



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

CONSULTATION PUBLIQUE N° 2019-013 DU 23 JUILLET 2019 RELATIVE AU PROCHAIN TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL DE GRTGAZ ET TERÉGA

Les articles L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) pour fixer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel. 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.

Le tarif actuel d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, est entré en vigueur le 1^{er} avril 2017, en application de la délibération du 15 décembre 2016¹.

Du fait de la mise en œuvre du règlement (UE) 2017/460 établissant un code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires pour le transport de gaz (ci-après « code de réseau Tarif »), le tarif ATRT6 doit être révisé en 2019. Ainsi, en application des dispositions du code de réseau Tarif, en particulier ses articles 26, 27, et 28, le tarif ATRT6 arrêtera de s'appliquer à compter du 31 mars 2020. Le tarif ATRT7 débutera donc le 1^{er} avril 2020.

Compte tenu de la visibilité nécessaire aux acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a déjà organisé deux consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs. 41 réponses ont été reçues ;
- la deuxième, en date du 27 mars 2019, visait à recueillir l'avis des parties concernées sur ses premières orientations concernant la structure du tarif ATRT7 ainsi que sur le terme tarifaire stockage. 66 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles à ces deux consultations publiques sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation.

La présente consultation présente les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant. Elle vise également à présenter, sur la base de ses analyses et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les consultations publiques du 14 février et du 27 mars 2019. La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché avant de prendre sa décision finale.

Dans ses orientations préliminaires, la CRE a pris en compte, en application des dispositions de l'article L.452-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019. Ces orientations sont publiées sur le site de la CRE en même temps que la présente consultation.

Conformément aux dispositions du code de réseau Tarif, la présente consultation est ouverte pour deux mois et sera transmise à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) pour avis. Elle inclut l'ensemble des informations imposées par le code de réseau Tarif.

¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de TIGF

Principaux enjeux

La tarification des réseaux de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz. La France important la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles.

Un certain nombre des souscriptions de long terme en entrée et en sortie aux points d'interface réseaux (PIR) vont arriver à leur terme au cours de la période ATRT7. Le niveau d'utilisation réelle des points concernés par ces baisses étant inférieur au niveau des capacités souscrites, les gestionnaires de réseau de transport (GRT) prévoient qu'une partie des capacités de nouveau disponibles ne seront pas souscrites à l'échéance de ces engagements. Ils anticipent en conséquence des baisses significatives des niveaux des capacités souscrites sur l'ensemble des points d'interconnexions des réseaux de GRTgaz et Teréga entre 2019 et 2023 (-20% en entrées et -28% en sorties aux PIR pour GRTgaz, -10% en sortie au PIR pour Teréga).

La transition énergétique représente également un défi pour les opérateurs, avec notamment le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux qui rendra nécessaires certaines adaptations des infrastructures gazières.

Enfin, le bilan établi par la CRE dans sa consultation publique du 14 février 2019 montre que les GRT de gaz ont vu leurs charges d'exploitation augmenter plus vite que l'inflation ces dix dernières années. Cela est dû principalement à leur désimbrication vis-à-vis des maisons mères, aux charges d'énergie motrice et aux développements importants du réseau pour accompagner l'ouverture des marchés : développement des interconnexions, renforcement du réseau pour créer la zone de marché unique.

La création d'une zone de marché unique en 2018 a marqué la fin de ce long cycle d'investissements. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et sa baisse prévisible à l'horizon 2030, notamment dans le cadre des objectifs de transition énergétique, conduisent pour l'avenir la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par les GRT.

Dans ce contexte, la maîtrise des charges des GRT de gaz est un enjeu essentiel.

La CRE considère que la tarification des réseaux de transport de gaz doit prendre en compte ces enjeux, en plus des objectifs de simplicité, prévisibilité et continuité.

Niveau tarifaire

Les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel GRTgaz et Teréga ont formulé chacun une demande d'évolution tarifaire exposant leurs coûts prévisionnels pour la période 2020-2023 ainsi que leurs demandes relatives au cadre de régulation.

La prise en compte des éléments des dossiers tarifaires adressés à la CRE par GRTgaz et Teréga, après prise en compte de certains effets de structure, conduirait à une hausse importante du tarif unitaire moyen de +4,6 % en moyenne par an pour GRTgaz et +6,6 % en moyenne par an pour Teréga sur toute la durée du tarif.

Ces demandes sont notamment fondées sur des hausses des charges nettes d'exploitation (hors charges d'énergie) importantes, de :

- +5,6 % en 2020 par rapport à 2018, puis +2,7 %/an entre 2020 et 2023 pour GRTgaz ;
- +17,3 % en 2020 par rapport à 2018, puis +4,0 %/an entre 2020 et 2023 pour Teréga.

La CRE considère à ce stade que ces trajectoires de hausse sont trop élevées, alors que la consommation de gaz est orientée à la baisse et que le réseau est suffisamment dimensionné.

En plus de ses analyses propres, la CRE s'est appuyée sur des études de consultants externes, dont les conclusions, qui n'engagent pas la CRE, sont publiées en même temps que la présente consultation publique. Ces études portent sur les sujets suivants :

- un audit de la demande en termes de charges d'exploitation de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ;
- un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga. GRTgaz et Teréga demandent respectivement un coût moyen pondéré du capital de 5,25 % et 5,5 % (réel avant impôts), contre 5,25 % dans le tarif ATRT6.

A ce stade, la CRE envisage une hausse des tarifs moins importante que celle demandée par les GRT. Elle prévoit de :

- limiter la hausse des charges nettes d'exploitation des GRT, l'audit du consultant externe représentant une borne basse et la demande des GRT une borne haute;

- retenir un coût moyen pondéré du capital (CMPC) dans une fourchette de 3,6 % à 4,4 % (réel, avant impôts). La méthode retenue pour établir cette fourchette est inchangée par rapport à celle retenue pour le tarif ATRT6. Elle est fondée sur un CMPC à structure normative et assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France, tout en prenant en compte l'évolution des paramètres financiers, dans un contexte marqué par la baisse significative et durable des taux d'intérêt sur les marchés. Cette fourchette prend également en compte la baisse programmée de l'impôt sur les sociétés (IS) qui passe de 34,43 % à 26,99 % en moyenne sur la période tarifaire. À titre indicatif, la fourchette de CMPC (réel avant impôts) envisagée aurait été de 3,9% à 4,7% à taux d'imposition inchangé par rapport à la précédente période tarifaire.

A titre purement illustratif, en retenant le milieu des fourchettes présentées par la CRE à ce stade, à la fois en termes de coût moyen pondéré du capital et de trajectoire des charges nettes d'exploitation, l'évolution du tarif unitaire ATRT7 pourrait alors s'établir autour de +0,5 % en moyenne par an pour GRTgaz et +0,4 % en moyenne par an pour Teréga. L'essentiel de l'écart avec les évolutions tarifaires associées à la demande des GRT est dû au niveau de CMCP envisagé, inférieur à celui demandé par les GRT.

Cadre de régulation tarifaire

La CRE envisage de reconduire pour le tarif ATRT7 les principaux mécanismes de régulation incitative en vigueur : régulation incitative à la maîtrise des charges d'exploitation et des dépenses d'investissements, régulation incitative de la qualité de service, couverture *a posteriori* de certains écarts *via* le compte de régularisation des produits et des charges. Les acteurs de marché s'y sont montrés favorables dans leurs réponses à la consultation publique du 14 février 2019.

Le cadre de régulation actuel présente le risque d'inciter trop fortement les GRT à investir et c'est là un vrai changement à opérer. Dans l'objectif d'envoyer un signal plus pertinent à l'investissement, la CRE s'est interrogée sur la possibilité d'introduire une distinction entre, d'une part, le taux de rémunération des actifs historiques, dont les modalités de détermination resteraient inchangées (c'est-à-dire un taux calculé sur des données de long terme) et, d'autre part, le taux de rémunération des nouveaux actifs qui serait basé sur des données de court/moyen terme qui s'appliqueraient pour une durée de 4 ans à chaque nouvel investissement. Une réponse doit être apportée à cette question à l'issue de la consultation. La CRE envisage par ailleurs de maintenir l'incitation à la maîtrise des coûts des grands projets d'investissements (bonus/malus en fonction du respect du budget-cible), mais de supprimer l'incitation au développement des interconnexions.

Structure tarifaire

La structure du tarif ATRT7 doit être fixée de manière transparente et non discriminatoire. Elle doit refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs.

Le tarif ATRT6 satisfait déjà à la plupart des exigences du code de réseau Tarif, même si ce dernier n'était pas encore en vigueur au moment de son élaboration. Ce tarif a été élaboré de manière à couvrir le revenu autorisé des GRT tout en s'assurant que le niveau relatif des termes tarifaires était cohérent et n'induisait pas de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport. Le Conseil d'Etat a confirmé la méthodologie retenue par la CRE sur le tarif ATRT6 à la suite du recours de ENI S.p.A, considérant notamment que la délibération de la CRE² ne crée pas de subvention croisée entre les expéditeurs alimentant les consommateurs nationaux et les expéditeurs utilisant le réseau à des fins de transit vers d'autres pays.

Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage d'élaborer la grille tarifaire globalement dans la continuité du tarif ATRT6, de telle sorte que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux soient alignés, conformément au code de réseau Tarif.

Terme tarifaire stockage

Depuis la réforme du régime d'accès des tiers aux infrastructures de stockages souterrains de gaz naturel, entrée en vigueur au 1^{er} janvier 2018, la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes qu'ils perçoivent directement, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensé *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé terme tarifaire stockage. Ce terme tarifaire stockage s'applique aujourd'hui aux clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz, en fonction de leur modulation hivernale.

La CRE envisage de modifier la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients dits « à souscription ». En effet, bien que consommant en moyenne davantage l'hiver que l'été, ces clients présentent une contribution à la pointe différente de celle des clients profilés : leur pointe de consommation est surtout liée à des processus métier et n'intervient pas nécessairement en même temps que la pointe hivernale, davantage liée à la thermosensibilité de certains usages gaz. La CRE envisage en conséquence d'appliquer à partir du 1^{er} avril 2020 aux clients

² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF

23 juillet 2019

« à souscription » une formule fondée sur la différence entre la consommation moyenne hivernale et la consommation moyenne annuelle.

Comme indiqué dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE considère qu'une extension du périmètre de collecte de la compensation stockage aux clients raccordés au réseau de transport est souhaitable sous condition de la mise en œuvre des dispositifs d'interruptibilité prévus par les articles L. 431-6-2 et L. 431-6-3 du code de l'énergie. La CRE souligne qu'une fois les textes liés à l'interruptibilité publiés, les GRT considèrent qu'un délai minimal de 12 mois sera nécessaire afin d'assurer la contractualisation des capacités interruptibles avec les utilisateurs des réseaux. La CRE envisage d'étendre le périmètre de l'assiette de la compensation stockage une fois que cette contractualisation sera effectuée de manière opérationnelle.

Paris, le 23 juillet 2019.

Pour la Commission de régulation de l'énergie,

Le président,

Jean-François CARENCO

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le **4 octobre 2019** :

- de préférence en saisissant leur contribution sur la nouvelle plate-forme mise en place par la CRE : <https://consultations.cre.fr> ;
- ou par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp2@cre.fr ;

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

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

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

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

SOMMAIRE

1.	CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE	10
1.1	COMPÉTENCES DE LA CRE	10
1.2	OBJET DE LA CONSULTATION	10
1.3	ORIENTATIONS DE POLITIQUE ÉNERGÉTIQUE	10
2.	CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE	10
2.1	GRANDS PRINCIPES TARIFAIRES	11
2.1.1	Détermination du revenu autorisé.....	11
2.1.1.1	Charges nettes d'exploitation	11
2.1.1.2	Charges de capital normatives	11
2.1.2	Rémunération des actifs et couverture des investissements.....	11
2.1.2.1	Introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs	11
2.1.2.2	Evolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours (IEC)	12
2.1.2.3	Traitement des actifs sortis de l'inventaire.....	13
2.1.2.3.1	Traitement des coûts échoués.....	13
2.1.2.3.2	Traitement des actifs cédés	13
2.1.3	Principe du CRCP	13
2.2	CALENDRIER TARIFAIRE.....	14
2.2.1	Une période tarifaire d'environ 4 ans.....	14
2.2.2	Principes de l'évolution annuelle du tarif	14
2.2.2.1	Calendrier d'évolution des termes tarifaires	14
2.2.2.2	Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires.....	15
2.3	RÉGULATION INCITATIVE À LA MAÎTRISE DES COÛTS	16
2.3.1	Régulation incitative des charges d'exploitation	16
2.3.1.1	Absence de couverture au CRCP pour la majorité des charges d'exploitation.....	16
2.3.1.2	Couverture au CRCP de certains postes	16
2.3.2	Régulation incitative des investissements	19
2.3.2.1	Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€ 19	
2.3.2.2	Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets.....	20
2.3.2.3	Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions.....	20
2.3.2.4	Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux ».....	20
2.4	RÉGULATION INCITATIVE DE LA QUALITÉ DE SERVICE.....	20
2.4.1	Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur.....	21
2.4.2	Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRT6.....	21
2.4.2.1	Simplification et adaptation du dispositif actuel de suivi de la qualité de service.....	22
o	Simplification du dispositif actuel	22
o	Renforcement du dispositif actuel	22
o	Evolution des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance.....	23
o	Introduction de nouveaux indicateurs	24
o	Indicateurs relatifs à l'environnement.....	24

2.5	RÉGULATION INCITATIVE DE LA R&D ET DE L'INNOVATION.....	25
3.	NIVEAU TARIFAIRE.....	27
3.1	BILAN DE LA PÉRIODE ATRT6 : CHARGES D'EXPLOITATIONS.....	27
3.1.1	GRTgaz.....	27
3.1.2	Teréga.....	27
3.2	DEMANDE TARIFAIRE DES OPÉRATEURS ET PRINCIPAUX ENJEUX QU'ILS Y ASSOCIENT.....	28
3.2.1	GRTgaz.....	28
3.2.2	Teréga.....	28
3.3	CHARGES D'EXPLOITATION.....	28
3.3.1	Demande des opérateurs.....	28
3.3.1.1	GRTgaz.....	28
3.3.1.2	Teréga.....	29
3.3.2	Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue.....	29
	o Ralentissement des charges liées au développement des grands projets.....	29
	o La transition énergétique affecte la gestion des infrastructures et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs.....	30
	o L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée.....	30
	o Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation.....	30
3.3.3	Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes	31
3.3.3.1	GRTgaz.....	31
	o Synthèse de l'analyse préliminaire.....	35
3.3.3.2	Teréga.....	36
	o Synthèse de l'analyse préliminaire.....	40
3.4	COÛT MOYEN PONDÉRÉ DU CAPITAL.....	41
3.4.1	Demande des opérateurs.....	41
3.4.1.1	GRTgaz.....	41
3.4.1.2	Teréga.....	41
3.4.2	Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE.....	41
3.4.3	Taux de rémunération envisagé à ce stade.....	41
3.5	INVESTISSEMENTS ET CHARGES DE CAPITAL NORMATIVES.....	42
3.5.1	GRTgaz.....	42
3.5.1.1	Trajectoire des dépenses d'investissements.....	42
3.5.1.2	Trajectoire des charges de capital.....	43
3.5.1.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	44
3.5.2	Teréga.....	44
3.5.2.1	Trajectoire des dépenses d'investissements.....	44
3.5.2.2	Trajectoire des charges de capital.....	45
3.5.2.3	Analyse préliminaire de la CRE.....	46
3.6	CRCP AU 31 DÉCEMBRE 2019.....	46
3.6.1	GRTgaz.....	46
3.6.2	Teréga.....	47
3.7	REVENU AUTORISÉ.....	47
3.7.1	Demande des opérateurs.....	47

3.7.1.1	GRTgaz	47
3.7.1.2	Teréga	47
3.7.2	Analyse de la CRE : revenu autorisé préliminaire	48
3.7.2.1	GRTgaz	48
3.7.2.2	Teréga	49
3.8	SOUSCRIPTIONS PRÉVISIONNELLES DE CAPACITÉS	49
3.8.1	Demande des opérateurs.....	49
3.8.1.1	GRTgaz	49
•	réduction des entrées depuis le terminal de Fos Tonkin ;.....	49
•	baisse des souscriptions en entrée et sortie PIR/PITTM liée principalement à l'échéance de certains contrats long terme ;.....	49
•	baisse des souscriptions sur le réseau régional basée sur une baisse de la pointe hivernale prévisionnelle.	49
3.8.1.2	Teréga	50
3.8.2	Analyse de la CRE	50
3.9	EVOLUTION TARIFAIRE	51
3.9.1	Demande des opérateurs.....	51
3.9.1.1	GRTgaz	51
3.9.1.2	Teréga	51
3.9.2	Analyse de la CRE	51
o	GRTgaz.....	52
o	Teréga	52
4.	STRUCTURE TARIFAIRE	53
4.1	STRUCTURE TARIFAIRE DU RÉSEAU PRINCIPAL.....	53
4.1.1	Répartition des coûts supportés par les GRT par usage de réseau	53
4.1.1.1	Classification des services rendus par les GRT	53
4.1.1.2	Equilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional ...	54
4.1.2	Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport.....	54
4.1.2.1	Grands principes de tarification du réseau principal	54
•	Principe de la tarification à la capacité.....	54
•	Système entrée-sortie sur le réseau principal.....	54
•	Harmonisation des tarifs de GRTgaz et Teréga.....	55
•	Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau principal 55	
4.1.2.2	Description de la méthode de calcul des termes tarifaires envisagée par la CRE.....	56
4.1.2.3	Cas particulier de la sortie au PIV Virtualys	58
4.1.2.4	Niveau des multiplicateurs	59
4.1.2.5	Grille tarifaire illustrative pour 2020.....	59
4.1.3	Tarification des capacités interruptibles	60
4.1.4	Comparaison avec la méthode de référence (CWD) prévue par le Code de réseau Tarif	61
4.1.5	Modalités de souscription	62
4.1.5.1	Offre de transfert de capacités aux PIR	62
4.1.5.2	Souscriptions aux PITTM	63
4.1.5.2.1	Souscription en J-1.....	63

4.1.5.2.2	Offre de pooling au PITTM	63
4.2	STRUCTURE TARIFAIRE DU RÉSEAU RÉGIONAL	64
4.2.1	Modalités de souscriptions de capacités	64
4.2.1.1	Tarifification des capacités infra-annuelles	64
4.2.1.2	Adaptation des pénalités de dépassement	65
4.2.1.3	Redistribution des pénalités de dépassement de capacité.....	66
4.2.2	Tarifification des sites fortement modulés et offre IAPC	66
4.2.3	Terme de proximité	67
4.2.4	Prise en compte du développement de la filière biométhane	68
5.	MODALITÉS DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE	68
5.1	RAPPEL DU PRINCIPE DE COUVERTURE DES COÛTS DU STOCKAGE	68
5.2	CALCUL DE LA MODULATION HIVERNALE.....	69
5.2.1	Formule de calcul en vigueur	69
5.2.2	Analyse de la CRE	70
5.3	PÉRIMÈTRE DE LA COMPENSATION STOCKAGE	71
6.	SYNTHÈSE DES QUESTIONS	73

1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Compétences de la CRE

L'article L. 134-2, 4° du code de l'énergie donne compétence à la CRE pour fixer les règles concernant les « conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel [...], y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux [...] et les évolutions tarifaires [...] ».

Les articles L. 452-1, L. 452-1-1, L. 452-2 et L. 452-3 du code de l'énergie encadrent les compétences tarifaires de la CRE. En particulier, l'article L. 452-2 prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. En complément, l'article L. 452-3 dispose que « *La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires [...] avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. [...]* ».

1.2 Objet de la consultation

La CRE souhaite recueillir l'avis des acteurs de marché sur les orientations qu'elle envisage pour le tarif ATRT7, en ce qui concerne le cadre de régulation, le niveau des charges à couvrir et la structure du tarif.

Si la CRE envisage de reconduire dans le tarif ATRT7 la plupart des principes en vigueur dans le tarif ATRT6, les évolutions envisagées pour le prochain tarif ATRT7 ont pour objectifs de :

- assurer la conformité du tarif ATRT7 avec les exigences des codes de réseaux européens, en particulier le code de réseau Tarif ;
- fixer le cadre de régulation permettant d'inciter les opérateurs à la maîtrise de leurs charges et à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs ;
- faire évoluer l'offre des gestionnaires de réseaux de transport ;
- étudier l'opportunité d'une évolution du terme tarifaire stockage

1.3 Orientations de politique énergétique

Dans la présente consultation publique, la CRE prend en compte les orientations de politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire par courrier du 15 juillet 2019. Ces orientations portent notamment sur :

- la nécessaire maîtrise des coûts dans un contexte de baisse de la consommation de gaz en renforçant la sélectivité des investissements futurs qui devront porter principalement sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables, tout particulièrement du biométhane ;
- les hypothèses à prendre en compte en terme de développement du biométhane qui sont celles fixées par le projet de programmation pluriannuelle en cours de concertation, soit un volume de biométhane injecté de 6 TWh à horizon 2023 ;
- la prise en compte des coûts des études liées aux conditions d'injection de l'hydrogène dans les réseaux ;
- la continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de transport et un site similaire raccordé à un réseau de distribution ;
- la prise en compte des coûts liés à la conversion du réseau de gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B) ;
- les nouvelles obligations des GRT en matière d'analyse et de prévision.

2. CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté le bilan du cadre de régulation des 10 dernières années, et a consulté les acteurs de marché sur les principes de régulation applicables aux infrastructures régulées pour la prochaine génération des tarifs régulés.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché ont partagé le bilan positif des mécanismes de régulation mis en œuvre par la CRE dans les différents tarifs, qui concourent à leur sens d'une part à la maîtrise des dépenses des opérateurs et d'autre part à la qualité du service rendu à leurs utilisateurs. A ce titre, ils sont favorables à la proposition de la CRE de reconduire la majorité de ces dispositifs pour les prochains tarifs d'infrastructures.

Les acteurs se sont également prononcés sur les différentes mesures envisagées par la CRE pour compléter le cadre de régulation des prochaines périodes tarifaires. Les paragraphes suivants présentent les principales réactions aux mécanismes envisagés, ainsi que les orientations retenues par la CRE pour le tarif ATRT7.

2.1 Grands principes tarifaires

2.1.1 Détermination du revenu autorisé

Dans sa délibération portant décision sur le tarif ATRT7, prévue avant fin 2019, la CRE fixera le revenu autorisé prévisionnel de chaque GRT sur la période 2020-2023, sur la base du dossier tarifaire transmis par les opérateurs et de ses propres analyses. Le revenu autorisé a vocation à couvrir les coûts des opérateurs dans la mesure où ceux-ci correspondent à ceux d'un opérateur efficace.

Ce revenu autorisé prévisionnel se compose des charges nettes d'exploitation (CNE), des charges de capital normatives (CCN), de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) et du reversement inter-opérateurs entre GRTgaz et Teréga :

$$RA = CNE + CCN + CRCP + INT$$

Avec :

- RA : revenu autorisé prévisionnel sur la période ;
- CNE : charges nettes d'exploitation prévisionnelles sur la période ;
- CCN : charges de capital normatives prévisionnelles sur la période ;
- CRCP : apurement du solde du CRCP ;
- INT : flux financier de reversement inter-opérateurs.

2.1.1.1 Charges nettes d'exploitation

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

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

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

2.1.1.2 Charges de capital normatives

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

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

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

La méthode retenue pour fixer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le CMPC à structure financière normative. En effet, le niveau de rémunération du GRT doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, apporter à ses actionnaires une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'ils pourraient obtenir pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

La CRE n'envisage pas de modifier les principes de calcul de la BAR et envisage de reconduire les modalités en vigueur actuellement, décrits dans la délibération ATRT6 du 15 décembre 2016.

2.1.2 Rémunération des actifs et couverture des investissements

2.1.2.1 Introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs

Dans les précédentes délibérations tarifaires ATRT, la CRE a fixé un taux de rémunération unique qui s'applique pendant toute la durée de la période tarifaire à l'ensemble des actifs constitutifs de la BAR de chaque opérateur,

quelle que soit leur date de mise en service. Ce taux unique est calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport à l'évolution des taux constatés sur le marché. Les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent avec une inertie comparable, leur capacité de refinancement de leurs lignes de crédit restant limitée.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, et dans le contexte actuel de baisse continue des taux d'intérêts, la CRE s'interrogeait sur les signaux à l'investissement que cette approche envoie aux opérateurs.

Afin que le cadre de rémunération envoie un signal plus juste à l'investissement, la CRE a proposé, pour la période ATRT7, d'introduire une distinction entre, d'une part, le taux de rémunération des actifs historiques, dont les modalités de détermination resteraient inchangées par rapport aux modalités de détermination actuelles du taux de rémunération (c'est-à-dire un taux calculé sur des données de long-terme) et, d'autre part, le taux de rémunération des nouveaux actifs qui serait basé sur des données de plus court terme.

Une partie des participants à la consultation publique du 14 février 2019 s'interrogent sur la complexité d'un tel mécanisme. En particulier, les opérateurs d'infrastructures et leurs actionnaires se sont exprimés en défaveur de ce mécanisme, qu'ils jugent trop complexe et peu lisible.

Certains expéditeurs et associations de consommateurs se sont cependant exprimés favorablement pour le mécanisme envisagé par la CRE dans la mesure où il permettrait d'envoyer un signal plus juste aux investissements.

Si ce dispositif était introduit :

- le taux de rémunération appliqué aux nouveaux actifs s'appliquerait pendant une période glissante (par exemple 4 ans) de façon à ce que l'effet de la juste incitation à l'investissement soit constant pendant toute la période tarifaire, et pas décroissant à mesure qu'approche la fin de la période tarifaire ;
- pour la période du tarif ATRT7, et afin de refléter au mieux les conditions de financement, ce taux pourrait être inférieur de 100 pdb à 150 pdb au taux de rémunération calculé sur la base de valeurs de paramètres issues de données de long terme et présenté en 3.4.3.
- certains paramètres de ce taux pourraient également être indexés annuellement (taux sans risque par exemple) sur la prochaine période tarifaire ;
- enfin, à la suite de cette période de 4 ans, les actifs seraient rémunérés au taux de long-terme.

La CRE continue de s'interroger sur l'introduction de ce mécanisme.

Question 1 Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATRT7 ?

2.1.2.2 Evolution des modalités de rémunération des immobilisations en cours (IEC)

Dans le cadre de rémunération actuellement appliqué aux GRT de gaz, l'ensemble des immobilisations en cours (c'est-à-dire les dépenses d'investissement immobilisées mais n'ayant pas encore donné lieu à mise en service d'actifs) sont rémunérées au coût de la dette (nominal, avant impôts) applicable pendant la période.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a indiqué envisager de maintenir une rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette pour les investissements à cycle long (supérieur à un an),

Les expéditeurs et industriels sont majoritairement favorables à cette proposition, qui incite à la mise en œuvre dans les délais des investissements. Les gestionnaires d'infrastructures sont pour leur part majoritairement opposés à une rémunération au coût de la dette, et demandent une rémunération au même taux que pour les actifs entrés en service.

Pour la période tarifaire ATRT7, la CRE envisage à ce stade de maintenir la rémunération des IEC au coût de la dette, qui constitue une incitation efficace à la mise en service rapide des projets d'investissements des différents opérateurs. Elle envisage néanmoins de restreindre l'assiette d'IEC à rémunérer au seul stock d'actifs correspondants aux investissements de maturité supérieure à un an.

2.1.2.3 Traitement des actifs sortis de l'inventaire

2.1.2.3.1 Traitement des coûts échoués

La CRE a proposé, dans sa consultation publique du 14 février 2019, l'extension des principes de couverture des coûts échoués en vigueur dans le tarif ATRT6 à l'ensemble des tarifs et la couverture des frais d'études sans suite ayant fait l'objet d'une approbation de la CRE.

La majorité des expéditeurs et industriels se sont prononcés en faveur des principes de couvertures des coûts échoués envisagés. Plusieurs gestionnaires d'infrastructures et expéditeurs se sont toutefois opposés à la mise en place d'une trajectoire incitée pour les sorties d'actifs avant la fin de leur durée de vie comptable. Ils demandent une couverture via le CRCP, en raison du caractère non maîtrisable de certains de ces coûts.

Les acteurs sont majoritairement favorables à la couverture des frais d'études sans suite ayant fait l'objet d'une approbation de la CRE.

En conséquence, la CRE envisage, pour la période ATRT7, de traiter les coûts échoués de la manière suivante :

- les coûts échoués récurrents et prévisibles, liés à des petits actifs qui seraient retirés de l'inventaire des actifs avant la fin de leur durée de vie comptable, feront l'objet d'une trajectoire tarifaire avec fixation d'une enveloppe annuelle ;
- les frais d'études sans suite pour des grands projets ayant fait l'objet d'une approbation préalable de la CRE seront couverts par le tarif via le CRCP ;
- la couverture des autres coûts échoués sera examinée par la CRE au cas par cas, sur la base de dossiers argumentés présentés par les GRT.

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

2.1.2.3.2 Traitement des actifs cédés

Lorsqu'un actif est cédé par un opérateur, il quitte son patrimoine, sort de la BAR et cesse, de fait, de générer des charges de capital (amortissement et rémunération). Cette cession peut également générer une plus-value pour l'opérateur (différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable).

A titre illustratif, les actifs immobiliers, qui sont intégrés à la BAR, amortis et rémunérés pendant toute la durée de leur présence dans le patrimoine des opérateurs, sont susceptibles, le jour de leur revente, de générer une plus-value, parfois importante.

La CRE envisage de prendre en compte les produits de cession des actifs via le CRCP de façon à faire bénéficier les consommateurs, au moins en partie, des gains tirés de la revente de ces actifs, dans la mesure où ils en ont supporté les coûts (le revenu autorisé des opérateurs couvrant l'amortissement annuel des actifs de la BAR).

S'agissant des montants des produits de cessions d'actifs immobiliers qui pourraient être recouverts par le tarif, ils pourraient correspondre soit :

- au montant des amortissements couverts et financés par le tarif d'utilisation sur la durée d'utilisation de l'actif ;
- au pourcentage du financement de l'actif par le tarif sur la durée de vie d'utilisation, appliqué au produit net de la cession.

Question 2 Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

2.1.3 Principe du CRCP

Le niveau du tarif ATRT est fixé par la CRE à partir d'hypothèses sur le niveau prévisionnel des charges et les recettes de souscriptions. Un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), a été introduit afin de prendre en compte tout ou partie des écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes prédéfinis (cf. partie 2.3.2). Le CRCP est également utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Le solde du CRCP est calculé au 31 décembre de chaque année. Actuellement, l'apurement du solde de ce compte est réalisé sur quatre ans, en annuités constantes, par une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer

par le tarif. Afin d'assurer la neutralité financière du mécanisme, un taux d'intérêt égal au taux sans risque s'applique au solde du CRCP.

