

DÉLIBÉRATION N°2025-05

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 janvier 2025 portant projet de décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ATTM7)

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

Les articles L. 452-2 et 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 installations de gaz naturel liquéfié (GNL). La CRE peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse des charges des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou, dit tarif ATTM6, est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021, en application de la délibération du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés¹, pour une durée d'environ quatre ans. Le nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dit tarif ATTM7, entrera en vigueur le 1^{er} avril 2025.

1. Principaux enjeux du tarif ATTM7

A la différence des réseaux de transport ou de distribution, les terminaux méthaniers ne constituent pas des monopoles naturels et sont en concurrence entre eux. La mise en service, déjà effective ou prévue dans les années à venir, de plusieurs grands terminaux en Europe et l'essor des nouveaux usages (soutage, transbordement, chargement de camions), tendent à renforcer la compétition européenne à laquelle les terminaux méthaniers régulés français sont exposés. Néanmoins, depuis 2022, l'arrêt des importations de gaz russe par gazoduc a rendu les terminaux essentiels à l'approvisionnement européen, entraînant de hauts niveaux de souscription et d'utilisation des terminaux européens. Pendant la crise de 2022-2023, les terminaux méthaniers français ont joué un rôle majeur pour la sécurité d'approvisionnement française et européenne. Ils ont permis à la France d'exporter des volumes significatifs de gaz vers l'Allemagne, la Belgique et l'Italie. Les terminaux méthaniers de régulés de Montoir et de Fos ont connu un taux d'utilisation supérieur à 90 %.

Les capacités de long terme des terminaux de Fos Tonkin, Montoir, et Fos Cavaou sont complètement souscrites, respectivement jusqu'en 2028, 2035 et 2040. Dans ce contexte, le maintien de l'attractivité et de la compétitivité des terminaux français est un enjeu particulièrement important.

La période tarifaire 2025-2028 devrait être marquée par la baisse tendancielle de la consommation de gaz naturel en France, telle que déjà observée depuis plusieurs années, et qui constitue un objectif de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Cette baisse s'est accélérée depuis 2022 sous l'effet des prix élevés, des efforts de sobriété des consommateurs de gaz et de la bascule de certains consommateurs de gaz naturel vers d'autres énergies.

Ainsi, face à la perspective de la sortie du gaz fossile en 2050, les incertitudes sur l'avenir des terminaux méthaniers régulés au-delà de 2035-2040 se sont accrues. C'est dans ce contexte qu'Elengy doit assurer la disponibilité à long terme de ses terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, en considérant qu'ils peuvent être très utilisés pendant des périodes prolongées. Garantir la sécurité des personnes et

¹ [Délibération n° 2021-01 de la Commission de régulation de l'énergie du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.](#)

des biens est un enjeu absolu, et Elengy doit maintenir un niveau de sécurité élevé sur ses infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des infrastructures physiques.

Le tarif ATTM7 prend en particulier en compte les importants travaux de rénovation du terminal de Montoir, âgé de plus de 40 ans, qui doivent être entrepris durant la période tarifaire pour assurer le bon fonctionnement du site et le respect de nouvelles exigences réglementaires. Le terminal de Fos Cavaou devra lui aussi être rénové, mais ce chantier ne débutera qu'après la fin de la période tarifaire ATTM7.

2. Cadre de régulation tarifaire

Amortissement de la base d'actifs régulés (BAR)

Dans son rapport « Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050 » publié en avril 2023², la CRE a mis en avant plusieurs mesures possibles pour faire face à la décroissance de la consommation du gaz naturel. Pour le tarif ATTM7, la CRE met en œuvre des mesures analogues à celles retenues pour les tarifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel, ATRT8³, ATRD7⁴ et ATS3⁵, soit :

- la désindexation de la BAR (auparavant indexée sur l'inflation) : les actifs des terminaux méthaniers entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025 sont comptabilisés à leur valeur nette comptable dans la BAR. La rémunération associée est définie et fixée en termes nominaux ;
- la réduction de la durée maximale d'amortissement des nouveaux actifs du terminal de Fos Cavaou à 20 ans, dans la continuité de la décision de l'ATTM6 concernant les actifs sur le site de Montoir.

Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et modalités de mise à jour des termes tarifaires

La CRE considère que la mise à jour uniquement biannuelle de l'ATTM justifie une évolution tarifaire de plus grande ampleur que pour les tarifs des autres infrastructures gazières.

Pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, le plafond de cette évolution à mi-période (le paramètre d'apurement k) passe ainsi de +/- 3 % à +/- 5 % pour permettre d'apurer plus rapidement le CRCP.

L'activité régulée du terminal de Fos Tonkin, en tant qu'installation de GNL, s'arrêtera à la fin de l'année 2028. Afin de limiter un éventuel CRCP résiduel en fin de période tarifaire, le tarif ATTM7 introduit une mise à jour tarifaire supplémentaire au 1^{er} avril 2028 et supprime la limite d'apurement du CRCP de Fos Tonkin dans le cadre de ces mises à jour tarifaires.

3. Niveau tarifaire

L'opérateur des terminaux méthaniers régulés, Elengy, a formulé une demande d'évolution tarifaire exposant ses coûts prévisionnels pour la période 2025-2028, ainsi que des demandes relatives au cadre de régulation et à la structure tarifaire. Parmi les éléments significatifs influant le niveau tarifaire, les demandes d'Elengy comprennent à la fois des hausses de charges de capital normatives (CCN) et de charges nettes d'exploitation (CNE). L'apurement du CRCP de la période ATTM6 a également un impact significatif.

Charges de capital normatives

² [Avenir des infrastructures gazières aux horizons 2030 et 2050, dans un contexte d'atteinte de la neutralité carbone, avril 2023.](#)

³ [Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga \(ATRT8\).](#)

⁴ [Délibération de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.](#)

⁵ [Délibération de la CRE du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane \(ATS3\).](#)

Elengy va poursuivre la rénovation du terminal de Montoir. Après avoir engagé la modernisation de son système de contrôle/commande et la rénovation des canalisations du terminal durant l'ATTM6, Elengy prévoit des travaux importants, dont le coût est évalué à environ 220 M€. Il s'agit, en particulier, de rénover la fonction de regazéification du terminal et d'accomplir des travaux de génie civil pour prolonger la durée de vie des installations. Ces travaux permettront en particulier de réduire la consommation de gaz et les émissions de CO₂ du terminal.

Le niveau des CCN dépend des modalités de rémunération des actifs d'Elengy.

Au cours des périodes tarifaires précédentes, le taux de rémunération de ces actifs retenu par la CRE était égal au taux de rémunération appliqué pour le tarif de transport de gaz, auquel s'ajoutait une prime liée à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers. Pour la période ATTM7, la CRE reconduit ces principes.

Pour l'ATTM6, la prime était fixée à 200 points de base pour tous les actifs de Fos Cavaou et Fos Tonkin ainsi que les actifs de Montoir entrés en service avant le 31 décembre 2020. Pour les nouveaux actifs de Montoir dont la durée d'amortissement a été réduite à 20 ans, soit les actifs entrés en service à partir du 1^{er} janvier 2021, la prime était fixée à 150 points de base.

Dans sa consultation publique, la CRE considérait que le fait de limiter la durée d'amortissement à 20 ans diminuait le risque des coûts échoués et conduisait en conséquence :

- pour les anciens actifs, à maintenir la prime à 200 points de base ;
- pour les nouveaux actifs de Montoir et de Fos Cavaou entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025, à appliquer une prime de 150 points de base.

Elengy demandait pour sa part une augmentation de cette prime de 150 à 250 points de base pour les nouveaux actifs des terminaux de Montoir et Fos Cavaou entrant en service à partir respectivement du 1^{er} janvier 2021 et du 1^{er} janvier 2025, du fait notamment de l'augmentation des risques commerciaux.

La CRE reconnaît que les nouveaux investissements dans les terminaux méthaniers se font dans un contexte de risque commercial accru du fait de la diminution prévisionnelle de la consommation de gaz en France dans un contexte de transition énergétique, incluant la sortie programmée du gaz fossile, et de la concurrence des autres terminaux méthaniers européens. Les souscriptions futures ne sont pas garanties au-delà de 2035 et 2040.

Ainsi, compte tenu des retours à la consultation publique, la CRE considère que pour les nouveaux investissements dans les terminaux méthaniers les risques de coûts échoués à long terme sont plus élevés. Cet effet est néanmoins contrebalancé par la baisse de la durée d'amortissement de ces derniers. Pour prendre en compte ces risques, la CRE retient en conséquence une prime de 200 points de base pour les nouveaux actifs⁶.

Charges nettes d'exploitation

S'agissant des CNE, Elengy demande une augmentation significative de ses moyens et de ses effectifs (121,6 M€/an en moyenne pour les CNE hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement durant l'ATTM7, contre 99,4 M€ réalisés en 2023). Elengy justifie cette augmentation par le besoin de renfort pour assurer la conduite opérationnelle des installations et gérer les chantiers de rénovation après deux années d'utilisation intensive des terminaux. Le niveau d'activité qui restera important et la mise en place de nouvelles réglementations conduisent également Elengy à prévoir des dépenses de maintenance supplémentaires.

La CRE prend en compte les besoins identifiés par Elengy, en retenant notamment une part importante des effectifs demandés par Elengy pour les terminaux de Fos. Néanmoins la CRE ajuste les projections d'activité de maintenance en cohérence avec le taux d'utilisation attendu des terminaux et avec une mise en œuvre efficace de la nouvelle réglementation sur les émissions de méthane.

La CRE retient pour le tarif ATTM7 une enveloppe de 461,1 M€ (115,3 M€/an en moyenne) pour les CNE hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement durant l'ATTM7. En prenant en compte

⁶ Actifs entrés en service à partir du 1^{er} janvier 2025. La rémunération des anciens actifs (entrés en service avant le 31 décembre 2024) reste identique à celle définie lors de l'ATTM6.

les charges d'énergie et les provisions pour démantèlement, la CRE retient une enveloppe de 544,1 M€ (136,0 M€/an en moyenne).

Chiffres clés 2025-2028 (€ courants)	Sites	Total ATTM7	Moyenne annuelle ATTM7	2023 réalisé (hors provisions pour risques et autres dépenses exceptionnelles)
Charges nettes d'exploitation (y.c. charges d'énergie et provisions pour démantèlement) (M€/an)	Montoir-de-Bretagne	232,3	58,1	55,6
	Fos Tonkin	67,0	16,8	16,3
	Fos Cavaou	244,8	61,2	56,6
	Tous sites confondus	544,1	136,0	128,5
Charges de capital normatives (M€/an)	Montoir-de-Bretagne	225,9	56,5	35,0
	Fos Tonkin	33,4	8,4	5,2
	Fos Cavaou	355,7	88,9	88,1
	Tous sites confondus	615,1	153,8	128,3

En plus de la couverture des CNE et des CCN d'Elengy, la CRE prend en compte l'apurement durant les quatre prochaines années des CRCP constitués durant la période ATTM6. Cet apurement est de +7,8 M€/an pour le terminal de Montoir, +1,3 M€/an pour Fos Tonkin et -15,7 M€/an pour Fos Cavaou.

L'inflation prévisionnelle retenue sur la période 2025-2028 est de 1,8 %/an.

La prise en compte de ces éléments (CNE, CCN, CRCP) conduit à un revenu autorisé annuel moyen sur l'ATTM7 par site synthétisé dans le tableau suivant :

Revenu autorisé du site en M€ / an	ATTM7
Montoir	122,3
Fos Tonkin	26,4
Fos Cavaou	134,5

4. Structure tarifaire

Compte tenu des retours positifs à la consultation publique, la CRE fait évoluer la structure tarifaire de l'ATTM7 en créant un terme variable énergie (TVE) appliqué aux quantités de GNL effectivement déchargées. Ce terme tarifaire couvre les charges d'électricité corrélées aux quantités déchargées. Il permet de minimiser les montants à couvrir au CRCP en cas de variation de l'activité des terminaux et favorise donc la stabilité tarifaire.

Le niveau retenu du TVE pour chaque terminal est le suivant :

- pour Montoir de Bretagne : 0,053 €/MWh ;

- pour Fos Tonkin : 0,061 €/MWh ;
- pour Fos Cavaou : 0,057 €/MWh.

5. Grille tarifaire

En comparaison des termes tarifaires appliqués en 2024, l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2025 s'élève à +33,6 % pour le terminal de Montoir, de +35,4 % pour le terminal de Fos Tonkin et -11,7 % pour le terminal de Fos Cavaou.

Même si ces évolutions tarifaires sont significatives, les terminaux méthaniers d'Elengy restent compétitifs vis-à-vis des autres terminaux européens.

La grille tarifaire est la suivante :

Termes ATTM7 en 2025				
(Termes ATTM6 en 2024)	Unité	Montoir	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Terme de nombre d'accostage TNA	€/accostage	90 000 € (90 000 €)	75 000 € (75 000 €)	100 000 € (100 000 €)
Terme de quantité déchargée TQD base (sur les deux premières années)	€/MWh	0,882 €/MWh (0,551 €/MWh)	1,298 €/MWh (0,818 €/MWh)	0,982 €/MWh (1,306 €/MWh)
Terme de quantité déchargée TQD spot (75 % du TQD base)	€/MWh	0,662 €/MWh (0,413 €/MWh)	0,974 €/MWh (0,614 €/MWh)	0,736 €/MWh (0,980 €/MWh)
Terme variable énergie TVE	€/MWh	0,053 €/MWh (0 €/MWh)	0,061 €/MWh (0 €/MWh)	0,057 €/MWh (0 €/MWh)
Terme de gaz en nature TN	% de la quantité déchargée	0,5 % (0,5 %)	0,4 % (0,4 %)	0,1 % (0,1 %)
Terme fixe de rechargement TFR	€/chargement	90 000 € (60 000 €)	50 000 € (40 000 €)	100 000 € (120 000 €)
Terme de quantité rechargée TQR	€/MWh	0,32 €/MWh (0,343 €/MWh)	0,32 €/MWh (0,343 €/MWh)	0,32 €/MWh (0,324 €/MWh)
Terme d'émission mensuelle TEM	€/MWh	0,1 €/MWh (0,07 €/MWh)	0,1 €/MWh (0,07 €/MWh)	0,1 €/MWh (0,07 €/MWh)
Terme de quantité stockée TQS	€/MWh/mois	1 €/MWh/mois (1 €/MWh/mois)	1 €/MWh/mois (1 €/MWh/mois)	1 €/MWh/mois (1 €/MWh/mois)

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

Sommaire

1. Compétences et processus d'élaboration tarifaire	10
1.1. Compétences de la CRE	10
1.2. Processus d'élaboration tarifaire	10
2. Répartition des coûts entre activités régulées et non régulées¹	
2.1. Présentation des différents services.....	11
2.2. Principe et méthode d'affectation des charges.....	11
3. Cadre de régulation tarifaire	12
3.1. Grands principes tarifaires.....	12
3.1.1. Un tarif individuel par site	12
3.1.2. Détermination du revenu autorisé	12
3.1.2.1. Charges nettes d'exploitation.....	12
3.1.2.2. Charges de capital normatives	13
3.1.3. Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	13
3.1.3.1. Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR).....	13
3.1.3.2. Amortissement des actifs mis en service	15
3.1.3.3. Modalités de calcul du taux de rémunération	17
3.1.3.4. Modalités de rémunération des immobilisations en cours	18
3.1.3.5. Traitement des coûts échoués	18
3.1.4. Principe du CRCP	18
3.2. Calendrier tarifaire	19
3.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans	19
3.2.2. Principes de l'évolution du tarif.....	19
3.2.3. Calcul du solde du CRCP au 1 ^{er} janvier de l'année N.....	21
3.2.4. Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du CRCP.....	22
3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts.....	23
3.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation.....	23
3.3.1.1. Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation ..	23
3.3.1.2. Couverture au CRCP de certains postes	23
3.3.1.3. Evolution du poste « Energie »	25
3.3.1.3.1. Intégration au CRCP des coûts de pompage d'eau à Montoir	25
3.3.1.3.2. Prise en compte des recettes du TVE au CRCP	25
3.3.2. Régulation incitative des investissements	26
3.3.2.1. Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 10 M€	26

3.3.2.2. Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »	27
3.4. Régulation incitative de la qualité de service	28
3.4.1. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance des terminaux méthaniers régulés	28
3.4.2. Indicateurs relatifs à l'environnement	29
3.5. Régulation incitative applicable à la recherche, au développement et à l'innovation (R&D&I).....	29
4. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés	30
4.1. Demande tarifaire et principaux enjeux	30
4.2. Répartition des charges indirectes	30
4.2.1. Répartition des charges indirectes régulées entre terminaux méthaniers	30
4.2.2. Répartition des charges entre activités régulée et non régulée	31
4.3. Charges d'exploitation	31
4.3.1. Demande d'Elengy	31
4.3.2. Enjeux identifiés par la CRE.....	33
4.3.3. Approche d'analyse retenue	34
4.3.4. Analyse de la CRE	35
4.3.4.1. Résultats de l'audit externe et de l'analyse de la CRE pour les charges d'exploitation hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement	35
4.3.4.2. Résultats de l'analyse de la CRE pour les charges d'énergie	40
4.3.4.3. Résultats de l'analyse de la CRE pour les provisions pour démantèlement.....	42
4.3.5. Synthèse de l'analyse de la CRE s'agissant des charges d'exploitation...	42
4.4. Coût moyen pondéré du capital.....	44
4.4.1. Demande d'Elengy	44
4.4.2. Taux de rémunération retenu	44
4.5. Investissements, BAR et charges de capital normatives	45
4.5.1. Siège	45
4.5.1.1. Trajectoire des dépenses d'investissement.....	45
4.5.1.2. Trajectoire des charges de capital	45
4.5.2. Montoir-de-Bretagne.....	46
4.5.2.1. Trajectoire des dépenses d'investissement.....	46
4.5.2.2. Trajectoire des charges de capital	47
4.5.2.3. Trajectoire de mise au rebut	48
4.5.3. Fos Tonkin.....	48
4.5.3.1. Trajectoire des dépenses d'investissement.....	48
4.5.3.2. Trajectoire des charges de capital	49
4.5.4. Fos Cavaou	49

4.5.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissement.....	49
4.5.4.2. Trajectoire des charges de capital	49
4.6. CRCP au 31 décembre 2024.....	50
4.6.1. Montoir-de-Bretagne.....	50
4.6.2. Fos Tonkin.....	51
4.6.3. Fos Cavaou	52
4.7. Revenu autorisé sur la période 2025-2028.....	53
4.7.1. Montoir-de-Bretagne.....	54
4.7.2. Fos Tonkin.....	55
4.7.3. Fos Cavaou	56
4.8. Souscriptions de capacités prévisionnelles.....	56
4.8.1. Demande d'Elengy.....	56
4.8.2. Analyse de la CRE	57
4.9. Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés	57
5. Structure du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés	59
5.1. Ajout du terme variable énergie.....	59
5.2. Autres termes tarifaires	60
5.2.1. Termes du service de déchargement intégré.....	60
5.2.1.1. Service de base	60
5.2.1.2. Réservation d'un trimestre pour l'année N+1	60
5.2.1.3. Service spot.....	61
5.2.1.4. Option d'émission mensuelle	61
5.2.1.5. Service de stockage dédié et spécifique	61
5.2.1.6. Service de prolongation d'inventaire pour les activités GNL de détail.....	61
5.2.1.7. Modalités de partage de cargaison	61
5.2.2. Service de <i>pooling</i>	61
5.2.3. Termes du service de rechargement de cargaisons.....	62
5.2.4. Point d'échange de GNL en cuve.....	62
5.2.5. Prélèvement de gaz en nature.....	63
6. Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.....	63
6.1. Définition des termes tarifaires.....	63
6.2. Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.....	64
6.3. Grille tarifaire de Montoir au 1 ^{er} avril 2025.....	64
6.4. Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1 ^{er} avril 2025	64
6.5. Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1 ^{er} avril 2025.....	65

Projet de décision de la CRE.....	66
Annexe 1 : Tableau de synthèse de la grille tarifaire.....	67
1. Grille tarifaire de Montoir au 1 ^{er} avril 2025	67
2. Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1 ^{er} avril 2025.....	67
3. Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1 ^{er} avril 2025	68
Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité de service	69
1. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à la maintenance .	69
a. Taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites	69
b. Taux de réduction annuel des capacités de stockage.....	69
c. Taux de réduction quotidien de la capacité de regazéification.....	70
d. Respect du programme annuel de maintenance	70
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	70
2. Indicateurs de suivi de la qualité de service relatifs à l'environnement	71
Annexe 3 : Références pour la mise à jour biannuelle du tarif.	72
1. Mise à jour des charges de capital	72
2. Mise à jour des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement)	72
3. Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	73
4. Calcul et apurement du solde du CRCP	73

1. Compétences et processus d'élaboration tarifaire

1.1. Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les règles concernant 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 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 GNL. En complément, l'article L. 452-3 du code de l'énergie dispose que « [l]a 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 ». La CRE n'a pas reçu d'orientations de politique énergétique spécifiques aux terminaux méthaniers pour la période tarifaire ATTM7.

