



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

CONSULTATION PUBLIQUE DU 14 FEVRIER 2019 N° 2019-003 RELATIVE AU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE APPLICABLE AUX OPERATEURS D'INFRASTRUCTURES REGULEES EN FRANCE

Au titre des articles L. 452-1 à L. 452-3 et L 341-3 du code de l'énergie, la commission de régulation de l'énergie (CRE) est chargée de déterminer la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation des infrastructures régulées du secteur de l'énergie (gaz naturel et électricité). A ce titre, elle fixe depuis plusieurs années, de manière régulière environ tous les quatre ans :

- une structure tarifaire pour chaque type d'infrastructure, composée de différents termes ou composantes. Cette structure, fixée de manière transparente et non discriminatoire, est déterminée de manière à refléter les coûts engendrés par les utilisateurs afin notamment d'éviter les subventions croisées entre catégories d'utilisateurs ou entre utilisateurs au sein de ces catégories ;
- le niveau du revenu autorisé des gestionnaires d'infrastructures, qui doit permettre de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace. Les recettes générées par le paiement des termes ou composantes tarifaires viennent couvrir ce revenu autorisé ;
- un cadre de régulation pluriannuel intégrant des mécanismes incitatifs visant à encourager les gestionnaires d'infrastructures à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de service et d'alimentation, à favoriser l'intégration du marché intérieur européen et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité ;

Les tarifs suivants sont actuellement en vigueur : le TURPE 5 HTB (RTE), le TURPE 5bis HTA-BT (Enedis), l'ATRT 6 (GRTgaz et Teréga), l'ATTM 5 (Elengy et Fosmax LNG), l'ATS 1 (Storengy, Teréga et Géométhane) ainsi que l'ATRD 5 (GRDF et les entreprises locales de distribution (ELD) de gaz).

Les tarifs ATS 1 et ATRD 5 de GRDF sont en vigueur jusqu'en 2020. Le tarif ATRT 6, compte tenu 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 »), doit être révisé et la CRE envisage en conséquence une entrée en vigueur de l'ATRT 7 en 2020. Les travaux de préparation de ces nouveaux tarifs de réseaux et infrastructures de gaz seront menés par la CRE sur l'ensemble de l'année 2019 pour une mise en œuvre en 2020.

Les TURPE HTB et HTA-BT, ainsi que le tarif ATTM, sont prévus pour s'appliquer à partir de 2021 et les travaux tarifaires associés seront menés par la CRE en 2020.

Les tarifs ATRD5 des ELD s'appliqueront jusqu'en 2022 et les travaux tarifaires associés seront menés par la CRE en 2021.

Concernant le cadre de régulation, la CRE souhaite mener une réflexion transversale à l'ensemble des opérateurs de réseau, les objectifs généraux poursuivis étant similaires pour tous les opérateurs régulés.

La CRE considère que le cadre de régulation doit être prévisible et stable, tout en favorisant la nécessaire adaptation à l'évolution du système énergétique. Le cadre de régulation doit en particulier favoriser l'utilisation de solutions innovantes pour répondre aux besoins des réseaux et infrastructures énergétiques de demain et garantir que les opérateurs d'infrastructures facilitent la mise en œuvre de la transition énergétique par l'ensemble des acteurs du système énergétique.

Le cadre de régulation tarifaire pluriannuel vise principalement à :

1- Maîtriser dans la durée l'évolution des coûts de réseaux qui représentent une part important de la facture du consommateur final

S'agissant des charges d'exploitation, le cadre tarifaire doit permettre, d'une part, d'inciter les opérateurs à mener des gains d'efficience et, d'autre part, à assurer que les consommateurs en bénéficient dans la durée. Ainsi, le cadre actuel prévoit que les gestionnaires d'infrastructures conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés sur une période tarifaire par rapport aux trajectoires définies ex ante par la CRE. Il convient ensuite de garantir que le niveau d'efficience atteint est bien pris en compte pour établir les tarifs suivants.

S'agissant des investissements, qui constituent un élément déterminant de l'équilibre entre la qualité du service rendu par les infrastructures et leur coût, le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit encourager les gestionnaires de réseaux à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. Cet objectif est particulièrement important, au vu des perspectives d'évolution des consommations, pour assurer la soutenabilité et l'acceptabilité des dépenses d'investissement et éviter le risque de coûts échoués engendrés par la réalisation d'investissements inutiles. La maîtrise des investissements des opérateurs d'infrastructures régulées constitue à ce titre un enjeu tarifaire fort, d'autant plus prégnant que les décisions d'investissement des opérateurs ont des implications tarifaires sur une échelle de temps longue du fait de la durée de vie des actifs.

2- Permettre aux gestionnaires d'infrastructures de financer dans la durée les investissements dans les réseaux

Le cadre de régulation tarifaire doit couvrir les coûts d'un opérateur efficace et permettre une rémunération raisonnable du capital investi pour financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables. Chaque tarif prévoit un taux de rémunération s'appliquant à une base d'actifs régulés (BAR) agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur¹.

3- Atteindre et maintenir un haut niveau qualité de service et d'alimentation

La qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux, qui inclut la continuité d'alimentation, est un objectif majeur du cadre de régulation tarifaire. La régulation incitative sur la qualité de service, partie intégrante du cadre de régulation, permet de s'assurer que la maîtrise des coûts ne se fait pas au détriment des services rendus par ces réseaux. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être remises en question pour s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs.

La présente consultation publique vise à présenter aux acteurs de marché les réflexions préliminaires de la CRE sur le cadre tarifaire et à recueillir leurs contributions sur ce sujet.

Paris, le 14 février 2019.

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

Jean-François CARENCO

¹ A l'exception du TURPE HTA-BT qui prévoit des modalités particulières pour Enedis compte tenu de la spécificité de la structure de son passif. Cette question particulière sera traitée lors des travaux préparatoires au TURPE 6.

Répondre à la consultation

La CRE invite les parties intéressées à adresser leur contribution, au plus tard le 31 mars 2019 :

- par courrier électronique à l'adresse suivante : dr.cp3@cre.fr ;
- en contribuant directement sur le site de la CRE (www.cre.fr), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal : 15, rue Pasquier - F-75379 Paris Cedex 08 ;
- en demandant à être entendues par la CRE.

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 DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....	6
1.1 RAPPEL DES COMPÉTENCES DE LA CRE ET DES PRINCIPES DU CADRE DE RÉGULATION.....	6
1.2 PRÉSENTATION DES DIFFÉRENTS OPÉRATEURS RÉGULÉS EN FRANCE	6
1.3 LE CADRE DE RÉGULATION DOIT ASSURER LA COUVERTURE DES COÛTS DES OPÉRATEURS D'INFRASTRUCTURES DANS LA DURÉE	7
1.4 LE CADRE DE RÉGULATION DOIT INCITER LES OPÉRATEURS D'INFRASTRUCTURES À LA MAÎTRISE DES COÛTS TOUT EN PRÉSERVANT UN NIVEAU ÉLEVÉ DE QUALITÉ DE SERVICE	7
1.5 LE CADRE DE RÉGULATION DOIT ÊTRE PRÉVISIBLE ET STABLE MAIS DOIT ÉGALEMENT S'ADAPTER À L'ÉVOLUTION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE.....	8
2. BILAN DU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE EN VIGUEUR ET NOUVEAUX DÉFIS DANS LA PÉRIODE À VENIR	8
2.1 LE CADRE TARIFAIRE ACTUEL FONCTIONNE GLOBALEMENT BIEN, IL A PERMIS LA MAÎTRISE DES COÛTS DANS LA DURÉE ET UNE AMÉLIORATION DU NIVEAU DE QUALITÉ DE SERVICE ET D'ALIMENTATION.....	8
2.1.1 Maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final.	8
2.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux	12
2.1.3 Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.....	13
2.2 LES DÉFIS AUXQUELS FONT FACE LES SYSTÈMES ÉNERGÉTIQUES IMPOSENT DE RÉFLÉCHIR EN CONTINU À L'AMÉLIORATION DU CADRE DE RÉGULATION	14
2.2.1 La transition énergétique affecte la gestion des systèmes énergétiques et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs.....	14
2.2.2 L'innovation doit être placée au cœur du cadre de régulation	15
2.2.3 L'objectif de création du marché intérieur européen doit être pris en compte	15
2.3 SYNTHÈSE.....	16
3. PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTIONS DES CADRES DE RÉGULATION APPLIQUÉS AUX OPÉRATEURS D'INFRASTRUCTURES EN FRANCE.....	17
3.1 PRÉSENTATION DE LA DÉMARCHE SUIVIE PAR LA CRE.....	17
3.2 LA RÉGULATION DOIT ÉVOLUER VERS UNE PLUS GRANDE PRÉVISIBILITÉ ET UNE PLUS GRANDE TRANSPARENCE SUR LA CONSTRUCTION ET LES ÉVOLUTIONS DES TARIFS	17
3.2.1 Calendrier	17
3.2.2 Période tarifaire	18
3.2.3 Visibilité au-delà du tarif.....	18
3.2.4 Processus de mise à jour des tarifs et fonctionnement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)	19
3.3 LA RÉGULATION ACTUELLE DES CHARGES D'EXPLOITATION EST SATISFAISANTE, MÊME SI LA QUESTION DU PÉRIMÈTRE DES CHARGES INCITÉES DOIT ÊTRE RÉGULIÈREMENT POSÉE	21
3.3.1 Principes et retour d'expérience sur le cadre actuel	21
3.3.2 Arbitrages entre OPEX et CAPEX	23
3.3.3 Inciter à la performance sur le périmètre le plus large possible	24
3.3.4 Evolution du périmètre du CRCP et des charges incitées	25
3.4 DES INVESTISSEMENTS EFFICACES SONT UNE CONDITION NÉCESSAIRE À LA RÉUSSITE DE LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE	27
3.4.1 Contenir les dépenses d'investissement dans un contexte de maîtrise des consommations, tout en maintenant la qualité du service rendu	27
3.4.2 Rappel du cadre de régulation en vigueur : des incitations centrées sur la maîtrise des coûts des investissements.....	28

3.4.3	Envoyer des signaux vertueux à l'investissement via le taux de rémunération.....	28
3.4.3.1	Incitation à la prolongation de la durée de vie des actifs	28
3.4.3.2	Incitation à obtenir des subventions d'investissement.....	29
3.4.3.3	Appliquer des taux de rémunération donnant un meilleur signal à l'investissement.....	30
3.4.4	Renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement... Erreur ! Signet non défini.	
3.4.4.1	Maintien des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts d'investissement en distribution sur la base des coûts unitaires.....	33
3.4.4.2	Evolutions des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts des grands projets de transport d'électricité et de gaz.....	33
3.4.4.3	Incitation à la maîtrise des coûts des investissements en transport hors grands projets	35
3.4.4.4	Incitations relatives aux projets d'interconnexions	35
3.4.5	Harmoniser le traitement des coûts échoués	36
3.4.5.1	Coûts échoués : cadre de régulation en vigueur	36
3.4.5.2	Définition des coûts échoués	37
3.4.5.3	Traitement des coûts échoués	37
3.4.5.3.1	Sorties d'actifs de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable	37
3.4.5.3.2	Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement	38
3.4.6	Harmoniser la rémunération des immobilisations en cours	38
3.4.6.1	Cadre de régulation en vigueur	38
3.4.6.2	Demandes des opérateurs et propositions de la CRE	38
3.5	L'INNOVATION CHEZ LES OPÉRATEURS DOIT ÊTRE ENCOURAGÉE	39
3.5.1	Maintien des modalités de couverture des coûts de R&D&I	39
3.5.2	Evolution des guichets <i>smart grids</i> pour permettre l'industrialisation de certains projets.....	40
3.5.3	Transparence à améliorer sur la stratégie R&D&I et sur les retours d'expérience (REX)	40
3.5.3.1	Stratégie de R&D&I des opérateurs.....	40
3.5.3.2	Transparence des programmes de R&D&I	40
3.5.4	Les opérateurs doivent faciliter l'innovation de l'ensemble des acteurs de marché.....	41
3.6	UNE QUALITÉ DE SERVICE DE HAUT NIVEAU POUR PERMETTRE L'INNOVATION ET LES NOUVEAUX USAGES 42	
3.6.1	L'importance du maintien de la qualité de service et d'alimentation	42
3.6.2	Une nécessaire adéquation des indicateurs suivis et incités avec les besoins des utilisateurs de réseaux 42	
3.6.3	Mécanismes d'incitation	44
4.	RÉCAPITULATIF DES QUESTIONS.....	45

1. CONTEXTE DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

1.1 Rappel des compétences de la CRE et des principes du cadre de régulation

Les compétences de la CRE en matière de détermination des méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des infrastructures électriques et gazières (réseaux de transport, réseaux de distribution, installations de stockage de gaz naturel souterrain et installations de gaz naturel liquéfié) sont détaillées aux articles L.452-1 à L.452-3 du code de l'énergie pour les infrastructures gazières, et à l'article L. 341-3 du même code pour les réseaux électriques.

En application de ces articles, la CRE peut notamment prévoir « *un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité* ».

En gaz, comme en électricité, les articles L.341-3 et L.452-3 du code de l'énergie disposent que la CRE « *procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie* ».

1.2 Présentation des différents opérateurs régulés en France

La distribution de gaz et d'électricité est opérée par de nombreux gestionnaires de réseau de taille variable (environ 150 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et 26 gestionnaires de réseau de distribution en gaz). Cependant environ 95 % du marché français est couvert par Enedis en électricité et par GRDF en gaz.

Enedis, détenu à 100 % par EDF, exploite, entretient et développe un réseau de distribution d'électricité en moyenne et basse tension d'environ 1,4 million de km. Enedis achemine environ 400 TWh d'électricité par an pour près de 36 millions de consommateurs et environ 400 000 producteurs. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 14 083 M€ en 2017, avec un effectif de 39 000 collaborateurs.

GRDF, détenu à 100 % par Engie, exploite, entretient et développe un réseau de distribution de gaz naturel en moyenne et basse pression d'environ 200 000 km. GRDF achemine environ 300 TWh de gaz naturel par an pour près de 11 millions de consommateurs. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 3 562 M€ en 2017, avec un effectif de 12 000 collaborateurs.

Concernant le transport, RTE est le seul gestionnaire de réseau en électricité. GRTgaz et Teréga sont les gestionnaires de réseau de gaz naturel.

RTE, détenu à 50 % par EDF, 30 % par la Caisse des Dépôts et Consignations et 20 % par CNP Assurances, exploite, entretient et développe un réseau de transport d'électricité en haute tension de plus de 100 000 km qui s'étend sur l'ensemble du territoire métropolitain. RTE achemine environ 520 TWh d'électricité par an. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 4 648 M€ en 2017, avec un effectif de 9 000 collaborateurs.

GRTgaz, détenu à 75 % par Engie et à 25 % par la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructure et de la Caisse des Dépôts, exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de plus de 32 000 km recouvrant une grande partie du territoire métropolitain à l'exception du sud-ouest. GRTgaz achemine environ 620 TWh de gaz par an. Il a réalisé un chiffre d'affaires de 1 972 M€ en 2017, avec un effectif de 3 000 collaborateurs.

Teréga (anciennement TIGF), détenu par un consortium composé de Snam (40,5%), GIC (31,5%), EDF Investissement (18%) et Prédica (10%), exploite, entretient et développe un réseau de transport de gaz à haute pression de plus de 5 000 km situé dans le sud-ouest de la France. Teréga achemine environ 130 TWh de gaz par an. Il est également opérateur d'infrastructures du groupement de stockage de gaz naturel de Lussagnet pour un volume utile de 33,1 TWh. Il tient des comptes dissociés pour ses deux activités. Teréga a réalisé un chiffre d'affaires total de 471 M€ en 2017, dont 294 M€ au périmètre transport, avec un effectif total de près de 600 collaborateurs. En 2018, son revenu autorisé pour l'activité stockage était de 153 M€².

Les stockages souterrains de gaz naturel français sont également détenus par deux autres opérateurs : Storengy et Géométhane.

La société Storengy, filiale à 100 % d'Engie, détient et exploite un parc de 12 sites en France (dont 3 en exploitation réduite), pour un volume utile de 102,1 TWh. Storengy compte près de 1 000 collaborateurs. En 2018, son revenu autorisé était de 523 M€¹.

La société Géométhane, détenue par Storengy (50 %), CNP (49 %) et Géostock (1%), détient le site de stockage de Manosque, d'un volume utile de 3,3 TWh. Ce site est exploité par Storengy. Géométhane emploie environ 50 collaborateurs. En 2018, son revenu autorisé était de 38 M€¹.

Enfin, les terminaux méthaniers régulés français sont exploités par Elengy et Fosmax LNG.

² Les opérateurs de stockage n'étaient pas régulés en 2017.

La société Elengy, filiale à 100 % de GRTgaz, possède et exploite les terminaux de Montoir-de-Bretagne et de Fos Tonkin. Le terminal de Montoir, entré en service en 1980, a une capacité de regazéification de 10 milliards de m³ par an. Le terminal de Fos Tonkin, entré en service en 1972, a une capacité de regazéification de 3 milliards de m³ par an. Elengy a réalisé un chiffre d'affaires de 145 M€ en 2017 pour l'activité régulée de regazéification, avec un effectif de 370 collaborateurs.

La société Fosmax LNG, filiale d'Elengy à 72,5 % et de Total Gaz Electricité Holding France (TGEHF) à 27,5 %, possède le terminal de Fos Cavaou. Fosmax LNG commercialise les capacités de regazéification du terminal. Son exploitation et sa maintenance sont confiées à Elengy. Le terminal de Fos Cavaou, entré en service au 1^{er} avril 2010, a une capacité de regazéification de 8,25 milliards de m³ par an. Fosmax LNG a réalisé un chiffre d'affaires de 137 M€ pour l'activité régulée de regazéification en 2017.

1.3 Le cadre de régulation doit assurer la couverture des coûts des opérateurs d'infrastructures dans la durée

La régulation tarifaire des infrastructures de transport et de distribution de gaz et d'électricité repose sur un principe de couverture des coûts des opérateurs qui exploitent ces infrastructures. En gaz comme en électricité, le code de l'énergie prévoit que « *les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* »³.

Conformément aux dispositions applicables, la CRE détermine, pour chaque période tarifaire et par opérateur, un revenu autorisé, qui permet de couvrir :

- d'une part, les charges d'exploitation (charges brutes d'exploitation dont sont déduits les produits d'exploitation comme la production immobilisée, les produits extratarifaires, etc) ;
- d'autre part, les charges de capital supportées par l'opérateur dans l'exercice de son activité régulée (rémunération du capital immobilisé et amortissement des actifs des opérateurs).

Ces charges sont couvertes pour autant qu'elles correspondent à celles d'un opérateur efficace. Ainsi, il appartient à la CRE de juger de l'efficacité de l'opérateur pour déterminer si ces charges peuvent être couvertes par les tarifs d'utilisation des infrastructures.

S'agissant des charges de capital, la base d'actifs régulés (BAR) de chaque opérateur, qui regroupe l'ensemble des actifs mis en service par les opérateurs pour l'exercice de leurs activités régulées, en constitue l'assiette de calcul. Les BAR sont rémunérées à des taux dont le niveau est fixé normativement sur la base de paramètres macro-économiques et financiers et en tenant compte du niveau de risque de sociétés ayant une activité comparable.

Le niveau de rémunération des capitaux investis dépend directement du risque financier à court et long terme porté par le gestionnaire de réseau. Cette rémunération dépend ainsi du partage de risque entre le gestionnaire de réseau et l'utilisateur du réseau : plus l'opérateur est couvert de ses risques par la réglementation et le cadre de régulation tarifaire, moins sa rémunération doit être élevée et inversement.

1.4 Le cadre de régulation doit inciter les opérateurs d'infrastructures à la maîtrise des coûts tout en préservant un niveau élevé de qualité de service

Le cadre de régulation tarifaire appliqué à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité doit inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité économique, c'est à dire à maîtriser les coûts supportés dans l'exercice de leur activité. Il est nécessaire de veiller à ce que ces gains d'efficacité ne soient pas obtenus au détriment de la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux.

