'IPC réalisée	+2,0	+2,02
Dont charges énergies et des quotas de CO ₂	+1,30	+1,30
Solde du CRCP au 31 décembre 2022 actualisé	-28,2	-28,2

La CRE retient la demande d'Elengy concernant le solde du CRCP du terminal de Fos Cavaou à l'exception d'un ajustement sur l'inflation. La CRE a retenu 5,35 %, conformément aux données INSEE pour 2022, au lieu de 5,3% initialement demandé par Elengy.

Le solde total estimé du CRCP sur la période 2020-2022 s'élève à -28,2 M€ pour le terminal de Fos Cavaou. Ce montant est à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la seconde période des tarifs ATTM6.

Le montant du solde du CRCP sur la période 2020-2022 sera apuré en deux annuités constantes de -14,5 M€, venant en diminution du revenu autorisé. L'ajout de cette annuité à l'apurement de -2,7 M€ prévu par les tarifs ATTM5 relatifs aux années 2018 à 2020 porte la diminution annuelle des charges à recouvrer par les tarifs à -17,2 M€ pour 2023 et 2024.



4.1.4 Charges à couvrir pour 2023 et 2024

Les charges à couvrir d'Elengy pour les années 2023-2024 (avant limitation du coefficient « k ») sont définies comme la somme des éléments suivants :

- les charges de capital normatives (cf. 4.1.1) ;
- les charges nettes d'exploitation (cf. 4.1.2) ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2022 (cf. 4.1.3).

Montoir de Bretagne

Les charges à couvrir prévisionnelles d'Elengy (avant limitation du coefficient « k ») pour le terminal de Montoir se décomposent de la façon suivante :

Montoir de Bretagne, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation* (hors énergie)	41,5	42,7
Charges de capital normatives	34,4	34,8
Provisions pour démantèlement	1,5	1,5
Charges d'énergie	5,5	5,4
Reliquat du CRCP antérieur	- 5,8	- 5,8
Lissage ATTM6	1,1	-0,1
Apurement du CRCP	3,1	3,1
Charges à couvrir	81,3	81,6
Evolution par rapport à la moyenne 2021-2022	+10,6 %	+11,1 %

*Mises à jour de l'inflation (cf. 4.1.2)

Fos Tonkin

Les charges à couvrir prévisionnelles d'Elengy (avant limitation du coefficient « k ») pour le terminal de Fos Tonkin se décomposent de la façon suivante :

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation* (hors énergie)	14,0	14,4
Charges de capital normatives	3,5	4,0
Provisions pour démantèlement	-	-
Charges d'énergie	1,6	1,6
Reliquat du CRCP antérieur	-0,6	-0,6
Lissage ATTM6	-0,8	-1,4
Apurement du CRCP	-0,1	-0,1
Charges à couvrir	17,5	17,7
Evolution par rapport à la moyenne 2021-2022	+2,4 %	+3,4 %

*Mises à jour de l'inflation (cf. 4.1.2)



Fos Cavaou

Les charges à couvrir prévisionnelles d'Elengy (avant limitation du coefficient « k ») pour le terminal de Fos Cavaou se décomposent de la façon suivante :

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation* (hors énergie)	40,9	42,0
Charges de capital normatives	82,1	82,3
Provisions pour démantèlement	1,9	1,9
Charges d'énergie	5,4	5,0
Reliquat du CRCP antérieur	- 2,7	- 2,7
Lissage ATTM6	0,5	0,4
Apurement du solde du CRCP	-14,5	-14,5
Charges à couvrir	113,6	114,4
Evolution par rapport à la moyenne 2021-2022	-8,3 %	-7,6 %

*Mises à jour de l'inflation (cf. 4.1.2)

4.2 Calcul du coefficient « k » et des revenus autorisés des terminaux

	K Montoir	K Tonkin	K Cavaou
k théorique (non limité)	8,87 %	5,74 %	- 14,0 %
k limité à +/- 3%	3 %	3 %	- 3 %

Les revenus autorisés d'Elengy pour 2023 et 2024 pour le terminal de Montoir s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

Montoir, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)	41,5	42,7
Charges de capital normatives	34,4	34,8
Provisions pour démantèlement	1,5	1,5
Charges d'énergie	5,5	5,4
Reliquat du CRCP antérieur	- 5,8	- 5,8
Lissage ATTM6	1,1	-0,1
Apurement du CRCP	-0,4	0,1
Revenu autorisé	77,8	78,6
<i>Reliquat de CRCP</i>	3,5	3,0

Les revenus autorisés d'Elengy pour 2023 et 2024 pour le terminal de Fos-Tonkin s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)	14,0	14,4
Charges de capital normatives	3,5	4,0
Provisions pour démantèlement	-	-
Charges d'énergie	1,6	1,6
Reliquat du CRCP antérieur	-0,6	-0,6
Lissage ATTM6	-0,8	-1,4
Apurement du CRCP	-0,5	-0,4
Revenu autorisé ajusté	17,2	17,4
<i>Reliquat de CRCP</i>	0,3	0,3

Les revenus autorisés d'Elengy pour 2023 et 2024 pour le terminal de Fos-Cavaou s'établissent donc comme indiqué ci-dessous :

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2023	2024
Charges nettes d'exploitation (hors énergie)	40,9	42,0
Charges de capital normatives	82,1	82,3
Provisions pour démantèlement	1,9	1,9
Charges d'énergie	5,4	5,0
Reliquat du CRCP antérieur	- 2,7	- 2,7
Lissage ATTM6	0,5	0,4
Apurement du solde du CRCP	-3,2	-3,6
Revenu autorisé ajusté	124,9	125,2
<i>Reliquat de CRCP</i>	- 11,3	- 10,9

Les soldes des CRCP des terminaux issus du plafonnement du coefficient « k » non apuré sont reportés à la fin de la période tarifaire.

4.3 Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2023

La CRE fixe des évolutions tarifaires suivantes :

- pour le terminal de Montoir, une augmentation de 7,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Notamment le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit à 0,551 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, une augmentation de 7,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Notamment le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit à 0,818 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une augmentation de 1,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Notamment le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit à 1,306 €/MWh déchargé.

4.4 Qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service des opérateurs a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des infrastructures dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché du gaz.

Les indicateurs ne sont pas incités financièrement, mais pourront le devenir lors du prochain tarif.

Elengy a communiqué à la CRE les résultats pour l'année 2021. Les indicateurs transmis par Elengy pour l'année 2021 sont globalement satisfaisants et aboutissent aux résultats suivants :

- Réduction de la capacité de déchargement :

La capacité de déchargement a été réduite de 8,9% sur Montoir de Bretagne, soit de 10 967 GWh sur 122 862 GWh souscrits au cours de l'année 2021. Fos Cavaou et Fos Tonkin n'ont pas vu leur capacité de déchargement diminuer pendant 2021.