Les autres tarifs de réseaux (TURPE en électricité et ATRD en distribution de gaz), comportent également un CRCP, dont le mode d'apurement est différent : il est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire annuelle, de +/- 2 % hors inflation. En cas d'atteinte de ce plafond, le solde du CRCP non apuré au cours de l'année considérée est reporté à l'année suivante. Afin d'assurer la neutralité financière de ce dispositif, un taux d'intérêt égal au taux sans risque s'applique au solde du CRCP. En outre, le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante. Le solde du CRCP est ainsi remis à zéro en début de chaque période tarifaire.

Dans la consultation publique du 14 février 2019³, la CRE a proposé d'harmoniser le mode d'apurement du CRCP des GRT de gaz avec celui applicable aux autres gestionnaires de réseaux. Par ailleurs, la CRE a estimé que le plafond d'apurement de 2 % devait être conservé à ce niveau. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition. GRTgaz et Teréga ont indiqué ne pas être opposés à cette harmonisation.

La CRE maintient donc son orientation pour la période tarifaire ATRT7 d'un CRCP apuré sur une durée de 1 an, dans la limite d'une évolution tarifaire, hors inflation, de +/- 2 %, avec la prise en compte de la totalité du solde du CRCP en fin de période tarifaire pour l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Question 3 Etes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRT7 ?

2.2 Calendrier tarifaire

2.2.1 Une période tarifaire d'environ 4 ans

La durée des périodes tarifaires applicables aux infrastructures régulées est harmonisée à quatre ans environ. La seule exception à ce principe est la durée du premier tarif de stockage ATS1, qui a été fixée à deux ans du fait de l'entrée dans la régulation de ces actifs dans le cadre de la réforme de l'accès des tiers aux stockages, qui a conduit la CRE à définir un cadre simplifié.

Dans sa consultation du 14 février 2019 relative au cadre de régulation tarifaire, la CRE envisageait de maintenir la durée de la période tarifaire à 4 ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées, y compris pour les stockages de gaz naturel. La CRE considère notamment que cette durée offre au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donne aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

Une large majorité des contributeurs à la consultation publique se sont prononcés en faveur de cette proposition, partageant les arguments mis en avant par la CRE.

La CRE envisage donc de maintenir son orientation concernant la durée de la période tarifaire pour le tarif ATRT7.

Plusieurs acteurs ont par ailleurs souligné la nécessité de mécanismes dans le cadre de régulation permettant de prendre en compte les conséquences de changements significatifs intervenant en cours de période tarifaire.

La CRE envisage de reconduire la clause de rendez-vous en vigueur dans le tarif ATRT7 : ainsi, les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourraient donner lieu à un réexamen de la trajectoire tarifaire pour les deux dernières années de la période tarifaire si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif ATRT7 se trouvait modifié d'au moins 1 %.

2.2.2 Principes de l'évolution annuelle du tarif

2.2.2.1 Calendrier d'évolution des termes tarifaires

Depuis le tarif ATRT4, entré en vigueur en 2009, les tarifs de transport de gaz évoluent au 1^{er} avril de chaque année. Ce calendrier, qui avait été fixé par la CRE après consultation, permet d'être cohérent avec l'année gazière de stockage, qui s'étend du 1^{er} avril de l'année N au 31 mars de l'année N+1.

³ Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

Le code de réseau CAM⁴, entré en vigueur en 2013, prévoit quant à lui que les capacités annuelles de transport aux interconnexions sont allouées pour une période s'étendant du 1^{er} octobre de l'année N au 30 septembre de l'année N+1. Les enchères de commercialisation des capacités annuelles débutent le premier lundi du mois de juillet de l'année N.

Dans la continuité des tarifs précédents, la CRE a proposé, dans sa consultation publique du 27 mars 2019 de maintenir le calendrier tarifaire actuel, allant d'avril à avril, de manière à conserver la cohérence entre les calendriers transport, terminaux méthaniers et stockage, tout en faisant évoluer les tarifs des PIR d'octobre à octobre, pour répondre à la contrainte imposée par le code de réseau Tarif de disposer, en amont des enchères annuelles de capacités aux interconnexions, du niveau des termes tarifaires qui s'appliquera d'octobre N à octobre N+1.

Ainsi, pour l'année d'octobre 2019 à octobre 2020, la CRE a indiqué dans sa délibération du 9 mai 2019⁵ maintenir, pour la période allant du 1^{er} avril 2020 au 30 septembre 2020, les termes tarifaires aux points d'interconnexion (PIR) au niveau actuellement en vigueur, tels que précisés dans la délibération du 13 décembre 2018⁶.

La majorité des acteurs est favorable à ce traitement, considérant qu'il donne de la visibilité au marché et qu'il garantit le bon fonctionnement des enchères.

La CRE envisage en conséquence de faire évoluer les termes tarifaires selon le calendrier suivant :

- évolution des termes tarifaires aux PIR qu'au 1^{er} octobre de chaque année, avec un premier mouvement de ces termes au 1^{er} octobre 2020 ;
- évolution des autres termes tarifaires de la grille au 1^{er} avril de chaque année.

2.2.2.2 Evolution annuelle du niveau des termes tarifaires

La CRE envisage de faire évoluer le tarif ATRT7 annuellement, le 1^{er} avril de chaque année, selon les principes suivants :

- a) Les termes tarifaires de chaque GRT s'ajusteraient automatiquement 1^{er} avril de chaque année, à compter du 1^{er} avril 2021, par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur au 31 mars de l'année N du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC + X + k$$

Où :

- IPC est le taux d'inflation correspondant, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1^{er} avril de l'année N, à la variation annuelle moyenne sur l'année calendaire N-1 de l'indice des prix à la consommation hors tabac tel que calculé par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire fixée par la CRE dans sa délibération tarifaire, qui intègre l'objectif annuel d'efficacité qu'elle aura fixé à l'opérateur ;
- k est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CCN, recettes de souscription, charges d'énergie,...) ; k est compris entre +2% et -2%.

Par exception les termes tarifaires relatifs au PIR évoluent au 1^{er} octobre suivant le même principe d'évolution voir (2.2.2.1).

- b) La référence prévisionnelle utilisée pour le calcul du CRCP pour l'année suivante serait remise à jour pour les postes suivants :
- charges d'énergie et quotas de CO₂ ;
 - recettes de souscriptions de capacités de transport à 80% au CRCP ;
 - charges de R&D à mi-période tarifaire.

⁴ 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

⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mai 2019 portant communication sur le prix de réserve utilisé pour les enchères de capacités aux points d'interconnexion (PIR) de GRTgaz et Teréga entre le 1^{er} avril 2020 et le 30 septembre 2020

⁶ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2019

- c) En outre, la CRE pourra prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT7, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :
- à la mise en œuvre des codes de réseaux européens ;
 - au fonctionnement de la place de marché unique France ;
 - à des modifications de l'offre des GRT ;
 - aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

Question 4 Etes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

2.3 Régulation incitative à la maîtrise des coûts

2.3.1 Régulation incitative des charges d'exploitation

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

Le tarif ATRT6 prévoit que les charges nettes d'exploitation, à l'exception de certains postes prédéfinis difficiles à maîtriser pour les opérateurs, font l'objet d'une incitation à 100 % : la CRE fixe une trajectoire pour la période tarifaire, et tout écart par rapport à cette trajectoire reste à la charge ou au bénéfice de l'opérateur.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a proposé de reconduire les principes de régulation incitative des charges nettes d'exploitation actuellement en vigueur tout en considérant qu'il est indispensable de repartir, pour la prochaine période tarifaire, du niveau de productivité atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves à la proposition de la CRE. Ces acteurs considèrent que le mécanisme actuellement en vigueur permet de s'assurer que les charges d'exploitation couvertes par le tarif correspondent à celle d'un opérateur efficace.

Par ailleurs, ce mécanisme encourage les opérateurs à optimiser les gains de productivité et à promouvoir les meilleures solutions pour le système. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur l'effort de productivité qui devrait, selon eux, être raisonnable et calibré.

Seul un acteur est défavorable à la reconduction de la régulation incitative des charges nettes d'exploitation. Les incitations sont, selon lui, toujours faites sur des critères financiers au détriment du critère social et des effectifs.

La CRE envisage de reconduire le principe de régulation incitative des charges nettes d'exploitation au vu du bilan positif sur les dix dernières années et de l'appréciation favorable des acteurs. La CRE tiendra compte des gains de productivité réalisés par les opérateurs pour définir les trajectoires tarifaires pour le tarif ATRT7.

2.3.1.2 Couverture au CRCP de certains postes

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

Comme indiqué au 2.1.3 de la présente consultation, un mécanisme de régularisation a posteriori, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur certains postes préalablement identifiés, peu prévisibles et peu maîtrisables par les gestionnaires des réseaux de transport de gaz.

Dans la consultation publique du 14 février 2019, la CRE a souhaité préciser les principes qu'elle envisage de retenir pour les prochains tarifs d'infrastructures concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. Ainsi, la CRE considère que l'intégration d'un poste au CRCP doit être appréhendée à l'aune des deux axes suivants :

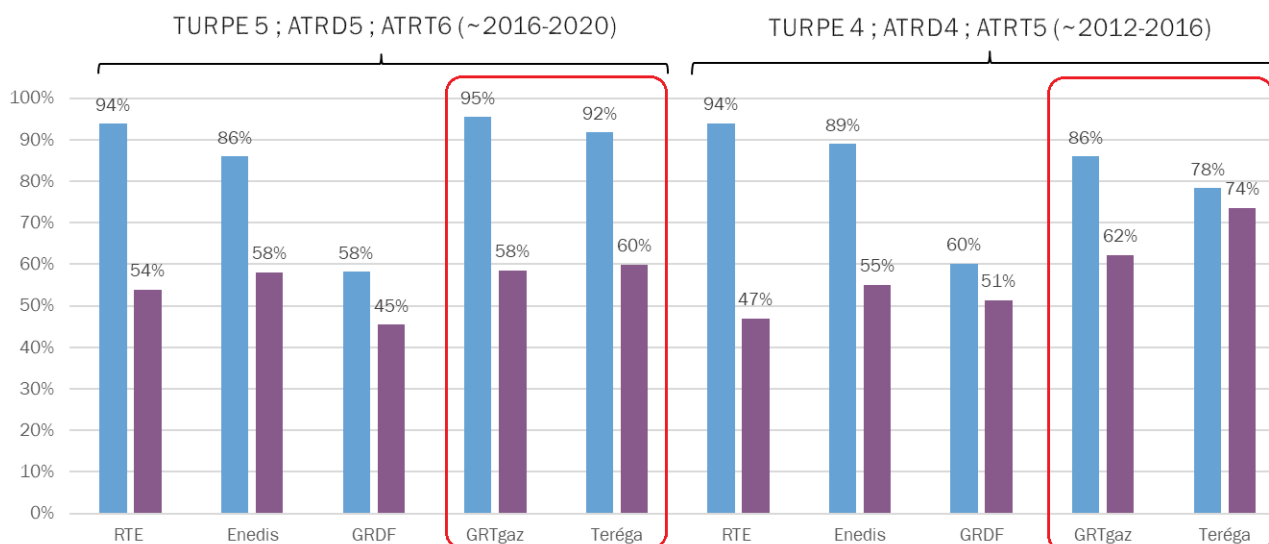
- la prévisibilité : un poste prévisible est un poste pour lequel il est possible, pour l'opérateur et pour la CRE, de prévoir, avec une confiance raisonnable, le niveau des coûts supportés et des recettes perçues par l'opérateur sur une période tarifaire ;
- la maîtrise : un poste maîtrisable est un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

Ces principes ont été largement partagés par les contributeurs à la consultation publique.

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

Dans le tarif ATRT6, la quasi-totalité des recettes (en bleu ci-dessous, environ 95 %) et plus de la moitié des charges (en violet, ci-dessous environ 60 %) sont couvertes au CRCP :

% des charges et des recettes couvertes au CRCP, c'est-à-dire non incitées ou partiellement incitées (auquel cas une pondération est appliquée) pour chaque opérateur.



En effet, les recettes évoluent en fonction des souscriptions de capacités qui dépendent essentiellement de facteurs non maîtrisables par les opérateurs (climat, activité industrielle...).

Les charges de capital, qui représentent plus de la moitié des charges des opérateurs de transport de gaz, sont couvertes à 100 % au niveau du réalisé, via le CRCP.

La CRE envisage pour la période ATRT7 de maintenir les modalités de couverture au CRCP des postes suivants :

- les charges de capital supportées par les GRT, prises en compte à 100 %, à l'exception de celles qui font l'objet du mécanisme de régulation incitative des charges de capital « hors réseaux » et pour lesquelles seul l'écart d'inflation est pris en compte (cf. paragraphe 2.3.1) ;
- les charges d'énergie motrice (gaz et électricité) et les achats et ventes de quotas de CO₂ par les GRT. Pour inciter les GRT à la maîtrise de ces charges, les écarts de ce poste sont couverts à 80 % par le CRCP ;
- l'écart entre l'inflation prévisionnelle prise en compte par la CRE pour la mise à jour annuelle des charges d'exploitation des GRT et l'inflation réellement constatée, couvert à 100 % par le CRCP ;
- les recettes tarifaires aval des PEG, sur lesquelles les GRT n'ont pas d'influence, couvertes à 100 % au CRCP :
 - les recettes issues de la commercialisation de capacités de sortie du réseau principal, d'acheminement sur le réseau régional et de livraison ;
 - les recettes issues de la commercialisation de capacité d'entrée et sortie des stockages ;
 - les recettes de conversion de pointe de gaz H en gaz B ;
- les recettes d'acheminement perçues sur le réseau principal amont (hors sorties du réseau principal, entrées et sorties des stockages) sont couvertes à 80 %, pour inciter les GRT à maximiser les souscriptions. Il en est de même pour les charges et produits annexes suivants :
 - recettes tirées de l'accès et des transactions au PEG (point d'échange de gaz) ;
 - recettes des services d'équilibrage Alizés pour GRTgaz et SET pour TERÉGA ;
 - recettes perçues en application des mécanismes UIOLI (*Use it or loose it*) et UBI (*Use it and buy it*) ;
 - recettes issues de la vente aux enchères de capacités quotidiennes ;
- les produits de raccordement des centrales à cycle combiné gaz (CCCG) et des turbines à combustion (TAC), sont couverts à 100 % par le CRCP, le planning de réalisation des projets étant incertain ;

- les recettes de prestations pour tiers liées aux grands travaux d'aménagement du territoire dont la réalisation est incertaine et sur lesquels les GRT n'ont aucune influence (par exemple des projets ferroviaires ou autoroutiers) sont couvertes à 100 % ;
- les charges pour GRTgaz et les recettes pour Teréga liées à l'accord entre GRTgaz et Teréga pour l'utilisation par GRTgaz du réseau de Teréga. Le montant de ces charges et recettes est couvert à 100 % par le CRCP. L'impact d'une variation du montant du contrat est nul pour le coût global du transport de gaz en France ;
- les coûts liés, le cas échéant, à la rémunération par les GRT des consommateurs raccordés aux réseaux de transport qui auraient signé un contrat d'interruptibilité sur le fondement de l'article L.431-6-2 du code de l'énergie sont couverts à 100% ;
- les charges d'exploitation de R&D, avec un traitement particulier (cf. 2.5) : en fin de période tarifaire, un bilan des montants effectivement dépensés par chaque GRT est effectué en prenant en compte l'inflation réelle. Si le GRT a dépensé moins que la trajectoire prévisionnelle, l'écart est restitué aux utilisateurs. Si le GRT a dépensé davantage que la trajectoire prévisionnelle, l'écart reste à la charge de l'opérateur ;
- les charges et les recettes induites par les mécanismes de résorption des congestions dans le cadre de la place de marché unique sont couvertes à 100 %.

Par ailleurs, la CRE envisage de faire évoluer deux autres postes actuellement au CRCP :

- en conséquence des nouvelles modalités d'accès à la zone desservie en gaz B définies par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2018⁷, la CRE envisage la couverture à 100% au CRCP de l'ensemble des charges de GRTgaz relatives à la prestation de conversion de gaz H en gaz B, et non plus seulement résultant de l'évolution des volumes convertis ;
- les écarts entre la prévision et le reversement réalisé entre Teréga et GRTgaz au titre d'une partie des recettes perçues au point d'interconnexion réseau (PIR) Pirineos, à la suite de la création de la place de marché unique au 1^{er} novembre 2018, seraient couverts à 100 % par le CRCP. La CRE envisage d'adapter la couverture des recettes de Teréga au PIR Pirineos, dont les écarts entre le prévisionnel et le réalisé sont couverts à 80%. Ainsi, l'incitation à hauteur de 20% de cet écart serait maintenue sur la part des recettes conservée par Teréga, alors que la part des recettes reversées à GRTgaz serait couverte à 100%, pour éviter un gain ou une perte induite pour Teréga.

Parmi les postes couverts au CRCP à 100% dans le tarif ATRT6, la CRE envisage de supprimer les deux postes suivants :

- les charges liées à la désimbrication des activités de R&D de GRTgaz et de la société Engie, dont le chiffrage était encore incertain lors de l'élaboration du tarif ATRT6, couvertes sous réserve de l'approbation par la CRE du ou des contrats conclus à ce titre entre Engie et GRTgaz. Les activités de R&D de GRTgaz et d'Engie sont désormais distinctes ;
- les coûts prévisionnels du projet pilote de conversion de la zone B au gaz H, sur la base des résultats de l'étude technico-économique, qui n'avait pas encore été menée par la CRE au moment de la fixation du tarif ATRT6. La fin du pilote étant prévue en 2020, le projet va entrer dans sa phase de déploiement industriel, et les charges sur la période ATRT7 seront couvertes comme le reste des charges du tarif (charges de capital « réseaux » couvertes à 100 % au CRCP, charges d'exploitation incitées) ;

La CRE envisage également d'ajouter au CRCP les postes suivants :

- les recettes de raccordement des unités de production de biométhane et des stations de GNV. En effet, ces recettes de cette filière en émergence sont difficilement prévisibles en raison de l'incertitude sur les trajectoires de raccordement ;
- les plus-values réalisées dans le cadre de la cession d'actifs.

Par ailleurs GRTgaz a demandé de réintégrer au CRCP les dépenses d'investissements de rénovation de son système d'information commercial et de son logiciel ERP. L'ensemble des charges de capital relatives aux SI, véhicules et l'immobilier, ont été incitées à compter du tarif ATRT6 (de même que les autres gestionnaires de réseaux). Définies comme « charges de capital hors réseau », elles sont traitées comme les charges d'exploitation. Cependant, GRTgaz indique que des adaptations significatives des SI vont nécessiter des investissements lors de la prochaine période tarifaire en raison des évolutions du réseau de transport de gaz : besoins de mise à disposition des données, émergence des productions décentralisées, évolution des outils et des modalités de gestion des

⁷ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2018-258 du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

réseaux. Ces besoins sont à ce stade peu définis et GRTgaz souhaite une régulation « agile » pour éviter d'être exposé à des ajustements de besoin en cours de période.

La CRE considère que les évolutions de l'activité du GRT doivent se faire à un coût maîtrisé, et qu'il doit donc être incité sur les charges lui permettant de conduire cette activité. Néanmoins, pour certains investissements SI relatifs au fonctionnement du réseau, des arbitrages peuvent exister avec des investissements dans le réseau dont les charges sont couvertes au CRCP. Le cas échéant, la CRE pourrait alors être favorable à une couverture au CRCP. Dans le cas présent, les investissements de rénovation du système d'information commercial et du logiciel ERP ne rentrent pas dans cette catégorie, la CRE est ainsi défavorable, à ce stade, à la couverture au CRCP des écarts de coûts de ces projets.

Enfin, la CRE propose de ne pas retenir la demande de Teréga d'intégrer au CRCP les charges relatives aux impôts et taxes. En effet, dans la consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre tarifaire, la CRE a indiqué considérer qu'il s'agit d'un poste de charges raisonnablement prévisible.

La CRE n'anticipe pas d'évolution significative législative ou réglementaire concernant l'imposition et la taxation des GRT au cours de la période ATRT7. Néanmoins, si une telle évolution avait lieu, avec un impact supérieur à 1% sur les charges nettes d'exploitation des GRT, elle serait de nature à justifier un examen du niveau de ces charges dans le cadre de la clause de rendez-vous (cf. 2.2.3/2.3.1.2). La trajectoire de charges nettes d'exploitation à couvrir les deux dernières années du tarif ATRT7 (2022, 2023) pourra être modifiée après cet examen.

Question 5 Etes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

2.3.2 Régulation incitative des investissements

Au cours des 15 dernières années, GRTgaz et Teréga ont significativement développé leurs réseaux, par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniens et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz.

La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et sa baisse prévisible à l'horizon 2030, conduisent la CRE à être particulièrement vigilante dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par les GRT. A cet égard, la CRE rappelle qu'ils devront faire l'objet d'analyses coûts-bénéfices robustes afin d'éviter de faire porter au consommateur final des coûts inutiles.

Cet objectif poursuivi par la CRE est en ligne avec les orientations de politique énergétique transmises par le Ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire qui incitent à « *un renforcement de la sélectivité des investissements futurs. Ceux-ci devront porter en priorité sur la sécurité et l'intégration des gaz renouvelables. Les extensions des réseaux doivent être maîtrisés afin d'éviter de créer des coûts échoués qui pèseraient inéluctablement sur les consommateurs de gaz puis sur l'ensemble de la collectivité nationale.* »

2.3.2.1 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements de réseaux d'un budget supérieur à 20 M€

Le tarif ATRT6 prévoit une incitation à la maîtrise des coûts pour les projets d'un budget supérieur à 20 M€ : ces derniers font l'objet d'un audit permettant de fixer un budget-cible, et un bonus ou malus est attribué à l'opérateur en fonction de l'écart entre le budget-cible et les dépenses réellement constatées, avec une bande de neutralité de +/- 10% autour du budget-cible.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019 relative au cadre de régulation, la CRE a indiqué souhaiter maintenir le mécanisme incitatif défini par la CRE pour la période ATRT6 tout en réduisant la bande de neutralité à hauteur de 5 % autour du budget cible. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

En conséquence, la CRE maintient son orientation pour le tarif ATRT7 en proposant une bande de neutralité limitée à +/-5%, à l'exception des projets d'interconnexion faisant l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts sur le fondement de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes : pour ces projets, la CRE considère que, tenant compte du délai entre la date d'adoption de la décision de répartition des coûts et la date prévue de réalisation de l'investissement, il est pertinent de retenir une bande de neutralité de 10%.

2.3.2.2 Incitation à la maîtrise des coûts des projets de réseaux en dehors des grands projets

Le dispositif incitatif de maîtrise des coûts des projets d'un montant supérieur ou égal à 20 M€ précédemment évoqué concerne un nombre limité de projets. Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE s'interrogeait sur la pertinence d'auditer de manière aléatoire des projets ou catégories de projets d'investissements dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de l'extension de la régulation incitative aux projets de taille plus réduite.

La CRE maintient par conséquent sa proposition d'introduire un mécanisme incitatif fondé sur la sélection aléatoire de quelques projets ou catégories de projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative comparable à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur à 20 M€.

2.3.2.3 Incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions

Le tarif ATRT6 prévoit un mécanisme d'incitation pour les projets de création de nouvelles capacités aux interconnexions. Ce mécanisme n'a pas été appliqué au cours de la période 2017-2019 du fait de l'absence de projet.

Compte tenu des considérations exposées au 3.3.2., la CRE considère que ce dispositif n'est plus adapté au contexte, et envisage de le supprimer dans le tarif ATRT7.

2.3.2.4 Incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux »

La délibération tarifaire ATRT6 a introduit un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI).

Ce mécanisme incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront alors exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations sera prise en compte dans la BAR ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs.

La CRE, dans sa consultation publique du 14 février 2019, a envisagé de reconduire les grands principes de ce mécanisme. La majorité des contributeurs s'est exprimée en faveur de cette proposition.

Au regard de sa récente introduction dans les tarifs d'infrastructures, le retour d'expérience sur l'efficacité de ce mécanisme est difficile à mener. La CRE propose de maintenir dans ses grandes lignes le mécanisme existant pour le tarif ATRT7.

Teréga a néanmoins proposé un mécanisme proche du TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX) pour encadrer ses charges relatives au Systèmes d'Information, dans lequel les actifs entreraient dans la BAR des opérateurs au montant fixé dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées. A ce stade, la CRE poursuit ses travaux pour analyser la faisabilité d'un mécanisme TOTEX expérimental pour le tarif ATRT7.

Question 6 Etes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

2.4 Régulation incitative de la qualité de service

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

Dans sa consultation publique du 14 février 2019, la CRE a présenté un bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service depuis 2009, date de son entrée en vigueur dans les tarifs de transport de gaz. La CRE y relevait que la qualité de service des opérateurs s'était améliorée dans les domaines jugés nécessaires aux utilisateurs des réseaux.

Dans leurs réponses, les acteurs de marché indiquent partager ce bilan positif et considèrent qu'il s'agit d'un pilier du cadre de régulation tarifaire, qui permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par les réseaux. Ils considèrent en outre, comme la CRE, qu'il s'agit d'un enjeu important pour

les prochains tarifs et approuvent la démarche de la CRE concernant la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service.

2.4.1 Rappel du dispositif de régulation incitative de la qualité de service en vigueur

Pour la période tarifaire en vigueur (ATRT6), la qualité de service des GRT est suivie au moyen de 14 indicateurs, dont 5 sont incités financièrement.

Ces indicateurs ont été fixés par la CRE après une large consultation des acteurs de marché, dans l'objectif d'améliorer la qualité de service et de favoriser le bon fonctionnement du marché au vu des enjeux de la période, notamment la mise à dispositions d'informations nécessaires aux utilisateurs pour équilibrer leurs portefeuilles.

Les 14 indicateurs existants portent sur les thèmes suivants :

- la qualité et la disponibilité des données mises à disposition des expéditeurs par les GRT (7 indicateurs dont 5 incités) ;
- le respect des prévisions fournies aux expéditeurs concernant les programmes de travaux des GRT (5 indicateurs) ;
- l'impact environnemental des GRT (2 indicateurs).

Les 5 indicateurs faisant l'objet d'une incitation financière portent sur la qualité des mesures des consommations mises à la disposition des expéditeurs, leur permettant de s'équilibrer au mieux :

- qualité des quantités mesurées aux points d'interface transport / distribution (PITD) et transmises aux GRD le lendemain pour le calcul des allocations provisoires ;
- qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs (PIC) raccordés au réseau de transport et transmises le lendemain
- qualité des quantités intra-journalières télé-relevées aux points de livraison des consommateurs (PIC) raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée ;
- qualité des prévisions globales de consommation de fin de journée gazière réalisées la veille et en cours de journée ;
- suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites publics des GRT.

Les résultats de ces indicateurs sont publiés sur les sites internet des GRT chaque mois. Depuis 2016, ces derniers élaborent et publient sur leur site internet un rapport d'analyse qualitative de leurs performances annuelles.

2.4.2 Bilan du dispositif de régulation incitative de la qualité de service sur la période ATRT6

Entre 2015 et 2018, les GRT ont réalisé des progrès notables sur les indicateurs incités financièrement, notamment dans le domaine de la qualité des données transmises aux acteurs de marché, et ont globalement maintenu un haut niveau de qualité de service. Les GRT se sont notamment améliorés dans le domaine des prévisions des données de consommation.

Depuis l'instauration du dispositif, les GRT ont dégagé des soldes financiers toujours positifs (en dehors de Teréga en 2009) mais variables au cours des années, selon les performances sur les indicateurs incités au regard des niveaux d'exigence demandés par la CRE :

en k€	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
GRTgaz	840	3 880	1 367	1 197	909	1 515	48	828	1 042	1 774
Teréga	-506	678	241	365	47	202	428	585	766	605

Globalement, sur les dernières périodes tarifaires, le suivi et l'incitation d'indicateurs de qualité de service a permis d'améliorer les performances des GRT dans les domaines ciblés. Pour rester efficaces, les indicateurs et les incitations associées doivent néanmoins évoluer.

2.4.2.1 Simplification et adaptation du dispositif actuel de suivi de la qualité de service

La régulation incitative de la qualité de service a évolué afin de prendre en compte les résultats obtenus et les retours d'expérience. Les incitations et les objectifs définis pour les opérateurs ont été renforcés progressivement afin d'améliorer leur performance.

GRTgaz et Teréga ont mené une concertation auprès des acteurs de marché et ont proposé des évolutions visant à répondre aux attentes formulées par les acteurs de marché dans le cadre de la préparation de l'ATRT7. Deux thématiques ressortaient particulièrement :

- qualité et accès aux données ;
- qualité du service client.
- o **Simplification du dispositif actuel**

Pour alléger le dispositif de suivi de la qualité de service, la CRE propose de supprimer les indicateurs qui ne font plus partie des besoins prioritaires des acteurs de marché :

- le suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage sur les sites des GRT. Cet indicateur, introduit au 1^{er} avril 2016 dans le cadre de la mise en œuvre du code de réseau équilibrage, est incité depuis le 1^{er} avril 2017. Lors de la Concertation, les acteurs de marché ont relevé que la qualité de ces informations était désormais satisfaisante et ont priorisé d'autres informations (cf. paragraphe 2.4.3.4) ;
- le taux de disponibilité des portails utilisateurs, calculé d'après le ratio du nombre d'heures de disponibilité des portails utilisateurs et des plateformes publiques des données des GRT sur le mois rapporté au nombre total d'heures d'ouverture prévues sur le mois pour les interfaces. Cet indicateur n'est plus incité depuis le 1^{er} avril 2018. Lors de la Concertation, les acteurs de marché ont relevé que la disponibilité était satisfaisante et ont priorisé d'autres indicateurs (cf. paragraphe 2.4.3.4).
- o **Renforcement du dispositif actuel**

Afin de maintenir un niveau élevé de qualité de service, la CRE propose de modifier les indicateurs suivants :

- la **qualité de la télé-relève des quantités intra-journalières aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises en cours de journée**. Pour la période ATRT6, l'indicateur repose sur la comparaison entre, d'une part, les données sur les 5 tranches horaires publiées le même jour et, d'autre part, ces mêmes données telles que publiées le mois suivant. A ce titre et sur proposition des GRT, la CRE est favorable à ce que soit affiné cet indicateur en le fondant sur une comparaison heure par heure, sans modification de l'incitation ;
- la **qualité des prévisions globales de consommation réalisées la veille et en cours de journée**. L'incitation financière porte sur la moyenne mensuelle des taux d'information de très bonne qualité, à laquelle on applique un bonus pour chaque point de pourcentage de très bonne qualité, et un malus pour chaque point de pourcentage de mauvaise qualité. Concernant la prévision réalisée la veille, la qualité de l'information dépend de l'écart, en valeur absolue, entre les valeurs de prévision de consommation du jour J publiée la veille et la mesure définitive de l'énergie consommée le jour J transmise le 20 de M+1 : si cet écart est strictement inférieur à 4%, alors l'information est de très bonne qualité ; si l'écart est compris entre 4% et 7%, l'information est de bonne qualité ; si l'écart est strictement supérieur à 7%, l'information est de mauvaise qualité. La CRE envisage de renforcer les exigences relatives au niveau de qualité de l'information : ainsi, une information serait de très bonne qualité si l'écart était strictement inférieur à 3%, de bonne qualité si l'écart était compris entre 3% et 6%, et de mauvaise qualité si l'écart était strictement supérieur à 6 % ;
- la **fiabilité de l'indicateur de stock en conduite projeté** publié par les GRT sur leur site internet. Cet indicateur est une estimation, faite par les GRT, du niveau de gaz dans chaque zone d'équilibrage à la fin de la journée gazière en cours (5h00) et renseigne sur la tension du réseau. Le stock en conduite projeté publié à l'heure H est dit conforme si l'écart avec la dernière valeur de stock en conduite projeté conforme est inférieur à 150 GWh sur le réseau de GRTgaz et 30 GWh sur le réseau de Teréga. A ce titre et sur proposition des GRT, la CRE propose de modifier la définition comme suit : le stock en conduite projeté publié à l'heure H serait considéré comme non conforme si au moins une des données qui ont été utilisées pour le calculer est non conforme ou si le résultat du calcul est non conforme. Une composante serait considérée non conforme si l'écart⁸ pour chaque composante est supérieur à 30 GWh et analysé comme étant anormal. Les composantes principales de calcul seraient :
 - o les prévisions de consommation ;

⁸ Les écarts sont calculés entre chaque heure.