La CRE a donc mis en place un cadre de régulation fondé sur deux objectifs équilibrés :

- un ensemble d'incitations à la maîtrise des coûts visant notamment à inciter à la réduction des charges d'exploitation dans la durée par la définition de trajectoires sur la période couverte par le tarif : ce dispositif est complété par des incitations à maîtriser les coûts des investissements dans les infrastructures sans pour autant inciter à leur diminution en volume ;
- des incitations visant au maintien et à l'amélioration de la qualité du service rendu : la CRE a ainsi défini des indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines jugés pertinents pour évaluer la qualité des services rendus (qualité d'alimentation, interventions auprès des clients finals, relations avec les fournisseurs, relations avec les utilisateurs, raccordements, relève et facturation, mesures et prévisions de consommation, environnement, etc.). Ces indicateurs s'accompagnent, pour les

³ Article L 341-2 du code de l'énergie, relatif au transport et à la distribution d'électricité. Dans le secteur du gaz, l'article L 452-1 du même code précise également que les tarifs d'utilisation des infrastructures « *sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces gestionnaires, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau ou d'installations efficace* ».

plus importants pour le fonctionnement du marché, d'incitations financières, bonus ou malus en fonction de la performance atteinte. Ce mécanisme évolue régulièrement, pour répondre le mieux possible aux attentes des acteurs de marché ;

Si le cadre de régulation a évolué progressivement depuis l'ouverture des marchés, l'efficacité économique et la qualité de service restent les deux piliers fondamentaux de la régulation incitative.

1.5 Le cadre de régulation doit être prévisible et stable mais doit également s'adapter à l'évolution du système énergétique

Dans l'intérêt de l'ensemble des acteurs du marché de l'énergie, le cadre de régulation des infrastructures régulées de gaz et d'électricité doit être prévisible et stable, d'une part, pour donner de la visibilité aux utilisateurs des réseaux et, d'autre part, pour préserver un environnement propice aux décisions de moyen et long terme pour les opérateurs régulés. La durée actuelle de quatre ans du cadre de régulation permet aux opérateurs d'engager des actions d'amélioration de leur performance.

Cependant, le cadre de régulation doit également évoluer pour suivre les transformations du secteur de l'énergie et assurer une adéquation constante avec les activités des gestionnaires de réseau. Cela est particulièrement important dans la période actuelle où le système énergétique est dans une phase de transformation majeure.

2. BILAN DU CADRE DE RÉGULATION TARIFAIRE EN VIGUEUR ET NOUVEAUX DÉFIS DANS LA PÉRIODE À VENIR

2.1 Le cadre tarifaire actuel fonctionne globalement bien, il a permis la maîtrise des coûts dans la durée et une amélioration du niveau de qualité de service et d'alimentation

Depuis plus de 10 ans, le cadre tarifaire poursuit trois grands objectifs :

- inciter les gestionnaires d'infrastructures à maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final ;
- permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux ;
- viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation.

Pour cela, il s'appuie sur la mise en œuvre de mécanismes régulatoires, visant à inciter les gestionnaires de réseaux à rechercher l'efficacité dans la durée. Ainsi, dès 2008 et 2009, une période tarifaire de 4 ans et le principe d'incitations financières sur les coûts et la qualité de service ont été introduits. Le cadre de régulation actuel laisse, par ailleurs, une large liberté dans la gestion de chacune des entreprises de réseau, permettant à chacune de rechercher des améliorations de performance là où elles le considèrent pertinent.

Le recul sur ce cadre tarifaire permet d'en réaliser un bilan. Un bilan détaillé est fourni en annexe de la présente consultation publique. Les données utilisées pour ce bilan seront publiées sur le site open data de la CRE.

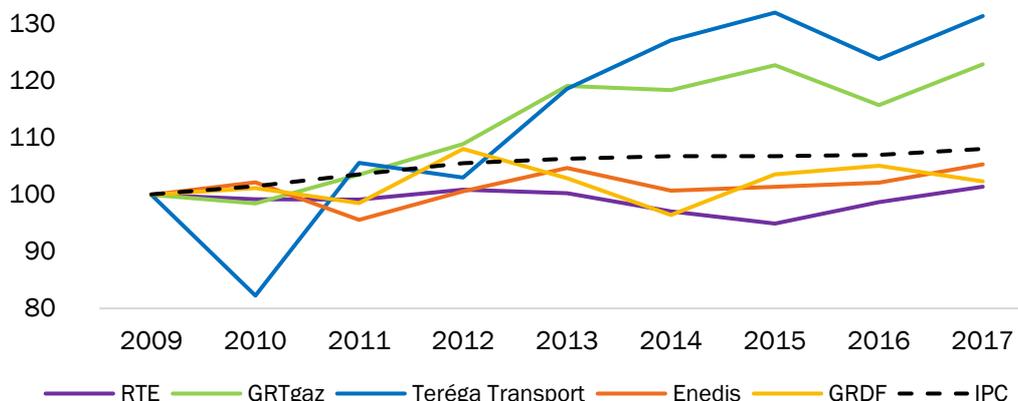
2.1.1 Maîtriser l'évolution des coûts de réseaux pour limiter l'impact des tarifs sur le consommateur final

Les charges nettes d'exploitation

Le cadre de régulation prévoit une trajectoire de charges d'exploitation sur la période tarifaire de 4 ans. Les opérateurs sont ainsi incités à améliorer leur efficacité sur la période. La CRE s'attache à ce que le niveau d'efficacité révélé en cours de période tarifaire soit pris en compte pour établir les tarifs suivants, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient des gains de productivité dans la durée. Pour cela, les trajectoires de charges d'exploitation, fixées pour une nouvelle période tarifaire, doivent être fondées sur les niveaux de dépenses réalisés par les opérateurs sur la période précédente.

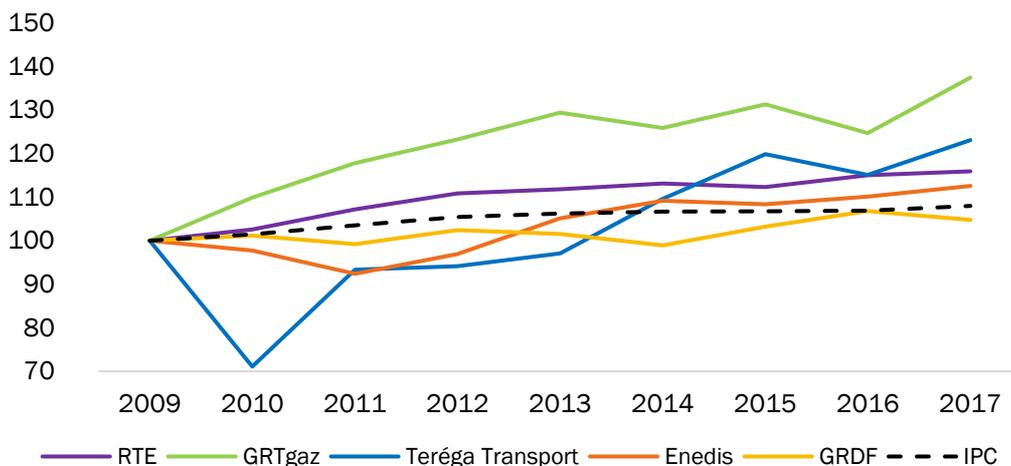
La figure ci-dessous présente l'évolution des charges nettes d'exploitation (CNE) totales (incitées, partiellement incitées et non incitées) des opérateurs de transport et de distribution de gaz et d'électricité réalisées sur la période 2009-2017 :

Evolution des CNE réalisées base 100 en 2009



Pour apprécier l'évolution des charges de fonctionnement, il est pertinent d'exclure les charges d'énergie, les pertes, les charges de constitutions des réserves, les coûts de congestion et, pour Enedis, les charges d'accès au réseau de transport.

Evolution des CNE hors énergie réalisées base 100 en 2009



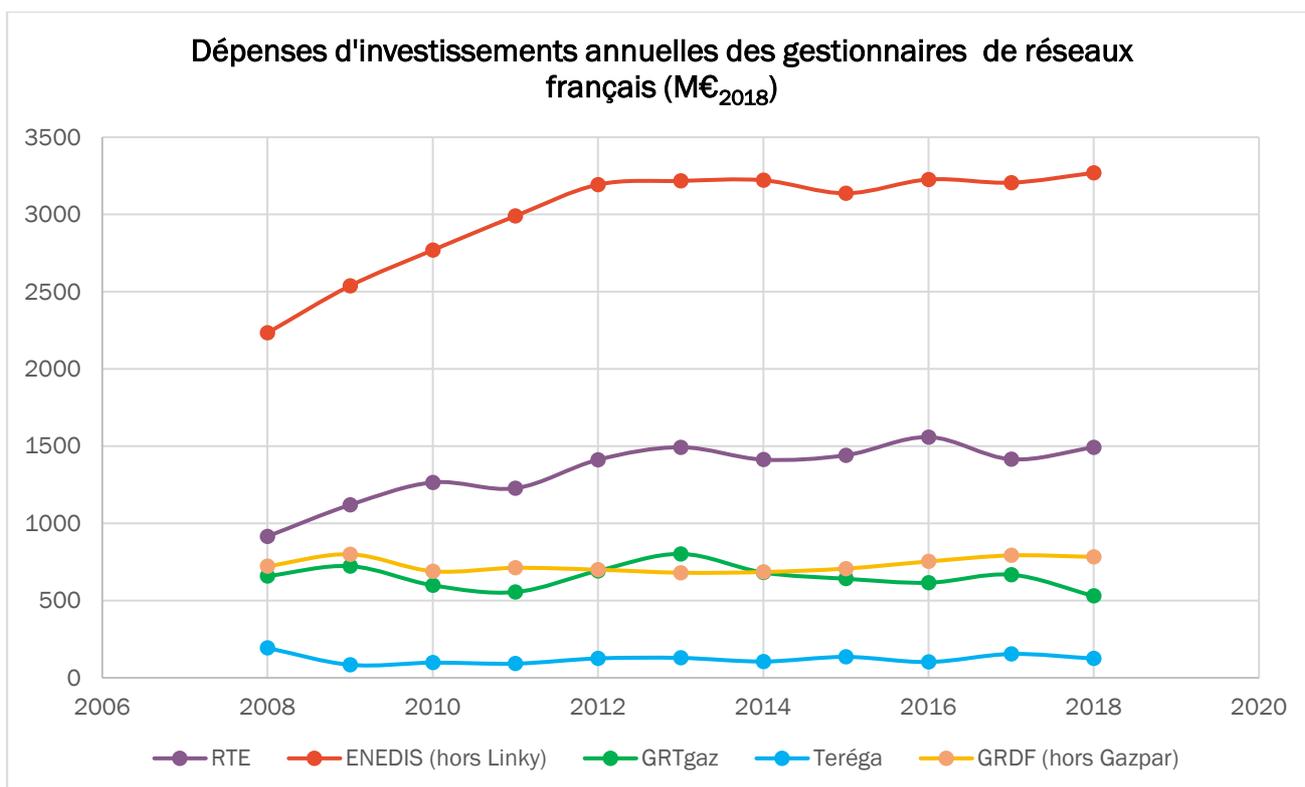
Au cours des dix dernières années, le niveau des charges nettes d'exploitation des opérateurs a été maîtrisé pour les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD). Dans un contexte où le nombre de clients augmente pour l'électricité (+3 millions de consommateurs et +400 000 producteurs depuis 2008 pour Enedis), où les réseaux de distribution se développent pour permettre notamment le raccordement de la production des énergies renouvelables, où les exigences réglementaires et de sécurité se renforcent et où des processus et des systèmes d'information nouveaux ont été mis en œuvre pour l'ouverture des marchés, l'évolution des charges d'exploitation de ces opérateurs a été proche (+ 0,3 % pour GRDF et + 0,6 % pour Enedis en moyenne par an, respectivement +0,5 % et +1,3 % en moyenne par an sur le périmètre des charges de fonctionnement) que l'inflation (+ 0,9 % en moyenne par an).

Pour les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), l'évolution des charges nettes d'exploitation est supérieure à l'inflation sur la période (+ 0,2 % pour RTE, + 2,3 % pour GRTgaz et + 3,1 % pour Teréga Transport en moyenne par an, respectivement +1,7 %, +3,8 % et +2,3% en moyenne par an sur le périmètre des charges de fonctionnement). Cette évolution est à mettre en perspective avec les enjeux majeurs auxquels ces opérateurs ont été confrontés (séparation totale des maisons mères, développement du réseau particulièrement pour le transport de gaz, développement des interconnexions, mise en place des paquets européens notamment).

La CRE considère à ce stade que la régulation incitative mise en place sur les charges d'exploitation conduit dans la durée à une bonne maîtrise des dépenses d'exploitation des opérateurs.

Investissements et charges de capital

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des investissements des opérateurs régulés depuis 2008. Ces derniers sont en forte hausse concernant l'électricité, dans un contexte marqué, d'une part, par un besoin de renouvellement des réseaux (enfouissement, évolution des contraintes réglementaires, notamment à la suite de la tempête de 1999...), et d'autre part, par leur développement afin de les adapter aux besoins de la transition énergétique. S'agissant des réseaux de gaz naturel, les investissements sont stables en distribution (hors projets de compteur communicant Gazpar) et stable à un niveau élevé concernant le transport, du fait notamment des investissements rendus nécessaires par la fusion des zones achevée en 2018 en France.

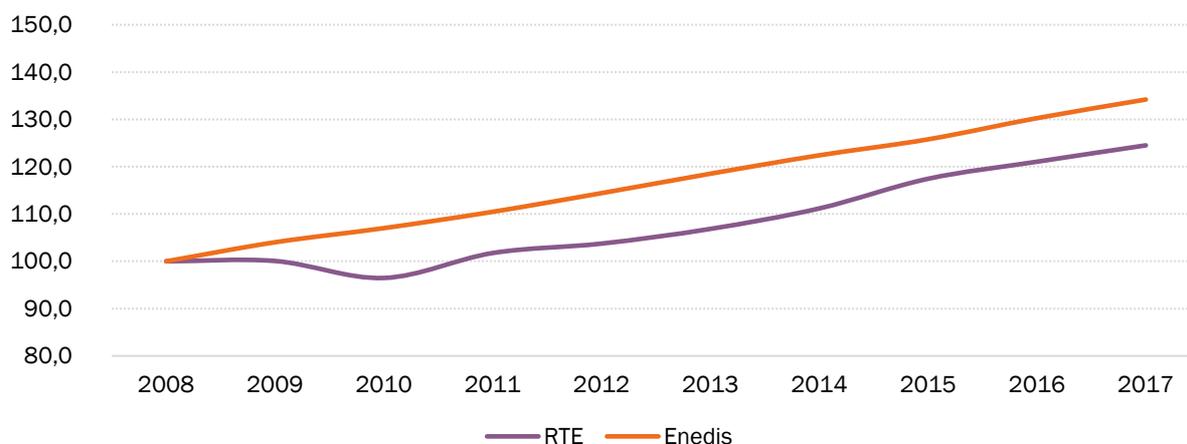


Quel que soit l'opérateur, dans le cadre actuel, les investissements réalisés sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service.

Les bases d'actifs régulés (BAR) – qui correspondent à la valeur agrégée des investissements effectués par les opérateurs non encore amortis – des principaux opérateurs français d'infrastructures électriques et gazières régulées ont en conséquence connu des évolutions significatives sur les 10 dernières années.

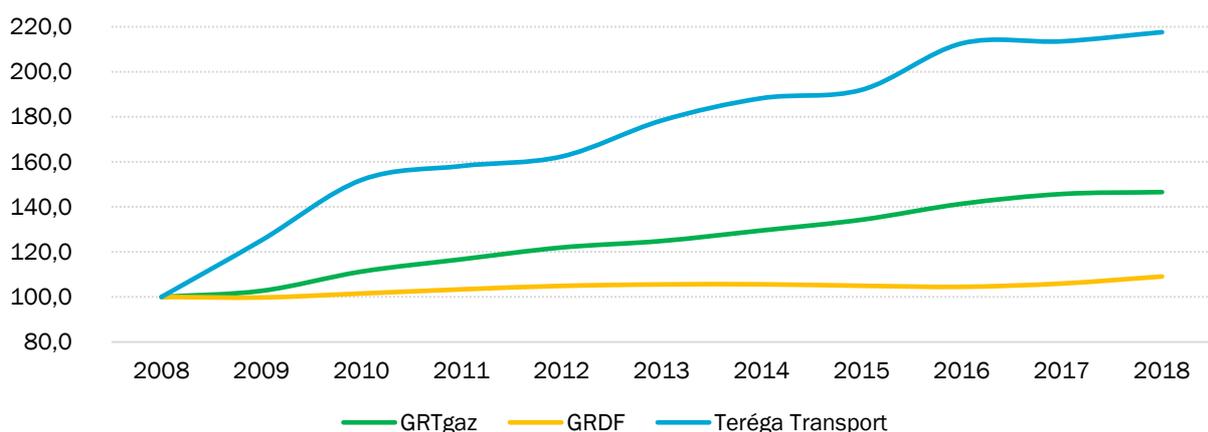
Concernant les réseaux électriques, les BAR d'Enedis et de RTE ont progressé de près de 34 % et 25 % respectivement entre 2008 et 2017.

Evolution des BAR des opérateurs électriques base 100 en 2008



Concernant les infrastructures gazières, la BAR de GRDF a peu progressé sur la dernière décennie (+ 6 %) alors que celles des deux GRT ont augmenté de façon importante : la BAR de GRTgaz a crû de près de 46 % et celle de Teréga Transport a plus que doublé sur la même période (+ 114 %).

Evolution des BAR des opérateurs gaziers base 100 en 2008



Au 1^{er} janvier 2018, la somme estimée des BAR des opérateurs du système électrique en France métropolitaine (à l'exclusion des ELD électriques) s'élève à 65 milliards d'euros. Celle des opérateurs du système gazier en France métropolitaine (y compris les opérateurs de terminaux méthaniers régulés et les opérateurs de stockages de gaz régulés et à l'exclusion des ELD gazières) s'élève à 30 milliards d'euros.

Les décisions d'investissement constituent un élément déterminant de l'équilibre entre la qualité du service rendu par les infrastructures et leur coût. Dans le cadre tarifaire en vigueur, les opérateurs ne sont pas incités à réduire le volume de leurs investissements, les charges de capital étant ensuite couvertes sur la base du réalisé⁴.

Le cadre de régulation tarifaire, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit encourager les gestionnaires de réseaux à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. C'est pourquoi, au-delà des travaux qu'elle mène dans le cadre de sa compétence d'approbation des investissements en transport, la CRE a introduit de manière progressive différents mécanismes incitatifs concernant les investissements :

- une incitation sur les coûts unitaires en distribution ;
- une incitation sur les coûts des plus grands projets en transport ;

⁴ Exception faite, depuis le tarif ATRD 5, des charges de capital afférentes aux actifs hors réseaux (immobilier, véhicules, systèmes d'information) dont les écarts entre la trajectoire tarifaire et le réalisé est exclu du compte de régularisation des charges et produits (CRCP), au sein d'une même période tarifaire.

- une régulation incitative spécifique pour les projets de comptage évolué ;
- une régulation spécifique pour les investissements « hors réseaux ».

L'introduction relativement récente de ces mécanismes ne permet pas d'en établir un bilan complet.

En synthèse, la CRE considère que le cadre de régulation actuel a permis aux opérateurs régulés d'engager l'ensemble des investissements nécessaires à l'exercice de leurs missions.

Les décisions d'investissement ont des implications tarifaires sur le long terme. La CRE considère que la question de leur maîtrise est une priorité pour la prochaine période tarifaire, au vu du contexte d'évolution des consommations, afin d'assurer la soutenabilité et l'acceptabilité des tarifs et d'éviter le risque de coûts échoués engendrés par la réalisation d'investissements inutiles.