- Réduction de la capacité de stockage :

Un réservoir de stockage du terminal Montoir de Bretagne a été rendu indisponible pour les travaux de maintenance pendant 18 jours en 2021, ce qui correspond à une réduction de 1,6% de la capacité. Fos Cavaou et Fos Tonkin n'ont pas vu leur capacité de stockage diminuer pendant 2021.

- Reduction de la capacité de regazéification :

L'indicateur comptabilise la capacité de regazéification quotidienne non disponible rapportées à la capacité quotidienne de regazéification. Le calcul est effectué sur tous les jours de l'année. La capacité de regazéification a été réduite de 21,5% sur Montoir de Bretagne, de 5,9% sur Fos Cavaou et de 8,0% sur Fos Tonkin au cours de l'année 2021.

- Respect du programme de maintenance :

Le programme de maintenance a été respecté à 98,9% pour Montoir, à 100% pour Fos Tonkin et à 97,5% pour Fos Cavaou.

- Fourniture d'information sur les incidents techniques :

Les forces majeures et avis d'instructions opérationnelles sont publiés sur le site internet d'Elengy et de Fosmax LNG.

- Emission de méthane :

Les émissions de méthane n'ont pas été très élevées sur les terminaux d'Elengy et correspondaient à 0,0088 gCH₄/kWh PCS pour Montoir de Bretagne, 0,0250 gCH₄/kWh PCS pour Fos Tonkin et 0,0005 gCH₄/kWh PCS pour Fos Cavaou.

- Emission de gaz à effet de serre :

Les émissions de gaz à effet de serre ont été les plus élevées sur Fos Tonkin et correspondaient à 1,725 gCO_{2e}/kWh PCS en 2021. Les émissions ont atteint 0,926 gCO_{2e}/kWh PCS et 0,175 gCO_{2e}/kWh PCS sur Montoir de Bretagne et Fos Cavaou respectivement.

4.5 Mise à jour des trajectoires de référence pour 2023 et 2024 et prise en compte de l'augmentation des charges nettes d'exploitation induites par le taux d'utilisation élevé des terminaux

Les charges d'énergie pour les trois terminaux méthaniers régulés, principalement liées à l'achat d'électricité nécessaire au fonctionnement des pompes du système de regazéification du GNL, sont prises en compte dans les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs. Elles sont fondées sur les estimations des prix de l'électricité et du CO₂, ainsi que sur les hypothèses d'utilisation des capacités de regazéification de chaque terminal.

La délibération ATTM6 prévoit la mise à jour bisannuelle des trajectoires de référence de certains des postes partiellement couverts au CRCP. La présente délibération fait évoluer la couverture des charges d'énergie à 90 % (cf. partie 3.2). Les montants mis à jour par la CRE, fixés dans les paragraphes suivants, sont rappelés en annexe 3 de la présente délibération.

4.5.1 Poste « énergie et quotas de CO₂ »

Montoir de Bretagne

Elengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Énergie et quotas de CO₂ » s'établira en 2023 à 22,8 M€ (dont 2,9 M€ de quotas de CO₂), à comparer au niveau de 5,5 M€ (dont 0,8 M€ de quotas de CO₂) retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2024, Elengy anticipe un niveau de charges de 23,1 M€ (dont 3 M€ de quotas de CO₂) à comparer au niveau de 5,4 M€ (dont 0,8 M€ de quotas de CO₂) retenu dans la trajectoire tarifaire. Elengy justifie ses prévisions, d'une part, par un taux d'utilisation revu à la hausse par rapport aux hypothèses tarifaires qui conduit à une forte hausse des volumes de consommation d'électricité, conjugué d'autre part à la très forte augmentation du prix de l'électricité constatée ces derniers mois, et d'autre part, par une hausse du prix de la tonne de CO₂.

Montoir-de-Bretagne – Charges d'énergie demandées

Poste « Énergie et quotas de CO ₂ » (demande)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	4,7	19,8	+15,1	4,5	20,1	+15,6
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
CO₂	0,8	2,9	+2,1	0,8	3	+2,2
Total charges d'énergie	5,5	22,8	+17,3	5,4	23,1	+17,7

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- le prix de l'électricité 2023 est revu à la baisse pour prendre en compte l'écrêtement moindre des droits ARENH par rapport à la prévision d'Elengy ;
- le prix de l'électricité 2024 est revu à la baisse au vu de la baisse des prix de marché concernant cette année.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Montoir-de-Bretagne – Charges d'énergie retenues

Poste « Énergie et quotas de CO ₂ » (retenu par la CRE)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	4,7	17,9	+13,2	4,5	12,9	+8,4
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
CO₂	0,8	2,9	+2,1	0,8	3	+2,2
Total charges d'énergie	5,5	20,9	+15,4	5,4	15,9	+10,5

Fos Tonkin

Elengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Énergie et quotas de CO₂ » s'établira en 2023 à 5,1 M€, à comparer au niveau de 1,6 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2024, Elengy anticipe un niveau de charges de 5,1 M€ à comparer au niveau de 1,6 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire.

Elengy justifie ses prévisions de charges d'électricité par une très forte hausse des prix de l'électricité pour les deux années concernées par rapport aux prix attendus lors de l'établissement de la trajectoire tarifaire, ainsi qu'une hausse des volumes de consommation d'électricité, lié à un taux d'utilisation du terminal supérieur aux hypothèses tarifaires.



Fos Tonkin – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO2 » (demande)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	1,6	5,1	+3,5	1,6	5,1	+3,5
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- les volumes de consommation d'énergie prévus pour les années 2023 et 2024 sont réévalués en cohérence avec le taux d'utilisation anticipé pour ces deux années ;
- le prix de l'électricité 2023 est revu à la baisse pour prendre en compte l'écrêtement moindre des droits ARENH par rapport à la prévision d'Elengy ;
- le prix de l'électricité 2024 est revu à la baisse au vu de la baisse des prix de marché concernant cette année.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Fos Tonkin – Charges d'énergie retenues

Poste « Energie et quotas de CO2 » (retenu par la CRE)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	1,6	4,5	+2,9	1,6	3,2	+1,6
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

Fos Cavaou

Elengy estime dans son dossier tarifaire que le poste « Energie et quotas de CO2 » s'établira en 2023 à 21,8 M€, à comparer au niveau de 5,4 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire. Pour 2024, Elengy anticipe un niveau de charges de 22,6 M€ à comparer au niveau de 5 M€ retenu dans la trajectoire tarifaire.

Elengy justifie ses prévisions de charges d'électricité par un taux d'utilisation revu à la hausse par rapport aux hypothèses tarifaires qui conduit à une forte hausse des volumes de consommation d'électricité, conjugué à une augmentation du prix de l'électricité.

