

Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Participaient à la séance : Philippe de Ladoucette, président, Olivier CHALLAN BELVAL, Frédéric GONAND, Jean-Christophe LE DUIGOU et Michel THIOILLIERE commissaires.

L'arrêté du 20 octobre 2009 pris sur proposition tarifaire de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) fixe les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2010 pour les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir-de-Bretagne, opérés par la société Elengy (Elengy) et le 1^{er} avril 2010 pour le terminal de Fos Cavaou, opéré par la société Fosmax LNG (Fosmax LNG), date de sa mise en service commerciale.

Le code de l'énergie, entré en vigueur le 1^{er} juin 2011, instaure un nouveau cadre juridique modifiant les compétences de la CRE en matière de tarification de l'utilisation des infrastructures de gaz naturel.

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. L'article L.452-2 dudit code prévoit que la CRE fixe les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (GNL). En outre, l'article L.452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...] La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, [...] ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française.* »

Ainsi, par délibération en date du 28 juin 2012, prise sur le fondement des articles précités et après avis du Conseil supérieur de l'énergie (« CSE »), la CRE a prolongé les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers opérés par Elengy jusqu'au 31 mars 2013.

Par la présente délibération, la CRE définit la méthodologie et fixe les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés (ci-après « ATTM4 »), destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ quatre ans.

Dans le cadre des travaux relatifs à la définition par la CRE de ces nouveaux tarifs d'utilisation, Elengy et Fosmax LNG ont demandé à la CRE, par courriers respectivement du 14 et du 15 juin 2012, la mise en place de nouveaux tarifs pour les terminaux méthaniers qu'ils opèrent. Les demandes finales des opérateurs conduisaient aux évolutions suivantes :

- pour le terminal de Montoir, une hausse de 13 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM4, en euros courants ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, une hausse de 15 % du tarif unitaire moyen des deux premières années de la période ATTM4, en euros courants ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une hausse de 24 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM4, en euros courants.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a :

- mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par les opérateurs et mandaté un cabinet externe afin de procéder à un audit des charges d'exploitation ;
- auditionné les opérateurs des terminaux méthaniers à plusieurs reprises ;
- organisé une consultation publique du 20 juillet au 14 septembre 2012.

Sur la base de l'ensemble de ces éléments, la CRE reconduit, en le complétant, le cadre existant de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité du point de vue de la maîtrise de leurs coûts. La durée tarifaire a été étendue à environ quatre ans. Une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement est introduite, ainsi qu'une clause de rendez-vous au bout de deux ans permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation des opérateurs sur les années 2015 et 2016. La grille tarifaire du terminal de Fos Tonkin est fixée pour environ deux ans, afin de tenir compte de la décision de pérenniser, le cas échéant, cette infrastructure, qui devrait intervenir fin 2014.

En ce qui concerne la structure tarifaire, les principales évolutions concernent l'augmentation de l'obligation de paiement des capacités souscrites (« *ship or pay* »), fixée à 100 % et une augmentation modérée des termes d'accostage pour refléter davantage la structure de coûts des opérateurs. La CRE a également modifié certaines caractéristiques des services commercialisés par les opérateurs, afin de prendre en compte les propositions issues de la Concertation GNL.

En ce qui concerne le niveau des tarifs des opérateurs, la CRE retient :

- pour le terminal de Montoir, une hausse de 4 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM4, en euros courants ;
- pour le terminal de Fos Tonkin, une hausse de 10 % du tarif unitaire moyen des deux premières années de la période ATTM4, en euros courants ;
- pour le terminal de Fos Cavaou, une hausse de 12 % du tarif unitaire moyen de la période ATTM4, en euros courants.

Les différences entre les niveaux tarifaires retenus par la CRE et les demandes des opérateurs sont principalement liées aux paramètres suivants :

- le coût moyen pondéré du capital fixé à 6,50 % réel avant impôt ;
- le maintien de la prime spécifique à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers à son niveau actuel, soit 200 points de base ;
- la révision des hypothèses retenues concernant certains postes de charges (achats d'énergie fortement dépendants du taux d'utilisation des capacités souscrites et frais de siège facturés par le groupe GDF Suez aux opérateurs, notamment).

Les augmentations retenues pour la prochaine période tarifaire s'expliquent principalement par :

- une baisse des souscriptions de capacités pour les trois terminaux. Pour Fos Cavaou, cette baisse est liée à la non souscription des capacités de court terme. Pour le terminal de Fos Tonkin, elle est due à une diminution de 5,5 Gm³ à 3 Gm³ de la capacité technique du terminal à compter de fin 2014. Pour le terminal de Montoir, elle est consécutive notamment à la non souscription d'une partie des capacités restituées par GDF Suez dans le cadre de ses engagements vis-à-vis de la Commission Européenne ;
- une hausse de certaines charges d'exploitation, notamment avec l'entrée en vigueur de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) pour les trois terminaux et, pour le terminal de Fos Cavaou, l'application d'une marge sur les prestations fournies par Elengy, en conformité avec les normes fiscales européennes ;

Ces augmentations sont compensées partiellement par les principaux facteurs suivants :

- la baisse du coût moyen pondéré du capital de 7,25 % à 6,50 % ;
- la hausse du *ship or pay* de 95 % à 100 % ;

Elles s'accompagnent d'une baisse des taux de prélèvement en nature, de 0,3 % à 0,2 % pour le terminal de Fos Tonkin et de 0,5 % à 0,2 % pour le terminal de Fos Cavaou.

	Montoir-de-Bretagne	Fos Tonkin	Fos Cavaou
Facteurs contributifs			
Charges d'exploitation	6 %	6 %	6 %
Charges de capital	5 %	8 %	- 4 %
<i>Dont impact baisse du CMPC</i>	-2 %	-2 %	- 4 %
Variation des volumes de souscriptions	- 3 %	5 %	7 %
Apurement du CRCP	-4 %	-10 %	3 %

Le Conseil supérieur de l'énergie, consulté par la CRE sur le projet de décision tarifaire, a rendu son avis le 11 décembre 2012.

Table des matières

METHODOLOGIE

I. Cadre de régulation	7
1. Individualisation du tarif pour chaque terminal méthanier	7
2. Durée des tarifs.....	7
3. Principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement.....	7
4. Régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification et à la maîtrise des coûts des projets d'investissement	7
5. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)	8
6. Clause de rendez-vous	8
7. Modalité de définition des grilles tarifaires applicables au 1 ^{er} avril 2013.....	9
8. Evolution des grilles tarifaires à mi-période	9
II. Niveau des tarifs	9
1. Charges d'exploitation	9
1.1. Achats d'énergie	10
1.2. Charges centrales payées par Elengy et Fosmax LNG	10
1.3. Marge liée aux prestations facturées par Elengy à Fosmax LNG	11
1.4. Provisions pour démantèlement	11
1.5. Fiscalité	12
1.6. Autres postes de charges	12
1.7. Synthèse	12
2. Charges de capital	12
2.1. Base d'Actifs Régulée.....	12
2.2. Coût du capital.....	14
2.3. Programmes d'investissements	15
2.4. Régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification.....	15
2.5. Rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service	16
2.6. Échanges de frigorifiques avec Air Liquide	16
3. Charges totales à couvrir	16
3.1. Charges nettes d'exploitation	16
3.2. Charges de capital normatives	17
3.3. Prise en compte des soldes des CRCP du tarif ATTM3.....	18
3.4. Revenu autorisé.....	20
III. Hypothèses de souscriptions des capacités de regazéification	20
1. Terminaux de Fos Tonkin et de Montoir	20
2. Terminal de Fos Cavaou.....	21
IV. Structure des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers	21
1. Evolutions des termes tarifaires.....	21
2. Évolutions des services de regazéification	22
2.1. Evolution du service « continu »	22
2.2. Evolution du service « bandeau »	22
2.3. Evolution du service « spot »	23
2.4. Règles relatives à la souscription de plusieurs services par un même expéditeur	23
3. Optimisation de l'utilisation des capacités de regazéification.....	23

3.1.	<i>Evolution de l'obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay »)</i>	23
3.2.	<i>Evolution des dispositions relatives au non-respect du programme de déchargements</i>	23
3.3.	<i>Evolution des services d'anticipation et de report de l'émission</i>	23
4.	<i>Evolution des services complémentaires</i>	23
4.1.	<i>Service de flexibilité intra-journalière</i>	23
4.2.	<i>Service de chargement de navires</i>	24
4.3.	<i>Service de chargement de camions</i>	24
4.4.	<i>Service de partage de cargaison au déchargement</i>	24

TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX REGULES DE GAZ NATUREL LIQUEFIE

I. Dispositions applicables aux trois terminaux.....	25
1. Services de base offerts	25
2. Termes tarifaires	25
3. Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature	25
II. Tarif d'utilisation du terminal de Montoir de Bretagne opéré par Elengy ..	26
1. Trajectoire de revenu autorisé	26
2. Prise en compte du solde du CRCP	26
3. Grille tarifaire.....	27
4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Montoir-de-Bretagne au 1 ^{er} avril 2015.....	27
III. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin opéré par Elengy	28
1. Trajectoire de revenu autorisé	28
2. Prise en compte du solde du CRCP	28
3. Grille tarifaire.....	28
4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Fos Tonkin au 1 ^{er} avril 2015	29
IV. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou opéré par Fosmax LNG	30
1. Trajectoire de revenu autorisé	30
2. Prise en compte du solde du CRCP	30
3. Grille tarifaire.....	30
4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Fos Cavaou au 1 ^{er} avril 2015.....	31
V. Services complémentaires et obligations liées à l'utilisation des terminaux régulés.....	32
1. Service d'anticipation ou de report de l'émission	32
2. Obligation de paiement des capacités souscrites (« <i>ship or pay</i> »)	32
3. Traitement du non-respect de la programmation	32
4. Mécanisme de « <i>Use it or lose it</i> »	33
5. Mécanisme de relâchement de capacités	33
6. Marché secondaire des capacités de regazéification	33
7. Point d'échange de GNL.....	34
8. Service de chargement de cargaison	34
9. Service de partage de cargaison pour les déchargements	34
10. Services de flexibilité intra-journalière fournis par les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou à GRTgaz.....	35
10.1. Terminal de Fos Tonkin.....	35
10.2. Terminal de Fos Cavaou	35
VI. Prestations spécifiques	36

METHODOLOGIE

I. Cadre de régulation

L'article L.452-3 du code de l'énergie dispose que les délibérations de la CRE sur les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (GNL) « [...] peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, [...] et à la recherche d'efforts de productivité. ».