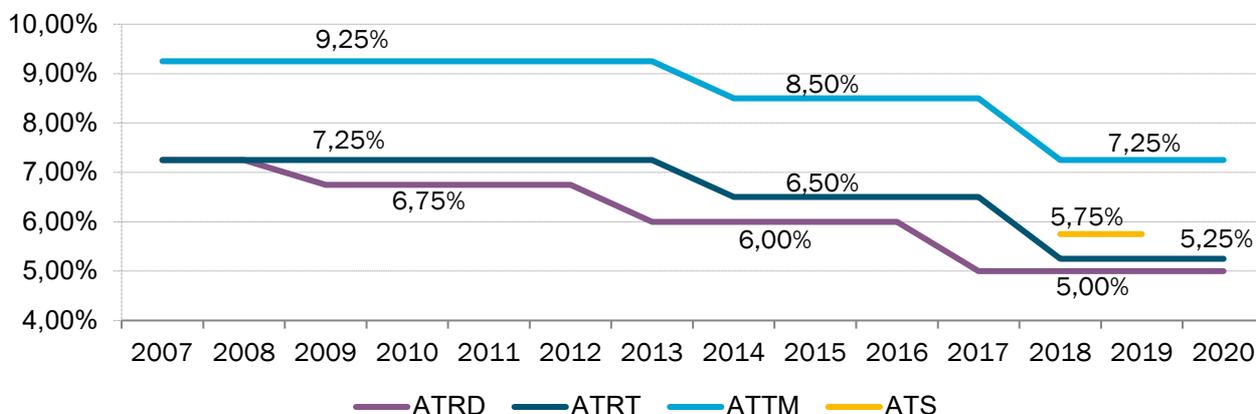
2.1.2 Permettre aux gestionnaires d'infrastructure de financer les investissements dans les réseaux

Le cadre de régulation tarifaire doit garantir une rémunération raisonnable du capital investi qui permette à la fois de financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement. A ce titre, le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

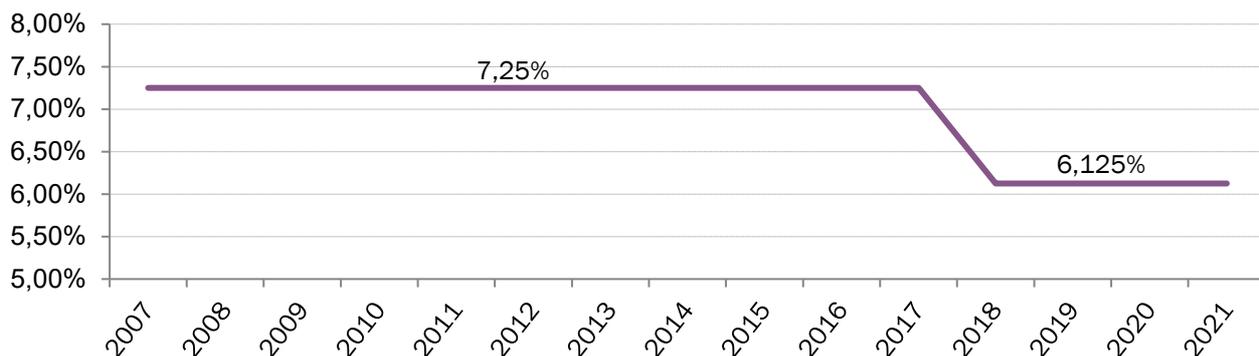
La CRE fixe un taux de rémunération, ou coût moyen pondéré du capital (CMCP), s'appliquant à BAR agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il est fixé pour toute la durée de la période tarifaire et calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque est calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs à durée de vie longue qui composent la BAR.

Les graphiques ci-dessous comparent l'évolution des CMPC des différentes infrastructures de gaz et d'électricité avec l'évolution des taux constatés sur les marchés. Enedis n'est pas inclus dans ces graphiques en raison de sa structure particulière de rémunération.

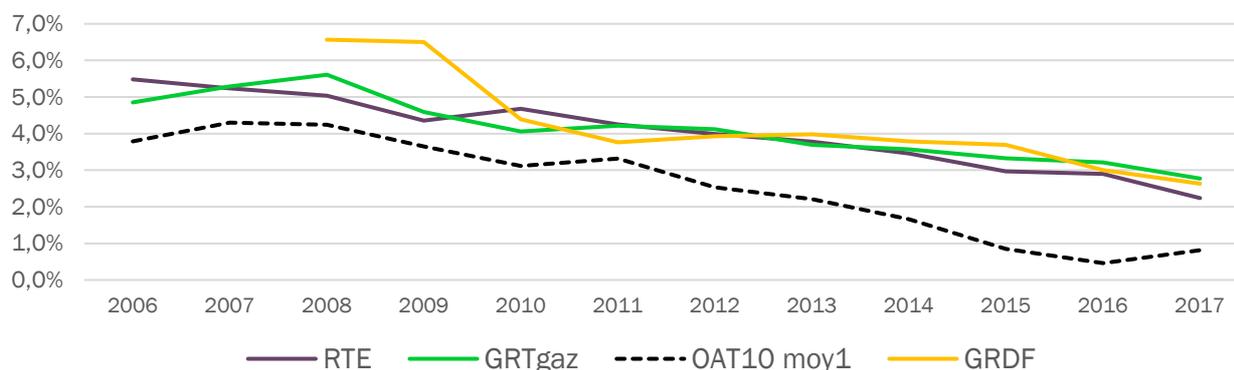
CMPC de base - tarifs gaziers
(réels, avant impôt)



CMPC de base - TURPE HTB
(nominal, avant impôt)



Evolution coût de la dette effectif des opérateurs et de l'OAT 10 ans moyenne 1 an glissante



L'utilisation de moyennes de long terme dans la fixation des taux de rémunération des gestionnaires d'infrastructures régulées apparaît adaptée à ces activités caractérisées par des investissements de longue durée. Néanmoins, elle pose la question du signal envoyé à l'investissement. En effet, ces moyennes de long terme peuvent diverger de manière significative avec les taux constatés sur le marché au moment où les opérateurs peuvent se financer.

2.1.3 Viser un haut niveau de qualité de service et d'alimentation

La qualité de service, incluant la continuité d'alimentation, est une préoccupation majeure des utilisateurs de réseaux. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation défini par la CRE, dans la mesure où elle permet de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par ces réseaux.

L'amélioration des incitations sur la qualité de service et d'alimentation est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées afin de s'assurer de leur adéquation avec les besoins des utilisateurs du réseau.

Dans l'ensemble, le niveau de qualité de service des GRD et GRT d'électricité et de gaz naturel s'est amélioré sur la durée.

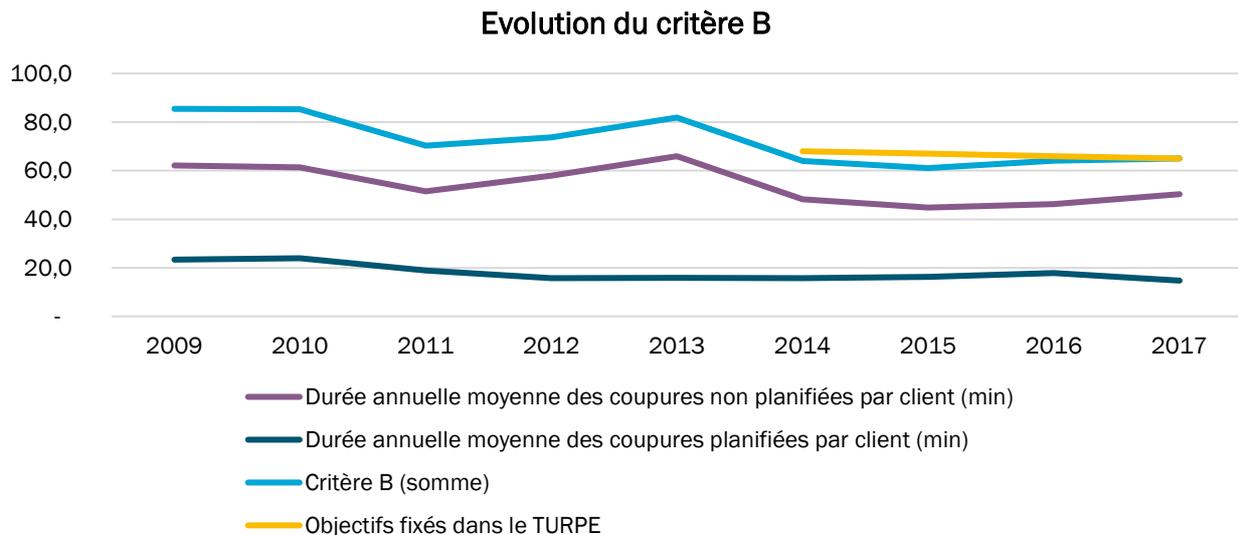
A titre d'illustration, la fréquence de coupure sur le réseau de RTE connaît une amélioration de près de 40% sur la période 2008-2017. L'introduction d'une incitation financière en 2013 pour la période tarifaire du TURPE 4 HTB a renforcé cette dynamique.

Tableau 1 - Evolution des fréquences de coupure pour RTE

Fréquence coupure (FC)	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
FC hors événements exceptionnels	0,593	0,511	0,378	0,483	0,400	0,533	0,455	0,387	0,382	0,355
FC événements exceptionnels	0,025	0,071	0,030	-	0,039	0,010	0,001	-	0,002	0,011
FC Total	0,618	0,582	0,408	0,483	0,439	0,543	0,456	0,387	0,384	0,366
Cibles	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	0,600	0,600	0,600	0,600	0,460

Pour rappel la fréquence moyenne de coupure de l'année N sur le réseau de transport HTB est définie comme le ratio du nombre de coupures longues et brèves sur l'année N par le nombre de clients raccordés au 31 décembre de l'année N.

Pour la distribution d'électricité, le critère B, qui correspond aux durées des coupures moyennes annuelles sur le territoire desservi par Enedis et est incité depuis le TURPE 3, connaît une amélioration tendancielle.



Malgré cette bonne performance globale des opérateurs sur les indicateurs de qualité de service et d'alimentation, les retours de certains acteurs montrent que certaines prestations font l'objet de plaintes récurrentes. La question des délais de raccordement est notamment régulièrement mise en avant. Ce décalage nécessite de se réinterroger régulièrement sur la pertinence des indicateurs suivis, à la fois en termes de thématiques suivies, de construction des indicateurs et de force des incitations.

2.2 Les défis auxquels font face les systèmes énergétiques imposent de réfléchir en continu à l'amélioration du cadre de régulation

2.2.1 La transition énergétique affecte la gestion des systèmes énergétiques et implique une vigilance renforcée sur les coûts futurs

La transition énergétique, avec la naissance des énergies renouvelables (EnR) électriques et gazières et le développement de nouveaux usages de ces énergies, notamment sur les réseaux électriques, oblige l'ensemble des acteurs des systèmes électriques et gaziers, opérateurs mais aussi régulateur, à penser différemment.

Les opérateurs de réseaux, dont l'une des missions prioritaires est d'accompagner le développement de ces nouveaux usages et moyens de production et d'assurer leur bonne intégration dans les systèmes énergétiques, doivent parvenir à concilier deux tendances contradictoires :

- une tendance forte à la stabilisation (en électricité) et à la baisse (en gaz) des consommations, portée notamment par les actions de maîtrise de la demande d'énergie (MDE) ;
- une augmentation des coûts pour permettre notamment l'insertion des EnR sur les réseaux et le déploiement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques.

En électricité, par exemple, le développement des EnR et de l'autoconsommation fait évoluer le système électrique d'une architecture très centralisée vers un fonctionnement décentralisé. Les flux d'électricité sont ainsi modifiés, obligeant les gestionnaires de réseaux à repenser leurs méthodes de dimensionnement des réseaux. En effet, le réseau actuel a été dimensionné principalement en fonction des flux de soutirage lors des pointes de consommation hivernale. Or, à terme, les injections décentralisées pourraient entraîner des besoins de renforcement, si elles ont lieu dans des zones de faible consommation où le réseau n'est pas en mesure d'accueillir ce volume d'injection.

De la même manière, les réseaux électriques devront permettre l'insertion des bornes de recharge des véhicules électriques. Si le système électrique dans son ensemble, selon les analyses des gestionnaires de réseaux, peut répondre sans difficulté à la demande en énergie induite par un développement massif de cette mobilité électrique, son impact sur la pointe, et les appels de puissance significatifs que ce nouvel usage pourrait générer doivent faire l'objet d'une attention particulière.

En gaz, le développement de sites de production de biométhane injectant sur les réseaux va engendrer des investissements significatifs sur les réseaux de distribution comme de transport, pour atteindre les objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE).

Afin de maîtriser l'évolution des tarifs futurs, dans un contexte de diminution plus ou moins des consommations, le cadre de régulation doit s'adapter afin d'inciter les gestionnaires de réseaux à la maîtrise des investissements futurs et à la limitation des risques de coûts échoués, particulièrement en gaz.

2.2.2 L'innovation doit être placée au cœur du cadre de régulation

L'innovation et les possibilités nouvelles offertes par la révolution numérique sont un levier afin d'optimiser les coûts associés aux transformations des réseaux imposées par la transition énergétique. Le cadre de régulation doit favoriser le recours à ces solutions innovantes si elles permettent de réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements voire de coûts échoués. Concernant directement les activités des gestionnaires de réseaux, deux problématiques sont particulièrement concernées :

- d'une part, la régulation incitative de la recherche et développement et de l'innovation (R&D&I) : le cadre de régulation doit permettre aux opérateurs de mener des opérations de recherche et développement afin de tester, avant la phase d'industrialisation, la pertinence de solutions techniques ou organisationnelles innovantes. La régulation incitative de la R&D&I doit être adaptée à l'ensemble du processus d'innovation, de l'émergence du projet innovant jusqu'à sa phase de démonstration. Dans le cas où la phase de démonstration serait concluante, le cadre de régulation doit également permettre une transition logique vers un déploiement efficace de la solution développée ;
- d'autre part, les arbitrages OPEX / CAPEX : pour favoriser l'innovation dans l'adaptation du système énergétique à la transition énergétique, le cadre de régulation des investissements doit être favorable à l'adoption de solutions innovantes quelle que soit leur nature. Par exemple, il convient de s'assurer que les opérateurs régulés ne sont pas structurellement encouragés à favoriser les investissements dans le réseau par rapport à des solutions techniques ou organisationnelles innovantes, mais génératrices de charges d'exploitation supplémentaires.

Au-delà des seules activités des gestionnaires de réseaux, ces derniers, de par leur rôle central au sein des systèmes électrique et gazier, doivent aussi être les facilitateurs de l'innovation pour les utilisateurs de leurs infrastructures. La numérisation du secteur de l'énergie, avec notamment le développement des compteurs évolués et les données qu'ils génèrent, et l'apparition de nouveaux usages font évoluer et croître les possibilités en la matière et posent la question de renforcer les exigences imposées aux opérateurs sur ces questions.

A titre d'illustration, la mise à disposition des données est une opportunité pour les acteurs du secteur de l'énergie de proposer des offres et produits innovants, favorisant la modification des comportements de consommation ou le développement de nouveaux usages (maîtrise de la demande d'énergie, *demand-response* ou encore mobilité renouvelable). Il convient donc de s'assurer que le cadre de régulation est propice, non seulement à l'innovation interne des opérateurs, mais également à celle des autres acteurs du secteur, notamment à travers la mise à disposition de données de qualité.

La régulation incitative de la qualité de service rendu par les opérateurs aux utilisateurs des réseaux et infrastructures énergétiques doit donc évoluer. Elle doit inciter les opérateurs à adopter des comportements et un mode de fonctionnement qui permettent de favoriser l'innovation à l'externe, chez les autres acteurs du secteur de l'énergie. Les travaux menés par la CRE sur les sujets de l'autoconsommation et du véhicule électrique ont d'ores et déjà permis d'identifier des axes d'amélioration pour les gestionnaires de réseaux.

2.2.3 L'objectif de création du marché intérieur européen doit être pris en compte

A fin mai 2018, la Commission avait adopté treize codes de réseau et lignes directrices au total, huit pour l'électricité et cinq pour le gaz. Ces textes complètent les règlements (CE) n° 714/2009 et (CE) n° 715/2009 et couvrent l'ensemble des aspects techniques nécessaires à la mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie dont le principe, commun à l'électricité et au gaz, consiste à accorder un rôle central aux marchés de gros et aux interconnexions. Les marchés de gros définissent des prix qui permettent d'organiser les flux transfrontaliers des zones où les prix sont bas vers celles où ils sont plus élevés.

L'existence de capacités d'échange transfrontalières suffisantes est l'une des conditions d'émergence d'un marché européen intégré. En électricité, les interconnexions permettent l'optimisation des ressources du système électrique dans un contexte de fort développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergies intermittentes et contribuent au renforcement de la sécurité d'approvisionnement. En gaz, elles permettent d'acheminer le gaz le plus compétitif jusqu'aux consommateurs finals et de renforcer la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources d'approvisionnement.

L'article L. 341-3, respectivement L. 452-3 en gaz, du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution [...] à favoriser l'intégration du marché intérieur [...] ».

La CRE soutient ainsi particulièrement le développement des projets d'interconnexions, en veillant toutefois à ce qu'ils apportent un bénéfice à la collectivité et qu'ils soient réalisés de manière efficace. Elle a mis en place des mécanismes incitatifs ad hoc, conformément aux dispositions du code de l'énergie. Les nouvelles interconnexions, comme tous les projets d'investissement des GRT, doivent figurer dans leur Schéma de Développement du Réseau (ou SDDR), publié chaque année. En gaz comme en électricité, et de manière similaire à ce qui se fait à l'échelle européenne, les GRT français définissent ces plans en fonction des scénarios d'évolution des consommations et

de la production pour l'électricité qu'ils ont préalablement conçus. La CRE accompagne les GRT dans la réalisation des projets d'interconnexion et porte une attention particulière à la maîtrise des coûts et du calendrier : les mécanismes de régulation pour les projets d'interconnexion mis en place en gaz et en électricité ont pour objectif d'inciter les GRT à réaliser les projets les plus utiles pour la collectivité et à maîtriser les coûts d'investissements.

2.3 Synthèse

La CRE dresse à ce stade un bilan positif du cadre de régulation tarifaire mis en place depuis 10 ans. Il a en effet permis :

- de maîtriser l'évolution des tarifs dans la durée, en particulier s'agissant des charges d'exploitation ;
- de réaliser les investissements nécessaires ;
- d'améliorer la qualité de service.

La CRE envisage donc d'en maintenir les grands principes pour la prochaine génération de tarifs et notamment : une période tarifaire de 4 ans, une trajectoire incitée pour les charges d'exploitation, une couverture des charges de capital sur la base du réalisé accompagnée de mécanismes de régulation incitative sur les coûts des investissements, ainsi que le suivi et l'incitation financière d'indicateurs de qualité de service.

Néanmoins, compte tenu des enjeux à venir en matière de transition énergétique, d'évolution des consommations et de nécessaire préservation de la soutenabilité des tarifs, la CRE envisage à ce stade de faire évoluer le cadre tarifaire pour répondre aux principaux enjeux à venir suivants :

- la maîtrise des investissements, qui passe à la fois par l'envoi d'un signal de rémunération adapté pour les nouveaux investissements (cf partie 3.4.3) et par le maintien, voire le renforcement, des outils incitants à la maîtrise des coûts de ces investissements (cf partie 3.4.4) ;
- l'encouragement à l'innovation des gestionnaires de réseaux, au travers non seulement de leurs programmes de R&D&I (cf partie 3.5) mais aussi en s'assurant que le cadre tarifaire permet bien la mise en œuvre de solutions innovantes, y compris lorsque ces dernières génèrent des charges d'exploitation supplémentaires en contrepartie d'investissements moins importants ;
- la poursuite d'objectifs ambitieux en matière de qualité de service, les objectifs associés devant s'adapter aux nouveaux besoins des acteurs du système énergétique, afin de permettre à l'ensemble de ces derniers d'innover (cf. parties 3.5.4 et 3.6).

Question 1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

Question 2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

3. PISTES DE RÉFLEXION ET PROPOSITIONS D'ÉVOLUTIONS DES CADRES DE RÉGULATION APPLIQUÉS AUX OPÉRATEURS D'INFRASTRUCTURES EN FRANCE

3.1 Présentation de la démarche suivie par la CRE

Au travers de cette consultation publique, la CRE vise à faire le bilan des cadres de régulation en vigueur, à identifier les évolutions des cadres de régulation appliqués aux opérateurs d'infrastructures en France pour les améliorer et les faire converger tout en restant adaptés à leurs spécificités respectives.

Elle est le résultat d'un chantier de réflexion transverse sur le cadre tarifaire applicable aux différents opérateurs régulés, lancé par la CRE en 2018. Ce travail, associé à une concertation avec les opérateurs régulés, vise à préparer la nouvelle génération de tarifs qui doit entrer en vigueur à partir de 2020 et 2021.

Dans le cadre de ce chantier de réflexion sur le cadre tarifaire, la CRE a entrepris de questionner les opérateurs afin de recueillir leur appréciation du cadre de régulation, et leurs éventuelles demandes d'évolutions pour la période tarifaire future. L'ensemble des opérateurs régulés ont adressé des propositions à la CRE en octobre 2018.