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

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie d'établissement du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, et fixe le tarif dit « ATTM7 » qui entrera en application à compter du 1^{er} avril 2025 pour environ quatre ans.

1.2. Processus d'élaboration tarifaire

Compte tenu du besoin de visibilité des parties intéressées et de la complexité des sujets, la CRE a organisé une consultation publique⁷ qui s'est tenue du 24 juillet au 30 septembre 2024, publiée en français et en anglais, avant de prendre la présente délibération. La CRE a reçu 24 contributions qui sont publiées, le cas échéant dans leur version publique, sur le site internet de la CRE.

La CRE a en outre, dans le cadre des travaux préparatoires à la présente délibération, auditionné Elengy, ainsi qu'Engie, la Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances.

⁷ [Consultation publique n° 2024-13 du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.](#)

2. Répartition des coûts entre activités régulées et non régulées

2.1. Présentation des différents services

Les terminaux méthaniers français permettent d'importer et de regazéifier le gaz naturel liquéfié. Ils ne permettent pas de liquéfier⁸ ou d'exporter du gaz issu du réseau et sont donc approvisionnés uniquement par des déchargements de cargaisons de GNL.

Au cours des dernières années, les terminaux méthaniers français se sont adaptés pour répondre à un besoin croissant de flexibilité exprimé par les expéditeurs. Ainsi, le GNL n'est plus seulement destiné à être regazéifié mais peut aussi être stocké temporairement dans les cuves du terminal pour être rechargé sur un autre méthanier, transbordé directement d'un navire à l'autre, ou chargé dans des camions-citernes pour approvisionner le marché de détail (dit « GNL porté »).

Par ailleurs, le GNL peut être chargé sur des microméthaniers (navires d'une capacité inférieure à 40 000 m³), dont la fonction principale est l'activité de « soutage », c'est-à-dire l'approvisionnement en carburant des navires fonctionnant au GNL (porte-conteneurs, ferries, paquebots de croisière).

Parmi l'ensemble de ces services, certains sont régulés et d'autres non régulés.

Dans le tarif ATTM7, les services régulés sont :

- le déchargement de méthaniers ;
- le stockage en cuve ;
- la regazéification et l'émission sur le réseau de transport ;
- le rechargement de méthaniers ;
- un ensemble d'autres prestations spécifiques faisant partie de l'activité courante du terminal (homologation des navires, mise en froid...) ;
- le service de rebours virtuel, dans le cas où ce dernier serait mis en place.

Dans le tarif ATTM7, les services non régulés sont :

- le transbordement ;
- le chargement de camions-citernes ;
- le chargement de microméthaniers $\leq 40\ 000\ m^3$.

2.2. Principe et méthode d'affectation des charges

Elengy a développé des activités de chargement de camions-citernes, de microméthaniers et de transbordement de GNL entre navires dans un cadre non régulé. Le tarif ATTM6 prévoit le traitement tarifaire suivant pour ces activités :

- affectation intégrale à ces activités des charges additionnelles induites par leur fourniture. Ces charges spécifiques sont supportées intégralement par la filiale Elengy Hub & Expertise (EHE) ;
- affectation à due proportion, des charges résultant de l'utilisation mutualisée d'actifs et des charges d'exploitation actuellement couvertes par les tarifs régulés par application de clés d'affectation objectives et auditées par la CRE. L'utilisation du terminal pour une activité non régulée est ainsi acquittée par le paiement d'une contribution unitaire reversée par EHE, qui vient en déduction des charges couvertes par le tarif régulé.

La CRE a indiqué dans sa consultation publique du 24 juillet 2024 envisager de reconduire ces principes dans le cadre de l'ATTM7.

⁸ A l'exception de la possible mise en œuvre d'un service régulé de rebours virtuel.

Les contributeurs à la consultation publique se sont majoritairement déclarés favorables à l'orientation de la CRE. La CRE retient ces principes pour la période tarifaire ATTM7, dans la continuité du tarif ATTM6.

3. Cadre de régulation tarifaire

3.1. Grands principes tarifaires

L'élaboration du tarif ATTM7 repose sur la définition, pour la période tarifaire à venir, d'un revenu autorisé pour chacun des terminaux méthaniers et de souscriptions prévisionnelles de capacités sur leurs infrastructures respectives.

Le tarif ATTM7 fixe également un cadre de régulation qui vise, d'une part, à limiter le risque financier des opérateurs et/ou des utilisateurs pour certains postes de charges ou de produits prédéfinis, à travers un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et, d'autre part, à encourager les opérateurs à améliorer leur performance grâce à des mécanismes incitatifs.

3.1.1. Un tarif individuel par site

Le tarif ATTM3⁹, entré en vigueur le 1^{er} avril 2010, a introduit le principe d'individualisation du tarif de chaque terminal, pour prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures. Cette individualisation a été maintenue dans les tarifs suivants.

La CRE reconduit ce principe pour le tarif ATTM7.

3.1.2. Détermination du revenu autorisé

Dans la présente délibération, sur la base du dossier tarifaire transmis par Elengy et de ses propres analyses, la CRE fixe le revenu autorisé prévisionnel de chaque terminal méthanier sur la période 2025-2028. Le revenu autorisé couvre les coûts des opérateurs sur une base calendaire dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE) prévisionnelles, des charges de capital normatives (CCN) prévisionnelles et de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) :

$$RA = CNE + CCN + CRCP$$

Avec :

- *RA* : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- *CNE* : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- *CCN* : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- *CRCP* : apurement du solde du CRCP.

3.1.2.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation (CNE) se définissent comme les charges brutes d'exploitation desquelles sont déduits les produits d'exploitation (la production immobilisée et les produits extratarifaires notamment).

Les charges brutes d'exploitation se composent principalement des charges d'énergie, des consommations externes, des dépenses de personnel et des impôts et taxes.

⁹ [Délibération de la CRE du 16 juillet 2009 portant proposition tarifaire pour l'utilisation des terminaux méthaniers.](#)

Le niveau des charges nettes d'exploitation retenu est déterminé à partir de l'ensemble des coûts nécessaires à l'activité des opérateurs dans la mesure où, en application de l'article L. 452-1-2 du code de l'énergie, ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur efficace de terminaux méthaniers.

3.1.2.2. Charges de capital normatives

Les charges de capital normatives (CCN) comprennent la rémunération et l'amortissement du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par Elengy – la base d'actifs régulés (BAR) – et des immobilisations en cours (IEC), c'est-à-dire les investissements effectués qui n'ont pas encore donné lieu à la mise en service d'actifs.

Les CCN correspondent à la somme de l'amortissement des actifs constitutifs de la BAR et de la rémunération du capital immobilisé. Cette dernière correspond au produit de la valeur de la BAR par le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et au produit de la valeur des IEC par le coût de la dette.

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

3.1.3. Rémunération des actifs et couverture des investissements

3.1.3.1. Modalités de calcul de la base d'actifs régulés (BAR)

La BAR représente la somme des actifs corporels et incorporels immobilisés à l'actif de l'opérateur (évaluée au 1^{er} janvier de chaque année) :

- la BAR augmente lorsqu'un actif est mis en service ;
- la BAR diminue avec l'amortissement des actifs, ou si un actif est mis au rebut ou cédé.

La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au le 1^{er} juillet de l'année de leur mise en service et la date de sortie des actifs au 30 juin. Seuls les actifs en service sont intégrés dans la BAR.

Pour les actifs dits « historiques » mis en service jusqu'au 31 décembre 2024 inclus

Pour le tarif ATTM7 et seulement s'agissant des actifs historiques, la CRE reconduit, les modalités de calcul de la BAR prévues par le tarif ATTM6.

Pour les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir, la CRE a procédé à une réévaluation au 31 décembre 2002 de la valeur historique des actifs de l'opérateur, sur la base d'une méthode de type « coûts courants économiques » comparable à celle utilisée pour les actifs de transport par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Ainsi, les actifs mis en service avant le 31 décembre 2002 sont valorisés à travers l'indexation des coûts historiques sur l'inflation, selon la méthode suivante :

- les valeurs brutes historiques des actifs sont retraitées des écarts de réévaluation autorisés en 1976, des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements et des participations reçues des bénéficiaires de ces investissements ;
- ces valeurs brutes retraitées sont réévaluées au 31 décembre 2002 par application de l'indice des prix « PIB marchand » ;
- ces valeurs brutes réévaluées sont ensuite amorties linéairement sur la base de la durée de vie économique des différentes catégories d'actifs.

Pour le terminal de Fos Cavaou, la BAR initiale a été établie en tenant compte des investissements majorés des charges d'exploitation et des coûts financiers antérieurs à la mise en service du terminal. La date retenue de mise en service du terminal pour le tarif est la date réelle de mise en service, soit le 1^{er} avril 2010. Un litige avec le constructeur du terminal a également mené à intégrer dans la BAR au 1^{er} janvier 2021 des surcoûts nets de construction, pour un montant de 26,8 M€. Les motifs de cette intégration sont décrits dans la délibération du 7 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés.

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2024 pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir et entre 1^{er} avril 2010 et le 31 décembre 2024 pour le terminal de Fos Cavaou sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute.

La valeur de ces actifs est actualisée selon la méthode suivante :

- les actifs sont réévalués au 1^{er} janvier de chaque année de l'inflation sur la période de juillet à juillet. Jusqu'en 2015, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 641194 des prix à la consommation hors tabac, tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages résidant en France. A partir de 2016, et à la suite de l'arrêt de la publication par l'INSEE de cet indice, l'indice de réévaluation utilisé est l'indice 1763852 des prix à la consommation hors tabac, pour l'ensemble des ménages résidant en France ;
- les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les durées de vie pour l'amortissement des actifs après le 31 décembre 2002 sont identiques à celles utilisées pour la revalorisation des actifs mis en service avant cette date.

Pour les actifs dits « nouveaux » mis en service à partir du 1^{er} janvier 2025

Dans ses décisions tarifaires ATRD7¹⁰, ATRT8 et ATS3, la CRE a décidé que les actifs de distribution, de transport et de stockage de gaz entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2024 seraient comptabilisés à leur valeur nette comptable dans la BAR (i.e., sans être réévalués chaque année de l'inflation) et seraient donc rémunérés à un taux nominal (c'est-à-dire incluant l'inflation). De manière analogue aux autres infrastructures en gaz, la CRE estime qu'il s'agit d'une solution pertinente pour maîtriser les hausses potentielles du coût unitaire d'utilisation à long terme des terminaux méthaniers. La CRE a ainsi envisagé dans sa consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de mettre fin à l'indexation de la BAR sur l'inflation pour les actifs entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025.

Les répondants se sont majoritairement prononcés en faveur de l'orientation de la CRE, notamment à des fins d'homogénéisation entre les différentes infrastructures gazières (transport, distribution, stockage) et de limitation du risque de hausse des coûts à terme.

La CRE décide ainsi de mettre fin à l'indexation de la BAR pour les actifs entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025, qui se voient, en contrepartie, appliquer un CMPC nominal (c'est-à-dire incluant l'inflation).

Ainsi, pour ces actifs, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service.

Les actifs sont amortis linéairement sur la base de leur durée de vie économique. Les terrains sont pris en compte à leur valeur historique réévaluée non amortie. Les valeurs brutes des actifs sont retraitées des subventions reçues au titre de la réalisation de ces investissements

Les actifs dont la mise en service est prévue à partir du 1^{er} janvier 2025 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par Elengy.

¹⁰ [Délibération n°2024-40 de la CRE du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF.](#)

3.1.3.2. Amortissement des actifs mis en serviceRappel des durées d'amortissement des actifs historiques :

Les actifs entrés en service avant le 1^{er} janvier 2021 pour le terminal de Montoir et avant le 1^{er} janvier 2025 pour les terminaux de Fos Tonkin et de Fos Cavaou ont les durées d'amortissement suivantes :

Catégories d'actifs	Durée de vie économique d'un actif entrant en service (ans)
Installations de regazéification	40
Génie civil et construction	40
Installations de stockage	40
Autres installations (torches, outillage...)	40
Installations auxiliaires et dispositif de déchargement	20
Matériel (télé-exploitation, analyseur qualité gaz...)	10
Immobilier	30
Matériel divers (véhicules...)	10
Petit matériel (micro-ordinateurs...)	5

Rappel des durées d'amortissement des actifs mis en service lors de la période ATTM6 :

Dans la décision tarifaire ATTM6, la CRE a décidé de réduire de 40 ans à 20 ans la durée maximum d'amortissement des actifs du terminal de Montoir entrant en service après le 1^{er} janvier 2021, afin de limiter le risque de coûts échoués. Des investissements majeurs de rénovation devaient, en effet, être réalisés durant les périodes tarifaires ATTM6 et ATTM7. La CRE avait en revanche décidé de ne pas réduire cette durée pour Fos Cavaou car le terminal n'était en activité que depuis 2010. La CRE avait précisé que la question de la réduction de la durée d'amortissement du terminal de Fos Cavaou pourra être examinée ultérieurement, le cas échéant, en fonction de l'émergence de besoins d'investissements majeurs sur ce terminal.

S'agissant des actifs de Fos Tonkin, Elengy a demandé des modalités d'amortissement particulières dans le cadre de la procédure d'appel au marché lancée en 2019 pour pérenniser l'activité du terminal. L'ensemble des actifs de ce terminal sera entièrement amorti à l'horizon 2028, qui correspond à la fin des souscriptions à ce jour pour ce terminal.

Pour les actifs mis en service durant l'ATTM6, les durées d'amortissement par type d'actifs sont les suivantes, pour les trois terminaux :

Catégories d'actifs	Terminal de Fos Tonkin	Terminal de Fos Cavaou	Terminal de Montoir de Bretagne
	Durée de vie économique maximale d'un actif entrant en service (ans) ¹¹	Durée de vie économique d'un actif entrant en service (ans)	
Installations de regazéification	40	40	20
Génie civil et construction	40	40	20
Installations de stockage	40	40	20
Autres installations (torches, outillage...)	40	40	20
Installations auxiliaires et dispositif de déchargement	20	20	20
Matériel (télé-exploitation, analyseur qualité gaz...)	10	10	10
Immobilier	30	30	20
Matériel divers (véhicules...)	10	10	10
Petit matériel (micro-ordinateurs...)	5	5	5

Réduction de la durée d'amortissement des nouveaux actifs de Fos Cavaou pour les actifs entrant en service en ATTM7 :

Dans sa demande tarifaire ATTM7, Elengy indique que les risques long terme sur l'activité regazéification s'accroissent. De plus, le terminal de Fos Cavaou va nécessiter des réinvestissements significatifs à partir de 2029, quand le terminal aura près de vingt ans. Elengy considère qu'amortir de nouveaux actifs de regazéification jusqu'en 2070 générerait un risque significatif de coûts échoués, malgré une utilisation importante du terminal dans les 15 années à venir. Par conséquent, l'opérateur demande de ramener la durée maximum d'amortissement de 40 à 20 ans pour les actifs entrant en service après le 1^{er} janvier 2025 sur le terminal de Fos Cavaou.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE s'était prononcée favorablement sur la demande d'Elengy, l'approche demandée correspondant à celle d'un opérateur prudent et permettant de réduire le risque de coûts échoués à long terme. La CRE notait également que cette approche était cohérente avec la réduction des durées d'amortissement déjà décidée pour le terminal de Montoir dans le tarif ATTM6, et pour les actifs de transport et de stockage dans ses décisions tarifaires ATRT8 et ATS3.

La majorité des répondants à la consultation publique est favorable à la limitation de la durée d'amortissement des actifs de Fos Cavaou.

La CRE décide donc de limiter, pour le terminal de Fos Cavaou, à 20 ans la durée d'amortissement maximale pour les actifs entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025.

En conséquence, les actifs mis en service à compter du 1^{er} janvier 2025 à Fos Cavaou auront une durée d'amortissement limitée à 20 ans (cf. tableau ci-dessous).

¹¹ Dans la limite d'un amortissement complet en 2028 de l'ensemble des actifs mis en service. La valeur réelle de la durée de vie d'un actif mis en service en année N à Fos Tonkin correspond donc à la valeur minimale entre 2028 et la valeur renseignée dans le tableau + N.

Catégories d'actifs	Durée de vie économique (ans)
Installations de regazéification	20
Génie civil et construction	20
Installations de stockage	20
Autres installations (torches, outillage...)	20
Installations auxiliaires et dispositif de déchargement	20
Matériel (télé-exploitation, analyseur qualité gaz...)	10
Immobilier	20
Matériel divers (véhicules, ...)	10
Petit matériel (micro-ordinateurs...)	5

Ainsi, les durées d'amortissement des différents actifs des 3 terminaux dépendent de leur année de mise en service et du terminal associé. Le tableau ci-dessous synthétise l'ensemble des cas de figure :

	Terminal de Fos Tonkin	Terminal de Fos Cavaou		Terminal de Montoir de Bretagne	
	Durée de vie économique maximale ¹² (ans) des actifs	Durée de vie économique (ans) d'un actif entrant en service...			
		...avant le 01/01/2025	...après le 01/01/2025	...avant le 01/01/2021	...après le 01/01/2021
Installations de regazéification	40	40	20	40	20
Génie civil et construction	40	40	20	40	20
Installations de stockage	40	40	20	40	20
Autres installations (torches, outillage...)	40	40	20	40	20
Installations auxiliaires et dispositif de déchargement	20	20	20	20	20
Matériel (télé-exploitation, analyseur qualité gaz...)	10	10	10	10	10
Immobilier	30	30	20	30	20
Matériel divers (véhicules...)	10	10	10	10	10
Petit matériel (micro-ordinateurs...)	5	5	5	5	5

3.1.3.3. Modalités de calcul du taux de rémunération

En l'absence d'opérateurs de terminaux méthaniers régulés cotés, la CRE utilise une approche indirecte pour définir le taux de rémunération de l'activité.

Pour cela, la CRE estime tout d'abord le taux de rémunération de l'activité de gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel. Cette activité a une nature économique proche de celle de l'activité d'opérateur de terminaux méthaniers et est exercée par des entreprises cotées.

¹² Dans la limite d'un amortissement complet en 2028 de l'ensemble des actifs mis en service. La valeur réelle de la durée de vie d'un actif mis en service en année N à Fos Tonkin correspond donc à la valeur minimale entre 2028 et la valeur renseignée dans le tableau + N.

La méthode retenue pour évaluer ce taux de rémunération est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il aurait pu obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « Modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE procède ensuite à un ajustement du taux de rémunération de l'activité des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel sur la base de considérations économiques et financières : elle majore ce taux d'une prime spécifique liée à l'activité d'opérateur de terminal méthanier régulé, en prenant en compte en particulier le risque commercial accru auquel ces opérateurs font face et donc le risque, accru pour ces opérateurs, de sous-recouvrement des capitaux investis à long terme.

La prime appliquée au CMPC du transport de gaz s'applique uniquement aux actifs exploités sur les sites des terminaux méthaniers.