1. Individualisation du tarif pour chaque terminal méthanier

L'arrêté du 20 octobre 2009 approuvant les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers a introduit l'individualisation du tarif pour chaque terminal, pour prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures. Compte tenu des incertitudes liées à la pérennisation du terminal de Fos Tonkin et de la mise en service récente du terminal de Fos Cavaou, ce principe est reconduit pour l'ATTM4.

2. Durée des tarifs

Les tarifs, définis par l'arrêté du 20 octobre 2009 (ci-après « ATTM3 ») et prolongés par la décision de la CRE du 28 juin 2012, s'appliquent jusqu'au 31 mars 2013. La présente décision tarifaire comprend les tarifs ATTM4 d'Elengy et de Fosmax LNG pour les trois terminaux méthaniers régulés. Ces tarifs sont destinés à s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2013, pour une période d'environ quatre ans. Une nouvelle grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin sera fixée au 1^{er} avril 2015 en fonction de la décision de l'opérateur de pérenniser ce terminal au-delà de 2020.

3. Principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement

Les principes de rémunération des actifs sont fixés pour environ quatre ans pour les deux opérateurs. Ils comprennent notamment :

- les règles et modalités de calcul des charges de capital, dont le Coût moyen pondéré du capital (CMPC) et la prime spécifique à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers ;
- le mécanisme d'incitation au développement de nouvelles capacités de regazéification ;
- le mécanisme d'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement.

4. Régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification et à la maîtrise des coûts des projets d'investissement

4.1. Régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification

La CRE reconduit le mécanisme fixé dans l'ATTM3, sans l'étendre aux projets d'augmentation des capacités de stockage de GNL, comme demandé par les opérateurs.

4.2. Régulation incitative à la maîtrise des coûts des projets d'investissement

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que les tarifs d'utilisation des installations de GNL doivent couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires d'installation de GNL dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un opérateur de terminal méthanier efficace. La CRE met en place un mécanisme incitant les opérateurs des terminaux méthaniers à maîtriser les coûts de leurs projets d'investissement.

Pour le projet de pérennisation du terminal de Fos Tonkin, la CRE a défini, dans sa délibération du 7 juillet 2011, un dispositif de régulation incitative à la maîtrise des coûts de cet investissement.

Un mécanisme de régulation incitative similaire est introduit pour les projets décidés pendant la période ATTM4 et bénéficiant du mécanisme de régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification ou représentant un montant de plus de 20 M€.

Afin de tenir compte des spécificités propres à chaque projet, seuls les principes de ce mécanisme sont fixés par la présente décision :

- pour les projets bénéficiant du mécanisme de régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification, l'application de la prime pendant 10 ans est plafonnée au budget prévisionnel d'investissement ;
- la rémunération des dépenses d'investissement en écart par rapport au budget prévisionnel varie en fonction du niveau de ces écarts ;
- la rémunération des immobilisations en cours (IEC) est suspendue au-delà de la date de mise en service prévisionnelle des investissements ;
- pour les projets faisant l'objet d'un appel au marché, une clause de sortie pourra être introduite pour les souscripteurs, exerçable en cas de dépassement significatif du coût prévisionnel du projet à l'issue des études détaillées, sous réserve de la prise en charge des coûts échoués éventuels générés par cette clause.

Le mécanisme détaillé applicable à chaque projet concerné sera fixé par délibération de la CRE.

5. Compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)

Le CRCP est un compte fiduciaire qui est alimenté à intervalle régulier par tout ou partie des écarts de coûts ou de revenus constatés sur des postes prédéfinis. L'apurement du solde de ce compte s'opère par une diminution ou augmentation des revenus à recouvrer par les tarifs.

Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, les montants pris en compte dans le CRCP sont valorisés à un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque retenu dans le cadre de la présente décision tarifaire. Ce taux est fixé à 4,0 % par an, nominal avant impôt.

Pour la présente décision tarifaire, les postes de charges et de revenus couverts par ce mécanisme sont :

- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires de capacités de regazéification, couverts à 75 %, afin d'inciter les opérateurs à offrir les meilleurs services aux clients potentiels ;
- les charges de capital supportées par les opérateurs, couvertes à 100 % ;
- les charges et produits d'énergie (électricité et quotas de CO₂) couverts à 90 % ;
- les revenus liés aux souscriptions supplémentaires au titre du service de chargement de bateaux, couverts à 50 % par le CRCP ;
- les revenus liés au service d'accès au point d'échange GNL, couverts à 50 % par le CRCP.

Le cas échéant, l'application du CRCP sera assortie de contrôles sur le caractère efficace des charges engagées. Ces contrôles pourront porter, en particulier, sur les investissements engagés par les opérateurs et sur les charges d'énergie. Les conséquences financières de ces audits seront prises en compte au CRCP.

6. Clause de rendez-vous

Pour les terminaux de Montoir et Fos Cavaou, la présente décision tarifaire introduit une clause de rendez-vous activable à mi période tarifaire à l'initiative de la CRE.

Cette clause de rendez-vous prévoit que les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires, d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle, pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans les tarifs d'Elengy et de Fosmax LNG se trouvait modifié d'au moins 1 %. La trajectoire de charges d'exploitation à couvrir par le tarif pourra être revue par la CRE après cet examen. Les conséquences financières induites par ces évolutions exogènes ne sont prises en compte qu'au titre de la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous, sous réserve qu'elles correspondent à une gestion efficace de l'opérateur.

7. Modalité de définition des grilles tarifaires applicables au 1^{er} avril 2013

Pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, la CRE fixe un tarif moyen applicable pour l'ensemble de la période tarifaire ATTM4. Ce tarif est fondé sur la moyenne :

- des revenus autorisés retenus par la CRE pour les années 2013 à 2016 pour chacun des terminaux méthaniers ;
- des souscriptions de capacités de regazéification retenues par la CRE pour les années 2013 à 2016 pour chacun des terminaux méthaniers.

Pour le terminal de Fos Tonkin, la CRE fixe au 1^{er} avril 2013 un tarif moyen applicable pour les deux premières années de la période tarifaire ATTM4. Ce tarif est fondé sur la moyenne du revenu autorisé et la moyenne des souscriptions de capacités de regazéification retenues par la CRE pour cette période.

8. Evolution des grilles tarifaires à mi-période

La présente décision tarifaire introduit une révision au 1^{er} avril 2015 des grilles tarifaires des deux opérateurs.

Pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, cette révision sera réalisée selon les principes suivants :

- mise à jour des hypothèses de souscriptions de capacité ;
- mise à jour des charges d'énergie ;
- prise en compte des conséquences financières éventuelles de la clause de rendez-vous ;
- ajustement des taux de prélèvement de gaz en nature en cohérence avec le bilan des prélèvements constatés ;
- apurement du solde du CRCP concernant la période 2013-2014 ;
- mise à jour de la structure tarifaire et des services pour notamment prendre en compte les propositions d'évolution issues de la Concertation GNL.

Pour le terminal de Fos Tonkin, cette révision prendra en compte l'ensemble des charges à couvrir et hypothèses de souscriptions.

II. Niveau des tarifs

1. Charges d'exploitation

L'article L.452-1 du code de l'énergie dispose que « *les tarifs d'utilisation (...) des installations de gaz naturel liquéfié, [...], sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace. [...]. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité [...]* ».

Conformément aux dispositions de cet article, les charges d'exploitation à couvrir par les tarifs ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts opérationnels nécessaires au fonctionnement des installations de GNL, tels qu'ils ont été communiqués à la CRE et tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité des opérateurs.

Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est notamment fondée sur :

- les données issues des comptes sociaux d'Elengy et de Fosmax LNG pour les années 2010 et 2011 ;
- les prévisions d'évolution des charges pour les années 2012 à 2016 communiquées par les opérateurs ;
- les résultats des audits et des analyses menés sur les charges d'exploitation des opérateurs pour les années 2010 à 2016.

Les postes de charges d'exploitation qui ont fait l'objet des principaux ajustements de la part de la CRE sont décrits ci-après.

1.1. Achats d'énergie

Les charges d'énergie pour les trois terminaux méthaniers régulés, principalement liées à l'achat d'électricité pour assurer le fonctionnement des pompes du système de regazéification du GNL, sont prises en compte dans les charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Montoir de Bretagne	3,3	3,5	3,1	3,4
Fos Tonkin	2,1	2,2	-	-
Fos Cavaou	4,8	4,7	4,9	4,6

Les charges retenues pour la prochaine période tarifaire sont fondées sur des estimations des prix d'électricité et de CO₂, et sur les hypothèses suivantes d'utilisation des capacités de chaque terminal :

Taux d'utilisation (%)	2013
Montoir de Bretagne	50 %
Fos Tonkin	75 %
Fos Cavaou	70 %

La CRE a revu à la baisse les taux d'utilisation estimés par les opérateurs afin de prendre en compte les taux d'utilisation constatés en 2011 et le contexte actuel du marché du GNL peu favorable à l'importation de GNL en Europe.

