

Consultation publique de la Commission de Régulation de l'Énergie relative aux prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF et aux prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie, donnent compétence à la CRE pour préciser la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel ainsi que les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux. L'article L.134-2, 4° donne quant à lui compétence à la CRE pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (GNL), ainsi que les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les opérateurs gérant ces installations. La CRE peut procéder aux modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement.

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz de GRTgaz et TIGF

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF, dits « tarifs ATRT 5 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013 pour une durée d'environ 4 ans, en application de la délibération de la CRE du 13 décembre 2012¹.

La CRE a engagé des travaux en vue de définir les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour GRTgaz et TIGF, dits tarifs « ATRT6 », qui s'appliqueraient à partir du 1^{er} avril 2017. Compte tenu des besoins de visibilité exprimés par les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE souhaite dès à présent soumettre à consultation ses premières orientations pour les prochains tarifs ATRT6 en ce qui concerne le cadre de régulation tarifaire et la structure des tarifs.

Les évolutions envisagées pour la structure des prochains tarifs ont pour objectifs de :

- poursuivre la simplification de la structure contractuelle du marché du gaz naturel français par la création d'une place de marché unique à l'horizon 2018 ;
- faire évoluer l'offre aval des gestionnaires de réseaux de transport et notamment la tarification sur les réseaux régionaux ;
- renforcer le système de régulation incitative mis en place par les précédents tarifs ATRT ;
- préparer l'entrée en vigueur des prochains codes de réseaux européens, en particulier le code de réseau Tarif.

Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés

Les tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et Fos Tonkin, gérés par la société Elengy, et de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits « tarifs ATTM4 », sont entrés en vigueur le 1^{er} avril 2013. Ils s'appliquent pour une durée d'environ quatre ans.

La CRE a l'intention de définir de nouveaux tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés, dits tarifs

¹ [Délibération du 13 décembre 2012 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel](#)

« ATTM5 », qui s'appliqueraient à partir du 1^{er} avril 2017.

Les évolutions envisagées pour le prochain tarif d'Elengy et de Fosmax LNG ont pour objectifs de :

- adapter les services offerts par les terminaux méthaniers régulés aux attentes des clients et aux évolutions du marché ;
- anticiper les évolutions futures relatives à la fusion des zones de marché.

L'objectif de la présente consultation publique est de recueillir l'avis des acteurs de marché sur les premières orientations de la CRE concernant les évolutions majeures à prendre en compte dans les tarifs ATRT6 et ATTM5.

La CRE invite les parties intéressées à lui adresser leur contribution au plus tard le 25 mars 2016.

Introduction : les opérateurs de transport et de terminaux actifs en France

1. Les gestionnaires de réseaux de transport (GRT)

1.1. GRTgaz

GRTgaz, détenu à 75 % par Engie et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts, exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de plus de 32 000 km recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du sud-ouest. GRTgaz achemine environ 600 TWh de gaz par an. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 2 051 M€ en 2014, avec un effectif de 2 965 collaborateurs.

1.2. TIGF

TIGF (Transport et Infrastructures Gaz France), détenu par un consortium composé de Snam (40,5%), GIC (31,5%), EDF Investissement (18%) et Prédica (10%), exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de 5 000 km situé dans le sud-ouest de la France. TIGF achemine environ 100 TWh de gaz par an. Il est également opérateur d'infrastructures de stockage de gaz naturel. Il tient des comptes séparés pour ses deux activités. TIGF a réalisé un chiffre d'affaires de 272 M€ pour l'activité transport en 2014, avec un effectif total, transport et stockage, de près de 570 collaborateurs.

2. Les opérateurs de terminaux méthaniers régulés

2.1. Elengy

La société Elengy, filiale à 100% d'Engie, exploite les terminaux de Montoir-de-Bretagne et de Fos Tonkin.

Le terminal de Montoir, entré en service en 1980, a une capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an et une capacité de stockage de GNL de 360 000 m³. Le terminal de Fos Tonkin, entré en service en 1972, a une capacité de regazéification de 3 milliards de m³ par an et une capacité de stockage de GNL de 80 000 m³.

Elengy a réalisé un chiffre d'affaires de 178 M€ pour l'activité régulée de regazéification en 2014, avec un effectif de 383 collaborateurs.

2.2. Fosmax LNG

La société Fosmax LNG, filiale d'Elengy à 72,5 % et de Total Gaz Electricité Holding France (TGEHF) à 27,5 %, possède le terminal de Fos Cavaou. Fosmax LNG commercialise les capacités de regazéification du terminal. Son exploitation et sa maintenance sont confiées à Elengy.

Le terminal de Fos Cavaou, entré en service au 1^{er} avril 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an et une capacité de stockage de GNL de 330 000 m³.

Fosmax LNG a réalisé un chiffre d'affaires de 162 M€ pour l'activité régulée de regazéification en 2014.

CONSULTATION PUBLIQUE	1
INTRODUCTION : LES OPERATEURS DE TRANSPORT ET DE TERMINAUX ACTIFS EN FRANCE	3
1. LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT (GRT)	3
1.1. <i>GRTgaz</i>	3
1.2. <i>TIGF</i>	3
2. LES OPERATEURS DE TERMINAUX METHANIERS REGULES	3
2.1. <i>Elengy</i>	3
2.2. <i>Fosmax LNG</i>	3
I. LES GRANDES PROBLEMATIQUES EN TOILE DE FOND DE L'ELABORATION DES TARIFS ATRT6 ET ATTM5	6
1. L'EVOLUTION DU MARCHÉ MONDIAL DU GAZ NATUREL	6
1.1. <i>L'approvisionnement de la France en gaz a évolué au cours des dernières années</i>	6
1.2. <i>Les fluctuations du prix mondial du GNL ont des effets directs sur le marché français</i>	6
1.3. <i>Le faible niveau des prix du gaz en Amérique du Nord a un impact sur la compétitivité des industries gazo-intensives</i>	7
2. LA PLACE DU GAZ NATUREL DANS LA TRANSITION ENERGETIQUE FRANÇAISE	7
2.1. <i>La consommation de gaz naturel en France stagne</i>	7
2.2. <i>Le gaz doit trouver sa place dans la transition énergétique</i>	8
2.3. <i>Le contexte économique pour le gaz reste incertain</i>	8
3. LES CODES DE RESEAUX ET LA CREATION DU MARCHÉ INTERIEUR EUROPEEN	9
4. LE DEVELOPPEMENT DU MARCHÉ FRANÇAIS DU GAZ	10
4.1. <i>La France a significativement développé les interconnexions, les capacités de transport et de regazéification</i>	10
4.2. <i>La réduction du nombre de zones de marché</i>	11
4.3. <i>L'amélioration de la liquidité sur les marchés de gros</i>	12
4.4. <i>L'état des souscriptions de capacités de long terme</i>	13
4.5. <i>Le développement de la concurrence sur le marché de détail</i>	13
5. CONCLUSIONS	14
II. LE TARIF ATRT6	14
A. ELEMENTS DE CALENDRIER	14
1. CALENDRIER DE TRAVAIL ENVISAGE PAR LA CRE POUR L'ELABORATION DES TARIFS ATRT6	14
2. COHERENCE DU CALENDRIER TARIFAIRE ATRT6 ET DU CALENDRIER DE COMMERCIALISATION DES CAPACITES SELON LE CODE CAM ..	15
3. CALENDRIER D'EVOLUTION DU TARIF AU MOMENT DE LA CREATION DE LA PLACE DE MARCHÉ UNIQUE	15
B. CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	16
1. CADRE GENERAL.....	16
1.1. <i>Bilan général du cadre de régulation de la période ATRT5</i>	16
1.2. <i>Orientations préliminaires de la CRE pour le cadre de régulation de la période ATRT6</i>	19
2. REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS.....	20
2.1.1. <i>Régulation incitative des investissements</i>	21
2.1.2. <i>Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux</i>	24
2.1.3. <i>Régulation incitative des dépenses hors réseaux</i>	25
3. REGULATION INCITATIVE DES DEPENSES DE RECHERCHE ET DEVELOPPEMENT (R&D)	25
4. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE	26
4.1. <i>Le dispositif existant vise à inciter les GRT à améliorer la qualité du service rendu aux expéditeurs, dans des domaines jugés primordiaux</i>	26
4.2. <i>Les indicateurs sont élaborés en concertation avec les parties prenantes</i>	27
4.3. <i>Une réelle amélioration des performances des GRT est constatée sur la période</i>	27
4.4. <i>Les incitations financières des GRT contribuent à améliorer la qualité de service</i>	28
4.5. <i>Evolutions envisagées de la régulation incitative de la qualité de service</i>	28
4.5.1. <i>Simplification du dispositif</i>	28
4.5.2. <i>Introduction de nouvelles incitations financières</i>	29
5. REGULATION INCITATIVE DE LA COMMERCIALISATION DE CAPACITES.....	31
5.1. <i>Incitation à la mise à disposition de capacités additionnelles à la liaison Nord-Sud</i>	31

5.2.	<i>Incitation à la commercialisation des capacités sur le réseau principal.....</i>	<i>31</i>
C.	STRUCTURE TARIFAIRE.....	32
1.	NIVEAUX RELATIFS DES TERMES TARIFAIRES	32
1.1.	<i>Péréquation des tarifs de GRTgaz et de TIGF.....</i>	<i>32</i>
1.2.	<i>Tarifification du transit.....</i>	<i>33</i>
1.3.	<i>Les grands équilibres de la répartition des recettes perçues par les opérateurs.....</i>	<i>34</i>
1.3.1.	<i>Répartition des coûts et des recettes entre les réseaux amont et aval des GRT.....</i>	<i>34</i>
1.3.2.	<i>Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et de sortie des GRT.....</i>	<i>34</i>
1.4.	<i>Disparition du terme à la liaison Nord-Sud et mise en service des nouveaux ouvrages.....</i>	<i>35</i>
1.5.	<i>Synthèse : évolution des termes tarifaires au moment de la création de la place de marché unique.....</i>	<i>35</i>
1.5.1.	<i>Transit et consommations domestiques.....</i>	<i>35</i>
1.5.2.	<i>Equilibre des recettes entre les réseaux amont et aval</i>	<i>35</i>
1.5.3.	<i>Répartition des recettes entre les entrées et les sorties du réseau principal.....</i>	<i>35</i>
1.5.4.	<i>Tarifification des PITS.....</i>	<i>35</i>
1.5.5.	<i>Calendrier de mise en œuvre.....</i>	<i>36</i>
1.5.6.	<i>Illustration</i>	<i>36</i>
2.	EVOLUTIONS DE L'OFFRE AVAL	37
2.1.	<i>Modification des niveaux de tarif régional (NTR).....</i>	<i>37</i>
2.2.	<i>Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, aujourd'hui facturées aux GRD, vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz... 43</i>	<i>43</i>
2.3.	<i>Modification de la répartition des charges liées aux nouveaux raccordements et aux adaptations de postes existants</i>	<i>44</i>
3.	EVOLUTIONS DE STRUCTURE RELATIVES AUX CAPACITÉS D'INTERCONNEXION	47
3.1.	<i>Création d'un point d'interconnexion virtuel (PIV) France-Belgique à Alveringem.....</i>	<i>47</i>
3.2.	<i>Création de capacités France-Allemagne à Obergailbach.....</i>	<i>48</i>
III.	LE TARIF ATTM5	50
A.	ELEMENTS DE CALENDRIER.....	50
B.	CADRE DE REGULATION TARIFAIRE	50
1.	CADRE GENERAL.....	50
1.1.	<i>Bilan général du cadre de régulation ATTM.....</i>	<i>50</i>
1.2.	<i>Orientations pour le cadre de régulation de la période ATTM5</i>	<i>51</i>
2.	STRUCTURE TARIFAIRE	52
2.1.	<i>Evolution des services de regazéification</i>	<i>52</i>
2.1.1.	<i>Service « continu ».....</i>	<i>52</i>
2.1.2.	<i>Service « bandeau »</i>	<i>53</i>
2.1.3.	<i>Service « spot ».....</i>	<i>53</i>
2.1.4.	<i>Evolution des services.....</i>	<i>53</i>
2.2.	<i>Arbitrage amont-aval.....</i>	<i>54</i>
2.3.	<i>Evolution de la programmation.....</i>	<i>54</i>
2.4.	<i>Développement du chargement de camions citernes.....</i>	<i>55</i>
2.5.	<i>Qualité de service sur les publications des opérateurs.....</i>	<i>55</i>
IV.	SYNTHESE DES QUESTIONS	56

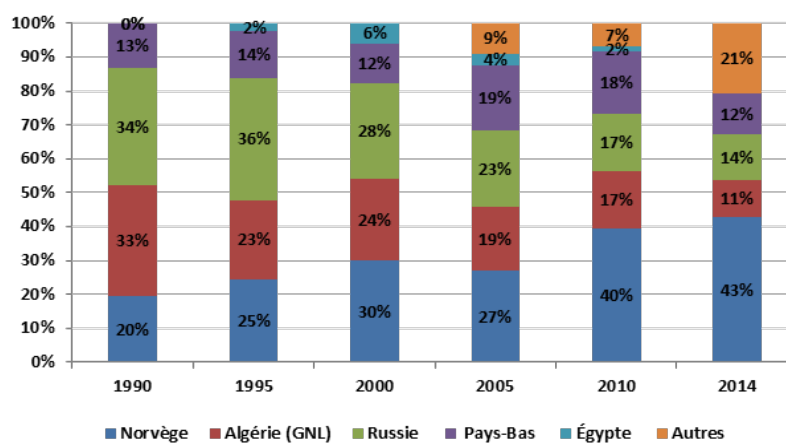
I. Les grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration des tarifs ATRT6 et ATTM5

1. L'évolution du marché mondial du gaz naturel

1.1. L'approvisionnement de la France en gaz a évolué au cours des dernières années

Depuis 2013, la France ne dispose plus de capacités de production de gaz conventionnel : elle est entièrement dépendante des importations pour son alimentation en gaz naturel. La Norvège est depuis plusieurs années le premier pays fournisseur de la France, suivie en 2014 par la Russie, les Pays-Bas et l'Algérie. Depuis le début des années 2000, le développement du marché mondial du GNL fait apparaître de nouvelles sources d'approvisionnement, comme le Nigeria et le Qatar.

Provenance du gaz naturel consommé en France



Source : Gas In Focus

Cette diversification des sources d'approvisionnement de la France, qui a permis de renforcer la sécurité d'approvisionnement du territoire et de développer la concurrence sur le marché du gaz, a été rendue possible par la mise en œuvre de nombreux investissements dans les interconnexions, dans le transit, dans les terminaux méthaniens mais aussi dans la flexibilité du réseau de transport national.

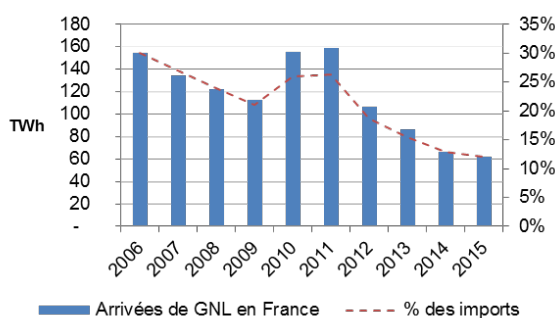
1.2. Les fluctuations du prix mondial du GNL ont des effets directs sur le marché français

Les trois terminaux de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne actuellement opérationnels en France cumulent une capacité de regazéification de 21 milliards de m³/an (~230 TWh). L'entrée en service, dans le courant de l'année 2016, du terminal de Dunkerque opéré par la société Dunkerque LNG, portera les capacités de regazéification françaises à 34 milliards de m³/an (~370 TWh).

Les fluctuations du prix du GNL mondial ont un impact direct sur le prix du gaz en France, notamment en zone Sud où l'approvisionnement nécessite les apports des terminaux de Fos. En particulier, entre 2012 et 2014, en raison de prix très élevés du GNL mondial liés à une demande très forte en Asie après l'accident de Fukushima, les prix des zones Nord et Sud de la France ont été fortement décorrélés.

A partir de fin 2014, les prix du GNL ont baissé, ce qui a conduit à la disparition presque totale de l'écart de prix Nord-Sud, sans pour autant que les quantités de GNL déchargées dans les terminaux français et européens augmentent.

Evolution des arrivées de GNL en France depuis 2006



Sources : GRTgaz, TIGF

Le développement récent par les Etats-Unis de capacités de liquéfaction du gaz et la chute en 2015 des prix du pétrole et du gaz pourraient entraîner un retour du GNL en Europe.

1.3. Le faible niveau des prix du gaz en Amérique du Nord a un impact sur la compétitivité des industries gazo-intensives

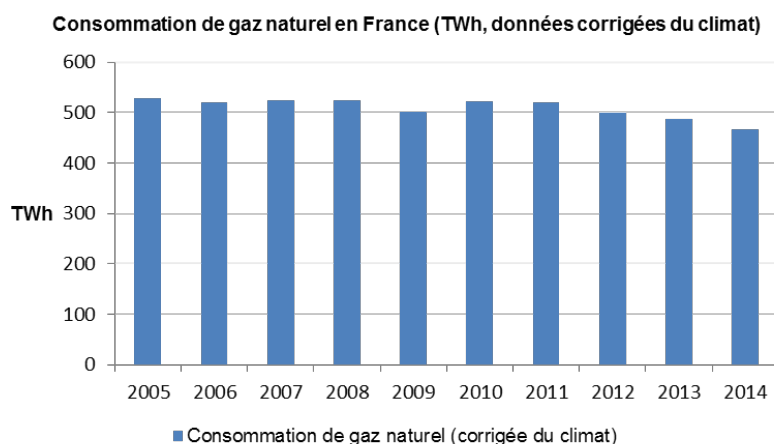
Depuis 2006, les Etats-Unis ont fortement développé leur production de gaz « non conventionnels » (GNC) : ceux-ci représentent aujourd'hui plus de la moitié de la production américaine. L'essor de la production de GNC a entraîné un excès d'offre de gaz en Amérique du Nord, provoquant une baisse des prix du gaz sur le Henry Hub. De 3,9 \$/MMBtu (10,6 €/MWh) en moyenne sur l'année 2009, le prix du gaz est passé à 2,6 \$/MMBtu (8,0 €/MWh) en moyenne en 2015.

Le prix du gaz en Amérique du Nord est ainsi particulièrement compétitif, avec des conséquences directes sur la concurrence mondiale, et notamment sur la localisation des industries fortement consommatrices en gaz, en particulier celles du secteur de la pétrochimie.

2. La place du gaz naturel dans la transition énergétique française

2.1. La consommation de gaz naturel en France stagne

Les consommations européenne et française de gaz naturel ont stagné au cours des dix dernières années, sous le triple effet des efforts de maîtrise de la consommation énergétique, de la crise économique et du faible niveau de production électrique à partir de gaz : entre 2005 et 2014, la consommation française de gaz naturel, corrigée du climat, a diminué de 528 à 466 TWh, soit une baisse de 13%.



Source : INSEE, MEDDE

Pour la période 2015-2024, GRTgaz anticipe une baisse annuelle de la consommation d'environ 0,3% par an, provenant principalement de la baisse des consommations dans les secteurs résidentiels (-0,8 % par an) et pour l'industrie (-0,7 % par an) ; ces baisses sont partiellement compensées par une reprise de la

consommation de gaz pour la production d'électricité à partir de 2017-2018.² TIGF anticipe pour sa part une baisse des consommations de gaz d'environ 0,1% par an, liée principalement à la baisse des consommations du secteur résidentiel (-0,3% par an), partiellement compensée par une hausse des consommations industrielles dans le sud de la France.³

2.2. Le gaz doit trouver sa place dans la transition énergétique

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV)⁴, introduit un objectif de réduction de la consommation d'énergies fossiles (incluant le gaz naturel) de 30 % en 2030, par rapport à la référence 2012. Dans ce contexte, le gaz naturel – dont la combustion émet respectivement 25% et 45% moins de CO₂ que le fioul et le charbon – pourrait tenir une place privilégiée, notamment au travers de :

- la substitution du charbon et du fioul par du gaz naturel dans le mix de production électrique français : entre 2008 et 2015, une douzaine de centrales à cycles combinés gaz (CCCG) ont été mises en service en France, pour une capacité installée d'environ 6 GW aujourd'hui ;
- la substitution de l'usage des produits pétroliers dans l'industrie par du gaz naturel, encouragée par la directive IED (*Industrial Emissions Directive*), notamment dans les chaudières ;
- l'utilisation du gaz naturel dans le transport routier, dans un premier temps par les autobus et les bennes à ordures ménagères, puis par les transporteurs ;
- l'utilisation de GNL carburant pour les navires, qui permet de réduire de plus de 20% les émissions de CO₂ par rapport au diesel marin. L'article 52 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que « *l'Etat favorise, notamment en soutenant des opérations pilotes, l'installation de systèmes de distribution de gaz naturel liquéfié et d'alimentation électrique à quai dans les ports pour les navires et les bateaux* ».

Par ailleurs, la LTECV vise au développement du gaz vert en fixant un objectif de 10 % de gaz dit « propre » dans la consommation nationale de gaz à l'horizon 2030 : le développement de la filière biométhane permettrait de réduire la part d'énergie fossile dans le gaz tout en répondant à ce dernier objectif.

2.3. Le contexte économique pour le gaz reste incertain

Le gaz est une énergie substituable, et les consommateurs sont amenés à effectuer des arbitrages avec les autres énergies en fonction du contexte économique et de la compétitivité relative des énergies :

- dans le secteur résidentiel : en France, les consommations de gaz représentent environ un tiers des consommations domestiques d'énergie – chauffage, eau chaude sanitaire et cuisson. En 2013, 34 % des maisons individuelles et 56 % des logements urbains utilisaient du gaz à ces fins. Le gaz fait face à la concurrence de l'électricité, notamment pour le chauffage et la cuisson ;
- dans le secteur industriel : le gaz est utilisé comme matière première ou comme source d'énergie pour de très nombreux processus industriels en France (représentant 37% de la consommation totale de gaz en France). La variation du prix du gaz a un impact fort sur la rentabilité de ces industries dans un contexte de forte concurrence et de crise économique ;
- concernant la production électrique : le parc français de centrales à cycles combinés (CCCG) au gaz compte 13 centrales, pour une capacité installée de 5,7 GW, pour la plupart mises en service entre 2008 et 2012. Entre 2011 et 2015, les CCCG ont été peu utilisées : d'une part, les mesures d'efficacité énergétique, la crise économique et le développement des énergies renouvelables ont fait baisser le prix des marchés de gros de l'électricité ; d'autre part, l'augmentation des prix du gaz, tirés par la demande japonaise au lendemain de l'accident nucléaire de Fukushima, couplée à la baisse des prix du charbon, devenu surabondant sous l'effet du développement du gaz de schiste aux États-Unis, a fortement pénalisé la filière gaz. Dans le même temps, les prix du CO₂ se sont maintenus à un niveau insuffisant pour favoriser la production d'électricité à partir de gaz par rapport au charbon. Ainsi, la

² Plan Décennal de GRTgaz

³ [Plan prospectif de développement du réseau de TIGF](#)

⁴ Loi n°2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte

production des CCCG en 2014 n'a représenté que 2,7 % de la production d'électricité en France. Dernièrement, la récente baisse des prix du gaz en 2015 a permis d'améliorer la compétitivité des CCCG.

3. Les codes de réseaux et la création du marché intérieur européen

Les codes de réseaux européens ont vocation à harmoniser les règles de fonctionnement du marché ainsi qu'à favoriser le développement d'un marché intégré du gaz à l'échelle européenne : à ce titre, ils instaurent des règles communes concernant les conditions techniques et commerciales de l'accès au réseau de transport de gaz.

Dans ses travaux et décisions relatifs aux règles de marché, la CRE veille à la bonne mise en œuvre de ces codes, afin notamment de permettre le bon fonctionnement du marché.

Le code de réseau « Equilibrage »⁵ est appliqué depuis le 1^{er} octobre 2015 en France, sans que la CRE ait eu recours aux mesures de report qu'il autorise pour les marchés insuffisamment matures ou préparés. Pour y parvenir, la CRE a préparé dès 2011⁶ la mise en application de ce code, en approuvant les trajectoires vers le système d'équilibrage cible proposées par GRTgaz et TIGF, et les évolutions de ce système, entre 2012 et 2015.

De même, la CRE a décidé, dans sa délibération du 13 février 2014⁷, d'anticiper la mise en œuvre du code de réseau « CAM » (*Capacity Allocation Mechanism*)⁸, relatif aux règles d'allocation des capacités de transport de gaz, qui s'applique au 1^{er} novembre 2015. En particulier, la CRE a décidé de remplacer l'ancienne attribution des capacités au prorata des demandes par le système d'enchères ascendantes prévu par le code CAM, et a précisé les nouvelles règles de commercialisation notamment pour la liaison Nord-Sud. Par ailleurs, afin de commercialiser les capacités de transport aux enchères, la plateforme PRISMA a été créée conjointement par 20 GRT, issus de sept pays membres de l'Union européenne. Cette plateforme, accessible depuis le 1^{er} avril 2013, est aujourd'hui utilisée par 37 des 43 GRT européens, dont les deux GRT français. Elle permet de vendre les capacités primaires et secondaires, selon le calendrier harmonisé et dans les conditions fixées dans le code CAM.