3.1.3.4. Modalités de rémunération des immobilisations en cours

Le tarif ATTM7 reconduit le principe de la rémunération des immobilisations en cours (IEC) à l'équivalent en base nominale du coût de la dette avant impôt (augmenté de la prime spécifique GNL), en cohérence avec la méthodologie généralement retenue pour les intérêts intercalaires.

Le montant de ces IEC est égal à la moyenne, pour chaque année d'application du tarif, entre leur niveau estimé au 1^{er} janvier et celui au 31 décembre, compte tenu des dépenses d'investissements et des mises en service d'actifs effectuées au cours de l'année.

3.1.3.5. Traitement des coûts échoués

Par « coûts échoués », la CRE entend la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie, ainsi que les charges relatives aux études techniques et démarches amont qui ne pourraient pas être immobilisées si les projets ne se réalisaient pas.

La couverture des coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les opérateurs.

Les coûts à couvrir, le cas échéant, par le tarif, sont pris en compte à hauteur de leur valeur comptable déduction faite des éventuels produits de cession.

3.1.4. Principe du CRCP

Le tarif ATTM est défini par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et des recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP, a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. partie 3.3.1.2). Le CRCP protège ainsi les opérateurs de la variation de certains postes de coûts ou de recettes. Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative ainsi que pour la prise en compte d'éventuels coûts échoués une fois validés par la CRE.

Pour le tarif ATTM7, le solde du CRCP est calculé au 31 décembre chaque année. Les modalités d'apurement sont présentées dans la partie 3.2.2.

Afin d'assurer la neutralité financière du dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque de court terme pris en compte dans le calcul du CMPC s'appliquera au solde du CRCP¹³ (3,8 %).

¹³ Taux appliqué aux actifs de transport de gaz dans la [délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga](#).

Enfin, la totalité du solde du CRCP constaté en fin de période tarifaire sera prise en compte pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. C'est le cas pour le solde du CRCP en fin de période ATTM6.

Demande d'Elengy de mutualisation partielle des CRCP

Dans sa demande tarifaire, Elengy a souhaité étudier une mutualisation du poste « revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification et des services complémentaires proposés par les opérateurs » des CRCP constitués à partir de 2025 et apurés à partir de 2027 pour les terminaux de Montoir de Bretagne et de Fos Cavaou.

En effet, l'opérateur considère qu'une mutualisation d'une partie des risques des terminaux pourrait permettre d'éviter les évolutions significatives du CRCP, de limiter la variabilité des tarifs et de favoriser la convergence des tarifs de Montoir et de Fos Cavaou.

Les répondants à la consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés sont partagés quant à cette mutualisation. Cette mutualisation pourrait permettre une plus grande stabilité des tarifs selon certains répondants. D'autres considèrent, à l'inverse, que cela irait à l'encontre du principe de spécificité des tarifs et de concurrence des terminaux entre eux.

Au regard des retours mitigés à la consultation publique et afin de préserver la spécificité d'un tarif par site, la CRE n'accède pas à la demande d'Elengy et décide de maintenir des CRCP séparés pour les trois terminaux.

3.2. Calendrier tarifaire

3.2.1. Une période tarifaire d'environ 4 ans

Le tarif ATTM7 s'appliquera pour une durée d'environ 4 ans, à compter du 1^{er} avril 2025. Il vise à couvrir les charges des années calendaires de 2025 à 2028. Il évoluera à mi-période, au 1^{er} avril 2027 pour les trois terminaux. En plus de cette évolution biannuelle, le tarif du terminal de Fos Tonkin évoluera au 1^{er} avril 2028 dans le but d'apurer le reliquat de CRCP durant la dernière année de la période tarifaire avant la fin de l'activité régulée du terminal (voir partie 3.2.2).

Par ailleurs, le tarif ATTM7 prévoit, comme c'était le cas dans le tarif précédent, une clause de rendez-vous, activable par Elengy au bout de deux ans. Ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire (2027 et 2028) si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATTM7 se trouve modifié d'au moins 1 %.

3.2.2. Principes de l'évolution du tarif

Terminaux de Fos Cavaou et Montoir

Depuis le tarif ATTM4, entré en vigueur en 2013, le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers est mis à jour une seule fois par période tarifaire et évolue au 1^{er} avril, deux ans après le début de la période tarifaire.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, la CRE interrogeait les acteurs sur la possibilité de faire évoluer automatiquement le terme tarifaire à la quantité déchargée (TQD) au 1^{er} avril 2026 et au 1^{er} avril 2028 en fonction de l'inflation.

Les réponses des acteurs sont partagées entre la mise à jour à mi-période et la mise à jour annuelle de l'ATTM.

En raison de l'augmentation du plafond d'évolution tarifaire de +/- 3 % à +/- 5% (cf. ci-dessous), la CRE considère qu'il n'est pas nécessaire de faire évoluer annuellement l'ATTM. En conséquence, la CRE reconduit le principe d'évolution tarifaire à mi-période tarifaire.

Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers de Montoir et de Fos Cavaou évoluera ainsi au 1^{er} avril 2027, selon les principes suivants :

- 1) les termes tarifaires appliqués aux quantités de GNL (TQD base, trimestrielle et spot et TQR, voir partie 6.1) de chaque terminal s'ajusteront automatiquement au 1^{er} avril 2027, 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, pour une mise à jour au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée des années N-1 et N-2 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour les années N-1 et N-2 pris en compte dans la présente délibération ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du CRCP (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie, contributions des activités non régulées aux charges régulées, etc.).

Lors de la période tarifaire de l'ATTM6, k était compris entre +3 % et -3 %.

Dans sa demande tarifaire, Elengy demandait de passer ce plafond d'évolution tarifaire de +/- 3 % à +/- 5 % pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, ce qui permettrait d'apurer plus rapidement le CRCP. Dans leurs réponses à la consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, la majorité des acteurs est favorable à cette évolution.

La CRE décide ainsi d'augmenter le plafond à +/- 5 % de l'évolution tarifaire associée à cet apurement du CRCP à mi-période pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. Le coefficient k est ainsi compris entre +5 % et -5 % pour l'ATTM7.

- 2) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour les deux années suivantes sera remise à jour pour les charges d'énergie et les quotas de CO₂ (mise à jour des références de prix et des montants non-corrélés aux quantités de GNL déchargées).

Dans leurs réponses à la consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, les acteurs sont majoritairement en faveur de cette mise à jour à mi-période des références, la CRE maintient donc ce dispositif ;

- 3) le terme tarifaire TVE (terme variable énergie, décrit en détail dans la partie 5.1) est mis à jour pour refléter les prévisions de prix de l'énergie consommée par les terminaux en 2027 et 2028 ;
- 4) en outre, la CRE pourra prendre en compte, lors de la mise en place du service régulé de rebours virtuel, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment à la création de termes tarifaires pour ce service.

Terminal de Fos Tonkin

Le terminal de Fos Tonkin a été mis en service en 1972 et est le plus ancien des trois terminaux méthaniers d'Elengy. La fin de l'activité régulée liée au GNL du terminal est envisagée pour 2028, et les souscriptions de capacité de ce terminal se terminent à cette date, sans visibilité à ce stade sur de nouvelles souscriptions possibles.

Dans ce contexte, Elengy demande de déplafonner l'évolution tarifaire de mi-période actuellement limitée par le plafonnement du coefficient k à +/- 3 %, afin de limiter un éventuel CRCP résiduel en fin de période tarifaire, quand il n'y aura plus de souscripteur.

Dans la consultation publique du 24 juillet 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, la CRE estimait pertinente la demande de déplafonnement du k. La CRE envisageait également de mettre à jour le tarif d'utilisation de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2028 en plus de la mise à jour de mi-période, pour apurer le reliquat de CRCP durant la dernière année de la période tarifaire.

Dans leurs réponses à la consultation publique, la majorité des acteurs est favorable au déplafonnement du k à mi-période ainsi qu'à la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2028, compte tenu de la fin envisagée de l'activité régulée de Fos Tonkin.

La CRE décide ainsi de ne pas plafonner l'évolution des termes tarifaires appliqués aux quantités de GNL pour le terminal de Fos Tonkin afin de minimiser le reliquat de CRCP en fin de période ATTM7 et donc minimiser le risque de charges restantes non couvertes après la fin des souscriptions en 2028. La CRE décide également de faire une mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2028 pour le terminal de Fos Tonkin. Elle souligne le caractère exceptionnel de ces mesures s'expliquant par la fin anticipée de l'activité régulée du terminal de Fos Tonkin.

Le tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin évoluera ainsi au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028, selon les principes suivants :

- 1) les termes tarifaires appliqués aux quantités de GNL (TQD, base, trimestrielle et spot et TQR, voir partie 6.1) du terminal de Fos Tonkin s'ajusteront automatiquement au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028, 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, pour une mise à jour au 1^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour l'année N pris en compte dans le projet de loi de finances pour l'année N auquel est ajouté l'écart entre l'inflation réalisée des années N-1 et N-2 telle que calculée par l'INSEE (ou à défaut la meilleure prévision disponible, 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)) et le taux d'inflation hors tabac prévisionnel pour les années N-1 et N-2 pris en compte dans la présente délibération ;
 - k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant principalement de l'apurement du solde du CRCP (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie, contributions des activités non régulées aux charges régulées, etc.). k n'est pas plafonné pour le terminal de Fos Tonkin.
- 2) la référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour la période du tarif ATTM7 serait remise à jour pour les charges d'énergie et les quotas de CO₂ (mise à jour des références de prix et des montants non-corrélés aux quantités de GNL déchargées) ;
 - 3) le terme tarifaire TVE (décrit en détail dans la partie 5.1) est mis à jour pour refléter les prévisions de prix de l'énergie consommée par le terminal en 2027 et 2028 ;
 - 4) en outre, la CRE pourra prendre en compte, lors de la mise en place du service régulé de rebours virtuel, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment à la création d'un terme tarifaire pour ce service, si ce dernier est mis en place sur le terminal de Fos Tonkin.

3.2.3. Calcul du solde du CRCP au 1^{er} janvier de l'année N

Terminaux de Montoir de Bretagne et de Fos Cavaou

Le solde prévisionnel du CRCP au 31 décembre 2024 est pris en compte pour l'élaboration des revenus prévisionnels du tarif ATTM7 apuré sur les 4 ans du tarif et est donc remis à 0 au 1^{er} janvier 2025.

Le solde global du CRCP est calculé avant la clôture définitive des comptes annuels. Il est égal au montant à verser ou à déduire du CRCP, calculé au moment de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2027 comme la somme de :

- 1) la différence entre la meilleure estimation des charges et recettes annuelles de 2026 (dit CRCP estimé) et la trajectoire prévisionnelle qui en a été faite dans la présente délibération (présenté en annexe 3) ;
- 2) la différence entre les charges et recettes réalisées de 2025 et la trajectoire prévisionnelle qui en a été faite dans la présente délibération (présenté en annexe 3) ;
- 3) la différence entre les charges et recettes réalisées de 2024 et la meilleure estimation qui en a été faite dans la présente délibération. Les montants de référence et des taux de couverture permettant de calculer le solde définitif de l'année 2024 sont définis dans la délibération de mise à jour du tarif ATTM6 du 31 janvier 2023¹⁴ ;
- 4) le solde du CRCP non apuré, le cas échéant, au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis dans la partie 3.2.2. 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.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATTM7 sont fixées dans la partie 3.3.1.2 de la présente délibération.

Terminal de Fos Tonkin

Comme décrit dans la partie 3.2.2, le tarif du terminal de Fos Tonkin est mis à jour au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028.

Le calcul du solde du CRCP lors de la première mise à jour, au 1^{er} avril 2027, est identique à celui décrit ci-dessus pour les terminaux de Fos Cavaou et Montoir de Bretagne.

Pour la mise à jour au 1^{er} avril 2028, le solde du CRCP est calculé comme la somme de :

- 1) la différence entre la meilleure estimation des charges et recettes annuelles de 2027 (dit CRCP estimé) et la trajectoire prévisionnelle qui en a été faite lors de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2027 ;
- 2) la différence entre les charges et recettes réalisées de 2026 et la meilleure estimation qui en a été faite lors de la mise à jour tarifaire du 1^{er} avril 2027 ;
- 3) le solde du CRCP non apuré, le cas échéant, au titre des années antérieures.

Le montant à verser ou à déduire au CRCP est calculé par la CRE, au 31 décembre de chaque année, en fonction de l'écart du réalisé, pour chaque poste concerné, par rapport aux montants de référence définis en annexe 3. 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.

Les charges et recettes couvertes pour tout ou partie au CRCP pour la période ATTM7 ainsi que leurs taux de couverture sont fixés dans la partie 3.3.1.2 de la présente délibération.

3.2.4. Calcul du coefficient k en vue de l'apurement du CRCP

Terminaux de Fos Cavaou et Montoir de Bretagne

L'évolution du niveau tarifaire à mi-période prend en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année 2028, le solde du CRCP constaté au 31 décembre de l'année 2026. Le coefficient k est plafonné à +/- 5 % pour les terminaux de Fos Cavaou et Montoir de Bretagne (cf. partie 3.1.4).

Le coefficient k est déterminé de telle façon que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir, dans la limite du plafonnement des coefficients k, la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour pour les années 2027 et 2028 (cf. annexe 3 de la délibération) ;
- l'apurement prévisionnel du solde CRCP sur les années 2027 et 2028.

¹⁴ [Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié au 1er avril 2023.](#)

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les souscriptions prévisionnelles considérées dans la présente délibération.

Terminal de Fos-Tonkin

Les évolutions du niveau tarifaire au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028 prennent en compte un coefficient k qui vise à apurer, au 31 décembre de l'année 2028, le solde du CRCP constaté, respectivement, au 31 décembre de l'année 2026 et au 31 décembre de l'année 2027. Le coefficient k n'est pas plafonné pour le terminal de Fos Tonkin (cf. partie 3.2.2).

Le coefficient k est déterminé, respectivement lors de la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2027 et au 1^{er} avril 2028, de manière à ce que l'évolution tarifaire effectivement mise en œuvre permette de couvrir la somme des coûts à couvrir suivants :

- le revenu autorisé prévisionnel lissé mis à jour, respectivement, pour les années 2027 et 2028 ou seulement pour l'année 2028 (cf. annexe 3 de la délibération) ;
- l'apurement prévisionnel du solde CRCP, respectivement, sur les années 2027 et 2028 ou seulement sur l'année 2028.

Les recettes prévisionnelles résultant de l'application des grilles tarifaires effectivement mises en œuvre sur cette période sont fondées sur les souscriptions prévisionnelles considérées dans la présente délibération.

3.3. Régulation incitative à la maîtrise des coûts

3.3.1. Régulation incitative des charges d'exploitation

3.3.1.1. Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation

Le tarif ATTM6 prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis et difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 %. La CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire. Tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de l'opérateur. Ce mécanisme encourage les opérateurs à optimiser les gains de productivité et à promouvoir les meilleures solutions pour le système.

Au vu du bilan positif des précédentes périodes tarifaires, la CRE reconduit ce principe pour le tarif ATTM7, tout en faisant évoluer les natures de certaines charges et recettes couvertes en tout ou partie au CRCP, présentées au paragraphe 3.3.1.2 de la présente délibération.

3.3.1.2. Couverture au CRCP de certains postes

Les tarifs des infrastructures régulées sont calculés à partir d'hypothèses sur les charges et les recettes qui permettent de définir des trajectoires d'évolution pour les différents postes.

Comme indiqué au paragraphe 3.1.4 de la présente délibération, le CRCP permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

La CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée à l'aune des deux principes suivants :

- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un poste pour lequel l'opérateur est en mesure de contrôler le niveau de dépenses/recettes au cours d'une année, ou bien dispose d'un pouvoir de négociation ou d'influence quant à son niveau, si celui-ci découle d'une tierce partie.

Par ailleurs, la CRE considère que le traitement tarifaire ne peut se résumer à une alternative unique s'agissant de la couverture du poste, entre 100 % et 0 % au CRCP. Ainsi, pour certains postes partiellement maîtrisables et/ou prévisibles, la CRE considère qu'il est pertinent d'inciter partiellement les opérateurs.

Pour la période tarifaire ATTM7, les postes de charges et de produits inclus au périmètre CRCP sont les suivants :

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification et des services complémentaires proposés par les opérateurs (*pooling*, service d'émission mensuelle, espace contractuel de stockage, flexibilité d'émission à Fos-Cavaou), couverts à 75 % par le CRCP ;
- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux, couverts à 75 % par le CRCP ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, couvertes à 100 %, à l'exception de celles qui feront l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors infrastructures » (cf. partie 3.3.2.2) ;
- les revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL, couverts à 50 % ;
- les coûts et recettes associés aux services non régulés, couvert à 100 % ;
- pour les charges d'exploitation, un poste couvrant l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE lors des mises à jour des charges d'exploitation des opérateurs et l'inflation réellement constatée, couvert à 100 % au CRCP ;
- les écarts de charges d'avantage en nature en énergie d'Elengy liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE sont couverts à 100 % au CRCP. Le reste de ces écarts de charges n'est pas couvert au CRCP ;
- un poste concernant la trajectoire de R&D : le traitement particulier est détaillé dans la partie 3.5 de la présente délibération.

L'ATTM6 intégrait au CRCP les postes liés à la trajectoire de maintenance à Montoir ainsi qu'à la trajectoire de biopolymères de Fos Cavaou. Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait de maintenir ces postes au CRCP. Cependant, le retour d'expérience sur la période ATTM6 indique que les dépenses prévues sur ces postes ont effectivement été réalisées. Il n'y a donc plus lieu de maintenir cette couverture au CRCP. Ainsi, la CRE n'intègre pas ces deux postes au CRCP pour l'ATTM7.

Enfin, la CRE avait retenu dans sa délibération tarifaire ATTM6 du 31 janvier 2023¹⁵ 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.

La CRE conserve, pour le poste « Energie » ces taux de couverture, tout en incluant dans le poste « Energie » les charges et recettes suivantes :

- les recettes induites par le Terme Variable Energie (TVE, voir 3.3.1.3.2) ;
- les coûts de pompage d'eau à Montoir sous-traité à la Société de Production Electrique de Montoir (SPEM).

¹⁵ [Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de gaz naturel liquéfié au 1er avril 2023.](#)

Les modalités de couverture au CRCP des recettes induites par le TVE et des coûts de pompage d'eau à Montoir sous-traité à la SPEM sont détaillées dans la partie suivante.

3.3.1.3. Evolution du poste « Energie »

3.3.1.3.1. Intégration au CRCP des coûts de pompage d'eau à Montoir

A Montoir, le GNL est réchauffé avec des gazéificateurs à ruissellement d'eau et des gazéificateurs à combustion submergée fonctionnant au gaz naturel. Les gazéificateurs à ruissellement utilisent de l'eau de la Loire comme source de chaleur. Depuis 2012, le terminal de Montoir utilise également de l'eau réchauffée de la centrale électrique au gaz de la SPEM pour limiter le prélèvement d'eau de la Loire.

Afin de gagner en efficacité sur la regazéification et afin d'émettre moins de gaz à effet de serre, Elengy prévoit de remplacer les regazéificateurs à combustion submergée par des regazéificateurs à ruissellement d'eau. Elengy prévoit d'effectuer ce remplacement à l'occasion des travaux de rénovation du terminal (projet Ulysse décrit au 4.5.2.1). Ce changement augmentera les besoins en eau de la Loire, dépassant les capacités actuelles de pompage du terminal.

Pour éviter la construction d'une nouvelle station de pompage, Elengy a proposé d'utiliser les capacités de pompage de l'eau de la Loire de la centrale SPEM à partir de 2027. De ce fait, la SPEM devrait refacturer à Elengy une partie des coûts de pompage selon la tarification suivante :

- une part fixe couvrant les investissements de la SPEM ;
- une part variable comprenant la maintenance, le coût de la redevance à l'agence de l'eau Loire-Bretagne et l'électricité nécessaire pour les pompes.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait :

- sous réserve d'une analyse de l'efficacité des coûts, de prévoir une trajectoire prévisionnelle des charges liées au pompage d'eau à Montoir et de couvrir à 90 % la part variable au CRCP ;
- d'intégrer à 100 % au CRCP les charges d'exploitation prévisionnelles non dépensées si la mise en œuvre du projet prenait plus de temps que prévu initialement.