Lors de la révision à mi-période, les trajectoires des charges d'énergie retenues dans la présente décision tarifaire seront revues.

1.2. Charges centrales payées par Elengy et Fosmax LNG

Les charges centrales sont composées des charges de statut (1 % CCAS et tarif agent) et des frais de siège (« *management fees* »).

S'agissant des frais de siège, la CRE rappelle qu'ils doivent correspondre à des prestations effectivement fournies par la maison mère à ses filiales. A ce titre, la CRE considère qu'à l'exception des charges strictement liées aux fonctions de communication financière et d'audit et risques, les frais de siège devront être remplacés d'ici 2015 par des contrats de prestations directes correspondant aux besoins des opérateurs.

En conséquence, la CRE retient pour l'ATTM4, un niveau de charges de siège de 3,4 M€ en 2013 et 2014, soit une baisse de 25 % par rapport à la demande globale des deux opérateurs.

Les opérateurs devront communiquer à la CRE mi-2014 les contrats de prestations directes conclus avec la maison mère. Ces contrats pourront faire l'objet d'un audit afin de s'assurer que les charges concernées correspondent à celles d'un opérateur efficace. Les résultats de cet audit seront pris en compte au CRCP dans la limite du niveau de 2,3 M€ retenu par la CRE pour 2015 et de 2,4 M€ pour 2016.

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Demande totale des 2 opérateurs	4,5	4,6	4,6	4,7
Montants retenus	3,4	3,4	2,3	2,4

1.3. Marge liée aux prestations facturées par Elengy à Fosmax LNG

La gestion opérationnelle du terminal de Fosmax LNG a été confiée contractuellement, à Elengy. La facturation de ces prestations par Elengy intègre une marge. La CRE réduit le niveau de la marge demandée par Elengy, en cohérence avec les pratiques en vigueur¹.

En outre, la CRE n'a pas retenu de marge pour les achats d'électricité. En effet, la CRE a considéré que Fosmax LNG est en mesure de gérer en direct ses achats d'électricité, sans recourir à un contrat de gestion intra-groupe, dans la mesure où il bénéficie d'un tarif réglementé de vente.

Ces retraitements conduisent à une baisse des charges d'exploitation pour Fosmax LNG et à une hausse de celles-ci pour Elengy.

Les montants de ces retraitements sont les suivants :

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Montoir de Bretagne	+0,56	+0,61	+0,64	+0,66
Fos Tonkin	+0,22	+0,22	+0,21	+0,22
Fos Cavaou	-0,78	-0,83	-0,84	-0,88

1.4. Provisions pour démantèlement

Les opérateurs d'infrastructures ont, depuis 2003, l'obligation de constater comptablement des provisions pour reconstitution des sites. Les charges à couvrir par le tarif intègrent des dotations aux provisions sur la base d'hypothèses de dates et de coûts de démantèlement des terminaux fournies par les opérateurs.

¹ COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU PARLEMENT EUROPÉEN, AU CONSEIL ET AU COMITÉ ÉCONOMIQUE ET SOCIAL EUROPÉEN concernant les travaux menés par le forum conjoint de l'UE sur les prix de transfert entre avril 2009 et juin 2010 et les propositions connexes 1. Lignes directrices relatives aux services intragroupe à faible valeur ajoutée et 2. Approches potentielles applicables aux cas triangulaires non-UE.

Le niveau de couverture par le tarif de ces provisions pour le démantèlement du terminal de Fos Tonkin, a été ajusté à la hausse, afin de prendre en compte l'hypothèse d'arrêt de l'exploitation du terminal en 2020.

Le niveau de couverture par le tarif de ces provisions pour le démantèlement des terminaux de Montoir et de Fos Cavaou est inchangé par rapport au tarif ATTM3.

1.5. Fiscalité

La prise en compte des évolutions fiscales dans les trajectoires prévisionnelles de charges d'exploitation d'Elengy et de Fosmax LNG occasionne respectivement des hausses de ces postes de 6 M€ (soit + 32 %) et de 5 M€ (soit + 45 %) pour la prochaine période tarifaire. Ces hausses sont principalement liées à l'entrée en vigueur de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) et à la fin des exonérations dont a bénéficié Fosmax LNG pendant les deux premières années d'exploitation de Fos Cavaou.

1.6. Autres postes de charges

A la suite des audits externes et des analyses menées par la CRE, certains postes ont été retraités à la baisse à hauteur des montants suivants. Ces retraitements concernent principalement les frais d'assurances liées à la couverture des pertes éventuelles d'exploitation pour les trois terminaux et les coûts d'études liées au projet de développement des capacités pour le terminal de Fos Cavaou.

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Montoir de Bretagne	0,86	0,87	0,94	1,03
Fos Tonkin	0,51	0,53	0,51	0,55
Fos Cavaou	2,56	2,07	1,07	1,16

1.7. Synthèse

Les ajustements retenus par la CRE sur les charges d'exploitation des trois terminaux sont les suivants :

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Fos Tonkin	0,6	0,6	0,8	0,8
Montoir	2,1	2,2	2,8	2,9
Fos Cavaou	4,2	3,8	3,2	3,4

2. Charges de capital

Les charges de capital comprennent une part d'amortissement et une part de rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces composantes est établi à partir de la valorisation de la Base d'Actifs Régulée (BAR) et du coût moyen pondéré du capital.

2.1. Base d'Actifs Régulée

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.

Pour le terminal de Fos Cavaou, la BAR est établie en tenant compte des investissements majorés des charges d'exploitations 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.

La CRE a reconduit les principes de calcul des charges de capital adoptés lors des exercices tarifaires précédents. Elle a toutefois modifié son appréciation du coût moyen pondéré du capital de l'activité des terminaux.

Les durées de vie retenues pour les principales catégories d'actifs industriels sont définies dans le tableau suivant pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou :

Catégories d'actifs industriels	Durée de vie économique (ans)
Installations de re-gazéification	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

Pour le terminal de Fos Tonkin, conformément à la délibération de la CRE du 7 juillet 2011, la durée d'amortissement a été adaptée pour prendre en compte un arrêt potentiel du terminal en 2020. En cas de décision de prolongation de la durée de vie du terminal, prévue fin 2014, les durées de vie des actifs seraient revues en conséquence.

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. Les actifs sont réputés mis en service au 1^{er} juillet de l'année.

Certaines catégories d'actifs font l'objet d'un traitement particulier :

- les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., sont pris en compte sur la base de leur valeur nette comptable.

Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2003 et le 31 décembre 2012 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute². Les investissements prévus à partir du 1^{er} janvier 2013 sont pris en compte à leur valeur brute prévisionnelle telle que communiquée par Elengy et Fosmax LNG.

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

² Les actifs mis en service entre le 1^{er} janvier 2012 et le 31 décembre 2012 sont intégrés dans la BAR à leur valeur brute prévisionnelle.

Une fois intégrée dans la BAR, la valeur des 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. L'indice de réévaluation utilisé est l'indice INSEE 641194 des prix à la consommation hors tabac pour la France entière ;
- 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.

Certaines catégories d'actifs font l'objet d'un traitement particulier :

- les véhicules, aménagements, matériels de micro-informatique, petits équipements etc., ne sont pas réévalués.

Au 1^{er} janvier 2013, la valeur des BAR des terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou sont respectivement de 315 M€, 122 M€ et 810 M€.

2.2. Coût du capital

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération de base des actifs 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 se base sur le coût du capital de l'activité de transport de gaz afin d'estimer le coût du capital des terminaux méthaniers compte tenu de l'absence d'échantillon comparable pertinent pour déterminer les principaux paramètres pour l'activité d'exploitation de terminaux méthaniers.

Pour définir le CMPC, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans son calcul et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a également :

- confié une étude à un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures électriques et gazières menée durant l'été 2011 ;
- mené régulièrement en interne des travaux d'évaluation des paramètres du coût du capital ;
- auditionné les opérateurs de terminaux et leurs actionnaires qui en ont fait la demande ;
- pris en compte les évolutions du cadre tarifaire.

Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous :

Taux sans risque réel*	2,0 %
Spread de la dette	0,6 %
Prime de marché	5,0 %
Béta des actifs	0,58
Béta des fonds propres	0,96
Levier (dette / dette + capitaux propres)	50 %
Taux IS	34,43 %
Coût de la dette**	2,6 %
Coût des fonds propres**	10,4 %
CMPC réel avant IS	6,50 %

*soit une hypothèse de taux sans risque nominal de 4,0 %

**réel avant IS

Une majoration spécifique de 200 points de base est appliquée à ce taux de base pour tenir compte des risques spécifiques de l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers par rapport à une activité de réseau. En effet, les terminaux méthaniers sont des installations concentrées sur un site unique, ne sont pas en monopole et dépendent d'un nombre limité de clients. En cas de défaillance technique ou d'accident rendant tout ou partie de l'installation indisponible, ou de défaillance d'un souscripteur de capacités, il existe un risque que la perte de revenu soit importante et ne puisse pas être compensée par d'autres installations ou d'autres clients. En outre, la pérennité de l'activité de chaque site sur le très long terme, à l'issue des contrats de souscription de capacités actuellement en portefeuille, n'est pas assurée.

Les actifs mis au rebut avant la fin de leur durée de vie économique sortent de la BAR et ne donnent lieu ni à amortissement, ni à rémunération.