Fos Cavaou – Charges d'énergie demandées

Poste « Energie et quotas de CO2 » (demande)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	5,4	21,8	+16,4	5	22,6	+17,6
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

La CRE retient plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- le prix de l'électricité 2023 est revu à la baisse pour prendre en compte l'écrêtement moindre des droits ARENH par rapport à la prévision d'Elengy ;



- le prix de l'électricité 2024 est revu à la baisse au vu de la baisse des prix de marché concernant cette année.

En conséquence, le niveau retenu par la CRE concernant les charges d'énergie est le suivant :

Fos Cavaou – Charges d'énergie retenues

Poste « Energie et quotas de CO2 » (retenu par la CRE)	2023			2024		
	Tarif	Prév.	Var.	Tarif	Prév.	Var.
Electricité (M€)	5,4	19,6	+14,2	5	14,2	+9,2
Volumes (GWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Prix (€/MWh)	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]

4.5.2 Charges de R&D&I

La trajectoire de charges liées à la R&D a été fixée lors de l'ATTM6 à 813 k€ et 821 k€ pour 2021 et 2022 respectivement. Dans le bilan d'exécution du programme, la CRE a constaté le dépassement de la trajectoire initialement prévue par le tarif. L'opérateur a dépensé 891 k€ en 2021 pour la sécurité industrielle, la performance des actifs dans la transition et les études d'adaptation aux nouveaux gaz. En 2022, Elengy a dépensé 833 k€ sur ce même poste.

Pour 2023 et 2024, Elengy demande un budget de R&D&I de 1,225 k€/an, ce qui représente une hausse de 53% par rapport au budget fixé lors de l'ATTM6. Elengy justifie cette augmentation par les besoins suivants :

Sécurité industrielle, intégrité des actifs et performance des ouvrages : Elengy souhaite rendre éco-responsables ses sites, poursuivre les travaux visant à améliorer les outils de modélisation des phénomènes dangereux, assurer la maintenance prédictive à partir de data science, et prévenir des accidents en agissant sur le facteur humain ;

Emissions de méthane : Elengy adhère au partenariat OGMP 2.0 afin de quantifier les émissions de méthane des terminaux méthaniers par une méthode de type « top down » et souhaite quantifier les imbrulés des torches ainsi que l'étanchéité des réservoirs de Montoir et de Fos Tonkin.

Nouveaux gaz : Elengy souhaite mener des études sur la liquéfaction de biométhane, la capture par anti-sublimation de CO2 spécifique aux regazéificateurs à combustion du site de Montoir. Elengy souhaite également préparer ses terminaux à l'hydrogène (en menant une étude de comptabilité des installations) et répondre à des appels à projet Zone Industrielle Bas Carbone (ZIBaC) afin d'accompagner les territoires industriels dans leur transformation écologique.

La CRE considère que le niveau de dépenses de R&D&I demandé par Elengy est justifié et cohérent avec ses activités, tant en termes de coûts que de périmètre. En conséquence, la CRE retient ces dépenses dans la trajectoire, soit un montant de 2,45 M€ sur la période.

4.5.3 Hypothèses de souscriptions de capacités pour les années 2023 et 2024

Capacités de regazéification

La délibération ATTM6 prévoit que les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification, sont couverts à 75 % au CRCP. Les prévisions de souscriptions de capacités de regazéification proposées par les opérateurs des terminaux pour la seconde période des tarifs ATTM6 correspondent aux souscriptions déjà présentes en portefeuille pour les terminaux de Montoir de Bretagne et Fos Tonkin. En ce qui concerne Fos Cavaou, des capacités additionnelles ont été mises à disposition par dégoulottage technique du terminal en 2022. Ainsi, les capacités de regazéification ont atteint 100 TWh en 2022 et vont augmenter jusqu'à 113 TWh en 2023 et 117 TWh en 2024.



Souscriptions de déchargement demandées

(en TWh)	2023 (prévisionnel)		2024 (prévisionnel)	
	Tarif	Prév.	Tarif	Prév.
Montoir-de-Bretagne Capacité technique maximale (CTM) : 123 TWh	123	123	123	123
Fos Tonkin CTM : 18 TWh	18	18	18	18
Fos Cavaou CTM : 113 TWh en 2023 et 117 TWh en 2024	89,2	113,6	89,2	117,2

L'ensemble des capacités commercialisables annuelles des trois terminaux a été alloué en 2023 et en 2024, y compris les nouvelles capacités créées à la suite du dégoulotage du terminal de Fos Cavaou.

Au vu de ces éléments, la CRE considère que les hypothèses de souscriptions proposées par Elengy et Fosmax LNG sont cohérentes.

Service de rechargement de bateaux

Compte tenu du fort besoin de l'Europe en GNL, l'opérateur ne prévoit aucune activité de rechargement sur les trois terminaux.

4.5.4 Prise en compte des charges supplémentaires, hors énergie, induites par l'augmentation des capacités de regazéification et du taux d'utilisation des terminaux régulés

La CRE constate que, depuis le début de 2022, les trois terminaux méthaniers d'Elengy fonctionnent au maximum de leurs capacités.

En outre, grâce à un ensemble de décisions réglementaires et d'optimisations, Elengy a pu augmenter la capacité technique maximale du terminal de Fos Cavaou de 100 TWh initialement, à 111 TWh en 2022, 113,6 TWh en 2023, puis 117,2 TWh à partir de 2024. Ces nouvelles capacités ont été entièrement souscrites.

Les trajectoires des charges d'exploitation fixées dans la délibération ATTM6 ne prenaient en compte ni un taux d'utilisation si élevé, ni l'augmentation de capacité du terminal de Fos Cavaou. Pour s'adapter rapidement à cette nouvelle situation et opérer les terminaux au maximum de leurs capacités, Elengy doit supporter des charges supplémentaires exceptionnelles, notamment des charges de maintenance, de personnel et de consommables. La CRE estime qu'au total ces charges ne devraient pas excéder 5 M€ par an durant les deux prochaines années.

La CRE considère que, dans un contexte de crise d'approvisionnement, les gestionnaires de terminaux méthaniers doivent être efficacement incités à maximiser leurs capacités de regazéification. Les trajectoires de charges d'exploitation fixées dans la délibération ATTM6 ne couvrant pas les charges additionnelles induites par le haut niveau d'activité des terminaux, la CRE prendra en compte 5 M€ de charges supplémentaires annuelles au titre de 2023 et 2024.

5. TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES REGULES A PARTIR DU 1^{ER} AVRIL 2023

5.1 Obligation de paiement des capacités souscrites (ship-or pay)

Les expéditeurs ont une obligation de paiement des tarifs appliqués à 100 % des quantités et du nombre de déchargements et de rechargements souscrits.