Les répondants à la consultation ont émis un avis favorable au fait d'intégrer les coûts variables au CRCP. Un répondant a émis un avis défavorable, et deux suggèrent d'intégrer les coûts de pompage au TVE (voir partie 3.3.1.3.2 ci-dessous).

Alors que dans la consultation publique ils étaient intégrés dans les charges d'exploitation hors charges d'énergie, la CRE décide d'intégrer les coûts de pompage au sein du poste « Energie ». Ainsi, les dépenses prévisionnelles pour le pompage sont intégrées dans la trajectoire de charges d'énergie, à partir de 2027.

La CRE retient les modalités de couverture au CRCP des coûts de pompage d'eau suivantes.

Jusqu'à ce que les coûts de la prestation de pompage soient audités et que la date de la mise en œuvre de la prestation soit connue, l'écart entre la trajectoire prévisionnelle de dépenses et les coûts de pompage considérés comme efficaces par la CRE sera couvert à 100 % au CRCP. Le contrat de prestation entre la SPEM et Elengy n'ayant pas encore été finalisé, la CRE devra analyser *a posteriori* l'efficacité de ces coûts et vérifiera qu'ils correspondent à ceux d'un opérateur efficace. L'efficacité des coûts sera notamment évaluée au regard de la date de la mise en service de la prestation, par rapport à sa mise en service prévisionnelle.

Une fois que la prestation de pompage sera effectivement mise en œuvre par la SPEM et que ses coûts auront été audités, la CRE intégrera au CRCP les coûts de pompage d'eau facturés par la SPEM à Elengy selon les modalités prévues pour le poste « Energie » (cf. 3.3.1.2).

3.3.1.3.2. Prise en compte des recettes du TVE au CRCP

La CRE considère nécessaire de maintenir une incitation sur les charges d'énergie des terminaux méthaniers.

La CRE introduit dans la présente délibération un terme variable énergie (TVE, voir partie 5.1) qui permet de couvrir la part des charges d'énergie corrélée avec la quantité de GNL déchargée. La création de ce terme tarifaire permet de neutraliser une partie significative (l'effet volume) des écarts couverts par le CRCP dans l'ATTM6.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE précisait que l'introduction du TVE impliquait de modifier la couverture au CRCP de la part des charges d'énergie corrélée avec la quantité de GNL déchargée. La CRE envisageait de différencier le traitement au CRCP des écarts induits par un effet « prix » ou par un effet « volume »

La CRE envisageait d'appliquer le taux de couverture de 90 % uniquement à l'effet prix des charges d'énergie corrélées avec la quantité de GNL déchargée. La CRE envisageait en revanche de ne pas couvrir au CRCP l'effet « volume » qui serait largement neutralisé par la création du TVE.

La CRE considérait cependant que la part des charges d'énergie non corrélée avec la quantité de GNL déchargée (comme les charges liées aux émissions de CO₂) devrait continuer à être couverte à 90 %, selon les modalités prévues par l'ATTM6.

Les réponses à la consultation sont partagées. Certains acteurs sont favorables à une couverture variable entre effet volume et effet prix, considérant que le TVE couvre le risque volume lié aux charges d'énergie. D'autres soulignent que le TVE ne couvre pas entièrement le risque volume, notamment car il ne couvre pas certains facteurs comme la disponibilité des regazéfiés à ruissellement par rapport aux regazéfiés à combustion.

La CRE considère qu'un traitement différencié au CRCP de ces deux effets complexifie inutilement le cadre de régulation. Cependant, la CRE maintient que la création du TVE permet de neutraliser l'effet volume du poste « Energie ».

En conséquence, la CRE décide d'intégrer au poste « Energie » du CRCP les recettes générées par le terme tarifaire TVE.

3.3.2. Régulation incitative des investissements

Au cours des 20 dernières années, les opérateurs d'infrastructures régulées ont significativement développé leurs infrastructures par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et créer la zone de marché unique. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

La CRE considère que le système d'infrastructures régulées français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis dix ans et son évolution prévisible à l'horizon 2050 conduisent la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement.

3.3.2.1. Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 10 M€

Le tarif ATTM6 prévoyait un mécanisme dit de « budget cible » incitant à la maîtrise des coûts des projets d'investissement, pour les investissements dont le montant est supérieur à 10 M€. Ainsi, lesdits projets font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget cible, et qu'un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité autour du budget cible.

Ce mécanisme a été mis en œuvre à deux reprises dans le cadre de l'ATTM6, pour le projet de rénovation électrique et du système de contrôle commande du terminal méthanier de Montoir, le projet de rénovation des supports et calorifuges des canalisations du terminal méthanier de Montoir ainsi que le projet Ulysse du terminal de Montoir. Le bilan de ce mécanisme sur les terminaux méthaniers (ATTM6) et sur l'ensemble des infrastructures gazières (ATRT7 et ATS2) est positif. Il permet de fiabiliser le chiffrage des investissements à assurer leur bonne conduite. Ces audits permettent également d'analyser les méthodes de fixation des coûts de l'opérateur.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait de reconduire ce mécanisme. Les acteurs qui se sont exprimés sur ce sujet, sont partagés sur la valeur du seuil de 10 M€, certains voulant l'augmenter, d'autres l'abaisser. La CRE considère que le seuil de 10 M€ reste adapté pour le mécanisme de budget cible, appliqué aux terminaux méthaniers.

En conséquence, pour l'ATTM7, pour les projets d'investissements dont la décision d'engagement des dépenses sera prise à compter de l'entrée en vigueur de la présente délibération et dont le budget estimé sera supérieur ou égal à 10 M€ :

- préalablement à l'engagement, par l'opérateur, des dépenses de réalisation, la CRE fixera un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur, l'actif entrera dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par l'opérateur pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, l'opérateur bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, l'opérateur supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

3.3.2.2. Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors infrastructures »

L'opérateur de terminaux méthaniers est incité à maîtriser ses charges de capital au même titre que ses charges d'exploitation sur un périmètre de charges dites « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ce cadre de régulation a été introduit dans le tarif ATRT6 pour les opérateurs de transport, puis dans le tarif ATTM6 pour les terminaux méthaniers.

En effet, ces postes de charges sont par nature susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation. Ce mécanisme incite par conséquent les opérateurs à optimiser globalement l'ensemble des charges. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, une trajectoire d'évolution des charges de capital estimées pour ce type d'investissements, qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs pendant la période tarifaire pour les charges d'exploitation comme pour ces investissements. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

Compte tenu de la spécificité de l'immobilier sur les sites de terminaux méthaniers et de l'impossibilité d'effectuer des arbitrages entre location et construction sur un site industriel, le périmètre incité sera limité aux véhicules et SI.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait d'appliquer ce mécanisme. Les acteurs se sont montrés favorables à cette reconduction. En conséquence, la CRE décide de maintenir ce dispositif.

Ce dispositif prévoit qu'en fin de période tarifaire, la CRE mène une analyse des trajectoires de mise en service des investissements concernés afin de s'assurer que les gains éventuels réalisés au cours de la période tarifaire n'ont pas pour contrepartie des charges plus élevées pour les périodes tarifaires suivantes, du fait par exemple de retards de certains projets.

Le montant estimé des investissements soumis à cette régulation incitative est de 2 M€ par an en moyenne.

3.4. Régulation incitative de la qualité de service

Dans le tarif ATTM6, des nouveaux indicateurs relatifs au programme de maintenance et à l'environnement avaient été introduits. Ces indicateurs n'étaient pas incités financièrement.

Les résultats de ces indicateurs sont rendus disponibles sur les sites internet de l'opérateur pour les utilisateurs des terminaux, accompagnés d'un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles.

La CRE reconduit ce dispositif pour l'ATTM7 selon les modalités suivantes.

3.4.1. Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance des terminaux méthaniers régulés

Afin, d'une part, de donner davantage de visibilité aux utilisateurs des terminaux méthaniers et, d'autre part, de réduire les indisponibilités des terminaux, en particulier celles qui auraient pu être évitées grâce à une meilleure coordination des maintenances avec celles du réseau de transport, le tarif ATTM6 a fixé cinq indicateurs relatifs aux programmes de maintenance :

- le taux de réduction annuel des capacités de déchargement souscrites calculé comme le ratio entre la capacité de déchargement ferme mise à disposition et la capacité de déchargement souscrite. Cet indicateur sera calculé annuellement, pour chaque terminal ;
- le taux de réduction annuel des capacités de stockage calculé comme le ratio entre la capacité de stockage ferme mise à disposition et la capacité de stockage technique. Cet indicateur sera calculé annuellement, pour chaque terminal ;
- le taux de réduction journalier des capacités de regazéification calculé comme le ratio entre la capacité de regazéification quotidienne disponible et la capacité technique de regazéification. Cet indicateur sera calculé quotidiennement, pour chaque terminal ;
- un indicateur de respect des programmes annuels de maintenance des opérateurs de terminaux méthaniers, calculé selon la variation (en pourcentage) de la capacité mise à disposition entre le programme de maintenance prévisionnel publié et le programme de maintenance réalisé. Le suivi de cet indicateur sera calculé annuellement, pour chaque terminal ;
- un indicateur de 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, et notamment le délai d'information en nombre d'heures. Cet indicateur sera renseigné annuellement, pour chaque terminal.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait de reconduire le dispositif de régulation incitative de la qualité de service du tarif ATTM6 s'agissant des programmes de maintenance.

Les répondants sont partagés concernant la reconduction de ce mécanisme de régulation incitative. En effet, un acteur avance que l'opérateur a naturellement intérêt à maximiser la disponibilité des terminaux et qu'il est donc inutile de l'y inciter tandis qu'un autre souligne que cette incitation pourrait revenir à faire primer la disponibilité sur la sécurité. A l'inverse, d'autres acteurs souhaitent inciter financièrement l'opérateur à limiter les durées d'indisponibilité.

La CRE considère qu'Elengy est déjà incité financièrement à maximiser la disponibilité de ses terminaux. En effet, Elengy doit rembourser les créneaux de déchargements programmés qui n'ont pas été honorés. Ce poste étant couvert uniquement à 75 % au CRCP, l'opérateur est ainsi exposé financièrement à hauteur de 25 % sur les déchargements programmés non respectés.

La CRE décide donc de reconduire, pour la période tarifaire ATTM7, les indicateurs suivis durant la période tarifaire ATTM6, sans les inciter financièrement.

3.4.2. Indicateurs relatifs à l'environnement

La CRE a introduit dans le tarif ATTM6 les indicateurs suivants :

- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz déchargé ;
- les fuites de méthane (incluant les pertes diffuses, mises à l'évent et accidents/incidents) rapportées au volume de gaz déchargé.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait de reconduire le dispositif de régulation incitative de la qualité de service du tarif ATTM6 ainsi que les indicateurs suivis.

Les répondants sont partagés concernant la reconduction de ces principes de régulation incitative. En effet, certains acteurs ont soulevé le fait que les dispositions européennes pourront inclure des pénalités financières.

La CRE décide de reconduire, pour la période tarifaire ATTM7, les indicateurs suivis durant la période tarifaire ATTM6.

3.5. Régulation incitative applicable à la recherche, au développement et à l'innovation (R&D&I)

Dans un contexte d'évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l'adaptation des infrastructures à la transition énergétique. Les gestionnaires d'infrastructures doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer les outils d'exploitation de leurs réseaux. Les opérateurs d'infrastructures se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE envisageait de reconduire le dispositif introduit à l'ATTM6 :

- l'incitation à la maîtrise des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs dans l'adaptation de leur programme. En fin de période ATTM7, les opérateurs présenteront à la CRE un bilan financier de la R&D, et les montants non dépensés sur la période seront restitués aux utilisateurs des terminaux (via le CRCP), tandis que les dépassements de trajectoire resteront à la charge de l'opérateur ;
- la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses associées à la R&D sont maintenus au travers de deux exercices :
 - la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés ;
 - la publication biannuelle par les opérateurs d'un rapport à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

Les réponses de la consultation publique sur ce point sont principalement favorables

En conséquence, la CRE reconduit pour la période tarifaire ATTM7 ce mécanisme de régulation incitative applicable à la R&D&I.

4. Niveau des charges à couvrir et trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

4.1. Demande tarifaire et principaux enjeux

Elengy considère que sa demande vise à répondre à plusieurs enjeux, en particulier :

- opérer des infrastructures industrielles cruciales à la sécurité d'approvisionnement en respectant des standards techniques élevés et en inscrivant l'activité dans des exigences accrues de performance environnementale ;
- ajuster durablement les moyens nécessaires à l'exploitation à un taux d'utilisation élevé des terminaux méthaniers dans les prochaines années, après la période de crise ;
- conserver des infrastructures fiables et adaptables pour garantir la valeur assurantielle des terminaux quel que soit le niveau d'utilisation envisagé à court ou moyen terme ;
- gérer la volatilité des réceptions de GNL en reflétant la variabilité des charges d'énergie dans la structure tarifaire ;
- limiter les risques de coûts échoués à l'horizon 2050 pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou ;
- préparer l'avenir du site de Fos Tonkin.

4.2. Répartition des charges indirectes

L'activité d'Elengy se répartit sur trois terminaux méthaniers (Montoir, Fos Cavaou et Fos Tonkin) et, au sein de chacun de ces terminaux, entre différentes activités régulées (déchargement, rechargement) ou non régulées (cf. 2.1).

Ainsi, certains coûts partagés, soit par les différents terminaux, soit par les différentes activités, font l'objet de clés de répartition, afin de faire porter à chaque site et à chaque activité les coûts qui lui sont affectables.

4.2.1. Répartition des charges indirectes régulées entre terminaux méthaniers

Les charges affectables à l'activité régulée de chaque terminal se composent, d'une part, de charges directes, correspondant à des coûts supportés directement par le site en question, et d'autre part, à une part des charges d'exploitation indirectes : loyer du siège, prestations informatiques, frais généraux (études, prestations tertiaires, communication, intérim, crèche, etc.), charges du personnel du siège et dépenses de recherche et développement.

La méthode d'affectation des charges indirectes est fondée sur une répartition au prorata de la capacité technique maximale de chaque terminal méthanier :

	ATTM6	ATTM7
Montoir-de-Bretagne	123 TWh 51 %	123 TWh 48 %
Fos Tonkin	18 TWh 7 %	18 TWh 7 %
Fos Cavaou	100 TWh 41 %	117 TWh 45 %

S'agissant de la méthode d'affectation des charges de capital indirectes, elle est fondée sur une répartition au prorata de la valeur de la BAR au 1^{er} janvier 2024 :

	ATTM6	ATTM7
Montoir-de-Bretagne	237,8 M€	247,1 M€
	26,1 %	26,5 %
Fos Tonkin	12,4 M€	19,7 M€
	1,4 %	2,1 %
Fos Cavaou	660,8 M€	665,2 M€
	72,5 %	71,4 %

4.2.2. Répartition des charges entre activités régulée et non régulée

Certains actifs de chaque terminal méthanier, comme l'appontement, les bras de déchargement, sont utilisés à la fois par les activités régulées et les activités non régulées. Il en est de même pour certains postes de charges d'exploitation, comme les frais de personnel ou certains consommables.

La totalité des coûts bruts est portée par l'activité régulée de chaque terminal. Lorsque ces actifs et charges d'exploitation sont également utilisés pour les activités non régulées, les utilisateurs acquittent une contribution unitaire auprès de la filiale dédiée aux activités non régulées (EHE), qui la reverse ensuite à l'activité régulée.

Cette contribution unitaire est calculée, pour chaque terminal, à partir de trois composantes :

- une quote-part des charges de capital normatives utilisées par l'activité non régulée ;
- une quote-part des charges d'exploitation directes contribuant à l'activité non régulée ;
- une quote-part des charges d'exploitation indirectes (cf. paragraphe précédent) contribuant à l'activité non régulée.

Ces quotes-parts sont calculées à partir de clés de répartition appliquées aux actifs (part de l'appontement utilisée par exemple) et aux charges d'exploitation (nombre de jours-hommes par exemple) concernées par l'activité non régulée en question.

Les clés d'affectation utilisées pour le tarif ATTM6 sont dans l'ensemble adaptées et donc réutilisées pour l'ATTM7, en tant qu'elles permettent une répartition à due proportion des charges résultant de l'utilisation mutualisée d'actifs et des charges d'exploitation actuellement couvertes par les tarifs régulés. En sus de ces présentes clés, la CRE introduit une nouvelle clé de répartition pour le reversement des coûts induits par les équipes en charge de la transition énergétique.

4.3. Charges d'exploitation

4.3.1. Demande d'Elengy

Charges d'exploitation hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement, présentées par Elengy dans sa demande pour chaque terminal méthanier pour la période ATTM7, après affectation des charges indirectes, sont les suivantes :

En M€ courants	2023 réalisé ¹⁶	2025	2026	2027	2028
Montoir-de-Bretagne	40,3	48,5	49,4	50,4	54,4
Fos Tonkin	13,3	15,8	16,0	16,4	16,4
Fos Cavaou	45,8	53,4	54,4	55,5	55,7

Pour Montoir, la demande d'Elengy conduirait en 2025 à une hausse des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement) de +8,2 M€, soit +20,5 % par rapport au réalisé 2023. Sur la période 2025-2028, ces charges augmentent ensuite de +3,9 % en moyenne par an.

Pour Fos Tonkin, la demande d'Elengy conduirait en 2025 à une hausse des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement) de +2,5 M€, soit +18,9 % par rapport au réalisé 2023. Sur la période 2025-2028, ces charges augmentent de +1,3 % en moyenne par an.

Pour Fos Cavaou, la demande d'Elengy conduirait en 2025 à une hausse des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement) de +7,5 M€, soit +16,5 % par rapport au réalisé 2023. Sur la période 2025-2028, ces charges augmentent ensuite de +1,4 % en moyenne par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2023 et 2025 dans la demande d'Elengy sont les suivants :

- les charges de personnel, dont la hausse est associée à des taux d'utilisation durablement hauts (75 %), des programmes d'investissements importants et à la mise en conformité avec la réglementation européenne concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie¹⁷ (ci-après dite « Réglementation méthane ») ;
- la maintenance générale des terminaux pour tenir compte de la forte activité à venir, du rattrapage des actions de maintenance non effectuées pendant les années de forte activité passées, et du vieillissement de certains sites (Montoir, Fos Tonkin) ;
- la maintenance spécifique à la mise en conformité avec la Réglementation méthane ;
- les achats non stockés (pour odoriser le gaz notamment), en lien avec une continuation de l'activité soutenue sur l'ensemble de sites ;
- les prestations informatiques, en lien avec la mise en place d'outils d'aide à la performance (jumeaux numériques, *work it easy*...) ;
- la R&D&I ;
- les impôts et taxes.

Les analyses de la CRE sur une partie de ces postes figurent au 4.3.4.1.

Charges d'énergie

Elengy prévoit une baisse des charges d'électricité et de CO₂ par rapport au réalisé 2023, en raison :

¹⁶ Hors « provisions pour risques hors charges de personnel ». C'est cette présentation qui sera conservée pour les années réalisées dans la suite de cette section. Les chiffres de la partie 6.4.1 de la consultation publique concernant le 2023 réalisé comprennent les « provisions pour risques hors charges de personnel ».

¹⁷ [Règlement \(UE\) 2024/1787 du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie.](#)

- d'une diminution des quantités d'électricité consommées sur les terminaux de Fos Cavaou et de Fos Tonkin ;
- d'une diminution du prix de l'électricité consommée par rapport à l'année 2023, liée notamment à la sortie de la crise des prix sur les marchés de gros ;
- d'une diminution des charges de CO₂, liée à une moindre hausse de la quantité de gaz utilisée dans les regazéifieurs à Montoir.