2.3. Programmes d'investissements

Le calcul de la BAR et des charges de capital pour l'ATTM4 prend en compte les prévisions d'investissements fournies par les opérateurs et révisées par la CRE.

Les investissements réalisés en 2010, 2011 et estimés pour 2012 ainsi que les prévisions d'investissements pour la période 2013-2016 retenues pour le calcul des charges de capital sont les suivantes :

M€ courants	Réalisés		Estimés	Prévisions			
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Montoir de Bretagne	48,2	40,4	23,7	22,1	21,1	4,3	4,3
Fos Tonkin(*)	9,7	6,0	8,5	16,1	8,8	18,4	39,5
Fos Cavaou	0,1	2,4	3,8	3,5	2,8	2,0	2,0

(*)La hausse des montants d'investissements prévisionnels d'investissement à partir de 2013 correspond aux projets Horizon 2020 et Horizon 2035.

La CRE a retenu les trajectoires d'investissement présentées par Elengy pour les terminaux de Montoir et de Fos Tonkin, à l'exception des dépenses d'investissement liées au projet d'extension du terminal de Montoir-de-Bretagne, prévues en 2015 et 2016. En effet, aucune décision d'investissement n'a encore été prise concernant ce projet. La CRE a retenu l'intégralité des prévisions d'investissements de Fosmax LNG.

La CRE rappelle que les écarts éventuels entre les prévisions d'investissements ci-dessus et les charges calculées sur la base des éléments effectivement constatés seront intégralement couverts par le mécanisme de CRCP, sous réserve des résultats d'audit éventuels et des effets des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts des projets d'investissement.

2.4. Régulation incitative au développement de nouvelles capacités de regazéification

La CRE a modifié le régime d'incitation à l'investissement dans le tarif ATTM3, de façon à mieux cibler ces incitations.

Pour répondre au besoin de visibilité nécessaire aux prises de décisions d'investissements ou d'engagements à long terme, la CRE maintient pour l'ATTM4, les principes fixés dans l'ATTM3 :

- le mode de calcul du taux de rémunération est fixé pour 20 ans, sous la forme d'une formule égale au taux de base applicable aux actifs de transport de gaz naturel, pouvant évoluer sur la période en fonction des décisions tarifaires futures relatives à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz, auquel s'ajoute la prime de 200 points de base spécifique au GNL ;
- une prime supplémentaire de 200 points de base est accordée pendant 10 ans.

Ces principes s'appliquent aux extensions des terminaux méthaniers existants et aux nouveaux terminaux régulés, qui seront décidés après l'entrée en vigueur de ces tarifs, sous réserve que l'augmentation des capacités de regazéification représente au moins 20 % des capacités initiales de l'infrastructure et que les nouvelles capacités créées soient allouées selon des modalités préalablement approuvées par la CRE. Les projets consistant spécifiquement à l'augmentation des capacités de stockage des terminaux ne sont pas éligibles à cette prime supplémentaire.

En outre, les primes d'incitation aux investissements en vigueur dans les précédents tarifs continuent à s'appliquer dans le tarif ATTM4. A savoir, la prime de 125 points de base sur tous les investissements mis en service entre 2004 et 2008 et pour tous les investissements décidés entre le 1^{er} janvier 2004 et avant le 31 décembre 2008.

2.5. Rémunération du coût financier des investissements avant leur mise en service

La CRE maintient la rémunération du montant lié aux immobilisations en cours.

La date conventionnelle de dépense des investissements annuels pour le calcul de cette rémunération est fixée au 1^{er} juillet. La rémunération des immobilisations en cours est déterminée sur la base de la méthodologie retenue généralement pour les intérêts intercalaires, avec la prise en compte d'un taux d'intérêt comparable au coût de la dette, soit 4,6 % nominal avant impôt auquel s'ajoute la prime spécifique à l'activité d'exploitation des terminaux méthaniers de 200 points de base. Cette rémunération est couverte par le tarif et fait partie des charges de capital incluses dans le CRCP.

2.6. Échanges de frigories avec Air Liquide

Dans le cadre d'un accord conclu entre Air Liquide et Elengy, les deux sociétés échangent des fluides et de l'énergie sur leurs sites de Fos Tonkin depuis 1970. En 2009, Elengy et Air Liquide ont décidé de prolonger leur partenariat et ont, à ce titre, conclu un nouveau contrat pour une durée de 15 ans. A ce titre, Elengy a investi en 2009 dans un nouvel échangeur thermique.

Cet actif spécifique n'est pas nécessaire à la fonction de regazéification du GNL, mais permet des synergies pour ces deux sociétés sur les plans économique et environnemental. En effet, la valorisation des frigories permet, d'une part, de limiter les rejets dans l'environnement et d'autre part, de réduire les coûts de fourniture d'électricité.

La réduction des capacités de stockage utilisables sur le terminal de Fos Tonkin, va limiter l'utilisation de ce service et ainsi réduire les recettes liées au contrat avec Air Liquide.

Dans ce contexte, la CRE retient le traitement tarifaire suivant pour cet investissement :

- l'échangeur thermique dédié à la fourniture de cette prestation est amorti en cohérence avec la durée du contrat conclu entre Elengy et Air Liquide ;
- cet actif est intégré dans la BAR et rémunéré conformément au cadre tarifaire en vigueur ;
- les charges opérationnelles de gestion de l'échangeur sont prises en compte par le tarif ;
- 100 % des recettes perçues par Elengy au titre du contrat conclu avec Air Liquide sont déduites des charges d'exploitation à couvrir par le tarif.

3. Charges totales à couvrir

3.1. Charges nettes d'exploitation

Les charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATTM4 sont obtenues en déduisant les prévisions de recettes accessoires perçues indépendamment du tarif d'utilisation des terminaux méthaniers et les prévisions de production stockée et immobilisée des charges brutes d'exploitation des opérateurs.

3.1.1. Elengy : terminal de Montoir

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Montoir prend en compte la moyenne des charges retenues ci-dessous pour les années 2013 à 2016.

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-2016
Charges d'exploitation brutes	58,25	59,65	59,16	59,84	59,23
Recettes accessoires	-4,22	-3,44	-3,24	-3,08	3,50
Total charges nettes d'exploitation	54,02	56,21	55,92	56,76	55,73

3.1.2. Elengy : terminal de Fos Tonkin

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Fos Tonkin prend en compte la moyenne des charges retenues ci-dessous pour les années 2013 et 2014. Le niveau de ce tarif sera mis à jour au 1^{er} avril 2015, en tenant notamment compte de la décision d'Elengy relative à une prolongation éventuelle de l'activité de ce terminal au-delà de 2020.

M€ courants	Prévisionnel		Moyenne
	Période tarifaire		
	2013	2014	2013-14
Charges d'exploitation brutes	33,67	34,27	33,97
Recettes accessoires	-4,33	-4,27	-4,30
Total charges nettes d'exploitation	29,34	30,00	29,67

3.1.3. Fosmax LNG : terminal de Fos Cavaou

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Fos Cavaou prend en compte la moyenne des charges retenues ci-dessous pour les années 2013 à 2016.

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-2016
Charges d'exploitation brutes	50,56	51,09	51,36	51,76	51,19
Recettes accessoires	- 3,69	- 3,75	- 3,88	- 2,81	- 3,53
Total charges nettes d'exploitation	46,87	47,34	47,48	48,96	47,66

3.2. Charges de capital normatives

3.2.1. Elengy : Montoir

Les montants prévisionnels de la BAR du terminal de Montoir sont les suivants :

M€ courants	2013	2014	2015	2016
BAR au 1/1/n	314,73	326,64	335,31	319,67
Mises en service (*)	30,27	27,77	4,27	4,27
Amortissement	-24,05	-24,95	-25,49	-26,06
Réévaluation	5,68	5,85	5,58	5,29
BAR au 31/12/n	320,95	329,46	314,09	297,88

(*) Investissements entrant dans la BAR

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives sont les suivants :

M€ courants	2013	2014	2015	2016
Rémunération de la BAR	29,48	30,34	30,07	28,71
Rémunération des immobilisations en cours	1,59	1,10	0,88	0,88
Amortissement	24,05	24,95	25,49	26,06
Total	55,13	56,39	56,44	55,65

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Montoir prend en compte la moyenne des charges de capital pour les années 2013 à 2016.

3.2.2. Elengy : Fos Tonkin

Les montants prévisionnels de la BAR du terminal de Fos Tonkin sont les suivants :

M€ courants	2013	2014
BAR au 1/1/n	122,05	118,94
Mises en service (*)	14,63	9,23
Amortissement	-19,81	-21,17
Réévaluation	2,06	1,89
BAR au 31/12/n	116,87	106,99

(*) Investissements entrant dans la BAR

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives sont les suivants :

M€ courants	2013	2014
Rémunération de la BAR	11,32	10,73
Rémunération des immobilisations en cours	0,89	0,93
Amortissement	19,81	21,17
Total	32,02	32,84

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Fos Tonkin prend en compte la moyenne des charges de capital pour les années 2013 et 2014.

3.2.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou

Les montants prévisionnels de la BAR du terminal de Fos Cavaou sont les suivants :

M€ courants	2013	2014	2015	2016
BAR au 1/1/n	810,39	800,18	789,51	776,30
Mises en service (*)	3,30	3,70	2,00	2,00
Amortissement	-27,65	-28,33	-28,93	-29,51
Réévaluation	14,14	13,96	13,72	13,48
BAR au 31/12/n	786,04	775,55	762,58	748,80

(*) Investissements entrant dans la BAR

Les montants prévisionnels des charges de capital normatives sont les suivants :

En M€ courants	2013	2014	2015	2016
Rémunération de la BAR	79,13	78,13	76,97	75,66
Rémunération des immobilisations en cours	0,06	0,04	0,01	0,01
Amortissement	27,65	28,33	28,93	29,51
Total	106,84	106,49	105,91	105,18

Le tarif défini au 1^{er} avril 2013 pour le terminal de Fos Cavaou prend en compte la moyenne des charges de capital pour les années 2013 à 2016.