Afin de compléter et d'éclairer ces travaux, la CRE a également procédé à des travaux internes de retour d'expérience et à des comparaisons entre les différents tarifs d'une part, et avec les autres cadres de régulation européens d'autre part. Les pistes d'évolutions identifiées par la CRE au cours de ce chantier sont présentées dans cette consultation publique.

La présente consultation publique porte sur les évolutions envisagées sur les principes du cadre tarifaire communs à l'ensemble des prochains tarifs d'infrastructures régulées, qui entreront en vigueur progressivement à partir de 2020 :

- Tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga (ATRT7) en 2020 ;
- Tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (ATRD 6) en 2020 ;
- Tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane (ATS 2) en 2020 ;
- Tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tensions HTB et HTA-BT (TURPE6 HTA-BT et HTB) en 2021 ;
- Tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés d'Elengy et Fosmax LNG (ATTM6) en 2021 ;
- Tarifs d'utilisation des réseaux des entreprises locales de distribution en 2022.

Chaque tarif fera par ailleurs l'objet d'une consultation sur son cadre tarifaire spécifique avant sa mise en œuvre.

3.2 La régulation doit évoluer vers une plus grande prévisibilité et une plus grande transparence sur la construction et les évolutions des tarifs

3.2.1 Calendrier

Le 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 ») est entré en vigueur, pour la majorité des dispositions qu'il contient, le 6 avril 2017, c'est-à-dire après l'entrée en vigueur du tarif ATRT6. Il prévoit plusieurs règles concernant, notamment, le processus de consultation (durée de la consultation, avis de l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie...), la qualification des diverses activités du transporteur et la méthodologie d'élaboration de la structure tarifaire. L'article 27 du code de réseau Tarif prévoit que le régulateur national consulte sur la méthodologie de calcul des prix de référence du tarif en 2019, afin de permettre l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif, totalement conforme au plus tard à la fin de l'année tarifaire en vigueur au 31 mai 2019 : dans le cas du tarif de GRTgaz et Teréga, cela implique que le nouveau tarif ATRT7 doit entrer en vigueur au plus tard le 1^{er} avril 2020.

En application des dispositions du code de réseau Tarif, en particulier ses articles 26, 27, et 28, la CRE prévoit de raccourcir d'un an le tarif ATRT6 : au lieu de s'appliquer sur la période 2017-2020, il s'appliquera sur la période 2017-2019.

Le raccourcissement du tarif ATRT6 constitue en outre l'opportunité d'harmoniser l'entrée en vigueur des tarifs de transport (ATRT7), de distribution (ATRD6) et de stockage de gaz (ATS2), comme c'est le cas pour les infrastructures régulées en électricité. La CRE considère à ce stade qu'une telle approche présente l'avantage d'offrir au marché une meilleure lisibilité, en fixant pour l'ensemble d'une chaîne d'acheminement les paramètres tarifaires pour la prochaine période tarifaire. Elle permet par ailleurs d'améliorer la cohérence entre la structure tarifaire des tarifs de transport et de distribution.

La CRE envisage en conséquence de mener en 2019 les travaux relatifs aux prochains tarifs de transport, distribution et stockage de gaz naturel, pour une entrée en vigueur en 2020. Puis, en 2020, elle mènerait les travaux d'élaboration des tarifs de transport et de distribution d'électricité, pour leur entrée en vigueur en 2021. Enfin, les

travaux d'élaboration des tarifs des entreprises locales de distribution (ELD) seraient menés en 2021, pour leur entrée en vigueur en 2022.

Concernant le tarif ATTM, et compte tenu des incertitudes sur l'avenir du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2020, sur lequel l'opérateur Elengy prendra sa décision courant 2019, la CRE envisage de maintenir la durée prévisionnelle du tarif (environ 4 ans) : elle mènera les travaux tarifaires en 2020, en même temps que ceux des tarifs des infrastructures régulées d'électricité, pour une entrée en vigueur au 1^{er} avril 2021.

3.2.2 Période tarifaire

La durée des périodes tarifaires applicable 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 réduite à deux ans du fait des délais particulièrement courts de mise en œuvre de la réforme de l'accès des tiers aux stockages, qui ont conduit la CRE à définir un cadre simplifié. La CRE considère qu'à compter du prochain tarif ATS2, la durée de la période tarifaire applicable aux opérateurs de stockage devra être harmonisée avec celle des autres infrastructures régulées.

La durée des premières périodes tarifaires était plus réduite : par exemple, le tarif ATRD2 s'est appliqué pendant 2,5 ans ; les tarifs ATRT2 et ATRT3 se sont appliqués pendant 2 ans ; le TURPE 1 s'est appliqué pendant 3 ans et 3 mois. Depuis 2008-2009, la CRE a harmonisé la durée des périodes tarifaires à quatre ans : elle a considéré que cette durée offrait au marché de la visibilité sur l'évolution des tarifs d'infrastructures et qu'elle donnait aux opérateurs le temps nécessaire pour engager des efforts de productivité.

La CRE a par ailleurs étudié les modalités de construction des plans à moyen termes des différents opérateurs régulés. Ces analyses mettent en évidence que l'horizon retenu pour ces exercices dépasse rarement l'horizon des quatre ans. En outre, l'analyse des cadres de régulation des autres pays européens n'a pas montré qu'une période plus longue serait préférable. Le régulateur anglais (Ofgem) a l'intention de passer d'une durée de 8 ans (régime RIIO 1) à une durée de 5 ans pour les prochains tarifs RIIO 2.

En conséquence, la CRE envisage de maintenir la durée de la période tarifaire à 4 ans pour la prochaine génération de tarifs d'utilisation des infrastructures régulées.

Question 3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?

3.2.3 Visibilité au-delà du tarif

Les délibérations tarifaires en vigueur fixent une trajectoire d'évolution tarifaire sur la période du tarif, soit quatre années. Cette trajectoire est mise à jour annuellement, en application des règles de mise à jour définies par chacune des délibérations tarifaires.

A mesure que l'échéance de la fin de la période tarifaire approche, la visibilité des acteurs de marché sur les évolutions tarifaires se réduit : lors du changement de période tarifaire, le tarif définitif n'est connu que quelques mois avant son entrée en vigueur.

La CRE poursuit depuis plusieurs années l'objectif d'améliorer la visibilité du marché sur les évolutions tarifaires. L'allongement des durées tarifaires a notamment permis d'étendre l'horizon de la trajectoire indicative proposée au marché. La CRE souhaite étudier, dans le cadre de la présente consultation, l'opportunité de renforcer encore davantage cette visibilité.

Une telle évolution présente plusieurs avantages :

- elle permettrait aux utilisateurs des réseaux de mieux anticiper l'évolution des tarifs, notamment dans le cadre de la définition d'offres de fourniture pluriannuelles ;
- elle permettrait d'anticiper, voire de lisser les conséquences de chocs tarifaires annoncés sur les tarifs de réseaux (par exemple, une baisse des souscriptions ou des mises en services significatives d'ouvrages) ;
- du point de vue des gestionnaires de réseau, elle permettrait une meilleure visibilité sur leurs revenus ;
- par ailleurs, s'agissant du tarif ATRT, la CRE souligne que l'article 30 du code de réseau Tarif lui impose de publier, avant le démarrage de la période tarifaire, « au moins un modèle tarifaire simplifié, mis à jour régulièrement, accompagné d'une explication sur son utilisation, permettant aux utilisateurs de réseau de calculer les tarifs de transport applicables pour la période tarifaire en cours et d'estimer leur évolution possible au-delà de cette période tarifaire ».

Compte tenu du caractère obligatoire de cette évolution pour les gestionnaires de réseaux de transport de gaz, la CRE envisage de mener une première fois l'exercice sur leur périmètre, avant de le décliner aux autres opérateurs d'infrastructures :

- les gestionnaires d'infrastructures devraient communiquer chaque année à la CRE, dans le cadre de l'évolution annuelle du tarif, les éléments permettant d'alimenter un modèle tarifaire simplifié sur les 4 prochaines années (c'est-à-dire leur meilleure vision à date pour les 4 prochaines années des investissements mis en service, des charges d'exploitation, mais aussi des consommations/souscriptions) ;
- ces éléments devront être rapprochés de ceux utilisés dans le cadre de leur plan à moyen terme, communiqués aux instances de gouvernance de l'entreprise ;
- ces inducteurs tarifaires seraient publiés par les GRT dans une vision agrégée, et introduits, sans ajustement de la part de la CRE, dans un modèle tarifaire simplifié permettant d'indiquer, à structure tarifaire constante, les 4 prochaines évolutions annuelles des tarifs d'infrastructures.

Les données transmises dans le cadre de cet exercice ne seraient pas engageantes pour les gestionnaires d'infrastructures, n'ayant vocation qu'à améliorer le niveau d'information communiqué aux acteurs de marché. La publication n'aurait pas valeur d'approbation de la part de la CRE, dans la mesure où l'élaboration des décisions tarifaires de la CRE resterait un exercice dissocié.

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?

3.2.4 Processus de mise à jour des tarifs et fonctionnement du compte de régularisation des charges et produits (CRCP)

Le cadre de régulation vise notamment à encourager les opérateurs à améliorer leur performance puisqu'ils sont financièrement incités à réduire leurs charges afin de conserver tout ou partie des écarts entre les trajectoires prévisionnelles définies par la CRE et les trajectoires réalisées.

Compte tenu de leur durée d'application, la CRE élabore les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité sur la base d'hypothèses d'évolution à court et moyen terme des coûts et des recettes des gestionnaires de ces réseaux.

Or, certaines catégories de charges ou de produits sont difficilement prévisibles et/ou maîtrisables. Si les tarifs ne pouvaient être ajustés en fonction de l'évolution de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux seraient exposés à davantage de risques financiers non maîtrisables à court terme et pourraient, également, bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité de manière trop importante. Il apparaît donc adapté, dans une certaine mesure, sur certains postes de coûts, de compenser, via le tarif, les gestionnaires de réseaux de certains déficits ou de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

Pour ce faire, la CRE a mis en place, dès le TURPE 2 (2005) en électricité, et dès le tarif ATRT3 (2007) en gaz, le compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) qui permet de compenser, au moins partiellement, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs.

Le CRCP est également le véhicule utilisé pour le versement des incitations financières résultant de l'application des mécanismes de régulation incitative.

Limitation du taux d'apurement du CRCP

Selon l'opérateur considéré, les modalités d'apurement du CRCP actuellement en vigueur peuvent différer :

- s'agissant du TURPE HTB, du TURPE HTA-BT, des tarifs ATS et ATRD, le solde du CRCP est apuré sur une durée de 1 an dans la limite d'une évolution tarifaire, hors inflation, de +/- 2 % (+/- 5 % pour le tarif ATS). 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 ;
- s'agissant des tarifs ATRT et ATTM, le solde du CRCP est apuré sur une période de 4 ans glissante.

La CRE considère qu'il est pertinent que la durée d'apurement du solde du CRCP de l'ensemble des tarifs de réseau soit homogène. Au terme de son analyse préliminaire, la CRE envisage donc de prévoir que le solde du CRCP de

l'ensemble des tarifs soit apuré sur une période d'un an. Elle considère en outre que le solde du CRCP en fin de période tarifaire devrait être pris en compte lors de l'établissement du revenu autorisé de la période suivante.

Les délibérations tarifaires relatives au TURPE HTB, au TURPE HTA-BT et au tarif ATRD prévoient que l'apurement du solde du CRCP conduit à une diminution ou une augmentation du revenu à recouvrer par le tarif, dont l'ampleur en valeur absolue est limitée à 2 %. 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, les sommes inscrites au CRCP sont actualisées chaque année.

Certains opérateurs considèrent que le plafond d'apurement du CRCP de 2 % pourrait être relevé dans certaines conditions afin de limiter les reports de charges et de recettes dans le temps ou afin de prendre plus rapidement en compte les décisions législatives et réglementaires ayant un impact significatif.

Au terme de son analyse préliminaire, la CRE considère que :

- le seuil de +/- 2 % permet de limiter des évolutions tarifaires trop brusques, lesquelles pourraient soulever des difficultés en termes d'acceptabilité ;
- le solde du CRCP non apuré au cours d'une année étant reporté à l'année suivante et actualisé, le dispositif est financièrement neutre pour les opérateurs de réseau ;
- si ce seuil a pu, certaines années, empêcher un apurement complet du solde du CRCP, la CRE considère qu'il n'a, à ce jour, pas durablement empêché un tel apurement. En outre, dans la mesure où le solde du CRCP en fin de période tarifaire est pris en compte dans le cadre de l'élaboration du revenu tarifaire de la période suivante, l'intérêt semble limité ;
- une augmentation du seuil peut conduire à une accentuation des effets « yo-yo », c'est-à-dire le fait que, toutes choses égales par ailleurs, une évolution tarifaire positive (respectivement négative) une année donnée est compensée par une évolution tarifaire négative (respectivement positive) l'année suivante.

En conséquence, la CRE envisage de conserver un taux d'apurement du CRCP plafonné à +/- 2 % et de l'étendre à l'ensemble des tarifs.

Règles d'apurement spécifiques pour la dernière année tarifaire

Actuellement, les règles tarifaires ne prévoient pas de disposition particulière en matière d'apurement du CRCP au cours de la dernière année d'une période tarifaire donnée. En particulier, le mouvement tarifaire (au 1^{er} avril, 1^{er} juillet ou 1^{er} août selon le tarif considéré) de l'année N+3 vise à apurer le solde du CRCP sur une période de 1 an (soit au 31 mars, 30 juin ou 31 juillet de l'année N+4 selon le tarif considéré).

RTE propose que le mouvement tarifaire de la dernière année vise à apurer le solde du CRCP, non pas sur une période d'un an, mais sur une période plus courte courant jusqu'au 31 décembre de l'année en cours. Selon le tarif considéré, le mouvement tarifaire pourrait ainsi viser à apurer le solde du CRCP sur une période de 9, 6 ou 5 mois.

Au terme de son analyse préliminaire, la CRE considère qu'une telle évolution des principes de fonctionnement du CRCP est susceptible de conduire, toutes choses égales par ailleurs, à des mouvements tarifaires, d'une part, plus importants dans un sens au cours de la dernière année tarifaire et, d'autre part, plus importants dans l'autre sens au cours de la première année de la période tarifaire suivante. Une telle évolution nuirait, selon la CRE, à la lisibilité et à l'acceptabilité des évolutions tarifaires.

La CRE n'envisage donc pas, à ce stade, de prévoir des modalités d'apurement du solde du CRCP spécifiques pour la dernière année tarifaire.

Question 5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?

Evolution concomitante des tarifs de transport et de distribution d'électricité

Le TURPE 5 HTB prévoit que la grille tarifaire de RTE évolue au 1^{er} août de chaque année afin de prendre en compte le niveau d'inflation constatée au cours de l'année précédente, affectant ainsi l'apurement du solde du CRCP.

Une évolution du TURPE HTB n'est pas sans conséquence sur les charges supportées par les gestionnaires de réseaux de distribution dans la mesure où ils s'acquittent du paiement du TURPE HTB auprès de RTE.

Or, les règles tarifaires en vigueur ne permettent pas de prendre en compte cette évolution du TURPE HTB au 1^{er} août de l'année considérée dans le calcul de l'évolution tarifaire du TURPE HTA-BT de la même année. En d'autres termes, il est actuellement nécessaire de constater les conséquences de l'évolution du TURPE HTB au 1^{er}

août de l'année N sur les coûts effectivement supportés par les gestionnaires de réseaux de distribution pour les prendre en compte dans l'évolution du TURPE HTA-BT de l'année N+1.

Enedis propose que les règles de la prochaine période tarifaire prévoient que les conséquences de l'évolution tarifaire du TURPE HTB au 1^{er} août de l'année N soient intégrées dans le calcul de l'évolution tarifaire du TURPE HTA-BT au 1^{er} août de la même année.

Au terme de son analyse préliminaire, la CRE envisage de mettre en œuvre une telle évolution des règles pour la prochaine période tarifaire.

Question 6 : Etes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

3.3 La régulation actuelle des charges d'exploitation est satisfaisante, même si la question du périmètre des charges incitées doit être régulièrement posée

3.3.1 Principes et retour d'expérience sur le cadre actuel

La régulation actuelle différencie trois catégories de charges nettes d'exploitation (CNE) qui font l'objet d'un traitement tarifaire spécifique :

- les charges nettes d'exploitation incitées : les opérateurs sont incités à la maîtrise de leurs charges d'exploitation, ils conservent la totalité des gains ou pertes de productivité qui pourraient être réalisés par rapport aux trajectoires définies par la CRE ;
- les charges nettes d'exploitation partiellement incitées : certains postes de charges dépendant en partie de facteurs maîtrisables par les opérateurs (notamment les charges d'énergie) sont inscrits en partie au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP). Le taux de partage des gains ou des pertes par rapport à la trajectoire prévisionnelle fixée par la CRE s'établit actuellement entre 10 % et 30 % (l'opérateur garde entre 10 % et 30 % de l'écart à sa charge et le reste est porté par le tarif) ;
- les charges nettes d'exploitation non incitées : le CRCP permet de prendre en compte les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sur des postes peu prévisibles et peu maîtrisables par les opérateurs.

Les délais de mise en œuvre du tarif d'accès aux stockages souterrains de gaz naturel (ATS1) n'ont pas permis à la CRE de procéder à un audit détaillé des demandes des opérateurs concernant les charges nettes d'exploitation. En conséquence, la CRE a retenu un cadre tarifaire « *at cost* » dans lequel les écarts entre les charges et les produits réellement constatés, et les charges et les produits prévisionnels sont régularisés *a posteriori* via le CRCP. Des contrôles *a posteriori* pourront néanmoins être diligentés pour s'assurer du caractère efficace et prudent des charges engagées.

S'agissant des charges nettes d'exploitation incitées, leur régulation incitative a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts éventuels entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire. Ainsi, sans surprise, les coûts constatés des opérateurs lors des périodes tarifaires précédentes se sont révélés souvent inférieurs aux coûts prévisionnels pris en compte lors de l'élaboration des différents tarifs de réseaux :

Tableau 2 - Historique des écarts entre réalisé et prévisionnel des principaux opérateurs

Opérateurs	Écarts entre réalisé et prévisionnel en % des CNE incitées prévisionnelles cumulées sur 2009-2017
GRDF	+ 0,5 % (- 1,5 % sur 2012-2017)
Enedis	- 2,2 %
RTE	- 4,4 %
GRTgaz	- 2,4 %
Teréga Transport	- 1,5 %

Certains écarts constatés résultent en partie d'erreurs de prévisions lors de la détermination des revenus autorisés plutôt que de gains de productivité réalisés, et mettent en évidence l'asymétrie d'information entre les opérateurs et le régulateur.

Ce constat justifie le recours à des audits approfondis pour analyser les demandes des opérateurs lors des travaux tarifaires. En outre, le niveau d'efficacité révélé par la régulation incitative lors d'une période tarifaire doit être pris en compte pour établir les tarifs de la période suivante, de façon à ce que les utilisateurs des réseaux bénéficient des gains de productivité dans la durée.

Au global, les opérateurs ne remettent pas en cause le cadre d'ensemble, ils formulent toutefois quelques demandes de réduction du niveau d'incitation de certains types de charges, par exemple :

- GRTgaz considère que la régulation incitative sur les charges d'exploitation est globalement satisfaisante mais souhaiterait voir le périmètre du CRCP étendu « au vu de l'imprévisibilité croissante de nombreux paramètres » (e.g. impôts et taxes, charges de retraite) ;
- GRDF et Enedis identifient en complément de charges non maîtrisables, des projets structurants qui ne doivent pas faire l'objet de régulation incitative ;
- le SPEGNN approuve le mécanisme actuellement en vigueur et demande que l'effort de productivité soit calibré en fonction de chaque ELD et qu'il s'appuie sur des niveaux réalisés expurgés des effets non récurrents ;
- EDF SEI demande que les trajectoires définies ex ante soient réalistes et atteignables et qu'elles ne portent que sur des charges maîtrisables.
- RTE indique que le taux d'incitation pourrait être revu à la baisse et justifie cette proposition par l'inclusion de charges non maîtrisables dans le mécanisme d'incitation actuel des charges d'exploitation. En cas de maintien de l'incitation actuelle, RTE demande à ce que le coût moyen pondéré du capital (CMPC), représentant le coût de rentabilité moyen attendu par les actionnaires et les créanciers en retour de leur investissement, reflète correctement le niveau de risque et que les charges qui ne sont ni maîtrisables ni prévisibles soit compensées au CRCP.