En M€ courants	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Montoir-de-Bretagne	13,9	7,8	8,6	8,9	9,3
<i>Dont charges d'électricité</i>	9,6	6,3	7,1	6,9	6,7
<i>Dont charges de CO₂</i>	4,4	1,4	1,5	2,0	2,6
Fos Tonkin (électricité)	3,0	1,6	1,8	1,7	1,7
Fos Cavaou (électricité)	8,9	6,2	6,9	6,7	6,6

La demande initiale de charges d'énergie d'Elengy présentée ci-dessus n'intègre pas les coûts de pompage d'eau de la SPEM (voir partie 4.3.4.2).

Provisions pour démantèlement

Dans son dossier tarifaire, Elengy met à jour les paramètres de calcul des dotations aux provisions pour démantèlement pour Montoir et Fos Cavaou, en prenant en compte les paramètres utilisés dans la délibération ATRT8, soit un taux d'inflation de 1,3 % et un taux sans risque nominal de 1,8 %.

Dans le cas de Fos Tonkin, les provisions pour démantèlement ont été intégralement constituées à la fin de l'année 2020 : la demande d'Elengy ne prévoit pas de dotation pour la période ATTM7.

En M€ courants	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Montoir-de-Bretagne	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Fos Tonkin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fos Cavaou	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9

4.3.2. Enjeux identifiés par la CRE

Compétitivité des terminaux méthaniers

A la différence des réseaux de transport ou de distribution, les terminaux méthaniers européens ne constituent pas des monopoles naturels mais sont en concurrence. Au cours de la dernière décennie, la mise en service de plusieurs grands terminaux en Europe a renforcé la compétition face aux autres terminaux européens et aux sources d'approvisionnement terrestres.

Les terminaux méthaniers régulés français doivent ainsi avoir un objectif constant de maîtrise et d'optimisation des coûts afin de rester compétitifs.

Maintenir la disponibilité et le niveau de sécurité des terminaux méthaniers

Garantir la sécurité des personnes et des biens est un enjeu majeur.

Le tarif ATTM7 doit permettre aux terminaux méthaniers d'Elengy de répondre à des sollicitations importantes. La guerre en Ukraine a durablement interrompu les importations européennes de gaz russe par gazoduc. Dans ce contexte, la CRE considère que le tarif doit effectivement donner les moyens à Elengy de permettre un taux d'utilisation élevé tout en maintenant le niveau de sécurité de ses installations. Enfin, le tarif doit permettre de mettre en œuvre les investissements qui concourent aux objectifs de disponibilité et de sécurité des terminaux.

Accroître la performance environnementale des terminaux et se mettre en conformité avec les exigences de la Règlementation méthane

Le règlement européen 2024/1787 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie comporte un ensemble de mesures applicables dès son entrée en vigueur. Ce règlement a été publié le 15 juillet 2024 au *Journal officiel* de l'Union européenne.

Favoriser l'innovation pour l'activité d'opérateur de terminal méthanier

L'innovation et les nouvelles possibilités offertes par la révolution numérique sont des leviers pour optimiser les coûts associés aux transformations imposées par la transition énergétique. Elengy doit favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements, voire de coûts échoués.

La CRE souhaite s'assurer qu'Elengy dispose des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets d'innovation. Elengy doit, en contrepartie, utiliser efficacement et de manière transparente ses ressources, notamment en les affectant à des programmes directement dédiés à son activité régulée.

Permettre la bonne gestion des programmes d'investissements

Dès à présent, et en particulier pendant l'ATTM7, Elengy veut mettre en œuvre un important programme d'investissements pour continuer de mener à bien ses missions. La CRE note qu'Elengy souhaite se munir des outils et des leviers nécessaires à la bonne conduite de projets industriels de cette envergure.

Les enjeux identifiés par la CRE ci-dessus et présentés lors de la consultation publique sont partagés par les répondants à ladite consultation.

4.3.3. Approche d'analyse retenue

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre les charges réalisées et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATTM6 doit être pris en compte pour établir le tarif ATTM7, de telle manière que les utilisateurs des terminaux méthaniers bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé à Elengy de présenter sa demande tarifaire au regard de l'exercice réalisé de l'année 2023, en justifiant tout écart significatif par rapport à celui-ci.

La CRE a mandaté le cabinet Orcom H3P pour effectuer un audit des charges d'exploitation, hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement, des terminaux méthaniers. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2024.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des terminaux méthaniers constatés lors de la période ATTM6 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par Elengy pour la période tarifaire de l'ATTM7. Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des terminaux méthaniers pour la période tarifaire de l'ATTM7 ;
- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2023) et prévisionnelles (2025-2028) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficace des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATTM7.

La CRE a, par ailleurs, analysé certains postes spécifiques, comme les dépenses de recherche et développement (R&D) ou les charges d'énergie.

A la suite de la consultation publique, les échanges se sont poursuivis entre Elengy et la CRE sur un certain nombre de postes des charges nettes d'exploitation. Le niveau finalement retenu par la CRE est le résultat de ces échanges avec Elengy et de ses propres analyses.

4.3.4. Analyse de la CRE

Les analyses de l'auditeur et de la CRE ont porté sur le dossier tarifaire initial transmis par Elengy. Toutefois, la CRE a ajusté l'hypothèse d'inflation sur la base du projet de loi de finances (PLF) pour l'année 2025¹⁸, et sur la base des prévisions du FMI pour les années 2026 à 2028. L'ensemble des trajectoires présentées ci-après sont corrigées de cette nouvelle trajectoire d'inflation.

	2024	2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle retenue dans la consultation publique	2,50%	2,00%	2,00%	1,80%	1,60%
Inflation prévisionnelle retenue dans la délibération	2,50%	1,80%	1,80%	1,80%	1,80%

4.3.4.1. Résultats de l'audit externe et de l'analyse de la CRE pour les charges d'exploitation hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement

A l'issue de ses travaux préliminaires et de ceux de l'auditeur, la CRE a présenté dans la consultation publique la fourchette de trajectoires suivante pour les charges d'exploitation (hors charges d'énergie et provisions pour démantèlement) des terminaux méthaniers sur la période ATTM7 :

Montoir-de-Bretagne M€	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Elengy	48,5	49,4	50,4	54,4
Trajectoire avec ajustements recommandés par l'auditeur	44,4	44,8	47,0	49,3

Fos Tonkin M€	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Elengy	15,8	16,0	16,4	16,4
Trajectoire avec ajustements recommandés par l'auditeur	14,5	14,5	14,6	14,8

¹⁸ Projet de loi de finances pour 2025, n° 324, déposé le jeudi 10 octobre 2024.

Fos Cavaou M€	2025	2026	2027	2028
Trajectoire demandée par Elengy	53,4	54,4	55,5	55,7
Trajectoire avec ajustements recommandés par l'auditeur	50,3	50,9	51,7	52,1

Les principaux écarts entre la trajectoire incluant les ajustements de l'auditeur et la demande d'Elengy portaient sur les charges de personnel, en particulier à Fos, sur les consommations externes, en particulier sur la maintenance et sur la R&D&I.

Elengy, à l'issue des travaux réalisés depuis la consultation publique du 24 juillet 2024, a mis à jour sa demande sur certains postes, en prenant en compte les éléments les plus récents. De plus, la CRE a procédé à un certain nombre de retraitements de cette trajectoire, en complément des ajustements de l'auditeur, à la suite des discussions avec l'opérateur. Les principaux ajustements que la CRE retient finalement par rapport à la demande d'Elengy sont présentés ci-après.

- **Charges de personnel**

La demande d'Elengy s'inscrit dans un contexte de stabilisation des taux d'utilisation des terminaux à des niveaux élevés (75 % de taux prévisionnel), de programmes d'investissements majeurs, en particulier à Montoir (voir partie 4.5.2.1), et de nouvelles réglementations et de besoins (par exemple, la nouvelle Réglementation méthane). Sur la période 2021-2023, Elengy a procédé à une augmentation des effectifs au-delà du niveau anticipé par l'ATTM6 (~+10 %) pour faire face aux taux d'utilisation exceptionnellement élevés pendant la crise et préparer les programmes d'investissements importants à venir.

Par rapport à l'année 2023, l'opérateur envisage des effectifs supplémentaires sur l'ensemble de la période 2025-2028.

L'auditeur a évalué cette demande en considérant que :

- le contexte global de l'ATTM7 a des similarités fortes avec celui de l'année 2023, notamment pour le niveau d'activité. Il considère donc que les effectifs opérationnels à fin 2023 suffisent à maintenir le même niveau d'activité ;
- le niveau de ressources internes nécessaire pour gérer les programmes d'investissements d'Elengy doit être apprécié au regard de la durée de ces programmes ;
- le besoin d'effectifs pour la mise en conformité des sites avec la Réglementation méthane est surévalué. En effet, l'auditeur considère qu'Elengy surestime le nombre de fuites dans la durée, et par conséquent le nombre de personnes pour les réparer, pour les années 2026-2028.

En conséquence, l'auditeur a préconisé de modérer la demande d'Elengy. Cela représente -17,5 M€ (- 6,7 %) d'ajustements cumulés sur les 4 années de la période ATTM7.

Analyse de la CRE

S'agissant de la trajectoire d'effectifs, la CRE ne retient pas l'intégralité des ajustements recommandés par l'auditeur :

- la trajectoire considérée par l'auditeur Orcom H3P sous-estime le besoin de renfort opérationnel, en particulier à Fos. Pour justifier sa demande d'ETP supplémentaires, Elengy a fait conduire un audit par Schneider Electric Consulting, dont les résultats ont été partagés avec la CRE en octobre 2024. L'objectif de ces recrutements est de dimensionner les équipes des terminaux de Fos au regard d'une forte utilisation des terminaux et du début de vieillissement du site de Cavaou. La CRE a pris en compte ces nouveaux éléments et retient finalement presque entièrement la demande d'Elengy pour renforcer les équipes des terminaux de Fos ;

- l'auditeur Orcom H3P sous-estime le besoin en matière de gestion des programmes d'investissements. En particulier, la CRE considère que l'auditeur ne retient pas certains ETP, pourtant nécessaire à la bonne gestion des actifs et des contrats d'Elengy. Elle décide en conséquence de retenir la demande de l'opérateur pour ces postes.

En revanche, la CRE considère que l'auditeur Orcom H3P évalue correctement le besoin d'effectifs pour la mise en conformité des sites avec la Réglementation méthane.

S'agissant de la trajectoire de revalorisation salariale, la CRE considère que certains paramètres présentés par Elengy dans sa demande sont trop élevés.

La CRE retient -8,1 M€ (- 3,1 %) d'ajustements pour l'ensemble de la période ATTM7 sur le poste charges de personnel.

- **Coûts de maintenance**

Le poste coûts de maintenance est composé de deux sous-postes : les coûts de maintenance ordinaires et les coûts de maintenance spécifiques à la mise en conformité avec le Règlement méthane (détection et réparation de fuites de méthane).

L'auditeur considère que les coûts de maintenance ordinaires tels que demandés par Elengy sont surévalués. En effet, en exploitant la corrélation entre niveau d'activité et coûts de maintenance, il a pu évaluer les coûts de maintenance d'Elengy pour la période ATTM7. Il préconise en conséquence un ajustement de -1,9 M€ au global sur les coûts de maintenance ordinaires, sur une demande de 59,9 M€ (-3,2 %).

L'auditeur a également considéré que les coûts de maintenance spécifiques sont surévalués. En particulier, il considère que l'opérateur surestime le nombre de fuites à réparer à partir de 2026, après une première année de détection et de réparation des fuites au nouveau seuil prescrit par le Règlement méthane. Il recommande en conséquence un ajustement de - 3,1 M€, pour une demande de 9,7 M€ (-32,0 %).

Analyse de la CRE

S'agissant de l'ajustement sur les coûts de maintenance ordinaires, la CRE estime que l'approche recommandée par l'auditeur est pertinente. Cependant, après échanges avec l'opérateur, la CRE considère que le modèle mis en œuvre par l'auditeur ne prend pas en compte le vieillissement des installations. La CRE retient l'ajustement de l'auditeur en y intégrant la prise en compte du vieillissement des installations. Il en ressort un ajustement de -1,5 M€, sur une demande de 59,9 M€ (-2,5 %).

S'agissant de la trajectoire de coûts de maintenance spécifiques, la CRE partage la recommandation de l'auditeur et décide de maintenir cet ajustement. En conséquence, la CRE retient un ajustement de - 3,1 M€, sur une demande de 9,7 M€ (-32,0 %) pour les coûts de maintenance spécifiques à la mise en conformité avec la Réglementation méthane.

La CRE retient un ajustement total pour les coûts de maintenance de -4,6 M€, sur une demande de 69,6 M€ (-6,6 %).

- **Recherche, Développement et Innovation (R&D&I)**

Pour le poste R&D&I, la CRE retient la demande d'Elengy concernant la R&D portant sur des projets en lien avec les activités régulées d'Elengy.

S'agissant de la demande relative aux actions de R&D sur des activités non régulées (ammoniac, CO₂, H₂ ...), la CRE retient un montant de 1,0 M€ pour l'ATTM7, en cohérence avec la méthodologie qu'elle a appliquée aux autres opérateurs gaziers. En effet, dans les tarifs ATRT8 et ATS3, la CRE a considéré qu'il est souhaitable, dans un contexte de transition énergétique, que les gestionnaires d'infrastructures gazières disposent d'un budget pour étudier l'impact d'une conversion à d'autres gaz des actifs susceptibles d'être réutilisés. La CRE a décidé de retenir des dépenses équivalentes à 0,1 % du niveau moyen de la BAR pendant la période tarifaire.

Enfin, la CRE retient la demande d'Elengy concernant le poste Innovation.

En conséquence, la CRE retient un ajustement de -2,4 M€ sur une demande de 6,2 M€ (-39 %).

- **Coûts de pompage de l'eau de la SPEM**

Comme vu dans la partie 3.3.1.3.1, les coûts de pompage de la SPEM dans le cadre du projet Ulysse sont composés d'une partie fixe et d'une partie variable. Lors de la consultation publique, ces coûts étaient présentés comme étant intégrés aux charges d'exploitation hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement.

Cependant, en cohérence avec le cadre réglementaire retenu dans la présente délibération, les coûts de pompage de l'eau de la SPEM sont comptabilisés au sein du poste « Energie » et ne sont donc pas intégrés aux charges d'exploitation hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement. En conséquence, un ajustement de [confidentiel] est effectué par rapport à la demande d'Elengy.

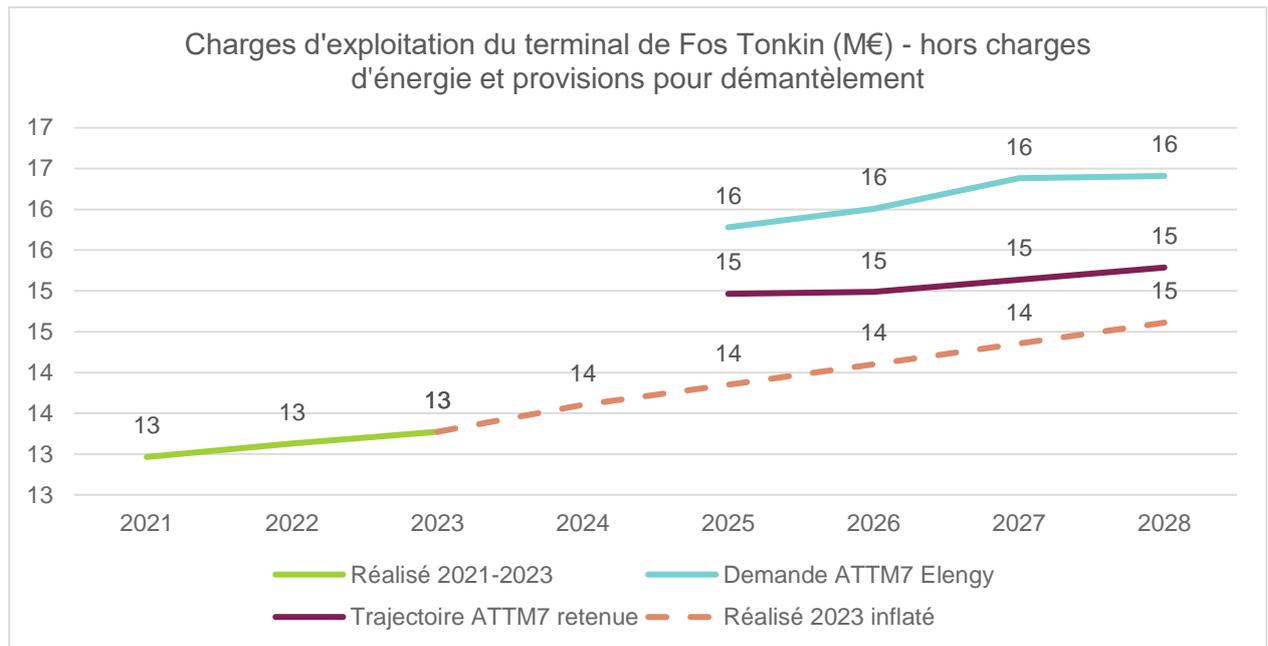
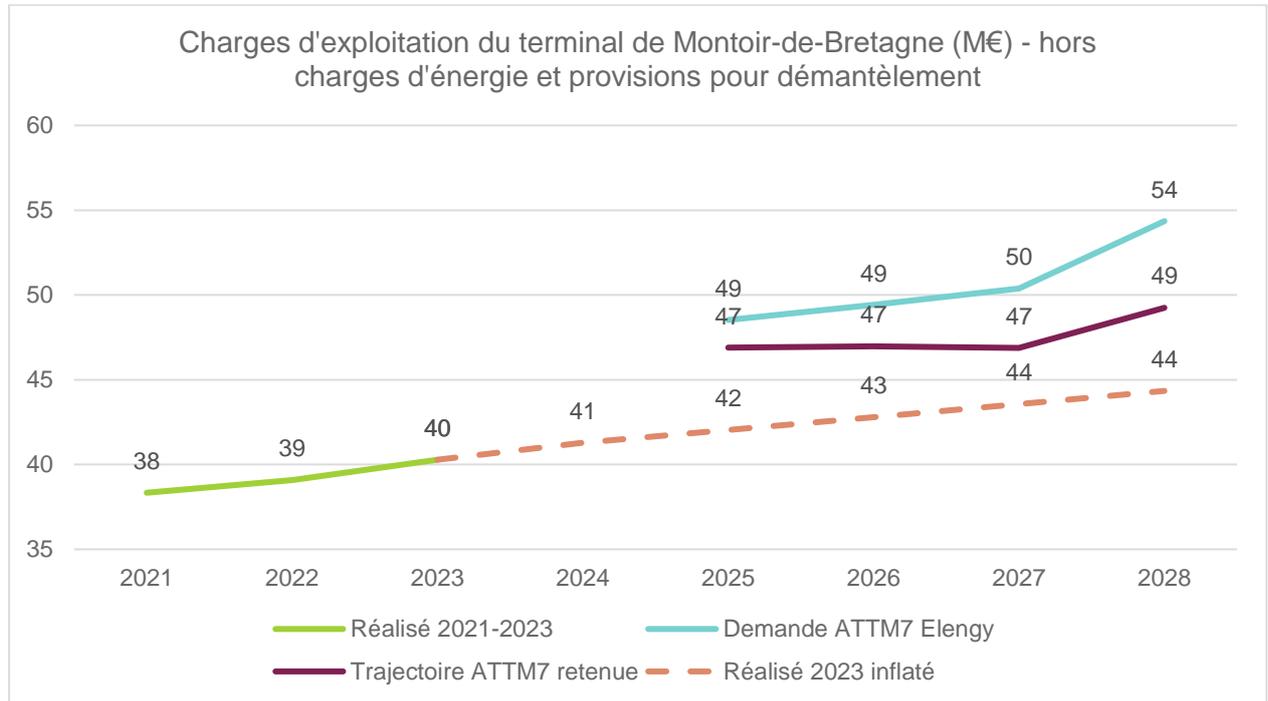
Au global, cet ajustement est compensé par le transfert au poste « Energie » des coûts de pompage, mis à jour de la dernière estimation de [confidentiel] (voir 4.3.4.2).