3.3. Prise en compte des soldes des CRCP du tarif ATTM3

Le solde du CRCP pour la période ATTM3 sera apuré sur la période ATTM4 en quatre annuités constantes. Les montants pris en compte dans le CRCP sont actualisés au taux d'intérêt égal au taux sans risque retenu dans la présente décision tarifaire, soit 4,0 % nominal avant impôt.

3.3.1. Elengy : Montoir de Bretagne

Le solde total estimé du CRCP au 31 décembre 2012, s'élève à -15,92 M€ pour le terminal de Montoir de Bretagne et se décompose de la manière suivante :

Solde du CRCP (M€)	ATTM3
Charges de capital normatives	3,53
Charges d'énergie	-6,39
Recettes liées au service de chargement	-0,20
Recettes liées aux souscriptions	-12,86
Total	-15,92

La principale contribution au CRCP pour la période ATTM3 est le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions.

Le solde du CRCP, soit 15,92 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de 4,30 M€, qui seront déduites du total des charges à recouvrer par le prochain tarif.

3.3.2. Elengy : Fos Tonkin

Le solde total estimé du CRCP au 31 décembre 2012, s'élève à -19,15 M€ pour le terminal de Fos Tonkin et se décompose de la manière suivante :

Solde du CRCP (M€)	ATTM3
Charges de capital normatives	-0,30
Charges d'énergie	-0,43
Recettes liées aux souscriptions	-18,41
Total	-19,15

La contribution principale au CRCP pour la période ATTM3 est le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions. A la suite du retard dans la mise en service du terminal de Fos Cavaou, le terminal de Fos Tonkin a reçu des cargaisons supplémentaires au 1^{er} trimestre 2010.

Le solde du CRCP, soit 19,15 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de 5,17 M€, qui seront déduites du total des charges à recouvrer par le prochain tarif.

3.3.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou

Le solde total estimé du CRCP au 31 décembre 2012, s'élève à +14,86 M€ pour le terminal de Fos Cavaou et se décompose de la manière suivante :

Solde du CRCP (M€)	ATTM3
Charges de capital normatives	3,30
Charges d'énergie	0,92
Recettes liées aux souscriptions	10,63
Total	14,86

La contribution principale au CRCP pour la période ATTM3 est le poste portant sur les recettes liées aux souscriptions. A la suite du retard dans la mise en service du terminal, les souscriptions réelles ont été inférieures aux souscriptions retenues dans le tarif, en raison de la restitution par les expéditeurs des capacités commercialisées de court terme.

Le solde du CRCP, soit 14,86 M€, sera apuré en quatre annuités constantes de 4,01 M€, qui viendront en augmentation du total des charges à recouvrer par le prochain tarif.

3.4. Revenu autorisé

Le niveau total de charges à couvrir par le tarif pour chaque terminal est le suivant :

3.4.1. Elengy : Montoir

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-16
Charges de capital normatives	55,13	56,39	56,44	55,65	55,90
Charges nettes d'exploitation*	54,02	56,21	55,92	56,76	55,73
Apurement CRCP	-4,30	-4,30	-4,30	-4,30	-4,30
Revenu autorisé	104,85	108,30	108,06	108,11	107,33

(*) Hors variation significative du prix de l'énergie, des souscriptions et clause de rendez-vous.

3.4.2. Elengy : Fos Tonkin

M€ courants	Prévisionnel		Moyenne
	Période tarifaire		
	2013	2014	2013-14
Charges de capital normatives	32,02	32,84	32,43
Charges nettes d'exploitation	29,34	30,00	29,67
Apurement CRCP	-5,17	-5,17	-5,17
Revenu autorisé	56,19	57,67	56,93

3.4.3. Fosmax LNG : Fos Cavaou

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-16
Charges de capital normatives	106,84	106,49	105,91	105,18	106,11
Charges nettes d'exploitation*	46,87	47,34	47,48	48,96	47,66
Apurement CRCP	+4,01	+4,01	+4,01	+4,01	4,01
Revenu autorisé	157,72	157,85	157,40	158,15	157,78

(*) Hors variation significative du prix de l'énergie, des souscriptions et clause de rendez-vous.

III. Hypothèses de souscriptions des capacités de regazéification

Les souscriptions retenues ci-dessous pour définir les termes tarifaires intègrent une obligation de « *ship or pay* » de 100 %, pour les trois terminaux.

1. Terminaux de Fos Tonkin et de Montoir

Les prévisions de souscriptions retenues pour les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir correspondent aux souscriptions effectives. Ces souscriptions tiennent compte de :

- la réduction des capacités de regazéification du terminal de Fos Tonkin à partir de fin 2014 liée aux travaux de démantèlement d'un réservoir ;
- la réduction des souscriptions sur le terminal de Montoir à partir de 2015 consécutive à la non-souscription partielle des capacités restituées par GDF Suez, dans le cadre de ses engagements vis-à-

vis de la Commission européenne³.

Montoir de Bretagne	ATTM4			
	2013	2014	2015	2016
Souscriptions retenues (TWh/an)	123,0	123,0	106,9	106,9
Nombre de bateaux	143	143	126	126
Capacités disponibles (%)	0 %	0 %	13,1 %	13,1 %

Fos Tonkin	ATTM4	
	2013	2014
Souscriptions retenues (TWh/an)	48,0	44,8
Nombre de bateaux	119	107
Capacités disponibles (%)	15,8 %	13 %

2. Terminal de Fos Cavaou

Le niveau de souscription retenu pour définir le tarif du terminal de Fos Cavaou est égal à la capacité souscrite sur le terminal, soit 90 % des capacités commercialisables du terminal.

Par ailleurs, les travaux envisagés en 2014 pour la mise en place du service de chargement de bateaux à haut débit, conduiront à l'indisponibilité du terminal pendant deux semaines, en complément de la semaine de maintenance annuelle. Cette indisponibilité ponctuelle est prise en compte par une diminution équivalente sur l'ensemble de la période des hypothèses de souscription retenues pour l'ATTM4.

Fos Cavaou	ATTM4			
	2013	2014	2015	2016
Capacités souscrites (TWh/an)	87,24	83,90	87,24	87,24
Souscriptions retenues (TWh/an)	86,41	86,41	86,41	86,41
Nombre de bateaux	85	82	85	85
Capacités disponibles (%)	10 %	10 %	10 %	10 %

IV. Structure des tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers

1. Evolutions des termes tarifaires

- Révision des niveaux de prélèvement de gaz en nature

Dans le cadre du tarif ATTM3, un Terme de gaz en nature (TN), destiné à couvrir les consommations de gaz naturel du terminal méthanier, s'applique aux utilisateurs du terminal. Les niveaux de prélèvement ont été fixés à 0,5 % des quantités annuelles déchargées pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou et à 0,3 % pour le terminal de Fos Tonkin. Compte tenu des retours d'expérience sur les niveaux effectifs de gaz en nature utilisés, la CRE décide pour le tarif ATTM4, de fixer à 0,2 % les niveaux retenus pour les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou.

³ Procédure DG COMP/B-1/39.116

- Gestion des périodes à faible nombre de déchargements

Lorsque les déchargements de GNL sont peu nombreux, 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, 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.

En conséquence, les quantités complémentaires de gaz prélevées 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 % de la Quantité déchargée contractuelle (QDC) et de la quantité effectivement déchargée sur la période considérée.

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

- Autres évolutions des termes tarifaires

Les autres évolutions prennent en compte les réponses à la consultation publique menée par la CRE et concernent les trois terminaux. D'une part, le terme de nombre de déchargements (renommé « Terme de nombre d'accostages ») est revu à la hausse afin de mieux refléter les coûts relatifs aux appointements. D'autre part, le terme d'utilisation des capacités de regazéification est réduit significativement afin de renforcer l'attractivité des terminaux méthaniers pour les souscripteurs de taille intermédiaire.

2. Évolutions des services de regazéification

Dans le cadre du tarif ATTM3, deux services différents existent (dont un avec deux prix distincts), en fonction du profil de l'utilisateur :

- service d'émission continue (ci-après « service continu ») : destiné aux utilisateurs qui programment, en moyenne sur l'année, plus d'un bateau par mois. Dans le cadre de ce service, l'émission quotidienne est fixée par l'opérateur du terminal de façon à être la plus régulière possible, en fonction du programme d'émission global du terminal ;
- service d'émission en bandeau de 30 jours :
 - service « bandeau » : destiné aux utilisateurs qui programment, en moyenne sur l'année, moins d'un bateau par mois. Dans le cadre de ce service, l'émission d'une cargaison est assurée en émission constante de 30 jours,
 - service « spot » : réservé aux déchargements souscrits, pour un mois m donné, après le 20^{ème} jour du mois $m-1$. Dans le cadre de ce service, l'émission d'une cargaison est assurée sur un bandeau constant de 30 jours.

2.1. Evolution du service « continu »

Pour favoriser l'accès au service « continu », la présente décision tarifaire introduit, pour les trois terminaux méthaniers, la possibilité de souscrire ce service dès le premier déchargement.