Le code de réseau Tarif devrait être examiné en comitologie au premier semestre 2016

Le projet de code réseau Tarif⁹ vise à harmoniser les méthodologies de calcul des tarifs de transport de gaz naturel en Europe. Il a été élaboré par l'ENTSOG (*European Network of Transmission System Operators for Gas*) sur la base des lignes directrices¹⁰ publiées le 29 novembre 2013 par l'agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER). La procédure d'adoption de ce texte en comitologie devrait débiter au premier semestre 2016. Il est prévu que le code entre en vigueur le 1^{er} janvier 2018.

Le texte prévoit des objectifs de transparence et de non-discrimination en matière de calcul des tarifs de transport de gaz : les tarifs doivent être fixés de manière à refléter les coûts réellement supportés par les GRT. Le recours à une méthodologie transparente permet de garantir au marché qu'il n'existe pas de subventions croisées entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau de transport (par exemple, entre les expéditeurs effectuant du transit et ceux livrant des consommateurs nationaux).

Le projet de code, tel qu'existant au moment du lancement de la présente consultation publique, propose pour méthode de référence du calcul des tarifs, la méthode des capacités pondérées par la distance (*capacity weighted distance reference price methodology*). Cette méthode permet de déterminer les termes

⁵ [Règlement \(UE\) n°312/2014 de la Commission du 26 mars 2016 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur l'équilibrage des réseaux de transport de gaz](#)

⁶ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 1^{er} décembre 2011 portant approbation de l'évolution des règles d'équilibrage sur le réseau de transport de gaz de GRTgaz et de TIGF](#)

⁷ [Délibération de la CRE du 13 février 2014 portant décision relative à la mise en œuvre progressive du code de réseau européen sur l'attribution des capacités de transport de gaz aux points d'interconnexion entre zones entrée-sortie](#)

⁸ [Règlement \(UE\) n°984/2013 de la Commission du 14 octobre 2013 relatif à l'établissement d'un code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités dans les systèmes de transport de gaz](#)

⁹ [Network Code on Harmonised Transmission Tariff Structures for Gas, 31 juillet 2015](#)

¹⁰ [Framework Guidelines on rules regarding harmonised transmission tariff structures for gas](#)

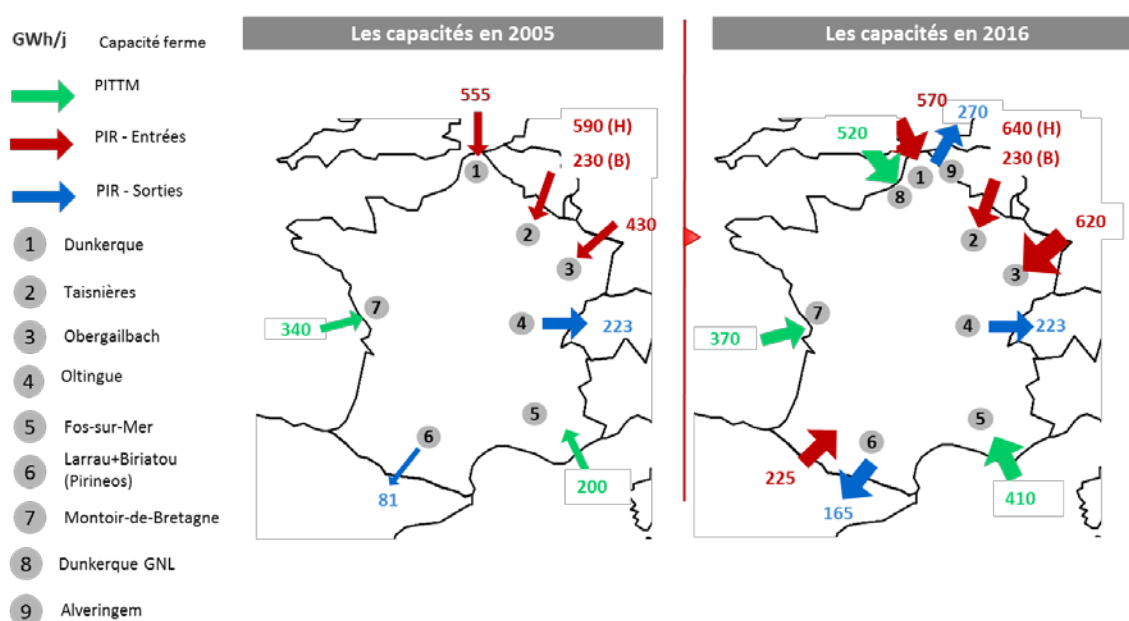
tarifaires applicables aux différentes capacités sur le réseau de transport en considérant comme inducteurs de coûts la distance parcourue par le gaz entre les entrées et les sorties du réseau ainsi que le niveau de souscriptions des capacités. Les Etats membres devraient pouvoir opter pour une autre méthode s'ils le désirent, mais devraient alors comparer les résultats avec ceux qui auraient été obtenus en appliquant la méthode de référence.

La CRE participe depuis plusieurs années aux travaux d'élaboration de ce futur code de réseau. Les tarifs de transport en vigueur en France satisfont déjà la plupart des exigences du projet de code. En effet, les tarifs ATRT5 reposent entièrement sur le principe d'entrée-sortie, les expéditeurs s'acquittant du prix des capacités souscrites en entrée ou sortie aux différents points du réseau. En outre, les tarifs prennent en compte les distances parcourues par le gaz dans l'allocation des coûts aux différents termes tarifaires, dans le cadre d'une large péréquation tarifaire cohérente avec les objectifs de cohésion sociale fixés par la loi. Enfin, les décisions tarifaires publiées par la CRE respectent déjà largement le niveau de transparence qui sera imposé par le projet de code puisque le revenu autorisé des opérateurs est décomposé de manière à présenter une vision agrégée des différentes charges et recettes qui le composent.

4. Le développement du marché français du gaz

4.1. La France a significativement développé les interconnexions, les capacités de transport et de regazéification

Entre 2005 et 2015, la capacité d'acheminement des réseaux de GRTgaz et TIGF s'est considérablement accrue : les capacités d'interconnexion avec les pays adjacents ont été développées, tout comme les capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et les capacités de regazéification.



GWh/j	2005	2016	Evolution 2005-2016
Capacités fermes d'entrée	2 345	3 585	+52 %
Dont pipe	1 805	2 285	+27 %
Dont GNL	540	1300	+141 %
Capacités fermes de sortie	304	658	+116 %

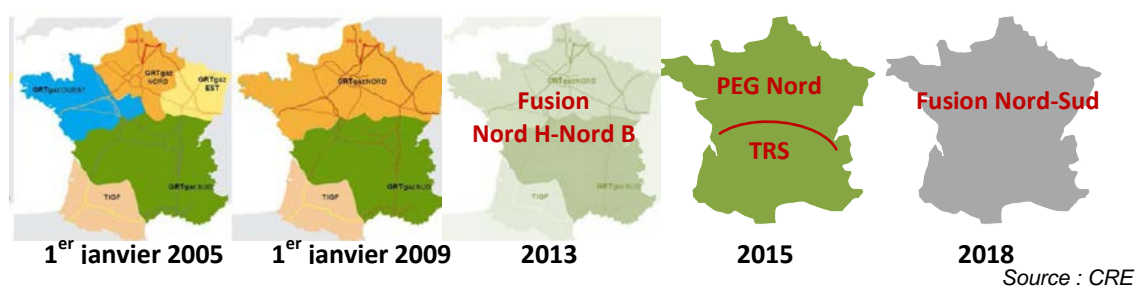
Les investissements réalisés par les GRT et les opérateurs de terminaux méthaniers ont permis d'accroître les capacités d'entrée de 52%, les capacités de sortie de 116%, et les capacités de regazéification de

141%. Deux nouveaux points d'interconnexion ont été créés : le PIR (Point d'Interconnexion régional) Alveringem, avec la Belgique, et le PIR Biriadou, avec l'Espagne. Deux terminaux ont également été raccordés sur cette période, à Fos Cavaou et Dunkerque. Par ailleurs, les interconnexions existantes ont fait l'objet d'importants renforcements (PIR Larrau, PIR Obergailbach, PIR Taisnières H...).

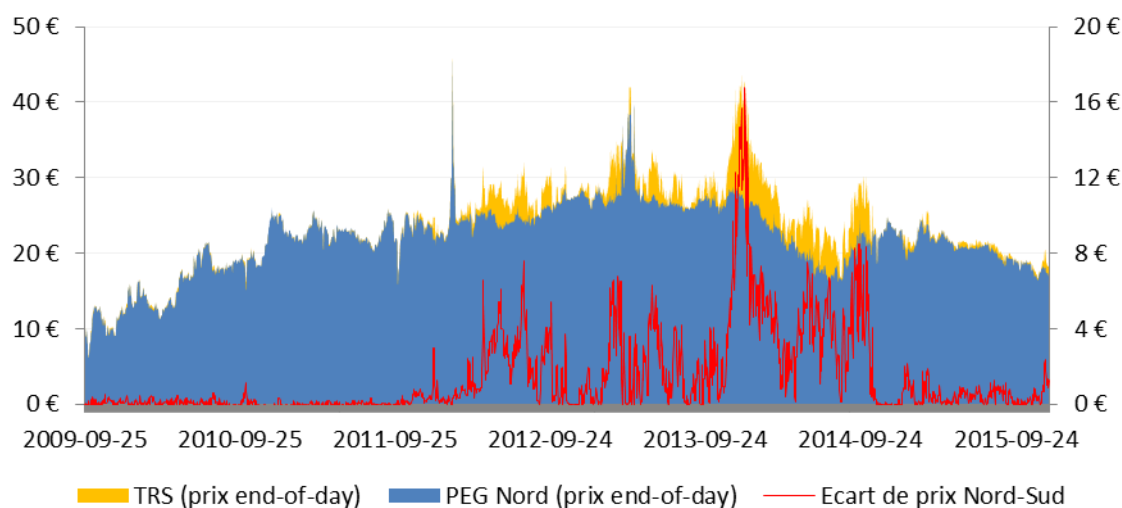
Tous ces développements ont été réalisés sur la base d'engagements de réservation à long terme par les expéditeurs, permettant d'en couvrir le coût et ainsi de limiter la hausse des tarifs de transport. Toutefois, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et la baisse à l'horizon 2030 laissent penser que le réseau de transport français est maintenant bien dimensionné.

4.2. La réduction du nombre de zones de marché

Le réseau de transport français est passé de cinq places de marché en 2005 à trois en 2009 ; en 2013, le gaz B a été ajouté au périmètre du PEG Nord ; puis au 1^{er} avril 2015, le réseau a été réduit à deux places de marché, dont une, la *Trading Region South*, (TRS), partagée par GRTgaz et TIGF. Depuis 2005, quatre étapes de fusion des zones ont permis de simplifier l'architecture contractuelle du réseau, au bénéfice des consommateurs.



Ces fusions sont de nature à renforcer la liquidité du marché français du gaz et à permettre aux consommateurs finals de tirer parti de sources d'approvisionnement plus diversifiées leur permettant de dégager des économies significatives. A titre d'illustration, entre 2010 et 2015, de l'ordre de 1,4 milliards d'euros auraient été économisés si le Sud avait pu être approvisionné au prix du PEG Nord.



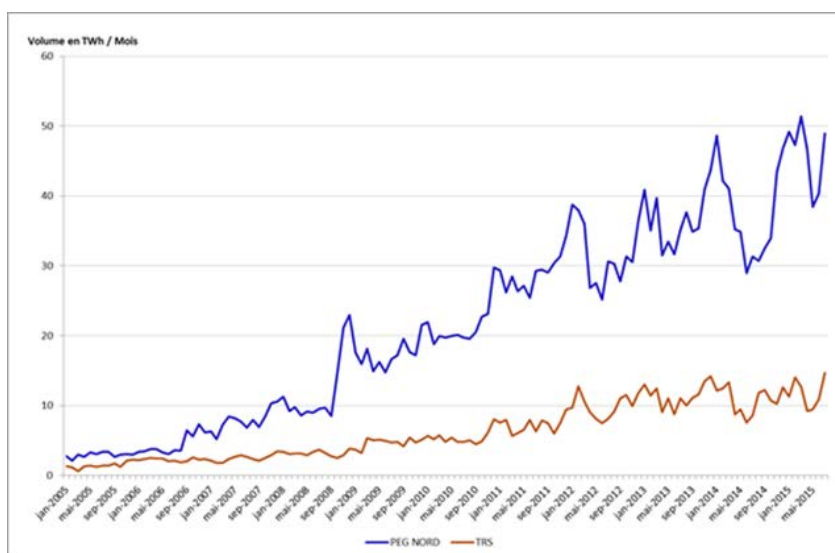
La période couverte par le tarif ATRT6 verra la création d'une place de marché unique, résultat de la fusion de la zone TRS et de la zone Nord de GRTgaz, telle que décidée par la CRE dans la délibération du 7 mai 2014¹¹. Ce projet s'appuie sur un programme d'investissements conjoint de GRTgaz et TIGF, incluant le

11 [Délibération de la CRE du 7 mai 2014 portant orientations relatives à la création d'une place de marché unique en France en 2018](#)

renforcement des artères de Bourgogne (GRTgaz) et de Gascogne-Midi (TIGF), ainsi que l'adaptation des systèmes de compression, pour un budget total fixé à 823 M€. La délibération du 30 octobre 2014¹² a défini le régime de régulation incitative applicable à ces investissements.

4.3. L'amélioration de la liquidité sur les marchés de gros

Cette reconfiguration du réseau simplifie son utilisation, l'équilibrage des expéditeurs et permet l'émergence d'un marché de gros plus liquide. L'essor des échanges de gaz aux PEG Nord et à la TRS montre le dynamisme du marché de gros et l'augmentation des possibilités d'arbitrage.



Source : CRE (produits day-ahead)

Les indices de concentration des marchés de gros du gaz en France HHI (indices de Herfindahl-Hirschmann¹³) ont montré que, depuis 2014, les niveaux de concentrations sur les marchés spot du Nord et du Sud de la France sont très satisfaisants à l'achat (HHI à un niveau de près de 500 au 1^{er} semestre 2015 au PEG Nord et sur la zone TRS) et corrects à la vente (HHI à un niveau d'environ 1200 au PEG Nord et 1000 sur la zone TRS). Ceci marque une nette amélioration par rapport aux années précédentes. Sur les marchés du gaz à terme, les concentrations sont encore relativement élevées, notamment à la vente, dans le sud de la France. La mise en place de la zone TRS au 1^{er} avril 2015 devrait progressivement conduire à l'émergence d'un marché à terme plus liquide.

Enfin, l'intégration du PEG Nord avec les marchés du Nord-Ouest de l'Europe est excellente. La corrélation des prix avec les autres places de marché de la zone est très élevée. En outre, les écarts de prix moyens se sont progressivement resserrés depuis 2014, en raison notamment de l'apaisement des tensions sur le marché mondial du GNL :

¹² [Délibération de la CRE du 30 octobre 2014 portant décision relative au mécanisme de régulation incitative des projets Val de Saône et Gascogne/Midi](#)

¹³ Le suivi des indices de concentration de marché est important dans le cadre d'un processus d'ouverture des marchés de l'énergie à la concurrence. Plus le nombre d'acteurs de marché est faible, plus l'indice de concentration est élevé :

- 0 - 1 000 : marché peu concentré ;
- 1 000 - 2 000 : marché concentré.

L'évolution des HHI sur les marchés de gros du gaz en France depuis 2012 est présentée dans [le rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité, du CO2 et du gaz naturel en 2014-2015](#).

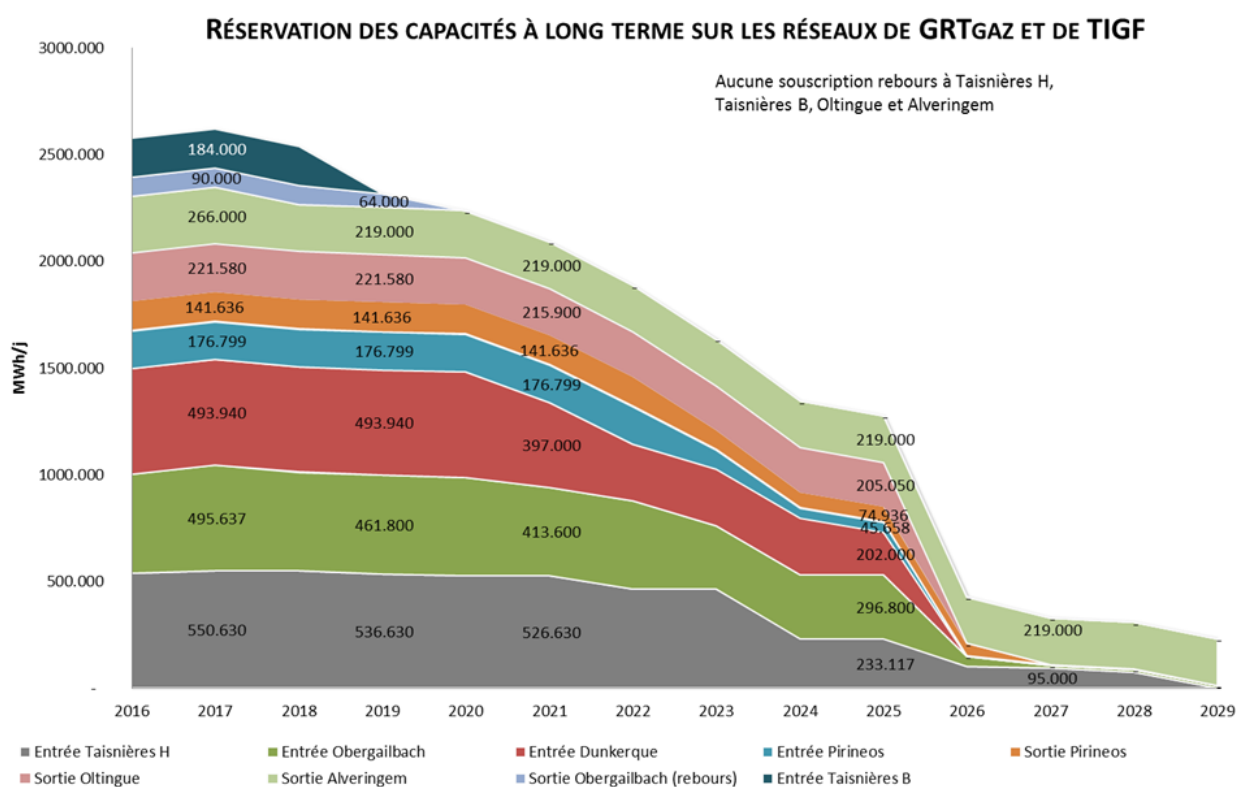
Année	2012	2013	2014	S1 2014	S1 2015
PEG Nord / Zeebrugge	0,48	0,70	0,53	0,46	0,49
PEG Nord / NCG	0,34	0,48	0,36	0,31	0,28
PEG Nord / TTF	0,49	0,63	0,52	0,42	0,42
PEG Nord / NBP	0,56	0,90	0,65	0,63	0,33
Moyenne	0,47	0,68	0,51	0,46	0,38

Sources : Powernext, ICIS Heren

4.4. L'état des souscriptions de capacités de long terme

Les développements de capacités aux interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne ont été réalisés sur la base d'engagements de long terme des expéditeurs.

Jusqu'à la fin de la période tarifaire ATRT6, les capacités aux interconnexions sont souscrites sur le long terme, à des niveaux importants : les capacités fermes annuelles d'entrée aux PIR Taisnières, Dunkerque, Obergaibach et Pirineos sont souscrites à plus de 75%, tandis que les capacités fermes annuelles de sortie aux PIR Alveringem, Oltingue et Pirineos sont souscrites à des niveaux supérieurs à 80%. Les recettes de souscriptions attendues pour les GRT, durant la période tarifaire à venir, sont donc relativement stables par rapport à 2016.



Sources : GRTgaz, TIGF

En revanche, au-delà de la période tarifaire ATRT6, on observe des baisses de souscription des capacités sur l'ensemble des points d'interconnexions. Cette diminution résulte de l'arrivée à leur terme des réservations de capacités effectuées à l'occasion des *open seasons*.

4.5. Le développement de la concurrence sur le marché de détail

Le bon fonctionnement des marchés de gros est essentiel au développement de la concurrence sur le marché de détail : l'amélioration de la liquidité et l'accès à des sources d'approvisionnement diversifiées permettent aux fournisseurs de proposer des offres compétitives. Depuis juillet 2007, le marché du gaz est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des clients, professionnels comme particuliers.

Au 30 septembre 2015, 41 % des sites ont souscrit une offre de marché (soit 82% de la consommation

nationale). Les fournisseurs alternatifs alimentent 20 % des clients, représentant 49% de la consommation nationale.¹⁴ Néanmoins, à fin septembre 2015, 61 % des sites résidentiels bénéficiaient encore d'une offre aux tarifs règlementés de vente.

5. Conclusions

Au cours des dix dernières années, le réseau de transport de gaz français a connu des transformations significatives, visant à créer un marché du gaz efficace, afin d'offrir aux fournisseurs et aux consommateurs la plus grande modularité possible dans leurs schémas d'acheminement pour bénéficier du gaz au meilleur prix. Ces évolutions ont nécessité des investissements significatifs.

Dans la même période, la consommation de gaz en France a stagné voire décliné, en-dessous de 500 TWh par an, dans un contexte où :

- la crise économique a réduit la progression de la demande de gaz ;
- les cycles combinés à gaz sont moins utilisés que prévu ;
- la compétitivité du gaz nord-américain par rapport au gaz européen incite une partie des industries fortement consommatrices de gaz à se localiser outre-Atlantique ;
- les initiatives sont nombreuses pour développer de nouveaux usages du gaz, notamment autour du biométhane et du gaz véhicule, dans le cadre de la transition énergétique, mais leurs effets à grande échelle ne sont pas encore visibles.

Question 1 Considérez-vous que la CRE a correctement appréhendé les grands enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel à l'horizon 2020 ?

II. Le tarif ATRT6

A. Eléments de calendrier

1. Calendrier de travail envisagé par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6

Dans le cadre de l'élaboration des tarifs ATRT6, la CRE souhaite donner de la visibilité aux acteurs du marché, et consulter en amont de sa décision tarifaire. A cet effet, elle prévoit l'organisation de deux consultations publiques au cours de l'année 2016 :

- la présente consultation, portant sur le cadre général de régulation tarifaire de l'ATRT6 et sur les principales évolutions envisagées de la structure des tarifs;
- une consultation publique à l'été 2016, dans laquelle la CRE présentera, en tenant compte des contributions qu'elle aura reçues à la présente consultation, ses propositions d'évolution du cadre de régulation et de la structure des tarifs ATRT6, ainsi que la demande tarifaire des GRT et ses premières analyses sur cette demande. La CRE proposera le cas échéant différents scénarios, qu'elle accompagnera d'études d'impacts.

La CRE prévoit d'adopter une délibération portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, à la fin de l'année 2016, après avis du Conseil Supérieur de l'Energie, en vue d'une entrée en vigueur des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril 2017.

Question 2 Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6 ?

¹⁴ La CRE a publié, en décembre 2015, son [observatoire des marchés de détail pour le 3^{ème} trimestre 2015](#).

2. Cohérence du calendrier tarifaire ATRT6 et du calendrier de commercialisation des capacités selon le code CAM

Depuis les tarifs ATRT4, les tarifs de transport de gaz évoluent le 1^{er} avril de chaque année. Ce calendrier, défini par la CRE après consultation permet d'être cohérent avec l'année gazière de stockage, qui va du 1^{er} avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1.

Le code de réseau CAM prévoit quant à lui que les capacités annuelles de transport aux interconnexions courent sur la période d'octobre de l'année N à septembre de l'année N+1. Elles sont commercialisées lors de la première semaine de mars de l'année N, sous forme de produits annuels pour des échéances allant de 1 à 15 ans, et lors de la première semaine de juin de l'année N sous forme de quatre produits trimestriels pour l'horizon d'un an.

De façon à favoriser l'attractivité du marché de gros français et son intégration au sein du marché européen, la CRE a retenu, pour la période tarifaire ATRT5, le principe de faire évoluer chaque année le tarif aux interconnexions selon l'inflation, ce qui a permis de donner aux expéditeurs participant aux enchères de capacités la visibilité sur le tarif régulé des capacités au-delà de l'année tarifaire.

Le projet de code réseau Tarif prévoit que les tarifs applicables pour les capacités commercialisées aux points d'interconnexion doivent être connus avant le début des enchères de capacités annuelles. En outre, la Commission européenne étudie une proposition d'amendement du code de réseau CAM, visant à faire débiter les enchères de capacités annuelles le premier lundi du mois de juillet plutôt que le premier lundi du mois de mars. Il n'est pas envisagé à ce stade que le code CAM s'aligne sur l'année gazière de stockage, d'avril à mars.