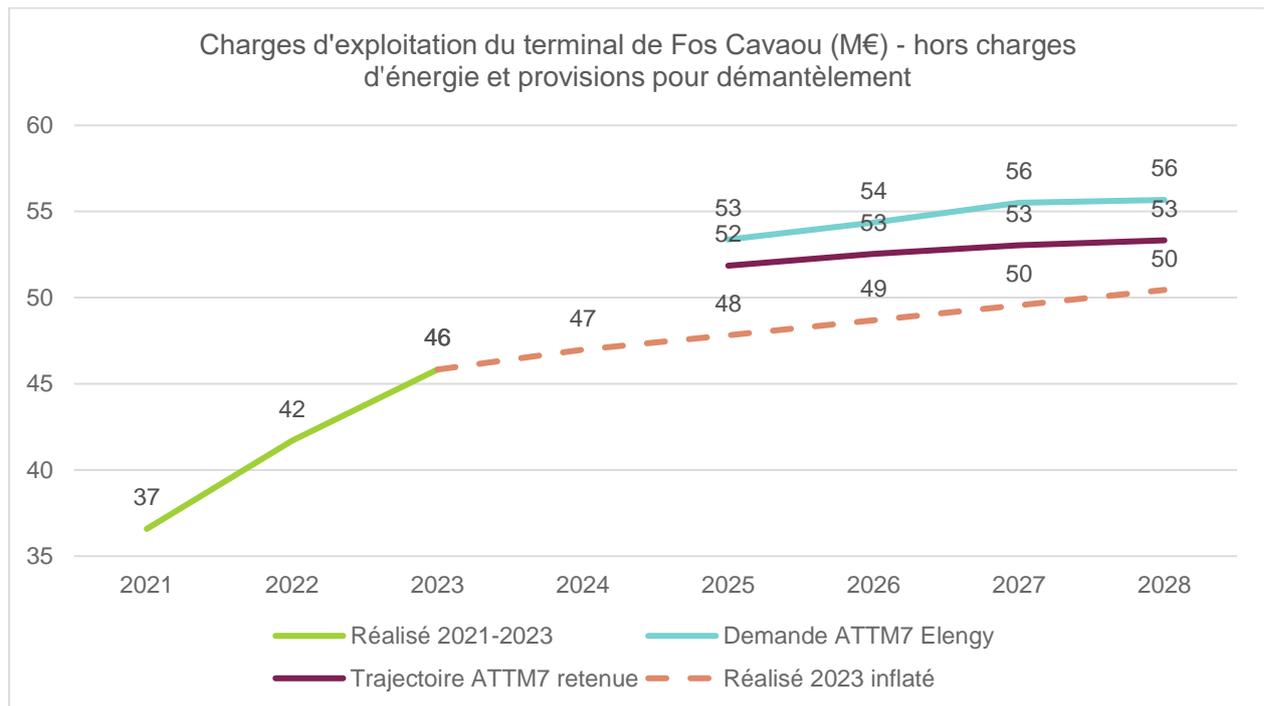
A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent les trajectoires des charges nettes d'exploitation hors charges d'énergie et hors provisions pour démantèlement, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATTM7 :

Montoir-de-Bretagne (M€)	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy	40,3	48,5	49,4	50,4	54,4
Ajustements retenus par la CRE		-1,6	-2,4	-3,5	-5,1
Trajectoire retenue par la CRE	40,3	46,9	47,0	46,9	49,2

Fos Tonkin (M€)	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy	13,3	15,8	16,0	16,4	16,4
Ajustements retenus par la CRE		-0,8	-1,0	-1,2	-1,1
Trajectoire retenue par la CRE	13,3	15,0	15,0	15,1	15,3

Fos Cavaou (M€)	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy	45,8	53,4	54,4	55,5	55,7
Ajustements retenus par la CRE		-1,5	-1,8	-2,5	-2,3
Trajectoire retenue par la CRE	45,8	51,9	52,5	53,0	53,3





4.3.4.2. Résultats de l'analyse de la CRE pour les charges d'énergie

La demande d'Elengy concernant les charges d'énergie repose :

- pour la partie volume, sur une estimation faite à partir d'une corrélation existante entre quantité déchargée et électricité consommée sur les sites ;
- pour la partie prix, sur des estimations des composantes de l'électricité et du prix de la tonne de dioxyde de carbone.

La CRE estime que ces hypothèses sont pertinentes. En particulier, les hypothèses de prix (électricité et tonne de dioxyde de carbone) sont cohérentes et ont été mises à jour par Elengy en novembre 2024. La CRE considère cependant que le prix des garanties de capacité est mal évalué par l'opérateur et l'a ajusté en conséquence. L'ajustement associé, par rapport à la demande d'Elengy, est de -0,3 M€ sur la période ATTM7, tous sites confondus.

Les hypothèses de quantités d'électricité consommées et de CO₂ émises sont cohérentes avec une hypothèse de taux d'utilisation des terminaux à 75 %. Ces hypothèses de quantités n'ont qu'un impact marginal sur le niveau des termes tarifaires grâce à la création du TVE (voir 3.3.1.3.2).

De plus, comme décrit dans la partie 3.3.1.3.1, les coûts de pompage d'eau de la SPEM sont intégrés dans le poste « Energie » du CRCP. Ces coûts sont composés d'une part fixe et d'une part variable. Les estimations les plus récentes s'agissant de ce poste amènent à une trajectoire de [confidentiel] en 2027 et de [confidentiel] en 2028, soit [confidentiel] pour l'ATTM7. Les années 2027 et 2028 correspondent aux années de montée en charge des coûts de pompage, dans le cadre du projet Ulysse.

Ainsi, la trajectoire de charges d'énergie d'Elengy pour l'ATTM7 est la suivante :

Délibération n°2025-05

9 janvier 2025

Montoir-de-Bretagne	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Electricité (M€)	9,6	6,3	6,9	6,9	7,0
<i>Dont charges variables d'électricité¹⁹ (M€)</i>	-	4,5	5,0	5,0	5,0
<i>Volume d'électricité (GWh)</i>			[confidentiel]		
CO ₂ (M€)			[confidentiel]		
SPEM		-	-	[confidentiel]	
Total charges d'énergie (M€)	13,9	8,1	8,7	9,5	10,1

Fos Tonkin	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Electricité (M€)	3,0	1,6	1,7	1,7	1,7
<i>Dont charges variables d'électricité²⁰ (M€)</i>	-	0,8	0,8	0,8	0,8
<i>Volume d'électricité (GWh)</i>			[confidentiel]		
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	3,0	1,6	1,7	1,7	1,7

¹⁹ Les charges variables d'électricité sont calculées à partir des hypothèses de quantité réellement déchargée présentées en partie 4.8.

²⁰ Les charges variables d'électricité sont calculées à partir des hypothèses de quantité réellement déchargée présentées en partie 4.8.

Fos Cavaou	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Electricité (M€)	8,9	6,2	6,8	6,8	6,8
<i>Dont charges variables d'électricité²¹ (M€)</i>	-	4,6	5,1	5,1	5,1
Volume d'électricité (GWh)			[confidentiel]		
CO ₂ (M€)	-	-	-	-	-
Total charges d'énergie (M€)	8,9	6,2	6,8	6,8	6,8

4.3.4.3. Résultats de l'analyse de la CRE pour les provisions pour démantèlement

La CRE n'a pas apporté d'ajustements à la demande d'Elengy, détaillée en 4.3.1, et décide en conséquence de la retenir.

En M€ courants	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Montoir-de-Bretagne	1,4	1,4	1,5	1,5	1,5
Fos Tonkin	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fos Cavaou	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9

4.3.5. Synthèse de l'analyse de la CRE s'agissant des charges d'exploitation

A titre de synthèse, les tableaux suivants présentent les trajectoires des charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie et provisions pour démantèlement, résultant des ajustements retenus par la CRE pour le tarif ATTM7 :

Montoir-de-Bretagne (M€)	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy	55,6	57,8	59,5	60,8	65,2
Ajustements retenus par la CRE		-1,3	-2,4	-2,9	-4,3
Trajectoire retenue par la CRE	55,6	56,4	57,1	57,9	60,9

²¹ Les charges variables d'électricité sont calculées à partir des hypothèses de quantité réellement déchargée présentées en partie 4.8.

Fos (M€)	Tonkin	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy		16,3	17,4	17,8	18,1	18,1
Ajustements retenus par la CRE			-0,9	-1,1	-1,2	-1,1
Trajectoire retenue par la CRE		16,3	16,5	16,7	16,8	17,0

Fos Cavaou (M€)	2023 réalisé	2025	2026	2027	2028
Demande d'Elengy	56,6	61,4	63,1	64,1	64,2
Ajustements retenus par la CRE		-1,5	-2,0	-2,4	-2,1
Trajectoire retenue par la CRE	56,6	59,9	61,2	61,7	62,1

La trajectoire retenue par la CRE donne les moyens à Elengy de :

- répondre à un niveau d'exigence opérationnelle élevée dans un contexte d'utilisation durablement élevé de ses terminaux ;
- se munir des moyens humains nécessaires au bon fonctionnement des terminaux, en particulier à Fos ;
- mener à bien l'ensemble de ses programmes d'investissement, en particulier pour la rénovation du site de Montoir ;
- de répondre aux enjeux de la mise en conformité avec les exigences de la Règlementation méthane ;
- de mener des travaux de R&D&I dans le contexte de la transition énergétique.

Ainsi, les trajectoires fixées par la CRE prévoient :

- pour Montoir-de-Bretagne : une hausse de +1,5 % entre le réalisé 2023 et le prévisionnel 2025. Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +2,5 % par an en moyenne sur la période ATTM7 ;
- pour Fos Tonkin : une hausse de +1,5 % entre le réalisé 2023 et le prévisionnel 2025. Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1,0 % par an en moyenne sur la période ATTM7 ;
- pour Fos Cavaou : une hausse de +5,9 % entre le réalisé 2023 et le prévisionnel 2025. Les charges nettes d'exploitation évoluent ensuite de +1,2 % par an en moyenne sur la période ATTM7.

4.4. Coût moyen pondéré du capital

4.4.1. Demande d'Elengy

La demande d'Elengy a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital identique à celui du tarif ATRT8 actuel, soit 4,1 % réel avant impôts (5,4 % nominal avant impôts), auquel s'applique une prime spécifique liée à l'activité de GNL.

Elengy demande une augmentation de la prime spécifique liée à l'activité de GNL de 200 points de base à 250 points de base pour les actifs de Fos Cavaou mis en service à partir du 1^{er} janvier 2025 et de 150 points de base à 250 points de base pour les actifs de Montoir mis en service à partir du 1^{er} janvier 2021. Pour tous les autres actifs « infrastructure », Elengy demande le maintien de la prime de 200 points de base.

S'agissant de la rémunération des immobilisations en cours (IEC), Elengy demande le maintien d'une rémunération à l'équivalent en base nominale du coût de la dette avant impôts de 2,8 % augmentée de la prime spécifique liée à l'activité de GNL.

4.4.2. Taux de rémunération retenu

La CRE attache la plus grande importance à la stabilité de ses principes de détermination du CMPC afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché.

Pour le tarif ATTM7, comme exposé dans la partie 3.1.3.3 de cette délibération, la CRE établit le niveau du CMPC du tarif des terminaux méthaniers régulés comme celui défini pour l'activité de transport de gaz dans le tarif ATRT8, à hauteur de 4,1 % réel avant impôts (5,4 % nominal avant impôts), majoré de la prime spécifique liée à l'activité de GNL.

La CRE adopte de plus les mesures suivantes portant sur le cadre de régulation tarifaire pour limiter le risque de coûts échoués des terminaux méthaniers, à savoir :

- la désindexation de la BAR (auparavant indexée sur l'inflation) : les actifs des terminaux méthaniers entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025 sont comptabilisés à leur valeur nette comptable dans la BAR. Le taux de rémunération associé est défini et fixé en termes nominaux (décrite dans la partie 3.1.3.1) ;
- la réduction de la durée d'amortissement des nouveaux actifs du terminal de Fos Cavaou à 20 ans, dans la continuité de la décision de l'ATTM6 concernant les actifs sur le site de Montoir (décrite dans la partie 3.1.3.2).

Montant de la prime spécifique liée à l'activité de GNL :

Pour la période ATTM6, la prime spécifique GNL a été fixée à 150 points de base pour les actifs de Montoir dont la durée d'amortissement a été réduite à 20 ans (soit les actifs entrés en service à partir du 1^{er} janvier 2021). La CRE avait considéré que la réduction de la durée d'amortissement réduisait le risque de coûts échoués, et que le niveau de la prime devait être ajusté en conséquence. En effet, une part plus importante des amortissements est ramenée sur les années proches, et donc sur la période couverte par les souscriptions de long terme actuelles.

Ainsi, la CRE avait envisagé dans sa consultation publique du 24 juillet 2024 que les investissements concernés par le raccourcissement de la durée d'amortissement à Fos Cavaou se verraient appliquer une prime au même niveau que celle fixée par le tarif ATTM6 pour le terminal de Montoir, soit 150 points de base.

Elengy a réitéré sa demande d'augmentation de la prime à 250 points de base pour les nouveaux actifs de Fos Cavaou et de Montoir, considérant que la réduction de la prime associée à l'accélération des amortissements n'était pas justifiée et qu'il supportait des risques au-delà de ceux couverts par la prime actuelle. Par ailleurs, Elengy a indiqué qu'il convenait de prendre en compte la transcription en termes nominaux de la prime précédemment appliquée sur le taux de rémunération réel.

Les répondants à la consultation publique du 24 juillet 2024 sont partagés concernant l'adaptation de la prime spécifique pour les nouveaux investissements.

Les répondants favorables à la baisse de la prime spécifique proposée par la CRE soulignent le fait que la réduction des durées d'amortissement des actifs de Fos Cavaou diminue le risque financier, que la souscription long-terme des terminaux atténue le risque commercial sur la période, enfin que les programmes de maintenance réduisent les risques de défaillance matérielle.

La CRE considère que l'analyse développée dans sa décision tarifaire ATTM6 reste pertinente : la réduction de la durée d'amortissement à 20 ans au maximum conduit à une réduction du risque de coûts échoués supporté par Elengy. Une part plus importante de la valeur des actifs sera amortie sur la période couverte par les souscriptions de long terme actuelles et cela est renforcé par le fait que les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou sont entièrement souscrits, respectivement jusqu'en 2035 et en 2040.

La CRE reconnaît que les nouveaux investissements dans les terminaux méthaniers se font dans un contexte de risque de coûts échoués à long terme accru du fait de la diminution prévisionnelle de la consommation de gaz en France dans un contexte de transition énergétique, incluant la sortie programmée du gaz fossile, et de la concurrence des autres terminaux méthaniers européens. Les souscriptions futures ne sont pas garanties au-delà de 2035 et 2040.

Ainsi, pour les nouveaux actifs, les effets sur le niveau de la prime spécifique liée au GNL de la réduction de la durée d'amortissement sont compensés notamment par l'évolution des risques de coûts échoués des terminaux méthaniers à long terme et le passage à une rémunération nominale.

Afin de prendre en compte ces risques, la CRE retient pour le tarif ATTM7 une prime de 200 points de base pour les nouveaux actifs, entrant en service à partir du 1^{er} janvier 2025, des terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. La prime appliquée aux autres actifs reste inchangée par rapport à l'ATTM6.

4.5. Investissements, BAR et charges de capital normatives

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour établir la trajectoire prévisionnelle du tarif ATTM7 prend en compte les prévisions d'investissements fournies par Elengy.

4.5.1. Siège

4.5.1.1. Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissements du siège prévue par Elengy sur la période ATTM7 est de 2,4 M€ par an en moyenne, alors qu'elles étaient d'environ 3,5 M€ par an au cours de la période ATTM6. Les dépenses de la période tarifaire ATTM7 sont stables. Durant la période ATTM7, l'opérateur prévoit de réaliser des programmes annuels récurrents, concernant notamment le système informatique.

En M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7	Moyenne annuelle ATTM6*
TOTAL	2,9	2,1	2,1	2,1	2,3	3,5

**moyenne des dépenses d'investissement réalisées 2021-2023 et estimé 2024*

4.5.1.2. Trajectoire des charges de capital

Les dépenses d'investissements qui font l'objet d'une régulation incitative, c'est-à-dire les investissements « hors infrastructures » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information, sont intégralement assumées au niveau du siège. Par ailleurs, ce sont les seules dépenses d'investissement du siège.

Les tableaux ci-dessous détaillent la trajectoire de BAR, d'IEC et de CCN au titre des actifs « hors infrastructure » d'Elengy de 2025 à 2028, qui font l'objet d'une régulation spécifique définie au paragraphe 3.3.2.2 :

Siège en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	10,5	10,3	9,0	7,7	9,4
Mises en service*	2,8	2,1	2,1	2,1	2,3
Amortissement	3,2	3,5	3,5	3,1	3,3
BAR au 31/12/N	10,1	9,0	7,6	6,7	8,4
Réévaluation	0,2	0,1	0,0	0,0	0,1
Immobilisations en cours (IEC)	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

* Investissements entrant dans la BAR

Siège en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	10,5	10,3	9,0	7,7	9,4
Rémunération de la BAR	0,5	0,5	0,5	0,4	0,5
Amortissement de la BAR	3,2	3,5	3,5	3,1	3,3
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Charges de capital normatives	3,8	4,0	4,0	3,5	3,9

Par ailleurs, ces charges de capital étant des charges indirectes relevant du siège, elles sont affectées aux trois terminaux au prorata de la BAR de chaque terminal au 31 décembre 2024 (cf. partie 4.2.1).

4.5.2. Montoir-de-Bretagne

4.5.2.1. Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissements de Montoir prévue par Elengy sur la période ATTM7 est marquée par une hausse significative, avec des dépenses moyennes de 73,5 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 32,1 M€ par an au cours de la période ATTM6. Cette hausse est notamment due à des investissements de rénovation, le terminal vieux de plus de 40 ans étant particulièrement sollicité dans le contexte de marché actuel.

Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la prochaine période tarifaire :

En M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7	Moyenne annuelle ATTM6*
TOTAL	66,5	105,5	75,0	46,8	73,5	34,7

*moyenne des dépenses d'investissement réalisées 2021-2023 et estimé 2024

En particulier, Elengy prévoit de réaliser trois grands projets de rénovation :

- dans le cadre du projet Apollon, Elengy renouvelle les racks, les supports de tuyauterie et des calorifuges. La CRE a fixé le budget cible à 52,7 M€ le 5 octobre 2023²² ;
- le projet Achille a pour objet de réduire des fuites de méthane émises du réservoir RV03 de Montoir. Il intégrera également des actions de rénovation du génie civil de cet équipement. Son coût est estimé à date à 22 M€ et sera réalisé durant la période ATTM7 ;

²² [Délibération n°2023-312 de la CRE du 5 octobre 2023 portant décision relative à la définition du budget cible du projet de rénovation des canalisations du terminal méthanier de Montoir de Bretagne](#)

- le projet Ulysse concerne principalement la rénovation de la fonction regazéification. Le montant d'investissement prévu par Elengy est d'environ 220 M€, dont 169 M€ pour la période ATTM7. Le projet a pour objectif majeur le remplacement des regazéificateurs à combustion par des regazéificateurs à ruissellement (ORV²³) et la réduction des risques au départ des canalisations de gaz naturel à haute pression en sortie des regazéificateurs. Elengy prévoit également de modifier ses installations pour pouvoir recourir aux installations de pompage d'eau de Loire de la centrale électrique SPEM, à proximité du terminal.

Les autres projets d'investissements de Montoir sur la période ATTM7 concernent la rénovation des systèmes d'automatismes (5 M€), la rénovation et adaptation des bras de transfert (3,2 M€), ainsi que les travaux sur l'appontement (4 M€).

Concernant le projet Ulysse

Dans sa consultation publique du 24 juillet 2024, la CRE considérait que le remplacement des regazéificateurs à combustion par des regazéificateurs à ruissellement et que la mutualisation des installations de pomperie avec la centrale SPEM semblaient être des choix pertinents. En effet, selon Elengy, l'installation de nouveaux regazéificateurs à ruissellement devait permettre, d'une part, de réduire l'autoconsommation de gaz et les émissions de CO₂ du terminal et, d'autre part, de réduire fortement la durée d'indisponibilité du terminal pendant les travaux. Elengy indiquait également que la mutualisation des installations de pomperie de la SPEM permettra de limiter ses investissements.