5.2 Services proposés aux terminaux

5.2.1 Service de déchargement intégré

Les opérateurs proposent un service de déchargement intégré, qui outre la capacité de déchargement de la cargaison, donne droit à des capacités de stockage du GNL en cuve, et de regazéification pour émission sur le réseau de transport.

Le gaz déchargé entre dans le stock en cuve de l'expéditeur, puis est progressivement regazéifié et émis sur le réseau de transport. A la place de cette émission sur le réseau de transport, l'expéditeur peut utiliser son gaz en stock dans le cadre d'autres services du terminal tels que :

- le rechargement de cargaison (cf. paragraphe 5.2.3) ;
- le chargement de camion-citerne (cf. paragraphe 5.2.4) ;
- le chargement de microméthanier (cf. paragraphe 5.2.4).

La souscription de capacités de regazéification, via le service de déchargement intégré, entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrées correspondantes sur le réseau de transport auprès de GRTgaz.

Service de base

Ce service est accessible à tout expéditeur dès la première souscription. Il permet de souscrire un déchargement pour le mois M jusqu'au 20 du mois M-1. Les expéditeurs ayant souscrit des capacités annuelles ou trimestrielles (cf. paragraphe 6.2.1.2) en bénéficient automatiquement, à hauteur de la capacité annuelle (respectivement trimestrielle) souscrite. Par ailleurs, un expéditeur peut réserver un déchargement via le service de base parmi les créneaux libres après établissement du programme annuel.

Le niveau de stock de fin de mois (niveau d'inventaire) d'un expéditeur à un terminal est déterminé selon les règles suivantes :

- si un déchargement est prévu pour cet expéditeur pour le mois M+1, son niveau de stock de fin de mois M est déterminé en supposant une émission uniforme de la dernière cargaison déchargée au cours du mois M jusqu'au jour de déchargement de la première cargaison du mois M+1 ;
- si aucun déchargement n'est prévu pour le mois M+1, le niveau de stock de fin de mois M d'un expéditeur est déterminé en supposant une émission uniforme de la dernière cargaison déchargée au cours du mois M jusqu'au dernier jour du mois M+1.

La répartition de l'émission physique du terminal entre les expéditeurs est faite en fonction des volumes de GNL déchargés et rechargés au cours du mois sur le terminal méthanier, ainsi que du niveau de stock de début de mois et du stock fin de mois prévisionnel.

Afin de minimiser les impacts d'une cargaison isolée sur les autres clients du terminal, les opérateurs peuvent anticiper, à leur initiative, le début de l'émission de cette cargaison (dans la limite de deux jours). Dans ce cas, l'expéditeur concerné n'a pas l'obligation de disposer d'une garantie correspondant aux volumes d'émissions anticipées.

Le tarif applicable aux souscriptions via ce service est composé :

- d'un terme de nombre d'accostages (TNA, en €/accostage)
- d'un terme de quantité déchargée (TQD, en €/MWh)
- d'un terme en nature (en % de la quantité effectivement déchargée).

Réservation d'un trimestre pour l'année N+1

Ce service permet de souscrire un déchargement intégré de navire pour un trimestre ciblé de l'année suivante. Il est commercialisé à compter de l'année N-1 pour un déchargement au cours d'un trimestre de l'année N.

Pour chaque terminal, le niveau de capacités commercialisable dans le cadre de ce service correspond à la différence entre la capacité disponible au terminal (soit 3/12^e de la capacité annuelle non souscrite) et le niveau des indisponibilités pour maintenance prévues à date pour ce trimestre, un coefficient de sécurité de 50 % étant appliqué à cette différence. Pour un trimestre donné de N le niveau de capacités commercialisables pour la réservation trimestrielle est donc défini comme suit :

$$\text{Niveau commercialisable} = 0,5 \times \left[\frac{3}{12} \times \text{capacité annuelle non souscrite} - \text{Indisponibilité prévisionnelle} \right]$$

Pour chaque terminal, le service de réservation trimestrielle de capacités ne concerne que les années pour lesquelles il reste de la capacité disponible.

Le souscripteur du service de réservation trimestrielle de capacités s'acquitte de l'ensemble des termes tarifaires définis dans le service de base de déchargement intégré. Le terme de quantité déchargée (TQD), est majoré de 0,1 €/MWh.

Les réservations trimestrielles de capacités sont prises en compte dans l'établissement du programme annuel de déchargement. En cas de conflit de date de déchargement au cours de l'élaboration du programme annuel, la priorité est laissée au souscripteur de long-terme par rapport au souscripteur trimestriel, tout en garantissant un créneau au souscripteur trimestriel.

Service spot

Ce service est réservé aux déchargements souscrits, pour un mois M donné, après le 20^{ème} jour du mois M-1.

La souscription s'effectue sur la base des capacités disponibles dans le programme mensuel à la date de la souscription.

Le profil d'émission d'une cargaison *spot* est déterminé par l'opérateur lors de la demande de l'expéditeur, et calculé de manière à correspondre à la demande de l'expéditeur, sous réserve que son impact sur les émissions journalières des autres expéditeurs, afin de faire la place nécessaire dans les cuves avant la date d'arrivée de la cargaison, ne dépasse pas 35 GWh/j.

Dans le cadre d'une opération de déchargement *spot*, l'opérateur peut décider, à son initiative, d'anticiper l'émission associée, dans la limite de deux jours, afin d'en limiter l'impact sur les autres clients. Dans ce cas, l'expéditeur concerné n'a pas l'obligation de disposer d'une garantie correspondant aux volumes d'émissions anticipés.

Le service est facturé selon des modalités similaires à celles du service de base, à l'exception du terme de quantité déchargée (TQD) qui est égal à 75 % du TQD du service de base.

Option bandeau

La souscription de cette option entraîne l'émission d'une cargaison sous forme d'un bandeau d'émission constante, sur une durée de 20 à 40 jours à partir de la date de déchargement de la cargaison. Cette durée est définie lors de la souscription de l'option bandeau, sur la base de la demande de l'expéditeur concerné et selon les possibilités techniques du terminal.

Cette option est accessible à tout expéditeur disposant d'une souscription au service de base, à partir de la publication du programme annuel de déchargements par l'opérateur et jusqu'à la demande de programme mensuel pour le mois de déchargement (avant le 20 de M-1), selon le principe du premier arrivé/premier servi.

L'option bandeau n'est pas accessible par l'expéditeur *spot* au cours du mois M de déchargement, en revanche, cet expéditeur y a accès pour émettre la quantité de GNL résiduelle pour le mois M+1.

Pour chaque terminal, un expéditeur peut souscrire au plus une cargaison en option bandeau par mois et une quantité annuelle de 12 TWh en option bandeau.

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées avec l'option bandeau ne peut pas être supérieure à 20 % de la capacité totale mensuelle de regazéification du terminal.