Deux options sont possibles pour assurer la cohérence entre le calendrier des tarifs ATRT6 et le calendrier de commercialisation des capacités prévu par le code CAM :

- aligner le calendrier du tarif ATRT sur celui du code CAM : la CRE publierait ses délibérations annuelles au plus tard en juin, pour une évolution au 1^{er} octobre ;
- maintenir les évolutions annuelles du tarif ATRT au 1^{er} avril tout en donnant, dans la délibération tarifaire ATRT6, de la visibilité aux acteurs sur les évolutions tarifaires annuelles des capacités aux interconnexions, comme cela avait été fait pour la période tarifaire ATRT5.

A ce stade, la CRE privilégie la seconde option, dans la continuité des principes retenus pour l'ATR5. Cette solution, qui permet de donner davantage de visibilité aux acteurs sans décorrélérer le calendrier des tarifs de transport du calendrier de stockage, a fonctionné efficacement au cours des différentes évolutions tarifaires.

Question 3 Etes-vous favorable à un maintien du calendrier de l'ATR5, soit une évolution du tarif de transport au 1^{er} avril de chaque année, assortie d'une visibilité sur l'évolution du tarif aux interconnexions pour l'ensemble de la période tarifaire ATRT6 ?

3. Calendrier d'évolution du tarif au moment de la création de la place de marché unique

Au 1^{er} novembre 2018, une place de marché unique en France sera créée, sous réserve de la réalisation des investissements Val de Saône et Gascogne-Midi. Cela se traduira par :

- l'entrée dans la BAR des GRT, au 1^{er} janvier 2019, des charges de capital résultant de la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi ;
- la disparition des termes tarifaires à la liaison Nord-Sud, ainsi que des recettes associées au couplage de marché¹⁵, représentant un manque à gagner pour GRTgaz.

¹⁵ Créé par la délibération du [19 avril 2011](#), le couplage de marché consiste à vendre de façon combinée de la capacité Nord-Sud et de la molécule aux enchères. Ce mécanisme s'appuie sur un produit de type « spread PEG Sud - PEG Nord » qui correspond à un échange (« swap ») de gaz entre les deux zones (achat de gaz dans une zone et vente du même volume de gaz dans l'autre).

Cet événement, qui intervient en cours de période tarifaire, pose la question du calendrier d'évolution tarifaire de l'ATRT6.

La CRE envisage, à ce stade, de maintenir le rythme d'une révision tarifaire par an, entrant en vigueur à chaque 1^{er} avril : à cette occasion, comme cela a été le cas au cours de la période ATRT5, la CRE ferait évoluer le niveau du tarif suivant des règles préétablies et procéderait aux évolutions nécessaires.

Par ailleurs, pour traiter le cas particulier de la création de la zone unique, la CRE envisage un mouvement tarifaire unique au 1^{er} novembre 2018, qui ferait évoluer l'ensemble des termes tarifaires pour faire face au manque à gagner lié à la disparition de la liaison Nord-Sud et à l'augmentation des charges de capital résultant de la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi. La structure générale des tarifs au moment de la création de la zone unique serait définie par la CRE dans la délibération tarifaire ATRT6, prévue en fin d'année 2016. Le niveau précis des différents termes tarifaires au moment de la création de la zone unique serait fixé par la CRE dans la délibération fixant l'évolution annuelle au 1^{er} avril 2018, prévue en fin d'année 2017.

Question 4 Etes-vous favorable à une évolution annuelle des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril ainsi qu'à une évolution unique du tarif au moment de la création de la zone unique, dans les conditions envisagées par la CRE ?

B. Cadre de régulation tarifaire

1. Cadre général

1.1. Bilan général du cadre de régulation de la période ATRT5

Le bilan du cadre de régulation du tarif ATRT5 s'appuie sur une étude pilotée par la CRE sur la régulation incitative des opérateurs européens d'infrastructures d'électricité et de gaz, menée en 2015 par la société Schwartz et publiée sur le site de la CRE¹⁶, ainsi que sur les analyses propres de la CRE.

Le tarif de transport en vigueur

Les tarifs ATRT4 et ATRT5 ont défini un cadre de régulation stable, avec des mécanismes de régulation incitative portant sur la maîtrise des coûts et sur la qualité de service. Ce cadre donne à l'ensemble des acteurs du marché une bonne visibilité et réduit les risques supportés par GRTgaz et TIGF. Le cadre de régulation de la période ATRT5 repose sur les principes suivants :

- une période tarifaire d'environ 4 ans (à compter du 1^{er} avril 2013) ;
- une formule d'évolution annuelle des charges d'exploitation nettes du type « IPC +/- Z » ;
- la conservation par le GRT des gains et des pertes réalisées par rapport à cette trajectoire de charges nettes d'exploitation (hors consommations d'énergie motrice) ;
- un mécanisme de compte de régularisation a posteriori de certaines charges et produits (CRCP), couvrant notamment les écarts liés aux charges de capital (investissements) et une partie des écarts liés aux recettes de souscription et aux charges d'énergies supportées par les GRT ;
- un mécanisme d'incitation financière pour améliorer la qualité de service ;
- les conditions de rémunération des actifs, avec notamment un coût moyen pondéré du capital (CMPC) fixé à 6,5 % (réel, avant impôt), la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette nominal (4,6%), et une prime d'incitation à la réalisation de certains investissements de 3 % pendant 10 ans ;
- une clause de rendez-vous à mi-période tarifaire, permettant d'ajuster, sous conditions, à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de TIGF sur les années 2015 et 2016.

¹⁶ [Analyse critique des mécanismes de régulation incitative des gestionnaires de réseaux et d'infrastructures d'électricité et de gaz naturel, Schwartz and Co, 23 novembre 2015](#)

Les prévisions de souscriptions de capacités et de charges d'énergies sont revues chaque année, les termes tarifaires évoluant au 1^{er} avril de chaque année.

Evolution des tarifs de transport de gaz depuis 10 ans

Le tarif ATRT a évolué au 1^{er} janvier, puis, à partir de 2010, au 1^{er} avril de chaque année. Les évolutions annuelles successives ont été les suivantes :

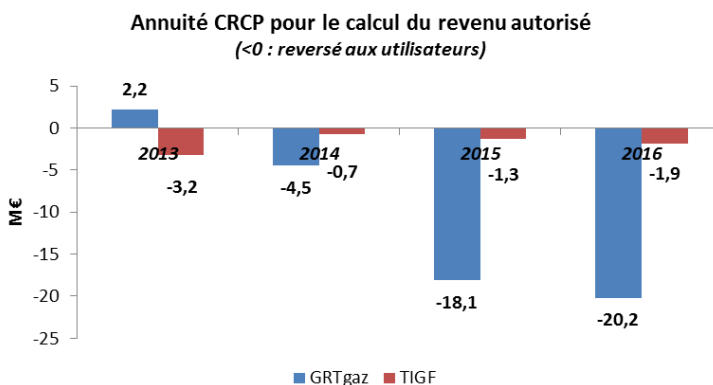
		GRTgaz			TIGF		
		Revenu autorisé (M€)	Evolution du revenu autorisé	Evolution tarifaire au 1 ^{er} janv. (jusqu'à 2009) ou 1 ^{er} avr. (depuis 2010)	Revenu autorisé (M€)	Evolution du revenu autorisé	Evolution tarifaire au 1 ^{er} janv. (jusqu'à 2009) ou 1 ^{er} avr. (depuis 2010)
ATRT2	2005	1217	+13,7 %	+0,0 %	123	+19,4 %	+5,0 %
	2006			-			-
ATRT3	2007	1236	+1,6 %	-2,1 %	149	+21,1 %	+9,2 %
	2008			-			-
ATRT4	2009	1335	+8,0 %	+6,0 %	180	+20,8 %	+10,0 %
	2010	1367	+2,4 %	+3,9 %			-
	2011	1414	+3,4 %	+2,9 %	161	-10,6 %	-10,2 %
	2012	1483	+4,9 %	+4,5 %	174	+8,1 %	-
ATRT5	2013	1662	+12,1 %	+8,3 %	205	+17,8 %	+8,1 %
	2014	1710	+2,9 %	+3,9 %	228	+11,2 %	+7,7 %
	2015	1773	+3,7 %	+2,5 %	237	+3,9 %	+3,1 %
	2016	1842	+3,9 %	+4,6 %	246	+3,8 %	+5,0 %
Total 2004-2016			+51,5 %	+39,9 %		+99,7 %	+36,0 %

Au 31 décembre 2015, le transport de gaz représentait environ 9 % de la facture hors taxes d'un client B1 moyen.

Les mécanismes tarifaires mis en place pour l'ATRT5 ont fonctionné comme attendu :

- la hausse annuelle moyenne du tarif a été de 3,7% sur 3 ans pour GRTgaz et de 5,2% sur 3 ans pour TIGF, à comparer avec les hausses annuelles moyennes respectives de 3,8% et de 3,6% qui avaient été prévues dans le tarif ATRT5 pour GRTgaz et TIGF. Pour TIGF, l'écart important entre la hausse prévue et la hausse réalisée s'explique en particulier par les souscriptions de capacités, en hausse moyenne de 1,1% sur 3 ans, alors qu'une hausse de 2,5% était anticipée ;
- le calcul du solde du CRCP, a été réalisé chaque année dans les délais impartis et sans difficulté, dans la mesure où les règles de calcul et les différents postes du CRCP étaient clairement définis dans les règles tarifaires ;

Versé au CRCP	2013 déf. (M€ ₂₀₁₃)	2014 déf. (M€ ₂₀₁₄)	2015 prov. (M€ ₂₀₁₅)
GRTgaz	-9,3	-62,2	-23,5
TIGF	6,9	-6,5	-2,5



- la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de GRTgaz et TIGF s'est améliorée, notamment pour les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. La plupart des objectifs fixés pour la période 2013-2016 ont été atteints ; GRTgaz et TIGF ont bénéficié en conséquence de bonus sur la période tarifaire ATRT5. Un bilan des performances des GRT est réalisé dans un rapport annuel de la CRE¹⁷ ;
- la clause de rendez-vous n'a pas été activée.

Depuis 10 ans, les tarifs de transport de gaz ont fortement augmenté (+40% environ pour GRTgaz et TIGF). Ces hausses sont notamment la conséquence des renforcements du réseau qui ont été réalisés. Ces renforcements ont permis aux fournisseurs de bénéficier d'une plus grande modularité dans la construction de leurs schémas d'acheminement, améliorant la liquidité sur les marchés de gros et favorisant le développement de la concurrence sur le marché de détail (cf parties I-4.3 et I-4.5 de la présente consultation). Les consommateurs ont ainsi pu bénéficier de prix du gaz plus compétitifs.

La création de la zone unique à l'horizon 2018 devrait achever cet effort de renforcement du réseau de transport, ce qui conduira, à terme, à la stabilisation du niveau des investissements dans les réseaux de transport.

Conclusion du bilan ATRT5

Le retour d'expérience montre que le tarif ATRT5 a rempli les objectifs fixés lors de son élaboration :

- une bonne visibilité sur la trajectoire du tarif a été apportée à l'ensemble des acteurs du marché ;
- les GRT ont été protégés contre l'inflation et contre les risques liés aux investissements et à la réduction des souscriptions sur certains points du réseau ;
- GRTgaz et TIGF ont réalisé les investissements nécessaires à la fluidification du réseau, et ont initié les investissements requis pour la réalisation de la place de marché unique en France ;
- la qualité de service s'est améliorée au cours de la période.

La CRE envisage en conséquence de reconduire, pour les tarifs ATRT6, les principes qui ont été retenus pour les tarifs ATRT5, et, en particulier, les mécanismes incitant les GRT à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts que de la qualité du service rendu.

¹⁷ [Régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers - Rapport 2014](#)

1.2. Orientations préliminaires de la CRE pour le cadre de régulation de la période ATRT6

A ce stade, la CRE prévoit de retenir dans leur très grande majorité, pour les tarifs ATRT6, les principes de régulation des tarifs ATRT5, en appliquant les recommandations du consultant dans le cadre de l'étude sur la régulation incitative des opérateurs de réseaux :

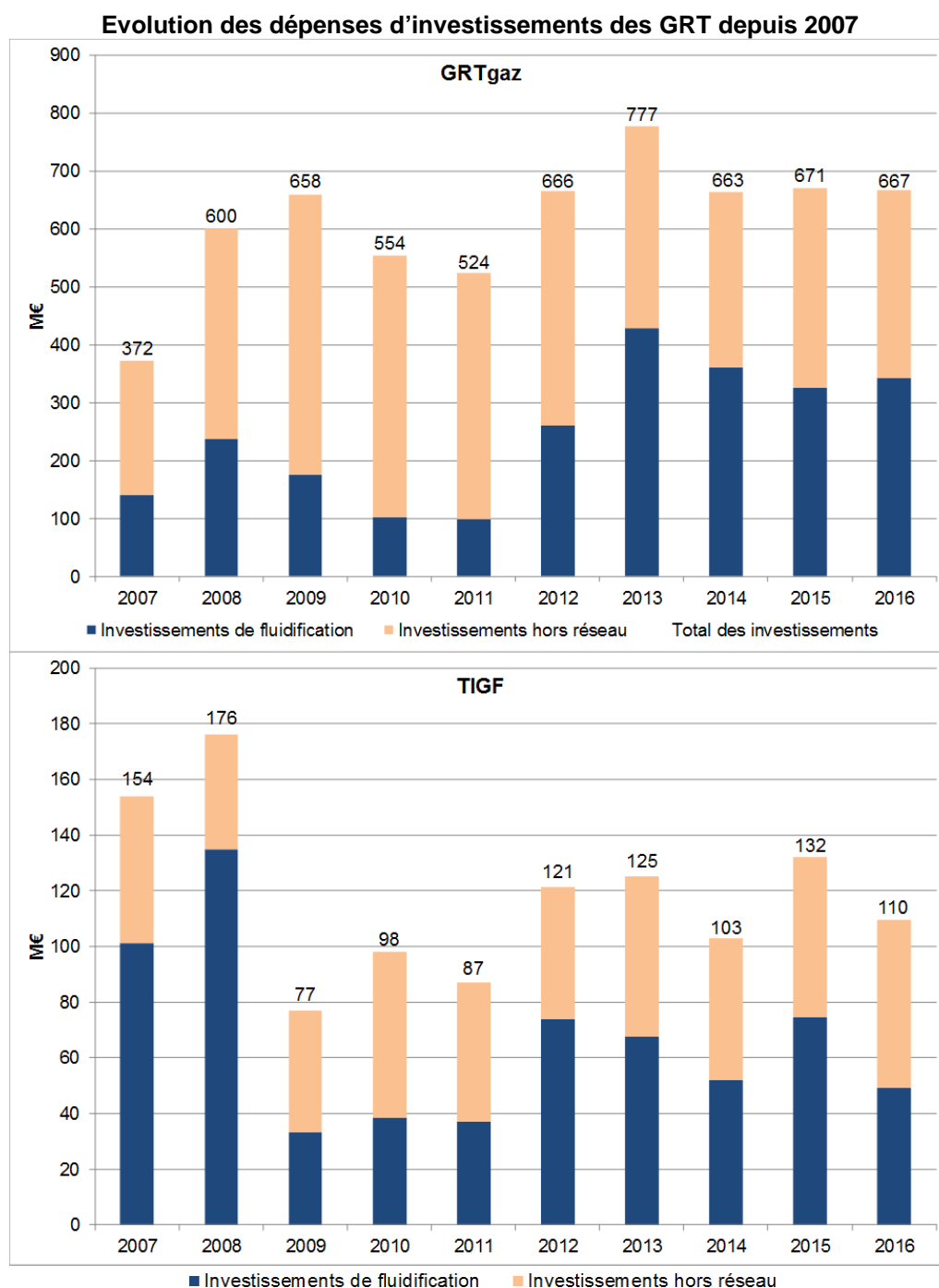
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} avril 2017, prévoyant une évolution annuelle de la grille tarifaire de chaque GRT selon des principes prédéfinis ;
- des incitations à la maîtrise des coûts portant, d'une part, sur les charges d'exploitation des opérateurs et, d'autre part, sur les dépenses d'investissement ;
 - des modifications sont apportées au mécanisme de régulation incitative des investissements ; elles sont détaillées dans la partie 2. *Régulation incitative des investissements de la présente consultation* ;
- des incitations à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des GRT ;
- une clause de rendez-vous activable selon les mêmes modalités que pour le tarif ATRT5.

Ce cadre de régulation vise à inciter les GRT à améliorer leur efficacité, tout en limitant leurs risques liés notamment à l'incertitude sur les souscriptions, à l'inflation, ainsi qu'aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient impacter leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire leurs stratégies d'approvisionnement et leurs offres commerciales.

Question 5 Quel bilan tirez-vous de la mise en œuvre du tarif ATRT5 ? Etes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation pour la période ATRT6 ?

2. Régulation incitative des investissements

En 2015, les charges de capital normatives représentent respectivement environ 56% et 67% des revenus autorisés de GRTgaz et TIGF. Durant les dix dernières années, elles ont fortement augmenté en lien avec la mise en service d'importants investissements, et ont pesé sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport. La CRE envisage de renforcer les mécanismes de régulation incitative des investissements de GRTgaz et TIGF.



Source : données GRTgaz, TIGF – analyse CRE

NB : Les investissements 2016 correspondent aux montants approuvés par les délibérations du 17 décembre 2015.

2.1.1. Régulation incitative des investissements

Les GRT présentent leurs programmes et leurs budgets d'investissement chaque année. Ils sont validés par la CRE et les grands projets peuvent faire l'objet d'audits et d'incitations financières.

Lors de l'entrée en vigueur du premier tarif d'accès aux réseaux de transport, la CRE a introduit une prime de 125 points de base pour l'ensemble des investissements des GRT et un bonus de 300 points de base pendant 5 ou 10 ans pour les investissements permettant la création de capacités aux interconnexions et la fluidification des réseaux.

Le tarif ATRT5 a mis en place une incitation à la maîtrise des coûts d'investissements. Le mécanisme spécifiquement défini pour le raccordement du terminal de Dunkerque LNG a été étendu à l'ensemble des projets dont le budget est supérieur à 50 M€ ou représente plus de 20 % du montant moyen annuel de ses investissements durant la période tarifaire.

Rappel de l'évolution du taux de rémunération des investissements

	ATRT1		ATRT2	ATRT3	ATRT4	ATRT5
	Actifs mis en service avant le 1 ^{er} janvier 2004	Actifs mis en service après le 1 ^{er} janvier 2004				
CMPC	7,75 %	7,75 %	7,75%	7,75%	7,25 %	6,50 %
+ Prime de 125 pdb	non	oui			non	non
+ Prime de 300 pdb	-	oui, pour 5 ou 10 ans	oui, pour 5 ou 10 ans sous conditions*	oui, pour 5 ou 10 ans par délibération*	oui, pour 10 ans sous conditions*	oui mais limité à 3 projets, pour 10 ans

* Réduction du nombre de zones d'équilibrage ou augmentation des capacités d'interconnexion

Ces incitations à la réalisation des investissements avaient pour but le développement des interconnexions et des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers, ainsi que la fluidification du réseau français.

- Fluidification du réseau

Les investissements de fluidification du réseau ont permis la réduction du nombre de zones d'équilibrage en France, et le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers. Au 1^{er} janvier 2009, ont été fusionnées les zones Ouest, Est et Nord de GRTgaz pour créer la grande zone Nord.

Le raccordement de deux terminaux méthaniers a conduit également à renforcer le réseau, avec la mise en service en 2010 du terminal de Fos Cavaou et celle prévue courant 2016 du terminal à Dunkerque.

Sur la base notamment des résultats de l'étude¹⁸ qu'elle avait mandatée en 2014, la CRE a approuvé le schéma d'investissements reposant sur le projet Val de Saône sur le réseau de GRTgaz et le projet Gascogne-Midi sur les réseaux de GRTgaz et TIGF pour permettre la création d'une place de marché unique en France à l'horizon 2018. La CRE, dans sa délibération du 30 octobre 2014, a étendu l'application de la prime de 300 pbs au projet Gascogne-Midi.

Dans la même délibération, la CRE a introduit un mécanisme d'incitation au respect des délais de mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, ces deux projets étant indispensables à la création d'une place de marché unique en France en 2018.

- Développement des interconnexions

Les capacités à la frontière France-Espagne ont significativement augmenté ces dernières années, avec la création de capacités d'entrée en France et d'un nouveau point d'interconnexion à Biriadou. La capacité

¹⁸ [Rapport final de l'étude coûts/bénéfices menée par le cabinet Pöyry](#)

ferme d'Espagne vers la France est passée de 0 à 225 GWh/j, la capacité ferme de la France vers l'Espagne est passée de 80 à 165 GWh/j. Ces développements ont été réalisés sur la base des réservations de capacités faites dans le cadre des *open seasons* de 2009 et 2010. En revanche, l'*open season* de 2010 n'a pas permis de valider la création d'une troisième interconnexion à l'est des Pyrénées.

En décembre 2008 puis 2009, à la suite d'une *open season* tenue en 2006, les capacités fermes d'entrée à l'interconnexion France-Allemagne sont passées de 430 à 550 GWh/j la première année, puis à 620 GWh/j fin 2009.

Des développements significatifs ont également été réalisés à l'interconnexion France-Belgique. A la suite de l'*open season* menée en 2008, la capacité ferme d'entrée est passée de 590 à 640 GWh/j au 1^{er} décembre 2013. En 2011, la CRE a approuvé la création de 270 GWh/j de capacités fermes de sortie vers la Belgique au point d'interconnexion d'Alveringem.

Enfin, GRTgaz réalise actuellement une expérimentation d'odorisation décentralisée sur plusieurs villes pilotes. Ce projet, qui a été reconnu comme projet d'intérêt commun par la Commission Européenne, pourrait à terme permettre la création de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne.

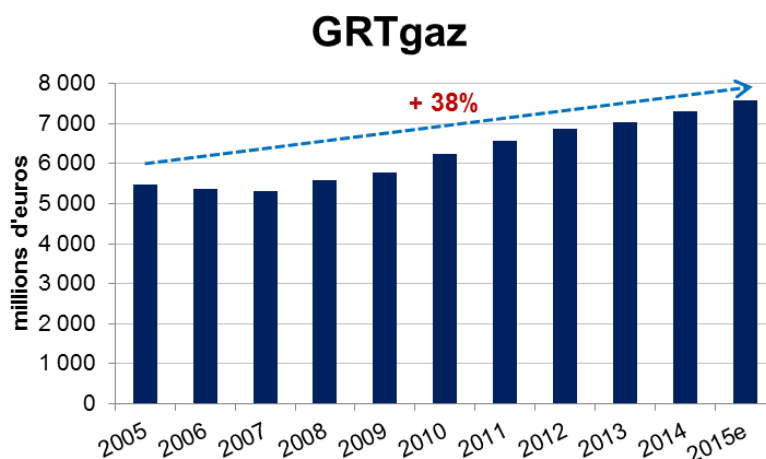
Au cours des dix dernières années, GRTgaz et TIGF ont significativement développé leurs réseaux, par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins et le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. La création d'une zone unique de marché à l'horizon 2018 marquera la fin d'un important programme d'investissements, dont la plupart a fait l'objet d'une incitation financière.

Au global, les GRT auront investi près de 3 Mds€ pour la création d'un marché plus vaste, plus liquide et mieux interconnecté.

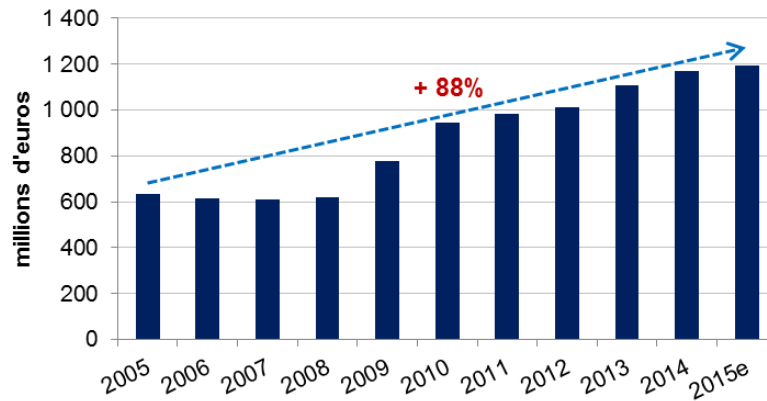
- Conséquences sur la BAR des GRT

Ces investissements ont fortement accru le niveau de la BAR des deux GRT. La BAR de GRTgaz s'élève aujourd'hui à 7 579 M€, en augmentation de 38 % par rapport à son niveau de 2005, tandis que celle de TIGF s'élève à 1 248 M€, en hausse de 88 %.