2.2. Evolution du service « bandeau »

Le service « bandeau » est destiné aux expéditeurs qui programment, en moyenne sur l'année, moins d'un bateau par mois. Un nouveau critère conditionne l'accès à ce service : l'expéditeur concerné doit souscrire une capacité annuelle totale inférieure à 12 TWh au titre de ce service.

Afin de faciliter la gestion opérationnelle des terminaux de Montoir et Fos Tonkin et d'améliorer la prévisibilité de leurs émissions, la somme des capacités de regazéification souscrites, pour chaque mois, par l'ensemble des utilisateurs en service « bandeau » ne pourra pas être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle du terminal.

En outre, si une demande de reprogrammation intra-mensuelle d'un utilisateur en service « bandeau » engendre une variation supérieure à 10 %, de l'émission notifiée aux utilisateurs du service « continu » l'émission du demandeur est modifiée en priorité et sa cargaison peut ne plus être émise sous forme d'un bandeau constant pour la partie émise au cours du mois considéré. La reprogrammation est acceptée sous réserve de la validation par l'opérateur de sa faisabilité et de l'acceptation par le demandeur, le cas échéant, de la modification de l'émission.

2.3. Evolution du service « spot »

Dans le tarif ATTM4, le profil d'émission d'un utilisateur ayant souscrit le service « spot » tendra vers un bandeau de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement, à condition que les émissions prévues dans le programme mensuel notifié aux utilisateurs « continu » du terminal ne soient pas modifiées de plus de 10 % chaque jour. Au-delà de cette limite, le profil d'émission associé au service « spot » sera modifié en durée et/ou en volume, en accord avec l'expéditeur concerné.

2.4. Règles relatives à la souscription de plusieurs services par un même expéditeur

Dans le cadre de l'ATTM3, les souscriptions complémentaires d'un utilisateur en service « continu » sont systématiquement attachées à ce service. En outre, un utilisateur en service « bandeau » a la possibilité de souscrire une ou des cargaison(s) complémentaire(s) en service « spot ».

Dans le cadre du tarif ATTM4, un expéditeur peut accéder plus librement aux trois services. Les modalités de souscription de plusieurs services par un même expéditeur et les modifications éventuelles de service pour les capacités déjà souscrites, devront être proposées par les opérateurs à la CRE pour approbation. Ces propositions devront être réalisées sur la base de travaux menés en Concertation GNL.

3. Optimisation de l'utilisation des capacités de regazéification

Le tarif ATTM4 introduit les évolutions suivantes concernant les mécanismes permettant de faciliter la commercialisation des capacités et d'en optimiser l'utilisation :

3.1. Evolution de l'obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay »)

De façon à inciter les utilisateurs à souscrire les capacités correspondant à leurs besoins, ce taux est dorénavant fixé à 100 % pour les trois terminaux.

3.2. Evolution des dispositions relatives au non-respect du programme de déchargements

L'ATTM4 introduit une progressivité de la pénalité pour non-respect du programme de déchargement en fonction du préavis de modification. Cette pénalité n'est facturée que si le préavis est inférieur à douze jours. Les recettes liées à cette pénalité sont reversées aux clients impactés, à proportion de la somme des émissions allouées sur le mois considéré.

3.3. Evolution des services d'anticipation et de report de l'émission

Le tarif de ces services évolue. Il devient proportionnel à la quantité de gaz dont l'émission est décalée et non plus au nombre de jours de décalage.

50 % des recettes générées par ce service seront redistribuées aux expéditeurs « continu », au prorata des quantités déchargées sur le terminal, dès le mois suivant.

4. Evolution des services complémentaires

4.1. Service de flexibilité intra-journalière

La délibération de la CRE du 25 novembre 2010, approuvée par l'arrêté des ministres en date du 3 mars 2011, a introduit, pour le terminal de Fos Tonkin, un service de flexibilité intra-journalière offert par Elengy à GRTgaz. La CRE a pris en compte les surcoûts d'investissement d'Elengy liés à de nouvelles normes sismiques, ce qui conduit à une faible augmentation du terme fixe facturé à GRTgaz.

La délibération de la CRE du 28 février 2012 a introduit un service de flexibilité intra-journalière offert par Fosmax LNG à GRTgaz. Ce service est reconduit en l'état dans l'ATM4.

4.2. Service de chargement de navires

Elengy et Fosmax LNG proposent depuis 2012, à titre expérimental, un service de chargement de navires sur les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou.

Pour le tarif ATM4, la CRE introduit ce service de rechargement de cargaisons pour les trois terminaux régulés. Elle s'est assurée que les charges liées à ce service sont neutralisées par des recettes équivalentes. Afin de répartir équitablement les recettes associées entre l'opérateur et les utilisateurs du terminal, les revenus complémentaires éventuels liés à ce service seront pris en compte à hauteur de 50 % au CRCP.

4.3. Service de chargement de camions

Les opérateurs envisagent de proposer un service de chargement de camions. Ce service vise notamment à permettre l'acheminement de citernes portées de GNL par voie terrestre.

Compte tenu du caractère marginal de cette activité, qui est indépendante de l'activité de regazéification, les opérateurs pourront fixer eux-mêmes le prix de fourniture de ce service à condition de tenir des comptabilités dissociées pour cette activité. La CRE vérifiera la stricte neutralité de ce service pour l'activité de regazéification. Elle procèdera à un bilan de ce service et pourra modifier les conditions tarifaires s'y appliquant si elle le juge nécessaire.

4.4. Service de partage de cargaison au déchargement

Elengy et Fosmax LNG envisagent de mettre en place des règles permettant de partager une cargaison entre plusieurs expéditeurs n'ayant pas de relations contractuelles entre eux. Une telle évolution est de nature à renforcer l'attractivité de l'offre des opérateurs de terminaux méthaniers auprès, notamment, de nouveaux utilisateurs.

Le tarif associé à cette livraison sera appliqué à chacun des expéditeurs concernés sur la base d'un déchargement de navire, et d'une taille de cargaison à proportion de la quantité de GNL attribuée à chacun.

TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX REGULES DE GAZ NATUREL LIQUEFIE

I. Dispositions applicables aux trois terminaux

1. Services de base offerts

La souscription de capacités de regazéification entraîne le droit et l'obligation de détenir les capacités d'entrée correspondantes sur le réseau de transport adjacent.

Service d'émission continue : ce service est accessible à l'ensemble des utilisateurs. Dans le cadre de ce service, l'opérateur assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal. Lorsque plusieurs utilisateurs souscrivent le service « continu », les règles de partage des émissions entre les utilisateurs concernés sont définies par l'opérateur et approuvées par la CRE.

Service d'émission en bandeau :

- service « bandeau » : ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois sur un terminal en moyenne sur l'année, pour une quantité annuelle totale inférieure à 12 TWh. Dans le cadre de ce service, chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée standard de 30 jours à compter de la date de fin de déchargement ;
- service « spot » : ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois m donné, souscrits après le 20^{ème} jour du mois $m-1$. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. L'émission pour le service spot tendra vers un bandeau constant d'une durée standard de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement.

Les modalités de souscription de plusieurs services par un même expéditeur et les modifications éventuelles de service pour les capacités déjà souscrites, devront être proposées par les opérateurs à la CRE pour approbation. Ces propositions devront être réalisées sur la base de travaux menés en Concertation GNL.

2. Termes tarifaires

- TNA** terme de nombre d'accostages, appliqué à chaque cargaison chargée ou déchargée sur le terminal méthanier, exprimé en € par accostage ;
- TQD** terme de quantité déchargée, appliqué aux quantités de GNL déchargées, exprimées en €/MWh ;
- TUCR** terme d'utilisation des capacités de regazéification, appliqué à la durée de l'intervalle moyen entre deux arrivées de navires (durée limitée à un mois), exprimé en €/MWh ;
- TR** terme de régularité, appliqué à l'écart, en valeur absolue, entre les quantités de GNL déchargées en hiver et les quantités de GNL déchargées en été, exprimé en €/MWh ;
- TN** terme de gaz en nature, destiné à couvrir les consommations de gaz du terminal méthanier ;
- 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, exprimées en €/MWh.

3. Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature

En base, les prélèvements de gaz en nature sont effectués par chaque opérateur de 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).

Au-delà de ces dispositions standards, 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, ce dernier pourra être amené à prendre les dispositions suivantes :

- les quantités de gaz prélevées pourront être augmentées au-delà du terme TN fixé dans la présente décision tarifaire. L'opérateur devra informer la CRE et les utilisateurs de son terminal en amont de cette augmentation ;
- les quantités complémentaires de gaz prélevées seront allouées à l'ensemble des utilisateurs du terminal concerné, en proportion de la différence, pour chacun d'entre eux, entre 50 % de la Quantité déchargée contractuelle (QDC) et la quantité effectivement déchargée sur la période considérée.

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

II. Tarif d'utilisation du terminal de Montoir de Bretagne opéré par Elengy

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé d'Elengy pour le terminal de Montoir est la suivante :

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-16
Charges de capital normatives	55,13	56,39	56,44	55,65	55,90
Charges nettes d'exploitation ^(*)	54,02	56,21	55,92	56,76	55,73
Apurement CRCP	-4,30	-4,30	-4,30	-4,30	-4,30
Revenu autorisé^(*)	104,85	108,30	108,06	108,11	107,33

^(*)Hors variation significative du prix de l'énergie, des souscriptions et clause de rendez-vous.

2. Prise en compte du solde du CRCP

A mi-période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes.