- les quantités programmées ;
- le stock en conduite physique calculé à 6h du matin.

Par ailleurs les résultats sur l'indicateur de qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison consommateurs et transmises le lendemain sont supérieures à l'objectif fixé par le tarif ATRT6. La CRE considère que le niveau de performance atteint est satisfaisant et doit être maintenu. En conséquence, elle n'envisage pas de faire évoluer les modalités de calcul de l'indicateur de qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison consommateurs et transmises le lendemain, ni les niveaux de bonus et pénalités. En revanche, elle envisage de réviser les montants totaux annuels des plafonds, fixés aujourd'hui à 600 k€ par an pour GRTgaz et 300 k€ pour Teréga. La CRE envisage d'introduire une incitation asymétrique sur ces plafonds de la façon suivante :

- le montant maximal du bonus que peut percevoir GRTgaz est fixé à 300 k€ et celui du malus est maintenu à 600 k€ ;
- le montant maximal du bonus que peut percevoir Teréga est fixé à 150 k€ et celui du malus est maintenu à 300 k€.

○ **Evolution des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance**

Les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance visent, d'une part, à donner de la visibilité à l'ensemble des utilisateurs du réseau pour anticiper au mieux les indisponibilités du réseau et, d'autre part, à réduire globalement les indisponibilités au bénéfice des utilisateurs.

Les 5 indicateurs relatifs aux programmes de maintenance dans le tarif ATRT6 sont les suivants :

- la quantité de réduction des capacités disponibles ;
- la quantité de réduction des capacités souscrites ;
- le respect du programme de maintenance annuel publié au début de l'année par le GRT ;
- le respect du programme de maintenance engageant publié en M-2 par le GRT ;
- le respect de la meilleure prévision de maintenance, non engageante, publiée en M-2 par le GRT.

Ces indicateurs sont calculés mensuellement, avec une valeur pour chaque point du réseau pour chaque GRT. Les catégories de points retenues sont les PIR dans le sens dominant, l'entrée aux PITM, l'entrée et la sortie aux PITS et l'interface GRTgaz / Teréga dans les deux sens.

Afin de tenir compte du principe de commercialisation aux enchères des capacités de stockage depuis le 1^{er} janvier 2018, la CRE envisage de modifier le calendrier de publication du programme de maintenance et les indicateurs relatifs aux programmes de maintenance de la manière suivante :

- suppression de l'indicateur relatif à la quantité de réduction des capacités disponibles. Cet indicateur, calculé comme le ratio entre les capacités fermes mises à disposition lors des travaux et les capacités fermes techniques n'est pas jugé utile par les acteurs de marché présent en Concertation Gaz ;
- maintien de l'indicateur de quantité de réduction des capacités souscrites ;
- les 3 indicateurs relatifs au respect des programmes de maintenance sont remplacés par les indicateurs suivants :
 - respect du programme de maintenance annuel publié en octobre et février. Cet indicateur serait calculé selon deux valeurs globales (octobre et février) avec, pour chaque valeur, une distinction entre les écarts positifs et les écarts négatifs⁹ ;
 - respect des valeurs probables publiées en octobre et février. Cet indicateur serait calculé selon deux valeurs globales (octobre et février) avec, pour chaque valeur une distinction entre les écarts positifs et les écarts négatifs.

Afin de simplifier le suivi de ces indicateurs et de pouvoir effectuer des comparaisons annuelles, la CRE propose que ces indicateurs soient calculés annuellement et que le calcul soit agrégé pour chaque catégorie de points (PIR,

⁹ Un écart est dit positif, respectivement négatif, quand de la capacité a été rajoutée, respectivement retirée, par rapport au programme de maintenance publié.

PITTM, PITS) dans le sens dominant des flux, avec un niveau de détail permettant de préciser les maintenances dont l'origine se situe sur le réseau de GRTgaz ou sur celui de Teréga.

○ **Introduction de nouveaux indicateurs**

La mise en œuvre de la zone de marché unique depuis novembre 2018 conduit les expéditeurs à utiliser prioritairement un certain nombre d'informations qui ne font pas l'objet d'un suivi particulier dans le tarif ATRT6. Compte tenu des enjeux de bon fonctionnement de la zone de marché unique, la CRE propose l'introduction des deux indicateurs suivants :

- un indicateur de suivi de la mise à disposition des informations les plus utiles aux expéditeurs dont les composantes seraient :
 - prix de règlement des déséquilibres : cette composante existe actuellement dans l'indicateur de suivi de la mise à disposition des cinq informations les plus utiles à l'équilibrage. La valeur suivie est inchangée : c'est la moyenne des taux mensuels de disponibilité pour chaque prix (prix moyen pondéré, prix de vente marginal, prix d'achat marginal) ;
 - publication de données aux clients (avis, bordereaux, etc..) : la valeur suivie serait la moyenne des taux de disponibilité mensuels pour chaque avis (bordereaux de réalisation, avis de programmation, avis de réalisation intra-journalier) ;
 - substitution des mesures par des données de *back-up* pour les données des PITD : la valeur suivie serait la moyenne des taux de données de *back-up* bien comptabilisées en tant que telles ;
 - taux de disponibilité des ventes de capacités fermes court terme ;
 - transparence sur les appels aux *spreads* localisés ;
 - information vigilance sur l'état du réseau (vert/orange/rouge, etc.) pour le lendemain et jusqu'à J+5 : la valeur suivie serait le taux de disponibilité de l'information vigilance sur les sites des GRT.
- la mise en place d'un indicateur mensuel de suivi de fonctionnement de la zone de marché unique, dont les composantes seraient les suivantes :
 - *spread* moyen *end-of-day* entre le PEG et le TTF;
 - nombre d'acteurs actifs au PEG ;
 - occurrence d'apparition de congestions sur le réseau ;
 - nombre de restrictions mutualisées ;
 - coût total des *spreads* localisés ;
 - coût moyen des *spreads* localisés.

Le suivi des réclamations constitue une attente forte de la part des acteurs de marché dans le cadre de la consultation publique relative au cadre de régulation. Par ailleurs, ce sujet a fait l'objet d'un point d'attention de la part de la CRE dans son Rapport sur le respect des codes de bonne conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux 2017-2018 publié en février 2019¹⁰. La CRE demandait notamment à GRTgaz d'harmoniser la définition de la notion de réclamation et d'apporter davantage de transparence sur le nombre de sollicitations réelles de la part des utilisateurs du réseau et sur la réponse qui y était apportée.

A ce titre, la CRE propose d'introduire un indicateur de suivi du nombre de réclamations et du délai de traitement des réclamations dans le cadre de la qualité du service client.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'inciter financièrement ces indicateurs.

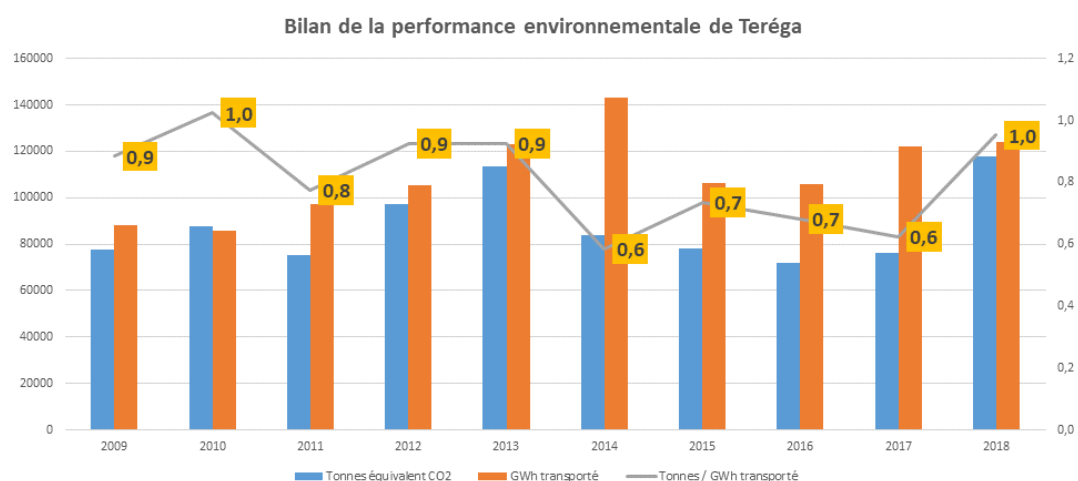
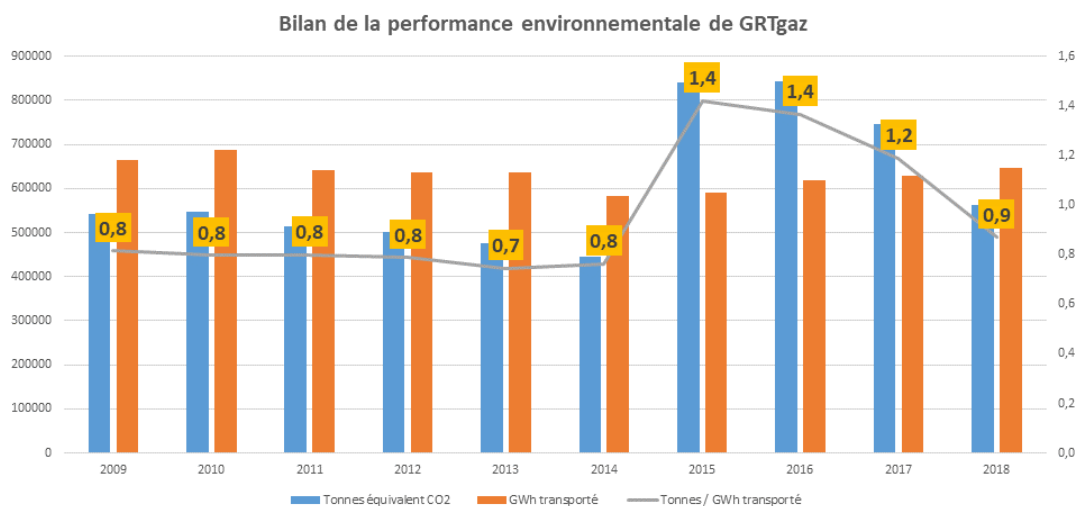
○ **Indicateurs relatifs à l'environnement**

Le tarif ATRT6 comporte deux indicateurs relatifs à l'environnement, non incités financièrement :

- les émissions annuelles de gaz à effet de serre (en équivalent CO₂) ;
- les émissions mensuelles de gaz à effet de serre rapportées au volume de gaz acheminé.

Le bilan, sur les dix dernières années, des émissions de gaz à effet de serre de GRTgaz et Teréga est présenté ci-dessous :

¹⁰ Rapport 2017-2018 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel



Ces indicateurs de suivi des émissions de gaz à effet de serre englobent à la fois des émissions proportionnelles aux volumes de gaz transporté pour lesquelles la maîtrise du GRT est partielle et repose principalement sur l’optimisation des flux de gaz, et des émissions de méthane sur les réseaux, qui découlent plus directement du mode de gestion du réseau, comme par exemple des opérations de recompression et de réinjection de gaz lors d’opérations de maintenance, plutôt qu’un rejet dans l’atmosphère.

Lors de la consultation publique du 14 février 2019, les acteurs de marché ont partagé la position de la CRE de renforcer le suivi des indicateurs environnementaux. La question des émissions de méthane dans l’atmosphère est un enjeu essentiel compte tenu du potentiel élevé du méthane comme gaz à effets de serre. La CRE envisage d’introduire un indicateur de suivi des émissions de méthane sur les réseaux (incluant le périmètre des pertes diffuses, des mises à l’évent et des accidents/incidents), rapportés au volume de gaz transporté.

A ce stade, la CRE envisage de ne pas inciter financièrement cet indicateur au démarrage du tarif ATRT7.

Question 7 Etes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

2.5 Régulation incitative de la R&D et de l’innovation

Dans un contexte d’évolution rapide du paysage énergétique, la CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et à l’adaptation des réseaux à la transition énergétique. Les gestionnaires de réseaux doivent disposer des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de recherche et développement (R&D) et d’innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs et faire évoluer

leurs outils d'exploitation de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Afin de satisfaire ces deux exigences, la régulation incitative de la R&D et de l'innovation (R&D&I) s'appuie actuellement, pour l'ensemble des opérateurs, sur :

- une trajectoire de coûts de R&D&I incitée de manière asymétrique : en fin de période tarifaire, les montants non dépensés sur la période sont rendus aux consommateurs tandis que les dépassements de trajectoires restent à la charge des opérateurs ;
- l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D&I, complété par un rapport public biannuel.

Par ailleurs un guichet *smart grids* a été mis en place pour les opérateurs d'électricité, leur permettant d'obtenir en cours de période tarifaire des financements supplémentaires, notamment pour leurs projets de démonstrateurs *smart grids*.

Dans sa consultation publique du 14 février 2019¹¹, la CRE proposait :

- le maintien des modalités existantes de couverture des charges liées à la R&D&I des opérateurs ;
- l'extension du guichet *smart grids* aux opérateurs de gaz ;
- l'amélioration de la transparence.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable ou favorable avec réserves aux propositions de la CRE. Dans l'ensemble, les contributeurs se félicitent du fonctionnement des mécanismes actuels, qui permettent de sanctuariser les dépenses de R&D&I tout en offrant une certaine souplesse aux opérateurs, et souhaitent les voir reconduits dans les prochains tarifs. Les acteurs de marché se montrent par ailleurs favorables à une plus grande transparence sur les programmes de R&D des gestionnaires de réseaux. Les réserves émises par certains acteurs portent principalement sur le périmètre des dépenses et projets éligibles aux différents mécanismes, l'efficacité des mécanismes et le caractère confidentiel de certaines innovations rendant l'exercice de transparence difficile.

La CRE envisage donc de maintenir ses orientations. En premier lieu, la CRE propose que les modalités de couverture des coûts de R&D et d'innovation restent inchangées. Elles permettent de ne pas inciter les opérateurs à arbitrer entre des économies sur leurs dépenses de R&D&I et la préparation de l'avenir. Afin d'offrir plus de souplesse aux opérateurs de réseaux dans l'adaptation de leur programme de R&D&I, la CRE envisage par ailleurs d'introduire une révision de cette trajectoire à mi-période tarifaire.

Afin de favoriser le déploiement des technologies *smart grids* chez l'ensemble des opérateurs, la CRE propose en second lieu d'étendre le mécanisme de guichet *smart grids* aux opérateurs de réseaux gaziers. Sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts-bénéfices favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, GRT gaz et Teréga pourraient ainsi demander une fois par an l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Le cas échéant, des éléments de régulation incitative associée à ces projets pourraient être introduits.

Enfin, la CRE propose d'assurer la transparence et le contrôle de l'efficacité des dépenses relatives à la R&D et l'innovation des opérateurs à travers deux exercices :

- la transmission annuelle à la CRE d'informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, en lieu et place du rapport actuel à destination de la CRE ;
- la publication bisannuelle par les opérateurs d'un rapport R&D à destination du public, dans la lignée du mécanisme actuellement en place. Les rapports devront être harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

La définition du format de ces rapports fera l'objet d'un travail entre la CRE et les opérateurs.

Par ailleurs, pour répondre à la demande des acteurs de marché, soucieux du maintien d'un périmètre de régulation limité aux seules compétences des gestionnaires de réseaux, la CRE prévoit de demander aux opérateurs de consulter le marché, en début de période tarifaire, sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

¹¹ Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

Question 8 Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?

3. NIVEAU TARIFAIRE

3.1 Bilan de la période ATRT6 : charges d'exploitations

3.1.1 GRTgaz

Sur la période ATRT6, les charges nettes d'exploitation supportées par GRTgaz ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

Le tarif ATRT6 prévoyait une hausse des OPEX de GRTgaz sur la période 2017-2020 dans le cadre notamment du programme GRTgaz 2020 pour l'adaptation de GRTgaz à la transition énergétique.

En M€ courants	2017	2018
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRT6	763,9	785,5
Charges nettes d'exploitation réalisées	736,0	769,6
Ecarts	-27,9	-15,9

Au cours de la période 2017-2018, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRT6, et la trajectoire réalisée s'élève à -43,8 M€, soit -2,8 % par rapport aux charges prévisionnelles. Ces deux années ont été marquées par des événements exceptionnels dont les dépenses associées n'étaient pas prévues dans la trajectoire ATRT6, en particulier l'achat d'un espace de stockage de 1 TWh à Manosque afin de constituer le stock de sécurité prévu pour lever les congestions sud est au cours de l'hiver 2017-2018, ainsi que la modification des modalités d'accès à la zone desservie en gaz B¹².

Outre ces éléments, les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des charges de personnel supportées par GRTgaz inférieures aux prévisions tarifaires du fait notamment des évolutions constatées de charges de statut plus faibles qu'attendues ;
- une ouverture du marché de la zone B à la concurrence moins rapide que dans l'hypothèse initiale, ce qui a induit moins de souscriptions de capacités au titre du contrat de conversion gaz H/B ;
- des charges d'immobilier inférieures aux prévisions du fait notamment de la renégociation de certains baux et du lancement de nouveaux contrats de *facility management* ;
- des dépenses d'appui opérationnel plus faibles que les prévisions tarifaires du fait de la réalisation, par GRTgaz, de gains sur les dépenses récurrentes de fonctionnement.

3.1.2 Teréga

Sur la période ATRT6, les charges nettes d'exploitation supportées par Teréga ont été globalement inférieures aux charges d'exploitation prévues dans la trajectoire fixée par le tarif.

En M€ courants	2017	2018
Charges nettes d'exploitation prévues par le tarif ATRT6	76,3	75,3
Charges nettes d'exploitation réalisées	73,4	72,5
Ecarts	-2,8	-2,8

Au cours de la période 2017-2018, l'écart cumulé entre la trajectoire du tarif ATRT6, et la trajectoire réalisée s'élève à -5,6 M€, soit -3,7 % par rapport aux charges prévisionnelles. Les principaux écarts s'expliquent notamment par :

- des dépenses de « surveillance réseau » inférieures aux prévisions tarifaires du fait de la revue à la baisse du plan de surveillance aérienne du réseau ;

¹² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

- des charges de personnel supportées par Teréga inférieures aux prévisions du fait des évolutions de charges patronales et sociales plus faibles qu'attendues.

3.2 Demande tarifaire des opérateurs et principaux enjeux qu'ils y associent

3.2.1 GRTgaz

GRTgaz considère que son dossier tarifaire vise à répondre à plusieurs enjeux, en particulier :

- adapter ses infrastructures pour accueillir à court terme les quantités de biométhane prévues par le projet de PPE et à plus long terme les gaz renouvelables ou faiblement carbonés indispensables à l'atteinte des objectifs de décarbonation complète du mix énergétique ;
- accompagner les consommateurs souhaitant améliorer la performance de leurs équipements ou convertir au gaz leurs usages dans le but de réduire leur empreinte environnementale ;
- identifier les usages du réseau à terme dans le contexte de baisse des consommations ;
- adapter le système informatique dans un contexte d'accroissement des risques d'actes de malveillance digitale sur les infrastructures sensibles, d'augmentation du recours aux outils digitaux et d'accroissement du volume de données échanges et partagées ;
- réduire l'empreinte environnementale de l'entreprise à travers la réduction des fuites de méthane et l'optimisation des consommations d'énergie ;
- maîtriser les trajectoires d'investissements.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit GRTgaz à demander, en 2020, un total de charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, et de charges de capital de 1 898,2 M€¹³, soit 112,3 M€ (soit + 6,3%) de plus que les dépenses réalisées en 2018.

3.2.2 Teréga

Teréga a construit sa demande tarifaire en lien avec son plan de transformation d'entreprise « Impact 2025 » caractérisé par les axes stratégiques suivants :

- accélérer la digitalisation de l'entreprise par la transformation des systèmes d'information ;
- accélérer le développement des solutions technologiques avec par exemple l'optimisation du fonctionnement de systèmes multi-énergies ;
- renforcer la sûreté et la cybersécurité ;
- améliorer la reconnaissance et la présence de l'entreprise sur les territoires en France et en Europe ;
- améliorer l'efficacité énergétique et la responsabilité environnementale de l'entreprise.

La prise en compte des enjeux listés ci-dessus conduit Teréga à demander, en 2020, un total de charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, et de charges de capital de 276,7 M€¹⁴, soit 35,3 M€ (+14,6%) de plus que les dépenses réalisées en 2018.

3.3 Charges d'exploitation

3.3.1 Demande des opérateurs

3.3.1.1 GRTgaz

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées par GRTgaz dans sa demande pour la période ATRT7 2020-2023, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	769,6	832,5	851,8	874,8	890,1

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, la demande de GRTgaz conduirait en 2020 à une hausse de +62,8 M€, soit +8,2% par rapport au réalisé 2018 à périmètre constant. Hors énergie, la hausse

¹³ Hors effets lissage, apurement CRCP et flux inter-opérateurs

¹⁴ Hors effets lissage, apurement CRCP et flux inter-opérateurs

entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +5,6 % et, sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +2,7 % en moyenne par an.

Les principaux postes présentant une hausse entre 2018 et 2020 dans la demande de GRTgaz sont les suivants :

- « Masse salariale » : forte hausse des effectifs sur la période ATRT7 que GRTgaz justifie par l'internalisation des compétences clés SI et le développement du biométhane et des nouveaux gaz ;
- « Autre appui opérationnel » : la trajectoire haussière des effectifs ainsi que la fin des grands travaux et la transformation de l'entreprise et des métiers impliquent, selon GRTgaz, un besoin plus important en formation, en frais d'études commerciales, de stratégie et de bilans prévisionnels ;
- « Système industriel hors R&D » : la hausse des dépenses est liée aux événements cycliques associées à la maintenance préventive et au nombre d'opérations de démantèlement et retraits d'ouvrages ;
- « Energie » : GRTgaz anticipe une hausse de ses charges, qu'il justifie d'une part, par des flux nord-sud plus élevés qu'en 2018 du fait d'une prévision de baisse des arrivées de GNL au terminal de Fos, et d'une prévision de hausse des flux en sortie au PIR Pirineos, et d'autre part, par le besoin d'acquisition de quotas de CO2 sur la période ATRT7.

3.3.1.2 Teréga

Les charges nettes d'exploitation prévisionnelles, présentées initialement par Teréga dans sa demande pour la période ATRT7 2020-2023, sont les suivantes :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	72,5	88,0	92,2	93,8	97,2

Teréga a ensuite fourni une demande révisée de ses charges d'exploitation prévisionnelles :

En M€ courants	2018 Réalisé	2020	2021	2022	2023
Charges nettes d'exploitation	72,5	85,7	91,0	93,0	96,3

Pour les charges nettes d'exploitation, y compris charges d'énergie, sur la base de la demande mise à jour, la demande de Teréga conduirait en 2020 à une hausse de +13,2 M€, soit +18,2% par rapport au réalisé 2018. Hors énergie, la hausse entre le réalisé 2018 et la demande 2020 est de +17,3 %. Sur la période 2020-2023, les charges nettes d'exploitation augmentent ensuite de +4,0 % par an en moyenne.

Pour son projet d'entreprise, Teréga souhaite mobiliser des moyens humains et matériels significatifs ayant un impact à la hausse sur les charges d'exploitation. Les postes suivants présentent les hausses les plus importantes entre le réalisé de 2018 et le prévisionnel de 2020 :

- « Coûts de Personnel » : hausse liée principalement à une évolution importante des effectifs ;
- « Télécommunication et Informatique » : hausse liée à l'élargissement des services et abonnements sur le *Cloud*, dans le cadre de l'implémentation de la nouvelle stratégie SI de l'entreprise ;
- « Entretien majeur » : hausse liée à une prévision de hausse de la maintenance des stations de compression ;
- « Energie » : Teréga prévoit une hausse de la consommation d'électricité et le recours à de l'électricité verte conduisant à un accroissement du prix, ainsi que l'intégration de la taxe TIC et de quotas de CO2 dans la trajectoire.

3.3.2 Enjeux identifiés par la CRE et approche d'analyse retenue

- o **Ralentissement des charges liées au développement des grands projets**

L'amélioration du fonctionnement du marché du gaz, qui est un objectif principal poursuivi par la CRE depuis sa création, a été permise grâce au renforcement de l'intégration avec les marchés voisins d'une part, et à la simplification progressive de l'organisation du marché français d'autre part. Ces deux axes ont nécessité des travaux de renforcement significatifs sur le réseau de transport, notamment pour réduire les congestions, mais également la

mise en œuvre de systèmes d'information. L'étape finale de 15 années d'importants investissements a été atteinte avec la réalisation, au 1^{er} novembre 2018, de la fusion des places de marché TRS et PEG Nord (« fusion des zones »).

La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné, et que la fusion des zones a marqué la fin d'un cycle de grands projets. Cette évolution dans l'activité des GRT devrait conduire à une réduction des charges associées aux grands projets d'investissements, et à des redéploiements des moyens concernés vers d'autres activités de l'opérateur.

Par ailleurs, les orientations de la politique énergétique transmises par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire soulignent « l'importance d'une maîtrise des coûts afin d'une part de ne pas faire subir aux consommateurs de charges excessives et d'autre part d'éviter à terme un risque de coûts échoués. »

- **La transition énergétique affecte la gestion des infrastructures et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs**

La transition énergétique oblige l'ensemble des acteurs des systèmes gaziers, opérateurs mais aussi régulateur, à penser différemment.

Les gestionnaires de réseaux doivent parvenir à concilier deux tendances contradictoires :

- la baisse des consommations de gaz, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie ;
- l'apparition de nouveaux coûts pour permettre notamment l'insertion des gaz renouvelables sur les réseaux.

Afin de maîtriser l'évolution des tarifs futurs, dans un contexte de diminution prévisible des consommations, les évolutions des charges doivent dans la mesure du possible évoluer dans la même direction que les consommations.

Par ailleurs, le réseau de transport français est aujourd'hui suffisamment dimensionné. La hausse des OPEX constatés ces 10 dernières années n'a donc plus de raison de se poursuivre.

- **L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée**

L'innovation et les possibilités nouvelles offertes par la révolution numérique sont un levier afin d'optimiser les coûts associés aux transformations des réseaux imposés par la transition énergétique. Les GRT doivent favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements voire de coûts échoués.

Par ailleurs, de par leur rôle central au sein du système gazier, les GRT doivent aussi être les facilitateurs de l'innovation pour les utilisateurs de leurs infrastructures.

La CRE souhaite s'assurer que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources nécessaires pour mener à bien ces projets d'innovation, essentiels pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs des réseaux en pleine modernisation et notamment faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

- **Approche retenue par la CRE pour l'analyse des charges nettes d'exploitation**

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % les écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT6 doit être pris en compte pour établir le tarif ATRT7, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée.

Pour ces raisons, la CRE a demandé aux opérateurs de présenter leur demande tarifaire au regard des derniers réalisés en justifiant tout écart significatif par rapport au réalisé 2018 et en décomposant chaque poste de la matrice tarifaire au premier euro.

La CRE a mandaté le cabinet Schwartz and Co pour effectuer un audit des charges d'exploitation des opérateurs de transport de gaz naturel. Les travaux se sont déroulés entre avril et juillet 2019. Le rapport de l'auditeur, fondé sur la première version des demandes des opérateurs, est publié pour chacun des opérateurs en même temps que le présent document de consultation publique.

Cet audit permet à la CRE de disposer d'une bonne compréhension des charges et produits d'exploitation des opérateurs constatés lors de la période ATRT6 et des charges d'exploitation prévisionnelles présentées par les opérateurs pour la période tarifaire à venir (période 2020-2023). Les résultats de cet audit ont pour objectifs :

- d'apporter une expertise sur la pertinence et la justification de la trajectoire des charges d'exploitation des opérateurs pour la prochaine période tarifaire ;

- de porter une appréciation sur le niveau des charges réelles (2018) et prévisionnelles (2020-2023) ;
- de formuler des recommandations sur le niveau efficient des charges d'exploitation à prendre en compte pour le tarif ATRT7.

La CRE a par ailleurs analysé certains postes spécifiques, notamment les dépenses de Recherche et Développement (R&D), les charges d'énergie et les coûts de traitement des congestions.

3.3.3 Synthèse des résultats de l'audit externe et ajustements complémentaires de la CRE sur certains postes

3.3.3.1 GRTgaz

- **Résultats de l'audit externe**

A l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de GRTgaz sur la période ATRT7 :

GRTgaz, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
Trajectoire demandée par GRTgaz	832,5	851,8	874,8	890,1
Réalisé 2018 inflaté	791,3	804,0	817,6	832,4
Trajectoire auditeur (avant efficience)	784,2	801,2	821,0	832,0
Trajectoire Auditeur (après efficience)	784,2	800,8	814,6	822,8
Impact sur la demande de GRTgaz (après efficience)	-48,3	-51,0	-60,2	-67,3

Les principaux ajustements préconisés par le consultant portent sur les frais liés au personnel, le Système d'Information et le Système industriel. Ces ajustements se répartissent comme décrit ci-après.

Frais liés au personnel

GRTgaz souhaite réaliser une augmentation nette de sa trajectoire d'effectifs de 122 ETP sur un effectif d'environ 3000 ETP sur la période 2020-2023, dans un cadre global de création de 230 postes, dont 59 redéploiements (personnel précédemment affecté à d'autres activités qui ont pris fin, comme par exemple les grands projets de développement du réseau) et 49 efforts de productivité (sur les 230 créations de poste, GRTgaz s'engage à en pourvoir 49 avec l'effectif existant, déjà mobilisé sur des activités pérennes).