Services de stockage dédié et spécifique

Une partie des volumes disponibles en cuve aux terminaux de Montoir et Fos Cavaou est réservée pour les services de stockage dédié et de stockage spécifique.

Les dispositifs de stockage dédié et de stockage spécifique consistent en la mise à l'écart d'une partie des volumes de stockage du terminal pour les mettre à disposition des expéditeurs. Les volumes en cuve détenus par ce biais sont à la libre disposition des expéditeurs : le GNL peut donc être regazéifié et émis sur le réseau de transport ou bien utilisé dans le cadre d'activités de détail (rechargement, soutage, chargement de camion-citerne).

Les modalités du stockage dédié, qui est un service gratuit, sont les suivantes :

- au terminal de Montoir, 625 GWh de volume en cuve est réservé pour le dispositif de stockage dédié ;
- au terminal de Fos Cavaou, 100 GWh de volume en cuve est réservé pour le dispositif de stockage dédié ;
- dans le cadre du « service de base » les expéditeurs souscrivant des capacités annuelles et pluriannuelles de déchargement obtiennent une allocation gratuite et automatique d'une part du volume total de stockage dédié annuel, au prorata de leurs souscriptions. Les expéditeurs qui n'ont pas de souscription annuelle n'ont pas accès au stockage dédié par le biais de leurs souscriptions.

Le volume de stockage dédié à chaque terminal pourra être revu lors de la mise à jour tarifaire, sur la base des travaux qui auront été menés en Concertation.

Les modalités du stockage spécifique, qui est un service payant, sont les suivantes :

- lorsqu'une partie du volume de stockage dédié reste libre à l'issue de l'établissement du programme annuel, une fenêtre de commercialisation de ce volume résiduel est ouverte au cours du mois de décembre N-1 pour l'année N. Cette fenêtre est ouverte à tous les expéditeurs et proposée à la vente sous forme annuelle. Pour chaque terminal les capacités de stockage ainsi commercialisées sont tarifées au prix du terme de quantité stockée, TQS ;
- si des capacités de stockage sont toujours disponibles à l'issue du guichet annuel de décembre N-1, celles-ci sont remises en vente, sous forme mensuelle ou pour le restant de l'année, à l'occasion de chaque programme mensuel. A cette occasion le stockage spécifique peut être réservé pour le reste de l'année (du mois M+1 jusqu'au mois de décembre de l'année N) ou uniquement pour le mois M+1. Pour chaque terminal le tarif correspond au terme de quantité stockée, TQS. Si les volumes ne trouvent pas preneur, ils sont réintégrés au stock mutualisé pour le mois considéré.

Prolongation d'inventaire en M+2 pour les activités de GNL de détail (*small-scale*)

Ce service permet aux acteurs ayant des capacités de chargement de camions-citernes ou de microméthaniers de garder du GNL en stock jusqu'au mois M+2 suivant un déchargement en M.

Les modalités opérationnelles du service de prolongation d'inventaire en M+2 sont les suivantes :

- pour chaque terminal le volume en cuve dédié à ce service est de 50 GWh maximum ;
- le service est réservé aux acteurs du GNL de détail, c'est-à-dire justifiant d'une souscription de capacité pour le chargement de camions-citernes ou de microméthaniers le mois concerné par la prolongation d'inventaire ;
- l'expéditeur demande le recours à ce service au plus tard lors de l'établissement du programme mensuel du mois M+1 (soit le 20 du mois M) pour prolongation d'inventaire sur le mois M+2 ;
- le niveau de stock en cuve dont l'expéditeur peut demander la préservation pour le 1^{er} du mois M+2 ne peut être supérieur à la plus contraignante des conditions suivantes :
 - à la différence de son niveau de stock en cuve au 1^{er} du mois M+1 et de son solde des déchargements et rechargements programmés pour le mois M+1 ;
 - aux capacités de chargement de GNL de détail souscrites pour le mois M+2, nettes des déchargements souscrits au programme annuel pour ce même mois M+2 ;
 - au volume mis à disposition par terminal, de 50 GWh maximum.
- une fois le volume alloué pour M+2, le niveau prévisionnel de stock de fin de mois M+1 est utilisé pour calculer le ratio d'émission de l'expéditeur sur le mois M+1. Les reprogrammations éventuelles de l'expéditeur affectent ce niveau de stock de fin de mois à la hausse ou à la baisse ;
- pour chaque terminal le service est tarifé au prix du terme de quantité stockée (TQS).

Le volume alloué à ce service pour chaque terminal pourra être revu lors de la mise à jour tarifaire, sur la base des travaux qui auront été menés en Concertation.

5.2.2 Mécanismes relatifs à la programmation

Obligation de respect de la programmation

Les utilisateurs doivent se tenir à leur programmation. Tout non-respect de la programmation ayant des conséquences sur les autres utilisateurs, donne lieu à compensation. Ainsi, tout utilisateur annulant, au cours du mois M, un déchargement préalablement programmé pour le mois M se voit appliquer l'obligation de compenser, soit en gaz, soit financièrement, le ou les autre(s) utilisateur(s) dont l'émission a été réduite en conséquence.

Programmation mensuelle

Les détenteurs de capacités de regazéification doivent indiquer aux opérateurs, au plus tard le 20^e jour du mois M-1, leur demande de programme mensuel de déchargement pour le mois M ainsi que leur programme indicatif de déchargement pour les mois M+1 et M+2.

L'opérateur de terminal publie le 25^e jour du mois M-1 pour le mois M les capacités disponibles en prenant en compte les capacités souscrites ne faisant pas l'objet d'une demande de programmation. A titre indicatif, il publie également ces données pour les mois M+1 et M+2. Il met à jour ces informations quotidiennement.

Relâchement de capacité

Les détenteurs de capacités de regazéification peuvent renoncer explicitement lors du mois M à l'utilisation de leurs capacités pour les mois M+1 et M+2. Ces capacités restent dues par leur détenteur initial au titre de la clause de « *ship or pay* » jusqu'à leur réservation éventuelle par un autre expéditeur.

« Use it or lose it »

Si le programme du mois M ne fait apparaître aucune fenêtre de déchargement disponible, toute annulation d'un déchargement sans notification, hors cas de force majeure, est consignée, et le régulateur en est tenu informé. Lorsque l'intégralité des capacités du terminal est souscrite, une restitution des capacités souscrites par l'expéditeur concerné afin de libérer des capacités dans le terminal peut alors être exigée par la CRE, après analyse au cas par cas.

En cas de congestion constatée pour l'accès aux capacités de regazéification du terminal, et à la demande de la CRE, l'opérateur du terminal lui communiquera tous les éléments relatifs aux demandes de réservation sur la période concernée par la congestion.