D'autres opérateurs sont défavorables à toute régulation incitative des charges d'exploitation :

- Storengy et Géométhane ne sont pas favorables à la mise en place d'une régulation incitative des charges d'exploitation dès la prochaine période « du fait de l'absence de recul suffisant depuis la très récente entrée en régulation », et compte tenu des efforts significatifs déjà réalisés en terme de productivité avant l'entrée en régulation et de la forte variabilité de certains postes.
- Elengy et Fosmax considèrent qu'il n'y a pas d'enjeu réel sur l'incitation pour le niveau des charges d'exploitation des terminaux du fait de la concurrence effective des autres terminaux d'une part et des contraintes propres à l'exploitation de sites SEVESO d'autre part. Ils soulignent par ailleurs que la proportion des charges d'exploitation par rapport aux CAPEX est amenée à croître au cours des prochaines années dans la mesure où l'entretien des terminaux sera privilégié par rapport aux nouveaux investissements.

Le principe de l'incitation des charges d'exploitation mise en œuvre par la CRE dans le cadre tarifaire actuel doit permettre des bénéfices sur le long terme pour les consommateurs finals. Il n'est pas problématique en soi que les opérateurs battent leur trajectoire dans la mesure où l'objectif de l'incitation forte est justement d'obtenir des gains dans la durée dans l'intérêt des consommateurs finals. Le bilan du cadre de régulation montre que l'objectif de la maîtrise sur la durée des charges d'exploitation semble atteint, à tout le moins pour les distributeurs.

Pour autant, il est indispensable et il revient à la CRE de s'assurer, d'une période tarifaire à l'autre, de la bonne prise en compte dans la fixation du niveau du tarif des efforts menés par les opérateurs sur les périodes précédentes.

En conséquence, la CRE repartira, pour les prochains tarifs, du niveau de productivité et de charges nettes d'exploitation atteint par les opérateurs pendant la période tarifaire précédente. Les opérateurs devront associer ces niveaux réalisés à des indicateurs opérationnels financiers ou non financiers et justifier toute demande qui s'écarterait significativement des niveaux réalisés.

Par ailleurs, la CRE envisage, à ce stade, d'analyser les efforts de productivité sous-jacents aux demandes tarifaires des opérateurs, en complément des études comparatives avec d'autres opérateurs internationaux déjà réalisées au cours de précédents audits, en analysant l'évolution de ratios entre les coûts d'une part et les indicateurs opérationnels d'autre part.

Enfin, la CRE envisage, à ce stade, de renforcer les contrôles visant à s'assurer de la cohérence entre le budget tarifaire qui lui est soumis et les données élaborées par ailleurs par les opérateurs dans le cadre de leur propre exercice budgétaire ou de leur dialogue de gestion avec leurs actionnaires le cas échéant.

Question 7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?

3.3.2 Arbitrages entre OPEX et CAPEX

Les charges d'exploitation et les charges de capital correspondant aux investissements sont traitées différemment dans le socle commun des cadres de régulation mis en place par la CRE :

- la majeure partie des charges d'exploitation sont incitées et ne sont pas incluses au CRCP ;
- les investissements réalisés sont en revanche intégrés dans la BAR l'année suivant leur immobilisation. Le mécanisme du CRCP permet de compenser intégralement les écarts entre prévisions et réalisations, sous réserve du caractère efficace des dépenses engagées.

Compte tenu de ce traitement tarifaire différencié, les opérateurs pourraient chercher à maximiser leurs bénéfices pour une opération donnée en privilégiant un type de dépenses par rapport à l'autre, tout particulièrement pour certaines dépenses facilement arbitrables.

Pour certaines catégories de dépenses dites « hors réseaux » telles que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information, l'opérateur peut le plus souvent opter pour l'acquisition d'un actif ou l'achat d'un service équivalent.

Un mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » a été mis en place dans certains tarifs en vigueur. Le mécanisme introduit consiste à définir pour la période tarifaire la trajectoire d'évolution de ces charges de capital, et à ne pas prendre en compte les écarts entre trajectoire prévisionnelle et trajectoire réalisée via le CRCP. Les gains ou les surcoûts qui pourraient être réalisés par rapport à cette trajectoire sont donc portés à 100 % par l'opérateur.

Le retour d'expérience sur l'efficacité de ce mécanisme est difficile à mener à date au regard de son introduction récente. Toutefois, dans le cadre des travaux préparatoires de la CRE sur le cadre de régulation applicable à la prochaine génération de tarifs d'infrastructures régulées, les opérateurs ont formulé certaines propositions d'évolutions :

- GRDF, GRTgaz et RTE s'interrogent sur l'inclusion des systèmes d'information dans le périmètre des charges de capital incitées. Selon GRDF et GRTgaz, leur maintien dans le périmètre incité pourrait conduire à des arbitrages contreproductifs sur le long terme en poussant les opérateurs à reporter le lancement de projets nécessaires sur la période tarifaire suivante. Selon RTE, certains projets liés à la numérisation de l'exploitation du réseau ne laissent pas le choix à l'opérateur d'être ou non propriétaire de la solution ;
- Teréga souhaite au contraire que soit déterminée une trajectoire globale de dépenses (OPEX et CAPEX) pour ses systèmes d'information à titre expérimental lui permettant d'effectuer librement des arbitrages ;
- Enedis questionne plus globalement ce mécanisme qui pourrait venir limiter les capacités d'investissement des opérateurs ;
- RTE indique qu'il serait pertinent de définir une enveloppe globale sans différencier charges d'exploitation et charges de capital pour laisser à l'opérateur le soin d'optimiser ses arbitrages ;
- EDF SEI, qui n'est à ce jour pas soumis à ce mécanisme, souligne que l'enjeu financier doit être suffisant pour justifier la mise en place d'une telle régulation.

Au regard de sa récente introduction, la CRE envisage, à ce stade, de maintenir dans ses grandes lignes le mécanisme existant pour la prochaine génération de tarifs.

Les SI sont un enjeu essentiel pour les marchés et aussi un poste de coût très élevé. La CRE s'interroge à ce stade sur la pertinence d'exclure les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données du périmètre incité au regard des enjeux et des risques que pourront mettre en évidence les opérateurs dans leur demande tarifaire.

Question 8 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?

3.3.3 Inciter à la performance sur le périmètre le plus large possible

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 précédemment, un mécanisme de régularisation *a posteriori*, le CRCP a été introduit afin 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.

Ainsi, selon le niveau de couverture au CRCP du poste considéré, les opérateurs sont plus ou moins incités à faire mieux que la trajectoire tarifaire établie par la CRE sur ce poste :

- pour les postes à 100 % au CRCP, l'opérateur n'est pas incité à faire mieux que la trajectoire tarifaire, car le tarif couvre *in fine* la totalité de la charge (ou du produit) réalisé ;
- pour les postes partiellement au CRCP, l'opérateur est partiellement incité. Il conserve une partie de l'écart (gain ou perte) entre la trajectoire prévisionnelle et la charge (ou le produit) réalisé ;
- pour les postes qui ne sont pas au CRCP, l'opérateur est incité à 100 % à faire mieux que la trajectoire tarifaire car il garde la totalité de l'écart (gain ou perte) entre la trajectoire tarifaire prévisionnelle et la charge (ou le produit) réalisé.

En outre, la CRE met en place des incitations spécifiques sur certains postes au travers de bonus/malus (qualité de service, maîtrise des dépenses d'investissement, etc.). Ces incitations financières sont également prises en compte *via* le CRCP.

Ces principes de régulation incitative se retrouvent dans l'ensemble des tarifs de réseaux actuellement en vigueur. Ils ont été progressivement introduits lors des précédents tarifs.

Au travers de cette consultation publique, la CRE souhaite préciser la doctrine concernant l'incitation des différents postes de charges et de produits. 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.

Le traitement tarifaire des postes doit ainsi être apprécié au regard de ces deux axes. Un poste prévisible et maîtrisable aura sa trajectoire tarifaire fixée pour 4 ans et ne sera pas au CRCP, l'opérateur étant incité à optimiser ce poste. A l'inverse, un poste non prévisible et non maîtrisable aura, quant à lui, vocation à être couvert au moins partiellement au CRCP, au détriment de l'incitation de l'opérateur à optimiser ce poste.

Cependant, la majorité des postes ne sont que partiellement prévisibles et/ou maîtrisables. Pour la plupart des postes, l'opérateur dispose de certains leviers de maîtrise mais est néanmoins soumis à des aléas extérieurs. Parfois, ces aléas créent de l'incertitude et donc empêchent l'opérateur et, conséquemment, la CRE, à déterminer le niveau du poste considéré pour la durée de la période tarifaire à venir : la question d'une mise à jour des prévisions en cours de période tarifaire doit alors être posée.

Si l'analyse doit permettre de déterminer si un poste est plutôt maîtrisable ou non, 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. C'est le cas par exemple des charges de pertes ou des charges d'énergie.

Question 9 : Etes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?

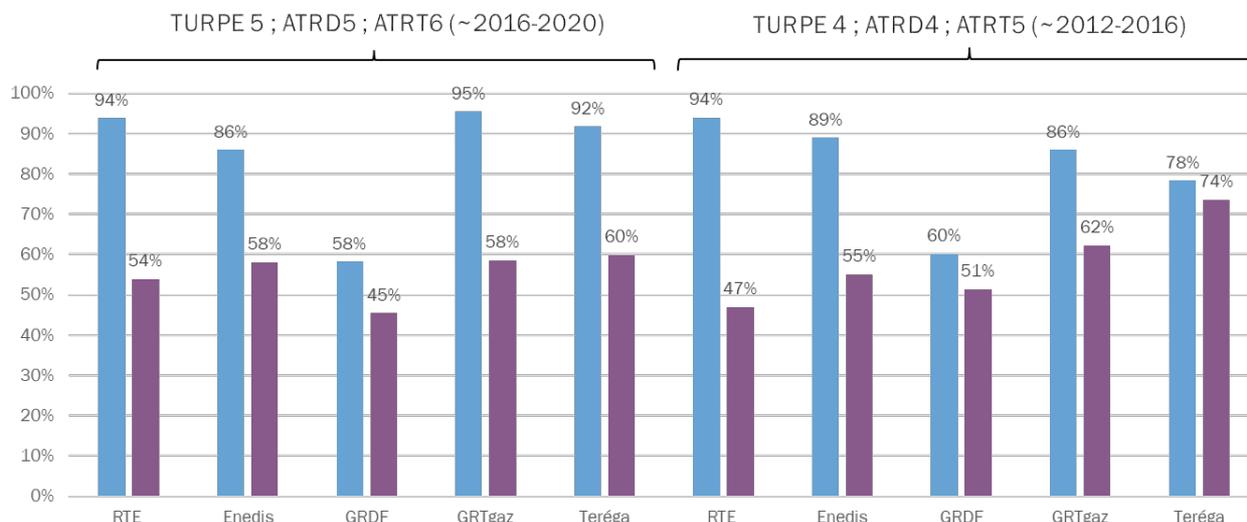
3.3.4 Evolution du périmètre du CRCP et des charges incitées

Depuis la mise en place du mécanisme CRCP dans les tarifs TURPE 2 (2005), ATRT3 (2007), ATRD3 (2008), le périmètre des charges et des produits inscrits au CRCP a connu de nombreuses évolutions afin de tenir compte des évolutions liées à l'activité des gestionnaires de réseau. Entre la période tarifaire précédente (ATRD4 et ATRT5) et la période actuelle, la part des charges incluses dans le périmètre du CRCP a diminué de 5 % dans les tarifs gaziers, avec la mise en place de l'incitation sur les charges de capital hors réseau. Concernant les tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité (TURPE), la part des charges au CRCP a augmenté entre 3 et 7 % à la suite de l'intégration des réserves d'équilibrages pour RTE et des redevances de concession pour Enedis. La part des produits au CRCP est, quant à elle, restée stable entre ces deux périodes tarifaires, à l'exception de GRTgaz qui a vu son taux de couverture des recettes augmenter d'environ 10 %, du fait du passage à la couverture au CRCP de la plupart des recettes du réseau principal amont de 50 % à 80 %.

Compte tenu des spécificités de chaque infrastructure, le niveau d'incitation des différentes charges et des produits, et donc le périmètre du CRCP, peut différer d'une délibération tarifaire à l'autre. Néanmoins, le périmètre du CRCP de l'ensemble des opérateurs a été globalement défini de manière similaire :

- la quasi-totalité des recettes sont intégrées au CRCP pour tous les tarifs à l'exception du tarif ATRD5 (voir ci-après, paragraphe sur les recettes tarifaires) ;
- le CRCP couvre environ la moitié des charges supportées par l'opérateur quel que soit le tarif concerné. Le taux de couverture des charges au CRCP varie de 45 % à 58 % selon les opérateurs.

% 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.



Si les différences entre réseaux nécessitent d'ajuster le périmètre du CRCP selon leurs spécificités respectives, il existe un certain nombre de postes, ou ensemble de postes, représentant des montants significatifs pour lesquels il est possible de définir un traitement commun entre tarifs. En s'appuyant sur la doctrine précédemment énoncée, la CRE propose donc les traitements suivants :

- Recettes tarifaires :

Les recettes tarifaires sont globalement considérées comme peu prévisibles et non maîtrisables car elles dépendent de facteurs difficilement contrôlables par les opérateurs, dont, en particulier, les aléas climatiques. Elles sont donc totalement couvertes au CRCP dans les tarifs d'électricité (TURPE).



En distribution de gaz, les recettes liées aux abonnements, souscriptions de capacité et terme proportionnel à la distance (« part fixe »), soit 40 % des recettes totales, ne sont pas inscrites au CRCP afin d'inciter le GRD à développer le nombre de consommateurs raccordés. En transport de gaz, les recettes sont au CRCP à 100 % ou à 80 % (en moyenne 95%).

Le traitement tarifaire des recettes semble globalement satisfaisant, tant du point de vue de la CRE que des opérateurs. Cependant, GRDF a demandé d'inscrire la totalité de ses recettes au CRCP si la régulation incitative pour le développement du nombre de consommateurs raccordés était abandonnée.

Compte tenu du fait que les recettes tarifaires ne sont globalement pas maîtrisables par les opérateurs, la CRE considère qu'il ne serait pas pertinent de faire évoluer à la hausse le niveau d'incitation des opérateurs sur ce poste. La CRE propose donc de maintenir ce poste au CRCP. Par ailleurs, la CRE étudiera la proposition de GRDF à l'aune du bilan du dispositif incitant au développement du nombre de consommateurs raccordés au réseau de distribution gaz.

Question 10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?

- Charges de capital liées aux réseaux :

Les charges de capital liées aux réseaux sont globalement prévisibles et maîtrisables par l'ensemble des opérateurs. A ce titre, il pourrait apparaître pertinent d'inciter les opérateurs sur ce poste de coûts en l'excluant du périmètre du CRCP.

Cependant, si ce poste de coûts est prévisible par l'opérateur, la CRE considère qu'elle n'est pas en mesure de prévoir le niveau d'investissement pertinent de façon suffisamment précise. En outre, en cas de mise en place d'une incitation sur ce poste de coûts, il existerait un risque que les opérateurs réduisent leurs dépenses d'investissement au détriment de la sécurité et de la qualité du réseau à moyen/long terme, et ce, malgré les incitations portant sur la qualité de service et d'alimentation auxquelles sont par ailleurs soumis les opérateurs. La CRE propose donc de maintenir ce poste dans le périmètre du CRCP.

Question 11 : Etes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?

- Charges d'énergies/ Compensation des pertes :

La couverture des pertes et des charges d'énergies dans les tarifs d'utilisation des réseaux représente un enjeu financier important. Ce poste de coût peut représenter jusqu'à 11 % du revenu autorisé dans le cas de RTE.

Cette charge est peu prévisible, car corrélée aux prix des marchés de l'énergie. Elle n'est pas totalement maîtrisable en ce qu'elle dépend de la quantité globale d'énergie qui transite sur le réseau et donc directement des températures constatées. C'est pour cette raison que les pertes et les charges d'énergie sont majoritairement au CRCP et seulement partiellement incitées dans tous les tarifs, avec différents niveaux d'incitations.

Cette incitation porte sur la différence, constatée chaque année *ex post*, entre le coût de référence des pertes (déterminé comme étant une moyenne des prix sur l'année écoulée qui prend en compte les arbitrages réalisés par l'opérateur), et le coût de la couverture des pertes réalisées par les opérateurs, à l'exception du transport de gaz.

Dans les tarifs gaziers, le taux d'incitation est de 30 % en distribution et de 20 % en transport ; dans les tarifs d'électricité, ce taux est de 20 % en distribution, et en transport de 20 % sur le prix et de 10 % sur le volume. Ces taux d'incitation correspondent à la part supportée par l'opérateur en cas d'écart entre ses charges réalisées et les charges couvertes par le tarif.

Cette incitation constitue un point de désaccord avec certains opérateurs qui considèrent qu'ils disposent d'une maîtrise très limitée du coût des pertes.

La CRE considère que l'opérateur peut optimiser sa politique d'achat et sa conduite du réseau pour essayer de réduire ces coûts. Il est donc essentiel de s'assurer que l'opérateur met en œuvre ses meilleurs efforts pour minimiser ce poste de dépenses tout en prenant en compte le fait que ce poste de coût est fortement exposé aux variations des marchés de l'électricité et du gaz.

Les opérateurs ne disposant pas de l'ensemble des leviers pour maîtriser parfaitement le volume de pertes, la CRE considère donc qu'une incitation partielle est justifiée. Pour ces raisons la CRE envisage de garder ce poste majoritairement au CRCP tout en conservant une incitation partielle.

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/ de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?

- Autres postes de charges :

Certains opérateurs insistent sur le caractère volatile d'autres charges (charges de personnel, impôts et taxes notamment).

Le bilan sur la période 2009-2017 des écarts entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées concernant ces postes permet de constater que ces écarts sont limités. La CRE considère que ces postes sont en grande partie maîtrisables et/ou prévisibles par les opérateurs et qu'il est justifié de continuer à les inciter. En particulier, s'agissant des impôts et taxes, la CRE considère qu'il s'agit d'un poste de charges raisonnablement prévisible et maîtrisable. En effet, si le degré de prévisibilité et de maîtrise du niveau d'imposition peut être questionné, l'assiette d'imposition des opérateurs est quant à elle prévisible et maîtrisable.

La CRE pourra néanmoins être amenée à se questionner à nouveau lors de l'élaboration des prochains tarifs, et sur la base de la doctrine précédemment décrite, sur l'inclusion d'autres postes au périmètre des charges incitées ou au CRCP.

Question 13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?

3.4 Des investissements efficaces sont une condition nécessaire à la réussite de la transition énergétique

3.4.1 Contenir les dépenses d'investissement dans un contexte de maîtrise des consommations, tout en maintenant la qualité du service rendu

Depuis le début des années 2010, la demande d'électricité et de gaz tend à se stabiliser, voire à décroître. Ce constat est notamment le corollaire de l'efficacité énergétique et de la tertiarisation de l'économie. Cette tendance à la stabilisation voire à la baisse des soutirages sur les réseaux devrait se poursuivre, notamment avec la poursuite du développement de l'autoconsommation et de la production décentralisée, et va peser sur l'assiette de recouvrement des charges de réseaux. Or, les dépenses d'investissement prévisionnelles des opérateurs régulés restent élevées, voire en croissance

Les opérateurs expliquent ces importants besoins d'investissement notamment par la nécessité de renouveler les réseaux ainsi que de les adapter aux besoins de la transition énergétique. A titre d'illustration, RTE anticipe ainsi que la puissance installée des sites de production utilisant des énergies de source renouvelable pourrait doubler voire tripler entre aujourd'hui et 2035⁵. Une telle évolution de ces puissances installées, majoritairement décentralisées, aurait des implications importantes en matière de dépenses d'investissement.

Les dépenses d'investissement des opérateurs régulés se traduisent dans les tarifs par l'évolution de leur base d'actifs régulés (BAR).

Les trajectoires tarifaires prévoient une hausse continue des BAR des opérateurs, soutenues par des investissements importants. Ceci se traduit par une hausse des charges à recouvrer auprès des utilisateurs de réseaux. Cette hausse des charges, croisée avec une assiette de couverture stable ou en baisse, pourrait entraîner des augmentations tarifaires sensibles.