Evolution de la BAR des GRT depuis 2005



TIGF

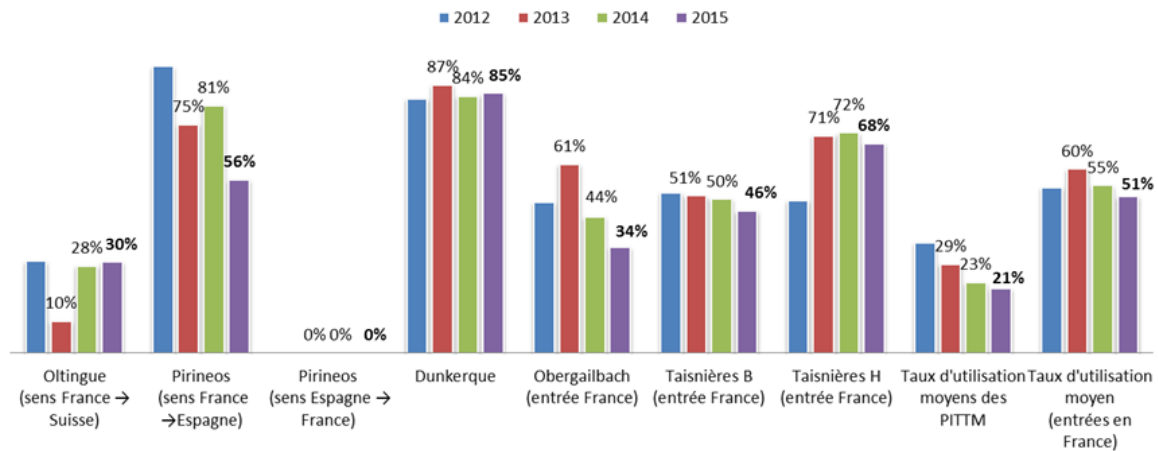


Source : données GRTgaz, TIGF, CRE

En conséquence, les tarifs d'utilisation des réseaux de GRTgaz comme de TIGF ont respectivement augmenté de 40 % et 36 % au cours des dix dernières années, à mettre en regard d'une inflation de 13% sur cette même période.

- Taux d'utilisation moyen des interconnexions françaises

TAUX D'UTILISATION MOYEN DES INTERCONNEXIONS FRANÇAISES ET DES TERMINAUX METHANIERS
(% de la capacité technique effective)



Source : données GRTgaz, TIGF – analyse CRE

La CRE observe que les capacités de transport offertes au marché répondent aux besoins : les interconnexions avec les pays adjacents sont aujourd'hui utilisées au-dessous de leurs capacités techniques, ce qui permet aux acteurs de marché d'optimiser leurs arbitrages entre les différentes sources de gaz, et les capacités restées disponibles peuvent être souscrites par les acteurs de marché.

La CRE constate également que la demande de capacité de transport de gaz est stagnante, voire en érosion, tant du point de vue des expéditeurs que de celui des consommateurs :

- les acteurs de marché n'ont pas exprimé de besoin concernant le développement de nouvelles capacités sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF ;
- les ventes de capacités sur Prisma sont restées très faibles, sauf à la liaison Nord-Sud, et ne donnent depuis plusieurs années aucun signal d'investissement ;
- les GRT, dans leurs plans décennaux de développement, prévoient une érosion des

consommations domestiques (respectivement, -0,3%/an et -0,1% par an pour les zones GRTgaz et TIGF sur la période 2015-2024) ;

- au cours des dernières années, le nombre de raccordements aux réseaux de transport de gaz est resté très faible (environ trois raccordements par an sur la période 2012-2015, au périmètre France).

Synthèse

La CRE considère que la régulation incitative des investissements dans les réseaux de transport doit s'adapter à un contexte en évolution.

- Les investissements réalisés depuis 10 ans ont renforcé très significativement le réseau de transport de gaz français.
- Les capacités d'entrée ont augmenté de plus de 50%, les capacités de sortie ont doublé, et le cœur du réseau a été renforcé en vue de la création d'une place de marché unique en 2018.
- Ces investissements ont conduit à de fortes hausses des tarifs de transport, qui s'arrêteront lorsque les investissements nécessaires à la création de la zone unique auront été réalisés.
- Parallèlement, la demande de gaz en France est en baisse depuis 2005, et les perspectives restent orientées à la baisse, notamment avec l'objectif de -30% de consommations d'énergies fossiles à l'horizon 2030 établi par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Au vu de ces éléments, la CRE envisage, à ce stade, de ne pas reconduire pour la période ATRT6 le régime d'incitations financières pour les investissements de fluidité dans les réseaux de transport de gaz.

Question 6 La non-reconduction de la bonification de 300 points de base pour la période ATRT6 vous paraît-elle désormais souhaitable ?

2.1.2. Régulation incitative des coûts unitaires des investissements dans les réseaux

L'étude externe menée en 2015 par la CRE a conclu au caractère efficace des mécanismes d'incitation déjà en place dans les tarifs actuels¹⁹. Toutefois, des voies d'amélioration ont été identifiées concernant la maîtrise des dépenses d'investissements. Une régulation incitative des coûts d'investissements ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommande à la CRE d'étudier un mécanisme de régulation des coûts unitaires d'investissements dans les réseaux.

Dans la mesure où les charges de capital sont couvertes à 100 % par le mécanisme de CRCP et en l'absence de mécanismes incitant à la maîtrise des coûts, les GRT pourraient être amenés à surinvestir ou à ne pas suffisamment veiller à maîtriser leurs coûts.

La CRE souhaite étudier la mise en œuvre d'un mécanisme de régulation incitative fondé sur les coûts unitaires des investissements dans les réseaux de transport. Ce mécanisme s'appuierait sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par GRTgaz et TIGF, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps. Dans un contexte où les projets dans les réseaux de transport restent en nombre limité, l'enjeu principal sera de définir, mettre en œuvre et tenir à jour des valeurs unitaires de référence, suffisamment pertinentes pour ne pas inciter les opérateurs à réduire les coûts au détriment de la qualité. La CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de lui transmettre des propositions en matière de coûts unitaires.

¹⁹ Etude externe de comparaison internationale des cadres de régulation incitative des opérateurs de réseaux d'électricité et de gaz naturel en Europe – Société Schwartz & Co.

Question 7 Êtes-vous favorable à l'étude d'un mécanisme incitant GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ?

2.1.3. Régulation incitative des dépenses hors réseaux

Conformément à l'une des recommandations formulées dans le cadre de l'étude Schwartz et en cohérence avec sa décision concernant le cadre tarifaire du prochain tarif d'accès aux réseaux de distribution de GRDF, la CRE envisage de mettre en place une régulation incitative à la maîtrise des dépenses d'investissements sur le périmètre des dépenses « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information. Ces postes de charges étant susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, la CRE estime nécessaire, à ce stade, que les charges de capital et les charges d'exploitation relatives à ces postes soient soumises aux mêmes principes de régulation incitative.

Le mécanisme envisagé consisterait à définir pour la période tarifaire ATRT6 une trajectoire d'évolution de ces charges de capital, qui seraient exclues du périmètre du CRCP. Les gains (ou les pertes) qui pourraient être réalisés seraient donc conservés (ou à la charge) à 100 % par les opérateurs.

En outre, la CRE envisage de mener une analyse ex-post des trajectoires de mises 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.

Question 8 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

Question 9 Avez-vous d'autres propositions à formuler concernant l'évolution de la régulation incitative des investissements de GRTgaz et de TIGF ?

3. Régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)

Au même titre que les gestionnaires de réseaux de distribution, les GRT sont confrontés à une stagnation, voire une baisse de la consommation de gaz. Il apparaît nécessaire d'étudier de possibles nouveaux usages des réseaux des GRT. Dans ce contexte, la CRE a approuvé²⁰ le projet Jupiter 1000 coordonné par GRTgaz, relatif à la construction d'un pilote de *power to gas*, dont l'objectif est de permettre la conversion ou le stockage de l'électricité sous forme d'hydrogène (par un procédé d'électrolyse) ou de méthane, qui serait par la suite injecté sur le réseau de gaz.

Pour la prochaine période tarifaire, la CRE souhaite s'assurer que les GRT disposent des ressources nécessaires pour mener leurs projets de R&D, et que ces ressources sont utilisées efficacement.

Le cadre de régulation actuel du tarif ATRT5 ne prévoit pas de mécanisme incitatif particulier dans le domaine de la R&D. Ces dépenses faisant partie de l'enveloppe sur laquelle l'opérateur a un objectif de productivité, elles sont susceptibles de faire l'objet d'un arbitrage de la part des GRT au détriment de leurs programmes de R&D.

La CRE envisage d'introduire pour les GRT dans le tarif ATRT6 un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D, similaire à celui introduit par TURPE 4 en électricité, et à celui décidé pour le nouveau tarif de distribution (ATRD5) :

- Les écarts entre la trajectoire de dépenses allouées à la R&D et les dépenses réelles engagées seraient restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le mécanisme du CRCP. En cas de dépassement de la trajectoire par les GRT, les écarts resteraient à leur charge. A cet effet, les opérateurs devront fournir un reporting à la CRE qui pourra faire l'objet d'un audit régulier ;

²⁰ [Délibération du 22 juillet 2015 relative au bilan d'exécution du programme d'investissements 2014 et portant approbation du programme d'investissements 2015 modifié de GRTgaz](#)

- un bilan annuel des projets de R&D serait publié afin de rendre compte aux utilisateurs des projets d'innovation menés par les GRT. Ce suivi réalisé par les opérateurs inclura notamment les éléments suivants :
 - une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
 - une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
 - les montants dépensés sur l'année écoulée ;
 - les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
 - le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
 - les soutiens et subventions perçus.

Question 10 Etes-vous favorable à l'introduction pour GRTgaz et TIGF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D mais non utilisées seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

Question 11 Que pensez-vous de la mise en place d'un bilan annuel des projets de R&D des GRT ?

4. Régulation incitative de la qualité de service

4.1. Le dispositif existant vise à inciter les GRT à améliorer la qualité du service rendu aux expéditeurs, dans des domaines jugés primordiaux

L'ATRT5 comporte une régulation incitative afin que les GRT soient encouragés à améliorer leur performance, tout en maîtrisant leurs coûts. L'objectif de la régulation incitative de la qualité de service est de s'assurer que les utilisateurs bénéficient d'un bon niveau de qualité en contrepartie des tarifs d'accès aux réseaux qu'ils paient.

La qualité du service des GRT est mesurée au moyen de vingt-trois indicateurs.

- Six indicateurs font l'objet d'une incitation financière :
 - Ils portent sur la qualité des mesures de consommation mises à disposition des expéditeurs et leur permettant de s'équilibrer au mieux : qualités de données de consommation, des prévisions de consommation et disponibilité des portails.
- Dix-sept indicateurs ne sont pas incités financièrement, parmi lesquels :
 - Cinq indicateurs non incités financièrement visent à suivre plus précisément les informations publiées et les modes d'intervention des GRT sur les marchés, dans le cadre du nouveau système d'équilibrage mis en place par les délibérations des 15 janvier 2015 et 10 septembre 2015²¹.
 - Six indicateurs non incités financièrement portent sur les programmes de travaux des GRT et le respect des prévisions fournies aux expéditeurs.
 - Trois indicateurs non incités financièrement sont consacrés à la qualité de la relation des GRT avec les expéditeurs.
 - Trois indicateurs non incités financièrement suivent l'impact environnemental des activités des GRT.

Les résultats de ces indicateurs sont publiés sur les sites internet des GRT chaque mois. En outre, chaque année depuis 2009, la CRE publie un rapport²² de suivi sur la régulation incitative de la qualité de service, pour présenter les résultats consolidés, le bilan financier associé, et des éléments explicatifs des

²¹ [Délibération de la CRE du 15 janvier 2015 portant approbation des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de GRTgaz et TIGF aux 1^{er} avril et 1^{er} octobre 2015](#) et [délibération de la CRE du 10 septembre 2015 relative à l'évolution des règles d'équilibrage sur les réseaux de transport de gaz au 1^{er} octobre 2015](#)

²² Le rapport portant sur la période allant du 1^{er} janvier 2014 au 31 décembre 2014 est disponible [sur le site internet de la CRE](#).

performances des GRT. En outre, à compter de 2016, les GRT élaboreront un rapport d'analyse qualitative de leurs performances qui leur sera propre.

4.2. Les indicateurs sont élaborés en concertation avec les parties prenantes

La régulation incitative de la qualité de service a progressivement évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience, après concertation avec les acteurs de marché. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'accompagner, voire d'accentuer, leur performance.

Pendant la période du tarif ATRT5, la CRE a décidé, après consultation publique, de mettre l'accent sur la qualité des données nécessaires à l'équilibrage des expéditeurs.

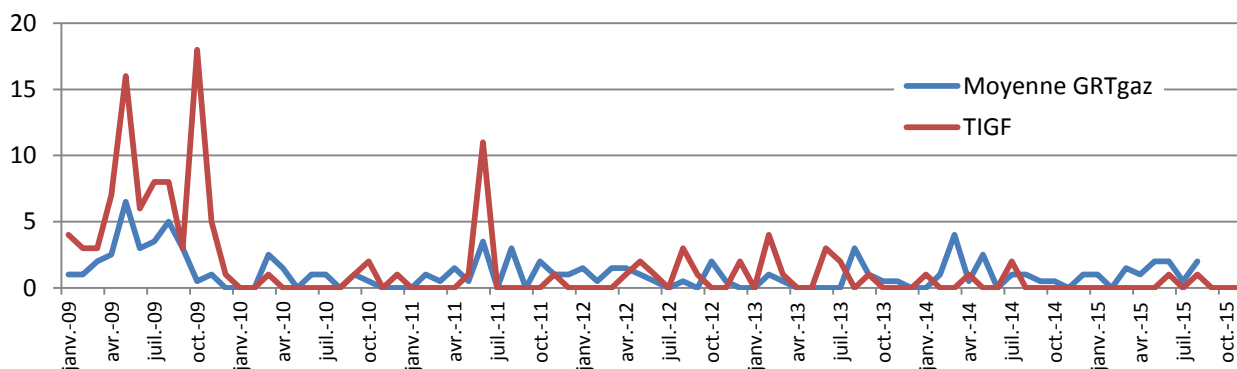
Ainsi, en 2014, une incitation financière sur la qualité des prévisions de consommation publiées par les GRT a été introduite. L'amélioration de leur qualité était en effet essentielle dans la perspective de l'évolution du système d'équilibrage cible et de l'application du code de réseau européen sur l'équilibrage en 2015.

En 2015, deux nouveaux indicateurs portant sur les programmes de travaux ont été créés, faisant suite aux demandes de certains acteurs.

4.3. Une réelle amélioration des performances des GRT est constatée sur la période

Entre 2009 et 2015, les GRT ont réalisé des progrès notables, notamment dans le domaine des données de consommation, indispensables à l'équilibrage des expéditeurs.

A titre d'illustration, le graphique ci-dessous présente le nombre de jours par mois pour lesquels l'écart entre la mesure provisoire des consommations des distributions publiques (Point d'interface Transport Distribution ou PITD) et la mesure définitive (transmise au GRD le 20 du mois M+1) est supérieur à 2%. Les valeurs des deux zones d'équilibrage de GRTgaz ont été moyennées pour ne présenter qu'une valeur par GRT.



Pour atteindre les niveaux de qualité exigés par la CRE, les GRT ont mis en place des processus d'amélioration des informations transmises sur la consommation des clients. GRTgaz a investi dans le domaine des données de consommation et a notamment mis en service un nouveau portail client TRANS@ctions en 2012. Ce portail permet à ses clients de contrôler l'évolution de leur consommation et de saisir et modifier leur nomination, d'abord la veille pour le lendemain puis en cours de journée.

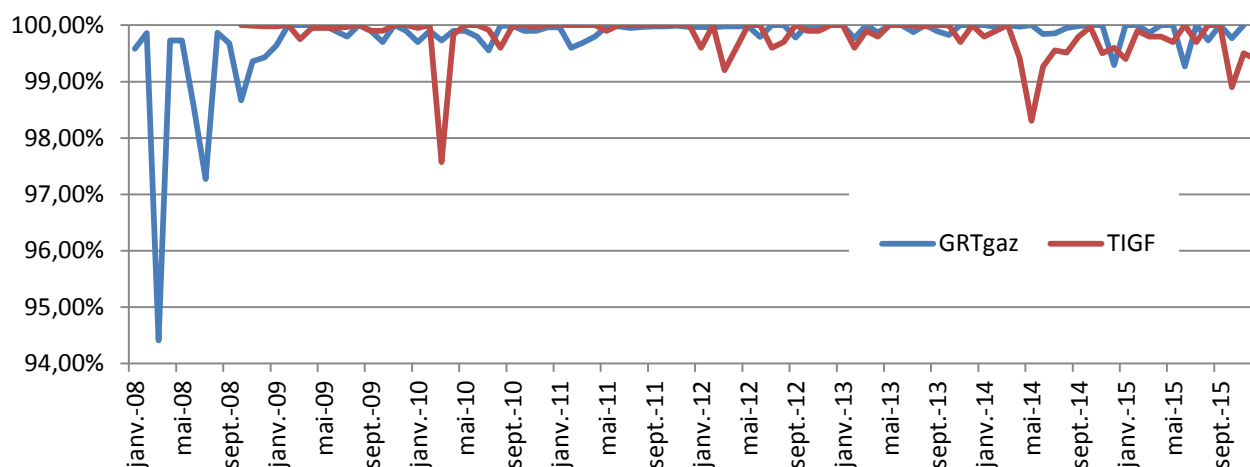
De même, TIGF a considérablement amélioré la qualité de ses mesures de consommation. TIGF a notamment réduit les délais d'intervention sur les postes defectueux, et déployé une technologie de télérelève plus performante pour les postes des clients industriels.

Les deux GRT mettront chacun en service un nouveau système de comptage, qui devrait leur permettre de poursuivre la dynamique d'amélioration de la qualité des données de consommation.

De même, le suivi de la qualité de service a permis d'améliorer la qualité et la disponibilité de leurs portails utilisateurs : TRANS@ctions pour GRTgaz, Tetra pour TIGF. Depuis 2013, le suivi inclut les portails d'information publics, SMART pour GRTgaz et Datagas pour TIGF. Ces portails permettent à tous les acteurs du marché, qu'ils soient clients des réseaux de transport ou non, de disposer d'informations de consommation agrégées, d'informations concernant l'utilisation des capacités et l'équilibrage global des réseaux. Conscient de l'importance de l'accessibilité de ces données, GRTgaz a lancé en 2015 une

application mobile, GRTgaz+, synthétisant ces informations publiques.

Taux de disponibilité des portails de GRTgaz et de TIGF, en nombre d'heures disponibles.



4.4. Les incitations financières des GRT contribuent à améliorer la qualité de service

Le dispositif de régulation incitative s'appuie en partie sur des incitations financières associées aux indicateurs portant sur les services.

Depuis l'instauration du dispositif, les GRT ont dégagé des bonus toujours positifs mais variables au cours des années, selon leurs performances sur les indicateurs incités au regard des niveaux d'exigences demandés par la CRE :

k€	2010	2011	2012	2013	2014	2015
GRTgaz	3 880	1 367	1 197	909	1 515	42
TIGF	678	241	365	47	202	428

Question 12 Etes-vous favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de service ?

4.5. Evolutions envisagées de la régulation incitative de la qualité de service

4.5.1. Simplification du dispositif

- Suppression des indicateurs les moins pertinents

Pour alléger le dispositif de suivi de la qualité de service, la CRE propose de ne plus suivre les indicateurs non incités financièrement suivants, qu'elle ne juge plus adaptés aux contraintes actuelles des acteurs :

- le suivi des délais de réalisation des raccordements, soit le ratio du nombre de jours de retard pour la mise en gaz des ouvrages de raccordement par rapport au délai inscrit dans le contrat avec le client. En effet, le faible nombre de nouveaux raccordements observés au cours des cinq dernières années (moins de 3 par an, périmètre France), rend cet indicateur superflu ;
- la fiabilité des informations sur les portails clients, calculée en fonction du nombre de réclamations portant sur la fiabilité de l'information. Les GRT sont en contact direct avec leurs clients, dont le nombre ne dépasse pas le millier sur le réseau de GRTgaz : ceux-ci n'utilisent donc que rarement le canal des réclamations ;
- les délais de transmission aux gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD, soit le nombre de jours par mois pour lesquels le GRT a transmis aux GRD le fichier relatif aux enlèvements provisoires journaliers aux PITD hors délai. La qualité des données aux PITD est d'ores et déjà incitée ; les envois hors délai sont suivis au

périmètre des GRD : cet indicateur est donc redondant.

Question 13 Etes-vous favorable à la suppression des trois indicateurs portant sur les délais de réalisation des raccordements, le nombre de réclamations et les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD ?

4.5.2. Introduction de nouvelles incitations financières

- Amélioration des données nécessaires à l'équilibrage des expéditeurs

La CRE envisage d'introduire une incitation financière liée à la disponibilité des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs : le stock en conduite projeté, le déséquilibre prévisionnel, le prix de règlement des déséquilibres, la prévision globale de consommation par zone (J et J+1) et les allocations au PIR Pirineos.

Pour chacune de ces 5 informations, et pour chaque mois, le GRT recevrait un bonus lorsque les données sont présentes tous les jours du mois aux heures de contrôle. A partir de la deuxième absence, le GRT supporterait un malus.

Question 14 Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des cinq données les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs ?

- Disponibilité des capacités fermes lors des travaux

Depuis le 1^{er} avril 2012, la CRE suit le taux de disponibilité des capacités fermes, par mois, pour chaque type de points (PIR, PITTM, PITS) des réseaux de GRTgaz et de TIGF, de façon agrégée.

Les indicateurs relatifs aux programmes de travaux montrent que GRTgaz interrompt les capacités fermes fréquemment, en raison notamment de la réalisation d'ouvrages majeurs sur la période (Hauts de France II, Arc de Dierrey, raccordement du terminal méthanier de Dunkerque). Ce point fait l'objet de critiques régulières de la part d'acteurs de marché. En réponse, GRTgaz a présenté un benchmark en Concertation Gaz, montrant les spécificités de son réseau et proposant des axes d'amélioration.

Taux de disponibilité des capacités fermes, par an, pour chaque type de points

GRTgaz	2012	2013	2014	2015
PIR	93%	88%	90%	92%
Nord Sud (N→S)	100%	100%	99%	99%
PITTM	94%	96%	96%	96%
PITS Injection	93%	95%	96%	95%
PITS Soutirage	97%	95%	96%	97%

TIGF	2012	2013	2014	2015
PIR	97%	98%	98%	99%
PITS Injection	80%	100%	100%	100%
PITS Soutirage	100%	100%	100%	100%

Le taux de disponibilité très bas des PIR de GRTgaz en 2013 s'explique par les travaux de renforcement de l'artère des Hauts de France. Sur la période, les performances de GRTgaz semblent présenter une marge d'amélioration possible. Les performances de TIGF sur le même indicateur sont satisfaisantes depuis 2013.

La CRE envisage de modifier cet indicateur, selon deux possibilités :

- maintenir l'indicateur actuel, portant sur le taux de disponibilité des capacités fermes, mais en demandant aux GRT qu'il soit détaillé par point (au lieu d'une moyenne par type de point). Les points d'entrée aux frontières des réseaux (entrée PIR) seraient suivis en priorité, mais la CRE

étudiera également l'opportunité d'étendre son suivi aux PITTM, aux PITS et aux PIR en sortie.

- introduire un nouvel indicateur, en remplacement de l'indicateur actuel, qui porterait sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique capacité ferme (profil de capacité ferme) sur un mois, pour chaque point. Les résultats d'un tel indicateur pour la même période, par an, sont les suivants :

Nombre de jours de l'année où la capacité technique effective a été inférieure au maximum théorique de capacité ferme

	2012	2013	2014	2015
PIR Dunkerque	78	198	156	70
PIR Obergailbach	140	164	207	144
PIR Oltingue	22	39	35	39
PIR Taisnières B	18	25	52	41
PIR Taisnières H	16	227	208	149
Nord Sud	5	9	19	23

Quel que soit l'indicateur retenu, la CRE définira des seuils afin de permettre un suivi mensuel de la disponibilité des capacités fermes.

Question 15 Etes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur de qualité de service portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, ou préférez-vous que l'indicateur actuel soit maintenu, en détaillant les résultats par point ?

Enfin, la CRE envisage d'introduire une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes, associée à l'indicateur actuel ou à celui nouvellement proposé. Cette incitation ne porterait que sur les points jugés critiques, à l'issue de la présente consultation et du travail de concertation.