Afin de permettre un fonctionnement efficace du mécanisme d'UIOLI, les opérateurs devront publier sur leur site internet, a minima les données suivantes :

- les capacités commercialisables du terminal pour les mois restants de l'année en cours ;
- les capacités souscrites du terminal pour les mois restants de l'année en cours ;
- le nombre prévisionnel de créneaux de déchargement disponibles pour les mois restants de l'année en cours.

Cette publication mensuelle sera complétée par une publication annuelle agrégée :

- des capacités commercialisables du terminal, pour les années restantes jusqu'à la fin de période de commercialisation du terminal ;
- des capacités disponibles du terminal, pour les années restantes jusqu'à la fin de période de commercialisation du terminal.

Les opérateurs de terminaux donnent accès à la CRE au système d'information commercial permettant de contrôler les annulations de déchargement, les reports et les anticipations d'émission.

Compte de souscription

Le compte de souscription (CS) permet de créditer les opérations non programmées ou annulées avec un préavis suffisant. Ce compte peut ensuite être débité pour programmer des opérations à court terme.

Les modalités applicables sont les suivantes :

- le CS est crédité des termes fixes et variables (nombre de déchargements et quantités déchargées) des opérations non programmées lors de l'élaboration des programmes annuels ainsi que des opérations annulées avant le 20 du mois M-2 pour le mois M ;
- le CS est utilisable pour un mois M lors de l'établissement du programme mensuel pour ce mois ou en intra-mensuel ;
- le CS ne peut jamais être négatif ;
- le CS est remis à « zéro » chaque année ou à la fin de chaque période de facturation, soit au moins une fois par an ;
- le CS est cessible par les expéditeurs sur le marché secondaire.

Pooling

Ce service permet à tout expéditeur, disposant de capacités souscrites dans au moins un des trois terminaux régulés et n'ayant pas prévu de les utiliser en totalité le mois M, d'utiliser une partie de ces capacités dans un des autres terminaux régulés, en accédant, sur la base d'un tarif spécifique, aux capacités encore disponibles après le 20^e jour du mois M-1 dans ce second terminal.

Le montant P dû par l'expéditeur pour la souscription dans le second terminal via le *pooling* est le suivant :

$$P = \max([S - C] ; 0) + \max(10 \% * S ; TNA) \text{ avec :}$$

- S : coût de la souscription dans le second terminal, sans *pooling* ;
- C : crédit de *pooling* = coût des capacités souscrites non utilisées dans l'autre terminal ;
- TNA : le terme d'accostage du second terminal.

Ainsi, le prix de l'opération de *pooling* ne peut pas être inférieur au maximum entre le TNA et 10 % du prix de la souscription sans *pooling*.

5.2.3 Autres services régulés

Service de rechargement de cargaisons

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL qu'il possède en cuve du terminal dans un navire.

Le tarif applicable à ce service est composé :

- d'un terme fixe d'accostage (TNA, en €/accostage),
- d'un terme fixe de rechargement (TFR, en €/rechargement)
- d'un terme variable fonction de la quantité contractuelle rechargée (TQR, en €/MWh).

Il est dédié au chargement de navires d'une capacité de plus de 40 000 m³, l'activité de chargement des microméthaniers faisant l'objet d'un service spécifique non régulé (cf. paragraphe 6.2.4.3).

Point d'échange de GNL en cuve

Il existe un point d'échange de GNL dans chaque terminal méthanier permettant aux utilisateurs d'échanger des quantités de GNL en cuve entre eux.

Les modalités de fonctionnement des points d'échange de GNL en cuve sont définies par l'opérateur, sur des bases objectives, transparentes et non discriminatoires, communiquées à la CRE et rendues publiques sur le site internet de l'opérateur.

Le tarif d'accès aux points d'échange de GNL en cuve comprend :

- un terme fixe, égal au maximum à 500 € par mois et par point d'échange ;
- un terme proportionnel aux quantités échangées, égal au maximum à 0,01 €/MWh.

Marché secondaire des capacités de regazéification

Les capacités de regazéification commercialisées par les opérateurs sont cessibles entre utilisateurs, en partie ou en totalité. Les opérateurs ne facturent à ce titre aucun montant à l'acheteur et/ou au vendeur.

Prestations spécifiques

Les prestations spécifiques proposées par les opérateurs, par exemple l'homologation des navires méthaniers, sont décrites dans un catalogue de prestations publié sur le site internet de l'opérateur, qui précise le tarif applicable à chaque prestation.

5.2.4 Services non régulés

En plus des services qui font l'objet de la régulation tarifaire, les opérateurs proposent un ensemble de services non régulés : les modalités de ces services, dont leur prix, sont définies par les opérateurs eux-mêmes, de manière non discriminatoire.

Transbordement

Ce service permet à l'expéditeur de transférer du GNL directement d'un navire à un autre, sans utiliser la cuve de stockage du terminal.

Chargement de camions-citernes

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL en sa possession dans la cuve de stockage du terminal dans un camion.

Chargement de microméthaniers

Ce service permet à l'expéditeur de charger du GNL en sa possession dans la cuve de stockage du terminal dans un microméthanier (de capacité inférieure ou égale à 40 000 m³).

5.3 Autres dispositions communes aux terminaux

5.3.1 Prélèvement de gaz en nature

Les prélèvements de gaz en nature sont effectués pour chaque terminal en fonction du terme de gaz en nature TN appliqué à la quantité de GNL effectivement déchargée par chaque utilisateur d'un terminal (exprimée en MWh par an).

Un bilan a minima annuel de l'utilisation du prélèvement de gaz en nature sera réalisé par l'opérateur. S'il s'avère que la quantité de gaz prélevée est plus importante que la quantité de gaz consommée par le terminal méthanier, l'opérateur restituera, soit physiquement, soit financièrement, le surplus de gaz aux expéditeurs ayant déchargé du GNL sur ce terminal pendant l'année écoulée, au prorata des quantités déchargées. S'il s'avère que la quantité de gaz prélevée n'est pas suffisante pour couvrir la consommation du terminal, le solde déficitaire de l'année N est reporté sur le bilan d'ouverture de l'année N+1.

Dans l'éventualité où l'opérateur du terminal anticiperait un niveau d'émission prévisionnel inférieur au débit minimum nécessaire à la réincorporation des évaporations, il pourra être amené à augmenter les quantités de gaz prélevées au-delà du terme TN fixé dans la présente délibération tarifaire. L'opérateur devra informer la CRE et les utilisateurs du terminal en amont de cette augmentation.

Dans certaines conditions opérationnelles, les terminaux méthaniers sont susceptibles de recourir à des consommations supplémentaires de gaz en nature. En effet, en deçà d'un débit d'émission minimum, et en l'absence de compresseur des gaz d'évaporation, les opérateurs de terminaux sont contraints de torcher pour partie les évaporations du GNL stocké dans les réservoirs, à défaut de pouvoir les réintégrer dans les émissions de gaz vers le réseau de transport.