L'auditeur considère que le nombre de créations de poste (hors ceux associés à l'internalisation des compétences SI, qui fait l'objet d'un traitement *ad hoc*) demandé par GRTgaz est surestimé. Parmi les 230 ouvertures de poste demandées par GRTgaz, seules 152 sont retenues par le consultant, pour les raisons suivantes :

- l'augmentation des effectifs liée au développement du biométhane semble, d'après l'auditeur, largement surévaluée au vu du nombre de raccordements prévus sur la période ATRT7 (15 à 20 raccordements par an) ;
- le stade de développement auquel se trouvent l'hydrogène et le *power to gas* aujourd'hui et dans les 4 prochaines années ne justifie pas, selon l'auditeur, les recrutements envisagés par GRTgaz.

En outre, dans un contexte de fin des grands projets, l'auditeur a analysé les moyens existants en interne et pouvant être redéployés vers les activités qui créent le besoin d'ouverture de postes. Le consultant a par ailleurs retenu l'objectif de productivité proposé par GRTgaz.

Sur la période ATRT7, par rapport à 2018, la trajectoire des dépenses liées aux frais de personnel proposée par le consultant est inférieure au réalisé 2018 en euros courants : la hausse des effectifs serait compensée par sa prévision de baisse des taux (en particulier le taux de rémunération complémentaire, et le taux CNIEG) et l'allègement des charges sociales des entreprises (ne venant qu'en compensation de la fin du CICE depuis 2019).

Le consultant propose en conséquence un ajustement à la baisse par rapport à la demande de GRTgaz des frais liés au personnel de 23,9 M€ en moyenne par an (soit en cumulé sur la période ATRT7 de 95,5 M€), essentiellement lié à la prise en compte d'un nombre moindre de création de postes sur la période et à la baisse des taux.

Système d'Information

GRTgaz présente un projet d'internalisation des compétences clés relatives au système d'information, que le consultant ne remet pas en cause, ce dernier estime que les frais liés au personnel internalisé devraient être pris en compte dans l'analyse des dépenses liées au SI. Le consultant a retenu des trajectoires de coûts SI plus basses

que celles de GRTgaz en se fondant sur une approche de coûts totaux (main d'œuvre + charges d'exploitation + investissements).

Par ailleurs, le consultant considère que les projets SI prévus par GRTgaz relèvent de transformations continues du système d'information. Ces transformations ne sont pas, selon lui, à l'exception des projets de cybersécurité, de nature à constituer une rupture justifiant des surcoûts exceptionnels et devront être réalisés dans le cadre du budget récurrent alloué aux dépenses SI.

Le consultant retient une trajectoire en coûts totaux des SI (main d'œuvre + charges d'exploitation + investissements) égale au réalisé 2018 en euros courants, et y ajoute les dépenses nouvelles de charges d'exploitation liées à la cybersécurité proposées par GRTgaz.

Cette approche le conduit à retenir un ajustement de -6,9 M€ en moyenne par an (soit -27,8 M€ en cumulé sur la période ATRT7).

Système Industriel

Le consultant a construit la trajectoire de la majorité des sous-postes de cette rubrique en indexant le réalisé 2018 sur l'inflation, en tenant compte de la hausse exceptionnelle de certaines charges (notamment les charges liées au traitement et remplacement des cheminées de compressions) et en écartant certaines dépenses non justifiées par l'opérateur (notamment les charges relatives aux programmes de traitement d'obsolescence qui font l'objet de plusieurs réserves du consultant). La trajectoire proposée par le consultant est en conséquence en ligne avec le réalisé 2018 en euros courants en moyenne sur la période ATRT7.

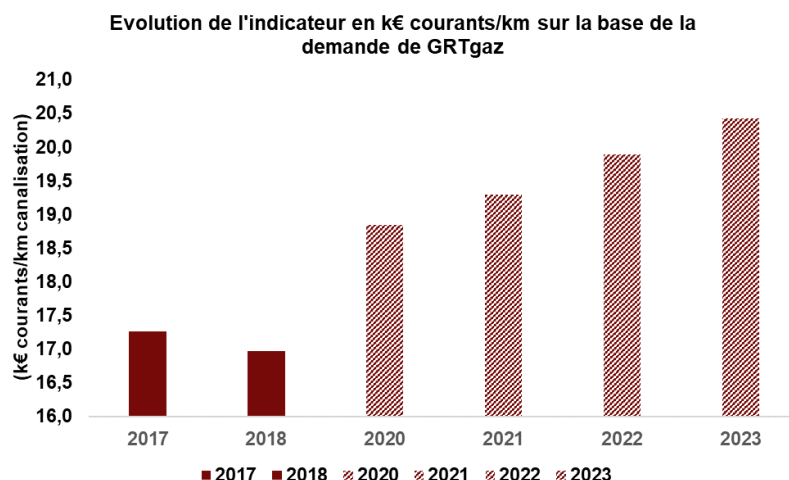
Il en résulte un ajustement à la baisse de -12,6 M€ par an en moyenne (soit -50,2 M€ en cumulé sur la période ATRT7) sur les charges du système industriel, la demande de GRTgaz étant en forte hausse par rapport au réalisé 2018.

Analyse de la productivité de l'opérateur

En sus de l'analyse poste par poste, le consultant a mesuré l'évolution de la productivité globale de GRTgaz au regard de ses charges d'exploitation, en analysant l'évolution du ratio des charges nettes d'exploitation par km de canalisation.

Le choix de la « longueur de réseau » pour l'appréciation de la productivité s'appuie sur le retour d'expérience du consultant acquis à travers la réalisation de plusieurs benchmarks basés sur des études statistiques et économétriques dont il ressort que le nombre de km de canalisations est le paramètre le plus corrélé avec les charges nettes d'exploitation.

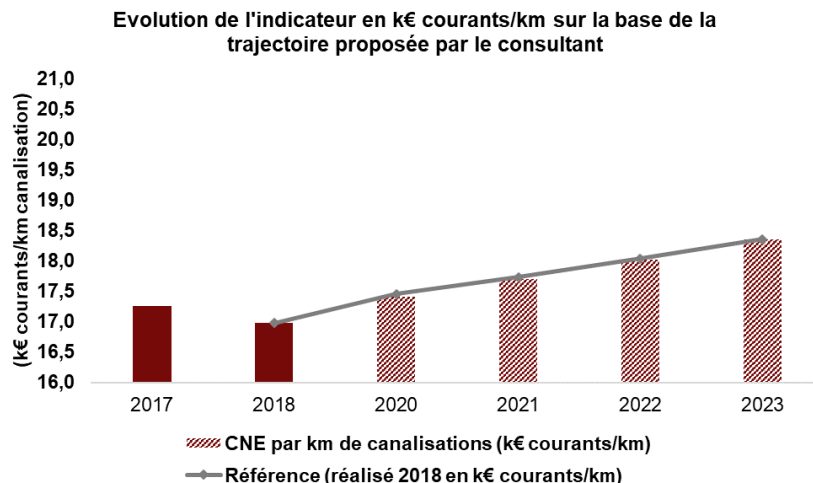
Ainsi, le consultant a mesuré le niveau de productivité atteint par GRTgaz pendant la période réalisée 2017-2018 et l'a comparé au niveau de productivité prévisionnel sur la base de la demande tarifaire de GRTgaz. Afin d'analyser la productivité, le consultant a élaboré un ratio et retenu un périmètre d'activité constant dont les charges et les recettes les plus variables ont été exclues (les recettes de travaux de prestations remboursables, les charges d'énergie, etc.).



La figure ci-dessus montre que la demande tarifaire de GRTgaz pour la période ATRT7 conduirait à une forte dégradation de la productivité par rapport à 2018 et 2017. Cette tendance s'explique par une hausse des CNE

alors que les inducteurs de coûts métiers restent relativement stables sur la période (nombre de km de canalisations, volumes acheminés).

Le consultant recommande de viser *a minima* une stabilité de l'efficacité de l'opérateur et de définir un objectif d'amélioration de la productivité de GRTgaz sur la période 2020-2023 qui vise à retrouver en 2023 le niveau de productivité de 2018. Il recommande en conséquence une diminution de -4,0 M€ en moyenne par an (soit -16,0 M€ en cumulé sur la période ATRT7) d'efficacité supplémentaire.



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

- **Ajustements complémentaires de la CRE**
 - **Développement des raccordements de biométhane**

Dans leurs dossiers tarifaires, GRTgaz, Teréga et GRDF présentent au global des trajectoires de volumes de biométhane injectés supérieures aux objectifs du projet de PPE¹⁵. En effet :

- les objectifs fixés par le projet de PPE sont d'environ 6 TWh à horizon 2023 pour tous les réseaux confondus (transport et distribution) ;
- les projections de GRTgaz et de Teréga sont d'environ 2 TWh et celles de GRDF d'environ 8 TWh à horizon 2023.

Les orientations de la politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire, prévoient que les hypothèses à prendre en compte en terme de développement du biométhane « *devront s'appuyer sur la programmation pluriannuelle de l'énergie en cours de concertation. Elle fixe un objectif de biométhane injecté dans les réseaux gaziers de 6 TWh PCS en 2023 et entre 14 à 22 TWh PCS en 2028.* »

La CRE envisage, en lien avec ces orientations, de retenir un volume injecté total de 6 TWh de biométhane injecté à horizon 2023, tel que prévu par le projet de PPE, soit un ajustement de -40% des trajectoires demandés par les gestionnaires de réseau.

Pour GRTgaz, cet ajustement revient à retenir 1,1 TWh de biométhane injecté à horizon 2023 (à comparer à 1,8 TWh dans sa demande) et un rythme annuel moyen de 12 nouveaux raccordements par an sur la période ATRT7 (à comparer à 20 par an dans la demande de GRTgaz).

- **Charges énergie**

La demande de GRTgaz concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO₂) repose sur une hypothèse de hausse importante de flux Nord vers Sud par rapport à 2018. En effet, GRTgaz prévoit en 2019 et 2020 :

- une baisse des flux en entrée dans les terminaux de Fos (-37% par rapport à 2018) en lien avec la fusion des zones intervenue au 1^{er} novembre 2018 ayant pour effet l'augmentation des flux Nord vers Sud.
- une hausse des flux vers Teréga (+62%) en lien avec la fusion des zones qui permet au marché espagnol d'augmenter ses capacités d'arbitrage entre GNL, gaz gazeux en provenance du Nord de l'Europe et gaz

¹⁵ projet PPE

gazeux en provenance d'Algérie. GRTgaz fait l'hypothèse d'une saturation des capacités de sortie à Pirineos (à hauteur de la capacité ferme souscrite).

- une baisse des consommations de la zone Sud selon les prévisions de consommation du scénario bleu des perspectives gaz¹⁶ (-4% en 2023 par rapport à 2018).

En 2023, GRTgaz fait des hypothèses d'entrée à Fos et de livraison à Teréga identiques à celles prises pour 2020, et une baisse de 13 % des entrées au PIR Dunkerque et une baisse de 45% des flux vers l'Italie.

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	ATRT7
Gaz (M€)	43	56	54	56	56	221
Volumes (GWh)	2 768	2 869	2 757	2 655	2 533	10 813
Electricité (M€)	35	44	42	40	37	163
Volumes (GWh)	430	539	507	475	443	1 965
CO ₂ (M€)	-	-	5	5	6	16
TIC (M€)	7	8	8	7	7	31
Total charges d'énergie (M€)	85	109	109	108	105	431

La CRE envisage de retenir plusieurs ajustements par rapport à cette demande :

- o les volumes de consommation d'énergie prévus pour les compresseurs sont réduits pour prendre en compte des hypothèses moins conservatrices d'émission de gaz naturel liquéfié (GNL) au PITTM de Fos compte tenu des tendances observées sur les derniers mois et des prévisions d'évolution de l'offre mondiale de GNL avec la mise en service des usines de liquéfaction russes, américaines et australiennes, soit :
 - pour 2019, la prise en compte d'un flux de 215 GWh/j à Fos, correspondant au flux réalisé annuel glissant de juin 2018 à juin 2019 ;
 - pour la période ATRT7, la prise en compte d'une hypothèse d'évolution des flux de GNL de +4% par an par rapport à 2018 en lien avec le scénario prévisionnel de l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) sur les imports de GNL.
- o la prise en compte de +33% de flux de livraison vers Teréga par rapport à 2018, prenant en compte la hausse des flux à Pirineos depuis la fusion des zones et une légère baisse de la consommation de la zone Teréga ;
- o l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC (Taxe Intérieure sur la Consommation) et la trajectoire de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation ;
- o la prise en compte des prix observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023 (moyenne des prix calendaires observés en juin). Ces prix seront mis à jour dans la décision tarifaire finale ;
- o la prise en compte d'une trajectoire l'EBT (Ecart Bilan Technique) en ligne avec les derniers réalisés observés.

Ces hypothèses conduisent à un ajustement à la baisse de la demande de GRTgaz d'environ -66,0 M€ en cumulé sur la période ATRT7, soit une baisse d'environ -15%. Ces ajustements pourront encore évoluer pour prendre en compte les derniers prix de l'énergie réalisés et les allocations gratuites de quotas de CO₂.

Les charges d'énergie sont couvertes à 80% au CRCP et sont mises à jour chaque année.

- o **Recherche et Développement (R&D)**

Concernant la R&D, les dépenses de GRTgaz en terme de charges d'exploitation ont été supérieures à la trajectoire fixée par la CRE. GRTgaz explique cela par :

¹⁶ Perspectives gaz naturel et renouvelables sur l'horizon 2018-2035

- une hausse de l'effort de recherche lié à l'adaptation du réseau à la transition énergétique, et à la transition numérique, tout en garantissant la sécurité d'exploitation (intégrité, protection contre le vieillissement des actifs) ;
- la création de son propre centre de recherche (RICE), auquel l'ensemble des activités « R&D infrastructures gazières » du CRIGEN d'ENGIE ont été transférées. Les dépenses de la trajectoire incitée incluent donc à partir de 2018 les charges et recettes liées à l'activité de RICE.

GRTgaz demande, pour la période ATRT7, un budget de charges nettes d'exploitation brutes (hors recettes RICE et charges indirectes) de 134 M€ (soit 33 M€/an en moyenne sur la période), réparti en trois finalités :

- Sécurité Industrielle (29 M€) : assurer la sécurité des biens et des personnes, et l'intégrité des infrastructures ;
- Transition Energétique (61 M€) : favoriser le développement des nouveaux gaz, de l'hydrogène, et des nouveaux usages de gaz, piloter les *smart grids*, et développer une vision prospective du secteur énergétique ;
- Performance Opérationnelle (44 M€) : travailler sur l'attractivité de l'entreprise, optimiser le dimensionnement et la conduite des infrastructures, réduire les impacts environnementaux et développer de nouveaux matériaux.

Pour certains programmes, les trajectoires de dépenses anticipées par GRTgaz sont en hausse sur la période ATRT7, sans que le GRT ait justifié ces tendances.

La CRE envisage de retenir les ajustements suivants :

- la CRE considère que les études liées à l'arrivée du biométhane sur les réseaux relèvent de développements continus engagés au début de la période ATRT6 et ne justifient pas des surcoûts additionnels ;
- la CRE considère que le développement de l'hydrogène constitue un enjeu nouveau de R&D pour la période ATRT7 pour étudier les conditions de son injection dans les réseaux. *Les orientations de politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire prévoient par ailleurs que les GRT puissent disposer « des moyens adéquats pour étudier dès à présent les conditions techniques et économiques d'injection d'hydrogène dans leurs installations et celles qui y sont raccordées »* Toutefois, GRTgaz détaille peu sa demande, et ne justifie pas la croissance des montants sur la période ATRT7. La CRE envisage en conséquence de retenir la hausse demandée entre 2018 et 2020, puis de maintenir l'enveloppe stable sur la période ;
- la CRE considère pertinente sur le principe la demande de ressources additionnelles au titre du développement de modèles plus robustes de prévision de la consommation, de correction climatique et d'une vision prospective des énergies de demain concertés largement avec l'ensemble des parties prenantes au niveau national et territorial, afin notamment de fiabiliser les études réalisées par les GRT de sécurité d'approvisionnement énergétique et d'usage des infrastructures gazières dans le cadre du bilan prévisionnel et du PDD. Toutefois, GRTgaz ne justifie pas la croissance des montants sur la période ATRT7. La CRE envisage de retenir le montant prévu par GRTgaz en 2020 et de le maintenir constant sur la période ;
- la CRE envisage par ailleurs de ne pas retenir les dépenses liées à certains programmes, notamment ceux visant à favoriser la place du gaz naturel dans le mix énergétique en considérant qu'ils ne font pas partie des missions du GRT et n'ont pas vocation à être couverts par le tarif, ainsi que les programmes en lien avec l'attractivité de l'entreprise et l'intégration des nouvelles générations, qu'elle considère sans lien avec la R&D.
- enfin, la CRE retient un ajustement à la hausse des recettes de RICE : Ces dernières sont en baisse par rapport à 2018 dans la demande de GRTgaz. Etant donné que les charges associées aux activités de l'équipe RICE évoluent à la hausse sur la période ATRT7, la CRE considère que les recettes doivent pouvoir couvrir l'ensemble de ces hausses de charges.

La CRE envisage en conséquence de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 113,6 M€ sur la période ATRT7, soit 28,4 M€/an en moyenne, à comparer à des dépenses réalisées de 22,9 M€ en 2017 et de 27,2 M€ en 2018.

o Synthèse de l'analyse préliminaire

La demande de GRTgaz conduirait à une hausse de 5,6 % en 2020 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRT7 par rapport au niveau des charges constatées en 2018, suivie d'une hausse de 2,7 % en moyenne par an sur 2020-2023.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande du GRT n'est pas justifiée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec GRTgaz dans le courant du mois de juin 2019. GRTgaz a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par le consultant dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande des opérateurs, et une « borne basse » établie sur la base :

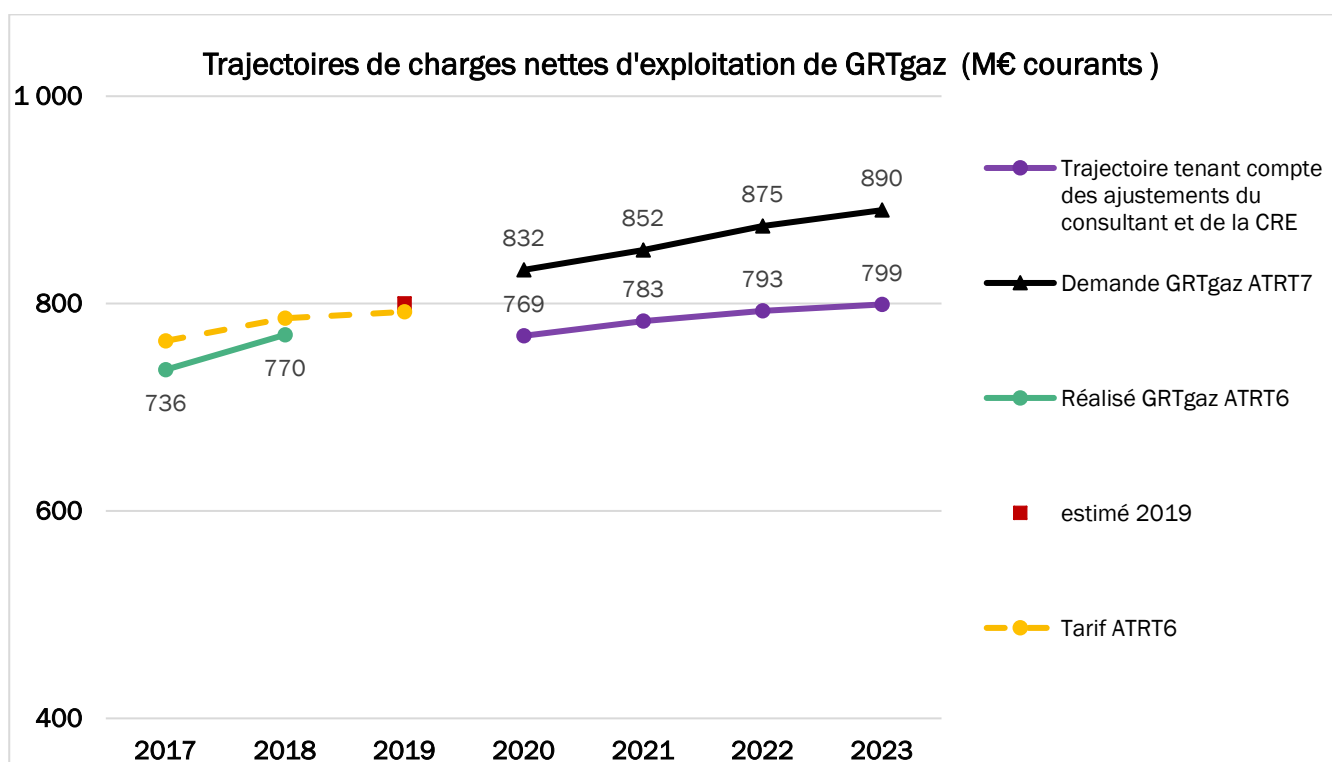
- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation du GRT, objectifs d'efficience inclus ;
- d'un ajustement complémentaire de la CRE sur le poste « énergie » ;
- d'un ajustement complémentaire de la CRE sur le poste « R&D ».

De fait, pour GRTgaz, la borne basse varie entre 768,9 M€ en 2020 et 799,2 M€ en 2023, soit 786,0 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 832,5 M€ en 2020 et 890,1 M€ en 2023, soit 862,3 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent supérieurs à celui constaté en 2018 qui s'élevait à 769,6 M€ :

- borne haute : évolution 2018-2020 de +8,2% et un TCAM 2020-2023 de +2,3%.
- borne basse : évolution 2018-2020 de -0,1% et un TCAM 2020-2023 de +1,3%.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

3.3.3.2 Teréga

- Résultats de l'audit externe

À l'issue de ses travaux, l'auditeur a recommandé la trajectoire suivante pour les charges d'exploitation de Teréga sur la période ATRT7 :

Teréga, en M€ courants	2020	2021	2022	2023
------------------------	------	------	------	------

Trajectoire demandée par Teréga	85,7	91,0	93,0	96,3
Réalisé 2018 inflaté	74,6	75,8	77,0	78,4
Trajectoire auditeur (avant efficience)	80,0	84,2	86,1	87,4
Trajectoire Auditeur (après efficience)	80,0	81,6	81,1	80,7
Impact sur la demande de Teréga (après efficience)	-5,7	-9,4	-12,0	-15,6

Les principaux ajustements préconisés par le consultant portent sur les frais de personnel et moyens communs.

Coûts de personnel

Dans son dossier tarifaire, Teréga demande une augmentation nette de 40 effectifs pour la période ATRT7 (sur une base d'effectifs à 561 à fin 2018), dont 19 pour l'accompagnement de la réorganisation de la direction des opérations.

Le consultant a considéré que les 19 postes liés à la cellule d'accompagnement au déploiement de la réorganisation de la Direction des opérations ne correspondent pas à un besoin pérenne et ne devrait donc pas constituer un motif de recrutement de personnel interne, et que Teréga devrait planifier les recrutements en visant une stabilité de ses effectifs à partir de 2019, ce qui passe par une coordination des embauches et des départs en retraite. Le consultant retient en conséquence une augmentation nette de 21 effectifs sur la période ATRT7 par rapport à 2018.

Le consultant accepte en conséquence une trajectoire de coûts de personnel supérieure au réalisé 2018 en euros courants du fait principalement de l'augmentation des effectifs.

Le consultant propose donc un ajustement de -3,7 M€ en moyenne par an (soit -14,7 M€ en cumulé sur la période ATRT7, par rapport à la demande mise à jour de Teréga) des frais de personnel.

Moyens communs

L'essentiel de l'écart entre la trajectoire du consultant et celle demandée par Teréga est porté par la rubrique télécommunications/Informatique. En effet, Teréga propose une trajectoire de coûts SI fortement haussière justifiée par le besoin d'adaptation de l'outil SI dans un contexte de digitalisation et de renforcement de la cybersécurité.

Le consultant considère que les projets SI exposés par Teréga pour justifier la hausse importante des charges relèvent d'un besoin récurrent d'adaptation des outils SI plutôt qu'un projet de transformation d'ampleur, et que dans un objectif d'efficience, de tels projets devraient être réalisés avec le budget déjà alloué aux SI.

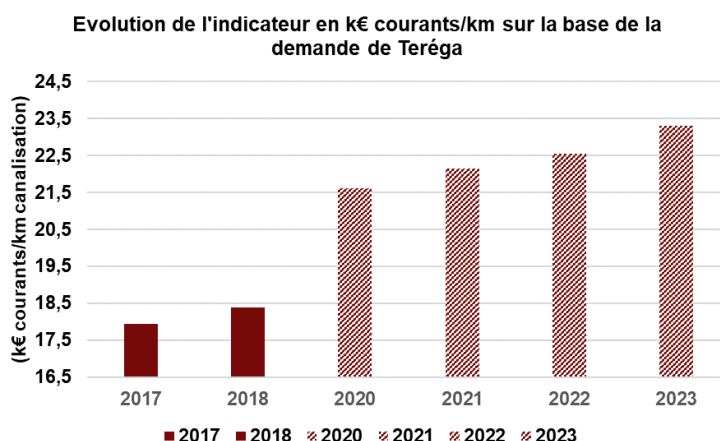
Le consultant a construit la trajectoire prévisionnelle des dépenses SI totales de Teréga sur la base d'une analyse comparative avec GRTgaz (qui exprime les mêmes besoins en termes de transformation du SI) pour les dépenses affectées au transport.

Le consultant propose donc un ajustement de -5,6 M€ en moyenne par an (soit -22,3 M€ en cumulé sur la période ATRT7 par rapport à la demande mise à jour de Teréga) des moyens communs.

Le consultant propose par ailleurs un ajustement de de -1,5 M€ par an en moyenne (soit -6 M€ en cumulé sur la période ATRT7 par rapport à la demande mise à jour) sur les coûts de production, essentiellement liée à la prise en compte de la moyenne historique constatée ou du niveau réalisé en 2018 pour établir sa prévision pour certains postes.

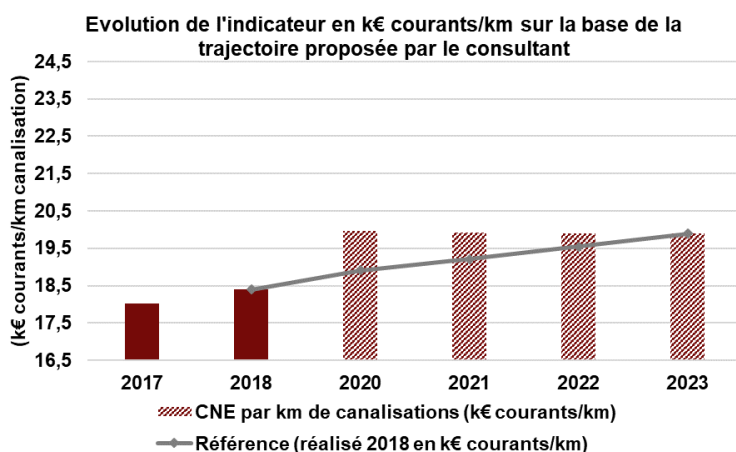
Analyse de la productivité de l'opérateur

En sus de l'analyse poste par poste, le consultant a mesuré l'évolution de la productivité globale de Teréga au regard de ses charges d'exploitation. Pour ce faire, il a mesuré le niveau de productivité atteint par Teréga pendant la période 2017-2018 et l'a comparé au niveau de productivité prévisionnel sur la base de la demande tarifaire de Teréga. Afin d'analyser la productivité, le consultant a retenu un périmètre d'activité constant dont les charges et les recettes les plus variables ont été exclues (les produits liés aux prestations à tiers, les produits liés aux interconnexions et transit, les frais de stockage, et les charges d'énergie).



La figure ci-dessus montre que la demande tarifaire de Teréga pour la période ATRT7 conduirait à une forte dégradation de l'efficacité par rapport à 2018 et 2017. Cette tendance s'explique par une évolution significative à la hausse des CNE alors même que les inducteurs de coûts métiers restent relativement stables (nombre de km de canalisations). La hausse des charges nettes d'exploitation est liée aux effets de l'implémentation de la transformation de l'entreprise (projet « Impact 2025 ») qui a été entamée par Teréga en 2018.

Le consultant recommande de viser a minima une stabilité de l'efficacité de l'opérateur et de définir un objectif d'amélioration de la productivité de Teréga sur la période 2020-2023 qui vise à retrouver en 2023 le niveau de productivité de 2018. Il recommande en conséquence une diminution de -3,6 M€ en moyenne par an (soit -14,3 M€ en cumulé sur la période ATRT7) d'efficacité supplémentaire.



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

- **Ajustements complémentaires de la CRE**
 - **Charges énergie**

La demande de Teréga concernant les charges d'énergie (gaz, électricité, CO2) repose sur l'hypothèse de schémas de flux importants vers l'Espagne et de la substitution d'une part de la consommation de gaz de Teréga pour ses besoins de compression par de la consommation d'électricité. Teréga par ailleurs introduit dans sa demande la taxe TICPE (Taxe Intérieure sur la Consommation de Produits Energétiques) ainsi que des achats de quotas de CO2.

	2018 réalisé	2020	2021	2022	2023	ATRT7
Gaz (M€)	4,6	4,5	4,4	4,3	4,2	17,3
Volumes (GWh)	258	206	206	206	206	823

Electricité (M€)	1,9	3,0	3,0	3,0	3,0	12,0
Volumes (GWh)	19	35	35	35	35	141
CO ₂ (M€)	-	-	-	0,5	0,6	1,2
TIC (M€)	-	0,6	0,6	0,6	0,6	2,4
Total charges d'énergie (M€)	6,5	8,1	8,0	8,4	8,5	33,0

La CRE envisage de retenir, sur la base d'hypothèses de flux cohérentes avec celles envisagées pour les charges d'énergie de Teréga, plusieurs ajustements par rapport à cette demande, notamment :

- un ajustement à la baisse des volumes de gaz et d'électricité de certaines stations de compressions, les hausses prévues par Teréga étant, à ce stade, non suffisamment justifiées ;
- un ajustement à la baisse de la trajectoire de l'EBT (Ecart Bilan Technique) qui semble surestimé dans la demande de Teréga par rapport à l'historique. Le volume moyen constaté sur les 4 dernières années est retenu.
- l'ajustement des volumes de gaz conduit à corriger la trajectoire de la TIC (taxe intérieure sur la consommation) et la trajectoire de quotas de CO₂ en cohérence avec la baisse de la consommation ;
- la prise en compte des prix observés sur les marchés gaziers pour les années 2020 à 2023 (moyenne des prix calendaires observés en juin). Ces prix seront mis à jour dans la décision tarifaire finale ;

Ces hypothèses conduisent à un ajustement à la baisse de la demande de GRTgaz d'environ -4 M€ en cumulé sur la période ATRT7, soit une baisse d'environ -12,5%. Ces ajustements pourront encore évoluer pour prendre en compte les derniers prix de l'énergie réalisés et les allocations gratuites de quotas de CO₂.