Ce projet a soulevé des désaccords parmi les répondants à la consultation publique. En effet, certains acteurs questionnent la pertinence du projet au vu des perspectives décroissantes de la consommation de gaz et des objectifs de neutralité carbone. D'autres répondants considèrent que ces investissements sont nécessaires pour pérenniser le site de Montoir.

Selon l'état du droit en vigueur, la CRE n'est pas compétente pour approuver les programmes d'investissements des opérateurs de terminaux méthaniers. La CRE comprend néanmoins que le projet Ulysse est nécessaire pour que le site de Montoir reste en conformité avec les obligations réglementaires. Les charges couvertes par le tarif devront correspondre aux charges d'un opérateur efficace. Elle estime également que le changement des regazéificateurs à combustion permet d'améliorer le bilan environnemental du terminal et permet aux clients de Montoir de faire des économies d'énergie à moyen terme.

Ainsi, la CRE n'apporte pas de modification à la trajectoire d'investissements demandée par Elengy.

4.5.2.2. Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Montoir de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Montoir en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	291,1	344,9	360,5	408,5	351,2
Mises en service*	68,8	34,2	70,0	158,8	82,9
Amortissement	20,4	23,2	25,9	31,5	25,3
BAR au 31/12/N	339,5	355,8	404,6	535,8	408,9
Réévaluation	5,4	4,7	3,9	4,6	4,7
Immobilisations en cours (IEC)	49,3	120,7	125,7	13,7	77,3

* Investissements entrant dans la BAR

²³ Open rack vaporizer.

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Montoir de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Montoir en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	291,1	344,9	360,5	408,5	351,2
Rémunération de la BAR	21,1	24,0	26,5	33,4	26,3
Amortissement de la BAR	20,4	23,2	25,9	31,5	25,3
Rémunération des IEC	2,4	4,1	5,9	3,4	3,9
Charges de capital normatives	44,0	51,2	58,3	68,3	55,5
CNN siège affectées (26,5%)	1,0	1,1	1,1	0,9	1,0
Total charges de capital normatives	45,0	52,3	59,4	69,2	56,5

4.5.2.3. Trajectoire de mise au rebut

Elengy a initié depuis 2023 un large programme de rénovation de ses sites. Leur réalisation s'étalera sur plusieurs exercices et va impliquer quelques retraits ou remplacements d'actifs régulés, qui n'auront pas été complètement amortis générant donc une valeur de mise au rebut.

Elengy demande donc la compensation de la valeur nette comptable de ces actifs. Le niveau des mises au rebut dont Elengy demande la couverture correspond à environ 5 % du coût des projets d'investissement qui les provoquent et s'élève à 2,7 M€ en 2025 et 1,4 M€ en 2026 sur le site de Montoir.

Les montants demandés par Elengy sont significatifs (environ 2 % des CCN de Montoir sur la période) et n'ont pas fait l'objet de justifications suffisamment approfondies de la part de l'opérateur. En outre, cette demande étant ultérieure à la publication de la consultation publique, les parties prenantes n'ont pas pu se prononcer sur cette demande d'Elengy. La hausse prévisionnelle du tarif de Montoir étant majeure, la CRE décide de ne pas prendre en compte ces coûts à ce stade et, décidera, le cas échéant, à la suite d'une analyse de la demande de l'opérateur, de les couvrir en tant que coûts échoués via le CRCP lors de la mise à jour en 2027.

4.5.3. Fos Tonkin

4.5.3.1. Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissements de Fos Tonkin prévue par Elengy sur la période ATTM7 est marquée par une baisse due à l'arrêt des activités régulées du terminal prévu en 2028, avec des dépenses moyennes de 1,3 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 7,4 M€ par an au cours de la période ATTM6. Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la période tarifaire ATTM7 :

En M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7	Moyenne annuelle ATTM6*
TOTAL	2,6	2,4	0,1	0,1	1,3	7,4

*moyenne des dépenses d'investissement réalisées 2021-2023 et estimé 2024

En particulier, Elengy prévoit de remplacer les bras de transfert pour se conformer au plan de prévention des risques technologiques. Les nouveaux bras de transfert GNL doivent être munis de dispositifs de déconnexion d'urgence. La mise en service des nouveaux équipements est prévue pour 2027.

4.5.3.2. Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Fos Tonkin de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Fos Tonkin en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	20,9	17,9	11,6	5,6	14,0
Mises en service*	3,2	0,9	3,4	0,2	1,9
Amortissement	6,5	7,4	9,5	5,8	7,3
BAR au 31/12/N	17,6	11,5	5,6	0,0	8,7
Réévaluation	0,3	0,2	0,0	0,0	0,1
Immobilisations en cours (IEC)	5,0	6,0	3,9	-0,1	3,7

* Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Fos Tonkin de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Fos Tonkin en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	20,9	17,9	11,6	5,6	14,0
Rémunération de la BAR	1,4	1,2	0,9	0,2	0,9
Amortissement de la BAR	6,5	7,4	9,5	5,8	7,3
Rémunération des IEC	0,1	0,1	0,1	0,0	0,1
Charges de capital normatives	8,0	8,7	10,4	6,0	8,3
CNN siège affectées (2,1%)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Total charges de capital normatives	8,1	8,8	10,5	6,1	8,4

4.5.4. Fos Cavaou

4.5.4.1. Trajectoire des dépenses d'investissement

La trajectoire des dépenses d'investissements de Fos Cavaou prévue par Elengy sur la période ATTM7 est marquée par une hausse significative, avec des dépenses moyennes de 14,7 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 8,2 M€ par an au cours de la période ATTM6. Cette hausse est notamment due à des investissements de rénovation, ainsi qu'au projet de compression des évaporations afin de se conformer à la Réglementation méthane.

Elengy prévoit les dépenses d'investissements suivantes au cours de la période tarifaire ATTM7 :

En M€ courants	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7	Moyenne annuelle ATTM6*
TOTAL	13,8	20,4	13,7	10,9	14,7	8,2

*Moyenne des dépenses d'investissement réalisées 2021-2023 et estimé 2024

4.5.4.2. Trajectoire des charges de capital

Le tableau ci-dessous présente la trajectoire prévisionnelle de la BAR et des immobilisations en cours (IEC) de Fos Cavaou de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Fos Cavaou en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	651,9	637,4	616,5	618,5	631,1
Mises en service*	10,4	6,9	33,1	9,1	14,8
Amortissement	37,2	38,4	40,0	41,7	39,3
BAR au 31/12/N	625,1	605,9	609,6	585,9	606,6
Réévaluation	12,3	10,6	9,0	10,6	10,6
Immobilisations en cours (IEC)	9,5	23,0	3,6	5,4	10,4

* Investissements entrant dans la BAR

Le tableau ci-dessous détaille la trajectoire prévisionnelle des charges de capital normatives (CCN) de Fos Cavaou de 2025 à 2028 retenue par la CRE :

Fos Cavaou en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Moyenne 25 - 28
BAR au 01/01/N	651,9	637,4	616,5	618,5	631,1
Rémunération de la BAR	47,7	46,5	46,0	45,3	46,4
Amortissement de la BAR	37,2	38,4	40,0	41,7	39,3
Rémunération des IEC	0,4	0,8	0,6	0,2	0,5
Charges de capital normatives	85,3	85,7	86,6	87,2	86,2
CNN siège affectées (71,4%)	2,7	2,9	2,9	2,5	2,7
Total charges de capital normatives	88,0	88,6	89,5	89,7	88,9

4.6. CRCP au 31 décembre 2024

4.6.1. Montoir-de-Bretagne

Dans son dossier tarifaire, Elengy avait estimé, au moment de la consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, le solde total du CRCP de la période 2022-2024 à hauteur de +30,2 M€ à restituer à l'opérateur du terminal²⁴ par une augmentation du revenu autorisé de la période ATTM7. Ce CRCP était composé principalement :

- des charges d'énergie largement supérieures aux prévisions tarifaires, en lien avec l'augmentation significative des coûts de l'électricité consommée sur l'année 2023 ainsi qu'aux taux d'utilisation élevés sur la période (+16,6 M€) ;
- de charges de capital légèrement supérieures aux prévisions tarifaires, liées à des investissements plus importants que prévu ainsi qu'à la forte inflation de la période (+3,1 M€) ;

²⁴ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

- de recettes de souscriptions inférieures aux prévisions tarifaires, du fait d'indisponibilités (incidents techniques, mouvements sociaux...) ayant eu lieu au cours de l'année 2023 (+3,0 M€).

Au moment de la consultation publique, la CRE n'avait pas apporté de corrections à ce montant. Il a toutefois été révisé à +28,3 M€ à restituer à l'opérateur du terminal²⁵ par une augmentation du revenu autorisé de la période ATTM7. Cette révision porte notamment sur :

- les charges d'énergie, qui diminuent par rapport à l'estimation effectuée au moment de la consultation publique du 24 juillet 2024 (-2,0 M€) ;
- les charges de capital normatives du terminal qui diminuent également légèrement (-0,1 M€).

Poste en M€	Montant retenu par la CRE
Recettes	3,9
Charges de capital normatives	3,2
Charges d'énergie	14,6
CRCP 2022-2024	21,7
Reliquat du CRCP 2020-2022	6,5
Solde du CRCP au 31 décembre 2024	28,3

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2024 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM7. Le montant au titre des écarts de l'année 2024 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2026 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.6.2. Fos Tonkin

Dans son dossier tarifaire, Elengy avait estimé, au moment de la consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, le solde total du CRCP de la période 2022-2024 à hauteur de +4,6 M€ à restituer à l'opérateur du terminal par une augmentation du revenu autorisé de la période ATTM7. Ce CRCP est composé principalement :

- de recettes de souscriptions inférieures aux prévisions tarifaires, du fait d'indisponibilités (incidents techniques, mouvements sociaux...) ayant eu lieu au cours de l'année 2023 (+3,6 M€) ;
- de charges de capital supérieures aux prévisions tarifaires, liées à des investissements plus importants que prévu (+4,7 M€) ;
- des charges d'énergie largement supérieures aux prévisions tarifaires, en lien avec l'augmentation significative des coûts de l'électricité consommée sur l'année 2023 (+2,4 M€).

Au moment de la consultation publique, la CRE n'avait pas apporté de corrections à ce montant. Il a toutefois été révisé à +4,8 M€ à restituer à l'opérateur du terminal²⁶ par une augmentation du revenu autorisé de la période ATTM7. Cette révision porte notamment sur les charges d'énergie, qui augmentent par rapport à l'estimation effectuée au moment de la consultation publique du 24 juillet 2024 (+0,2 M€).

²⁵ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

²⁶ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

Poste en M€	Montant retenu par la CRE
Recettes	-3,2
Charges de capital normatives	4,7
Charges d'énergie	2,7
CRCP 2022-2024	4,2
Reliquat du CRCP 2020-2022	0,7
Solde du CRCP au 31 décembre 2024	4,8

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2024 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM7. Le montant au titre des écarts de l'année 2024 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2026 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.6.3. Fos Cavaou

Dans son dossier tarifaire, Elengy avait estimé, au moment de la consultation publique relative au prochain tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, le solde total du CRCP de la période 2022-2024 à hauteur de -56,0 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM7. Ce CRCP est composé principalement :

- d'un reliquat de CRCP de la période ATTM6 conséquent dû à un nombre plus élevé de souscriptions qu'initialement anticipé (-96 M€) ;
- de recettes de souscriptions inférieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes liées aux souscriptions supplémentaires de déchargement et rechargement (+10,0 M€) ;
- de charges de capital supérieures aux prévisions tarifaires, liées à des investissements plus importants que prévu (+12,6 M€) ;
- des charges d'énergie largement supérieures aux prévisions tarifaires, en lien avec l'augmentation significative des coûts de l'électricité consommée sur l'année 2023 (+9,17 M€) ;
- de 5 M€/an de charges supplémentaires 2023 et 2024 liées à l'augmentation de capacité du terminal.

Au moment de la consultation publique, la CRE n'avait pas apporté de corrections à ce montant. Il a toutefois été révisé à -57,1 M€ à restituer aux utilisateurs du terminal²⁷ par une diminution du revenu autorisé de la période ATTM7. Cette révision porte notamment sur les charges d'énergie, qui diminuent par rapport à l'estimation effectuée au moment de la consultation publique du 24 juillet 2024 (-1,2 M€) :

²⁷ Par convention, en ce qui concerne le CRCP, un signe « - » correspond à un montant à restituer aux utilisateurs, et un signe « + » à un montant à restituer à l'opérateur.

- les charges de capital normatives du terminal qui diminuent également légèrement (-0,3 M€).

Poste en M€	Montant retenu par la CRE
Recettes	18,2
Charges de capital normatives	12,8
Charges d'énergie	8,0
CRCP 2022-2024	38,9
Reliquat du CRCP 2020-2022	-96,1
Solde du CRCP au 31 décembre 2024	-57,1

Le montant du solde du CRCP au 31 décembre 2024 sera lissé sur 4 ans et intégré au revenu autorisé sur la période ATTM7. Le montant au titre des écarts de l'année 2024 étant provisoire, la valeur définitive sera intégrée au solde du CRCP au 31 décembre 2026 lors de la révision tarifaire à mi-période.

4.7. Revenu autorisé sur la période 2025-2028

Les revenus autorisés des terminaux méthaniers pour la période 2025-2028 sont définis comme la somme des éléments suivants :

- les charges nettes d'exploitation (y compris les charges d'énergie et les provisions pour démantèlement) ;
- les charges de capital normatives ;
- l'apurement du solde du CRCP calculé au 31 décembre 2024.

4.7.1. Montoir-de-Bretagne

Le revenu autorisé de Montoir-de-Bretagne se décompose de la façon suivante :

En M€ courants ²⁸	Moyenne annuelle ATTM6 ²⁹	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7
CNE (hors énergie)	40,0	46,9	47,0	46,9	49,2	47,5
Charges d'énergie	5,2	8,1	8,7	9,5	10,1	9,1
Provisions pour démantèlement	1,4	1,40	1,50	1,50	1,5	1,5
CCN	35,1	45,0	52,3	59,4	69,2	56,5
Apurement CRCP	-4,3	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
TOTAL	77,5	109,1	117,2	125,0	137,8	122,3

Le revenu autorisé de Montoir de Bretagne évolue en conséquence de +40,2 % entre 2023 et 2025. Cette hausse est essentiellement liée à une hausse des CCN et des charges d'énergie du fait des programmes de rénovation mis en place sur le site et de l'augmentation des charges d'énergie (détaillé dans la partie 4.3).

²⁸ Les trajectoires présentées dans la délibération sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires (cf. partie 2.2).

²⁹ Y compris la révision à mi-période.

4.7.2. Fos Tonkin

Le revenu autorisé de Fos Tonkin se décompose de la façon suivante :

En M€ courants ³⁰	Moyenne annuelle ATTM ⁶ ³¹	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM ⁷
CNE (hors énergie)	13,5	15,0	15,0	15,1	15,3	15,1
Charges d'énergie	1,5	1,5	1,7	1,7	1,7	1,7
Provisions pour démantèlement	-	0	0	0,0	0	0,0
CCN	3,1	8,1	8,8	10,5	6,1	8,4
Apurement CRCP	-0,7	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
TOTAL	17,4	25,9	26,8	28,6	24,4	26,4

Le revenu autorisé de Fos Tonkin évolue en conséquence de +50,8 % entre 2023 et 2025. Cette hausse est essentiellement liée à une hausse des CCN du fait de l'amortissement accéléré des actifs avant la fin de l'activité du terminal.

³⁰ Les trajectoires présentées dans la présente délibération sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires (cf. partie 2.2).

³¹ Y compris la révision à mi-période.

4.7.3. Fos Cavaou

Le revenu autorisé de Fos Cavaou se décompose de la façon suivante :

En M€ courants ³²	Moyenne annuelle ATTM6 ³³	2025	2026	2027	2028	Moyenne annuelle ATTM7
CNE (hors énergie)	40,0	51,9	52,5	53,0	53,3	52,7
Charges d'énergie	4,7	6,1	6,8	6,8	6,8	6,6
Provisions pour démantèlement	1,8	1,8	1,9	1,9	1,9	1,9
CCN	82,3	88,0	88,6	89,5	89,7	88,9
Apurement CRCP	-10,0	-15,7	-15,7	-15,7	-15,7	-15,7
TOTAL	118,9	132,2	134,1	135,6	136,1	134,5

Le revenu autorisé de Fos Cavaou évolue en conséquence de +5,8 % entre 2023 et 2025. Cette hausse est liée à une hausse des charges nettes d'exploitation ainsi que des charges d'énergie.

4.8. Souscriptions de capacités prévisionnelles

4.8.1. Demande d'Elengy

En 2022, dans un contexte de crise d'approvisionnement, Elengy a mené plusieurs appels au marché pour permettre de répondre aux besoins en gaz sur le continent européen. En particulier, Elengy a mis à disposition des capacités d'accès additionnelles par « dégoulotage technique » du terminal méthanier de Fos Cavaou. Ainsi, les capacités du terminal ont été augmentées graduellement de 17 TWh entre 2022 et 2024 pour atteindre 117 TWh en 2024.

Après ces appels au marché, les capacités du terminal de Montoir (123 TWh), de Fos Cavaou (117 TWh) et de Fos Tonkin (18 TWh) sont intégralement souscrites jusqu'en 2035, 2040 et 2028 respectivement.

Elengy propose de fixer la trajectoire prévisionnelle de souscriptions uniquement à partir des souscriptions en portefeuille pour chaque terminal :

³² Les trajectoires présentées dans la présente consultation publique sont toutes retraitées des recettes de l'activité non régulée qui deviendront des produits tarifaires (cf. partie 2.2).

³³ Y compris la révision à mi-période.

	2025	2026	2027	2028
Montoir	123,0 TWh	123,0 TWh	123,0 TWh	123,0 TWh
	123 déchargements	118 déchargements	116 déchargements	116 déchargements
Fos Tonkin	18,0 TWh	18,0 TWh	18,0 TWh	18,0 TWh
	36 déchargements	36 déchargements	36 déchargements	36 déchargements
Fos Cavaou	117,2 TWh	117,2 TWh	117,2 TWh	117,2 TWh
	113 déchargements	113 déchargements	113 déchargements	113 déchargements

De plus, Elengy considère que le taux d'utilisation du terminal s'élèvera à 75 %. Les charges variables d'électricité sont donc déterminées en cohérence avec ces quantités déchargées prévisionnelles. Le niveau du TVE est établi de telle façon que les recettes correspondantes couvrent les charges variables d'électricité (voir partie 4.3 de la présente délibération).

Au vu des conditions de marchés prévisibles à ce jour, Elengy n'envisage aucun rechargement de grand méthanier sur la période.

4.8.2. Analyse de la CRE

Compte tenu des appels aux marchés menés avec succès, les trois terminaux d'Elengy sont entièrement souscrits sur la période tarifaire de l'ATTM7. Toutefois, certains répondants à la consultation publique du 24 juillet 2024 se sont interrogés sur l'absence de perspective de cargaisons spot et d'opérations de rechargement sur cette même période.

Dans le contexte actuel du marché gazier en Europe, la CRE considère que les hypothèses d'Elengy sont cohérentes. Les terminaux d'Elengy étant entièrement souscrits pour la période ATTMM7, Elengy est exposé en cas d'indisponibilité d'un de ses terminaux. Il paraîtrait trop optimiste de considérer des opérations de déchargement spot supplémentaires pour fixer les termes tarifaires.

La CRE retient ainsi les trajectoires de souscriptions prévues par Elengy pour le calcul du tarif ATTMM7.

Les recettes de souscriptions sont en *ship or pay* à 100 %. Les recettes supplémentaires ou manquantes sont couvertes à 75 % par le CRCP.

La CRE retient par ailleurs le taux d'utilisation prévisionnel de 75 % proposé par Elengy pour établir la trajectoire de recettes associées au TVE.