Dans ce cas, les quantités complémentaires de gaz torchées sont allouées à l'ensemble des utilisateurs du terminal concerné, en proportion de la différence, pour chacun d'entre eux, entre un seuil de 50 % des quantités programmées au déchargement lors du programme annuel notifié en décembre et les quantités nettes effectivement déchargées, c'est-à-dire en déduisant les quantités rechargées, sur la période considérée.

Au terminal de Montoir, un compresseur est disponible depuis avril 2017, afin de comprimer les gaz d'évaporation pour les émettre vers le réseau de transport. Lors de l'utilisation de ce compresseur, l'émission est répartie entre les clients en fonction de leurs quantités de GNL en stock le premier jour de fonctionnement du compresseur.

5.3.2 Gestion des périodes d'arrêt des émissions

En cas d'absence durable de déchargements de GNL susceptible de porter atteinte aux conditions de maintien en froid d'un terminal, l'opérateur informe la CRE dans les meilleurs délais et lui propose les mesures envisagées après concertation avec les utilisateurs.

5.3.3 Modalités de partage de cargaison

Ce service permet à plusieurs expéditeurs de partager une opération de déchargement.

Ce service est facturé, sur la base des souscriptions des utilisateurs, selon les modalités suivantes :

- un terme fixe, facturé à chaque souscripteur, égal à TNA/N :
 - avec TNA égal au Terme du nombre d'accostages en vigueur pour le terminal concerné ;
 - et N égal au nombre d'utilisateurs ayant souscrit des capacités de regazéification au titre de l'opération de déchargement concernée ;
- un terme variable, facturé à chaque utilisateur, égal à $TQD \times Q_e$
 - avec TQD égal au Terme de quantité déchargée en vigueur pour le terminal concerné ;
 - et Q_e égal à la quantité souscrite par chaque utilisateur au titre de l'opération de déchargement concernée.

La somme des quantités souscrites par l'ensemble des utilisateurs partageant la cargaison doit être égale à la quantité totale déchargée.

5.4 Grilles tarifaires des terminaux

5.4.1 Définition des termes tarifaires

Les termes tarifaires applicables pour la période ATTM6 sont les suivants :

- TNA : terme de nombre d'accostage, acquitté pour chaque déchargement souscrit, qu'il s'agisse de plusieurs déchargements souscrits sur l'année dans le cadre de souscriptions de long-terme, ou bien d'un déchargement souscrit à court terme en *1^{er} arrivé, 1^{er} servi* ;
- TQD : terme de quantité déchargée, appliqué aux quantités souscrites destinées à être déchargées dans le terminal, exprimé en €/MWh ;
- TN : terme de gaz en nature, destiné à couvrir les consommations de gaz du terminal méthanier, en pourcentage du gaz déchargé ;
- TFR : terme fixe de rechargement, appliqué à chaque cargaison chargée sur le terminal méthanier, exprimé en € par chargement ;
- TQR : terme de quantité rechargée, appliqué aux quantités de GNL chargées, exprimé en €/MWh ;
- TB : terme bandeau optionnel, appliqué à la quantité souscrite en option bandeau, exprimé en €/MWh ;
- TQS : terme de quantité stockée optionnelle, appliqué à la quantité de stock souscrite, en €/MWh/mois.

5.4.2 Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,551 €/MWh Pour le service spot : 0,413 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,651 €/MWh
TN	0,5 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	60 000 € /chargement
TQR	0,343 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

5.4.3 Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,818 €/MWh Pour le service spot : 0,614 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,918 €/MWh
TN	0,4 % MWh



- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	40 000 € /chargement
TQR	0,343 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

5.4.4 Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,306 €/MWh Pour le service spot : 0,980 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 1,406 €/MWh
TN	0,1 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
TFR	120 000 € /chargement
TQR	0,324 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 € /MWh/mois

PROJET DE DECISION DE LA CRE

En application des dispositions de la délibération n° 2021-01 de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 07 janvier 2021 portant décision sur les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, les tarifs ATTM6 évoluent au 1^{er} avril 2023. La présente délibération définit les évolutions à compter du 1^{er} avril 2023, pour une durée d'environ deux ans, des grilles tarifaires s'appliquant aux terminaux méthaniers régulés.

La présente délibération fixe les évolutions à compter du 1^{er} avril 2023 des grilles tarifaires s'appliquant aux terminaux de Montoir de Bretagne, Fos Tonkin et Fos Cavaou en partie 4.3.

En application des modalités définies dans le paragraphe 2.2.3 de la délibération de la CRE du 7 janvier 2021 susvisée, les évolutions tarifaires moyennes au 1^{er} avril 2023 sont les suivantes :

- pour le terminal de Montoir, une augmentation de 7,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit notamment à 0,551 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, une augmentation de 7,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit notamment à 0,818 €/MWh déchargé ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une augmentation de 1,2 % du tarif unitaire moyen par rapport à la première période du tarif. Le terme tarifaire variable dit « de quantité déchargée » s'établit notamment à 1,306 €/MWh déchargé.

Les trajectoires mises à jour à retenir pour 2023 et 2024 concernant certains postes partiellement au CRCP sont présentées en annexe.

Par ailleurs, la CRE :

- modifie le terme de prélèvement en nature s'appliquant aux trois terminaux (dans les parties 3.1 et 4.3) ;
- modifie la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des terminaux ;
- prévoit la prise en compte de l'augmentation des charges nettes d'exploitation, hors énergie, induites par le taux d'utilisation très élevé des terminaux méthaniers en 2023 et en 2024.

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise :

- pour avis au Conseil supérieur de l'énergie ;
- à la ministre de la transition énergétique ainsi qu'au ministre de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique.

Délibéré à Paris, le 19 janvier 2023.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

ANNEXE 1 : TABLEAU DE SYNTHESE DE LA GRILLE TARIFAIRE

Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,551 €/MWh Pour le service <i>spot</i> : 0,413 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,651 €/MWh
TN	0,5 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	60 000 € /chargement
TQR	0,343 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,818 €/MWh Pour le service <i>spot</i> : 0,614 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 0,918 €/MWh
TN	0,4 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	40 000 € /chargement
TQR	0,343 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1er avril 2023

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,306 €/MWh Pour le service <i>spot</i> : 0,980 €/MWh Pour la réservation trimestrielle: 1,406 €/MWh
TN	0,1 % MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
TFR	120 000 € /chargement
TQR	0,324 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TB	0,07 €/MWh
TQS	1 € /MWh/mois

ANNEXE 2 : INDICATEURS DE SUIVI DE LA QUALITE DE SERVICE

En application des principes définis dans la partie « Cadre de régulation » de la présente délibération, un mécanisme de suivi de la qualité de service est mis en place concernant les maintenances des terminaux et l'environnement. Ce suivi est constitué d'indicateurs transmis par les opérateurs à la CRE et rendus disponibles sur leur site internet pour les utilisateurs des terminaux.