Les charges d'énergie sont couvertes à 80% au CRCP et sont mises à jour chaque année.

- **Recherche et Innovation (R&I) : charges nettes d'exploitation**

Les dépenses de Teréga en termes de charges d'exploitation relatives à la R&I ont été inférieures à la trajectoire fixée par la CRE en cumulé sur 2017-2018. Teréga explique cela par, d'une part, des retards de lancement d'études en début de période tarifaire, et d'autre part, le lancement du plan Impact 2025 fin 2017 qui a impliqué un renforcement des ressources internes afin de pouvoir lancer les études notamment nécessaires à l'intégration des gaz renouvelables.

Teréga demande, pour la période ATRT7, un budget de charges nettes d'exploitation pour la R&I de 11,1 M€ (soit 2,8 M€/an en moyenne sur la période). Ce budget est réparti comme suit :

- **Contrôle des émissions de gaz à effet de serre et Efficacité Energétique (0,9 M€)** : déploiement de solutions pour la réduction des émissions de méthane, et optimisation énergétique ;
- **Intégrité des Infrastructures (4,0 M€)** : maîtrise et adaptation des méthodes de protection des canalisations, mise en œuvre d'outils et méthodes innovants pour l'inspection des ouvrages inaccessibles.
- **Performance et Sécurité Opérationnelle (0,6 M€)** : surveillance automatisée du réseau en temps réel, déploiement d'une maintenance prédictive sur les équipements, déploiement d'outils digitaux pour sécuriser et améliorer les opérations sur site.
- **Nouveaux Gaz (1,7 M€)** : maximisation de l'intégration de gaz verts dans les réseaux de gaz et vérification de leur bonne comptabilité ;
- **Intégration territoriale et empreinte environnementale (0,2M€)** : protection de la biodiversité, compensation environnementale et dispositifs de réduction des impacts en phase chantier et/ou exploitation ;
- **Frais de personnel et Moyens Communs (3,6 M€).**

Pour certains programmes (nouveaux gaz, performance opérationnelle), les trajectoires de dépenses anticipées par Teréga sont en hausse sur la période ATRT7, sans que le GRT ait transmis de justification pour ces tendances.

La CRE envisage de retenir les ajustements suivants :

- la CRE considère que la forte hausse des dépenses liées à l'étude de l'impact du biométhane sur les installations est non justifiée. En effet, ces études ont déjà été lancées en 2017 et 2018 pour un budget moyen de 70 k€/an et se poursuivront sur la période ATRT7. La CRE envisage de retenir pour ces études le budget constaté sur la période ATRT6 ;
- la CRE envisage de ne pas retenir les dépenses associées aux projets qu'elle considère sans lien avec les missions du GRT ;
- enfin, les dépenses liées aux projets de production d'énergie sont insuffisamment justifiées par Teréga. La CRE envisage à ce stade de n'en retenir qu'une partie.

La CRE envisage en conséquence de retenir une trajectoire de charges de R&D représentant 10,1 M€ sur la période ATRT7, soit 2,5 M€/an en moyenne.

o Synthèse de l'analyse préliminaire

La demande de Teréga conduirait à une hausse de +17,3 % en 2020 des charges d'exploitation hors énergie à couvrir par le tarif ATRT7 par rapport au niveau des charges constatées en 2018, suivie d'une hausse de +4,0 % en moyenne par an sur 2020-2023.

A ce stade de ses analyses, la CRE considère que la demande du GRT n'est pas justifiée.

Les conclusions du rapport d'audit ont donné lieu à un échange contradictoire avec Teréga dans le courant du mois de juin 2019. Teréga a ainsi pu formuler ses observations sur les résultats des travaux du consultant, et a remis en cause une partie des ajustements identifiés par le consultant dans le cadre de cet échange contradictoire.

Le niveau finalement retenu par la CRE sera fonction des résultats des analyses en cours sur les ajustements recommandés par l'auditeur, ainsi que sur d'autres ajustements envisagés par la CRE le cas échéant.

La CRE considère à ce stade que le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs pourrait être compris entre une « borne haute » correspondant à la demande des opérateurs, et une « borne basse » établie sur la base :

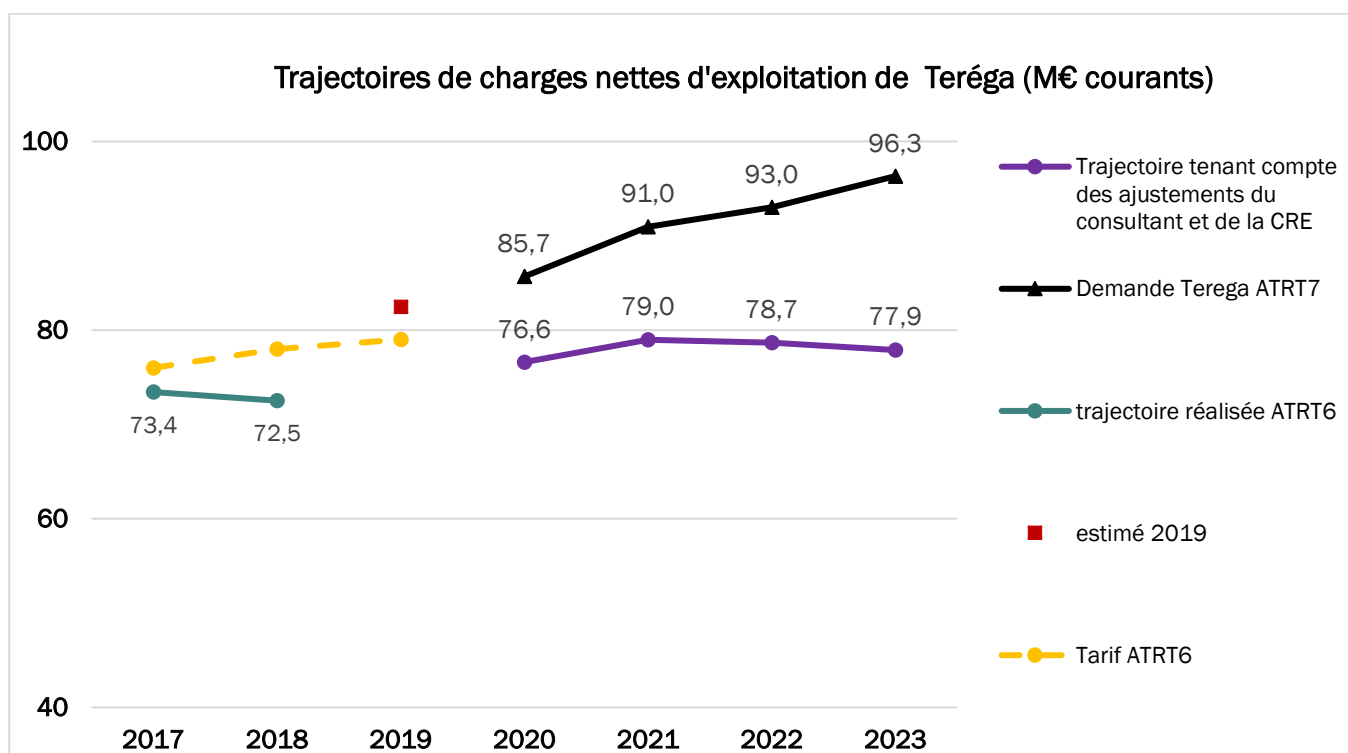
- de l'ensemble des conclusions de l'audit externe des charges nettes d'exploitation du GRT, objectif d'efficacité inclus ;
- d'un ajustement complémentaire de la CRE sur le poste « énergie » ;
- d'un ajustement complémentaire de la CRE sur le poste « R&I » ;

De fait, la borne basse varie entre 76,5 M€ en 2020 et 77,9 M€ en 2023 soit 78,0 M€ en moyenne sur la période, et la borne haute varie entre 85,7 M€ en 2020 et 96,3 M€ en 2023 soit 91,5 M€ en moyenne sur la période.

Ces niveaux moyens restent significativement supérieurs à celui constaté en 2018 qui s'élevait à 72,5 M€ :

- borne haute : évolution 2018-2020 de +18,2% et un TCAM 2020-2023 de +4,0% ;
- borne basse : évolution 2018-2020 de +5,5% et un TCAM 2020-2023 de +0,6%.

Les trajectoires possibles de niveaux de charges nettes d'exploitation se présentent ainsi :



Inflation prévisionnelle considérée : +1.3% en 2019 ; +1.5% en 2020 ; +1.6% en 2021 ; +1.7% en 2022 ; +1.8% en 2023

3.4 Coût moyen pondéré du capital

3.4.1 Demande des opérateurs

3.4.1.1 GRTgaz

La demande de GRTgaz a été établie en utilisant un coût moyen pondéré du capital (CMPC) identique à celui du tarif ATRT6 actuel, soit 5,25 % (réel, avant impôts). Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz utilise par ailleurs le taux de 3,20 % (nominal, avant impôts) pour la rémunération des IEC.

3.4.1.2 Teréga

La demande de Teréga a été établie en utilisant un CMPC de 5,50 % (réel, avant impôts), supérieur à celui du tarif ATRT6 actuel. Cette demande s'appuie sur les conclusions d'une étude commanditée par les opérateurs gaziers auprès d'un consultant externe, ainsi que sur les résultats d'une étude commanditée par Teréga seul à un deuxième consultant externe.

Dans son dossier tarifaire, Teréga utilise par ailleurs le même taux de 5,50 % pour la rémunération des IEC.

3.4.2 Synthèse des résultats de l'audit externe de la CRE

Dans le cadre des travaux de préparation du tarif ATRT7, la CRE réexamine les hypothèses et les paramètres retenus pour le calcul du taux de rémunération des opérateurs. Dans cet objectif, elle a demandé à un consultant externe de réaliser un audit et une analyse des demandes de rémunération des deux GRT et des conclusions de leurs conseils.

Les travaux menés par le consultant se sont déroulés entre mai et juillet 2019. Le rapport du consultant est publié en même temps que le présent document de consultation publique. Après audit des demandes des opérateurs, le consultant conclut à une fourchette de CMPC, réel avant impôts, comprise entre 2,74 % et 4,39 % pour les GRT.

3.4.3 Taux de rémunération envisagé à ce stade

La CRE attache la plus grande importance à la stabilité de ses principes de détermination du CMPC afin de donner de la visibilité aux acteurs de marché. La méthode retenue lors des précédents tarifs, fondée sur le CMPC à structure normative, est ainsi reconduite.

La CRE n'envisage pas de retenir pour le tarif ATRT7 les demandes de CMPC des opérateurs (5,25% et 5,5%, réel avant impôts, demandés respectivement par GRTgaz et Téréga). La CRE considère notamment que ces demandes prennent insuffisamment en compte l'évolution constatée des taux d'intérêt sur les marchés depuis la période de détermination du tarif ATRT6.

La CRE n'envisage pas non plus de retenir la borne basse de la fourchette recommandée par le consultant mandaté pour auditer les demandes des opérateurs. Cette fourchette basse constituerait une rupture non justifiée par rapport au CMPC du tarif ATRT6.

Pour le tarif ATRT7, la CRE s'oriente à ce stade vers une valeur de CMPC qui pourrait être comprise entre 3,6 % et 4,4 % (réel, avant impôts) pour rémunérer la base d'actifs régulés des deux opérateurs.

Cette fourchette, en baisse de 0,85 pdb à 1,65 pdb par rapport au CMPC du tarif ATRT6 (5,25% réel, avant impôts), prend notamment en compte :

- la baisse significative et durable constatée des taux d'intérêt sur les marchés, par rapport aux niveaux qui prévalaient au moment de la fixation du tarif ATRT6 (pour rappel, 2,7%) ;
- la baisse du taux d'imposition sur les sociétés, en application de la législation en vigueur ;
- une révision de l'hypothèse d'inflation retenue dans le calcul du CMPC par rapport à celle retenue pour le tarif ATRT6 (pour rappel, 1,1%).

Un scénario illustratif est construit avec un CMPC de 4,0 % (réel, avant impôts), dans lequel l'hypothèse de coût de la dette (nominal, avant impôts), utilisé pour rémunérer les IEC, est de de 2,5 %.

3.5 Investissements et charges de capital normatives

3.5.1 GRTgaz

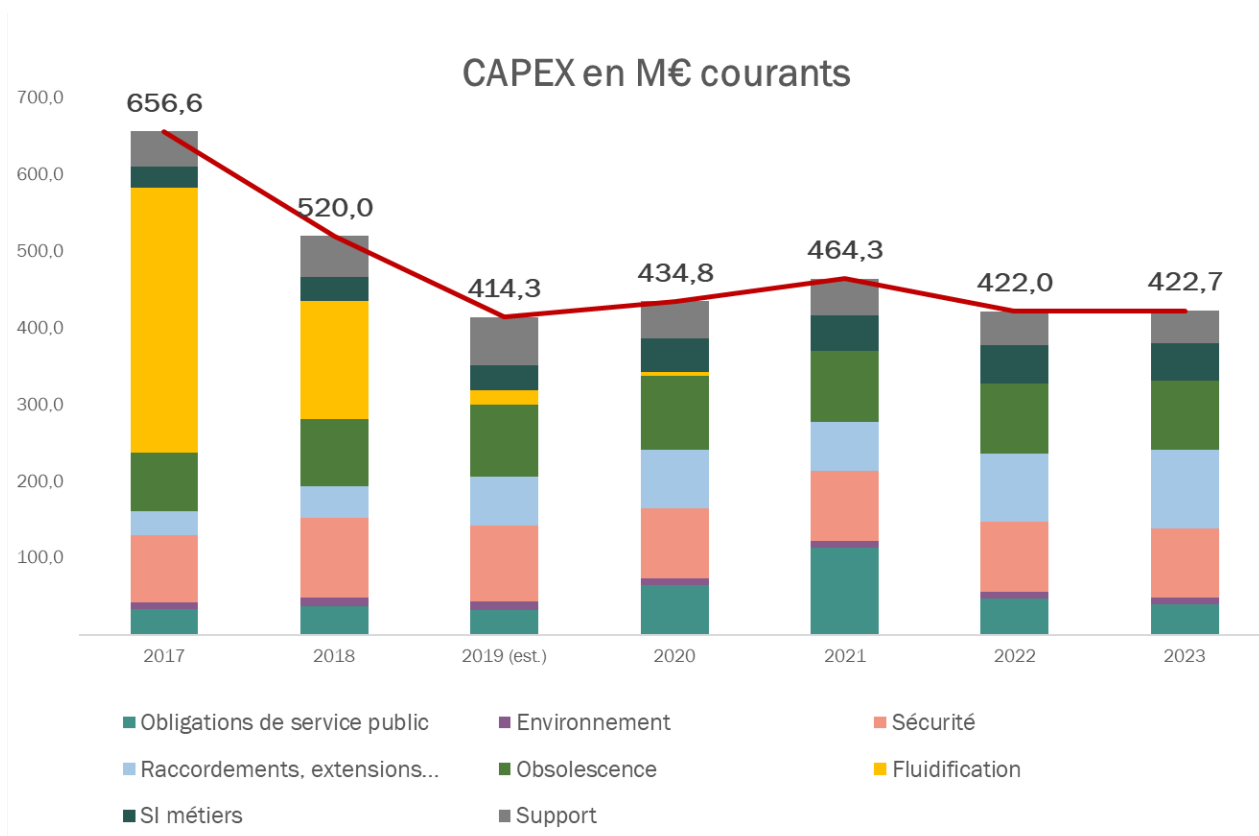
3.5.1.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

La trajectoire des dépenses d'investissements de GRTgaz sur la période ATRT7 est marquée par le ralentissement des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 436 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 530 M€ par an au cours de la période ATRT6. Ce ralentissement est notamment dû à la fin des grands investissements de développement des infrastructures de transport depuis la création de la place de marché unique.

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

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7	Moyenne annuelle ATRT6*
Fluidification	4,6	-	-	-	1,1	172,7
Obligations de service public (OSP)	65,1	114,0	47,0	39,6	66,4	34,4
Environnement	8,1	8,6	8,5	8,1	8,3	10,0
Sécurité	91,2	91,2	91,5	90,4	91,1	97,0
Obsolescence	96,3	92,3	90,5	89,9	92,3	86,1
Raccordements, extensions et prestations pour tiers	76,7	64,1	89,5	102,7	83,2	45,6
SI métiers	44,7	46,9	50,2	49,4	47,8	30,4
Supports	48,1	47,2	44,8	42,6	45,7	54,2
TOTAL (hors-subsidations)	434,8	464,3	422,0	422,7	435,9	530,3

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2017, 2018 et approuvé 2019



En particulier, GRTgaz prévoit :

- la fin des investissements de fluidification en 2020 ;
- une hausse des dépenses de la finalité Obligations de Service Public (OSP) qui regroupe les projets contribuant à satisfaire notamment aux exigences de continuité d'acheminement. Les dépenses moyennes sont évaluées par GRTgaz à 66 M€ par an, contre 34 M€ par an sur la période ATRT6. Cette hausse se matérialise notamment en 2021 par un pic d'investissements totaux de 464 M€, en raison des projets de renforcement du Sud de la Bretagne pour le raccordement de la centrale à cycle combinée gaz (CCCG) de Landivisiau prévu en 2021 (129 M€ sur la période) et du démarrage du déploiement industriel du plan de conversion de la zone B en gaz H (40 M€ sur la période) ;
- une hausse des dépenses de raccordements, avec des dépenses moyennes de 83 M€ par an sur cette période, contre 46 M€ par an sur la période précédente. Cette hausse des investissements est portée majoritairement par les raccordements des sites de production de biométhane (15 à 20 raccordements par an dans le demande de GRTgaz) pour 70 M€ sur la période et par les besoins d'adaptation du réseau pour l'accueil du biométhane injecté (54 M€ sur la période). GRTgaz prévoit également le projet Canal Seine Nord pour 20 M€ sur la période ATRT7 ;
- une hausse des dépenses de SI métiers, avec des dépenses moyennes de 48 M€ par an sur la période, contre 30 M€ par an sur la période ATRT6. GRTgaz prévoit la refonte d'applications Offre (70 M€) sur la période. GRTgaz souhaite transformer en profondeur son SI Offre, dont Trans@ctions dont GRTgaz anticipe l'obsolescence en 2022 ;
- une stabilisation des dépenses des autres finalités par rapport aux dépenses de la période ATRT6, notamment pour les finalités Sécurité et Obsolescence. Les principaux postes de dépenses sont les programmes d'inspection et réhabilitation des canalisations pour 161 M€ sur la période, les programmes de protection du patrimoine industriel pour 43 M€ et les programmes de traitement des points sensibles pour 41 M€ prévus par GRTgaz sur la période ATRT7.

3.5.1.2 Trajectoire des charges de capital

Les demandes d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 5,25 % aboutissent à la demande de charges de capital normatives suivante de GRTgaz :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7
Trajectoire de BAR de GRTgaz	8 819	8 887	9 024	8 958	8 922
Demande de CCN de GRTgaz (CMPC de 5,25 %)	1 066	1 085	1 103	1 096	1 088

3.5.1.3 Analyse préliminaire de la CRE

La CRE considère que la trajectoire proposée par GRTgaz correspond à l'évolution sur les investissements des réseaux de transport et est cohérente avec la fin d'un cycle d'investissements majeurs. La majorité des grands projets d'infrastructures ont été menées à bien et GRTgaz amorce à présent une phase de ralentissement de ses investissements.

Cependant, la CRE s'interroge sur certaines évolutions de la trajectoire ATRT7 demandée par GRTgaz, en particulier concernant les dépenses associées au développement de la filière biométhane, inscrites dans la finalité Raccordements, qui augmentent de 157 % entre 2018 et 2020. La CRE constate que cette hausse repose sur des perspectives d'injection de 10 TWh en 2023, supérieures aux objectifs fixés par le projet de PPE, qui fixe 6 TWh de biométhane injecté dans les réseaux de gaz à cet horizon.

Concernant les autres projets et programmes de GRTgaz, conformément au dispositif de régulation incitative des dépenses d'investissements (cf. paragraphe 2.3.2), certains projets pourront faire l'objet d'audits pour définir un budget-cible. C'est le cas notamment du Projet Canal Seine Nord, dont le budget est estimé à 20 M€ par GRTgaz et qui est éligible au dispositif de régulation incitative des grands projets.

Concernant les dépenses liées aux SI métiers et supports, qui représentent en moyenne 93 M€ par an sur la période et sont en hausse en raison du projet de refonte de l'offre (70 M€ sur la période ATRT7), elles sont éligibles à la régulation incitative des investissements hors-infrastructures (cf. paragraphe 2.3.2.2).

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par GRTgaz, mais considère que des éléments complémentaires de justification de la part de GRTgaz restent nécessaires, s'agissant du biométhane en particulier. Elle rappelle par ailleurs que les articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie prévoient une approbation des budgets annuels d'investissements des GRT de gaz naturel.

3.5.2 Teréga

3.5.2.1 Trajectoire des dépenses d'investissements

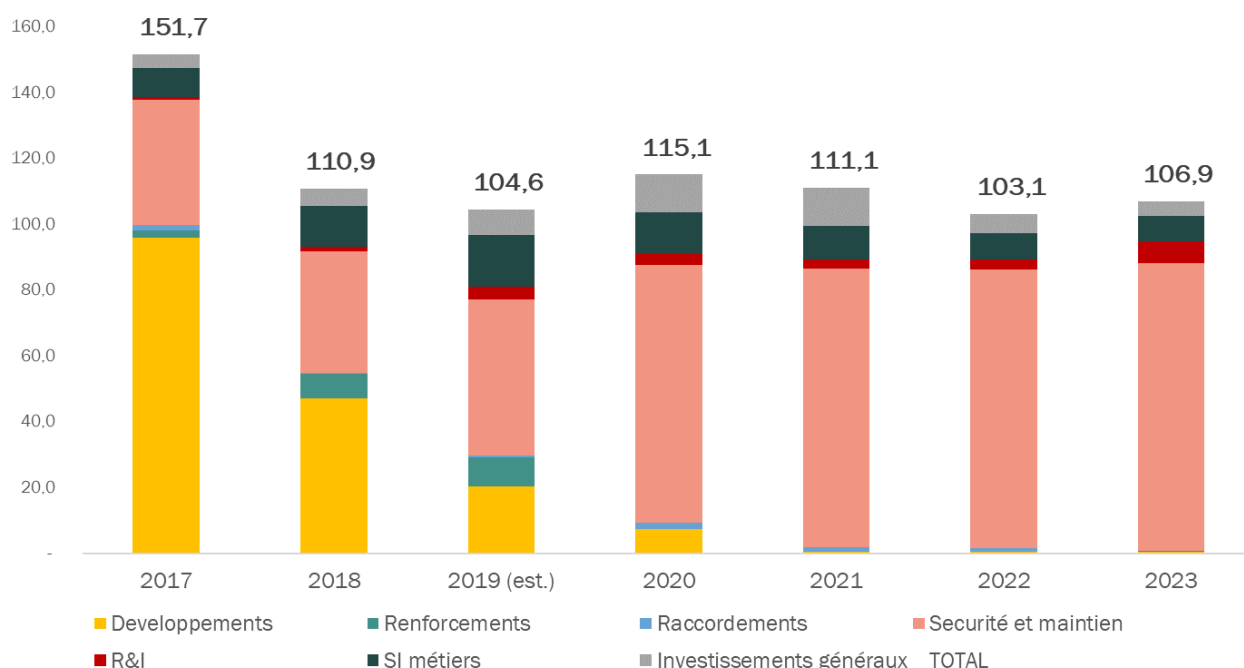
La trajectoire des dépenses d'investissements de Teréga sur la période ATRT7 est marquée par le ralentissement des dépenses d'investissements, avec des dépenses moyennes de 110 M€ par an sur cette période, alors qu'elles étaient d'environ 122 M€ par an au cours de la période ATRT6. Ce ralentissement est lié notamment la fin des grands investissements de développement des infrastructures de transport depuis la création de la zone de marché unique. Cette baisse est en partie compensée par des hausses sur certains postes de dépenses.

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

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7	Moyenne annuelle ATRT6*
Développements	10,5	3,3	3,5	7,0	6,1	56,5
Renforcements	-	-	-	0,2	0,0	6,1
Raccordements	1,9	1,2	1,1	-	1,1	0,8
Sécurité et maintien	78,5	84,7	84,7	87,6	83,9	40,9
Investissements généraux	24,2	21,9	13,7	12,2	18,0	18,1
TOTAL	115,1	111,1	103,1	106,9	109,1	122,4

*Moyenne des programmes d'investissements réalisés 2017, 2018 et approuvé 2019

CAPEX en M€ courants



En particulier, Teréga prévoit :

- la réduction des investissements de développement en 2020, limités d'une part, aux dépenses résiduelles liées au projet Gascogne-Midi, et à des investissements de recherche et innovation, évaluées par Teréga à 4 M€ par an sur la période ATRT7 contre 2 M€ par an sur la période ATRT6 ;
- une hausse significative des dépenses de la finalité Sécurité et maintien, avec des dépenses moyennes de 84 M€ sur la période, alors qu'elles étaient de 41 M€ sur la période précédente. Cette finalité comprend notamment les projets Mont-Ogenne (25 M€ sur la période) et Capens-Pamiers (25 M€ sur la période) mais également le programme Canalisation Branchements, comprenant de nombreux projets, dont les dépenses moyennes sont estimées par Teréga à 62 M€ par an sur la période contre 32 M€ par an sur la période ATRT6. Teréga considère ces dépenses nécessaires compte tenu du vieillissement des infrastructures et des correctifs à apporter à la suite des inspections réglementaires décennales de 2016. Par ailleurs, Teréga prévoit un programme compression de 5 M€ par an en moyenne contre 1 M€ par an lors de la période ATRT6 ;
- un arrêt des dépenses de renforcements sur la période ATRT7, alors que les dépenses moyennes sur la période ATRT6 s'élevaient à 6 M€ par an. Certains projets sont actuellement à l'étude mais ne sont pas suffisamment matures pour que Teréga les propose dans sa trajectoire ;
- une stabilisation des dépenses de raccordement, avec des dépenses en moyennes de 1 M€ par an sur la période, similaires aux dépenses de la période ATRT6. Teréga prévoit cependant un développement des raccordements de producteurs de biométhane ;
- une hausse des dépenses d'investissements immobiliers sur la période, avec des dépenses moyennes de 7 M€ par an sur la période, alors qu'elles étaient de 5 M€ par an sur la période précédente, en raison notamment d'une réorganisation de l'entreprise. Les dépenses de SI métiers, estimées à 10 M€ par an en moyenne sur la période ATRT7, sont en baisse par rapport à la période ATRT6, à 12 M€ par an.

3.5.2.2 Trajectoire des charges de capital

Les demandes de trajectoires d'investissements présentées précédemment, associées à un coût moyen pondéré du capital de 5,5 % aboutit à la demande de charges de capital normatives suivante de Teréga :

En M€ courants	2020	2021	2022	2023	Moyenne annuelle ATRT7
Trajectoire de BAR de Teréga	1 589	1 635	1 705	1 804	1 683
Demande de CCN de Teréga (CMPC de 5,50 %)	191	197	204	207	200

3.5.2.3 Analyse préliminaire de la CRE

Bien que la fin des dépenses liées au développement du réseau soit cohérente avec les évolutions des investissements sur le réseau de transport, la CRE s'interroge sur la trajectoire de dépenses d'investissements proposée par Teréga sur la période ATRT7, notamment sur des hausses significatives de certaines catégories de dépenses. En particulier concernant :

- les dépenses de sécurité et maintien, qui augmentent de 112 % la période ATRT6 et la période ATRT7. La CRE constate notamment que les dépenses moyennes annuelles affectées au programme Canalisations et branchements augmentent de 83 % entre les deux périodes, sans que Teréga n'ait précisé l'ensemble des projets contenu dans cette enveloppe ;
- les dépenses de R&I, qui augmentent de 115 % entre 2018 et 2020, avec un pic constaté en 2023, engendré par le projet IMPULSE, visant à la création d'un démonstrateur des synergies stockage-transport-électricité-hydrogène dans le cadre du plan d'entreprises Impacts 2025 (cf. paragraphe 3.2.2). Dans sa délibération du 11 juillet 2019 relative au bilan d'exécution à mi-année du programme d'investissements de Teréga, la CRE a approuvé la phase 1 du projet qui peut présenter un intérêt pour l'activité de transport en matière d'efficacité énergétique pour 0,3 M€ ;
- les dépenses d'investissements immobiliers, qui augmentent de 143 % entre 2018 et 2020 en raison du plan d'entreprise Impacts 2025 de Teréga. La CRE s'interroge sur le caractère efficace de ces dépenses et de leur couverture dans le tarif de transport. La CRE a déjà validé la construction d'un nouveau siège social pour Teréga dans la période ATRT6 pour un montant de 22 M€.

A ce stade, la CRE n'envisage pas d'apporter de modification de la trajectoire d'investissements demandée par Teréga, mais considère que des éléments de justification complémentaires de la part de Teréga restent nécessaires sur les postes qui augmentent fortement. Elle rappelle par ailleurs que les articles L. 134-3 et L. 431-6-II du code de l'énergie prévoient une approbation des budgets annuels d'investissements des GRT de gaz naturel.

3.6 CRCP au 31 décembre 2019

3.6.1 GRTgaz

Demande de l'opérateur

Dans son dossier tarifaire, GRTgaz a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à 19,0 M€ en déduction des charges à couvrir, dont -34,6 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, -3,8 M€ de CRCP définitif 2018 et 19,4 M€ de CRCP provisoire 2019. Ce dernier est composé principalement :

- de recettes de souscriptions 2019 inférieures aux prévisions tarifaires dans la demande de GRTgaz, en particulier les recettes de souscription aux PITS ;
- de recettes de raccordements de CCCG inférieures aux prévisions tarifaires dans la demande de GRTgaz ;
- de charges de capital supérieures au prévisionnel en lien principalement avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR qui est supérieur au prévisionnel utilisé dans la trajectoire tarifaire ;
- de charges au titre de la prestation de conversion H-B plus élevées que les prévisions tarifaires à la suite de la délibération de la CRE du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (gaz B)¹⁷ ;

Le CRCP de GRTgaz a été négatif pour la période ATRT5 (solde à restituer aux utilisateurs). Cette tendance s'est poursuivie sur 2017 et 2018. En 2019, le montant à restituer par GRTgaz aux utilisateurs de son réseau a significativement baissé notamment du fait, d'une part, de la révision des modalités de fonctionnement de la zone B ayant conduit à une augmentation des capacités souscrites par GRTgaz au titre de la prestation d'échange de gaz H en gaz B, et d'autre part, de la prise en compte d'un bonus lié à la mise en service dans les délais du projet Val de Saône. Les charges de capital ont en outre été supérieures aux prévisions sur la période, en raison d'une inflation réelle supérieure à l'inflation prévisionnelle.