M€ courants	Montoir-de-Bretagne			
	2013	2014	2015	2016
Revenus liés aux souscriptions, couverts à 75 % ^(*)	104,85	108,30	108,06	108,11
Charges de capital, couvertes à 100 %	55,13	56,39	56,44	55,65
Charges et produits d'énergie, couverts à 90 % ^(*)	3,3	3,5	3,1	3,4
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50 %	0	0	0	0
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50 %	0	0	0	0

^(*)Les montants de référence pour le calcul du solde du CRCP pour les années 2015 et 2016 seront mis à jour au 1^{er} avril 2015 en cas de variation significative

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ quatre ans. Elle est définie en fonction de la moyenne des charges (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour la période ATTM4.

Le tarif d'utilisation du terminal de Montoir est défini dans le tableau suivant :

TNA	50 000 € x (T + Tc)
TQD	Pour le service « continu » : 0,870 € x Q Pour le service « bandeau » : 0,870 € x Q Pour le service « spot » : 0,653 € x Q
TUCR	0,120 € x Q x N
TR	Pour le service « continu » : 0,210 € x [Qh – Qe] Pour le service « bandeau » : 0,040 € x [Qh – Qe]
TN	0,50 % x Q (Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature décrites ci-après)
TFR	240 000 € / chargement
TQR	0,160 € x Qc

T= nombre de cargaisons déchargées par an

Tc= nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Qc = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Qe = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Qh = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées contractuelles (QDC) par l'ensemble des expéditeurs en service « bandeau » ne peut être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle d'émission du terminal.

4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Montoir-de-Bretagne au 1^{er} avril 2015

Le tarif de Montoir-de-Bretagne sera mis à jour au 1^{er} avril 2015 pour prendre en compte :

- les écarts résultant des effets éventuels de modification des prévisions de souscriptions de capacités de gazéification pour les années 2015 et 2016 sur le tarif moyen prévu ;
- les écarts éventuels entre les prévisions de charges d'énergie retenues initialement par la CRE (cf. tableau figurant au point 2 ci-dessus) et la révision de ces prévisions pour les années 2015 et 2016 ;

- l'apurement des deux premières annuités du solde du CRCP relatif à la période 2013-2014 ;
- les montants éventuels que la CRE pourrait retenir pour 2015 et 2016 au titre de la clause de rendez-vous ;
- les écarts résultant des effets éventuels de modification des prévisions de revenus autorisés pour les années 2015 et 2016 sur le tarif moyen prévu ;
- la mise à jour de la structure tarifaire et des services pour notamment prendre en compte les propositions d'évolution issues de la Concertation GNL.

III. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin opéré par Elengy

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé d'Elengy pour le terminal de Fos Tonkin est la suivante :

M€ courants	Prévisionnel		Moyenne
	Période tarifaire		
	2013	2014	2013-14
Charges de capital normatives	32,02	32,84	32,43
Charges nettes d'exploitation	29,34	30,00	29,67
Apurement CRCP	-5,17	-5,17	-5,17
Revenu autorisé	56,19	57,67	56,93

2. Prise en compte du solde du CRCP

A mi-période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes.

M€ courants	Fos Tonkin	
	2013	2014
Revenus liés aux souscriptions, couverts à 75 %	56,19	57,67
Charges de capital, couvertes à 100 %	32,02	32,84
Charges et produits d'énergie, couverts à 90 %	2,1	2,2
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50 %	0	0
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50 %	0	0

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ deux ans. Elle est définie en fonction des charges moyennes (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour les années 2013 et 2014.

Le tarif d'utilisation du terminal de Fos Tonkin est défini dans le tableau suivant :

TNA	$45\,000 \text{ €} \times (T + T_c)$
TQD	Pour le service « continu » : $1,127 \text{ €} \times Q$ Pour le service « bandeau » : $1,127 \text{ €} \times Q$ Pour le service « spot » : $0,845 \text{ €} \times Q$
TUCR	$0,120 \text{ €} \times Q \times N$
TR	Pour le service « continu » : $0,210 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$ Pour le service « bandeau » : $0,040 \text{ €} \times [Q_h - Q_e]$
TN	$0,20 \% \times Q$ (Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature décrites ci-après)
TFR	$180\,000 \text{ €} / \text{chargement}$
TQR	$0,160 \text{ €} \times Q_c$

T = nombre de cargaisons déchargées par an

T_c = nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Q_c = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Q_e = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Q_h = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

Pour un mois donné, la somme des quantités déchargées contractuelles (QDC) par l'ensemble des expéditeurs en service « bandeau » ne peut être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle d'émission du terminal.

4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Fos Tonkin au 1^{er} avril 2015

La grille tarifaire de Fos Tonkin sera mise à jour au 1^{er} avril 2015 en fonction des nouvelles hypothèses de charges d'exploitation et de capital ainsi que de nouvelles hypothèses de souscriptions de capacités qui seront fixées par la CRE pour prendre en compte la décision d'Elengy relative à la pérennisation du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2020.

Pour cette mise à jour, la CRE prendra également en compte l'apurement des deux premières annuités du solde du CRCP relatif à la période 2013-2014 ainsi que la mise à jour de la structure tarifaire et des services pour notamment tenir compte des propositions d'évolution issues de la Concertation GNL.

IV. Tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou opéré par Fosmax LNG

1. Trajectoire de revenu autorisé

La trajectoire de revenu autorisé de Fosmax LNG est la suivante :

M€ courants	Prévisionnel				Moyenne
	Période tarifaire				
	2013	2014	2015	2016	2013-16
Charges de capital normatives	106,84	106,49	105,91	105,18	106,11
Charges nettes d'exploitation ^(*)	46,87	47,34	47,48	48,96	47,66
Apurement CRCP	+4,01	+4,01	4,01	4,01	4,01
Revenu autorisé^(*)	157,72	157,85	157,40	158,15	157,78

^(*)Hors variation significative du prix de l'énergie, des souscriptions et clause de rendez-vous.

2. Prise en compte du solde du CRCP

A mi-période tarifaire, le solde du CRCP constitué des écarts constatés pour les postes figurant dans le tableau ci-dessous est calculé par la CRE. Ce solde sera apuré en quatre annuités constantes.

M€ courants	Fos Cavaou			
	2013	2014	2015	2016
Revenus liés aux souscriptions, couverts à 75 % ^(*)	157,72	157,85	157,40	158,15
Charges de capital, couvertes à 100 %	106,84	106,49	105,91	105,18
Charges et produits d'énergie, couverts à 90 % ^(*)	4,2	4,3	4,4	4,5
Revenus liés au service de rechargement de bateau, couverts à 50 %	0	0,5	0,5	0,5
Revenus liés au point d'échange GNL, couverts à 50 %	0	0	0	0

^(*)Les montants de référence pour le calcul du solde du CRCP pour les années 2015 et 2016 seront mis à jour au 1^{er} avril 2015 en cas de variation significative

Un taux d'intérêt équivalent au taux sans risque, soit 4 %, s'applique annuellement au solde global du CRCP.

3. Grille tarifaire

La grille tarifaire ci-dessous s'applique à compter du 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ quatre ans. Elle est définie en fonction de la moyenne des charges (voir tableau ci-dessus) et des hypothèses de souscriptions de capacités moyennes retenues par la CRE pour la période ATTM4.

Le tarif d'utilisation du terminal de Fos Cavaou est défini dans le tableau suivant :

TNA	$60\,000 \text{ €} \times (T + Tc)$
TQD	Pour le service « continu » : $1,768 \text{ €} \times Q$ Pour le service « bandeau » : $1,768 \text{ €} \times Q$ Pour le service « spot » : $1,326 \text{ €} \times Q$
TUCR	$0,120 \text{ €} \times Q \times N$
TR	Pour le service « continu » : $0,210 \text{ €} \times [Qh - Qe]$ Pour le service « bandeau » : $0,040 \text{ €} \times [Qh - Qe]$
TN	$0,20 \% \times Q$ (Modalités détaillées de prélèvement de gaz en nature décrites ci-après)
TFR	$300\,000 \text{ €} / \text{chargement}$
TQR	$0,160 \text{ €} \times Qc$

T = nombre de cargaisons déchargées par an

Tc = nombre de cargaisons chargées par an

Q = quantité de GNL déchargée par an, exprimée en MWh

Qc = quantité de GNL chargée par an, exprimée en MWh

Qe = quantité nette de GNL déchargée pendant la période estivale (1^{er} avril – 30 septembre) exprimée en MWh

Qh = quantité nette de GNL déchargée pendant la période hivernale (1^{er} octobre – 31 mars), exprimée en MWh

N = durée moyenne entre deux arrivées de navires, exprimée en fraction de mois : $N = \min(12/T, 1)$

4. Mise à jour de la grille tarifaire du terminal de Fos Cavaou au 1^{er} avril 2015

Le tarif de Fos Cavaou sera mis à jour au 1^{er} avril 2015 pour prendre en compte :

- les écarts résultant des effets éventuels de modification des prévisions de souscriptions de capacités de regazéification pour les années 2015 et 2016 sur le tarif moyen prévu ;
- les écarts éventuels entre les prévisions de charges d'énergie retenues initialement par la CRE (cf. tableau figurant au point 2 ci-dessus) et la révision de ces prévisions pour les années 2015 et 2016 ;
- l'apurement des deux premières annuités du solde du CRCP relatif à la période 2013-2014 ;
- les montants éventuels que la CRE pourrait retenir pour 2015 et 2016 au titre de la clause de rendez-vous ;
- les écarts résultant des effets éventuels de modification des prévisions de revenus autorisés pour les années 2015 et 2016 sur le tarif moyen prévu ;
- la mise à jour de la structure tarifaire et des services pour notamment prendre en compte les propositions d'évolution issues de la Concertation GNL.

V. Services complémentaires et obligations liées à l'utilisation des terminaux régulés

1. Service d'anticipation ou de report de l'émission

Ce service permet aux utilisateurs du service « bandeau » et du service « spot » de retarder ou d'avancer d'un jour ou de deux jours le début de l'émission, par rapport à la date d'émission initialement prévue, une fois le déchargement réalisé.