Les décisions d'investissement constituent un élément déterminant de l'équilibre entre la qualité du service rendu par les infrastructures et leur coût. Le cadre de régulation, dont le rôle est d'aligner le plus possible l'intérêt des opérateurs avec celui de la collectivité, doit donc encourager les gestionnaires de réseaux à prioriser et à mener à bien les investissements les plus utiles à la collectivité dans les meilleures conditions de coûts. Cet objectif est

⁵ Le Bilan prévisionnel 2018 de RTE prévoit une capacité installée totale de production d'électricité renouvelable comprise entre 116 GW (scénario Volt) à 149 GW (scénario Ampère) en 2035, à rapporter à un parc de 50 GW mi-2018.

particulièrement important, au vu du contexte, pour assurer la soutenabilité et l'acceptabilité des dépenses d'investissement et éviter le risque de coûts échoués engendrés par la réalisation d'investissements inutiles. La maîtrise des investissements des opérateurs d'infrastructures régulées constitue à ce titre un enjeu tarifaire fort, d'autant plus prégnant que les décisions d'investissement des opérateurs ont des implications tarifaires sur une échelle de temps longue du fait de la durée de vie des actifs. La CRE a identifié plusieurs pistes de réflexion pour renforcer les incitations à optimiser les investissements et ainsi améliorer le cadre de régulation pour faire face à ces enjeux.

C'est également dans cette optique que la CRE a demandé aux opérateurs de mener des réflexions portant notamment sur les méthodes de dimensionnement du réseau et sur la résilience des décisions d'investissement aux différents futurs possibles, l'objectif étant de s'assurer que leurs investissements apportent des bénéfices suffisamment certains et supérieurs à leurs coûts.

La CRE souhaite également affiner sa vision des investissements réalisés par les opérateurs, en transport comme en distribution, au-delà de l'exercice annuel d'approbation du programme annuel d'investissement des GRT⁶. Pour ce faire, elle demande aux gestionnaires de réseaux de travailler à la définition d'indicateurs de suivi de l'utilisation des ouvrages qui lui seraient ensuite transmis régulièrement. Ils permettront une meilleure compréhension de l'évolution dans le temps de la structure des réseaux et de leur utilisation.

3.4.2 Rappel du cadre de régulation en vigueur : des incitations centrées sur la maîtrise des coûts des investissements

Quel que soit l'opérateur, les investissements réalisés sont intégrés à la base d'actifs régulés (BAR) à la suite de leur mise en service. Le cadre tarifaire prévoit la couverture *a posteriori* des éventuels écarts de charges de capital entre les trajectoires prévisionnelles et les trajectoires réalisées via le mécanisme du CRCP. Les opérateurs ne sont donc pas incités à réaliser des économies par rapport à un montant donné d'investissements prédéfini.

En effet, compte tenu du potentiel risque de sous-investissements à court terme que pourrait générer l'introduction d'une trajectoire incitée sur les investissements, et de la difficulté, pour la CRE, de fixer des trajectoires pertinentes, le maintien des charges de capital au CRCP reste la solution privilégiée à ce stade par la CRE, comme d'ailleurs par la grande majorité des régulateurs européens.

Néanmoins, dans les tarifs actuels, différents mécanismes réglementaires visent à assurer que les opérateurs maîtrisent leurs coûts d'investissement : la fixation de budget-cible pour les grands projets en transport, le suivi des coûts unitaires pour certains ouvrages en distribution, la régulation de type TOTEX pour les charges de capital « hors réseau » et la régulation incitative spécifique aux programmes de déploiement de compteurs évolués en distribution.

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées?

3.4.3 Envoyer des signaux vertueux à l'investissement via le taux de rémunération

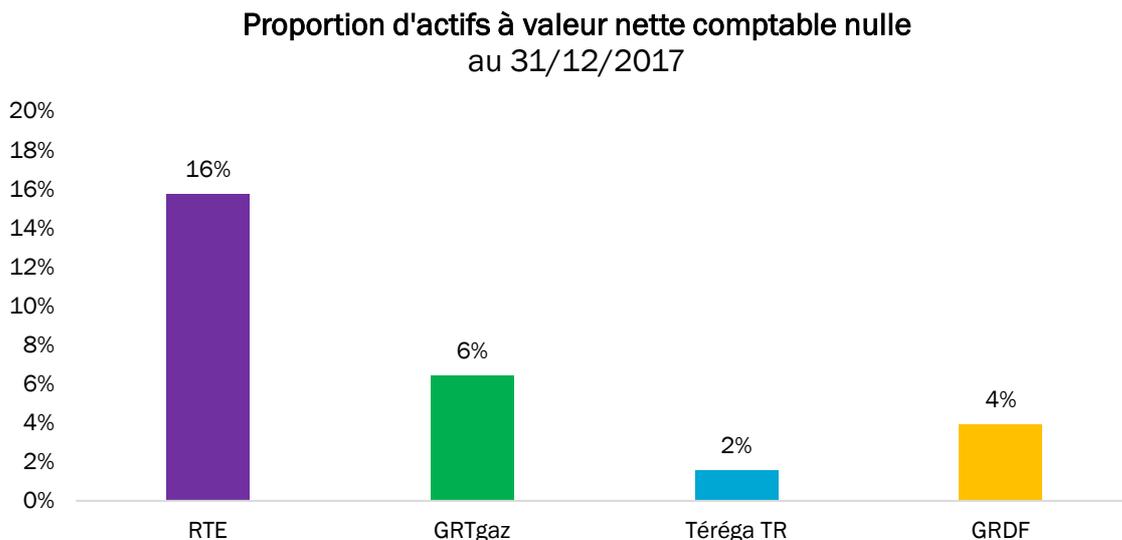
3.4.3.1 Incitation à la prolongation de la durée de vie des actifs

Certains opérateurs ont fait remonter à la CRE qu'une part, parfois substantielle, des actifs qu'ils exploitent ont une valeur nulle dans leur comptabilité dans la mesure où leur durée d'utilisation technique a excédé la durée de vie retenue en comptabilité.

Ces opérateurs proposent que le cadre de régulation soit adapté afin que ces actifs totalement amortis mais toujours exploités continuent à bénéficier d'une rémunération explicite au titre du risque d'exploitation et/ou à des fins d'incitation au maintien en exploitation de ces actifs.

Si la CRE constate que la situation n'est pas homogène parmi les opérateurs, elle observe que les proportions d'actifs totalement amortis restent faibles, exception faite de RTE, chez qui cette proportion atteint 16 % à fin 2017.

⁶ Pour rappel, la CRE dispose de la compétence d'approbation des programmes d'investissement des GRT et des opérateurs de stockage de gaz, ce qui n'est pas le cas en distribution d'électricité et de gaz.

Graphique : Proportion d'actifs à valeur nette comptable nulle dans le patrimoine des opérateurs au 31/12/2017

Enedis n'est pas inclus dans ce graphique en raison de sa structure particulière de rémunération.

La CRE rappelle qu'en application des règles tarifaires actuelles, tout actif qui a atteint sa durée de vie tarifaire ne figure plus dans la BAR et n'est, à ce titre, plus rémunéré. En effet, la CRE considère qu'à partir du moment où l'investissement effectué par l'opérateur lui a été « remboursé » par les utilisateurs du réseau via les tarifs d'utilisation des infrastructures et que le capital investi lui a été rémunéré, il n'y a plus de raison que les utilisateurs continuent à payer des charges de capital au titre de ces actifs, même s'ils sont encore exploités par l'opérateur.

La CRE considère que la méthodologie de détermination du taux de rémunération permet déjà une rémunération du risque pour les gestionnaires de réseaux associé à l'exploitation d'actifs totalement amortis. Seule une évolution significative de la part des actifs à valeur comptable nulle pourrait justifier une évolution des taux de rémunération (et en particulier du paramètre bêta) pour prendre en compte ce risque.

Néanmoins, dans une telle situation, la CRE considère que la solution qui devrait être privilégiée serait de réaligner les durées de vie comptables des actifs avec leurs durées de vie effectives.

Sur la base des éléments de comparaison européenne, la CRE constate que dans la grande majorité des cas, les tarifs d'infrastructures régulées n'intègrent pas de rémunération explicite des actifs totalement amortis⁷.

La CRE partage l'objectif des opérateurs de maintenir en exploitation les actifs au-delà de leur durée de vie comptable dès lors que cela permet de baisser les coûts totaux pour la collectivité. Elle est ainsi favorable à ce que les charges d'exploitation supplémentaires mobilisées par les opérateurs afin d'augmenter la durée de vie technique de leurs actifs en vue d'éviter de nouveaux investissements soient clairement identifiées et parties intégrantes des plans d'affaires présentés par les opérateurs à la CRE lors de l'établissement des tarifs.

La CRE n'envisage pas, à ce stade, d'introduire de mécanisme de rémunération explicite des actifs amortis exploités par les opérateurs.

Question 15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite au titre du capital des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?

3.4.3.2 Incitation à obtenir des subventions d'investissement

Certains opérateurs ont formulé des demandes visant à prévoir une rémunération des montants de subventions d'investissement perçues pour le financement (intégral ou partiel) d'actifs qu'ils exploitent. Selon ces opérateurs, cette rémunération se justifie, d'une part, par le risque d'exploitation auxquels ils font face dans l'exploitation de ces actifs et, d'autre part, par le caractère incitatif à la recherche de subventions d'une telle rémunération.

⁷ Exception faite du régulateur portugais qui attribue explicitement aux actifs de transport d'électricité totalement amortis une prime de rémunération selon des modalités complexes.

D'un point de vue tarifaire, toutes les sommes comptabilisées en subventions d'investissement par les opérateurs viennent en déduction de la valeur des actifs qui composent la BAR. En effet, les subventions d'investissement représentent une source de financement gratuite qui ne donne lieu ni au remboursement par les consommateurs des sommes perçues ni au versement d'intérêts. En ce sens, la CRE considère que les utilisateurs des infrastructures n'ont pas à payer les charges de capital relatives à ces montants de capital immobilisé. En outre, comme pour les actifs amortis, les charges d'exploitation associées aux actifs subventionnés sont couvertes par les tarifs.

Les éléments de comparaison européenne tirés de l'étude confiée par la CRE au cabinet *Frontier Economics* montrent que l'intégralité des régulateurs de l'énergie des voisins européens de la France déduisent les subventions d'investissement de la BAR et qu'elles ne donnent donc pas lieu à rémunération⁸.

En conséquence, la CRE n'envisage pas, à ce stade, d'introduire de mécanisme de rémunération explicite des subventions d'investissement.

Question 16: Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?

3.4.3.3 Appliquer des taux de rémunération donnant un meilleur signal à l'investissement

L'objectif du cadre tarifaire actuel est de couvrir les coûts d'un opérateur efficace et de permettre une rémunération raisonnable du capital investi pour financer les actifs régulés, tout en donnant un juste signal à l'investissement. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêts sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres cohérente avec le niveau de risque associé à des actifs comparables.

Jusqu'à présent, la CRE fixe, pour chaque type d'infrastructure, un taux de rémunération unique⁹ s'appliquant à une base d'actifs régulés (BAR) unique agrégeant la valeur de la totalité des actifs opérés par un même opérateur. Il est fixé pour toute la durée de la période tarifaire et est calculé sur la base de paramètres de calcul issus de données de long terme. En particulier, le taux sans risque est calculé sur la base de moyennes de long terme des taux de maturités longues, en cohérence avec les actifs de durée de vie longue qui composent la BAR.

Du fait de l'utilisation de moyennes sur le long terme, le taux de rémunération évolue avec une inertie importante par rapport aux taux constatés sur le marché. Les coûts moyens de financement des opérateurs évoluent également avec une certaine inertie et les capacités de refinancement de leurs lignes de crédit sont limitées.

Dans le cadre de ses réflexions, la CRE s'interroge sur les signaux à l'investissement que ces modalités de calcul du taux de rémunération envoient aux opérateurs, en particulier dans le contexte de baisse continue des taux sur les marchés depuis plusieurs années, illustré par le graphique ci-après.

⁸ Exception faite du régulateur espagnol qui rémunère 10% du montant des subventions d'investissements européennes perçues par le GRT d'électricité. A noter que la CRE a par le passé accordé la rémunération à 3% pendant 10 ans des subventions d'investissement perçues par les GRT de gaz français pour financer certains projets majeurs bénéficiant de cette même prime pendant 10 ans.

⁹ Dans certains cas, des primes de rémunération ont été attribuées à des fins d'incitation à l'investissement.

Graphique : rendement de l'indice OAT de maturité 10 ans de janvier 2000 à janvier 2019

Source : Thomson Reuters

Dans la situation actuelle, les opérateurs bénéficient, pour le financement de leurs investissements, de conditions d'emprunt historiquement faibles alors que, d'un point de vue tarifaire, ces investissements se verront rémunérés à un taux calculé sur des moyennes historiques intégrant des périodes où les taux étaient bien plus élevés. Cela peut donner lieu à une sur-incidentation à l'investissement. A l'inverse, à méthode de calcul inchangée, en cas de remontée des taux, les opérateurs feraient face à des conditions de financement plus élevées qui ne seraient intégrées dans le calcul de leur taux de rémunération qu'avec plusieurs années de retard, ce qui constituerait un risque de sous-incidentation à l'investissement.

La CRE a donc initié il y a plusieurs mois une réflexion sur les possibles modifications à apporter au cadre de rémunération appliqué aux opérateurs régulés, afin d'envoyer un signal plus juste à l'investissement, qui soit plus en ligne avec les conditions auxquelles font face les opérateurs dans le financement de leurs investissements.

En amont de cette phase de consultation, les opérateurs ont été invités à faire part de leurs demandes concernant les modalités de rémunération des actifs et de détermination des différents paramètres sous-jacents, leurs modalités d'évolution d'une période tarifaire à l'autre, ou encore l'opportunité d'une différenciation du taux de rémunération selon les périodes et le type d'investissement.

Dans leurs demandes, les opérateurs n'appellent pas à des changements fondamentaux du mécanisme de calcul du taux de rémunération. Leur attention se porte essentiellement sur des leviers d'augmentation du taux de rémunération, notamment pour certains actifs/activités jugés plus risqués par les opérateurs ou en fin de vie.

En complément de ses propres analyses, du retour d'expérience et des demandes des opérateurs, la CRE a fait réaliser une étude comparative des modalités de détermination de la rémunération des actifs au niveau européen, confiée au cabinet Frontier Economics. Si les régulateurs européens ont, pour la plupart, une approche similaire à celle employée jusqu'à présent par le régulateur français, la CRE constate qu'au sein des pays étudiés par le consultant, un certain nombre de régulateurs ont introduit une plus grande flexibilité des taux de rémunération au cours d'une même période tarifaire ainsi qu'une distinction entre les coûts de financement des anciens et des nouveaux actifs.

La CRE note en particulier que quatre régulateurs ont instauré l'indexation de certains paramètres de calcul du taux de rémunération et deux d'entre eux ont mis en place une distinction entre un taux de rémunération dédié à la BAR historique et un taux de rémunération dédié aux nouveaux investissements.

En particulier :

- l'ACM, le régulateur néerlandais, distingue deux taux de rémunération : un taux dédié aux actifs existants et l'autre aux nouveaux investissements. Ce mécanisme a été mis en place afin de ne pas appliquer le coût de la dette historique aux nouveaux prêts. Ces éléments ont été introduit lors de la période tarifaire en cours. Par ailleurs, le taux de rémunération de la dette est indexé selon une trajectoire fixée lors de la mise en place du tarif ;
- le régulateur belge des Flandres, la VREG, différencie le coût de la dette selon qu'il rémunère la dette existante ou la dette nouvelle. Ce dispositif est motivé par les variations des taux d'emprunts depuis la

crise financière. La différence avec le régulateur néerlandais est la prise en compte normative de la proportion de nouvelle dette ;

- l'Ofgem met à jour annuellement le coût de la dette aux conditions de marché pour le calcul du taux de rémunération et étudie actuellement la possibilité d'indexer également le coût des capitaux propres ;
- pour le régulateur italien, l'ARERA, le coût de la dette n'est pas indexé annuellement mais au milieu de la période tarifaire de 6 ans, et seul le taux sans risque est mis à jour ;
- le régulateur portugais, l'ERSE, indexe le taux de rémunération afin de mieux prendre en compte l'importante volatilité de la période post-crise.

Evolution envisagée par la CRE dans les modalités de rémunération des actifs

Afin d'améliorer le signal à l'investissement et de réduire le risque de sur- ou sous-investissement, la CRE envisage d'introduire dès les prochaines périodes tarifaires un nouveau mécanisme de rémunération. Il vise à avoir une meilleure cohérence entre le taux de rémunération des nouveaux actifs et les conditions de financement dont peuvent bénéficier les opérateurs, ainsi qu'une plus grande réactivité des taux de rémunération des nouveaux actifs avec l'évolution des conditions de financement au sein même d'une période tarifaire.

A cette fin, la CRE envisage la mise en place de deux mécanismes :

- la différenciation entre le taux de rémunération des actifs historiques, qui resterait fixé selon des paramètres et des données de moyen/long terme d'une part, et le taux de rémunération des actifs mis en service pendant une période glissante, selon des paramètres et des données de court terme d'autre part ;
- l'indexation du taux de rémunération dédié aux nouveaux actifs au sein d'une même période tarifaire, selon des modalités (méthode et fréquence de mise à jour) qui restent à définir.

La différenciation du taux de rémunération se ferait ainsi par la mise en place de deux taux, le premier dédié aux actifs régulés historiques déjà présents dans la BAR au début de la période tarifaire traduisant ainsi un coût de financement moyen plus ancien, le second dédié aux actifs mis en service au cours d'une période glissante (par exemple de 4 ans) et financés dans des conditions plus récentes. Les nouveaux actifs seraient réintroduits dans la BAR historique à la fin de la période glissante, dans la mesure où le taux de rémunération de la BAR « historique » serait lui-même mis à jour pour prendre en compte les évolutions plus récentes. Ainsi, le niveau de complexité resterait contenu.

Avec cette approche, le taux appliqué aux nouveaux investissements serait ainsi plus cohérent avec les conditions de financement de ces investissements et limiterait les risques de sur- ou sous-évaluation à l'investissement. Le maintien du taux long terme permettrait, quant à lui, de bien tenir compte du coût de financement moyen des actifs des opérateurs et permettrait de limiter la volatilité de la rémunération des opérateurs.

Question 17 : Etes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?

3.4.4 Renforcer l'incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement

En plus de s'assurer que les investissements des opérateurs sont justifiés et utiles pour la collectivité, la CRE envisage de renforcer les incitations à la maîtrise des coûts des projets d'investissements.

Le cadre de régulation en vigueur prévoit différents mécanismes incitant les opérateurs à maîtriser le coût de leurs projets d'investissements, indépendamment du volume total de ces derniers : régulation incitative des coûts unitaires d'investissement des GRD, régulation incitative spécifique aux interconnexions et grands projets en transport, charges de capital « hors réseaux » incitées, ou encore régulation incitative spécifique aux programmes de déploiement de compteurs communicants.

Environ les trois quarts des dépenses d'investissement annuelles totales des GRD et la moitié des dépenses d'investissement totales des GRT font ainsi l'objet d'une incitation financière.

3.4.4.1 Maintien des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts d'investissement en distribution sur la base des coûts unitaires

Dans le cadre de la préparation de la précédente génération de tarifs, la CRE a commandité une étude sur la régulation incitative des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en Europe, laquelle a montré que des mécanismes de régulation incitative des coûts d'investissement ont déjà été mis en place par plusieurs régulateurs en Europe. Cette étude recommandait notamment à la CRE de mettre en place un mécanisme de régulation incitative portant sur les coûts unitaires d'investissement dans les réseaux.

Les délibérations tarifaires ATRD5 et TURPE 5 HTA-BT ont introduit, respectivement en distribution de gaz et d'électricité, une régulation incitative des coûts unitaires des investissements ayant pour objectif d'inciter les opérateurs à optimiser les coûts des investissements dans les réseaux réalisés sous leur maîtrise d'ouvrage.

Le mécanisme s'appuie sur la définition d'un modèle de coûts de référence des ouvrages mis en service par l'opérateur, prenant en compte leurs caractéristiques techniques ainsi qu'une évolution tendancielle des coûts au cours du temps. Seuls les ouvrages pour lesquels il est possible de réaliser un tel modèle de coûts de référence sont concernés par ce mécanisme. C'est pourquoi ce dernier s'applique à environ la moitié des dépenses d'investissement totales des opérateurs.

Pour chaque année de la période tarifaire concernée, l'application de ce mécanisme consiste à évaluer la différence entre le coût total des ouvrages mis en service et le coût total théorique de ces mêmes ouvrages, calculé à partir du modèle de coûts unitaires de référence appliqué aux quantités d'ouvrages mis en service concernés par la régulation incitative.