Dans sa demande pour la période ATRT7, GRTgaz tient compte de l'apurement dès 2020 du montant total de CRCP restant à apurer, soit un montant de 19,0 M€ à restituer aux utilisateurs de son réseau.

Analyse de la CRE

¹⁷ Délibération de la CRE du 13 décembre 2018 portant décision relative aux modalités d'accès à la zone desservie en gaz à bas pouvoir calorifique (« gaz B »)

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de GRTgaz s'élève à 29,0 M€ qui viendront en déduction des charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de GRTgaz (10 M€) provient principalement de l'ajustement des hypothèses sur les charges d'énergie (cf. partie 3.3.3). Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

3.6.2 Teréga

Demande de l'opérateur

Dans son dossier tarifaire, Teréga a estimé le solde du CRCP au 31 décembre 2019 à 3,5 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir, dont 4,0 M€ de reliquats des CRCP antérieurs, 1,3 M€ de CRCP définitif 2018 et -1,7 M€ de CRCP provisoire 2019. Ce dernier est composé principalement :

- de recettes de souscriptions 2019 supérieures aux prévisions tarifaires, en particulier les recettes en sortie du PIR Pirineos ;
- de charges de capital supérieures au prévisionnel en lien principalement avec le taux d'inflation utilisé pour réévaluer la BAR supérieur au prévisionnel utilisé dans la trajectoire tarifaire ;
- de charges de reversement inter-opérateurs supérieures aux prévisions tarifaires.

Le CRCP de Teréga a été négatif pour la période ATRT5. Cette tendance s'est inversée sur la période ATRT6. En effet, les charges de capital ont été supérieures aux prévisions sur la période, en raison d'une inflation réelle supérieure à l'inflation prévisionnelle. Le bonus associé à la mise en service dans les délais de Gascogne-Midi a également été intégré au CRCP.

Dans sa demande pour la période ATRT7, Teréga tient compte de l'apurement sur 4 ans du montant total de CRCP restant à apurer, soit un montant de 3,5 M€ qui vient s'ajouter aux charges à couvrir.

Analyse de la CRE

Le solde du CRCP au 31 décembre 2019 estimé par la CRE dans le calcul du revenu autorisé de Teréga s'élève à 3,2 M€ qui viendront s'ajouter aux charges à couvrir. L'écart par rapport à la demande de Teréga (0,3 M€) provient principalement de l'ajustement des hypothèses sur les charges d'énergie (cf. partie 3.3.3). Ce montant de CRCP est préliminaire et pourra évoluer dans la décision finale de la CRE.

3.7 Revenu autorisé

3.7.1 Demande des opérateurs

3.7.1.1 GRTgaz

La demande de GRTgaz aboutit à une évolution du revenu autorisé de +2,3% en 2020 par rapport à 2019, et à une évolution annuelle moyenne de +2,3% sur la période ATRT7.

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
CNE		832,5	851,8	874,8	890,1
CCN		1065,8	1085,4	1103,0	1096,4
Flux inter-opérateurs*		-19,2	-19,6	-19,9	-20,3
Apurement CRCP		-19,0			
Terme de lissage ATRT6		-24,1			
Revenu autorisé	1795,3	1836,0	1917,7	1957,9	1966,1
Evolution revenu autorisé	-	+2,3%	+4,4%	+2,1%	+0,4%

* reversement de Teréga à GRTgaz introduit dans le tarif ATRT6 au moment de la création de la zone unique.

3.7.1.2 Teréga

La demande de mise à jour de Teréga aboutit à une évolution du revenu autorisé de +8,9% en 2020 par rapport à 2019, et à une évolution annuelle moyenne de +4,7% sur la période ATRT7.

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
CNE		86,7	92,0	94,0	97,3
CCN		191,0	196,9	203,8	207,0
Flux inter-opérateurs		19,8	20,8	21,1	20,9
Apurement CRCP		0,9	0,9	0,9	0,9
Terme de lissage ATRT6		-3,0			
Revenu autorisé	271,3	295,5	310,6	319,9	326,1
Evolution revenu autorisé	-	+8,9%	+5,1%	+3,0%	+2,0%

3.7.2 Analyse de la CRE : revenu autorisé préliminaire

A ce stade, la CRE dispose des éléments d'analyse fournis dans les rapports d'audit sur les charges d'exploitation des GRT et sur le taux de rémunération de leur capital.

Dans les tableaux suivants, la CRE présente un revenu autorisé illustratif pour chacun des GRT, en retenant les valeurs centrales des fourchettes qu'elle a présentées précédemment s'agissant des charges nettes d'exploitation et du CMPC, c'est-à-dire :

- pour les charges de capital : à titre d'illustration, les trajectoires d'investissements demandées par les opérateurs et un CMPC de 4,0 % ;
- pour les charges d'exploitation : une trajectoire illustrative tenant compte de 50% des ajustements (énergie et R&D incluses) envisagés à ce stade ;
- un apurement du CRCP estimé en fin de période ATRT6 ;
- le flux inter-opérateur estimé par Teréga.

3.7.2.1 GRTgaz

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
CNE		800,7	817,4	833,8	844,6
CCN		952,3	970,9	987,6	981,4
Flux inter-opérateurs		-19,8	-20,8	-21,1	-20,9
Apurement CRCP		-7,4	-7,4	-7,4	-7,4
Terme de lissage ATRT6		-6,2	-6,2	-6,2	-6,2
Revenu autorisé	1795,3	1719,6	1753,8	1786,6	1791,5
Evolution revenu autorisé	-	-4,2%	+2,0%	+1,9%	+0,3%

Le terme de lissage ATRT6 est un terme fixé par la CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6. Ce terme (-24 M€ pour GRTgaz en 2020) correspond à l'écart entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel dans le tarif ATRT6. La CRE envisage de lisser ce montant sur les 4 années de la période ATRT7.

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé de -0,1%/an entre 2019 et 2023.

3.7.2.2 Teréga

En M€ courants	2019	2020	2021	2022	2023
CNE		81,3	85,2	86,0	87,3
CCN		164,3	168,9	175,0	178,0
Flux inter-opérateurs		19,8	20,8	21,1	20,9
Apurement CRCP		0,8	0,8	0,8	0,8
Terme de lissage		-0,8	-0,8	-0,8	-0,8
Revenu autorisé	271,3	265,5	274,9	282,2	286,2
Evolution revenu autorisé	-	-2,1%	+3,6%	+2,7%	+1,4%

Le terme de lissage ATRT6 est un terme fixé par la CRE dans sa délibération du 17 novembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6. Ce terme (-3 M€ pour Teréga en 2020) correspond à l'écart entre les recettes prévisionnelles et le revenu autorisé prévisionnel dans le tarif ATRT6. La CRE envisage de lisser ce montant sur les 4 années de la période ATRT7.

Ce scénario illustratif conduit à une évolution moyenne du revenu autorisé de +1,4%/an entre 2019 et 2023.

Dans sa décision tarifaire, la CRE pourra, à revenu total équivalent, procéder à un lissage des évolutions annuelles.

Question 9 Etes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT7 pour GRTgaz et Teréga ?

3.8 Souscriptions prévisionnelles de capacités

3.8.1 Demande des opérateurs

3.8.1.1 GRTgaz

GRTgaz soumet les deux trajectoires de souscriptions qui sont essentiellement différenciées par l'évolution de la consommation de pointe retenue pour les prévisions de souscriptions sur le réseau régional. Ces deux scénarios reposent sur les hypothèses suivantes :

- réduction des entrées depuis le terminal de Fos Tonkin ;
 - baisse des souscriptions en entrée et sortie PIR/PITTM liée principalement à l'échéance de certains contrats long terme ;
 - baisse des souscriptions sur le réseau régional basée sur une baisse de la pointe hivernale prévisionnelle.
- Scénario 1

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal	-2,9%	-3,2%	-2,3%	-1,2%	-2,4%
Réseau régional	-2,3%	-1,7%	-0,9%	-1,1%	-1,5%

- Scénario 2

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal	-2,8%	-2,7%	-1,8%	-1,2%	-2,1%
Réseau régional	-2,0%	-0,9%	-0,7%	-1,0%	-1,2%

3.8.1.2 Teréga

Teréga soumet un scénario prévisionnel reposant sur les hypothèses suivantes :

- baisse des souscriptions en entrée liée principalement à l'échéance de certains contrats long terme ;
- baisse des souscriptions sur le réseau régional basée sur une baisse de la pointe hivernale prévisionnelle ;
- niveau de remplissage des stockages élevé.

% d'évolution des souscriptions de capacités par an	2020	2021	2022	2023	Evolution moyenne
Réseau principal	-1,2%	-0,1%	-0,2%	-6,9%	-2,1%
Réseau régional	+0,6%	-0,7%	-0,7%	-0,7%	-0,4%

3.8.2 Analyse de la CRE

La CRE considère que certaines hypothèses retenues par les GRT sont conservatrices, et envisage en conséquence un certain nombre d'ajustements.

En premier lieu, l'arrivée à échéance d'un certain nombre d'engagements long terme au cours de la période ATRT7 implique effectivement une baisse des souscriptions de capacité sur le réseau principal. Toutefois, cette baisse des souscriptions long terme devra être partiellement compensée par davantage de souscriptions court terme que les niveaux prévus par les GRT, en particulier GRTgaz.

La CRE considère en second lieu que la baisse de la pointe à prendre en compte pour les prévisions de souscriptions sur le réseau régional devra être homogène entre les opérateurs de transport et de distribution et être en ligne avec les baisses constatées sur les dernières années.

Outre les prévisions de souscriptions sur les points des réseaux amont et aval, la CRE anticipe des recettes au PEG supérieures aux prévisions des opérateurs, plus cohérentes avec les besoins du marché et avec l'amélioration de la liquidité attendue sur la TRF.

La CRE envisage enfin d'aligner les recettes des autres services, notamment les services *UIOLI (Use it or lose it)*, SET et Alizés, a minima sur les derniers réalisés.

Ces ajustements seront pris en compte par la CRE dans sa décision tarifaire finale.

Question 10 Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ?

3.9 Evolution tarifaire

3.9.1 Demande des opérateurs

Pour calculer l'évolution tarifaire au 1^{er} avril 2020 et à chaque évolution annuelle, la CRE envisage de lisser l'évolution du revenu autorisé prévisionnel des opérateurs comme elle l'a fait dans le tarif ATRT6. Ce lissage n'a pas d'impact sur les charges recouvrées par les GRT au global sur la durée du tarif mais évite les évolutions importantes dans des sens opposés d'une année sur l'autre. Les souscriptions prévisionnelles sont aussi prises en compte de manière à avoir une évolution tarifaire constante sur les quatre années du tarif.

Dans la mise en œuvre de ce lissage, la CRE veillera, autant que possible, à ce que le niveau des termes tarifaires de la période ATRT7 reflète au global les charges et les recettes des GRT.

3.9.1.1 GRTgaz

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	1836,0	1917,7	1957,9	1966,1
Revenu autorisé lissé	1830,8	1886,1	1950,2	2011,9
Evolution revenu autorisé lissé	+2,0%	+3,0%	+3,4%	+3,2%

L'évolution du revenu autorisé demandée par GRTgaz, combinée aux trajectoires de souscriptions prévues par ce dernier, conduirait, après lissage du revenu autorisé pour suivre l'évolution des souscriptions, à l'évolution tarifaire suivante sur la période ATRT7 :

%	Evolution annuelle sur la période ATRT7
Evolution tarifaire moyenne – demande de GRTgaz lissée (après prise en compte des effets structure)	+4,6%

3.9.1.2 Teréga

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	295,5	310,6	319,9	326,1
Revenu autorisé lissé	288,4	307,6	326,2	330,1
Evolution revenu autorisé lissé	+6,3%	+6,7%	+6,0%	+1,2%

L'évolution du revenu autorisé demandée par Teréga, combinée aux trajectoires de souscriptions prévues par ce dernier, conduirait, après lissage du revenu autorisé pour suivre l'évolution des souscriptions, à l'évolution tarifaire suivante sur la période ATRT7 :

%	Evolution annuelle sur la période ATRT7
Evolution tarifaire moyenne – demande de Teréga lissée	+6,6%

3.9.2 Analyse de la CRE

Dans les tableaux suivants, la CRE présente l'évolution tarifaire possible pour chacun des GRT, sur la base d'un scénario illustratif, en retenant :

- pour les charges de capital : à titre d'illustration, un CMPC de 4,0 % ;

- pour les charges d'exploitation : une trajectoire tenant compte de 50% des ajustements (énergie et R&D incluses) envisagés à ce stade ;
- le CRCP 2020 estimé par la CRE à ce stade ;
- le rattrapage du lissage ATRT6 sur l'année 2020 ;
- pour les souscriptions : le scénario 2 de GRTgaz (le scénario le plus optimiste) et la trajectoire demandée par Teréga.
- un lissage du revenu autorisé pour suivre l'évolution des souscriptions sur la période ATRT7.

○ GRTgaz

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	1719,6	1753,8	1786,6	1791,5
Revenu autorisé lissé	1783,1	1766,4	1756,4	1742,4
Evolution revenu autorisé lissé	-0,7%	-0,9%	-0,6%	-0,8%

%	Evolution annuelle sur la période ATRT7
Evolution tarifaire moyenne - scénario illustratif CRE	+0,5%

○ Teréga

En M€ courants	2020	2021	2022	2023
Revenu autorisé	265,6	274,9	282,2	286,1
Revenu autorisé lissé	279,3	280,7	280,5	267,4
Evolution revenu autorisé lissé	+3,0%	+0,5%	-0,1%	-4,7%

%	Evolution annuelle sur la période ATRT7
Evolution tarifaire moyenne - scénario illustratif CRE	+0,4%

4. STRUCTURE TARIFAIRE

4.1 Structure tarifaire du réseau principal

4.1.1 Répartition des coûts supportés par les GRT par usage de réseau

4.1.1.1 Classification des services rendus par les GRT

L'article 4 du code de réseau Tarif distingue parmi les services rendus par les GRT, les services de transport¹⁸ (*Transmission services*) et ceux qui sont des services annexes¹⁹ (*Non-Transmission services*). Cet article prévoit que « le revenu associé aux services de transport est recouvert par les tarifs de transport fondés sur la capacité » et que « les revenus des services annexes sont recouverts par les tarifs des services annexes applicables à un service annexe. ». Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des services annexes respectent les principes suivants : « a) ils reflètent les coûts, ils sont non discriminatoires, objectifs et transparents ; b) ils sont supportés par les bénéficiaires d'un service annexe dans le but de limiter au maximum les subventions croisées entre les utilisateurs du réseau. »

Cette distinction vise à renforcer la transparence sur l'affectation des coûts et recettes induits par l'exploitation des réseaux de transport de gaz.

GRTgaz et Teréga opèrent chacun deux types de réseaux différents :

- le réseau principal (réseau amont) : réseau à très haute pression, bidirectionnel, qui relie les points d'interconnexion avec (i) les réseaux de transport adjacents, (ii) les sorties vers le réseau régional, (iii) les terminaux méthaniers et (iv) les stockages. Il s'étend sur plus de 9 500 km. Les flux y sont généralement bidirectionnels. Il est utilisé pour à la fois pour le transit et l'alimentation des clients nationaux ;
- le réseau régional (réseau aval) : composé des éléments du réseau qui permettent d'acheminer le gaz depuis le réseau principal jusqu'aux clients finals ou jusqu'aux réseaux de distribution. Il s'étend sur près de 28 000 km. Les flux y sont unidirectionnels. Il est utilisé uniquement pour alimenter les consommateurs français. Ces réseaux font partie du périmètre des gestionnaires de réseau de distribution dans de nombreux pays européens.

La CRE a envisagé dans sa consultation publique du 27 mars 2019 de classer les services rendus par les GRT comme suit :

- services de transport : les services rendus par les GRT sur le réseau principal. La tarification sur ce réseau est effectuée selon un modèle entrée-sortie et est fondée sur la capacité et la distance ;
- services annexes : les services rendus par les GRT sur le réseau régional. Ce réseau n'est pas en modèle entrée-sortie dans la mesure où il n'existe pas de terme d'entrée. Pour autant, la tarification sur ce réseau est transparente et prend notamment en compte la distance par rapport au réseau principal. De plus, ces réseaux étant utilisés uniquement par les clients nationaux, 100% des coûts leur sont affectés, comme dans le tarif ATRT6. Toute subvention croisée entre les flux de transit et les flux destinés aux consommateurs français est en conséquence évitée.

Par ailleurs, la CRE a considéré dans sa consultation publique du 27 mars 2019, que la compensation stockage²⁰ collectée par les GRT auprès de leurs clients et reversée aux opérateurs de stockage, devait être classée parmi les services annexes.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables à la classification envisagée par la CRE pour les services rendus par les GRT sur les réseaux principal et régional.

S'agissant de la compensation stockage, la majorité des acteurs est favorable à sa classification en service annexe. Les consommateurs émettent néanmoins des réserves et considèrent que cette compensation ne reflète pas les principes imposés par le code de réseau Tarif notamment en terme de reflet des coûts, et de non-discrimination.

La CRE envisage de maintenir ses orientations préliminaires sur la classification des réseaux principal et régional. S'agissant du terme tarifaire stockage, la CRE considère qu'il n'a pas vocation à refléter les coûts d'un service rendu par le GRT, mais à compenser le revenu autorisé des opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie.

¹⁸ « Services de transport », les services régulés fournis par le gestionnaire de réseau de transport dans le système entrée-sortie aux fins de transport.

¹⁹ « Services annexes », les services régulés autre que les services de transport et autres que les services régis par le règlement (UE) n° 312/2014, qui sont fournis par le gestionnaire de réseau de transport.

²⁰ Compensation collectée via le terme tarifaire stockage introduit par la CRE dans sa délibération du 22 mars 2018, du fait de la réforme de l'accès des tiers aux installations de stockage, pour permettre de compenser la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes perçues directement par ces derniers dans le cadre de leur activité.

4.1.1.2 Equilibre entre les coûts et les recettes affectables au réseau principal et au réseau régional

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

Néanmoins, les évolutions tarifaires successives avaient conduit, en fin de période ATRT5, à un déséquilibre à la maille France entre les coûts affectables à chaque catégorie de réseau et les recettes qu'ils généraient. La CRE a en conséquence retenu, pour le tarif ATRT6, une évolution des termes tarifaires de manière à ce que l'équilibre entre les recettes perçues et les coûts propres à chacun de ces réseaux soit atteint en moyenne sur la période du tarif. La répartition de ces coûts, à la maille France, sur la période 2017-2019 est la suivante :

	Réseau principal		Réseau régional	
	% des recettes	% des coûts	% des recettes	% des coûts
Moyenne 2017-2019	47,5%	48,5%	52,5%	51,5%

Source : GRTgaz et Teréga

L'équilibre est quasiment atteint en moyenne sur la période ATRT6.

Sur la période ATRT7, les GRT font les prévisions de répartition des charges suivantes, à la maille France:

	Maille France	
	% des charges du réseau principal	% des charges du réseau régional
Moyenne ATRT7	46 %	54 %

L'affectation des charges d'exploitation à chaque catégorie de réseau nécessite, pour certains postes de coûts, l'application d'une clé de répartition. Le cas échéant, la clé de répartition retenue par les GRT est une clé au kilomètre de réseau pour obtenir une estimation objective des charges d'exploitation supportées par le réseau principal et le réseau régional. Les investissements sont quant à eux globalement affectables à un réseau ou l'autre directement.

La CRE envisage, pour la période ATRT7, de maintenir le principe d'équilibre en moyenne des charges et des recettes des réseaux principal et régional.

4.1.2 Méthodologie de détermination des termes tarifaires en grand transport

4.1.2.1 Grands principes de tarification du réseau principal

- **Principe de la tarification à la capacité**

Le tarif de transport de gaz est fondé sur une tarification 100 % fonction de la capacité souscrite. En d'autres termes, les expéditeurs réservent des capacités qu'ils paient indépendamment de l'usage qu'ils en font.

Ce mode de tarification est compatible avec le code de réseau Tarif, qui prévoit, dans son article 4, que le revenu associé aux services de transport est recouvré par les tarifs transport fondés sur la capacité.

Par ailleurs, ce mode de tarification permet notamment de prendre en compte l'effet positif que présentent les sites prévisibles et stables pour le système gazier, en particulier en termes de limitation des investissements. Ainsi, à consommation égale, le fournisseur d'un client thermosensible souscrit davantage de capacité, afin de couvrir la pointe de consommation, qui peut être éloignée de la consommation moyenne.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique du 27 mars 2019 sont favorables à la reconduction de ce principe de tarification à la capacité dans le tarif ATRT7.

La CRE envisage de reconduire, pour la période ATRT7, le principe de tarification à la capacité.

- **Système entrée-sortie sur le réseau principal**

La structure tarifaire du réseau principal repose sur un principe de tarification entrée-sortie. Ce principe permet aux utilisateurs du réseau de réserver séparément leurs capacités d'entrée et de sortie du réseau, et ainsi de pouvoir

faire transporter le gaz entre les points de leur choix. Les termes tarifaires dont les utilisateurs s'acquittent en entrée et en sortie du réseau français sont identiques, quelles que soient la provenance et la destination du gaz.

Ce principe de tarification entrée-sortie est conforme aux dispositions du règlement n°(CE) 715/2009 du 13 juillet 2009 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel, qui prévoit que les tarifs applicables aux utilisateurs du réseau sont non discriminatoires et fixés de manière distincte pour chaque point d'entrée et de sortie du réseau de transport.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique relative à la structure sont favorables à la reconduction de ce système de tarification à la capacité dans le tarif ATRT7.

La CRE envisage de reconduire, pour la période ATRT7, le principe de tarification à la capacité.

- **Harmonisation des tarifs de GRTgaz et Teréga**

Le tarif ATRT6 prévoit l'harmonisation d'un certain nombre de termes tarifaires à l'échelle nationale. Ainsi, les termes tarifaires en entrée aux PIR de Dunkerque, Taisnières H, Obergailbach, Oltingue et Pirineos sont identiques ; c'est également le cas des termes tarifaires en entrée aux PITTM de Dunkerque, Montoir et Fos. En effet, les ouvrages du réseau principal contribuent de manière équivalente à la mise à disposition des capacités d'entrée à l'intérieur de ces deux catégories de points. L'alignement de ces termes offre aux expéditeurs la possibilité de choisir la source d'approvisionnement la plus compétitive.

En outre, les termes de sortie du réseau principal vers les réseaux régionaux de GRTgaz et de Teréga sont alignés entre eux ainsi que les tarifs aux PITS (Point d'Interface Transport Stockage) sur les réseaux de Teréga et de GRTgaz.

Les acteurs ayant répondu à la consultation publique sont favorables au maintien des harmonisations en vigueur dans le tarif ATRT6.

La CRE envisage de maintenir, pour le tarif ATRT7, les principes en vigueur dans le tarif ATRT6 rappelés ci-dessus.

- **Répartition des coûts et des recettes entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau principal**

Outre la recherche d'une répartition équilibrée des recettes et des charges entre les réseaux principal et régional, 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 principal.

Du fait de la présence en France d'importantes capacités de stockage permettant d'assurer le passage de la pointe hivernale, les capacités souscrites par les expéditeurs en entrée sur les réseaux de transport français sont significativement inférieures aux capacités souscrites en sortie. En conséquence, la CRE a considéré dans sa consultation du 27 mars 2019 qu'une répartition différente de 50%/50% est justifiée au regard de la configuration particulière du réseau français.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique est favorable à la répartition actuelle des recettes entre les points d'entrée et les points de sortie du réseau principal. Certains acteurs sont en faveur d'une répartition qui s'éloigne davantage du 50-50 en réduisant les termes d'entrée et en augmentant les termes de sortie. Tandis qu'à l'inverse, d'autres acteurs se sont exprimés en faveur d'un rapprochement du 50-50 en considérant que la répartition actuelle pénalise les points de sortie du réseau principal.

La CRE rappelle que la répartition des recettes à 50-50 ne figure dans le code de réseau Tarif qu'à titre indicatif. Cette répartition n'est pas pertinente dans un pays comme la France, disposant d'importantes capacités de stockage.

Pour l'année 2019, la répartition des recettes sur le réseau principal prévue par le tarif ATRT6 est la suivante :

Répartition par type de point en %	France
Entrées (PIR, PITTM)	34 %
Sorties (sorties PIR et sorties vers le réseau régional)	66 %

La CRE considère que cet équilibre est, à ce stade, satisfaisant. Elle ne voit pas de raison de le modifier significativement dans le tarif ATRT7.

4.1.2.2 Description de la méthode de calcul des termes tarifaires envisagée par la CRE

Le niveau relatif des termes tarifaires du tarif ATRT6 a été fixé par la CRE de façon à ne pas induire de subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport. Pour cela, la CRE a vérifié la cohérence des coûts unitaires de transport supportés pour les routes France-Espagne, France-Suisse et pour alimenter les consommateurs nationaux.

La société Eni S.p.A., fournisseur de gaz et d'électricité, a attaqué cette décision devant le Conseil d'Etat. Elle estimait que la délibération de la CRE introduisait une subvention croisée entre les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de transport de gaz, c'est-à-dire entre les expéditeurs alimentant les consommateurs nationaux et les expéditeurs utilisant le réseau à des fins de transit vers d'autres pays.

Par sa décision du 18 mars 2019²¹, le Conseil d'Etat a confirmé la délibération de la CRE du 15 décembre 2016 portant décision sur le tarif ATRT6, considérant notamment qu'elle est non discriminatoire et que les principes retenus par la CRE ne créent pas de subvention croisée entre les catégories d'utilisateurs du réseau principal dès lors que les coûts unitaires moyens de transport résultant des tarifs fixés sont équivalents pour chacun des usages du réseau.

Pour le tarif ATRT7, la CRE envisage en conséquence d'élaborer la grille tarifaire dans la continuité du tarif ATRT6, de telle sorte que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux soient alignés, conformément au code de réseau Tarif.

Méthode envisagée par la CRE

En conformité avec les objectifs poursuivis par le code de réseau Tarif, la CRE envisage d'appliquer une méthode tarifaire reposant sur les capacités souscrites et la distance entre les différents points d'entrée et de sortie du réseau principal, conformément à l'article 8 du code de réseau Tarif. Les termes tarifaires sont fixés de façon à s'assurer que les coûts unitaires du transit et de l'alimentation des consommateurs nationaux soient alignés.

a. Calcul des distances parcourues par le gaz :

▪ Cas du transit :

Dans son article 8 consacré à la description de la méthode de calcul des prix de référence CWD, le code de réseau Tarif prévoit que lorsque certains points d'entrée et de sortie peuvent être combinés dans un scénario de flux pertinent, la distance de référence à considérer est égale à la distance la plus courte en parcourant les gazoducs entre un point d'entrée ou un groupe de points d'entrée et un point de sortie ou un groupe de points de sortie.

La méthode de calcul des prix de référence choisie par la CRE est basée sur le même raisonnement. En effet, la CRE considère qu'il est pertinent économiquement de retenir le PIR Dunkerque comme le point principal d'entrée du gaz transitant par les points PIR Pirineos, Oltingue et Alveringem. Les distances retenues pour déterminer les termes tarifaires sont en conséquence les distances les plus courtes en parcourant les gazoducs entre ces points de sortie et le PIR Dunkerque.

Les principales distances parcourues par le gaz pour le transit sont les suivantes :

- PIR Dunkerque – PIR Oltingue : 762 km
- PIR Dunkerque – PIR Pirineos : 1072 km

▪ Cas des consommateurs nationaux :

L'évaluation de la distance parcourue par le gaz pour atteindre les points de livraison des consommateurs nationaux est plus complexe, notamment au regard :

- du nombre élevé des points de sortie du réseau principal vers le réseau régional (il en existe environ 700 en France) ;
- de la diversification des possibilités d'approvisionnement dont bénéficient les fournisseurs de gaz ;
- des capacités de stockage importantes en France permettant d'amener du gaz pour le stocker durant l'été et l'utiliser en le déstockant en hiver ;

La CRE a en conséquence considéré deux schémas de flux, un schéma « été » et un schéma « hiver » afin de modéliser les routes alimentant les consommateurs nationaux :

²¹ <https://juricaf.org/arret/FRANCE-CONSEILDETAT-20190318-411580>

- dans le schéma « été » les points d'entrée PIR et PITTM servent à remplir les capacités de stockage souterrain de gaz, et à alimenter les consommateurs nationaux au prorata de leur consommation annuelle de référence ;
- dans le schéma « hiver », les consommateurs nationaux sont alimentés au niveau de leur pointe de consommation avec du gaz provenant des entrées PIR et PITTM ainsi que des stockages.

Sur la base de ces schémas, un modèle permet de déterminer la distance parcourue par le gaz :

- chaque point de sortie livraison va s'approvisionner en priorité auprès du point d'entrée le plus proche géographiquement, tant qu'il y reste de la capacité souscrite disponible ;
- lorsque le point le plus proche ne dispose plus de capacités disponibles, le point de sortie complète son alimentation auprès du 2^{ème} point d'entrée le plus proche tant qu'il y reste de la capacité disponible, et ainsi de suite jusqu'à ce que toute la consommation soit satisfaite.

Dans le schéma de flux été le gaz parcourt en moyenne 285 km depuis les points d'entrée pour alimenter les PITS et les consommateurs nationaux.

Dans le schéma de flux hiver le gaz parcourt en moyenne 170 km depuis les points d'entrée et les PITS pour alimenter les consommateurs nationaux.

Une distance moyenne unique est ensuite calculée en pondérant par le nombre de mois de chaque saison (7 mois d'été, 5 mois d'hiver) pour l'alimentation de clients nationaux. Cette distance s'établit à 237 km.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique du 27 mars 2019 est favorable ou favorable avec réserves à ces principes en considérant qu'ils reflètent les coûts engendrés par chaque utilisateur du réseau. Plusieurs acteurs y sont toutefois défavorables. Ces acteurs considèrent que la méthode de calcul des distances est discriminatoire et qu'une alimentation du transit par le PIR Dunkerque n'est pas justifiée.

La CRE considère que cette méthodologie est conforme avec le code de réseau Tarif qui autorise la combinaison de points d'entrée et de sortie dans un scénario de flux pertinent. Une fois que le schéma de flux pertinent est défini à la fois pour l'alimentation des points transit et des consommateurs nationaux, la CRE applique la même méthodologie de calcul des distances, en retenant la distance la plus courte entre les points d'entrée et de sortie du schéma de flux considéré.

Le choix du PIR Dunkerque pour l'alimentation du transit est économiquement justifié. En effet, l'analyse des coûts de routes alternatives montre que ces dernières sont plus coûteuses et présentent un intérêt limité. La CRE souligne en outre que les niveaux de souscription et d'utilisation du PIR Dunkerque sont extrêmement élevés depuis plusieurs années, signe de l'intérêt du marché pour cette entrée.