Le souscripteur du service doit, pour un déchargement prévu le mois m , déposer sa demande auprès de l'opérateur le vingtième jour du mois $m-1$ au plus tard. Après analyse des conséquences sur les émissions des autres utilisateurs, l'opérateur communique au demandeur, au plus tard le 25^{ème} jour du mois $m-1$, la faisabilité de ce service.

Le tarif du service est composé :

- d'un terme fixe couvrant les frais de gestion de l'opérateur du terminal ;
- d'un terme variable proportionnel à la quantité de gaz reportée ou anticipée.

$$\text{Tarif} = Fg + Qr \times 0,25 \text{ €/MWh}$$

Avec :

Fg = frais fixes de gestion fixés à 10 000 € par demande de report

Qr = quantité de gaz reportée ou anticipée (en MWh)

50 % des recettes générées par ce service seront redistribuées aux expéditeurs « continu », au prorata des quantités déchargées sur le terminal, dès le mois suivant.

2. Obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay »)

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

3. Traitement du non-respect de la programmation

Tout utilisateur annulant un déchargement préalablement programmé pour le mois m se voit appliquer l'une des dispositions suivantes :

- une obligation de compenser, soit en gaz, soit financièrement, le ou les expéditeur(s) dont l'émission a été réduite en conséquence ;
- une pénalité dont le montant dépend du préavis d'annulation. Cette pénalité, qui s'applique uniquement lorsque l'annulation a une conséquence sur les émissions des autres utilisateurs, est calculée selon la formule suivante :

$$P = P0 \times F(n)$$

Avec :

n : nombre de jours entre la date programmée d'arrivée du navire et la date de notification de l'annulation ;

$P0$ = 50 % de la somme des TNA et des TQD associés au déchargement annulé

$F(n)$ est égal à :

- 1 si n est inférieur ou égal à 5 ;
- $(12-n) / 7$ si n est compris entre 6 et 12 ;
- 0 si n est supérieur à 12.

Les recettes liées à cette pénalité sont reversées aux clients impactés, à proportion de la somme des émissions qui leurs sont allouées sur le mois considéré.

4. Mécanisme de « *Use it or lose it* »

Les détenteurs de capacités de regazéification doivent indiquer aux opérateurs, au plus tard le 20^{ème} jour du mois m , leur demande de programme mensuel de déchargement pour le mois $m+1$ ainsi que leur programme indicatif de déchargement pour les mois $m+2$ et $m+3$.

L'opérateur de terminal publie, le 25^{ème} jour du mois m pour le mois $m+1$ les capacités disponibles en prenant en compte les capacités souscrites ne faisant pas l'objet d'une demande de programmation. A titre indicatif, il publie également ces données pour les mois $m+2$ et $m+3$. Il met à jour ces informations au début de la deuxième semaine du mois pour le mois en cours.

Si le programme du mois $m+1$ ne fait apparaître aucune fenêtre de déchargement disponible, toute annulation d'un déchargement sans notification, hors cas de force majeure, est consignée et le régulateur en est tenu informé. Lorsque l'intégralité des capacités du terminal est souscrite, une restitution des capacités souscrites par l'expéditeur concerné afin de libérer des capacités dans le terminal peut alors être exigée par la CRE, après analyse au cas par cas.

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

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

- les capacités commercialisables du terminal pour les mois $m+1$ à $m+6$;
- les capacités souscrites du terminal pour les mois $m+1$ à $m+6$;
- le nombre prévisionnel de créneaux de déchargement disponibles pour les mois $m+1$ à $m+6$.

Cette publication mensuelle sera complétée par une publication annuelle agrégée :

- des capacités commercialisables du terminal, a minima pour les années $n+1$ à $n+20$;
- des capacités disponibles du terminal, a minima pour les années $n+1$ à $n+20$.

Les opérateurs de terminaux communiqueront mensuellement à la CRE un cahier de consignations traçant un bilan des annulations de déchargement, des reports et des anticipations d'émission.

5. Mécanisme de relâchement de capacités

En complément du mécanisme « *Use it or lose it* » décrit ci-dessus, le tarif ATTM4 offre la possibilité aux détenteurs de capacités de regazéification de renoncer explicitement à l'utilisation de leurs capacités pour les mois $m+2$ et $m+3$. Ces capacités restent dues par leur détenteur initial au titre de la clause de « *ship or pay* » jusqu'à leur réservation éventuelle par un autre expéditeur.

6. Marché secondaire des capacités de regazéification

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

7. Point d'échange de GNL

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

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

Le tarif d'accès aux points d'échange de GNL 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.

50 % des recettes générées par ce service sont reversées au CRCP.

8. Service de chargement de cargaison

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

- un terme fixe d'accostage (TNA) ;
- un terme fixe de rechargement (TFR) ;
- un terme variable : Terme de quantité rechargée (TQR), fonction de la quantité contractuelle rechargée.

L'obligation de « *ship or pay* » telle que définie au point 2 ci-dessus s'applique à ce service.

50 % des recettes générées par ce service au-delà des hypothèses de souscription prises en compte pour l'établissement de la trajectoire tarifaire sont reversées au CRCP.

9. Service de partage de cargaison pour les déchargements

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 l'utilisateur au titre de l'opération de déchargement concernée.

L'obligation de paiement des capacités souscrites, telle que définie au point 2 de la présente décision s'applique de manière analogue en cas de souscription de capacités au titre du service de partage de cargaison. Par ailleurs, la somme des quantités souscrites par chaque utilisateur doit être égale à la quantité totale déchargée.

10. Services de flexibilité intra-journalière fournis par les terminaux de Fos Tonkin et Fos Cavaou à GRTgaz

10.1. Terminal de Fos Tonkin

Un service de flexibilité intra-journalière interruptible est offert par Elengy à GRTgaz.

GRTgaz doit déclarer à Elengy un profil horaire de sollicitation de la flexibilité intra-journalière la veille pour le lendemain et, le cas échéant, un nouveau profil à l'intérieur de la journée.

L'offre d'Elengy est disponible en dehors des situations extrêmes suivantes :

- débits minimaux d'émission : fonctionnement avec une seule pompe pour une émission du terminal inférieure à 80 GWh/jour ;
- débits maximaux d'émission du terminal : supérieurs à 250 GWh/jour⁴.

Dans ces deux cas, le service de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy pourra être réduit, voire supprimé, par Elengy.

Si la demande de GRTgaz est supérieure au besoin de flexibilité intra-journalière équivalent à deux centrales électriques⁵, Elengy fera ses meilleurs efforts pour y répondre.

Dans tous les cas, Elengy confirme à GRTgaz la veille pour le lendemain la disponibilité et le niveau du service de flexibilité intra-journalière à Fos.

Le tarif du service de flexibilité est composé d'un terme fixe et de deux termes à l'usage. Les termes à l'usage sont facturés sur la base du profil convenu chaque jour entre Elengy à GRTgaz, en fonction de l'amplitude de débit horaire à la hausse et de l'amplitude de débit horaire à la baisse sollicitées.

Les termes tarifaires sont les suivants :

Terme annuel fixe	€/an	620 000
Terme lié à la sollicitation à la hausse	€/j/(MWh/h)	4,24
Terme lié à la sollicitation à la baisse	€/j/(MWh/h)	0,36

10.2. Terminal de Fos Cavaou

Un service de flexibilité intra-journalière interruptible est offert par Fosmax LNG à GRTgaz.

GRTgaz doit déclarer à Fosmax LNG un profil horaire de sollicitation de la flexibilité intra-journalière la veille pour le lendemain et, le cas échéant, un nouveau profil à l'intérieur de la journée.

L'offre de Fosmax LNG est réputée disponible en dehors de situations de débits extrêmes (proches du minimum ou du maximum d'émission).

⁴ Cette limitation ne prend pas en compte les limitations d'émission liées à l'indisponibilité du matériel au niveau du terminal méthanier de Fos Tonkin ou à la saturation de l'exutoire de Fos sur le réseau de GRTgaz qui peuvent induire une réduction du niveau de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy. Elle ne prend pas non plus en compte une éventuelle optimisation de la chaîne de regazéification pouvant induire une augmentation du niveau de flexibilité intra-journalière proposé par Elengy.

⁵ Fonctionnement normatif de 16 heures par jour pendant 310 jours par an

Dans ces situations, le service de flexibilité intra-journalière proposé par Fosmax LNG pourra être réduit, voire rendu indisponible, par Fosmax LNG.

Dans tous les cas, Fosmax LNG confirmera à GRTgaz la veille pour le lendemain la disponibilité et le niveau du service de flexibilité intra-journalière à Fos Cavaou.

Le tarif du service de flexibilité est composé d'un terme fixe et de deux termes à l'usage. Les termes à l'usage sont facturés sur la base du profil convenu chaque jour entre Fosmax LNG et GRTgaz, en fonction de l'amplitude de débit horaire à la hausse et de l'amplitude de débit horaire à la baisse sollicitées.

Les termes tarifaires sont les suivants :

Terme annuel fixe	€/an	93 000
Terme lié à la sollicitation à la hausse	€/j/(MWh/h)	4,11
Terme lié à la sollicitation à la baisse	€/j/(MWh/h)	0,67

VI. Prestations spécifiques

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

En application de l'article L.452-3 du code de l'énergie, la présente délibération sera publiée au *Journal officiel de la République française*.

Fait à Paris, le 13 décembre 2012

Pour la Commission de régulation de l'énergie,
Le président,

Philippe de LADOUCETTE