Cette différence, positive ou négative, reflète l'efficacité de l'opérateur pour le volume d'investissement effectivement réalisé. Elle fait l'objet d'un partage entre l'opérateur et les utilisateurs du réseau, à travers la prise en compte via le CRCP d'une incitation (bonus ou malus) égale à 20 % de cette différence, dans la limite d'un plafond (+/- 30 M€ pour Enedis, +/- 9M€ pour GRDF). Ce mécanisme a donc pour effet d'inciter l'opérateur à maîtriser ses coûts unitaires d'investissements, sans remettre en cause le choix des projets d'investissements.

Les investissements concernés sont intégrés dans la BAR de l'opérateur à hauteur de leur valeur réelle, sous réserve des contrôles que la CRE pourrait mener sur le caractère efficace des coûts engagés. Les charges de capital liées à ces investissements restent donc calculées et couvertes sur la base de leur valeur effective.

Ce mécanisme a été appliqué pour la première fois lors du mouvement tarifaire de 2018 concernant GRDF, et le sera pour la première fois lors du mouvement tarifaire de 2019 concernant Enedis. Il est donc encore trop tôt pour bénéficier d'un retour d'expérience conséquent. Aussi la CRE se propose-t-elle, à ce stade, de maintenir ce dispositif à l'avenir en distribution.

Question 18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT?

3.4.4.2 Evolutions des mécanismes incitatifs à la maîtrise des coûts des grands projets de transport d'électricité et de gaz

Le cadre de régulation en vigueur pour le transport d'électricité et de gaz prévoit que le budget présenté pour les grands projets d'investissements par les GRT soit audité et que la CRE fixe ensuite un budget cible. Les principes de ce dispositif sont les suivants :

- préalablement à la décision d'engagement des dépenses, la CRE audite le budget présenté par le GRT et fixe un budget cible ;
- quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entre dans la BAR à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles) ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité n'est attribuée ;
- si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficie d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supporte une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

La CRE a par ailleurs étendu le mécanisme de régulation incitative des investissements de RTE aux raccordements des parcs éoliens en mer. Les projets concernés à date par cette régulation incitative sont les suivants :

Tableau 3 - Principales informations sur les projets d'investissements des GRT

RTE				
Projet	Date de la délibération fixant le budget cible	Budget cible	Meilleure prévision du budget à date	Année de mise en service
IFA 2	02/02/17	370 M€	392,5 M€	2020
Cergy Persan	15/06/17	52 M€	54 M€	2019
Golfe de Gascogne	27/09/17	875 M€	875 M€	2025
Avelin – Avelgem	22/11/18	35,5 M€	40 M€	2022
Avelin – Gavrelle	22/11/18	163 M€	230 M€	2021

GRTgaz					
Projet	Date de la délibération fixant le budget-cible	Budget initial	Budget cible	Coût à terminaison	Année de mise en service
Val de Saône	30/10/14	727 M€	650 M€	692 M€	Terminé
Gascogne-Midi	30/10/14	22 M€	21 M€	23 M€	Terminé
Projet de conversion de la zone B en gaz H – Partie Pilote	15/12/16	42 M€	42 M€	43 M€	2018-2020
Compression de Vindecy	15/02/18	66 M€	63,1 M€	66 M€	2020
Renforcement Bretagne Sud	28/11/18	148 M€	137,8 M€	148 M€	2021

Teréga					
Projet	Date de la délibération fixant le budget-cible	Budget initial	Budget cible	Coût à terminaison	Date de mise en service
Renforcement compression d'AGU	15/12/16	25,5 M€	25,5 M€	23,2 M€	2019
Gascogne-Midi	30/10/14	152,0 M€	152,0 M€	160,7 M€	2018
Reconstruction de Capens-Pamiers	15/02/18	29,7 M€	29,7 M€	29,7 M€	2021

La CRE envisage de modifier certains paramètres de ce dispositif pour la prochaine période tarifaire afin de couvrir une part des investissements plus importante.

Périmètre d'application de la régulation incitative

Le périmètre de ce dispositif incitatif de maîtrise des coûts diffère selon l'énergie considérée : le principe de fixation d'un budget cible s'applique aux projets d'investissements de transport en gaz dont le budget est supérieur à 20 M€, tandis que le seuil est de 30 M€ en électricité. Par ailleurs, en gaz, l'ensemble des projets de réseaux, c'est-à-dire de développement, de renouvellement et de raccordement, est soumis à la régulation incitative, alors qu'en électricité seuls les projets de développement du réseau sont concernés.

Dans une logique d'harmonisation, la CRE entend étendre le périmètre d'application de la régulation incitative à l'ensemble des projets de réseaux en électricité, à savoir notamment les projets de développement, de renouvellement et de raccordement.

Bande de neutralité

Le mécanisme incitatif actuel prévoit une bande de neutralité comprise entre 90 % et 110 % du budget cible défini par la CRE. Il semble toutefois pertinent de s'interroger sur la finalité et l'étendue de cette bande de neutralité. En effet, à l'exception du cas des interconnexions (cf. section 3.4.4.4), le retour d'expérience de la mise en œuvre de ce mécanisme incitatif au cours de la période couverte par les tarifs TURPE 5 HTB et ATRT6 montre que le calendrier le plus pertinent pour que la CRE audite les coûts des projets et fixe leur budget est le plus tard possible, soit juste avant l'engagement des dépenses de travaux. Dans ce contexte, les retours d'expérience montrent que les coûts finaux des projets d'investissements se trouvent souvent au sein de cette bande de neutralité. *De facto*, l'existence de cette dernière réduit l'incitation à la maîtrise des coûts, puisqu'au sein de cette plage, l'opérateur ne perçoit aucun bonus ni malus pour une économie ou un coût supplémentaire. Ainsi, la CRE envisage de réduire la bande de neutralité à hauteur de 5 % autour du budget cible pour les projets nationaux portés par les GRT de gaz et d'électricité.

Question 19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?

3.4.4.3 Incitation à la maîtrise des coûts des investissements en transport hors grands projets

Le dispositif incitatif de maîtrise des coûts des projets évoqué précédemment ne concerne aujourd'hui qu'un volume limité de projets. La CRE envisage de le compléter par des incitations sur les plus petits projets.

Dans cette optique, la CRE avait formulé dans les délibérations TURPE 5 HTB et ATRT6 son intention d'étudier l'opportunité d'un mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement. A ce titre, la CRE avait demandé aux GRT de mettre en place un suivi approfondi des coûts unitaires de leurs investissements de façon à être en mesure de lui transmettre des données détaillées sur les coûts unitaires en vue de la préparation des prochains tarifs. La CRE souhaite poursuivre ses travaux sur le sujet avec les GRT. L'objectif sera d'étudier sur la base des données brutes des GRT des méthodes possibles de détermination des coûts unitaires, en étroite collaboration avec les gestionnaires de réseaux, et d'analyser la représentativité de ces coûts unitaires.

En outre, la CRE s'interroge sur la pertinence d'auditer aléatoirement ou de façon discrétionnaire des projets d'investissements dont le montant est en deçà du seuil qui sera fixé pour définir les grands projets. Des projets sélectionnés de manière aléatoire ou discrétionnaire feraient ainsi l'objet d'une régulation incitative comparable à celle appliquée aux grands projets d'investissements.

Question 20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?

3.4.4.4 Incitations relatives aux projets d'interconnexions

Les délibérations tarifaires TURPE 5 HTB et ATRT6 ont mis en place un mécanisme de régulation incitative applicable aux projets d'interconnexions électriques et gazières, visant à encourager les gestionnaires de réseaux de transport à réaliser les projets d'interconnexions économiquement pertinents pour la collectivité aux meilleures conditions de coûts.

Pour rappel, le mécanisme repose sur trois incitations distinctes : l'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais, l'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts et l'incitation à la bonne exploitation de l'interconnexion électrique et l'utilisation de l'ouvrage en gaz :

- 1) l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialise par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant est défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe est calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité

estimée par la CRE sur la base d'une analyse coûts/bénéfices du projet. Elle est versée à la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais ;

- 2) l'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet et le coût réalisé :
 - si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
 - si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale des gestionnaires de réseaux de transport pour les projets d'interconnexion est limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieur au CMPC - 1 % ;

- 3) l'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prend la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépend, respectivement en électricité et en gaz, des flux réalisés (respectivement des capacités réellement souscrites) par rapport aux flux (respectivement aux capacités) initialement prévus par la CRE. Dans l'hypothèse où les capacités souscrites sont inférieures aux capacités initialement réservées, la pénalité ne peut pas excéder l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité est appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

En électricité, ce mécanisme incitatif est actuellement appliqué aux projets Golfe de Gascogne et Avelin-Avelgem.

La CRE considère que le budget cible doit être fixé au moment de la décision de réalisation du projet, soit, par exemple, lors de la décision de CBCA (Cross Border Cost Allocation) lorsque le projet en fait l'objet.

Par ailleurs, la CRE a retenu pour le projet IFA2 un cadre de régulation incitative spécifique, assurant un partage des risques et des bénéfices plus équilibré entre RTE et les utilisateurs du réseau. Le contexte de forte incertitude engendrée par le Brexit a en effet conduit la CRE à mieux aligner l'intérêt de RTE et du consommateur final. Ainsi, RTE conservera ou devra prendre à sa charge 30% des écarts constatés, d'une part, entre une cible de coûts d'investissement et les dépenses réalisées, et, d'autre part, entre une cible de taux d'utilisation de l'ouvrage et son utilisation effective. Cette incitation s'applique en outre sur un domaine plus large (absence d'une bande de neutralité, plancher unique de rémunération au taux de rémunération des immobilisations en cours).

En gaz, ce mécanisme n'a pas été utilisé au cours de la période tarifaire actuelle de par l'absence à ce jour de projet de transport de gaz concerné.

La CRE mène actuellement des réflexions sur les principes de l'actuel mécanisme de régulation incitative applicable aux projets d'interconnexions électriques et gazières et s'interroge sur les points suivants :

- le taux d'incitation sur le montant des dépenses ;
- les modalités de mise en œuvre de l'incitation sur l'utilisation de l'interconnexion ;
- la pertinence du plafonnement spécifique de la pénalité sur l'utilisation.

Question 21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?

3.4.5 Harmoniser le traitement des coûts échoués

3.4.5.1 Coûts échoués : cadre de régulation en vigueur

Le cadre de régulation en vigueur prévoit les situations dans lesquelles les opérateurs ont un risque de coûts dits échoués.

La qualification et le traitement tarifaire des coûts échoués diffèrent selon l'activité régulée :

- en distribution de gaz, aucun type de coût échoué n'est explicitement prévu par le tarif ;
- en distribution d'électricité, la valeur nette comptable (VNC) des immobilisations démolies est couverte à hauteur de 100 % par le tarif *via* le CRCP (environ 60 M€/an sur la période TURPE 5) ;
- en transport de gaz, un poste de coûts incité assure la couverture des coûts échoués annuels à hauteur de la trajectoire définie pour la période tarifaire en cours (3,25 M€/an pour GRTgaz ; Teréga n'a prévu aucun coût échoué pour la période 2017-2020). Par ailleurs, les coûts des études relatives à des gros projets abandonnés ainsi que la VNC des stations de compression et gros ouvrages retirés de l'inventaire avant leur fin de vie comptable sont traités au cas par cas sur la base d'un dossier argumenté présenté à la CRE et, le cas échéant, couverts par le tarif *via* le CRCP ;
- en transport d'électricité, la VNC des immobilisations démolies est couverte à hauteur de 100 % par le tarif *via* le CRCP (environ 30 M€/an sur la période TURPE 5). Les frais d'études et travaux sans suite font par contre l'objet d'une incitation financière sur la base d'une trajectoire prévisionnelle (environ 8M€/an en TURPE 5) : RTE conserve ou supporte 100 % de l'écart à cette trajectoire. Enfin, un dispositif spécifique prévoit la couverture à 100 % par le tarif *via* le CRCP des frais d'études sans suite liées à l'abandon de grands projets d'investissements lorsque ces études ont été approuvées par la CRE ;
- cas particuliers : le déploiement des compteurs Linky et Gazpar a entraîné l'amortissement accéléré des compteurs préexistants déposés avant la fin de leur durée de vie comptable ; le terminal méthanier de Fos-Tonkin a été amorti de manière accélérée, permettant de porter la valeur de la BAR à zéro à fin 2020 en raison de la fin des souscriptions de capacités de long terme à cette échéance, sans perspective de renouvellement au-delà.

3.4.5.2 Définition des coûts échoués

Des différentes délibérations tarifaires en vigueur, seule la délibération ATRT6¹⁰ propose une définition des coûts échoués. Les autres délibérations font figurer des dispositions spécifiques aux différents cas de coûts échoués possibles, mais ne proposent pas de définition commune. Par souci de lisibilité, la CRE souhaite généraliser à l'ensemble des prochaines délibérations tarifaires la définition des coûts échoués proposée par la délibération ATRT6.

Rappel de la définition des coûts échoués figurant dans la délibération ATRT6 (section 1.2.1.2.5, page 10/101)

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

Question 22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?

3.4.5.3 Traitement des coûts échoués

3.4.5.3.1 Sorties d'actifs de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie comptable

Actuellement, la valeur comptable résiduelle des actifs retirés de l'inventaire avant la fin de leur durée de vie est couverte par le tarif en distribution et en transport d'électricité, mais ne l'est pas en distribution de gaz. Cette différence de traitement peut s'expliquer par les spécificités techniques respectives de ces activités. On peut en effet considérer que les réseaux de distribution d'électricité, aujourd'hui encore pour partie aériens, sont plus sujets à des coûts échoués associés à la démolition d'ouvrages du fait d'intempéries de forte ampleur que les réseaux de distribution de gaz naturel, tous enterrés. Il est néanmoins possible de questionner ce traitement différencié au fur et à mesure de l'enfouissement et de la fiabilisation des réseaux de distribution d'électricité. Par ailleurs, la valeur nette comptable des immobilisations démolies en transport de gaz (hors gros montants traités au cas par cas) fait l'objet d'une trajectoire incitée, et est donc couverte dans les limites fixées par cette trajectoire.

¹⁰ 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

Ces traitements tarifaires différenciés posent la question de l'incitation faite aux opérateurs à maîtriser ces risques de coûts échoués. En conséquence, la CRE envisage d'adopter un traitement harmonisé des coûts échoués fondés sur les deux principes suivants (déjà appliqués aux GRT de gaz) :

- une analyse au cas par cas lors de l'occurrence de coûts échoués sur des montants d'actifs significatifs (conséquences d'aléas climatiques, par exemple) ;
- la mise en place d'une trajectoire tarifaire et donc d'une incitation pour l'ensemble des autres sorties d'actifs avant la fin de leur vie comptable.

Question 23 : Etes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans le tarif ATRT ?

3.4.5.3.2 Frais d'études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement

Le cadre de régulation en vigueur en transport d'électricité prévoit que le tarif couvre les dépenses associées aux études sans suite liés à l'abandon de grands projets d'investissement lorsque ces études ont été approuvées par la CRE.

S'agissant des grands projets d'investissement, la CRE propose d'étendre ce dispositif et de couvrir les frais d'études ne pouvant pas être immobilisés du fait de l'abandon du projet associé. Ceci vise à assurer que les opérateurs ne soient pas incités à réaliser des projets apportant peu de valeur à la collectivité ou bien n'étant plus pertinents afin de voir ces dépenses d'études couvertes.

Concernant les dépenses relatives aux achats de fournitures et travaux, la CRE estime que celles-ci ne devraient pas être couvertes en cas de non aboutissement d'un projet. Il est de la responsabilité de l'opérateur de s'assurer qu'un projet pourra être mené à son terme avant d'engager ces dépenses.

Question 24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?

3.4.6 Harmoniser la rémunération des immobilisations en cours

3.4.6.1 Cadre de régulation en vigueur

Dans le cadre de régulation en vigueur, les immobilisations en cours (IEC) sont rémunérées au coût de la dette (nominal, avant impôt) utilisé dans le calcul du taux de rémunération de chaque tarif, à l'exception de la distribution d'électricité et de la distribution de gaz naturel, où les IEC ne font l'objet d'aucune rémunération (sauf pour les projets de compteurs intelligents Linky et Gazpar). Ce traitement est justifié par l'existence, chez les opérateurs d'infrastructures amont (transport d'électricité et de gaz naturel, terminaux méthaniers et stockages souterrains de gaz naturel), de cycles d'investissement longs.

3.4.6.2 Demandes des opérateurs et propositions de la CRE

Les opérateurs ont, dans leur majorité, demandé à ce que les IEC soient rémunérées au même taux que la BAR (c'est-à-dire au CMPC) plutôt qu'au coût de la dette arguant que ce dernier ne reflète pas le coût du capital mobilisé en phase de construction.

Si la CRE n'envisage pas d'aligner le taux de rémunération des IEC sur celui de la BAR, elle propose que les opérateurs de réseaux de distribution puissent bénéficier d'une rémunération au coût de la dette de leurs investissements à cycle long, au cas par cas, à des fins de cohérence avec ce qui est appliqué aux opérateurs d'infrastructures amont.

Question 25 : Pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC) ?

3.5 L'innovation chez les opérateurs doit être encouragée

Dans un contexte d'évolution du paysage énergétique, accélérée notamment par le développement des compteurs évolués, des projets « *Smart grids* » et des EnR, le rôle des gestionnaires de réseaux est majeur, tant pour adapter leurs réseaux à ces évolutions, que pour accompagner les différentes parties prenantes (collectivités, start-ups, acteurs traditionnels du secteur de l'énergie, etc...) dans leurs propres innovations.

La CRE attache une importance particulière au développement des réseaux intelligents et souhaite s'assurer que les gestionnaires de réseaux disposent des ressources nécessaires pour mener à bien leurs projets de R&D et 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 de leurs réseaux. Les gestionnaires de réseaux se doivent, en contrepartie, d'utiliser efficacement et de manière transparente ces ressources.

Le cadre actuel de régulation de la R&D et de l'innovation comporte trois composantes : (i) une trajectoire de coûts de R&D sur laquelle les opérateurs ne sont pas incités à faire d'économies, (ii) l'élaboration d'un rapport annuel détaillé à destination de la CRE faisant le bilan des actions engagées en matière de R&D et la publication biannuelle d'une version allégée de ces rapports, et (iii) un guichet *smart grids* pour les opérateurs de réseaux d'électricité.

L'objectif du présent chapitre est, d'une part, de réaliser, un premier bilan de ce cadre, en s'interrogeant notamment sur la pertinence des mécanismes tarifaires en place, du périmètre des projets couverts et de la communication des opérateurs sur leurs résultats et, d'autre part, de s'interroger sur la manière d'inciter les opérateurs à favoriser l'innovation pour l'ensemble des acteurs de marché.

3.5.1 Maintien des modalités de couverture des coûts de R&D&I

Les dernières évolutions des tarifs d'accès aux réseaux de gaz ont permis la généralisation d'un mécanisme de régulation incitant les opérateurs au développement de la R&D&I. En effet, depuis l'entrée en vigueur des tarifs TURPE4 HTB en 2013 et TURPE 4 HTA/BT en 2014, les opérateurs de réseaux électriques sont incités à réaliser des dépenses de R&D dans une enveloppe prédéfinie. L'extension de ce mécanisme pour les opérateurs gaziers a eu lieu en 2016 pour GRDF et en 2017 pour les GRT de gaz, respectivement dans les tarifs ATRD5 et ATRT6. Certaines entreprises locales de distribution (ELD) de gaz, GreenAlp (anciennement GEG), Vialis et Gedia, bénéficient du même mécanisme régulateur depuis 2018 et l'introduction du tarif ATRD5 ELD. En ce qui concerne les ELD d'électricité, seul EDF SEI a demandé que des trajectoires R&D soient intégrées à son tarif, construit en 2018.

Le mécanisme consiste à fixer, en début de période tarifaire, une trajectoire de charges d'exploitation consacrées à la R&D. A l'issue de la période tarifaire, les opérateurs, dans le cas où les dépenses effectivement réalisées sont inférieures à la trajectoire fixée, restituent le surplus aux utilisateurs via le CRCP. Cette disposition incite les opérateurs à mener à bien les projets.