A titre d'illustration, un système d'incitation envisageable pourrait être le suivant. En fonction du taux de disponibilité des capacités fermes, par mois, détaillé par point :

- lorsque la disponibilité des capacités fermes est supérieure à un seuil maximal à définir sur un point sur un mois, le bonus est de 30 k€ par mois pour GRTgaz et 15 k€ pour TIGF ;
- lorsque la disponibilité des capacités fermes est inférieure à un seuil minimal à définir sur un point sur un mois, le malus est de 20 k€ par mois pour GRTgaz et 10 k€ pour TIGF ;
- si la disponibilité des capacités fermes est comprise entre les deux seuils, l'indicateur est neutre ;
- le plafond annuel par point serait de +/-100 k€ pour GRTgaz et +/-50 k€ pour TIGF ;
- les GRT demandent que les interruptions de capacités fermes causées par des travaux entrepris par GRTgaz, respectivement, TIGF, ne soient pas comptabilisées dans le calcul de l'indicateur pour TIGF, respectivement, GRTgaz.

Question 16 Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes ? Sur quels points des réseaux de GRTgaz et de TIGF une incitation financière vous paraît-elle la plus pertinente ?

- Préviation des capacités disponibles

Interrogés sur le sujet dans la consultation publique portant sur la mise à jour tarifaire au 1^{er} avril 2016, la majorité des acteurs juge que les prévisions de maintenance publiées par les GRT sont trop conservatrices et ne leur permettent pas de prévoir au plus juste les interruptions à venir.

Dans sa délibération du 10 décembre 2015, la CRE a demandé aux GRT de publier, en même temps que leurs programmes de maintenance engageants, leurs meilleures prévisions de disponibilité de capacité, de manière non engageante. Elle a dans le même temps introduit un indicateur portant sur la qualité de ces prévisions non engageantes, en les comparant au réalisé.

Il pourrait être envisagé d'inciter financièrement ce nouvel indicateur. Pour chaque point de pourcentage d'écart entre le réalisé et la prévision non engageante du GRT, celui-ci s'acquitterait d'un malus, inversement, lorsque le réalisé et la prévision correspondent, il percevrait un bonus. Cette incitation serait plafonnée. Afin que l'impératif de maximisation des capacités disponibles prime sur la fiabilité des prévisions de travaux, les montants d'incitation financière associée à cet indicateur seront inférieurs à ceux associés à la disponibilité des capacités fermes.

Question 17 Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur les prévisions non engageantes de maintenance ?

5. Régulation incitative de la commercialisation de capacités

5.1. Incitation à la mise à disposition de capacités additionnelles à la liaison Nord-Sud

Dans la perspective de la création d'une place de marché unique en France, un indicateur a été introduit pour GRTgaz en 2014, l'incitant à maximiser les quantités de capacité fermes commercialisées quotidiennement à la liaison Nord-Sud. GRTgaz est parvenu à mettre à disposition du marché 7,4 TWh/j/an de capacités fermes au-delà de la capacité technique ferme à la liaison Nord-Sud, dégageant un bonus de 1,2 M€ pour l'année 2014.

La liaison Nord-Sud n'étant plus congestionnée depuis l'automne 2015, la CRE n'a pas reconduit l'incitation financière associée à cet indicateur.

5.2. Incitation à la commercialisation des capacités sur le réseau principal

Dans le tarif ATRT5, les recettes de souscriptions de capacités sur le réseau amont sont couvertes à 50% au CRCP. Les GRT ont ainsi été incités à développer une offre commerciale dynamique. A ce titre, GRTgaz a été incité, pour la période ATRT5, à développer : des mécanismes contractuels permettant de proposer à la vente davantage de capacités à la liaison Nord-Sud :

- le couplage de marché, le JTS²³, le rebours au PIR Jura, l'optimisation de la répartition des entrées sur le réseau de TIGF à Cruzy et Castillon ;
- des capacités mensuelles fermes complémentaires à Dunkerque pour l'hiver 2015-2016²⁴.

L'entrée en application obligatoire du code de réseau CAM, au 1^{er} novembre 2015, conduit à ce que toutes les capacités aux interconnexions soient commercialisées selon un mécanisme d'enchères ascendantes, sur la plateforme PRISMA. En outre, la création de la zone unique à l'horizon 2018 entrainera la disparition des capacités commercialisées à la liaison Nord-Sud. En conséquence, la marge de manœuvre des GRT sera fortement restreinte, ce qui réduit l'intérêt d'une incitation financière.

A ce stade, la CRE envisage deux possibilités :

- la suppression de l'incitation existante, en portant à 100% le niveau de couverture au CRCP des recettes de souscriptions de capacités sur le réseau amont ;
- la fixation à 80%, du taux de couverture de ces recettes au CRCP, de manière à conserver une incitation résiduelle pour les GRT.

Question 18 Souhaitez-vous que soit supprimé le mécanisme existant de régulation incitative à la commercialisation des capacités ou préférez-vous que le taux de couverture au CRCP des recettes afférentes soit porté à 80% ?

²³ *Joint Transport Storage* : Dans sa délibération du [23 mai 2013](#) la CRE a autorisé GRTgaz à commercialiser, à titre expérimental, des capacités Nord vers Sud additionnelles lors de l'été 2013 (JTS « été »). Pour fournir ce service, GRTgaz utilise les capacités d'injection non utilisées un jour donné par les expéditeurs au point d'interface transport stockage (PITS) Sud – Est. Depuis le 1^{er} avril 2014, 20 GWh/j de JTS sont proposés à la vente aux enchères sur PRISMA.

²⁴ [Délibération de la CRE du 24 septembre 2015 portant décision relative à la commercialisation de capacités additionnelles au point d'entrée Dunkerque du réseau de GRTgaz](#)

C. Structure tarifaire

1. Niveaux relatifs des termes tarifaires

La CRE souhaite présenter dans la présente consultation publique les contraintes et éléments de contexte qui auront un impact sur les niveaux relatifs des termes tarifaires de GRTgaz et TIGF au cours de la période tarifaire ATRT6.

Le projet de code de réseau Tarif prévoit que la répartition des recettes perçues par les GRT sur les réseaux amont et aval doit refléter la répartition des charges supportées par ces deux catégories de réseaux. Le projet de code mentionne également un objectif indicatif de répartition, en proportions égales, des recettes perçues aux entrées et aux sorties du réseau amont, les écarts avec cette référence devant être justifiés. Enfin, le futur code prévoit pour méthode de référence du calcul des termes tarifaires, la méthode des capacités pondérées par la distance (*capacity weighted distance reference price methodology*). Cette méthode permet de déterminer les termes tarifaires applicables aux différents points du réseau de transport en considérant comme inducteurs de coûts la distance parcourue par le gaz entre les entrées et les sorties du réseau ainsi que le niveau de souscription des capacités.

La CRE considère nécessaire de prendre en compte les recommandations du futur Code de réseau tarif dans le tarif ATRT6.

Par ailleurs, la création en fin d'année 2018 de la zone unique en France impliquera un manque à gagner pour GRTgaz, dû à la disparition des recettes à la liaison Nord-Sud, ainsi qu'un accroissement des charges de capital des deux opérateurs lié à la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi. La répartition des charges et du manque à gagner entre les différents termes tarifaires doit donc être analysée.

La CRE a déjà décidé, dans les précédents tarifs de transport, la péréquation de plusieurs termes tarifaires au sein du tarif de chaque GRT et entre les tarifs de GRTgaz et TIGF. Dans le contexte de la création d'une zone unique en 2018, l'introduction d'une péréquation générale des tarifs de GRTgaz et TIGF nécessite d'être étudiée.

1.1. Péréquation des tarifs de GRTgaz et de TIGF

Dans la perspective de la création d'une place de marché unique en France, la CRE souhaite interroger le marché sur une éventuelle péréquation des termes tarifaires applicables à certains points des réseaux de transport de gaz français.

Les tarifs de transport en vigueur comprennent déjà une grande part de péréquation. Les capacités aux points d'entrée Dunkerque, Taisnières H, Obergailbach, Jura et Pirineos bénéficient du même tarif ; c'est également le cas des capacités d'entrées aux PITTMs de Dunkerque, Montoir et Fos. En effet, une tarification différenciée aurait été très complexe à mettre en œuvre dans la mesure où il est impossible de distinguer, au sein du réseau principal, les ouvrages qui contribuent, en tout ou partie, à la mise à disposition des capacités d'entrées en un point précis.

En outre, dans la perspective de la fusion des zones de marché, les termes de sortie vers les réseaux régionaux de GRTgaz et de TIGF ont été rapprochés progressivement au cours des précédentes mises à jour tarifaires et égalisés au 1^{er} avril 2015.

Enfin, les tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) ont été péréqués entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz Sud au moment de la création de la zone TRS. L'étude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz²⁵ avait conclu qu'un facteur multiplicatif compris entre 1,33 et 2 permettrait de refléter la différence de fermeté des capacités aux PITS. La CRE a retenu le coefficient le plus bas de cette fourchette, soit 1,33, pour prendre en compte ce point.

Ces péréquations ont permis jusqu'à présent de préserver l'équilibre, pour chacun des deux opérateurs, entre le revenu perçu au cours de la période tarifaire et le revenu autorisé à couvrir par le tarif : il n'a donc pas été nécessaire de procéder à des versements entre GRTgaz et TIGF.

Dans le contexte de la fusion des zones, les consommateurs raccordés aux réseaux régionaux de GRTgaz

²⁵ Etude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz, octobre 2013

et de TIGF auront tous accès à une même place de marché, bénéficiant de sources d'approvisionnement diversifiées. La CRE envisage, à ce stade, d'aller vers une péréquation nationale des tarifs, en égalisant les autres termes tarifaires applicables aux réseaux régionaux de GRTgaz et de TIGF. De cette façon, tous les utilisateurs des réseaux contribueraient de la manière identique aux investissements nécessaires pour créer la place de marché unique et aux éventuels investissements qui seraient réalisés pour renforcer le réseau ou développer les interconnexions.

Les stockages situés en zones Nord et Sud de GRTgaz présentent des caractéristiques d'interruptibilité similaires et rendent donc un service équivalent à leurs utilisateurs. La CRE envisage par conséquent d'égaliser les termes aux PITS entre les deux zones au moment de la création de la zone unique. La CRE pourra, à cette occasion, étudier l'opportunité de réviser le facteur 1,33 entre les PITS de GRTgaz et TIGF en fonction de l'évolution des services rendus, notamment s'il s'avère que les hypothèses retenues par le cabinet Pöyry dans l'étude précitée ne correspondent plus à la réalité.

En ce qui concerne les points de sortie vers les pays voisins, la CRE considère qu'une péréquation des tarifs ne correspondrait pas à la réalité des coûts générés par ces transits pour les GRT, compte tenu des distances très différentes qui sont parcourues par le gaz sur les réseaux de GRTgaz et de TIGF en fonction des points de sortie considérés. La CRE veillera à ce que les termes tarifaires reflètent les coûts générés par les activités de transit et les consommations domestiques, comme cela est prévu par le futur code de réseau Tarif.

La mise en place d'une péréquation nationale des tarifs pourrait entraîner un déséquilibre entre les recettes perçues par chaque GRT et le niveau de charges à couvrir par son tarif. La CRE envisage, à ce stade, d'introduire un reversement inter-opérateurs.

Question 19 Etes-vous favorable à la péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF, dans les conditions envisagées par la CRE ?

1.2. Tarification du transit

La CRE a l'intention d'anticiper les dispositions du projet de code réseau Tarif relatives à la tarification à la distance, en prévision de la création d'une zone unique en France. La CRE a engagé des travaux visant à comparer les tarifs et les coûts des principales routes du gaz en France, en appliquant au réseau amont la méthode de la distance pondérée des capacités prévue dans le futur code de réseau Tarif. La CRE va également procéder à des comparaisons avec les tarifs en vigueur dans différents pays européens.

Une première analyse des deux principaux schémas de transit en France montre une relative proximité des tarifs supportés par un expéditeur pour transporter un mégawatt-heure/jour de gaz sur un kilomètre :

- un expéditeur qui amène du gaz depuis la Norvège et le destine au marché italien s'acquittera du terme d'entrée au PIR de Dunkerque (114,30 €/MWh/j/an) et du terme de sortie au PIR Oltingue (398,79 €/MWh/j/an), ce qui correspond environ à un coût de 0,73 €/MWh/j/an/km²⁶ ;
- un expéditeur qui amène du gaz norvégien à destination du marché espagnol paiera quant à lui le terme d'entrée au PIR de Dunkerque (114,30 €/MWh/j/an), le terme à la liaison Nord-Sud (208,04 €/MWh) et le terme de sortie au PIR Pirineos (496,89 €/MWh/j/an), soit un coût de 0,78 €/MWh/j/an/km²⁷.

Les termes tarifaires en entrée à Dunkerque et en sortie vers l'Espagne et l'Italie ont évolué au cours de ces dix dernières années de manière à compenser la disparition des termes de liaison à la suite de la création de la grande zone Nord et de la TRS. Au total, sur la période 2008-2015, les tarifications des transits Dunkerque - Oltingue et Dunkerque - Pirineos sont restées stables en euros constants, en ne supportant respectivement qu'une hausse moyenne de 1,1% et 1,4% en euros courants.

²⁶ Considérant une distance parcourue d'environ 700 km

²⁷ Considérant une distance parcourue d'environ 1 050 km

1.3. Les grands équilibres de la répartition des recettes perçues par les opérateurs

1.3.1. Répartition des coûts et des recettes entre les réseaux amont et aval des GRT

A la différence de nombreux GRT en Europe, GRTgaz et TIGF opèrent des réseaux avals (ou régionaux) en plus de leurs réseaux amonts (ou principaux). Les réseaux régionaux font ailleurs souvent partie du périmètre des GRD.

Les travaux relatifs au futur code réseau Tarif prévoient un renforcement des obligations de transparence des régulateurs européens sur l'affectation des coûts et des recettes induits par l'exploitation des réseaux de transport de gaz. Les tarifs aux différents points devront être fixés de manière à refléter les coûts réellement supportés par les GRT.

Dès la mise en œuvre des premiers tarifs de transport de gaz, la CRE a cherché à assurer l'équilibre, pour chaque GRT, entre, d'une part les recettes générées par l'exploitation du réseau amont et les charges imputées au réseau amont, et, d'autre part, entre les recettes générées par l'exploitation du réseau aval et les charges imputées au réseau aval.

Les évolutions tarifaires successives intervenues durant les périodes ATRT4 et ATRT5 aboutissent à une répartition des recettes et des charges entre les réseaux amont et aval, considérée du point de vue « total France », en léger déséquilibre : le réseau régional ne génère que 49 % des recettes alors qu'il représente près de 53 % des charges des GRT. En 2016, les pourcentages de coûts et recettes attribués respectivement au réseau principal et au réseau régional sont les suivants :

	Réseau principal		Réseau régional	
	% des recettes	% des charges imputées	% des recettes	% des charges imputées
2016	51,0%	47,4%	49,0%	52,6%

Source : GRTgaz et TIGF

La CRE a l'intention, pour la période tarifaire ATRT6, de rechercher l'équilibre entre coûts et recettes sur les réseaux amont et aval.

1.3.2. Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et de sortie des GRT

Outre la recherche d'une répartition équilibrée des recettes et des charges entre les réseaux amont et aval, la répartition des recettes doit également s'aborder sous l'angle du partage entre les points d'entrée et les points de sortie sur le réseau amont.

Le projet de code de réseau Tarif prévoit que les autorités de régulation nationales peuvent se baser par défaut sur une répartition indicative des recettes entre entrées et sorties à 50%/50%.

En 2016, le niveau moyen pondéré des tarifs d'entrée (PIR et PITTM) sur le réseau principal était de 110 €/MWh/j/an, alors que le niveau moyen pondéré des tarifs de sortie (PIR et sorties vers le réseau régional) était de 120 €/MWh/j/an. Les niveaux relatifs des tarifs d'entrée et de sortie sont donc proches d'un équilibre 50%/50%.

Du fait de la grande quantité de stockages présents en France, les capacités souscrites par les expéditeurs en entrée France sont très inférieures aux capacités souscrites en sortie. Il en résulte la répartition suivante des recettes pour l'année 2016 :

Répartition des recettes par type de point en %	France
Entrées (PIR, PITTM, PITS)	35 %
Sorties (PIR, PITS et sorties vers le réseau régional)	65 %

La CRE considère que cet équilibre est, à ce stade, satisfaisant. Elle ne voit pas de raison de le modifier

significativement dans le tarif ATRT6.

1.4. Disparition du terme à la liaison Nord-Sud et mise en service des nouveaux ouvrages

A l'occasion de la création de la place de marché unique en France, la disparition du terme tarifaire à la liaison Nord-Sud entraînera pour GRTgaz une perte de recettes de l'ordre de 60 à 70 M€ par an, représentant près de 4% du revenu autorisé de 2016 de GRTgaz (hors excédents d'enchères, qui sont reversés directement aux expéditeurs au prorata des consommations en zone Sud).

A cette perte de recettes de souscriptions s'ajoute l'augmentation des charges de capital et d'exploitation liée à la mise en service des ouvrages permettant de créer la zone unique, dont le budget prévu s'élève à 823 M€. Cela représente une charge annuelle pour le tarif d'environ 100 M€ par an en 2019 et 2020 (soit environ 5% des charges de GRTgaz et TIGF).

La CRE souhaite analyser la répartition de ces coûts entre les différents termes tarifaires, dans le but de donner de la visibilité aux acteurs de marché.

1.5. Synthèse : évolution des termes tarifaires au moment de la création de la place de marché unique

La CRE considère que l'affectation des coûts relatifs à la création de la place de marché unique doit être cohérente avec les bénéfices tirés par le marché de cette fusion.

1.5.1. Transit et consommations domestiques

La CRE considère, à ce stade, que la tarification du transit (flux Dunkerque-Pirineos et Dunkerque-Oltingue) ne devrait pas évoluer significativement du fait de la création d'une place de marché unique, sous réserve que les tarifs ATRT sont conformes à la méthode de référence (*capacity weighted distance reference price methodology*) figurant dans le futur Code de réseau Tarif.

1.5.2. Équilibre des recettes entre les réseaux amont et aval

La CRE envisage à ce stade de maintenir, ou de rétablir si nécessaire, l'équilibre entre la répartition des charges et des recettes entre les réseaux amont et aval de GRTgaz et TIGF, de manière à éviter des subventions croisées entre différents types d'utilisateurs, conformément aux objectifs du futur code de réseau Tarif.

Sous réserve des projections que les GRT communiqueront à la CRE pour la période ATRT6, les éventuels rééquilibres à opérer pourraient conduire à percevoir davantage de recettes sur le réseau régional.

1.5.3. Répartition des recettes entre les entrées et les sorties du réseau principal

La CRE envisage, à ce stade, de conserver la répartition actuelle des recettes générées par les entrées et les sorties du réseau principal, ce qui impliquerait une hausse égale des termes d'entrée et de sortie vers le réseau régional. Une telle hausse des termes d'entrée peut se justifier par le fait que le gaz amené par un expéditeur à une interconnexion ou à un terminal méthanier bénéficiera, à l'issue de la fusion des zones GRTgaz Nord et TRS, d'un marché plus vaste, offrant davantage de débouchés pour les expéditeurs. De même, il est justifié d'augmenter les termes de sortie vers le réseau régional, dans la mesure où les consommateurs domestiques bénéficieront de la création de la zone unique en termes de liquidité du marché et de compétitivité des offres commerciales qui pourraient être faites.

1.5.4. Tarification des PITS

Les tarifs aux PITS bénéficient dans les tarifs en vigueur d'une réduction de 85% par rapport aux autres points d'entrée ou sortie. Cette réduction est justifiée par les économies d'investissements dans les réseaux de transport et la flexibilité que les stockages procurent au réseau de transport²⁸. Elle dépasse

²⁸ Etude Pöyry relative aux termes tarifaires d'accès aux PITS en zones TIGF et GRTgaz, octobre 2013

toutefois l'ordre de grandeur indicatif prévu par le futur code de réseau Tarif, soit 50% de réduction.

A l'issue de la création de la zone unique, les PITS bénéficieront, au même titre que les entrées aux PIR, d'une place de marché plus vaste et pourront desservir davantage de clients à partir du même point. En conséquence, la CRE considère que les termes tarifaires aux PITS doivent évoluer dans les mêmes proportions que les points du réseau similaires : en conséquence, elle envisage, à ce stade, d'appliquer aux termes d'entrées depuis les PITS la même évolution que celle qui s'appliquera aux entrées PIR ou PITTM ; s'agissant des tarifs de sortie vers les PITS, la CRE envisage une évolution similaire à celle qui s'appliquera aux autres sorties du réseau principal.

1.5.5. Calendrier de mise en œuvre

Concernant le manque à gagner lié à la disparition des recettes à la liaison Nord-Sud, il pourrait être envisagé de préparer la création de la zone unique, en diminuant progressivement le tarif des capacités Nord-Sud, pour atteindre 0 lors de la fusion, comme cela a été fait dans la période ATRT5 pour la disparition du PIR Midi. La disparition progressive des recettes à la liaison Nord-Sud serait compensée en reportant le manque à gagner sur d'autres termes tarifaires du réseau. Ceci permettrait de lisser, sur plusieurs exercices tarifaires, l'impact de la disparition des recettes de GRTgaz à la liaison Nord-Sud.

Les charges de capital liées à la mise en service des projets Val de Saône et Gascogne-Midi, ne seront supportées par les GRT qu'à compter du 1^{er} janvier 2019 et couvertes par les revenus autorisés suivants.

Ce dernier impact représentant près de 60% des coûts à recouvrer, la CRE privilégie, à ce stade, une évolution unique des termes tarifaires à la date de la création de la zone unique (cf partie II-A-3, p.15 de la présente consultation).

1.5.6. Illustration

A titre d'illustration, la CRE a réalisé quatre simulations, correspondant aux combinaisons d'hypothèses suivantes :

Traitement du transit	Equilibre entrées/sorties	Equilibre amont/aval	N°
Coûts du transit vers l'Espagne et l'Italie maintenus constants par rapport à 2016	Hausse égale des entrées et des sorties du réseau principal	Rééquilibrage des recettes entre les réseaux amont et aval	1
		Pas de rééquilibrage des recettes entre les réseaux amont et aval	2
	Pas de hausse des termes d'entrée	Rééquilibrage des recettes entre les réseaux amont et aval	3
		Pas de rééquilibrage des recettes entre les réseaux amont et aval	4

Les impacts de ces scénarios sur les principaux termes tarifaires du réseau sont présentés ci-dessous (niveau simulé du terme tarifaire et évolution par rapport au niveau du terme au 1^{er} avril 2016). Les tableaux présentent également, pour chaque scénario, la répartition des recettes entre le réseau principal et le réseau régional, en comparaison de la répartition des charges supportées par les GRT (sur la base de la répartition pour l'année 2016, majorée des charges relatives à la création de la zone unique), ainsi que la répartition des recettes entre les entrées et les sorties du réseau principal.

Ce tableau donne des ordres de grandeur, toutes choses égales par ailleurs (notamment les évolutions du revenu autorisé des opérateurs autres que celles dues à la fusion des zones ne sont pas prises en compte).

	2016	1		2		3		4	
	€/MWh/j/an	€/MWh/j/an	%	€/MWh/j/an	%	€/MWh/j/an	%	€/MWh/j/an	%
Entrée PIR (Dunkerque, Taisnières, Obergailbach, Pirineos)	114	118	3%	136	19%	114	0%	114	0%
PIR Oltingue (sortie)	399	395	-1%	377	-5%	399	0%	399	0%
PIR Pirineos (sortie)	497	701	41%	683	37%	705	42%	705	42%
PITTM (Dunkerque, Fos, Montoir)	108	111	3%	128	19%	108	0%	108	0%
PITS entrées (en moyenne)	9	10	3%	11	19%	9	0%	9	0%
PITS sorties (en moyenne)	21	22	3%	25	19%	22	5%	28	32%
Liaison Nord-Sud	208	-	-100%	-	-100%	-	-100%	-	-100%
Sortie réseau principal	100	103	3%	119	19%	105	5%	132	32%
Transport réseau régional (ex : TCR GRTgaz)	72	81	12%	72	0%	81	12%	72	0%
% recettes réseau principal	50%	50%		56%		50%		55%	
% recettes réseau régional	50%	50%		44%		50%		45%	
% recettes entrées	35%	35%		37%		34%		30%	
% recettes sorties	65%	65%		63%		66%		70%	

Question 20 Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner la répartition des charges et des recettes des GRT sur les réseaux amont et aval ?

Question 21 Etes-vous favorable à la stabilité de la répartition des recettes des GRT entre les entrées et les sorties du réseau principal ?

Question 22 Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour refléter les coûts des transits vers l'Italie et l'Espagne ?

Question 23 Etes-vous favorable à l'imputation d'une partie des coûts relatifs à la création de la zone unique aux points d'entrée du réseau de transport ou uniquement sur les points de sortie du réseau principal ?

Question 24 Etes-vous favorable à une évolution des tarifs aux PITS dans la même proportion que pour les autres termes d'entrées et de sortie du réseau principal ?

Question 25 Etes-vous favorable à une prise en compte de la création de la zone unique dans le tarif ATRT6 au moment de cette création ou souhaitez-vous une évolution progressive ?