4.9. Trajectoire d'évolution du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

La CRE est attachée au principe de continuité tarifaire. Ainsi, pour éviter des variations importantes et parfois de sens opposé d'une année à l'autre, elle lisse l'évolution des termes tarifaires sur la base de la trajectoire des charges à couvrir et des souscriptions prévisionnelles de la période tarifaire.

Les grilles tarifaires applicables sont définies dans la partie 6 de la présente délibération.

Les évolutions des revenus autorisés des trois terminaux méthaniers, combinées aux trajectoires de souscriptions prévues par Elengy, conduisent aux évolutions tarifaires suivantes au 1^{er} avril 2025 par rapport au 1^{er} avril 2024 :

Evolution tarifaire au 1^{er} avril 2025 par rapport au 1^{er} avril 2024

Montoir	+33,6%
Fos Tonkin	+35,4%
Fos Cavaou	-11,7%

Compte tenu de l'équilibre entre recettes de souscriptions prévisionnelles et revenu autorisé sur la période 2025- 2028 et de l'évolution à mi-période de la grille tarifaire, des écarts annuels entre recettes et revenu autorisé peuvent exister. La somme, actualisée au taux sans risque de 3,8 %, de ces écarts annuels sur la période est, par construction, égale à 0. Les principes d'évolution annuelle des termes sont définis au 3.2.2 de la délibération.

Ainsi, pour la période du tarif ATTM7, le revenu autorisé prévisionnel et les recettes prévisionnelles sont les suivants :

Montoir, en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	109,1	117,2	125,0	137,8	444,3
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	113,0	124,0	125,3	125,8	444,3
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	3,9	6,8	0,3	-12,1	0,0

Fos Tonkin, en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	25,9	26,8	28,6	24,4	96,5
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	24,5	26,9	27,2	27,3	96,5
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	-1,4	0,1	-1,4	2,9	0,0

Fos Cavaou, en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028	Valeur actualisée nette
Revenu autorisé prévisionnel	132,2	134,1	135,6	136,1	490,2
Recettes tarifaires prévisionnelles égales au revenu autorisé lissé utilisé pour le calcul de l'évolution annuelle du tarif (hors apurement du solde du CRCP)	139,6	131,4	132,9	133,4	490,2
Ecart annuel entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel	7,5	-2,7	-2,7	-2,7	0,0

5. Structure du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les différents services proposés par les terminaux méthaniers régulés sont précisés dans la délibération relative à l'offre commerciale des terminaux régulés d'Elengy en vigueur³⁴.

Pour l'ATTM7, la CRE retient globalement la structure tarifaire de l'ATTM6.

5.1. Ajout du terme variable énergie

Demande d'Elengy de créer un terme tarifaire spécifique pour couvrir une partie des dépenses d'énergie

Dans son dossier tarifaire, Elengy demandait la création d'un terme tarifaire spécifique appliqué aux quantités déchargées pour couvrir une partie des dépenses d'énergie de ses terminaux méthaniers, le terme variable énergie (TVE).

Comme décrit à la partie 3.3.1.3, les quantités d'électricité consommées par les terminaux sont fortement corrélées aux quantités de GNL déchargées (pour rappel, les quantités de gaz consommées par les terminaux sont couvertes par le terme en nature, TN).

Analyse de la CRE

Les répondants à la consultation publique sont largement favorables à la création du TVE.

La CRE considère que la création du terme variable énergie permet un meilleur reflet des coûts de chaque terminal. Ce terme permet également de minimiser les montants à couvrir au CRCP en cas de variation de l'activité des terminaux. Il favorise donc la stabilité tarifaire.

Le TVE est calculé de manière à couvrir le coût prévisionnel de l'énergie nécessaire pour décharger et regazéifier 1 MWh supplémentaire de GNL. Ainsi, ce terme variable couvre uniquement les dépenses d'énergie variables selon la quantité de GNL déchargée. Les charges d'énergie non corrélées avec les quantités déchargées sont exclues de son calcul.

Chaque terminal ayant un profil de consommation électrique différent selon les quantités de GNL déchargées, un terme variable différencié est créé pour chaque site.

Les charges d'énergie couvertes par ce nouveau terme TVE correspondent aux charges variables d'électricité de chaque terminal, telles que définies dans la partie 4.3.4.2.

Le niveau retenu du TVE pour chaque terminal, mis à jour des prix de l'électricité anticipés pour la période à venir (en cohérence avec la mise à jour du niveau du poste « Energie », présenté dans la partie 3.3.1.3), est le suivant :

- pour Montoir de Bretagne : 0,053 €/MWh ;

³⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 janvier 2025 portant décision relative à l'offre commerciale des terminaux régulés d'Elengy.

- pour Fos Tonkin : 0,061 €/MWh ;
- pour Fos Cavaou : 0,057 €/MWh.

5.2. Autres termes tarifaires

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

5.2.1. Termes du service de déchargement intégré

Les terminaux méthaniers régulés d'Elengy proposent une offre de déchargement intégrée : à chaque déchargement souscrit correspondent les capacités de stockage et de regazéification. La structure tarifaire appliquée aux différents services³⁵ relevant de l'offre de déchargement intégrée est décrite dans les parties suivantes.

5.2.1.1. Service de base

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 variable énergie (TVE, en €/MWh) ;
- d'un terme en nature (en % de la quantité effectivement déchargée).

Adaptations envisagées dans la consultation publique

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 premier arrivé premier servi, les expéditeurs s'acquittent du terme de nombre d'accostage (TNA).

Elengy demandait une hausse du TNA aux terminaux de Montoir de Bretagne et de Fos Cavaou. L'opérateur souhaitait que ce terme tarifaire soit augmenté de 90 000 € à Montoir et 100 000 € à Fos Cavaou à 120 000 € par accostage pour les deux terminaux. Elengy soulignait que ce terme tarifaire n'a pas évolué depuis la période tarifaire ATTM4, et que le niveau proposé reste par conséquent cohérent avec l'évolution de l'inflation.

Analyse de la CRE

Les répondants à la consultation publique sont partagés concernant l'évolution envisagée du TNA. Une association professionnelle, un fournisseur et un autre acteur sont favorable à cette hausse, alors qu'une autre association professionnelle et deux fournisseurs s'opposent à cette évolution.

La CRE note que le changement du niveau du TNA n'a pas d'impact sur le niveau tarifaire global. En l'absence de consensus entre les utilisateurs, la CRE décide de ne pas modifier le niveau du TNA pour la période ATTM7.

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

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.

³⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 janvier 2025 portant décision relative à l'offre commerciale des terminaux méthaniers régulés d'Elengy

5.2.1.3. Service spot

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.

5.2.1.4. Option d'émission mensuelle

Cette option est définie dans la délibération du 9 janvier 2025 portant décision relative à l'offre commerciale des terminaux régulés d'Elengy.

Le souscripteur de l'option d'émission mensuelle s'acquiesce du Terme d'Emission Mensuelle (TEM). Ce TEM est fixé à 0,1 €/MWh.

5.2.1.5. Service de stockage dédié et spécifique

Le service de stockage dédié est un dispositif intégré (sans frais supplémentaire) au service de base pour les souscripteurs pluriannuels et annuels.

Pour chaque terminal le tarif du service de stockage spécifique correspond au terme de quantité stockée, TQS.

5.2.1.6. Service de prolongation d'inventaire pour les activités GNL de détail

Pour chaque terminal, ce service est tarifé au prix du terme de quantité stockée (TQS).

5.2.1.7. 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.

5.2.2. Service de *pooling*

S'agissant du service de *pooling*, la CRE avait proposé dans sa consultation publique de maintenir pour le tarif ATTM7 les modalités applicables lors de la période ATTM6.

Un fournisseur aurait souhaité que le prix minimum de l'opération de *pooling* soit réduit à zéro.

La CRE considère que fixer le prix minimum du prix de l'opération de *pooling* à zéro se rapprocherait d'une mutualisation des capacités des terminaux. Une telle mutualisation serait cohérente avec une mutualisation des coûts et des CRCP des terminaux.

Les expéditeurs ayant répondu à la consultation publique s'étant opposés à la mutualisation des CRCP des terminaux et la CRE n'ayant pas retenu une telle mutualisation (voir 3.1.4), la CRE ne retient pas cette demande de réduire à zéro le prix minimum de l'opération de *pooling*.

La CRE décide de maintenir pour le tarif ATTM7 les modalités tarifaires applicables durant la période ATTM6.

5.2.3. Termes du service de rechargement de cargaisons

Le tarif applicable au service de rechargement de cargaisons 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 2.1).

Adaptations envisagées dans la consultation publique

Elengy souhaitait faire évoluer les termes TFR et TQR de manière à faire converger les offres des terminaux de Montoir et de Fos Cavaou.

D'une part, Elengy souhaitait que le TQR soit fixé à 0,32 €/MWh pour les trois terminaux, contre 0,343 €/MWh pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou et 0,324 €/MWh pour Fos Tonkin durant l'ATTM6. La CRE considérait que les TQR des différents terminaux auraient dû être fixés à environ 0,45 €/MWh pour refléter l'augmentation des revenus autorisés des terminaux.

D'autre part, Elengy demandait que les TFR de Montoir et de Fos Cavaou passent de, respectivement, 60 000 € et 120 000 € à 100 000 €. Le TFR de Fos Tonkin resterait inchangé à 40 000 €. La CRE considérait que ce dernier terme aurait dû être fixé à 50 000 € pour refléter l'augmentation du revenu autorisé de Fos Tonkin.

Analyse de la CRE

En ce qui concerne l'évolution du terme TQR, les répondants à la consultation publique sont divisés. Une association professionnelle, un fournisseur et un syndicat y sont favorables, bien que partagés sur la péréquation des termes tarifaires qui doivent selon eux refléter les coûts générés par chaque terminal. Une association professionnelle et deux fournisseurs sont opposés à l'augmentation des termes de rechargement, craignant un manque de compétitivité sur ces opérations.

La CRE note que le niveau tarifaire du TQR proposé par la CRE lors de la consultation publique est considéré comme étant trop élevé par les répondants, et décide de retenir le niveau proposé par Elengy lors de la consultation publique, soit 0,32 €/MWh dans chaque terminal.

En ce qui concerne l'évolution du terme TFR, au vu de l'opposition des répondants au principe de péréquation de ce terme tarifaire entre les terminaux, la CRE décide de le fixer en cohérence avec le terme fixe de d'accostage, tout en conservant le prix réduit dont bénéficiait le terminal de Fos Tonkin en ATTM6. Par conséquent, le TFR est fixé aux niveaux suivants :

- pour Montoir de Bretagne : 90 000 €/rechargement ;
- pour Fos-Tonkin : 50 000 €/rechargement ;
- pour Fos-Cavaou : 100 000 €/rechargement.

5.2.4. Point d'échange de GNL en cuve

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.

5.2.5. 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.

6. Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

6.1. Définition des termes tarifaires

Les termes tarifaires applicables pour la période ATTM7 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 selon la règle du « 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 ;
- TVE : terme variable énergie, appliqué aux quantités effectivement déchargées dans le terminal, destiné à couvrir les dépenses d'énergie, 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 ;
- TEM : terme d'émission mensuelle, appliqué à la quantité souscrite en option mensuelle, exprimé en €/MWh ;
- TQS : terme de quantité stockée optionnelle, appliqué à la quantité de stock souscrite, en €/MWh/mois.

6.2. Recettes prévisionnelles à percevoir par le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les tarifs et les évolutions tarifaires prévisionnelles sont fixés, en fonction d'hypothèses de niveau de souscriptions de capacités, de manière à couvrir les revenus autorisés de chaque terminal.

M€courants	2025	2026	2027	2028
Montoir	113,0	124,0	125,3	125,8
Fos Tonkin	24,5	26,9	27,2	27,3
Fos Cavaou	139,6	131,4	132,9	133,4

6.3. Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,882 €/MWh Pour le service spot : 0,662 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,982 €/MWh
TN	0,5 %
TVE	0,053 €/MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	90 000 €/chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

6.4. Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,298 €/MWh Pour le service spot : 0,974 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 1,398 €/MWh
TN	0,4 %

TVE	0,061 €/MWh
------------	-------------

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	50 000 €/chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

6.5. Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,982 €/MWh Pour le service spot : 0,736 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 1,082 €/MWh
TN	0,1 %
TVE	0,057 €/MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
TFR	100 000 € /chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

Projet de décision de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés d'Elengy à compter du 1^{er} avril 2025, selon la méthodologie et les paramètres exposés dans la présente délibération.

La CRE fixe, notamment :

- le cadre de régulation tarifaire et les paramètres de la régulation incitative applicables à Elengy pour une durée d'environ 4 ans (partie 3) ;
- la trajectoire des charges d'exploitation, le coût moyen pondéré du capital (CMPC) et l'évolution prévisionnelle du tarif (partie 4) ;
- la structure du tarif (partie 5) ;
- les termes tarifaires applicables à partir du 1^{er} avril 2025 (partie 6).

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

La présente délibération sera publiée sur le site internet de la CRE et transmise aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie.

Délibéré à Paris, le 9 janvier 2025.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

La présidente,

Emmanuelle WARGON

Annexe 1 : Tableau de synthèse de la grille tarifaire

1. Grille tarifaire de Montoir au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	90 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 0,882 €/MWh Pour le service spot : 0,662 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 0,982 €/MWh
TN	0,5 %
TVE	0,053 €/MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	90 000 €/accostage
TFR	90 000 €/chargement
TQR	0,32 €/MWh

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
TQS	1 €/MWh/mois

2. Grille tarifaire de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	75 000 €/accostage
TQD	Pour le service de base : 1,298 €/MWh Pour le service spot : 0,974 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 1,398 €/MWh
TN	0,4 %
TVE	0,061 €/MWh

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	75 000 €/accostage
TFR	50 000 €/chargement

TQR	0,32 €/MWh
------------	------------

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
------------	-----------

TQS	1 €/MWh/mois
------------	--------------

3. Grille tarifaire de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2025

- Termes applicables pour les opérations de déchargement

TNA	100 000 €/accostage
------------	---------------------

TQD	Pour le service de base : 0,982 €/MWh Pour le service spot : 0,736 €/MWh Pour la réservation trimestrielle : 1,082 €/MWh
------------	--

TN	0,1 %
-----------	-------

TVE	0,057 €/MWh
------------	-------------

- Termes applicables pour les opérations de rechargement

TNA	100 000 €/accostage
------------	---------------------

TFR	100 000 € /chargement
------------	-----------------------

TQR	0,32 €/MWh
------------	------------

- Termes applicables pour les services annexes

TEM	0,1 €/MWh
------------	-----------

TQS	1 €/MWh/mois
------------	--------------

Annexe 2 : Indicateurs de suivi de la qualité 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 ATTM7. 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	<p>Emissions mensuelles de gaz à effet de serre / Volume mensuel de gaz déchargé</p> <p>(une valeur suivie par terminal)</p>	Annuelle	1 ^{er} avril 2021
Emissions de méthane rapportées au volume de gaz déchargé	<p>Emissions mensuelles de méthane / Volume mensuel de gaz déchargé</p> <p>(une valeur suivie par terminal)</p>		1 ^{er} avril 2021

Annexe 3 : Références pour la mise à jour biannuelle du tarif

1. Mise à jour des charges de capital

Pour les années 2025 à 2028, 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}	2025	2026	2027	2028
Montoir	45,0	52,3	59,4	69,2
Fos Tonkin	8,1	8,8	10,5	6,1
Fos Cavaou	88,0	88,6	89,5	89,7

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

Pour les années 2025 à 2028, 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}	2025	2026	2027	2028
Montoir	46,9	47,0	46,9	49,2
Fos Tonkin	15,0	15,0	15,1	15,3
Fos Cavaou	51,9	52,5	53,0	53,3

Pour les années 2027 et 2028, 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 2023 et l'année N ;

	2024	2025	2026	2027	2028
Inflation prévisionnelle entre l'année 2023 et l'année N	2,50%	4,35%	6,22%	8,14%	10,08%

- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2023 et l'année 2025. 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 (référencé INSEE 1763852), constaté sur l'année civile 2025, par rapport à la valeur moyenne du même indice constatée sur l'année civile 2023 ;
- multipliée par l'inflation réalisée entre l'année 2025 et l'année 2026, 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 (référencé INSEE 1763852) ;
- multipliée par l'inflation prévisionnelle pour l'année 2027, prise en compte dans le projet de loi de finances pour l'année 2027 ;
- multipliée, pour l'année 2028, par l'inflation prévisionnelle du FMI pour l'année 2028.

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 3,8% est nulle sur la période du tarif ATTM7, est ajouté au revenu autorisé des opérateurs selon les chroniques suivantes :

Ecart annuel, en M€ _{courants}	2025	2026	2027	2028
Montoir	3,9	6,8	0,3	-12,1
Fos Tonkin	-1,4	0,1	-1,4	2,9
Fos Cavaou	7,5	-2,7	-2,7	-2,7

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	2025	2026	2027	2028
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, <i>pooling</i> , service d'émission mensuelle, espace contractuel de stockage...)	75%	109,4	119,1	120,4	120,9
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75%	0,0	0,0	0,0	0,0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50%	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	[confidentiel]			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	44,0	51,2	58,3	68,3
Charges de capital normatives « hors infrastructures »	100%	1,0	1,1	1,1	0,9
Ecart entre recettes du TVE et charges d'énergie motrice et de quotas de CO ₂ <i>Dont charges d'énergie liées à la SPEM³⁶</i>	90%	4,4 0	3,8 0	Mis à jour à mi-période tarifaire conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100%	0,0	0,0	0,0	0,0

³⁶ Sous réserve de l'approbation de l'audit. L'écart entre la trajectoire prévisionnelle de dépenses considérée comme efficace par la CRE sera couvert à 100% au CRCP et les charges d'exploitation prévisionnelles non dépensées, en cas de mise en œuvre retardée de la prestation seront restituées au tarif via le CRCP.

Délibération n°2025-05

9 janvier 2025

Ecarts de charges d'ANE liés exclusivement aux écarts de prix par rapport à la référence de prix de l'électricité et du gaz retenue par la CRE	100% de l'effet prix	3,5	3,3	3,2	3,1
R&D&I	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,5	0,4	0,5	0,5

Tonkin, en M€ _{courants}	Taux	2025	2026	2027	2028
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, <i>pooling</i> , service d'émission mensuelle, espace contractuel de stockage...)	75%	23,9	26,1	26,4	26,5
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75%	0,0	0,0	0,0	0,0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50%	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	<i>[confidentiel]</i>			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	8,0	8,7	10,4	6,0
Charges de capital normatives « hors infrastructures »	100%	0,1	0,1	0,1	0,1
Ecart entre recettes du TVE et charges d'énergie motrice et de quotas de CO ₂	90%	0,9	0,9	Mis à jour au 1 ^{er} avril 2027 et au 1 ^{er} avril 2028 conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
R&D&I	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,1	0,1	0,1	0,1

Délibération n°2025-05

9 janvier 2025

Cavaou, en M€ _{courants}	Taux	2025	2026	2027	2028
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de déchargement et des services complémentaires proposés par les opérateurs (réservation de capacité trimestrielle, <i>pooling</i> , service d'émission mensuelle, espace contractuel de stockage...)	75%	135,9	126,4	127,9	128,5
Revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de rechargement de bateaux	75%	0,0	0,0	0,0	0,0
Revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL	50%	0,0	0,0	0,0	0,0
Coûts et recettes associés aux services non régulés	100%	<i>[confidentiel]</i>			
Charges de capital normatives « infrastructures »	100%	85,3	85,7	86,6	87,2
Charges de capital normatives « hors infrastructures »	100%	2,7	2,9	2,9	2,5
Ecart entre recettes du TVE et charges d'énergie motrice et de quotas de CO ₂	90%	2,4	1,8	Mis à jour à mi-période tarifaire conformément au 3.2.2	
Bonus et pénalités résultant des mécanismes de régulation incitative	100%	0,0	0,0	0,0	0,0
R&D&I	100 % des charges non utilisées en fin de période	0,4	0,4	0,4	0,4