Par ailleurs, dans sa décision du 18 mars 2019, le Conseil d'Etat a validé cette méthode en considérant que « cette méthode permet de tenir compte de l'utilisation effective des infrastructures du réseau par chaque catégorie d'expéditeurs, le PIR Dunkerque constituant dans les faits, le point d'entrée du gaz sur le réseau principal pour l'usage du transit. Elle n'est par suite pas de nature à créer une discrimination entre les utilisateurs des routes de transit et ceux des routes domestiques. »

La CRE envisage en conséquence de retenir la méthodologie de calcul des distances décrite ci-dessus.

b. Ajustement des tarifs aux points d'entrée et de sortie des stockages

L'article 9 du code de réseau Tarif prévoit qu'un rabais d'au moins 50 % est appliqué aux tarifs de transport fondés sur la capacité aux points d'entrée en provenance et de sortie à destination des stockages.

La CRE envisage de maintenir le niveau relatif global des termes tarifaires aux PITS par rapport à ceux en entrée et sortie du réseau afin de ne pas dégrader l'attractivité des stockages, de maintenir une incitation à leur remplissage et de tenir compte de leur rôle pour le bon fonctionnement du système. Cela conduit à mettre en œuvre un rabais d'environ 80 %, comme pour le tarif ATRT6.

Dans leur réponse à la consultation publique du 27 mars 2019 certains acteurs ont considéré que le rabais à appliquer aux stockages doit être de 100% afin de s'assurer que les stockages soient bien remplis en toutes conditions de marché, tandis que d'autres préconisent un rabais de 0% afin que ces tarifs reflètent strictement les coûts de fonctionnement de ces stockages pour le réseau de transport.

La CRE considère qu'une mise à zéro des termes tarifaires au PITS n'est pas justifiée compte tenu du service rendu par les GRT qui mettent à disposition des capacités d'injection ou de soutirage sur ces points. Le rabais que la CRE envisage de retenir permet de refléter les économies d'investissements et les flexibilités que procurent les stockages aux réseaux de transport.

c. Cohérence des coûts unitaires par km

L'article 5 du code de réseau Tarif prévoit qu'une évaluation de la répartition des revenus associés aux services de transport soit effectuée afin de mesurer le degré des subventions croisées entre l'utilisation du réseau interne au système (consommation nationale) et l'utilisation du réseau au service des systèmes adjacents, sur la base de la méthode de calcul des prix de référence proposée. Cet article prévoit également que tout écart de la répartition de ces coûts, dépassant 10%, devra faire l'objet de justifications.

Le résultat des indices de comparaison de la répartition des coûts définis dans cet article et en application de la méthode de calcul des prix de référence proposée par la CRE, est de 0%. En effet, la méthodologie d'élaboration de la grille tarifaire proposée par la CRE permet d'aboutir à un coût unitaire identique pour les différentes routes de transit et l'alimentation des clients nationaux (prenant en compte le passage par les stockages).

En considérant les capacités souscrites en 2020 aux différents points d'entrée et de sortie des réseaux principaux de GRTgaz et Teréga, et sur la base du scénario illustratif de revenu autorisé (cf. partie 3.7.2), ce coût unitaire est d'environ 0,67 €/MWh/j/an/km.

Coût unitaire usage transit France – Suisse :

$$\frac{TCE_{PIR\ Dunkerque} + TCST_{PIR\ Oltingue}}{762} \approx 0,67$$

Coût unitaire usage transit France – Suisse :

$$\frac{TCE_{PIR\ Dunkerque} + TCST_{PIR\ Pirineos}}{1072} \approx 0,67$$

Coût unitaire usage alimentation client national :

$$\frac{0,56 \times TCE_{PIR/PITTM} + 0,27 \times TCSS_{PITS} + 0,57 \times TCES_{PITS} + TCS_{vers\ RR}}{237} \approx 0,67$$

Avec :

- TCE : terme tarifaire d'entrée PIR
- TCST : terme tarifaire de sortie PIR
- TCES : terme tarifaire d'entrée depuis les PITS (soutirage)
- TCSS : terme tarifaire de sortie vers les PITS (injection)
- TCS : terme tarifaire de sortie vers le réseau régional

L'alimentation d'1 MWh/j/an d'un client national nécessite en moyenne, compte tenu des souscriptions des capacités de stockages, la souscription de 0,56 MWh/j/an de capacités d'entrées en France (PIR/PITTM), 0,27 MWh/j/an de capacités d'injection aux PITS, et 0,57 MWh/j/an de capacités de soutirage aux PITS. Ces ratios sont calculés sur la base des capacités souscrites.

Enfin, il résulte du calcul des distances, réalisé par le modèle de la CRE, que les PITTM alimentent davantage, en proportion, les points de consommation nationale : la distance moyenne parcourue par le gaz depuis ces points est ainsi, en moyenne, plus faible que la distance moyenne parcourue depuis une entrée PIR. Dès lors, la CRE envisage d'appliquer une différenciation de 10% entre les tarifs des PITTM et des PIR.

4.1.2.3 Cas particulier de la sortie au PIV Virtualys

L'interconnexion à Alveringem a été créée dans le cadre de la mise en service du terminal de Dunkerque en 2016, et permet d'acheminer physiquement du gaz non odorisé de la France vers la Belgique. Deux types de capacités sont commercialisés :

- une capacité d'entrée directe en Belgique depuis le terminal de Dunkerque LNG commercialisée par Fluxys, qui souscrit pour cela auprès de GRTgaz une prestation d'acheminement entre le terminal de Dunkerque et Alveringem ;
- une capacité d'interconnexion entre le PEG Nord et le marché belge commercialisée de façon coordonnée par GRTgaz et Fluxys au sein du Point d'interconnexion virtuel (PIV) Virtualys.

Compte tenu de la faible distance parcourue en France par le gaz non odorisé à destination de la Belgique, un principe de tarification à la distance ne peut être retenu car il ne permettrait pas de couvrir les coûts de développement de l'interconnexion créée. Par ailleurs, le PIV Virtualys n'étant plus souscrit en sortie à partir de 2020, un modèle Capacité x Distance ne peut plus s'appliquer.

Dans sa délibération du 12 juillet 2011²², la CRE a retenu une tarification de la capacité en sortie à Alveringem basée sur le coût réel de l'investissement constaté à la fin des travaux sur le niveau total de capacité. Autrement dit, le terme tarifaire de sortie au PIV Virtualys a été calculé sur la base d'un test économique de sorte que les souscriptions sur ce point du réseau couvrent une partie suffisante des coûts afférents. Ce type de raisonnement est conforme à l'esprit des dispositions adoptées a posteriori, le 16 mars 2017, dans les codes de réseau Tarif (chapitre IX) et CAM (chapitre V) concernant le développement de capacités supplémentaires. La délibération du 12 juillet 2011 prévoit que le tarif en sortie du PIV Virtualys évoluera conformément au reste du tarif de GRTgaz. La CRE envisage d'appliquer ces principes pour le tarif ATRT7.

4.1.2.4 Niveau des multiplicateurs

Le code de réseau Tarif prévoit que pour les produits de capacité trimestriels et mensuels, le niveau des multiplicateurs n'est pas inférieur à 1 et n'est pas supérieur à 1,5. Pour les produits de capacité journaliers et intrajournaliers, le niveau des multiplicateurs n'est pas inférieur à 1 et pas supérieur à 3 sauf dans des cas dûment justifiés.

Le code de réseau Tarif précise par ailleurs qu'il convient de tenir compte de plusieurs aspects pour la fixation de ces multiplicateurs, dont notamment :

- l'équilibre entre la facilitation des échanges de gaz à court terme et la fourniture de signaux à long terme pour permettre des investissements efficaces dans le réseau de transport ;
- l'impact sur le revenu associé aux services de transport et leur recouvrement ;
- les situations de congestion contractuelle ou physique ;

Les coefficients applicables aux points d'interconnexions dans le tarif ATRT6 sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Capacité	Conditions particulières	Coefficient	Facteur multiplicatif
Trimestrielle	En cas de congestion*	1/4 du terme annuel	1
	Sans congestion	1/3 du terme annuel	1,3
Mensuelle	En cas de congestion	1/12 du terme annuel	1
	Sans congestion	1/8 du terme annuel	1,5
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel	1,5

* un point est considéré comme congestionné si, lors de l'allocation des produits fermes annuels aux enchères, le prix de vente des capacités est strictement supérieur au prix de réserve.

Les multiplicateurs actuellement en vigueur, qui varient entre 1 et 1,5, sont dans les bornes fixées par le code de réseau Tarif. Ces multiplicateurs ont été fixés afin, d'une part, de conserver un niveau de souscriptions long terme élevé, et d'autre part, de faciliter les échanges de court terme et favoriser l'intégration et la liquidité du marché.

La CRE considère que ces objectifs, qui ont jusque-là été atteints au regard des niveaux de souscriptions court et long terme observés sur les dernières années, sont conformes à ceux prévus par le code de réseau Tarif.

La CRE envisage de maintenir les multiplicateurs applicables aux interconnexions au niveau en vigueur dans le tarif ATRT6.

4.1.2.5 Grille tarifaire illustrative pour 2020

A titre illustratif, et en application de la méthodologie décrite ci-dessus, la CRE présente un exemple d'évolution des principaux termes tarifaires des réseaux de GRTgaz et Teréga entre 2019 et 2020.

Cet exemple est fondé sur le scénario illustratif d'évolution moyenne des tarifs présenté au 3.9.2. de la présente consultation publique.

Les niveaux de souscriptions retenus pour cet exemple correspondent au scénario 2 de GRTgaz et à la demande de Teréga.

Les termes tarifaires indicatifs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

²² Délibération de la Commission de régulation de l'énergie portant décision sur les conditions de raccordement du terminal méthanier de Dunkerque au réseau de GRTgaz et sur le développement d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique à Veurne

€/MWh/j/an	Termes 2019	Termes illustratifs 2020	Ecart
Entrées PIR	104,97	105,77	+0,8%
Entrées PITTM	99,14	95,19	-4,0%
Entrées PITS	9,15	9,20	+0,5%
Sortie PIR Oltingue	407,02	406,12	-0,2%
Sortie PIR Pirineos	626,95	614,34	-2,0%
Sortie PIR Virtualys	41,37	41,58	+0,5%
Sorties PITS	21,39	21,50	+0,5%
Sorties du réseau principal vers le réseau régional	91,78	91,89	+0,1%
Terme d'acheminement sur le réseau régional (GRTgaz)	83,43	84,24	+0,97%
Terme d'acheminement sur le réseau régional (Teréga)	79,64	81,32	+2,10%

Dans le scénario illustratif, ces termes évoluent par la suite d'environ +0,5% par an en euros courants pour GRTgaz et de +0,4% par an pour Teréga.

Question 11 Avez-vous des remarques concernant les grands principes tarifaires et la méthode que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRT7 ?

4.1.3 Tarification des capacités interruptibles

Le code de réseau Tarif prévoit que les tarifs des capacités interruptibles²³ sont calculés en multipliant les tarifs des capacités fermes par la différence entre 100 % et un niveau de rabais calculé *ex ante*. Le niveau du rabais est fonction de la probabilité d'interruption des capacités interruptibles et d'un coefficient d'adaptation A défini par le régulateur.

L'article 16 du code de réseau Tarif prévoit que la probabilité d'interruption peut être calculée soit par point ou par ensemble de points.

Les rabais tarifaires actuellement en vigueur dans le tarif ATRT6 sont synthétisés dans le tableau ci-dessous :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
PIR en entrée	50 %
PIR en sortie à Oltingue et Pirineos	25 %

La CRE considère que les taux d'interruptions observés sur les dernières années ne peuvent être retenus. En effet, avant la fusion des zones (au 1^{er} novembre 2018), les interruptions et les limitations de capacités étaient principalement appliquées à la liaison Nord-Sud, ce qui a abouti à des taux d'interruption plus bas sur les différents PIR.

²³ Capacités de transport de gaz qui peuvent être interrompues par le GRT selon les conditions stipulées dans le contrat d'acheminement. A titre indicatif, les principaux paramètres influant sur la disponibilité des capacités sont le niveau de consommation et la configuration du réseau.

Par ailleurs, afin de vérifier la cohérence de ces rabais avec les probabilités d'interruption, GRTgaz et Teréga ont réalisé une estimation du taux d'interruption des capacités interruptibles sur les points d'entrée et de sortie de leurs réseaux principaux, en appliquant la méthode du code de réseau Tarif.

Dans sa consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé, de retenir un taux d'interruption unique pour les points d'entrée sur lesquels les tarifs d'entrée sont identiques. Le taux d'interruption estimé par les GRT est d'environ 52% dans les prévisions des GRT. La CRE a en conséquence proposé de maintenir un rabais de 50 % sur les points d'entrée aux PIR.

S'agissant des points de sortie, les calculs des GRT²⁴ aboutissent à une probabilité d'interruption des capacités interruptibles d'environ 15 % pour Oltingue et 11 % pour Pirineos. La CRE a proposé dans sa précédente consultation publique de maintenir le rabais actuel de 25 % et de réaliser un retour sur expérience compte tenu de la fusion des zones.

La majorité des acteurs ayant répondu à la consultation publique s'est prononcée en faveur du maintien du rabais tarifaire en vigueur sur les points d'entrée.

S'agissant des points de sortie, la majorité des contributeurs s'est prononcée en défaveur du maintien du rabais actuellement en vigueur sur ces points. Ces acteurs considèrent qu'un rabais de 15%, en ligne avec les probabilités d'interruptions estimées par les GRT serait plus adapté.

D'autres acteurs considèrent que la baisse des souscriptions long terme de capacités pourrait entraîner une meilleure disponibilité des capacités interruptibles, voire éliminer en pratique tout risque d'interruption. La CRE devrait en conséquence baisser davantage les rabais applicables sur ces différents points d'entrée et de sortie.

La CRE considère que ces dernières observations sont pertinentes. Elle envisage, à ce stade, de retenir les rabais tarifaires suivants, en ligne avec les probabilités d'interruption estimées par les GRT :

Points d'entrée-sortie du réseau principal	Rabais
PIR en entrée	50 %
PIR en sortie à Oltingue et Pirineos	15 %

Par ailleurs, la CRE a introduit dans sa délibération du 29 mai 2019²⁵ l'interruption des capacités en sortie aux PITS au-delà des niveaux nominaux, correspondant aux débits d'injections nécessaires au remplissage des stockages dans des délais raisonnables. La CRE envisage de retenir pour les capacités interruptibles aux PITS un rabais tarifaire de 50%.

Question 12 Etes-vous favorable aux niveaux de rabais envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles aux PITS ?

4.1.4 Comparaison avec la méthode de référence (CWD) prévue par le Code de réseau Tarif

Le code de réseau Tarif décrit, à l'article 8, de manière détaillée une méthode de calcul des prix de référence aux points d'entrée et de sortie fondée sur les capacités souscrites et les distances parcourues par le gaz comme facteurs de pondération (*capacity weighted distance reference price methodology (CWD)*). Le code prévoit que la méthode de calcul des prix de références retenue par chaque régulateur soit comparée à cette méthode CWD. La CRE présente ici la grille qui résulterait de l'application stricte de cette méthode :

²⁴ Le détail des calculs est publié sur les sites des GRT (cf. annexe 2)

²⁵ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 29 mai 2019 portant décision de modification de la délibération du 26 octobre 2017 relative au fonctionnement de la zone de marché unique du gaz en France

€/MWh/j/an	CWD Entrées	CWD Sorties
PIR Virtualys	176,79	
PIR Taisnières B	176,79	
PIR Dunkerque	176,79	
PIR Obergailbach	176,79	
PIR Oltingue	176,79	397 ,42
PIR Pirineos	176,79	559,10
PITTM Dunkerque	118,42	
PITTM Montoir	118,42	
PITTM Fos	118,42	
Sortie réseau régional		60,35
PITS	6,03	19,09

Les paramètres de la méthode de calcul des prix de référence fondée sur la capacité et la distance comme facteurs de pondération sont proches de ceux de la méthode de la CRE, la principale différence avec la méthode de la CRE est l'utilisation d'un ratio 50/50 pour la répartition des recettes entre entrées et sorties. En effet, la CRE considère que l'application d'une répartition à 50/50 n'est pas adaptée au regard de la configuration particulière du réseau français (cf. partie 4.1.2).

Par ailleurs, la méthode CWD vise, dans l'esprit, à aboutir à des coûts unitaires (€/MWh/j/an/km) homogènes pour les différents utilisateurs de réseau de transport de gaz. Or, son application concrète, dès lors qu'un même point d'entrée peut alimenter plusieurs points de sortie, n'aboutit pas forcément à ce résultat. Ici, le coût unitaire France-Suisse s'élève à 0,75 €/MWh/j/an/km contre 0,69 €/MWh/j/an/km pour France-Espagne, et 0,66 €/MWh/j/an/km pour l'alimentation des clients nationaux.

4.1.5 Modalités de souscription

4.1.5.1 Offre de transfert de capacités aux PIR

Dans un contexte attendu d'érosion des souscriptions de long terme aux interconnexions (Points d'Interconnexion Réseau, PIR) pendant la période ATRT7, GRTgaz a proposé la mise en œuvre d'une offre de transfert de capacités à prix préférentiel, présentée dans la consultation publique du 27 mars 2019. La CRE a fait part de ses réserves sur cette proposition dans la consultation.

Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des industriels ayant répondu à la consultation publique sont réservés concernant cette offre : celle-ci semble bénéfique au développement de la liquidité du marché français, mais pourrait potentiellement avoir un impact négatif, difficilement prédictible avant sa mise en œuvre, sur les recettes de GRTgaz.

Une majorité d'expéditeurs y sont favorables, car ils considèrent que les capacités aux PIR deviendraient plus attractives. D'autres expéditeurs considèrent que cette offre aurait un caractère discriminatoire, notamment pour les nouveaux entrants, car introduisant une différenciation de prix en fonction du portefeuille de capacités déjà souscrites.

Enfin, certains acteurs estiment que cette offre permettrait une optimisation des réservations de capacités existantes et que ces transferts se feraient au détriment des souscriptions journalières, occasionnant ainsi une perte de recettes pour GRTgaz.

Analyse et orientation de la CRE

A la suite de la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE maintient son analyse initiale : l'offre de transfert de capacités entre PIR pourrait faire évoluer à la baisse les revenus de GRTgaz alors que les bénéfices pour l'attractivité du marché semblent incertains. Ces transferts de capacités pourraient limiter à la fois les souscriptions quotidiennes et les nouvelles souscriptions long terme sur les points considérés.

Les études d'impact fournies par GRTgaz ne mettent pas en évidence de gain significatif pour l'économie du tarif.

En outre, cette offre favoriserait les expéditeurs présents de longue date qui possèdent des capacités à long terme, au détriment des autres expéditeurs.

Enfin, il n'est pas forcément pertinent de mettre en place cette offre côté français uniquement alors que les capacités d'interconnexion sont commercialisées groupées (i.e. vendues conjointement des 2 côtés de la frontière).

En conséquence, la CRE envisage de ne pas mettre en place cette offre de transfert de capacités aux interconnexions.

4.1.5.2 Souscriptions aux PITTM

4.1.5.2.1 Souscription en J-1

Le tarif ATRT6 prévoit que la détention de capacités de regazéification au niveau d'un terminal méthanier entraîne le droit et l'obligation de souscrire les capacités d'entrée sur le réseau de transport, en fonction des durées et des niveaux de souscription de regazéification.

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE proposait de permettre aux expéditeurs de moduler leur niveau de capacité la veille pour le lendemain, tout en conservant l'intégralité du volume de capacité initialement souscrite sur la période.

Synthèse des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des participants à la consultation publique est favorable à cette évolution qui permettrait de renforcer l'attractivité des terminaux méthaniers français. Un fournisseur souligne que cette évolution permettrait de lever un frein important à l'arrivée de GNL en France. La majorité des expéditeurs se sont déclarés en faveur de ce gain de flexibilité.

Analyse et orientation de la CRE

La CRE considère que cette évolution apporterait de la flexibilité aux allocations de capacités aux PITTM, sans risque pour la gestion du réseau. La CRE considère ainsi souhaitable que les expéditeurs amenant du GNL puissent réagir aux signaux de prix et faire évoluer quotidiennement leurs nominations aux PITTM. Enfin cette évolution permet de rapprocher les modalités de souscription de capacités aux PITTM de celles aux PIR, qui peuvent être souscrites la veille pour le lendemain (*day ahead*).

La CRE envisage donc de mettre en œuvre cette évolution dans le tarif ATRT7, offrant désormais la possibilité à un expéditeur de faire évoluer sa souscription de capacités à un PITTM la veille pour le lendemain, tout en respectant sur la période d'émission l'intégralité du volume de capacités initialement alloué.

4.1.5.2.2 Offre de pooling au PITTM

GRTgaz a proposé de mettre en place un service de *pooling* entre tous les PITTM, y compris celui de Dunkerque. Toute capacité inutilisée à un PITTM pourrait être transférée à un autre PITTM, dans le cadre d'une souscription effectuée après le 20 du mois M-1 pour le mois M. Le coût de ce transfert serait de 10% du prix initial de la nouvelle capacité souscrite. Cette proposition a été présentée dans la consultation publique du 27 mars 2019, dans laquelle la CRE avait indiqué être réservée sur cet offre, estimant qu'elle n'aurait qu'un impact limité.

Synthèse des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des participants à la consultation publique est favorable à cette évolution. Les expéditeurs considèrent qu'une telle offre apporterait une solution concrète pour faire face aux événements ne permettant pas un déchargement dans le terminal initialement prévu (conditions météorologiques, possibilités d'accès à l'estuaire ou au terminal lui-même...). Par ailleurs le dispositif bénéficierait à l'ensemble des expéditeurs détenant des capacités dans les terminaux, et serait cohérent avec le *pooling* déjà proposé entre les terminaux régulés. Un acteur souligne que l'offre ne peut que rapporter des revenus supplémentaires pour GRTgaz, ce qui serait bénéfique pour le tarif ATRT7.

Plusieurs expéditeurs estiment que le prix de l'offre de 10% du prix initial de la capacité souscrite n'est pas justifié, et devrait être plus faible, pour refléter les coûts de la mise en place d'une telle offre.

Enfin, un participant s'inquiète de la potentielle perte de compétitivité des stockages en cas de flexibilité renforcée aux terminaux méthaniers, et donc d'une possible baisse de revenus d'enchères pour les opérateurs de stockage.

Analyse et orientation de la CRE

La CRE considère que les modalités de l'offre de *pooling* proposée par GRTgaz permettraient d'attirer en France des cargaisons de GNL supplémentaires, sans se substituer à d'autres souscriptions, au bénéfice du marché français. Cette offre est adaptée pour le GNL, pour lequel des contraintes logistiques spécifiques peuvent légitimer un changement de route, contrairement aux réseaux terrestres.

De plus la souscription aux PITM étant automatique dès lors qu'une capacité de regazéification dans le terminal correspondant est souscrite, cette offre compléterait l'offre de *pooling* des capacités aux terminaux méthaniers régulés déjà introduite dans l'ATM5.

La CRE considère que cette offre n'est pas de nature à remettre en cause la compétitivité des stockages, compte tenu d'une part de leur régulation, qui s'est accompagnée d'une commercialisation aux enchères avec un prix de réserve nul, et d'autre part du fait (cf. 4.1.2) que le terme tarifaire aux entrées et de sortie des stockages (PITS) bénéficie déjà d'un rabais significatif.

Concernant le prix de l'offre, il doit permettre de dégager un revenu supplémentaire, contribuant à la couverture des coûts de GRTgaz, tout en restant attractif pour les expéditeurs. La CRE considère que le prix de 10% du prix initial de la capacité souscrite, proposé par GRTgaz, est bien dimensionné.

La CRE propose donc de mettre en place l'offre de *pooling* aux PITM à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATR7.

4.2 Structure tarifaire du réseau régional

La tarification de l'acheminement sur le réseau régional dépend :

- de la capacité d'acheminement souscrite ;
- du tarif unitaire d'acheminement sur le réseau régional multiplié par un niveau de tarif régional (NTR) compris entre 0 et 10 (depuis la réforme mise en œuvre dans l'ATR6), propre à chaque point de livraison, qui permet de prendre en compte la disparité des coûts d'acheminement sur le réseau régional pour chaque point de livraison.

La tarification de la livraison dépend :

- de la capacité de livraison souscrite ;
- du tarif unitaire de livraison (TCL) qui diffère en fonction du type de point de livraison ;
- du nombre de postes de livraison pour les consommateurs industriels ou les consommateurs industriels fortement modulés, un terme fixe de livraison s'appliquant à chaque poste de livraison.

Dans sa consultation publique du 27 mars 2019, la CRE envisageait de reconduire ces principes dans le tarif ATR7. Les réponses des acteurs de marché étaient favorables à la proposition de la CRE, qui maintient en conséquence son orientation.

4.2.1 Modalités de souscriptions de capacités

4.2.1.1 Tarification des capacités infra-annuelles

En sortie du réseau principal et pour l'acheminement sur le réseau régional et la livraison, les consommateurs raccordés au réseau de transport peuvent souscrire de la capacité journalière pour une durée annuelle, mensuelle, quotidienne. Les capacités intra-annuelles peuvent être souscrites en payant le coût de la capacité annuelle multiplié par un certain coefficient fonction de la durée et du moment de l'année. Les coefficients en vigueur dans le tarif ATR6 sont les suivants :

Capacité	Conditions particulières	Coefficient
Mensuelle	Janvier - Février	8/12 du terme annuel
	Décembre	4/12 du terme annuel
	Mars - Novembre	2/12 du terme annuel
	Avril - Mai - Juin - Septembre - Octobre	1/12 du terme annuel
	Juillet - Août	0,5/12 du terme annuel
Quotidienne	Sans objet	1/30 du terme mensuel

GRTgaz a proposé d'abaisser les coefficients de janvier et février de 8/12^{ème} à 4/12^{ème}. Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE s'est prononcée en faveur de cette évolution.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Les industriels ayant répondu à la consultation publique sont unanimes : cette baisse des coefficients offrirait une souplesse supplémentaire dans leurs souscriptions de capacités et des possibilités d'optimisation. Les cogénérateurs en particulier sont très favorables à ce gain de flexibilité hivernale.

Les expéditeurs et associations gazières sont majoritairement en faveur de cette mesure car une telle évolution leur permettrait de souscrire des capacités mensuelles et journalières complémentaires. Un expéditeur considère cependant comme normal qu'une souscription sur les mois où la pointe P2 est atteinte coûte plus cher et s'inquiète de la baisse éventuelle de revenus pour GRTgaz.

Tous les acteurs soulignent la nécessité de maintenir des coefficients identiques en transport et en distribution en cas d'évolution. Les gestionnaires des réseaux de distribution, GRDF et SPEGNN (association regroupant les entreprises locales de distribution), ont indiqué avoir besoin d'examiner l'impact de cette mesure sur leurs revenus.

Analyse et orientation de la CRE

La CRE considère que le risque de voir disparaître des souscriptions annuelles au profit de souscriptions mensuelles reste limité, car le niveau du coefficient des mois d'hiver reste très incitatif : dès lors qu'un consommateur a besoin de souscrire des capacités au-delà de 3 mois d'hiver, ce qui est le cas de la très grande majorité des sites raccordés au réseau de transport, il conservera un intérêt à privilégier la souscription de capacités annuelles.

Enfin, la CRE considère impératif de maintenir des coefficients identiques en transport et en distribution. Les souscriptions de capacités étant marginales dans les revenus des gestionnaires des réseaux de distribution (de l'ordre de 2% des recettes de GRDF par exemple), une évolution des coefficients n'aura pas d'impact significatif.

En conséquence, la CRE envisage d'abaisser les coefficients tarifaires de janvier et février de 8/12 à 4/12 pour les capacités en transport et en distribution de gaz naturel.

4.2.1.2 Adaptation des pénalités de dépassement

Chaque jour, les dépassements de capacité journalière de sortie du réseau principal de transport sur le réseau régional et de livraison constatés font l'objet de pénalités.

Par ailleurs, chaque jour, les dépassements de capacité horaire de transport sur le réseau régional et de livraison, pour l'alimentation de consommateurs finals raccordés au réseau de transport, font également l'objet de pénalités.

A l'issue des travaux menés par les GRT et présentés en Concertation gaz, les GRT ont proposé de supprimer le 2^{ème} seuil de pénalisation. La CRE s'est prononcée favorablement à cette proposition, dans la consultation publique du 27 mars 2019.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Tous les industriels ayant répondu à la consultation publique sont favorables à cette évolution. Ceux-ci considèrent le facteur 20 du 1^{er} seuil comme déjà extrêmement dissuasif. De plus, l'expérience montre que les dépassements du 2^{ème} seuil sont majoritairement dus à des incidents opérationnels, et non à des arbitrages. Cette suppression serait également perçue comme un signal positif pour l'usage de la biomasse avec utilisation du gaz en secours, qui est particulièrement pénalisé en cas d'incident.

Les expéditeurs et associations gazières sont majoritairement en faveur de cette évolution. Les gestionnaires d'infrastructure ont répondu en faveur de cette évolution.

Plusieurs acteurs s'opposent au système actuel d'addition des pénalités journalières et horaires, et proposent de ne retenir que le paiement de la plus élevée des deux pour une journée donnée.

Par ailleurs certains demandent une harmonisation des possibilités de souscription *a posteriori* entre transport et distribution (souscription rétroactive de capacité mensuelle en transport et souscription rétroactive de capacité annuelle en distribution).

Enfin de nombreux répondants s'interrogent sur la « déresponsabilisation » que pourrait entraîner la simultanéité de cette suppression du 2^{ème} seuil et de la baisse des coefficients de Janvier et Février.

Analyse et orientation de la CRE

La CRE estime que le niveau de pénalité du 1^{er} seuil est déjà suffisamment dissuasif (20 fois le prix de la capacité), y compris en tenant compte de l'abaissement du coefficient pour des capacités souscrites mensuellement en janvier et février à 4/12 de l'annuel. Par ailleurs les dépassements du 2^{ème} seuil, majoritairement imputables à des

incidents opérationnels plutôt qu'à des arbitrages volontaires, semblent effectivement trop pénalisants dans le système actuel.

S'agissant de l'addition des pénalités journalières et horaires, la CRE rappelle que chaque type de capacité assure un rôle particulier pour les GRT et qu'à ce titre chaque type de dépassement est pénalisant pour la gestion du réseau. La capacité journalière correspond à une contrainte sur l'équilibrage de la zone France, alors que la capacité horaire correspond à une contrainte de stock en conduite sur une maille locale. De plus, les capacités journalières et horaires ne correspondent pas forcément : la capacité horaire allouée est équivalente à 1/20^e de la capacité journalière souscrite, ce qui permet de la modulation au cours de la journée, mais pas le maintien pendant 24 heures d'un niveau strictement proportionnel à la capacité journalière. Il est également possible de réserver une capacité horaire supplémentaire.