2. Evolutions de l'offre aval

2.1. Modification des niveaux de tarif régional (NTR)²⁹

2.1.1. Les NTR actuels, hérités du passé, ne sont plus toujours adaptés aux conditions du réseau

Contrairement à l'électricité, pour laquelle tout le territoire se doit d'être desservi, en gaz l'objectif recherché est, de longue date, de développer le gaz là où il a une pertinence économique par rapport aux autres énergies. En effet, le gaz naturel est en concurrence avec d'autres énergies pour tous ses usages. Pour cette raison, il n'existe pas de péréquation tarifaire nationale parfaite des termes régionaux des tarifs de transport de gaz. Le niveau de tarif régional (NTR) de chaque Point de Livraison est établi en fonction du coût de transport du gaz à partir du réseau principal jusqu'au point de livraison considéré, qui dépend notamment de la distance au réseau principal. Ce NTR traduit la disparité des coûts d'accès au réseau principal sur le territoire.

En France, les écarts maximaux entre deux sites du tarif de transport, soit la somme des termes du réseau régional et du réseau principal, sont élevés comparativement aux autres pays européens. Le tarif maximal sur le réseau de transport (cas d'un site dont le NTR est de 29) est environ onze fois plus élevé que le tarif

²⁹ Le NTR est utilisé pour calculer le terme de capacité régionale (TCR). Le calcul permettant de déterminer le NTR dont chaque site doit s'acquitter est le suivant : Capacité souscrite au point de livraison A x NTR du point de livraison A x TCR

minimum (cas d'un site dont le NTR est de 0).

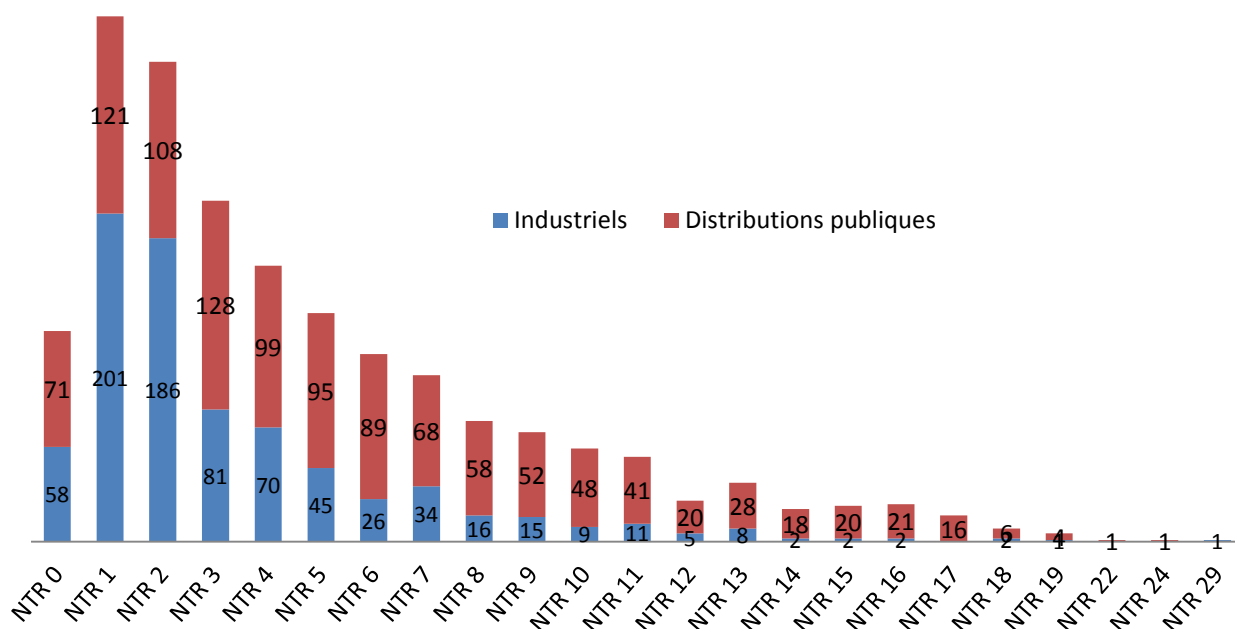
Les NTR actuels qui concernent environ 1200 PITD et 1000 clients raccordés au réseau de transport sont hérités du passé et n'ont jamais été révisés pour les sites anciennement raccordés au réseau de transport. Ils ont été déterminés, lors de l'élaboration des premiers tarifs de transport en 2000, de manière à garantir la stabilité tarifaire de la part transport du tarif réglementé de vente (TRV). Le NTR des sites nouvellement raccordés est calculé sur la base d'une méthode publiée par GRTgaz et TIGF, qui a été approuvée par la CRE. Par ailleurs, les NTR des distributions publiques ont fait l'objet d'un regroupement en 1 200 PITD (alors qu'environ 9 000 communes sont raccordées au réseau de gaz), au moment de l'ouverture du marché sur le réseau de distribution, en 2004.

Les développements du réseau de transport ont conduit, au fil des années, à modifier le fonctionnement du réseau de transport : le réseau principal s'est étendu par endroits ; à d'autres, des anciennes portions du réseau principal ont été requalifiées en réseau régional. De ce fait, certains NTR ne sont pas bien corrélés à leur distance au réseau principal aujourd'hui.

De façon à ce que les tarifs de transport reflètent le mieux possible les coûts, la CRE envisage de procéder à une refonte des NTR pour les tarifs ATRT6.

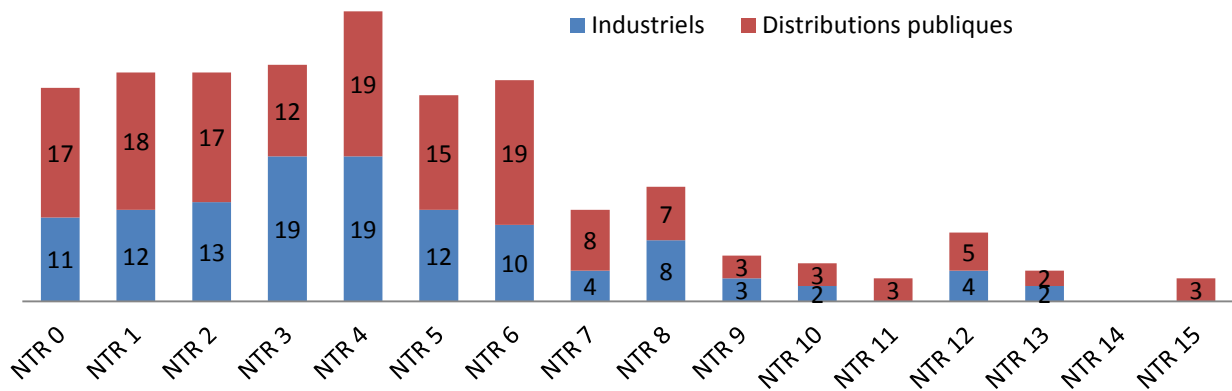
La répartition actuelle des sites par NTR, pour GRTgaz, est la suivante :

Nombre de sites par NTR sur le réseau de GRTgaz



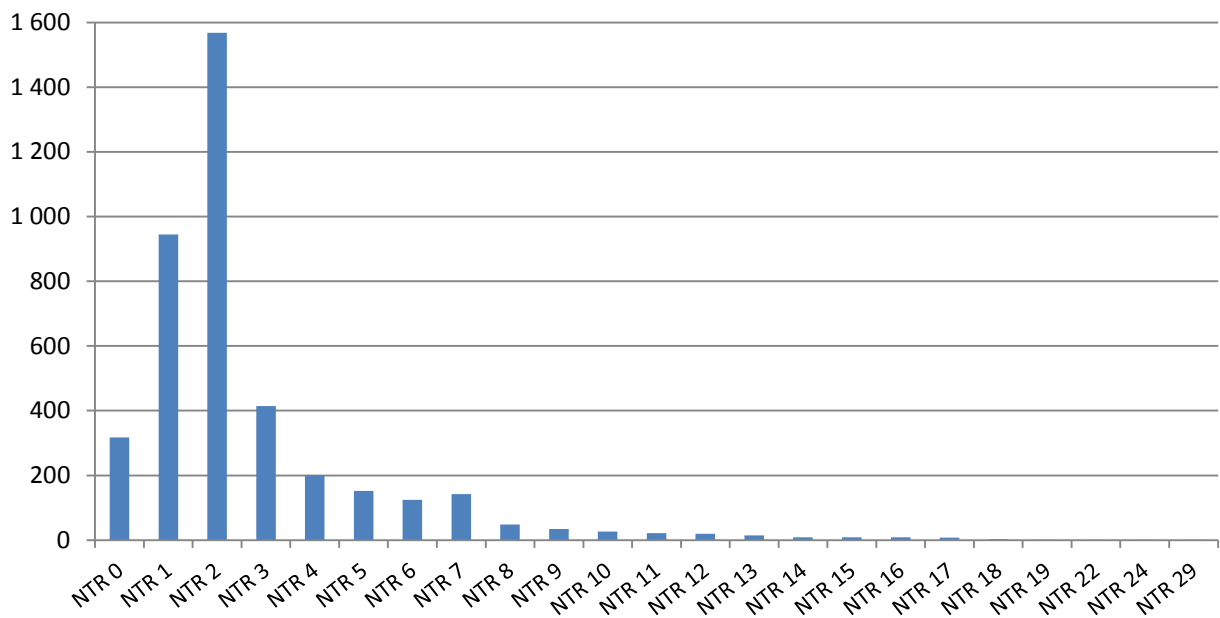
La répartition actuelle des sites par NTR, pour TIGF, est la suivante :

Nombre de sites par NTR sur le réseau de TIGF

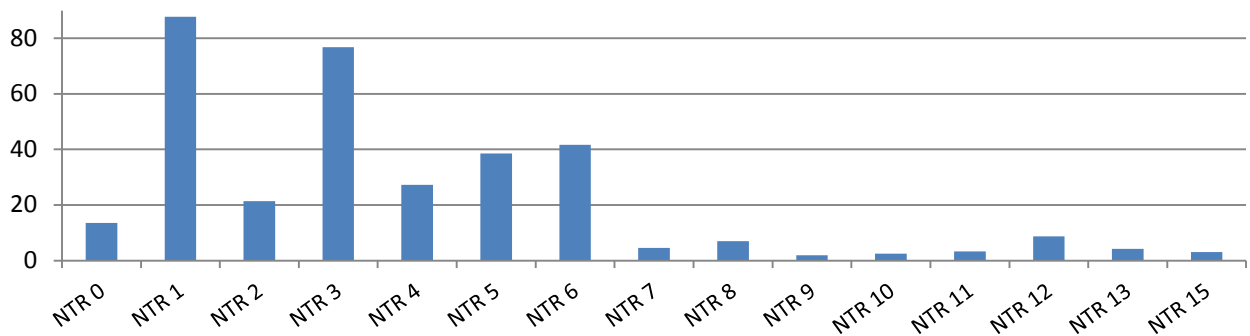


Le NTR moyen en nombre de sites s'établit à 4,71 pour GRTgaz et à 4,40 pour TIGF.

Volume de capacités réservées par NTR sur le réseau de GRTgaz, en GWh/j



Volume réservées par NTR sur le réseau de TIGF, en GWh/j



Le NTR moyen en capacité s'établit à 2,67 pour GRTgaz et à 3,75 pour TIGF.

2.1.2. Principes guidant la refonte envisagée des NTR

La CRE envisage, à ce stade, d'appliquer les principes suivants :

- la distance des sites au réseau principal doit rester le principal paramètre pour définir les NTR car c'est le premier inducteur de coûts ;
- une certaine dose de péréquation doit être introduite car le système purement multiplicatif en vigueur introduit de fortes différences de tarifs et ne reflète pas intégralement la progressivité des coûts ;
- l'évolution doit maintenir une certaine continuité avec le système actuel, pour préserver l'équilibre financier des sites, respecter le principe de continuité et de prévisibilité de la régulation tarifaire et garantir l'acceptabilité de la réforme.

Il est prévu que la réforme envisagée par la CRE à ce stade n'ait pas de répercussion sur les termes tarifaires autres que le terme de capacité régional (TCR).

Question 26 Etes-vous favorable à une refonte des NTR ?

Question 27 Etes-vous favorable aux principes de refonte des NTR proposés par la CRE ?

2.1.3. Présentation des trois méthodes à l'étude

La CRE a analysé avec les GRT trois méthodes possibles d'évolution du système de NTR. Ces méthodes s'appuient sur la mesure de la distance entre les sites et le réseau principal ; la distance étant le principal inducteur de coût. Par souci de continuité avec la méthode de calcul publiée sur son site internet, TIGF propose de prendre en compte également, à titre secondaire, le diamètre des canalisations dans le calcul des NTR, en plus de la distance au réseau principal.

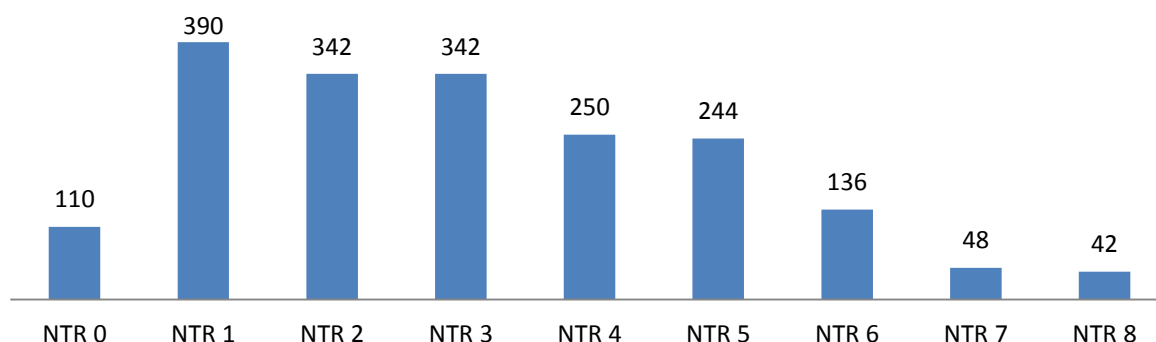
Les trois méthodes à l'étude prennent en compte la volonté de la CRE d'atténuer les écarts de tarif entre les sites, en limitant la plage de NTR de 0 à 8 ou alternativement, de 0 à 12. Alors que la méthode 1 n'induit pas de hausse du TCR, les méthodes 2 et 3 devraient être compensées par une hausse du TCR.

- **Méthode 1 : nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal**

La première méthode étudiée consiste à affecter un nouveau NTR à chaque site, exclusivement défini en fonction de la distance actuelle au réseau principal, et du diamètre pour TIGF, dans la limite de 8 ou 12 niveaux. Ainsi, les sites situés à proximité d'une artère du réseau principal nouvellement développée bénéficieraient d'une réduction de leur NTR, reflétant les investissements réalisés au cours des dernières années.

Pour le réseau de GRTgaz, la répartition des sites par NTR pourrait alors être modifiée de la sorte :

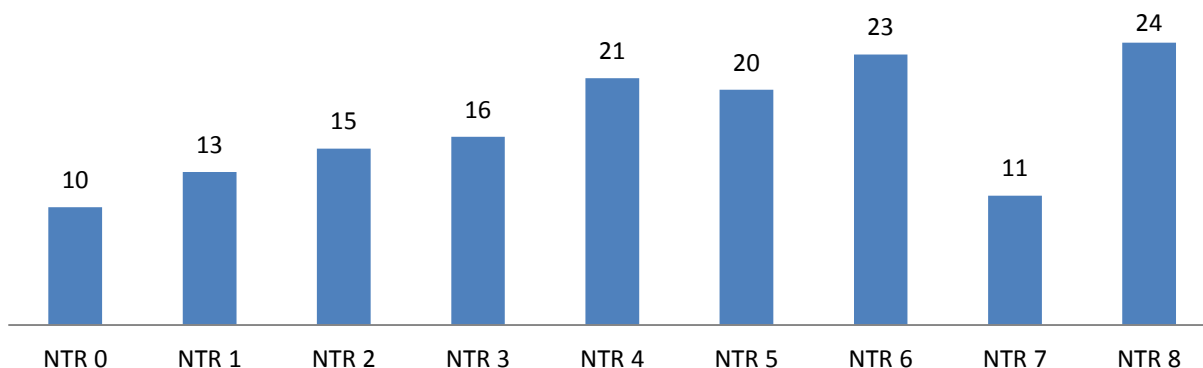
Répartition des sites par NTR – méthode 1 - illustration pour le périmètre de GRTgaz pour une plage de 0 à 8



Pour le réseau de TIGF, la répartition des sites par NTR pourrait alors être modifiée de la sorte :

Répartition des sites par NTR – méthode 1 - illustration pour le périmètre de TIGF pour une plage de 0 à 8

Cette simulation pour le périmètre de TIGF s'appuie exclusivement sur la distance au réseau principal, alors que la formule actuellement utilisée par TIGF intègre, en plus de la distance au réseau principal, le diamètre des ouvrages. Une nouvelle simulation, prenant en compte aussi bien la distance que le diamètre, est en cours de réalisation par TIGF.



Cette méthode pourrait conduire à de très nombreux changements de NTR, à la hausse comme à la baisse. D'après les premières estimations réalisées par les GRT, cette méthode conduirait à augmenter le NTR de près d'un tiers des sites sur le réseau de GRTgaz et de près de la moitié des sites sur le réseau de TIGF, certaines hausses pouvant être significatives (+5 NTR). Cette méthode pose donc un problème d'acceptabilité et va en outre à l'encontre du principe de stabilité du cadre de régulation : les sites ayant choisi de se raccorder au réseau de transport l'ont fait en connaissant leur niveau de NTR, ils ont droit de bénéficier d'une certaine stabilité de ce paramètre. Par conséquent, la CRE n'est pas favorable, à ce stade, à cette première méthode de révision des NTR.

- **Méthode 2 : Bornage simple des NTR à 8 ou à 12**

Cette méthode consiste à modifier la valeur maximale de NTR, actuellement de 29 sur le réseau de GRTgaz et de 15 sur le réseau de TIGF, pour le ramener à 8 (ou à 12). Tous les sites dont le NTR se situe au-dessus de cette nouvelle borne obtiendraient un NTR égal à cette borne.

Dans le cas où cette borne serait fixée à 8, le NTR de 18% des clients du réseau de GRTgaz baisserait ainsi que celui de 11% des clients du réseau de TIGF. Fixer le NTR maximal à 8 engendrerait un manque à gagner de 39 M€ pour GRTgaz et 2,5 M€ pour TIGF, qui devrait être compensé par une augmentation de 5,1% du TCR sur le réseau de GRTgaz et de 3,0% sur le réseau de TIGF.

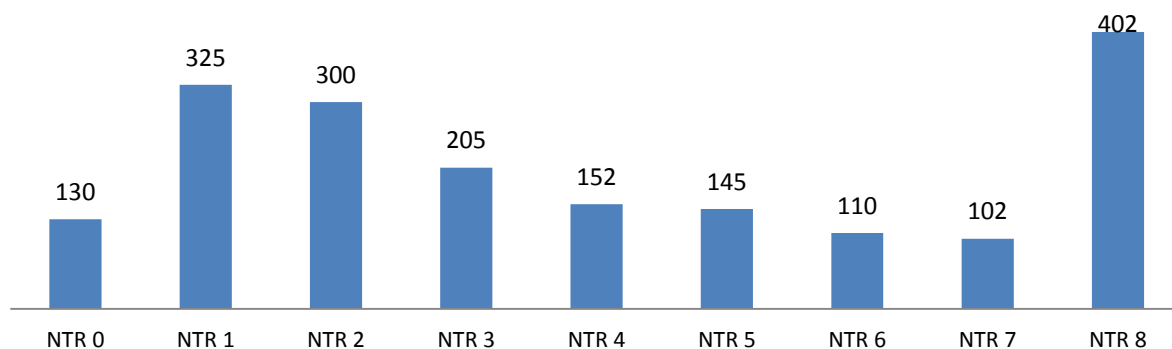
Cette méthode garantit la continuité avec le système existant, en conservant la majorité des NTR historiques, à l'exception de ceux supérieurs à 8, qui se verraient alors affecter un NTR de 8. Toutefois, en conservant inchangés les NTR inférieurs ou égaux à 8, cette méthode ne permet pas de corriger certaines anomalies observées. Ces anomalies sont majoritairement liées à l'évolution du réseau principal : le NTR de certains sites n'est plus complètement le reflet de la distance au réseau principal.

De surcroît, le bornage à 8 ferait porter à tous les sites dont le NTR est égal ou inférieur à 8 une hausse du TCR, alors qu'aucun de ces sites ne bénéficieraient d'une éventuelle diminution de leur NTR.

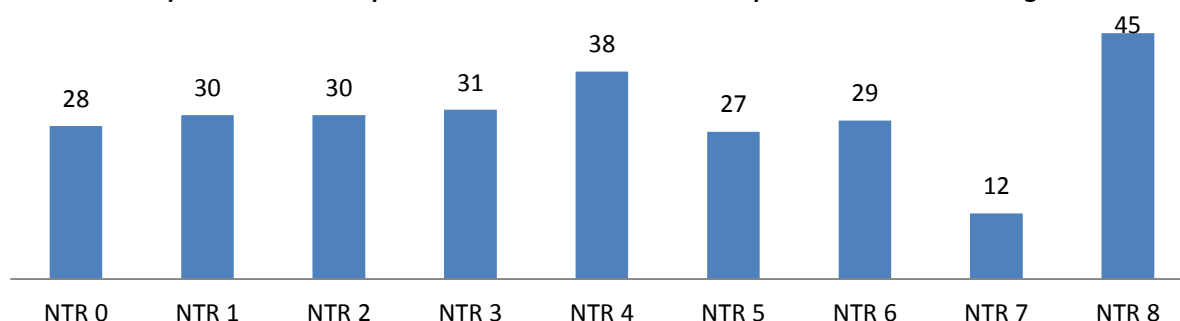
Enfin, cette méthode fait disparaître tout signal à la distance pour les sites avec un NTR supérieur à 8.

Pour ces raisons, la CRE n'est pas favorable, à ce stade, à cette deuxième méthode.

Répartition des sites par NTR – méthode 2 - illustration pour GRTgaz avec un bornage à 8



Répartition des sites par NTR – méthode 2 - illustration pour TIGF avec un bornage à 8



- **Méthode 3 : Nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal, en excluant les hausses de NTR**

Cette dernière méthode, comme la première, est fondée sur le calcul d'un nouveau NTR pour chaque site (compris entre 0 et 8 ou entre 0 et 12), défini en fonction de la distance au réseau principal, et du diamètre pour TIGF. Le NTR affecté au site serait le plus faible entre le NTR nouvellement calculé et le NTR historique. Ainsi, l'application de cette méthode n'induirait de hausse de NTR pour aucun site.

La méthode 3 permet de prendre en compte les investissements réalisés sur le réseau principal ayant permis d'améliorer l'accès au réseau principal de certains sites. Cette méthode présente l'avantage d'établir un système de NTR plus cohérent et mieux corrélé à la distance au réseau principal que celui en vigueur, sans pour autant entraîner des modifications de NTR à la hausse, contrairement à la méthode 1. Elle permet d'éviter que les sites qui ont investi en fonction d'un NTR peu élevé subissent une hausse importante du fait d'évolutions de la structure du réseau (déclassement d'artères du réseau principal en réseau régional par exemple), sur lesquelles ils n'ont aucune prise.

Pour un NTR maximal identique, la méthode 3, comparativement à la méthode 2, permet de diminuer le NTR d'un nombre plus important de sites.

Cette méthode pourrait être déclinée avec un NTR maximal de 8, ou de 12 :

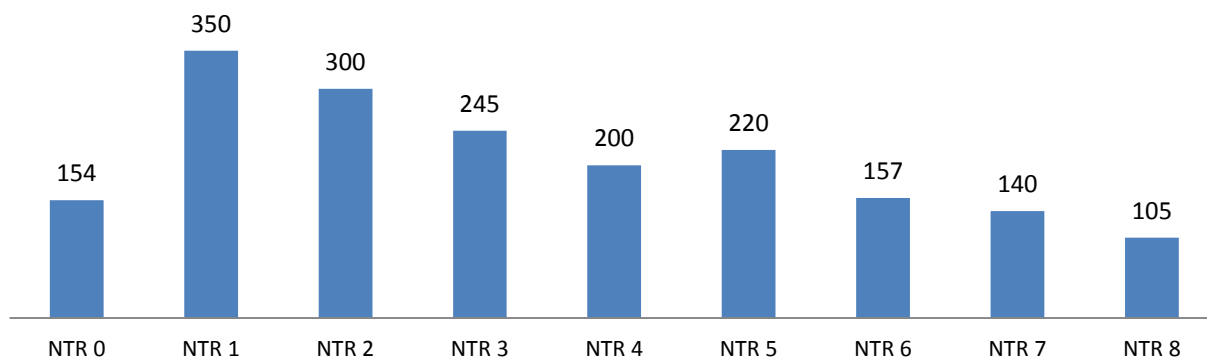
- Pour un NTR maximal fixé à 8, environ 33% des sites de GRTgaz verraient leur NTR diminuer ;
- avec un NTR maximal de 12, environ 27% des sites de GRTgaz bénéficieraient d'une baisse de leur NTR.