Les indicateurs suivants sont suivis par terminal sans faire l'objet d'une incitation financière :

- taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites ;
- taux de réduction annuel des capacités de stockage ;
- taux de réduction quotidien des capacités de regazéification ;
- respect du programme annuel de maintenance ;
- suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques pouvant conduire à une restriction des capacités des utilisateurs des terminaux méthaniers ;
- indicateurs relatifs à l'environnement :
 - émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz déchargé ;
 - fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l'évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz déchargé.

Le dispositif de régulation de la qualité de service pourra évoluer au cours de la période tarifaire ATTM6. Il pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

1. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à la maintenance

a. Taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités de déchargement souscrites	Capacité de déchargement annuelle ferme mise à disposition / capacité de déchargement annuelle ferme souscrite (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

b. Taux de réduction annuel des capacités de stockage

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction des capacités de stockage souscrites	Capacité de stockage annuelle mise à disposition / capacité technique de stockage annuelle (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

c. Taux de réduction quotidien de la capacité de regazéification

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Réduction de la capacité de regazéification	Capacité quotidienne de regazéification mise à disposition / capacité technique de regazéification journalière (une valeur suivie par terminal)	Calcul : quotidien Remontée à la CRE : Annuelle	1 ^{er} avril 2021

d. Respect du programme annuel de maintenance

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Respect du programme annuel de maintenance	Variation (en pourcentage) des restrictions de capacité publiées dans le programme de maintenance de l'année N publié en fin d'année N-1 et des restrictions de capacité réellement appliquées en N (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021

e. Suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques pouvant conduire à une restriction des capacités des utilisateurs des terminaux méthaniers

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Suivi de la mise à disposition d'informations en cas d'incidents techniques	Pour chaque incident : délai en nombre d'heures de la mise à disposition de l'information après la survenue de l'incident (une valeur suivie par terminal)	Annuelle (liste des incidents et délai pour chacun)	1 ^{er} avril 2021

2. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à l'environnement

Libellé de l'indicateur	Calcul de l'indicateur	Fréquence de remontée à la CRE et de publication	Date de mise en œuvre
Emissions de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz déchargé	Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz déchargé (une valeur suivie par terminal)	Annuelle	1 ^{er} avril 2021
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz déchargé	Emissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz déchargé (une valeur suivie par terminal)		1 ^{er} avril 2021

ANNEXE 3 : REFERENCE POUR LE CALCUL ET APUREMENT DU SOLDE DU CRCP

1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2021 à 2024, les charges de capital de référence prises en compte pour la mise à jour de la grille tarifaire à mi-période sont celles définies dans le tableau suivant :

CCN prévisionnelles, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	37,2	34,1	34,4	34,8
Fos Tonkin	1,9	3,1	3,5	4,0
Fos Cavaou	82,8	82,2	82,1	82,3

2. Mise à jour des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement)

Pour les années 2021 à 2024, les charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement) de référence prises en compte sont celles définies dans le tableau suivant :

CNE prévisionnelles, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	37,9	37,9	38,3	39,0
Fos Tonkin	12,6	13,1	12,9	13,1
Fos Cavaou	38,7	38,2	37,8	38,4

Pour les années 2023 et 2024, le montant pris en compte lors de la mise à jour annuelle de la grille tarifaire à mi-période est égal à la valeur de référence de l'année N :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année N	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année 2021. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile 2021, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2021 et l'année 2022, ou à défaut, sa meilleure estimation, définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2023, prise en compte dans le projet de loi de finances de l'année 2023 ;
- multipliée, pour l'année 2024, par l'inflation prévisionnelle du FMI pour l'année 2024.

3. Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel

Un terme de lissage permettant de prendre en compte l'écart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel, dont la valeur actualisée au taux sans risque à 1,7 % est nulle sur la période du tarif ATTM6, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ _{courants}	2021	2022	2023	2024
Montoir	5,6	-6,8	1,1	-0,1
Fos Tonkin	2,7	-0,6	-0,8	-1,4
Fos Cavaou	-0,6	-0,3	0,5	0,4

4. Calcul et apurement du solde du CRCP

Le solde global du CRCP est égal au montant à verser ou à déduire au CRCP pour l'année écoulée et l'année précédente, auquel s'ajoute le solde du CRCP non apuré au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, pour chaque année écoulée, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis ci-dessous. Tout ou partie de l'écart est versé au CRCP, la quote-part est déterminée en fonction du taux de couverture prévu par la présente délibération.

Montoir, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage,...)	75 %	80,7	66,3	77,8	78,6
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	36,6	33,4	33,5	33,9
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO2	100 %	-	-	5,5	5,4
	90 %*	4,4	5,5	20,9	15,9
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Dépenses de maintenance	100 % des charges non utilisées en fin de période	4,1	4,5	4,7	4,9

*A partir du 1^{er} avril 2023



Fos Tonkin, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage,...)	75 %	17,8	16,4	17,2	17,4
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	1,8	3,1	3,5	3,9
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO2	100 %	-	-	1,6	1,6
	90 %*	1,3	1,5	4,5	3,2
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0

*A partir du 1^{er} avril 2023

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, pooling, option bandeau, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou, ...)	75 %	123,8	123,8	158,5	164,6
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75 %	0	0	0	0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50 %	0	0	0	0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]	[confidentiel]
Charges de capital normatives « infrastructures »	100 %	81,2	80,2	79,6	79,8
Charges d'énergie motrice et écart entre recettes et charges liées aux quotas de CO2	100 %	-	-	5,4	5,0
	90 %*	3,8	4,6	19,6	14,2
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100 %	0,0	0,0	0,0	0,0
Programme biopolymères	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,4	0,4	0,4	0,4

*A partir du 1^{er} avril 2023



Siège, en M€ _{courants}	Taux	2021	2022	2023	2024
Charges de R&D	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,8	0,8	1,2	1,2
Référence pour le calcul des écarts de charges de capital « hors infrastructures » dus à l'inflation	100 %	2,2	2,8	3,4	3,4

Par ailleurs, s'agissant des charges nettes d'exploitation, pour les années 2021 à 2024, le montant pris en compte dans le calcul du solde du CRCP prend en compte la différence entre l'inflation prévisionnelle et l'inflation réalisée.

Ce montant est égal à la valeur de référence pour l'année *N* :

- divisée par l'inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année *N* ;

	2020	2021	2022	2023	2024
Inflation prévisionnelle entre l'année 2019 et l'année <i>N</i>	0,20 %	0,80 %	1,81 %	3,03 %	4,58 %

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2019 et l'année *N*. L'inflation réalisée est définie comme l'évolution de la valeur moyenne de l'indice des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référéncé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile *N*, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2019.