Les pénalités sont certes fixées à un niveau élevé, d'autant plus avec le cumul journalier et horaire, mais elles ne représentent qu'un montant global limité (de l'ordre de 0,1 % du revenu autorisé). La CRE considère donc que leur niveau est suffisamment incitatif, mais pas excessivement pénalisant, notamment en tenant compte des souplesses existantes (plancher de pénalisation, souscription a posteriori).

En conséquence, la CRE envisage de supprimer le 2^{ème} seuil de pénalité pour dépassement de capacité, tout en maintenant le principe d'addition des pénalités horaires et journalières.

4.2.1.3 Redistribution des pénalités de dépassement de capacité

Dans le système actuel, chaque GRT redistribue le montant des pénalités pour dépassement de capacité collectées chaque année, au plus tard au mois de juin de l'année suivante. Dans sa consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé la fin de ce système de redistribution des pénalités. Celles-ci seraient plutôt intégrées directement dans le tarif, via le compte de régularisation des charges et produits (CRCP), selon le même fonctionnement que dans les tarifs de distribution.

Synthèse des réponses à la consultation publique

Les participants à la consultation publique sont partagés quant à la fin de ce mécanisme de redistribution.

Les industriels y sont dans l'ensemble favorables car ils considèrent que le système actuel manque de transparence et que les fournisseurs ne répercutent pas toujours la redistribution aux clients finals. Les expéditeurs et associations gazières sont pour leur part très partagés sur ce sujet : si certains sont favorables à davantage de transparence et à une redistribution vers l'ensemble des consommateurs, d'autres soulignent que les expéditeurs supportent le risque qu'ils génèrent et qu'un maintien du dispositif permettrait de continuer à favoriser les comportements vertueux. Les gestionnaires d'infrastructure se sont prononcés en faveur de cette évolution.

Plusieurs acteurs se sont exprimés en faveur d'un maintien de la redistribution dans le périmètre du tarif de transport en impactant à la baisse uniquement le terme de livraison, et non l'ensemble des termes via le CRCP.

Analyse et orientation de la CRE

La CRE considère que la fin de la redistribution de ces montants aux expéditeurs et le reversement au CRCP rendrait le système plus simple.

Par ailleurs la CRE rappelle que les montants sont peu significatifs (2,7 M€/an pour les réseaux des deux GRT, sur un revenu d'environ 2 Milliards d'€/an, soit 0,1%) et ne remettent donc pas en cause l'équilibre des différents termes tarifaires.

En conséquence, la CRE envisage de mettre fin à la redistribution des pénalités pour dépassement de capacités et de les intégrer directement dans le tarif via le compte de régularisation des charges et produits (CRCP) à compter de l'entrée en vigueur du tarif ATRT7.

4.2.2 Tarification des sites fortement modulés et offre IAPC

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a indiqué envisager de supprimer l'offre d'acheminement interruptible à préavis court (IAPC), bénéficiant actuellement à certaines centrales à cycle combiné gaz (CCCG).

Synthèse des réponses à la consultation publique

La majorité des contributeurs a répondu favorablement à cette proposition, incluant la totalité des industriels et une partie des expéditeurs. Les industriels estiment en particulier que l'IAPC ne peut pas coexister avec un nouveau dispositif réglementaire d'interruptibilité.

Certains expéditeurs qui bénéficient de l'IAPC ne s'opposent pas à sa suppression mais souhaitent que la flexibilité apportée au réseau par les consommateurs fortement modulés (dont font partie les centrales) soit prise en compte dans leur tarification.

Les autres expéditeurs bénéficiant de l'IAPC sont contre sa suppression et estiment qu'elle aura des conséquences économiques potentiellement néfastes, qui pourraient se répercuter sur le coût de l'électricité.

Analyse et orientation de la CRE

L'offre d'acheminement interruptible à préavis court (IAPC) a été créée dans le tarif ATRT3, entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007, dans un contexte de nombreux raccordements de nouvelles centrales à cycle combiné gaz (CCCG). Les CCCG sont des très gros clients pour le réseau de gaz, tant par leur capacité souscrite (20 GWh/j par tranche de 400 MW) que par leur capacité de passer très vite (en 20 à 30 minutes) de 0 à leur puissance maximale.

L'objectif de cette offre était d'inciter les CCCG à s'implanter à proximité des points d'entrée sur le réseau, pour éviter à GRTgaz de réaliser les investissements lourds nécessaires pour permettre un approvisionnement de ces sites dans toutes les conditions de réseau.

La CRE considère que les évolutions du réseau depuis la mise en place de l'IAPC en 2007 et son historique d'utilisation questionnent son maintien dans le tarif ATRT7. En effet, ce dispositif n'a jamais été activé depuis sa création :

- d'une part, les CCCG constituent des moyens de production d'électricité nécessaires lors des pointes de froid, ce qui rend leur interruption très compliquée. En effet, GRTgaz doit au préalable se coordonner avec RTE pour s'assurer que cette interruption ne remette pas en cause l'équilibre du réseau de transport d'électricité ;
- d'autre part, le réseau de transport de gaz français a été fortement renforcé depuis 2007. Ainsi, deux nouveaux terminaux méthaniers sont entrés en service au cours de cette période (Cavaou et Dunkerque LNG). Par ailleurs, afin de mettre en œuvre la zone de marché unique au 1^{er} novembre 2018, GRTgaz et Teréga ont réalisé des investissements significatifs de renforcement du réseau principal (Val de Saône et Gascogne-Midi). Le réseau a donc été fortement renforcé, avec des capacités d'acheminement supplémentaires. Ainsi, les contraintes anticipées en 2007 pour l'alimentation des nouvelles CCCG ont été fortement réduites.

Enfin, un dispositif d'interruptibilité est en cours d'étude, qui reposerait sur modalités d'activation plus simples que celles de l'offre IAPC, et risquerait de faire doublon avec cette dernière.

Toutefois, la CRE considère justifié de tenir compte de la visibilité apportée au réseau par les consommateurs fortement modulés, qui doivent déclarer au GRT un profil horaire de consommation la veille pour le lendemain et, en cas de modification en cours de journée supérieure à 10% le cas échéant, un nouveau profil en respectant le délai de prévenance publié par le GRT. La CRE étudie par conséquent la pertinence de réduire, voire mettre à zéro, le terme de livraison pour les sites fortement modulés.

Question 13 Etes-vous favorable à la suppression de l'IAPC et à la réduction, voire la mise à zéro, du terme tarifaire de livraison pour les sites fortement modulés ?

4.2.3 Terme de proximité

Dans la consultation publique du 27 mars 2019, la CRE a proposé de supprimer le terme de proximité, qui vient en déduction de la facture mensuelle de chaque expéditeur, pour les quantités de gaz consommées dans certaines zones de sortie du réseau principal proches des points d'interconnexion (PIR) d'entrée : Dunkerque, Taisnières et Obergailbach. Ce terme s'applique à la quantité de gaz égale, chaque jour, au minimum entre la quantité de gaz injectée au point d'entrée du réseau de transport par l'expéditeur et la quantité de gaz soutirée dans la zone de sortie associée par les clients approvisionnés par ce même expéditeur.

Synthèse des réponses à la consultation publique

La quasi-totalité des industriels et une partie des expéditeurs sont favorables à la suppression du terme de proximité. Les industriels favorables à la suppression considèrent qu'il s'agit d'une question d'équité nationale, et que cette suppression est cohérente avec la diversification des sources d'alimentation du réseau français et la dynamique voulue avec la place de marché unique.

Les industriels qui bénéficient du terme de proximité préféreraient que ce terme soit maintenu, avec une obligation pour les expéditeurs de le reverser aux consommateurs.

Une autre partie des expéditeurs, ainsi que des entreprises locales de distribution des territoires qui bénéficient du terme de proximité, et quelques autres acteurs, sont opposés à la suppression. Ils pointent une baisse de compétitivité des territoires concernés, parfois déjà en difficulté économique.

Les expéditeurs opposés à la suppression estiment que ce rabais reflète les moindres coûts engendrés pour le réseau par les consommateurs proches des points d'entrée. Un expéditeur souligne en particulier la cohérence avec l'existence du tarif de proximité dans le tarif de distribution.

Analyse et orientation de la CRE

Selon le principe de tarification du réseau principal retenu par la CRE, le tarif en sortie du réseau principal pour alimenter des consommateurs nationaux est unique. Ainsi, quelle que soit la zone de sortie du réseau principal où est localisé le consommateur, il paye les mêmes tarifs à la capacité.

Le terme de proximité, mis en œuvre dans un objectif de continuité tarifaire dans les régions concernées lors du passage d'une tarification à la distance à une tarification entrée-sortie en 2003, constitue une exception à ce principe de tarification à la capacité unique en sortie du réseau principal en France, puisqu'il est proportionnel aux quantités acheminées et différencie les zones de sortie.

La CRE maintient son orientation de supprimer cette exception dans le tarif ATRT7. Elle rappelle par ailleurs que les signaux tarifaires à la localisation sont pris en compte dans la tarification du réseau régional, avec le niveau de tarif régional (NTR), compris entre 0 et 10 et propre à chaque point de livraison, multiplicateur du terme tarifaire d'acheminement sur le réseau régional.

4.2.4 Prise en compte du développement de la filière biométhane

La France dispose d'un important potentiel de méthanisation et les pouvoirs publics ont défini des objectifs ambitieux d'injection de biométhane dans ses réseaux de gaz et de diminution de l'empreinte carbone des transports. L'actuel décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie²⁶ (PPE) a défini un objectif de 8 TWh de biogaz injectés en 2023. Le projet de décret relatif à la PPE soumis à consultation en janvier 2019 prévoit à ce stade une légère baisse de ces objectifs pour 2023 (6 TWh de biogaz injectés) mais fixe un objectif de 14 à 22 TWh de biogaz injectés dans les réseaux d'ici 2028.

Les caractéristiques actuelles des réseaux de gaz naturel, qui ne couvrent pas le territoire de manière homogène et dont la capacité d'accueil varie fortement d'une région à l'autre, nécessiteront une adaptation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel, pour leur permettre d'accueillir de nombreux sites de production. Ainsi, le raccordement de nouvelles installations d'injection entraînera mécaniquement une extension du réseau (ces prolongements représentent deux tiers du volume prévisionnel d'investissement, lié au développement du biométhane), tandis que le réseau existant devra être renforcé, grâce à des maillages ou à des rebours, pour supporter et répartir le surplus de volume injecté dans certaines zones. GRDF estime à ce stade que seuls 30% des projets identifiés peuvent se faire sans aucun renforcement.

Dans sa consultation du 27 mars 2019, la CRE a proposé, pour permettre un développement de la filière biométhane à un coût maîtrisé pour la collectivité, d'envoyer aux producteurs de biométhane un signal économique à la localisation et à la capacité d'injection, à l'instar des EnR électriques avec les S3REnR, soit au moment du raccordement soit *via* un tarif d'injection défini dans les tarifs d'utilisation des réseaux.

En parallèle de la présente consultation, la CRE publie une consultation spécifique sur le développement du biométhane injecté dans les réseaux, dans laquelle elle en aborde l'ensemble des conséquences pour les opérateurs des réseaux et pour leurs utilisateurs.

5. MODALITÉS DE COLLECTE DE LA COMPENSATION STOCKAGE

5.1 Rappel du principe de couverture des coûts du stockage

Le code de l'énergie prévoit que les opérateurs de stockage perçoivent leur revenu autorisé, fixé par la CRE :

- d'une part, au travers de recettes qu'ils perçoivent directement, majoritairement issues de la commercialisation de leurs capacités de stockages aux enchères ;
- d'autre part, dans l'hypothèse où les recettes qu'ils perçoivent directement sont inférieures à leur revenu autorisé, au travers d'une compensation collectée par les gestionnaires de réseau de transport (GRT) auprès des expéditeurs et reversée aux opérateurs de stockage conformément à l'article L.452-1 du code de l'énergie.

C'est dans ce cadre que la CRE a introduit un terme tarifaire additionnel dans le tarif ATRT6 (le « terme tarifaire stockage »). Les modalités de calcul et d'application de ce terme sont décrites dans la délibération du 13 Décembre 2018²⁷.

²⁶ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

²⁷ Délibération de la CRE du 13 décembre 2018 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2019

La compensation est recouvrée auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de GRTgaz et de Teréga, en leur appliquant le terme tarifaire stockage qui est fonction de la modulation hivernale de leurs clients non délestables et non interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz.

Les stockages souterrains de gaz naturel permettent de répondre à la modulation saisonnière de la demande. En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux. Les capacités de stockage permettent ainsi de couvrir près de 35 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l'hiver. Les stockages offrent également une flexibilité permettant aux fournisseurs de couvrir différents aléas. Cette flexibilité est essentielle, en complément de l'apport des interconnexions et les terminaux méthaniers, pour assurer l'approvisionnement des consommateurs en cas de pointe de froid.

5.2 Calcul de la modulation hivernale

5.2.1 Formule de calcul en vigueur

Le terme tarifaire stockage est aujourd'hui payé par deux types de consommateurs :

- les clients « profilés » : les capacités de transport de ces clients sont automatiquement calculées par les gestionnaires de réseau et souscrites par les expéditeurs pour permettre de couvrir le besoin de pointe sur la base d'un profil de consommation et d'une consommation annuelle ;
- les clients « à souscription » (qui correspondent aux clients raccordés au réseau de distribution en option tarifaire T4) : ces clients choisissent le niveau de leurs souscriptions de capacités, pour couvrir leurs besoins de pointe. Il s'agit essentiellement d'acteurs industriels.

Les clients « à souscription » représentent environ 12% des capacités souscrites sur le réseau de distribution, les 88% restant correspondent aux clients « profilés ». L'intégralité des clients raccordés au réseau de transport sont des clients « à souscription ».

La formule de calcul de la modulation hivernale, décrite dans la délibération de la CRE du 13 décembre 2018, s'applique de manière identique aux clients « profilés » et aux clients « à souscription » :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max} \left(0; \text{CJN} - \frac{\text{CAR}}{365} - \text{Int} \right)$$

Avec : - CJN : capacité journalière normalisée pour les sites profilés et capacité souscrite pour les sites à souscription.

- CAR : consommation annuelle de référence du site.

- Int : capacités interruptibles contractualisées par le client.

Par exception, la Modulation client est fixée à 0 MWh/j pour les clients :

- déclarés délestables : clients s'étant déclarés délestables lors de l'enquête menée par les gestionnaires de réseaux et s'engageant ainsi à diminuer leur consommation au niveau indiqué lors de cette enquête. Ces clients devront être en mesure, durant l'hiver, de réduire dans des situations exceptionnelles leur consommation de gaz à 90 % maximum de leur consommation journalière moyenne, sans risque pour l'environnement ou leurs outils ;
- contre-modulés : clients ayant un profil P013 (Part Hiver inférieure ou égale à 39%) ou P014 (Part Hiver comprise entre 39% et 50%). Les profils sont attribués par les GRD selon la méthodologie publiée sur le site du GTG²⁸.

Dans leur réponse à la consultation publique du 29 mars 2019, des acteurs industriels ont souligné que leurs pointes de consommation sont rarement dues à des phénomènes climatiques, mais la plupart de temps à des événements industriels (par exemple l'arrêt d'une unité productrice de gaz, la panne ou casse d'une chaudière biomasse...), dont la probabilité qu'ils surviennent en même temps qu'un phénomène hivernal exceptionnel est très faible.

Les acteurs industriels considèrent en conséquence que la capacité n'est pas pertinente pour évaluer leur contribution au besoin de stockage, et qu'une formule unique appliquée uniquement aux clients résidentiels comme

²⁸ Table des profils applicable du 1er avril 2018 au 31 mars 2019

industriels ne tient pas compte de différences fondamentales dans leur manière de consommer le gaz en hiver, et donc dans la contribution de chacun au besoin de stockage pour passer la pointe hivernale.

5.2.2 Analyse de la CRE

5.2.2.1 Une contribution à la pointe hivernale différente selon le type de client

La CRE a analysé les modalités de consommation et de souscription de capacités des clients profilés et des clients à souscription.

Cette analyse confirme que les consommateurs profilés sont majoritairement sensibles au climat, et que leur pointe de consommation correspond, en fait, à la pointe hivernale.

En revanche, s'agissant des clients à souscription, même s'ils consomment en moyenne davantage en hiver qu'en été, leurs maximums de consommation ne sont pas directement corrélés avec les pointes de froid, comme c'est le cas pour un client profilé, mais sont plutôt associés aux besoins de leurs procédés industriels. Ces pointes de consommation n'interviennent pas toutes au même moment de l'année, chaque secteur d'activité ayant ses propres caractéristiques. Certains secteurs comme celui des sucriers présentent par exemple des maximums de consommation décorrélés de la pointe climatique de manière cyclique et prévisible (pic d'octobre à décembre). D'autres en revanche connaissent des pointes de consommation hivernale essentiellement liées à des aléas de procédés industriels (chimistes, pétro-chimistes...). Par ailleurs certains sites industriels ont recours très ponctuellement au gaz en tant qu'énergie de secours. Dans ce cas, la pointe de consommation annuelle ne reflète pas la modulation hivernale.

5.2.2.2 Evolution de la formule de calcul de la modulation hivernale

Compte tenu de ces différences de situation de ces deux catégories de clients au regard de la contribution à la modulation hivernale, la CRE envisage d'adapter la formule de calcul de la modulation pour les clients « à souscription ». La CRE estime qu'une comparaison de la consommation moyenne hivernale (entre le 1^{er} novembre et le 31 mars, qui est la période de référence pour le calcul de la part hiver pour attribuer un profil aux clients profilés) à la consommation moyenne annuelle permettrait de tenir compte des caractéristiques des sites industriels, notamment de l'absence de corrélation entre leurs pointes de consommation de gaz et les pointes de froid climatiques, tout en mesurant leur contribution au besoin d'infrastructures de stockage, notamment en termes de volume.

En conséquence, la formule pour les clients à souscription envisagée par la CRE, et qui s'appliquerait à compter du 1^{er} avril 2020, est la suivante :

$$\text{Modulation client (MWh/j)} = \text{Max}(0; \frac{\text{Consommation hiver}}{151} - \frac{\text{Consommation annuelle}}{365} - \text{Int})$$

Avec : - Consommation hiver : la consommation du site du 1^{er} novembre au 31 mars

- Consommation annuelle : la consommation du 1^{er} avril au 31 mars

- Int : capacités interruptibles contractualisées par le client.

Au 1^{er} avril d'une année N la modulation hivernale de chaque client serait actualisée sur la base de sa consommation gaz hivernale du 1^{er} novembre N-1 au 31 mars N et de sa consommation annuelle du 1^{er} avril N-1 au 31 mars N. Cette nouvelle valeur de modulation serait utilisée jusqu'au 31 mars de l'année N+1.

Toutes choses égales par ailleurs (revenu autorisé des stockeurs à collecter de 505,3 M€, résultat des enchères au niveau de la campagne 2018-2019...), l'impact au 1^{er} Avril 2020 de cette adaptation de la formule de modulation pour les clients à souscription est estimé comme suit :

En M€	2018 réalisé	Adaptation de la formule aux consommateurs à souscription
Compensation payée par les clients profilés Distribution	473,6	488,7
Compensation payée par les clients à souscription Distribution	31,8	16,6
TOTAL	505,3	505,3

Cette formule pourrait être retenue pour les clients raccordés au réseau de transport dans l'hypothèse d'une extension de la collecte de la compensation à l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe hivernale.

Question 14 Êtes-vous favorable à l'adaptation de la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients « à souscription » envisagée par la CRE à compter du 1er avril 2020 ?

5.3 Périmètre de la compensation stockage

La CRE a présenté dans la consultation publique du 27 mars 2019 relative à la structure du prochain tarif ATRT des orientations concernant l'évolution de l'assiette de perception de la compensation stockage afin d'aligner le périmètre de la compensation avec le dimensionnement du périmètre régulé et la mise en œuvre du filet de sécurité.

La CRE a considéré qu'une extension de l'assiette de compensation à l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe hivernale. Elle a indiqué que cette extension n'était envisageable que sous réserve de la mise en place de mesures permettant à certains consommateurs de se déclarer interruptibles.

Elle a interrogé les acteurs sur la nécessité d'une mise en œuvre d'un dispositif d'interruptibilité permettant une exonération partielle ou totale de la compensation stockage comme préalable à une extension du périmètre de la compensation stockage aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport.

La majorité des expéditeurs et des gestionnaires d'infrastructure ayant répondu à la consultation publique partagent l'analyse de la CRE sur l'extension de la compensation stockage sur l'extension aux consommateurs raccordés aux réseaux de transport. De nombreux acteurs ont notamment rappelé que le périmètre de la réforme du régime d'accès des tiers aux infrastructures de stockage mise en place en 2018 vise à assurer la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs qu'ils soient raccordés au réseau de transport ou au réseau de distribution. Parmi les acteurs favorables, certains ont souligné la nécessité de la mise en œuvre d'un mécanisme d'interruptibilité afin que le coût payé par le consommateur soit cohérent avec sa contribution au besoin de stockage.

La majorité des acteurs industriels se sont en revanche exprimés défavorablement sur une extension au transport du périmètre de l'assiette de la compensation stockage. Ils considèrent qu'ils ne bénéficient pas de l'apport en terme de sécurité d'approvisionnement du stockage, leur alimentation étant interrompue prioritairement par rapport aux consommateurs raccordés au réseau de distribution en cas d'activation du plan d'urgence gaz²⁹, afin de préserver l'approvisionnement en gaz des clients protégés.

La CRE maintient son analyse préliminaire et considère qu'une extension du périmètre de compensation à l'ensemble des consommateurs ne pouvant pas interrompre ou réduire leur consommation en période de pointe hivernale est souhaitable. Elle n'est toutefois envisageable qu'à la condition d'une mise en œuvre des dispositifs

²⁹ Arrêté du 28 novembre 2013 portant adoption du plan d'urgence gaz pris en application du règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel et abrogeant la directive 2004/67/CE du Conseil

d'interruptibilité prévus par les articles 431-6-2 et 431-6-3 du code de l'énergie. A cet égard, la CRE précise que les projets d'arrêtés visés aux articles précités, lui ont été soumis pour avis par courrier reçu le 21 juin 2019.

Par ailleurs, les orientations de politique énergétique transmises à la CRE par le ministre d'Etat, ministre de la Transition écologique et solidaire prévoient qu'« *une réflexion devrait être entreprise à l'occasion de l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sur les moyens permettant d'assurer une meilleure continuité entre les tarifs supportés par un site raccordé à un réseau de distribution et les tarifs supportés par un site similaire raccordé à un réseau de transport.* »

Comme explicité en 5.2.2.2, l'extension de l'assiette de compensation du stockage aux clients raccordés au réseau de transport se ferait via l'application d'une nouvelle formule de calcul de la modulation, spécifique aux sites « à souscription » et mieux adaptée aux caractéristiques des clients industriels.

La CRE souligne qu'une fois les textes liés à l'interruptibilité publiés, les GRT considèrent qu'un délai minimal de 12 mois sera nécessaire afin d'assurer la contractualisation des capacités interruptibles avec les utilisateurs des réseaux. La CRE envisage de mettre en œuvre l'extension du périmètre stockage une fois que cette contractualisation sera effectuée.

6. SYNTHÈSE DES QUESTIONS

- Question 1** Quelle est votre position quant à l'introduction éventuelle d'une différenciation entre la rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs pour le tarif ATRT7 ?
- Question 2** Avez-vous des remarques concernant le traitement des actifs cédés envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 3** Êtes-vous favorable aux grands principes tarifaires que la CRE envisage pour le tarif ATRT7 ?
- Question 4** Êtes-vous favorable au calendrier et aux principes d'évolution tarifaire envisagés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 5** Êtes-vous favorable au périmètre des charges et produits couverts par le CRCP envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 6** Êtes-vous favorable aux mécanismes de régulation incitative des investissements proposés par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 7** Êtes-vous favorable aux évolutions du dispositif de régulation incitative de la qualité de service envisagées par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 8** Avez-vous des remarques concernant le cadre de régulation incitative de l'innovation et de la R&D envisagé par la CRE pour le tarif ATRT7 ?
- Question 9** Êtes-vous favorable aux orientations envisagées par la CRE concernant le niveau des charges à couvrir pour la période ATRT7 pour GRTgaz et Teréga ?
- Question 10** Avez-vous des remarques concernant les souscriptions prévisionnelles de GRTgaz et Teréga pour la période 2020-2023 ?
- Question 11** Avez-vous des remarques concernant les grands principes tarifaires et la méthode que la CRE envisage de retenir pour le tarif ATRT7 ?
- Question 12** Êtes-vous favorable aux niveaux de rabais envisagés par la CRE pour les capacités interruptibles aux PITS ?
- Question 13** Êtes-vous favorable à la suppression de l'IAPC et à la réduction, voire la mise à zéro, du terme tarifaire de livraison pour les sites fortement modulés ?
- Question 14** Êtes-vous favorable à l'adaptation de la formule de calcul de la modulation hivernale pour les clients « à souscription » envisagée par la CRE à compter du 1er avril 2020 ?

ANNEXE 1 : EVOLUTION DES SOUSCRIPTIONS SUR LA PÉRIODE ATRT7

- Evolution des recettes de souscriptions par type de point en € courants (en considérant le scénario illustratif de la CRE) :

évolution des souscriptions de capacités en M€ courants	2020	2021	2022	2023
Recettes PIR	387,0	383,8	375,7	356,2
Recettes PITS	47,1	47,3	47,5	47,8
Recettes PITTM	92,9	79,3	73,0	73,3
Recettes sorties vers le réseau régional	386,6	384,6	383,8	381,9
Recettes réseau régional	1135,2	1126,9	1128,0	1121,0
Autres recettes	14,0	24,6	28,9	29,9
Total recettes (M€)	2062,7	2046,5	2037,0	2010,1

ANNEXE 2 : INFORMATIONS A PUBLIER AU MOMENT DE LA CONSULTATION PUBLIQUE CONFORMÉMENT AU CODE DE RESEAU TARIF

Article	Informations à publier	Publication
26(1)(a)	Description de la méthode de calcul des prix de référence.	Partie 4.1.2 de la présente consultation publique.
26(1)(a)(i) 26(1)(a)(i)(1) 26(1)(a)(i)(2)	<p>Les informations sur les paramètres utilisés dans la méthode de calcul des prix de référence (article 30(1)(a)), y compris :</p> <ul style="list-style-type: none"> la justification des paramètres en lien avec les caractéristiques techniques du système ; les valeurs de ces paramètres et les hypothèses formulées ; les capacités techniques et souscrites aux points d'entrée et de sortie du réseau ; la représentation structurelle du réseau ; des informations techniques supplémentaires (longueur de réseau, diamètre de gazoducs..). 	<p>La méthode de calcul des termes tarifaires est basée, conformément au code de réseau Tarif, sur les capacités souscrites et les distances parcourues par le gaz :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les distances prises en compte sont indiquées dans la partie 4.1.2.2, paragraphe (b). L'évolution des capacités souscrites aux points d'entrée et de sorties est indiquée en annexe 1. Les données de capacités techniques ainsi que toutes les informations techniques sont publiées sur les sites des GRT selon le modèle ENT SOG <ul style="list-style-type: none"> GRTgaz Teréga La représentation structurelle du réseau de transport est publiée sur les sites des GRT : <ul style="list-style-type: none"> GRTgaz Teréga
26(1)(a)(ii)	La valeur des ajustements des tarifs aux points d'entrée et de sortie des stockages et des terminaux méthaniens (article 9 du code de réseau Tarif).	Les rabais envisagés par la CRE sont indiqués dans la partie 4.1.2.1, paragraphe (a).
26(1)(a)(iii)	La grille indicative des prix de référence.	Partie 4.1.2.5.
26(1)(a)(iv)	Les résultats et le détail de calcul des coûts unitaires pour l'alimentation des différents utilisateurs du réseau (<i>cost allocation test</i>).	Partie 4.1.2.2 paragraphe (c).
26(1)(a)(v)	L'évaluation de la méthode de calcul des prix de référence choisie (article 7 du code de réseau Tarif)	Partie 4.1.2.
26(1)(a)(vi)	La comparaison avec la méthode CWD	Partie 4.1.4.
26(1)(b)	<p>Les informations indicatives indiquées à l'article 30 (1)(b)(i), (iv), (v) :</p> <ul style="list-style-type: none"> les revenus autorisés prévisionnels des opérateurs ; les revenus associés aux services de transport ; 	<ul style="list-style-type: none"> Les revenus autorisés prévisionnels sont indiqués dans la partie 3.7. La répartition de ces revenus entre les services transport et les services annexes est donnée dans la partie 4.1.1.2.

	<ul style="list-style-type: none"> la répartition des revenus de transport entre les points d'entrée et les points de sortie ; 	<ul style="list-style-type: none"> La répartition des revenus des services de transport entre les points d'entrée et les points de sortie et donnée dans la partie 4.1.2.1. La répartition des revenus des services de transport entre le transit et la consommation domestique est d'environ 24% pour le transit et 76% pour la consommation domestique.
26(1)(c)(i)	Des informations sur les tarifs fondés sur la quantité de gaz transitée.	Non applicable
26(1)(c)(ii) 26(1)(c)(ii)(1) 26(1)(c)(ii)(2) 26(1)(c)(ii)(3) 26(1)(c)(ii)(4)	<ul style="list-style-type: none"> La méthode de tarification des services annexes ; la part du revenu autorisé à recouvrer à partir de ces tarifs ; la façon dont ce revenu est recouvré (article 17) ; les termes tarifaires indicatifs. 	<ul style="list-style-type: none"> Les principes de tarification des services annexes (réseaux régionaux) sont précisés dans la partie 4.2. La part du revenu autorisé à recouvré par ces tarifs est indiquée dans la partie 4.1.1.2. La façon dont ce revenu est recouvré (en particulier le fonctionnement du CRCP) est indiquée dans la partie 2.1.3. Les termes tarifaires indicatifs du réseau régional sont donnés dans la partie 4.1.2.5.
26(1)(d)	Les explications des écarts des niveaux de tarifs entre 2 périodes tarifaires (article 30(2)).	Les écarts entre les niveaux des tarifs entre 2019 et 2020 (indicatif) sont précisés dans la partie 4.1.2.5 de la présente consultation publique. Les éléments explicatifs de ces écarts sont développés dans la partie 3.
26(1)(e)	Les informations sur le prix à payer aux points d'interconnexion, dans le cadre d'un régime de plafonnement des prix.	Non applicable.
28(1)	Le niveau des multiplicateurs, ainsi que les rabais tarifaires appliqués aux capacités interruptibles.	<ul style="list-style-type: none"> Le niveau des multiplicateurs est indiqué dans la partie 4.1.2.4. Le niveau des rabais applicables aux capacités interruptibles est indiqué dans la partie 4.1.3. Le détail des calculs des probabilités d'interruptions est publié par les GRT : <ul style="list-style-type: none"> GRTgaz Teréga