La troisième méthode induit une perte de revenu pour les GRT, qui devra être compensée en augmentant le terme de capacité régionale (TCR). Pour un NTR maximal identique, la hausse du TCR est supérieure à celle induite par la méthode 2 et dépend du paramétrage proposé par les GRT :

- avec un NTR maximal de 8, la perte de chiffres d'affaires serait de l'ordre de 83 M€ pour GRTgaz, conduisant à une hausse du TCR de GRTgaz d'environ 11% ;
- avec un NTR maximal de 12, la perte de chiffres d'affaires serait de l'ordre de 58 M€ pour GRTgaz, conduisant à une hausse du TCR d'environ 8%.

Ces estimations sont le résultat des études préliminaires menées par GRTgaz, et devront encore être affinées. La simulation de ce nouveau calcul excluant les hausses de NTR est en cours pour le périmètre TIGF ; cette simulation est plus complexe du fait que la formule actuellement utilisée par TIGF intègre, en plus de la distance au réseau principal, le diamètre des ouvrages. Dans tous les cas, si la méthode 3 était mise en œuvre, la CRE veillerait à ce qu'elle induise une hausse raisonnable du TCR. A ce stade, la CRE privilégie la méthode 3.

Répartition des sites par NTR – méthode 3 - illustration pour GRTgaz pour une plage de 0 à 8



Question 28 Partagez-vous la préférence de la CRE pour la méthode 3 « nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal et du diamètre des ouvrages pour TIGF, en excluant les hausses de NTR » ?

Question 29 Préférez-vous que le NTR maximal soit fixé à 8 ou bien à 12 ?

Question 30 Avez-vous d'autres remarques concernant la révision des NTR à l'étude ?

2.2. Transfert de certaines charges relatives aux ouvrages de raccordement au réseau de transport, aujourd'hui facturées aux GRD, vers le terme de capacité de livraison aux PITD des tarifs de transport de gaz

2.2.1. Présentation des dispositions prévues par le contrat de raccordement des GRD

Le raccordement d'un GRD de gaz naturel au réseau de transport de gaz naturel fait l'objet d'un contrat d'interface entre les deux opérateurs. Les postes et branchements sont la propriété des GRT. Les contrats actuellement en vigueur prévoient le paiement par les distributeurs des charges engagées par les transporteurs pour procéder aux réparations, remplacements et renouvellements des postes de livraison et des charges associées à l'entretien des branchements aux points d'interface transport-distribution (PITD). Ces charges, dites charges « 3R », sont actuellement couvertes par les tarifs des distributeurs.

2.2.2. Prise en compte du transfert de ces charges dans le tarif ATRD 5

La délibération du 18 février 2016 portant projet de décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel GRDF, prévoit un transfert dans les tarifs ATRT des charges 3R au 1^{er} janvier 2017 dont s'acquitte aujourd'hui GRDF, pour un montant de 15 M€ par an pour le périmètre GRTgaz et 4 M€ par an pour TIGF.

- Périmètre des charges transférées

Le transfert porte sur les charges de maintenance correctives (réparation et remplacement) et de mise à niveau (renouvellement) des postes des distributions publiques existants et à venir. Ces charges comprennent également les charges d'exploitation des branchements ainsi que l'entretien, la maintenance et le renouvellement partiel des utilités, du génie civil et de l'environnement des postes, et les consommations électriques et télécom.

- Sites concernés

Le transfert des charges « 3R » ne s'applique qu'aux postes à l'interface entre les réseaux de transport et de distribution. En effet, l'intérêt du transfert est de permettre un meilleur contrôle des coûts entre deux opérateurs régulés. En contrepartie du transfert des charges 3R dans l'ATRT, l'ATRD diminuera en proportion : dans tous les cas, les GRD répercutant historiquement ces charges à leurs clients finals, ce transfert est neutre pour ces derniers.

2.2.3. Impact tarifaire

Afin de couvrir les charges « 3R » ainsi transférées, la CRE envisage, à ce stade, d'augmenter le terme de capacité de livraison aux PITD de GRTgaz et de TIGF, à hauteur du manque à gagner.

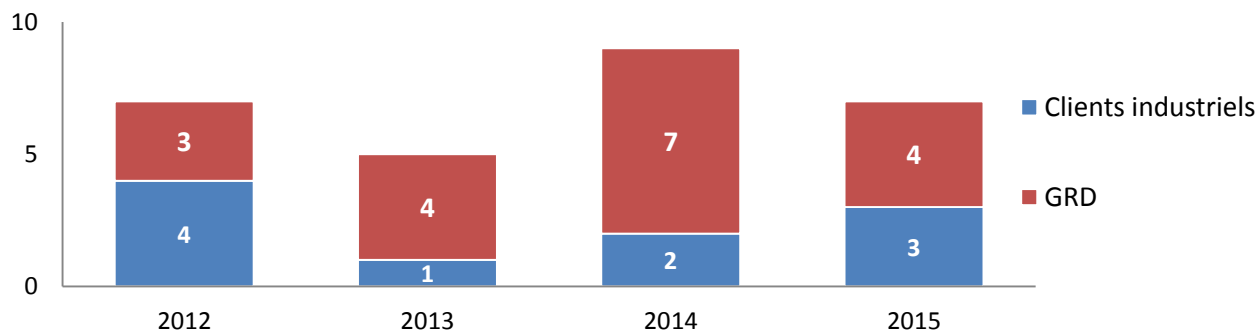
L'impact de ce transfert est de 15 % du terme de capacité de livraison (TCL) pour les PITD sur le périmètre GRTgaz, et de 39 % sur le périmètre TIGF. La moindre hausse pour GRTgaz s'explique notamment par le fait qu'une part de la maintenance courante des postes de livraison était déjà couverte par le tarif de GRTgaz.

Question 31 Etes-vous favorable à la répercussion du transfert des charges « 3R » sur le terme de capacité de livraison aux PITD ?

2.3. **Modification de la répartition des charges liées aux nouveaux raccordements et aux adaptations de postes existants**

Les raccordements aux réseaux de transport de gaz sont peu nombreux – de l'ordre de deux par an au périmètre France – depuis plusieurs années. Outre le contexte économique, l'une des raisons en est le coût de l'investissement dans les ouvrages de raccordement.

Nombre de nouveaux projets– raccordement ou adaptation de poste liée à une augmentation des débits, périmètre GRTgaz.



Actuellement, les clients paient aux GRT le coût des ouvrages de raccordement, branchement et poste, en contrepartie de la mise à disposition de ces ouvrages par les GRT. Dans le cas d'une augmentation du débit d'un poste, les GRT procèdent à une adaptation³⁰ de celui-ci, aux frais du client.

Afin de faciliter le raccordement de nouveaux clients ou l'augmentation des souscriptions par l'adaptation de postes existants, les GRT proposent de diminuer le prix des ouvrages de raccordement dont s'acquitte le client, en faisant porter une partie des coûts de raccordement par l'ensemble des consommateurs via le tarif de transport.

Les propositions des GRT sont issues de travaux menés en Concertation Gaz.

³⁰ L'adaptation de poste implique une modification des caractéristiques techniques du poste, pour en augmenter le débit. Elle ne doit pas être confondue avec le remplacement du poste, en cas de défaut des matériels, ni avec le renouvellement du poste, en cas d'obsolescence des matériels : remplacement et renouvellement se font à débit identique.

2.3.1. Principe de calcul

- Proposition de GRTgaz

GRTgaz propose que pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste, une « remise développement » soit accordée au client. Elle serait calculée de manière à ce que son coût pour le tarif soit rentabilisé, grâce aux recettes d'acheminement et de raccordement perçues sur une période de 10 ans, mécanisme similaire à celui pratiqué par les GRD pour les raccordements sur leur réseau.

Lors des études de faisabilité, GRTgaz détermine :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;
- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au CMPC de GRTgaz (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

La remise développement est égale à R, sauf si $R > I$. Dans ce cas, la remise est bornée au coût de l'investissement. Le client paie donc pour son raccordement le maximum entre 0 et I-R.

La participation financière du demandeur du raccordement est calculée de manière à ce que les recettes d'acheminement supplémentaires futures qu'il versera permettent de générer des baisses du tarif d'acheminement pour les utilisateurs du réseau, dès la première année de mise en service du nouveau projet. La somme des recettes d'acheminement et des recettes de raccordement, même diminuées de la remise développement sont, chaque année, supérieures aux charges de capital engagées pour le raccordement ou l'adaptation visée.

- Proposition de TIGF

TIGF propose que le tarif de transport prenne en charge 60 % des coûts de l'investissement de raccordement ou de renforcement des postes, les 40 % restants seront à la charge des clients.

TIGF envisage de réduire à proportion la remise accordée au client, de 60 % à 0 %, en fonction de la rentabilité du projet sur dix années.

2.3.2. Bénéficiaires

Les GRT proposent que la remise développement puisse être offerte à l'ensemble des clients des GRT.

2.3.3. Contreparties

- Pour les clients industriels

En contrepartie de la remise accordée, les GRT proposent que le client signe un contrat de réservation anticipé de capacités (CRAC) dans lequel il s'engage à souscrire ou à faire souscrire la capacité utilisée pour le calcul pendant la durée de rentabilité de ses ouvrages de raccordement (dix années au maximum).

En outre, les GRT proposent que les clients industriels s'engagent à payer les charges « 3R » sous la forme d'une redevance.

- Pour les distributions publiques

Les raccordements des GRD ayant des caractéristiques différentes de celles des consommateurs industriels, il est nécessaire d'adapter les modalités d'application de la remise développement. En effet, l'application aux GRD des dispositifs proposés par les GRT pose deux difficultés :

- les GRD n'étant pas responsables de la souscription de capacité, les GRT ne peuvent pas exiger la signature d'un contrat de réservation anticipé de capacités (CRAC). Afin de sécuriser la réservation de capacités aux PITD, il pourrait être envisagé de demander aux clients industriels raccordés au réseau de distribution de s'engager sur leur future consommation ;
- pour une nouvelle desserte, et dans une moindre mesure pour une augmentation de capacité d'une desserte existante, la souscription de capacités se fait plus progressivement et est plus incertaine que pour un site industriel.

Les GRT proposent donc d'adapter la contrepartie permettant de garantir la rentabilité du projet sur la

durée.

- Dans le cas d'une nouvelle délégation de service public, les GRD construisent leur réponse à l'appel d'offres en fonction d'hypothèses de consommation. Celles-ci ont un impact sur la décision d'investissement et le choix du GRD. Ces hypothèses pourraient être partagées avec le GRT et servir de base au calcul de la remise développement.
- Dans le cas d'une adaptation de poste au bénéfice d'un client au débit important qui souhaiterait être raccordé à une distribution publique existante, le GRD calcule un taux de rentabilité, tel qu'établi par l'arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière³¹. Le GRD pourrait partager avec le GRT les bénéfices attendus utilisés pour le calcul de ce taux de rentabilité.
- Afin d'inciter les GRD à sécuriser au maximum les futures consommations en demandant des engagements de consommation aux sites industriels raccordés à leur réseau (nouveaux ou développant leurs consommations), les GRT pourraient appliquer un coefficient de prise en compte des consommations pour calculer la remise développement différent selon que le client a signé ou non un engagement de consommation.

En outre, GRTgaz propose d'adapter la durée de retour sur investissement, en calculant la rentabilité non pas sur 10 ans mais sur 15 ans.

2.3.4. Cas particuliers

- Développement des installations existantes

Les GRT souhaitent éviter qu'un client, voulant bénéficier de la « remise développement », quitte le réseau de distribution pour se raccorder au réseau de transport sans augmenter sa souscription de capacités. Ce risque est limité par l'article L. 453-1 du code de l'énergie, qui dispose que tout raccordement s'effectue en priorité sur le réseau de distribution, sauf si le volume de consommation envisagé ne le permet pas. Dans ce cas, le raccordement au réseau de transport nécessite l'accord du GRD.

GRTgaz propose donc que, dans le cas où un site déjà raccordé à un réseau de distribution souhaiterait bénéficier d'un raccordement au réseau de transport, avec une hausse de ses capacités, seule la hausse serait retenue pour le calcul de la remise, après validation des hypothèses auprès du GRD concerné.

- Raccordement ou renforcement de poste exigeant un renforcement du réseau de transport

Aujourd'hui, les coûts de renforcement du réseau de transport pour augmenter le débit d'une antenne sont supportés par l'ensemble des clients raccordés au réseau de transport. La mise en place d'une remise développement devrait accroître le nombre de raccordements, ce qui pourrait se traduire, si des renforcements du réseau sont nécessaires, par une augmentation des coûts pour l'ensemble des clients existants.

Afin de limiter les coûts pour la collectivité, les GRT proposent d'intégrer le surcoût associé au renforcement du réseau au calcul de la remise développement, au prorata des besoins du client. Aussi, le coût de l'investissement utilisé (I) pour calculer le temps de retour sur investissement ($n=I/R$) du client serait constitué du prix des ouvrages de raccordement auquel on ajouterait le coût du renforcement, proratisé aux besoins du client.

Si la remise ainsi calculée est inférieure aux coûts du renforcement du réseau proratisé, alors le client paie l'intégralité de ses ouvrages de raccordement, comme aujourd'hui. Il ne bénéficie pas de la « remise développement », mais le renforcement ne lui est pas non plus imputé.

- Raccordement ou renforcement de poste exigeant une extension du réseau de transport

Enfin, dans le cas rare d'une extension de réseau, pour lequel au moins deux clients se raccordent sur le même ouvrage, l'extension du réseau régional est actuellement rémunérée par une augmentation du NTR.

La révision des NTR envisagée par la CRE conduirait, quelle que soit la méthode choisie, à la mise en place d'un NTR maximal, fixé à 8 ou à 12 (cf. chapitre 3.1). Ainsi, une extension du réseau régional ne pourrait induire une augmentation de NTR au-delà de cette valeur maximale.

³¹ Arrêté du 28 juillet 2008 fixant le taux de référence pour la rentabilité des opérations de desserte gazière mentionné à l'article 36 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

Les GRT proposent que la part des coûts associés à l'extension qui ne serait pas couverte par l'augmentation du NTR soit traitée comme un branchement : ces coûts seraient payés par les clients au prorata de leurs capacités. Dans ce cas, le calcul de la remise développement intégrerait le coût de l'extension, proratisé aux besoins du client.

2.3.5. Analyse préliminaire de la CRE

- La création d'une « remise développement » participe à la promotion du raccordement au gaz

Comme indiqué dans le chapitre 1 de la présente consultation, la dynamique économique actuelle ne favorise pas l'augmentation des souscriptions de capacité sur le réseau de transport de gaz. Dans un tel contexte, toute augmentation du tarif ne peut être supportée que par un nombre constant ou décroissant de consommateurs. La proposition des GRT est de nature à favoriser les raccordements au réseau de transport et les augmentations de souscriptions des clients existants.

- Les mécanismes proposés par les GRT n'induisent pas de hausse tarifaire à long terme

La proposition des GRT conduirait certes à une baisse des recettes de raccordement générées par chaque nouveau projet. Toutefois, les recettes d'acheminement additionnelles, liées à l'augmentation des capacités souscrites, permettront de diminuer le tarif d'acheminement pour tous les clients existants. Le calcul proposé par les GRT garantit un effet positif dès la première année du raccordement ou de l'adaptation de poste.

- Les mécanismes proposés par les GRT conduisent à mutualiser jusqu'à la totalité des coûts de raccordement dans le tarif ATRT

La proposition des GRT revient à mutualiser tout ou partie des coûts des ouvrages de raccordement dans le tarif de transport. Le mécanisme envisagé par GRTgaz conduit à ce que le coût des ouvrages de raccordement d'un client soit entièrement pris en charge par les utilisateurs du réseau, à hauteur maximale de 10 années de recettes tarifaires attendues.

Ce niveau de soutien peut paraître excessif. Il pourrait être envisagé de le limiter à 50% du coût du raccordement ou de l'adaptation du poste, dans la limite de 10 ans de recettes tarifaires attendues. Alternativement, un montant forfaitaire minimal pourrait être laissé à la charge du client, comme ce qui est fait en distribution.

- Les GRT doivent s'assurer que les contreparties demandées aux clients sont suffisamment solides

La CRE est favorable à ce que la « remise développement », si elle est adoptée, soit proposée à l'ensemble des clients. Le cadre contractuel doit néanmoins être précisé pour permettre aux distributions publiques de bénéficier de cette remise tout en apportant aux GRT les garanties nécessaires à la rentabilisation de la remise sur le long terme.

A ce stade, la CRE est favorable au principe de remise raccordement proposée par les GRT. Elle envisage un dispositif qui serait limité à 50% des coûts du raccordement et à 10 ans de recettes d'acheminement attendues.

Question 32 Etes-vous favorable à la création d'une « remise développement » visant à réduire le coût des nouveaux raccordements et des adaptations de postes existants ?

Question 33 Etes-vous favorable aux modalités proposés par les GRT pour le calcul et l'application d'une telle « remise développement » ?

3. Evolutions de structure relatives aux capacités d'interconnexion

3.1. Création d'un point d'interconnexion virtuel (PIV) France-Belgique à Alveringem

Depuis la mise en service du Point d'Interconnexion Réseau (PIR) Alveringem au 1^{er} novembre 2015, il existe 2 PIR entre la France (PEG Nord) et la Belgique (ZTP) : Alveringem et Taisnières H.

GRTgaz et Fluxys ont initié en 2015 un travail conjoint visant à créer un unique point d'interconnexion virtuel (PIV) entre PEG Nord et ZTP. Ce PIV permettrait aux expéditeurs, dès la fin de l'année 2017, d'acheter leurs capacités sur un unique point (au lieu de 2 points actuellement : Taisnières H et Alveringem) et de nommer sur un seul point (au lieu de 3 actuellement : Quévy, Blarégny et Alveringem).

Cette évolution répond à une disposition du code réseau CAM, qui prévoit que soit étudiée la mise en place d'un point d'interconnexion virtuel à chaque interconnexion, lorsque deux points contractuels coexistent. L'étude en cours devait permettre à GRTgaz de s'assurer qu'un point d'interconnexion virtuel ne conduirait pas à diminuer les capacités mises à disposition du marché.

En première analyse, la CRE est favorable à cette évolution permettant d'acheter et de nommer des capacités à un point unique. Elle demande à GRTgaz de préciser l'impact de la création du PIV sur les capacités mises à disposition du marché.

Question 34 Etes-vous favorable à la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique ?

3.2. Création de capacités France-Allemagne à Obergailbach

3.2.1. Proposition de GRTgaz

A l'heure actuelle, il n'est pas possible d'acheminer physiquement du gaz de la France à l'Allemagne, en raison de pratiques différentes d'odorisation, décentralisée en Allemagne et centralisée en France.

En plus des 150 GWh/j de capacités rebours actuellement offertes au PIR Obergailbach dans le sens France vers Allemagne, GRTgaz propose d'offrir 35 GWh/j de capacités fermes mensuelles à compter du 1^{er} avril 2017.

Cette initiative s'inscrit dans le cadre du modèle-cible pour le marché européen du gaz (« *Gas Target Model* »), validé au forum de Madrid en mars 2012, qui préconise la réversibilité des interconnexions des places de marché. Elle vise également à tester l'intérêt du marché pour une capacité ferme dans le sens France vers Allemagne.

Ces nouvelles capacités fermes mensuelles seront développées sans investissement d'infrastructure, en s'appuyant sur l'existence d'un flux dominant de l'Allemagne vers la France.

Ces nouvelles capacités ne seraient proposées par GRTgaz, pour le mois à venir, que lorsque les flux attendus de l'Allemagne vers la France sont suffisants pour opérer un flux contractuel. Pour garantir l'acheminement de 35 GWh/j de capacité ferme, le GRT propose de mettre en place un mécanisme de couverture du risque d'un flux physique insuffisant d'Allemagne vers France, qui pourrait s'appuyer sur un accord avec les opérateurs de stockages de part et d'autre de la frontière. L'occurrence d'une telle configuration est cependant très faible : 16 jours sur les 7 dernières années.

GRTgaz propose que ces 35 GWh/j de capacités France-Allemagne soient commercialisées aux enchères sur PRISMA. Le prix de réserve proposé serait égal à 40% du tarif dans le sens Allemagne vers France, ou deux fois le tarif des capacités rebours. La capacité ferme étant prioritaire sur la capacité rebours, par nature interruptible, GRTgaz propose d'étudier la possibilité, sans obligation, pour les détenteurs actuels de capacité rebours de participer aux enchères et de ne s'acquitter que de la différence de prix entre le prix d'adjudication du jour J et le tarif régulé du rebours.

3.2.2. Analyse préliminaire de la CRE

Dans la consultation publique portant sur la mise à jour tarifaire de l'ATRT5 au 1^{er} avril 2016, la CRE avait présenté une proposition de GRTgaz, qui souhaitait commercialiser 20 GWh/j de capacité ferme quotidienne.

La CRE n'a pas retenu cette proposition, considérant qu'il n'y avait pas de besoin immédiat, et qu'il s'agissait d'une évolution structurelle devant être étudiée dans le cadre de l'ATRT6.

La CRE considère, à ce stade, que la commercialisation de capacité ferme mensuelle présente un intérêt supérieur à la commercialisation de capacité quotidienne. Au contraire du rebours, par nature interruptible, la nouvelle capacité ferme mensuelle garantirait à ses détenteurs un flux constant sur une période suffisante, par exemple, au déchargement d'une cargaison de GNL. De plus, cette capacité permettrait de mettre en place des stratégies de trading entre PEG Nord et NCG, de nature à rapprocher les prix des deux places de marché et à renforcer l'attractivité du marché français.

La CRE est donc favorable, à ce stade, à la création de 35 GWh/j de capacités fermes mensuelles dans le sens France-Allemagne. Elle souhaite toutefois que GRTgaz précise le coût du mécanisme de couverture du risque de flux physique insuffisant d'Allemagne vers France.

Question 35 Etes-vous favorable à la création de 35 GWh/j de capacité ferme à Obergailbach dans le sens France-Allemagne ?

Question 36 Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions concernant le futur tarif ATRT6 ?

III. Le tarif ATTM5

A. Eléments de calendrier

Dans le cadre de l'élaboration du tarif ATTM5, afin de répondre au besoin de visibilité exprimé par les acteurs du marché, la CRE prévoit le lancement de deux consultations publiques :

- la présente consultation, portant sur le cadre général de régulation tarifaire de l'ATTM5 et les évolutions de la structure des tarifs qui pourraient être envisagées ;
- une consultation publique durant l'été 2016, dans laquelle la CRE détaillera, en tenant compte des contributions qu'elle aura reçues à la présente consultation et des retours de la Concertation GNL, ses propositions d'évolution du cadre de régulation tarifaire, de la structure et du niveau du tarif ATTM5. Dans cette deuxième consultation seront étudiées les expérimentations en cours, le service de « *pooling* », la récupération des évaporations au terminal de Montoir, le transbordement à Fos Cavaou, la flexibilité à l'émission au terminal de Montoir, dans le but de décider de leurs pérennisations éventuelles.

La CRE envisage de prendre une délibération portant décision sur le tarif d'accès aux terminaux méthaniers, après avis du Conseil Supérieur de l'Energie, à la fin de l'année 2016, en vue d'une entrée en vigueur du tarif ATTM5 au 1^{er} avril 2017.

Question 37 Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du tarif ATTM5 ?

B. Cadre de régulation tarifaire

1. Cadre général

1.1. Bilan général du cadre de régulation ATTM

La période tarifaire ATTM4 a fixé un cadre de régulation stable pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} avril 2013 :

- l'individualisation du tarif pour chaque terminal, pour prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- les conditions de rémunération des actifs, avec notamment un coût moyen pondéré du capital (CMPC) fixé à 6,5 %, majoré d'une prime spécifique de 200 points de base pour tenir compte des risques inhérents à l'activité GNL ;
- les trajectoires tarifaires d'Elengy et de Fosmax LNG ont été fixées pour quatre ans. Les hypothèses de souscriptions de capacités et de charges d'énergie ont été mises à jour à mi-période tarifaire (1^{er} avril 2015) pour les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou. Pour le terminal de Fos Tonkin, cette mise à jour a tenu compte de l'arrêt des souscriptions dans le terminal au-delà de 2020 ;
- un compte de régularisation a posteriori de certaines charges et produits (CRCP) ;
- un mécanisme d'incitation aux souscriptions supplémentaires de capacités de gazéification, en permettant aux opérateurs de conserver 25% des recettes additionnelles liées aux nouvelles souscriptions, 75% des recettes étant couvert par le CRCP ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay ») à 100 % ;
- une clause de rendez-vous à mi-période tarifaire, visant à prendre en compte dans les trajectoires des charges nettes d'exploitation d'Elengy et de Fosmax LNG les éventuelles conséquences d'évolutions législatives, réglementaires, juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles.

Les mécanismes mis en place pour l'ATTM4 ont fonctionné comme attendu :

- le calcul du solde du CRCP, à l'occasion de l'ATTM4 et de sa mise à jour, a permis de reverser aux utilisateurs des terminaux régulés les écarts observés par rapport aux prévisions tarifaires (liés à des charges d'énergie inférieures aux prévisions ainsi qu'à des recettes supplémentaires liées aux souscriptions) ;
- la clause de rendez-vous n'a pas été activée.

Les évolutions successives des revenus autorisés des opérateurs de terminaux ont été les suivantes depuis 2006 :

	Elengy (terminaux de Fos Tonkin et de Montoir)		Fosmax LNG (terminal de Fos Cavaou)	
	Revenu autorisé (M€) Au 1 ^{er} janvier jusqu'en 2012, au 1 ^{er} avril depuis 2013	Evolution du revenu autorisé	Revenu autorisé (M€) Au 1 ^{er} janvier jusqu'en 2012, au 1 ^{er} avril depuis 2013	Evolution du revenu autorisé
2006	140,7	-	Terminal de Fos Cavaou non mis en service	
2007				
2008				
2009				
2010	147,0	+4,5%	150,1	-
2011	155,7	+5,9%	149,5	-0,4%
2012	161,9	+4,0%	154,7	+3,5%
2013	161,04	-0,5%	157,72	+2,0%
2014	165,97	+3,1%	157,85	+0,1%
2015	157,27	-5,2%	151,67	-3,9%
2016	158,06	+0,5%	153,18	+1,0%

1.2. Orientations pour le cadre de régulation de la période ATTM5

La CRE considère que le cadre de régulation mis en place pour le tarif ATTM4 a été efficace. Elle envisage en conséquence de reconduire, pour le tarif ATTM5, les principes qui ont été retenus pour le tarif ATTM4. Le cadre de régulation du tarif ATTM5 serait ainsi fondé sur les principes suivants :

- un tarif individuel pour chaque terminal, afin de prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans à compter du 1^{er} avril 2017, prévoyant une évolution, au 1^{er} avril 2019, de la grille tarifaire de chaque opérateur selon des principes prédéfinis ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« *ship or pay* ») à 100 % ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des opérateurs ;
- une clause de rendez-vous activable après deux ans d'application du tarif, visant à prendre en

compte, s'il y a lieu, dans les trajectoires de charges nettes d'exploitation à couvrir par le tarif ATTM5, les conséquences éventuelles des évolutions législatives, réglementaires ou des décisions juridictionnelles ou quasi-juridictionnelles pour la période postérieure à la mise en œuvre de cette clause de rendez-vous.

Ce cadre de régulation vise à inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité, tout en minimisant leurs risques liés notamment aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient impacter leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long termes.

Question 38 Etes-vous favorable au cadre de régulation envisagé par la CRE pour la période ATTM5 ?

2. Structure tarifaire

Depuis l'accident de Fukushima, les taux d'utilisation des terminaux méthaniers français ont diminué. De près de 160 TWh en 2011, les arrivées de GNL en France sont passées à environ 60 TWh en 2015, ce qui représente un taux d'utilisation de 25%.

Face à ces taux d'utilisation en baisse, les terminaux de Montoir, Fos Tonkin et Fos Cavaou ont développé leur offre commerciale, afin de proposer des services complémentaires à la fonction principale d'un terminal méthanier, qui est de regazéifier le GNL qu'il reçoit avant de l'injecter sur le réseau de transport en aval. Ces nouveaux services, notamment de rechargement, transbordement et chargement de camions, visent à renforcer l'attractivité des terminaux, en permettant aux expéditeurs de bénéficier d'une offre diversifiée dans un contexte de fortes opportunités d'arbitrage international sur la destination des cargaisons de GNL. L'utilisation de ces services complémentaires est en augmentation : près de 2000 chargements de camions, plus de 15 rechargements et un transbordement ont été effectués au cours des deux exercices 2014 et 2015 sur les terminaux français.

Dans le même temps, le développement dans le monde (Etats-Unis, Australie, etc.) de capacités de liquéfaction du gaz et la stabilisation de la demande, notamment en Asie, pourraient résulter en un retour du GNL en Europe, durant la période tarifaire ATTM5.

En France, l'entrée en service, dans le courant de l'année 2016, du terminal exempté de Dunkerque portera les capacités de regazéification à 34 milliards de m³/an (~370 TWh). Par ailleurs, au-delà de 2016, plus de 16 TWh par an et plus de 9 TWh par an sont encore disponibles à la réservation, suivant le principe du premier arrivé - premier servi, sur les terminaux de Montoir et de Fos Cavaou.

Au vu des faibles taux d'utilisation des dernières années et afin d'attirer de nouveaux utilisateurs dans un contexte qui pourrait être plus favorable aux importations de GNL, la CRE juge souhaitable de renforcer l'attractivité de l'offre des terminaux méthaniers régulés. Pour cela, il convient de rendre les services de regazéification existants plus lisibles et adaptés aux besoins du marché, en offrant davantage de flexibilité aux utilisateurs des terminaux, aussi bien pour effectuer des opérations de déchargement que des opérations de rechargement, transbordement ou chargement de camion, et en améliorant la transparence sur les publications des programmes opérationnels des opérateurs de terminaux.

2.1. Evolution des services de regazéification

Dans le cadre du tarif ATTM4, trois services de regazéification existent dans les terminaux méthaniers régulés :

2.1.1. Service « continu »

Le service d'émission continu « S-Smart » est 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. La souscription à ce service est possible dès le premier déchargement.

Le service continu, qui permet une émission sans interruption sur le réseau de transport pour les utilisateurs qui amènent des cargaisons de façon régulière, est destiné à être l'offre de base de chaque terminal. Il est le service le plus souscrit actuellement, notamment par les utilisateurs de long terme.

2.1.2. Service « bandeau »

Le service bandeau « S-30 » est destiné aux utilisateurs qui programment, en moyenne sur l'année, moins d'un bateau par mois, et qui souscrivent une capacité annuelle totale inférieure à 12 TWh au titre de ce service. Par ailleurs, pour les terminaux de Montoir et de Fos Tonkin, la somme des capacités de regazéification souscrites, pour chaque mois, par l'ensemble des utilisateurs en service « bandeau » ne peut pas être supérieure au tiers de la capacité totale mensuelle du terminal.

L'émission d'une cargaison en service bandeau est assurée en émission constante de 30 jours. En outre, la délibération de la CRE du 17 décembre 2014 prévoit qu'Elengy et Fosmax LNG offrent aux utilisateurs des terminaux régulés qui le souhaitent, à compter du 1^{er} avril 2015 et à titre transitoire jusqu'à la création d'un PEG unique :

- la possibilité d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 20 à 30 jours ;
- pour les utilisateurs des terminaux de Fos, un service interruptible permettant d'émettre sur le réseau de transport de gaz en bandeau d'une durée pouvant aller de 20 à 60 jours. L'émission en bandeau de 40 à 60 jours ne pourra être offerte qu'en cas d'impact réduit sur les émissions des autres utilisateurs des terminaux de Fos.

Les termes tarifaires appliqués aux souscriptions en service bandeau sont identiques à ceux appliqués au service continu, excepté le terme de régularité qui ne représente que 10% du terme appliqué aux souscriptions en service continu.

Malgré ces dispositions, on remarque que ce service n'est plus souscrit par aucun acteur.

2.1.3. Service « spot »

Le service « spot » « S-Spot » est réservé aux déchargements souscrits, pour un mois M donné, après le 20^{ème} jour du mois M-1. La souscription s'effectue sur la base des capacités disponibles dans le programme mensuel à la date de la souscription.

Le profil d'émission d'un utilisateur ayant souscrit le service « spot » tend vers un bandeau de 30 jours à compter de la date de fin du déchargement, à condition que les émissions prévues pour les autres utilisateurs dans le programme mensuel ne soient pas modifiées de plus de 10 % chaque jour.

Le terme tarifaire lié à la quantité déchargée (TQD) est réduit de 25% pour les souscriptions en service « spot ». Les autres termes appliqués aux souscriptions en service spot sont identiques à ceux appliqués aux services continu et bandeau. Une souscription « spot » ne donne pas lieu à l'application d'un terme de régularité.

2.1.4. Evolution des services

Malgré le fait que le service continu constitue l'offre de base des terminaux méthaniers, l'émission assurée par les opérateurs pour les utilisateurs de ce service peut être fortement impactée en cas d'arrivée d'une cargaison bandeau ou « spot ». En effet, si l'opérateur de terminal fait ses meilleurs efforts pour assurer à l'utilisateur en service continu une émission la plus régulière possible, celle-ci peut être « déformée » en cas d'arrivée de cargaisons bandeau ou spot.

En outre, la coexistence de ces trois services dans l'offre actuelle des terminaux régulés crée des contraintes pour le seul service actuellement souscrit, le service continu. En effet, bien que les services bandeau et « spot » n'aient pas été souscrits depuis plusieurs années, les opérateurs imposent des contraintes aux utilisateurs en service continu afin de pouvoir accueillir d'éventuelles nouvelles souscriptions bandeau ou « spot ». Ceci vient donc réduire la visibilité et la flexibilité dont disposent les utilisateurs en service continu, qui sont pourtant aujourd'hui les seuls à supporter les charges du terminal

via le tarif régulé.

Dans le cadre de la concertation GNL, certains acteurs ont donc estimé que ces services n'étaient plus adaptés aux besoins du marché. Ils souhaitent une évolution des services offerts par les terminaux méthaniers régulés, afin d'homogénéiser les services pour tous les types de souscripteurs et de redonner davantage de flexibilité aux souscripteurs du service continu. A ce titre certains souscripteurs proposent la suppression du service « bandeau ». Les capacités long terme en service « continu » seraient alors davantage valorisées et pourraient attirer davantage de souscripteurs, ou encore être vendues sur le marché secondaire.

La CRE prend note de cette demande d'évolution de la part des participants à la concertation GNL. Elle souligne que les participants à la concertation GNL sont les utilisateurs détenteurs de capacités long terme dans les terminaux méthaniers régulés, et qu'à ce titre ils ne représentent qu'une partie des utilisateurs potentiels des terminaux. Elle n'est, à ce stade, pas opposée à une évolution de l'offre des opérateurs mais elle sera vigilante à ce qu'un nouvel acteur souhaitant souscrire des capacités dans un des terminaux régulés ait cette possibilité sans discrimination. Elle souhaite ainsi recueillir l'avis de l'ensemble des acteurs du marché intéressés.

Question 39 Considérez-vous que les services actuellement offerts par les terminaux méthaniers régulés sont de nature à attirer de nouveaux utilisateurs dans le terminal ? Quelles modifications de l'offre proposeriez-vous ?

2.2. Arbitrage amont-aval

Chaque terminal méthanier a une flexibilité limitée, due aux caractéristiques des infrastructures qui le compose, notamment la capacité limitée des réservoirs de stockage.

Les opérateurs de terminaux ont souligné en concertation le fait qu'il n'est pas possible de bénéficier à la fois de flexibilité sur l'amont (les programmations, annulations et reprogrammations de navires) et sur l'aval (l'émission sur le réseau de transport). En effet, une flexibilité importante laissée aux utilisateurs sur les dates d'arrivée de navires entraîne une réduction de la flexibilité à l'émission qui peut leur être accordée. Inversement, une flexibilité importante à l'émission (nécessitant également de permettre aux utilisateurs de stocker leur GNL en cuve plus longtemps) induit la nécessité, pour des raisons opérationnelles, de réduire la flexibilité amont laissée aux utilisateurs.

Actuellement, les utilisateurs des terminaux bénéficient d'une grande flexibilité sur l'amont, à savoir sur le choix des dates d'arrivées de bateaux, sur les reprogrammations aux différents pas de temps, sur les tailles des cargaisons. Cela se fait au détriment de la flexibilité aval : les expéditeurs bénéficient de moins de flexibilité sur les émissions. Ainsi, par exemple, un expéditeur annonçant tardivement une arrivée de bateau a de grande chance d'être accepté par le terminal, mais cela conduira à de forts pics d'émission, pour l'ensemble des expéditeurs, afin de libérer la place nécessaire dans les cuves de stockage de GNL du terminal.

Question 40 En tant qu'utilisateur ou utilisateur potentiel des terminaux, estimez-vous pertinent de continuer à favoriser la flexibilité à l'amont plutôt qu'à l'aval ?

2.3. Evolution de la programmation

Actuellement, au cours du quatrième trimestre de chaque année, chaque utilisateur des terminaux méthaniers régulés transmet une demande de programme annuel à Elengy et Fosmax LNG, afin de planifier ses déchargements pour l'année calendaire suivante.

Les opérations de rechargement de navire et de transbordement ne sont actuellement pas accessibles à la réservation lors de l'établissement des programmes annuels. Dans le cadre de la concertation GNL, certains acteurs ont émis le souhait de permettre les réservations de telles opérations dès l'établissement du programme annuel. Ils expriment en effet un besoin de visibilité sur l'ensemble des services proposés par les terminaux régulés.

La CRE considère que répondre aux attentes des utilisateurs, en leur donnant davantage de visibilité sur

l'ensemble des opérations, permettrait d'augmenter les recettes d'Elengy et de Fosmax LNG et ainsi de limiter les prix des opérations. Dans une logique de sécurité d'approvisionnement, la CRE estime cependant qu'il est nécessaire, en cas de crise d'approvisionnement, que chaque terminal puisse atteindre le maximum de ses capacités d'injection sur le réseau de transport français. Elle demande donc aux opérateurs de réserver dans chaque terminal un nombre de créneaux de déchargement suffisant pour pouvoir atteindre ce maximum en cas de besoin. La différence entre le nombre de créneau total pouvant être programmés et le nombre de créneaux réservés aux déchargements pourrait ainsi être mise à disposition pour des opérations de rechargement et de transbordement lors de l'établissement du programme annuel, chaque réservation d'une opération de rechargement donnant lieu à la réservation symétrique d'un déchargement en dehors des créneaux réservés aux déchargements.

Question 41 Pensez-vous qu'il serait pertinent de permettre la réservation, dès l'établissement du programme annuel, d'opérations autres que les déchargements ? Sous quelles conditions ?

2.4. Développement du chargement de camions citernes

Le transport de GNL par voie routière, via l'utilisation de camions citernes, est en développement. Cela permet notamment d'alimenter en GNL des sites industriels non raccordés au réseau de transport de gaz ainsi que des stations de distribution de GNL carburant pour véhicules ou navires.

Les infrastructures existantes permettent de charger des camions citernes sur les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir. Elengy propose un service de chargement en GNL de camions citernes depuis 2013 sur le terminal de Montoir et depuis 2014 sur le terminal de Fos Tonkin. Le terminal de Montoir a une capacité d'accueil de 70 camions par semaine et le terminal de Fos Tonkin d'environ 22. En 2015, plus de 1500 rechargements de camions ont été réalisés sur les terminaux d'Elengy.

Le service de chargement de camions est un service complémentaire des terminaux. Dans sa délibération tarifaire du 13 décembre 2012, la CRE a considéré que le prix de fourniture de ce service devrait être fixé librement par les opérateurs, qui doivent à ce titre tenir une comptabilité dissociée pour cette activité. La CRE procédera à un bilan de ce service et vérifiera la stricte neutralité de ce service pour l'activité de regazéification.

La CRE est favorable à ce que tout expéditeur déchargeant du GNL sur un terminal régulé ait accès à un service de chargement de camion. Elle envisage donc de demander aux opérateurs des terminaux méthaniers régulés de mettre en place un mécanisme permettant aux utilisateurs du terminal de Fos Cavaou d'accéder au chargement de camion en utilisant les infrastructures du terminal de Fos Tonkin.

La CRE est néanmoins défavorable à ce que des expéditeurs qui ne disposent pas de GNL en cuve puissent faire du chargement de camion-citerne via un rebours au PITTM qui permettrait la transformation virtuelle de gaz gazeux en GNL. Ces expéditeurs ont la possibilité d'acheter du GNL en cuve à un tiers afin d'accéder à ce service.

Question 42 Quels développements attendez-vous du chargement de camions citernes et quelles évolutions pourraient être mises en place dans le cadre de l'ATTM5 afin d'en faciliter le développement ?

2.5. Qualité de service sur les publications des opérateurs

Dans sa délibération du 20 juin 2013³², la CRE a demandé à Fosmax LNG et à Elengy :

- de publier et de mettre à jour quotidiennement les données agrégées et anonymes relatives aux déchargements, aux chargements et aux émissions sur le réseau de transport ;
- de mettre en place une plateforme destinée à la publication des informations privilégiées susceptibles d'être détenues par leurs utilisateurs ;

³² [Délibération de la CRE du 20 juin 2013 portant décision relative aux informations publiées concernant l'utilisation des terminaux méthaniers](#)

Puis dans sa délibération du 5 février 2015, la CRE a demandé aux opérateurs de publier au plus tard le 10^{ème} jour du mois M-1 les programmes agrégés de déchargements, rechargements et d'émissions pour les mois M, M+1 et M+2. Cette publication doit être remise à jour quotidiennement pour le mois M, et à chaque modification de programmation d'un expéditeur pour les mois M+1 et M+2.

En première analyse, la CRE observe que l'ensemble des données ci-dessus sont publiées sur les sites des opérateurs. En revanche, la CRE estime que les fréquences de mise à jour des différentes données ne sont pas conformes aux demandes de la CRE.

De la même manière que cela est réalisé pour les GRT, la CRE envisage d'introduire des indicateurs de qualité de service portant sur la disponibilité des plateformes de publication des opérateurs ainsi que sur la qualité et la régularité des informations publiées.

Question 43 Etes-vous satisfaits des publications réalisées par les gestionnaires de terminaux méthaniers sur leurs sites internet ? Estimez-vous pertinent de suivre publications par des indicateurs de qualité de service ?

Question 44 Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions dans le cadre de l'ATTM5 ?

IV. Synthèse des questions

Question 1 Considérez-vous que la CRE a correctement appréhendé les grands enjeux relatifs aux tarifs de transport de gaz naturel à l'horizon 2020 ?

Question 2 Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration des tarifs ATRT6 ?

Question 3 Etes-vous favorable à un maintien du calendrier de l'ATRT5, soit une évolution du tarif de transport au 1^{er} avril de chaque année, assortie d'une visibilité sur l'évolution du tarif aux interconnexions pour l'ensemble de la période tarifaire ATRT6 ?

Question 4 Etes-vous favorable à une évolution annuelle des tarifs ATRT6 au 1^{er} avril ainsi qu'à une évolution unique du tarif au moment de la création de la zone unique, dans les conditions envisagées par la CRE ?

Question 5 Quel bilan tirez-vous de la mise en œuvre du tarif ATRT5 ? Etes-vous favorable aux orientations préliminaires de la CRE concernant le cadre de régulation pour la période ATRT6 ?

Question 6 La non-reconduction de la bonification de 300 points de base pour la période ATRT6 vous paraît-elle désormais souhaitable ?

Question 7 Etes-vous favorable à l'étude d'un mécanisme incitant GRTgaz et TIGF à la maîtrise de leurs coûts unitaires d'investissements dans les réseaux ?

Question 8 Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un mécanisme incitant GRTgaz à la maîtrise de ses charges de capital sur les actifs hors réseaux au même titre que les charges d'exploitation ? Que pensez-vous du mécanisme envisagé par la CRE ?

Question 9 Avez-vous d'autres propositions à formuler concernant l'évolution de la régulation incitative des investissements de GRTgaz et de TIGF ?

Question 10 Etes-vous favorable à l'introduction pour GRTgaz et TIGF d'un dispositif de régulation incitative des dépenses de R&D où les sommes allouées à la R&D mais non utilisées seraient restituées aux utilisateurs en fin de période tarifaire ?

Question 11 Que pensez-vous de la mise en place d'un bilan annuel des projets de R&D des GRT ?

Question 12 Etes-vous favorable au maintien d'un dispositif de régulation incitative de la qualité de

service ?

- Question 13** Etes-vous favorable à la suppression des trois indicateurs portant sur les délais de réalisation des raccordements, le nombre de réclamations et les délais de transmission aux GRD des fichiers relatifs aux enlèvements aux PITD ?
- Question 14** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des cinq données les plus utiles à l'équilibrage des expéditeurs ?
- Question 15** Etes-vous favorable à l'introduction d'un indicateur de qualité de service portant sur le nombre de jours où la capacité technique effective est inférieure au maximum théorique de capacité ferme, ou préférez-vous que l'indicateur actuel soit maintenu, en détaillant les résultats par point ?
- Question 16** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur la disponibilité des capacités fermes ? Sur quels points des réseaux de GRTgaz et de TIGF une incitation financière vous paraît-elle la plus pertinente ?
- Question 17** Etes-vous favorable à l'introduction d'une incitation financière portant sur les prévisions non engageantes de maintenance ?
- Question 18** Souhaitez-vous que soit supprimé le mécanisme existant de régulation incitative à la commercialisation des capacités ou préférez-vous que le taux de couverture au CRCP des recettes afférentes soit porté à 80% ?
- Question 19** Etes-vous favorable à la péréquation des tarifs de GRTgaz et TIGF, dans les conditions envisagées par la CRE ?
- Question 20** Etes-vous favorable à la proposition de la CRE d'aligner la répartition des charges et des recettes des GRT sur les réseaux amont et aval ?
- Question 21** Etes-vous favorable à la stabilité de la répartition des recettes des GRT entre les entrées et les sorties du réseau principal ?
- Question 22** Etes-vous favorable à la démarche proposée par la CRE pour refléter les coûts des transits vers l'Italie et l'Espagne ?
- Question 23** Etes-vous favorable à l'imputation d'une partie des coûts relatifs à la création de la zone unique aux points d'entrée du réseau de transport ou uniquement sur les points de sortie du réseau principal ?
- Question 24** Etes-vous favorable à une évolution des tarifs aux PITS dans la même proportion que pour les autres termes d'entrées et de sortie du réseau principal ?
- Question 25** Etes-vous favorable à une prise en compte de la création de la zone unique dans le tarif ATRT6 au moment de cette création ou souhaitez-vous une évolution progressive ?
- Question 26** Etes-vous favorable à une refonte des NTR ?
- Question 27** Etes-vous favorable aux principes de refonte des NTR proposés par la CRE ?
- Question 28** Partagez-vous la préférence de la CRE pour la méthode 3 « nouveau calcul de tous les NTR en fonction de la distance au réseau principal et du diamètre des ouvrages pour TIGF, en excluant les hausses de NTR » ?
- Question 29** Préférez-vous que le NTR maximal soit fixé à 8 ou bien à 12 ?
- Question 30** Avez-vous d'autres remarques concernant la révision des NTR à l'étude ?
- Question 31** Etes-vous favorable à la répercussion du transfert des charges « 3R » sur le terme de capacité de livraison aux PITD ?

- Question 32** Etes-vous favorable à la création d'une « remise développement » visant à réduire le coût des nouveaux raccordements et des adaptations de postes existants ?
- Question 33** Etes-vous favorable aux modalités proposés par les GRT pour le calcul et l'application d'une telle « remise développement » ?
- Question 34** Etes-vous favorable à la création d'un point d'interconnexion virtuel entre la France et la Belgique ?
- Question 35** Etes-vous favorable à la création de 35 GWh/j de capacité ferme à Obergailbach dans le sens France-Allemagne ?
- Question 36** Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions concernant le futur tarif ATRT6 ?
- Question 37** Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du tarif ATTM5 ?
- Question 38** Etes-vous favorable au cadre de régulation envisagé par la CRE pour la période ATTM5 ?
- Question 39** Considérez-vous que les services actuellement offerts par les terminaux méthaniers régulés sont de nature à attirer de nouveaux utilisateurs dans le terminal ? Quelles modifications de l'offre proposeriez-vous ?
- Question 40** En tant qu'utilisateur ou utilisateur potentiel des terminaux, estimez-vous pertinent de continuer à favoriser la flexibilité à l'amont plutôt qu'à l'aval ?
- Question 41** Pensez-vous qu'il serait pertinent de permettre la réservation, dès l'établissement du programme annuel, d'opérations autres que les déchargements ? Sous quelles conditions ?
- Question 42** Quels développements attendez-vous du chargement de camions citernes et quelles évolutions pourraient être mises en place dans le cadre de l'ATTM5 afin d'en faciliter le développement ?
- Question 43** Etes-vous satisfaits des publications réalisées par les gestionnaires de terminaux méthaniers sur leurs sites internet ? Estimez-vous pertinent de suivre publications par des indicateurs de qualité de service ?
- Question 44** Avez-vous d'autres remarques ou suggestions d'évolutions dans le cadre de l'ATTM5 ?

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 25 mars 2016 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp1@cre.fr ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08.

Les contributions non confidentielles seront publiées par la CRE, sous réserve des secrets protégés par la loi.

Merci de bien vouloir indiquer dans votre réponse si vous souhaitez que votre réponse soit considérée comme **confidentielle** ou **anonyme**. A défaut, votre contribution sera considérée comme non confidentielle et non anonyme. Les parties intéressées sont invitées à transmettre leurs observations en argumentant leurs positions.