A titre d'illustration, pour les tarifs en cours, le niveau moyen des charges d'exploitation consacrées à la R&D représente en général moins de 1 % du revenu autorisé, à l'exception de GRTgaz dont les dépenses de R&D constituent 1,2 % du revenu autorisé.

Tableau 4 - Bilan des trajectoires R&D des principaux opérateurs

M€courants	Trajectoires R&D réalisées (bilan à 2017)	Trajectoires R&D retenues dans les tarifs actuels		
	Moyenne annuelle	Moyenne annuelle	Total	% du revenu autorisé
GRDF	10,1	10,7	42,8	0,3%
ENEDIS	55,3	56,13	224,5	0,4%
RTE	27,55	35,5	142	0,8%
GRTgaz	22,9	21	84	1,2 %
Teréga	1,7	2,15	8,6	0,9 %

Le retour d'expérience sur les tarifs montre que les trajectoires, bien qu'utilisées dans leur intégralité par les opérateurs, ne sont pas limitantes pour les projets de R&D et d'innovation des opérateurs puisque certains d'entre eux vont jusqu'à dépasser la trajectoire qui leur est fixée. C'est notamment le cas de RTE qui a dépassé de 4% l'enveloppe qui lui était allouée sur la période tarifaire du TURPE4.

Concernant le gaz, le mécanisme est encore récent mais l'ensemble des trajectoires ont été atteintes en 2017. Enfin, la mise en place récente d'un mécanisme de régulation incitative de la R&D pour les ELD ne permet pas à ce

jour d'effectuer un retour d'expérience. La CRE considère cependant que le mécanisme actuel, et les trajectoires fixées aux opérateurs sont propices à la bonne mise en œuvre de leurs projets de recherche et développement.

Le retour des opérateurs confirme l'appréciation positive du mécanisme de régulation de la R&D. En effet, ces derniers se satisfont de la « sanctuarisation » du budget R&D opérée par le dispositif. Ils considèrent cependant qu'une révision de ces trajectoires en cours de période tarifaire leur ferait gagner en réactivité dans l'adaptation aux innovations technologiques.

Pour les prochains tarifs d'utilisation des infrastructures, la CRE envisage de maintenir le mécanisme actuellement en vigueur, qui donne aux opérateurs de réseaux et aux acteurs de marché une visibilité sur la trajectoire de dépenses retenue, et une grande marge de manœuvre aux opérateurs pour piloter leur stratégie et trajectoire de recherche et développement. La CRE s'interroge cependant, afin de procurer la souplesse nécessaire aux opérateurs, sur une possible révision des trajectoires au bout de deux ans.

Question 26 : Etes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Etes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans en milieu de période tarifaire ?

3.5.2 Evolution des guichets *smart grids* pour permettre l'industrialisation de certains projets

Dans le cadre des tarifs TURPE 5 HTB et HTA/BT, a été instauré, pour les opérateurs de réseaux électriques, un mécanisme tarifaire, dit guichet *smart grids*, dédié aux démonstrateurs *smart grids*. Il s'agit d'un dispositif destiné à donner à RTE et Enedis les moyens de mener à bien les projets liés au déploiement des technologies *smart grids* sur les réseaux. Ce mécanisme donne aux opérateurs la possibilité de demander une fois par an l'intégration des surcoûts de charges d'exploitation liés à des projets relevant du déploiement des *smart grids* à leur trajectoire. Cette intégration est possible pour un projet ou un ensemble de projets dont les charges d'exploitation sont supérieures à 3 M€, sous réserve d'une analyse coûts-bénéfices favorable du projet.

La CRE constate que les guichets *smart grids* n'ont, à ce stade, pas été utilisés par les opérateurs de réseaux d'électricité. Ces derniers estiment que le seuil fixé à 3 M€ est trop élevé pour permettre le déclenchement du mécanisme.

Pour les prochains tarifs, la CRE se pose la question de réduire le niveau de déclenchement du mécanisme. Par ailleurs, afin d'inciter les gestionnaires de réseaux de gaz à étudier des projets relatifs aux *smart grids*, la CRE envisage d'étendre le mécanisme aux opérateurs gaziers, qui s'y sont déclarés favorables.

Question 27 : Etes-vous favorable à la mise en place d'une tel mécanisme dans le secteur du gaz ? Avez-vous des suggestions d'évolutions qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies *smart grids* par les opérateurs ?

3.5.3 Transparence à améliorer sur la stratégie R&D&I et sur les retours d'expérience (REX)

3.5.3.1 Stratégie de R&D&I des opérateurs

La validation *ex ante* des programmes de R&D&I des opérateurs est fondée sur des axes de recherche très généraux plutôt que sur un programme détaillé.

Afin d'évaluer le périmètre des dépenses de R&D des opérateurs et de s'assurer de la pertinence, pour le marché, de leur stratégie de recherche, la CRE envisage de demander aux gestionnaires de réseau de consulter les acteurs de marché sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient d'aborder lors de la prochaine période tarifaire.

3.5.3.2 Transparence des programmes de R&D&I

Afin de permettre à la CRE de s'assurer de la bonne utilisation de l'enveloppe de R&D&I attribuée aux gestionnaires d'infrastructures, les délibérations tarifaires précisent que les gestionnaires de réseaux doivent transmettre chaque année à la CRE un rapport sur leurs projets de R&D&I. Ces rapports incluent notamment les éléments suivants :

- une description des projets menés et des partenariats conclus, avec les dépenses associées et les résultats obtenus ;
- une liste des projets en cours et à venir avec les résultats attendus ;
- les montants dépensés sur l'année écoulée ;
- les prévisions de dépenses par année jusqu'à la fin de la période tarifaire ;
- le nombre d'équivalents temps plein associés aux programmes de R&D ;
- les soutiens et subventions perçus.

Si ce rapport est fourni à la CRE dans sa version confidentielle, les opérateurs doivent publier de manière biannuelle (annuelle pour les opérateurs de transport gaz) une version allégée de ce rapport, dans un but de transparence avec les autres acteurs du marché de l'énergie.

Ces règles permettent (i) d'assurer un suivi des fonds engagés dans ce domaine et (ii) d'améliorer la visibilité de ces projets à destination des utilisateurs de réseau. Néanmoins, les rapports s'avèrent en réalité hétérogènes et leur mode de publication peu efficace.

La CRE considère en outre que les retours d'expériences des démonstrateurs financés pour tout ou partie par les tarifs doivent davantage être rendus publics.

La CRE envisage donc de modifier les modalités de publication des avancées des opérateurs sur leurs programmes de R&D&I en :

- harmonisant et enrichissant, notamment par des indicateurs standardisés d'avancement, les rapports publics de R&D&I afin de donner plus de visibilité au marché. Ces rapports pourraient par exemple contenir un retour d'expérience systématique des démonstrateurs financés par les tarifs ;
- remplaçant le rapport à destination de la CRE par la transmission annuelle des informations techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés.

Question 28 : Les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ?
Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?

3.5.4 Les opérateurs doivent faciliter l'innovation de l'ensemble des acteurs de marché

Il est essentiel que les services rendus par les opérateurs d'infrastructures favorisent l'innovation pour l'ensemble des acteurs. L'objectif de la CRE est d'inciter les opérateurs d'infrastructures à faire évoluer leurs pratiques pour les rendre plus favorables à l'innovation sur leur système. La CRE souhaite donc se doter d'instruments tarifaires pour s'assurer que les opérateurs répondent à la demande du marché.

Pour cela, il faut d'abord identifier les évolutions qui seraient favorables à l'innovation. La CRE identifie d'ores-et-déjà deux leviers principaux pour encourager l'innovation externe : celui de la collecte puis du partage et de la publication de données et celui de l'évolution du cadre contractuel concernant certaines règles de marchés, afin de les adapter aux nouveaux usages qui émergent.

Afin que les acteurs puissent s'exprimer sur les évolutions attendues pour favoriser l'innovation sur les systèmes électriques et gaziers, la CRE souhaite que chaque opérateur organise, en préparation de l'élaboration de son tarif, une concertation sur le thème « l'opérateur au service des acteurs de marché ».

A l'issue de cette concertation, il conviendra de définir des échéances et d'inciter les opérateurs d'infrastructures, au travers de bonus/malus intégrés à la régulation incitative de la qualité de service, à réaliser les évolutions identifiées dans des délais raisonnables. La CRE envisage donc d'intégrer à la régulation incitative de la qualité de service des indicateurs lui permettant de suivre le bon déroulement des évolutions identifiées comme prioritaires par le marché. Compte tenu de l'ampleur des enjeux concernant l'électricité (autoconsommation, véhicule électrique, stockage, données, ...) et la distribution en particulier, la CRE consultera également les acteurs, dans le cadre de la consultation publique qu'elle organisera au printemps 2019 sur la qualité de service, sur les évolutions / demandes formulées à Enedis et qu'ils jugent prioritaires pour leur permettre d'innover.

Question 29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?

3.6 Une qualité de service de haut niveau pour permettre l'innovation et les nouveaux usages

La qualité de service, entendue comme la qualité de service rendue aux utilisateurs mais également la continuité d'alimentation, est une préoccupation majeure des utilisateurs de réseaux. La régulation incitative sur la qualité de service constitue un des piliers du cadre de régulation, permettant de s'assurer que l'efficacité économique ne se fait pas au détriment des services rendus par ces réseaux.

L'amélioration des incitations sur la qualité de service et d'alimentation est un processus continu. La pertinence et l'utilité des incitations doivent régulièrement être questionnées pour s'assurer de l'adéquation avec les besoins des utilisateurs du réseau. C'est l'objet du présent chapitre.

3.6.1 L'importance du maintien de la qualité de service et d'alimentation

L'un des principaux objectifs de la régulation incitative est d'inciter les opérateurs de réseaux à faire preuve d'efficacité économique dans le cadre de leurs activités. Néanmoins cette recherche d'efficacité ne doit pas se faire au détriment de la qualité de service et d'alimentation proposée par ces opérateurs. L'un des rôles de la CRE est ainsi de s'assurer que les utilisateurs du réseau bénéficient d'un niveau de qualité de service et d'alimentation satisfaisant au regard du tarif auquel ils contribuent.

Le cadre de régulation incitative concernant la qualité de service et d'alimentation est basé sur un jeu d'indicateurs permettant de suivre la performance des opérateurs dans plusieurs domaines jugés pertinents pour évaluer la qualité de leurs services et s'accompagnant, pour les plus significatifs pour le bon fonctionnement du marché, d'un objectif à atteindre et d'une incitation financière associée. Ce cadre a été introduit puis a évolué de manière progressive au fil des différents tarifs :

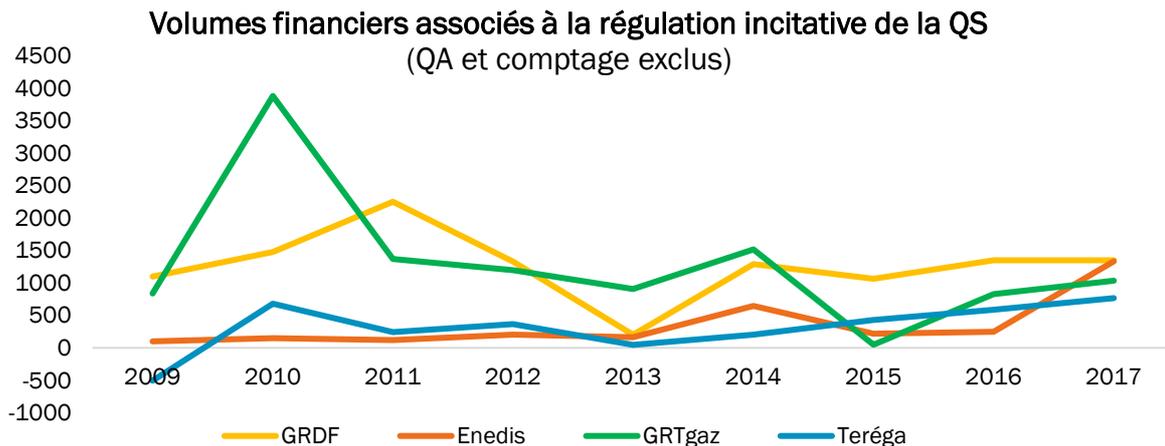
- en 2002 pour le transport d'électricité (continuité d'alimentation seulement) ;
- en 2008 pour la distribution de gaz (ATRD3 GRDF), puis 2009 pour les ELD de gaz ;
- en 2009 pour le transport de gaz (ATRT4) ;
- en 2009 pour la distribution d'électricité (TURPE 3 HTA-BT Enedis) ;
- en 2014 pour les ELD d'électricité (suivi d'indicateurs instauré par le TURPE 4 HTA-BT) ;
- en 2018 pour EDF SEI, Gérédis et Electricité de Mayotte (début de l'incitation dans leur tarif).

A ce jour l'ensemble des opérateurs sont concernés par ce mécanisme incitatif, néanmoins RTE fait figure d'exception dans le sens où les seuls indicateurs qui font l'objet d'une incitation financière sont les indicateurs de continuité d'alimentation (fréquence et durée des coupures).

3.6.2 Une nécessaire adéquation des indicateurs suivis et incités avec les besoins des utilisateurs de réseaux

Dans l'ensemble, la régulation incitative sur la qualité de service et d'alimentation a permis d'accompagner les opérateurs dans l'amélioration de leurs performances techniques et de leurs relations avec les utilisateurs du réseau. Le niveau de qualité de service des GRD d'électricité et de gaz naturel et celui des GRT de gaz naturel est bon, les objectifs fixés par la CRE étant pour la plupart atteints.

A travers une adaptation progressive des objectifs fixés aux opérateurs, le cadre de régulation incitative de la qualité de service a permis une amélioration de leurs performances sur les postes jugés nécessaires aux utilisateurs des réseaux.



Les retours de certains acteurs montrent que, malgré cette bonne performance globale des opérateurs d'infrastructures sur les indicateurs de qualité de service, certaines prestations font l'objet de plaintes récurrentes.

La question des délais de raccordement en électricité est notamment très régulièrement mise en avant par les consommateurs eux-mêmes mais également par les autorités concédantes.

Le délai de réponses aux réclamations est lui aussi identifié comme étant un axe d'amélioration possible du service clients d'Enedis

Enfin, les associations de consommateurs ont remonté à la CRE un besoin d'amélioration de l'information fournie en amont de la pose du compteur Linky.

Ce décalage nécessite de se réinterroger sur la pertinence des indicateurs suivis, à la fois en termes de thématiques et de construction des indicateurs. A titre illustratif, l'indicateur de respect de la date de mise à disposition des raccordements par Enedis se base sur une « date convenue ». Une incitation assise sur un délai en nombre de jours pourrait être plus efficace et être davantage en adéquation avec les besoins des clients.

Afin de répondre au mieux aux attentes du marché et de calibrer en conséquence les indicateurs adéquats, la CRE envisage d'organiser au printemps 2019 une consultation publique dédiée à la qualité de service dans le secteur électrique, afin de mieux appréhender les attentes et enjeux pour les parties prenantes. La CRE demande aux opérateurs du secteur du gaz d'organiser des consultations auprès des acteurs de leurs marchés.

Question 30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ?

Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

Par ailleurs, certains acteurs de marché ont mis en avant que les indicateurs de qualité de service, en particulier de qualité d'alimentation, sont regardés à la maille nationale ce qui masque les disparités locales et potentiellement des situations problématiques.

La CRE ne considère pas opportun, à ce stade, que le cadre tarifaire incite les gestionnaires de réseaux à améliorer leur qualité de service localement. D'une part, les spécificités, notamment géographiques, de chacune des zones ne permettent pas d'atteindre un même niveau de qualité service et d'alimentation quelle que soit la zone du territoire. D'autre part, la qualité d'alimentation et de service est suivie localement dans le cadre des relations contractuelles entre autorité concédante et gestionnaire de réseau de distribution.

Néanmoins, la CRE considère utile, à ce stade, de mettre en œuvre un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique des valeurs de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service par région. Cela pourrait prendre la forme de valeur moyenne des indicateurs par quintile ou décile à l'échelle des départements ou des concessions.

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?

Par ailleurs, dans un contexte de forte évolution du paysage énergétique, les opérateurs de réseaux font face à de nouveaux défis et les indicateurs de performance relatifs à leurs activités doivent être cohérents avec ces nouvelles exigences.

Ainsi la CRE envisage d'introduire et/ou d'améliorer les indicateurs environnementaux liées aux activités des opérateurs, par exemple un suivi des émissions de gaz à effet de serres (GES), un indicateur d'implantation environnementale ou encore un indicateur d'efficacité énergétique.

Question 32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?

Enfin, comparativement aux autres pays européens, le cadre de régulation français est l'un de ceux qui dispose d'un grand nombre d'indicateurs suivis ou incités :

Tableau 5 - Bilan des indicateurs de qualité de services des opérateurs

Nb d'indicateurs	Enedis	GRDF	RTE	GRTgaz/ Teréga	EDF SEI, EDM et Gérédis	R-GDS	GreenAlp	Sorégies	Autres ELD gaz
Suivis	17	13	5	15	7	8	6	7	6
Incités <i>dont QA</i>	16 2	18 -	2 2	5 -	3 2	7 -	7 -	5 -	5 -
Total	33	31	7	20	10	15	13	12	11

La CRE n'est pas favorable à une multiplication des indicateurs et souhaite réduire leur nombre pour permettre une gestion plus efficace de ces derniers. La CRE demande aux gestionnaires de réseau de gaz de veiller à cet objectif dans le cadre de la concertation qu'ils mèneront. Concernant l'électricité, la consultation publique qu'elle organisera au printemps 2019 proposera des suppressions d'indicateurs.

3.6.3 Mécanismes d'incitation

En ce qui concerne les modalités de fonctionnement des indicateurs actuels, il convient de rappeler que selon l'écart entre la performance réalisée et l'objectif fixé en début de période tarifaire, les opérateurs reçoivent un bonus ou sont redevables d'un malus à caractère financier. Les bonus ou malus peuvent être portés au CRCP ou versés directement aux fournisseurs (pénalité pour rendez-vous planifiés non respectés notamment).

Lorsque les performances des gestionnaires de réseaux associées à un indicateur sont considérées comme étant stables et satisfaisantes par la CRE durant un intervalle de temps suffisant, l'indicateur en question cesse d'être incité mais continue à être suivi pour s'assurer du bon maintien de la performance.

En ce qui concerne la révision des indicateurs, et du montant des incitations qui leur sont associées, il convient de rappeler que des mises à jour peuvent être effectuées en cours de période tarifaire. En gaz comme en électricité, certains indicateurs sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire (définition, mode de calcul et niveau des incitations) tandis que d'autres peuvent être modifiés en cours de période. Si ce dispositif est traditionnel en gaz, il a été introduit en électricité à l'occasion du TURPE 5. La CRE ne s'interdit donc pas d'ajuster le niveau de certains indicateurs en cours de tarif.

Question 33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?

4. RÉCAPITULATIF DES QUESTIONS

Question 1 : Partagez-vous le bilan globalement positif du cadre tarifaire mis en œuvre par la CRE depuis 10 ans ?

Question 2 : Partagez-vous les grands enjeux identifiés par la CRE pour la prochaine génération de tarifs ?

Question 3 : Considérez-vous comme la CRE qu'une durée de la période tarifaire de 4 ans est adaptée pour l'ensemble des tarifs ?

Question 4 : Etes-vous favorable à la publication par les opérateurs de prévisions indicatives du tarif au-delà de la période tarifaire en cours et sur 4 années glissantes ?

Question 5 : Etes-vous favorable aux principes de fonctionnement du CRCP envisagés par la CRE ?

Question 6 : Etes-vous favorable au principe envisagé par la CRE d'évolution du calcul du CRCP pour coordonner les tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

Question 7 : Etes-vous favorables à la reconduction du mécanisme de régulation incitative des charges d'exploitation en vigueur pour les prochains tarifs ?

Question 8 : Etes-vous favorable à la reconduction du mécanisme incitant les opérateurs à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissement « hors réseaux » ? Le cas échéant, pensez-vous que les systèmes d'information de pilotage du réseau ou de mise à disposition des données devraient être exclus du périmètre « hors réseaux » incité et faire l'objet d'une régulation « classique » avec inclusion automatique dans la BAR des investissements réalisés ?

Question 9 : Etes-vous favorable au maintien des principes généraux de fonctionnement du CRCP et de partage des risques entre les gestionnaires de réseaux et les utilisateurs ?

Question 10 : Etes-vous favorable à maintenir la compensation au CRCP des pertes et profits des gestionnaires de réseau dus aux variations de consommations / souscriptions ?

Question 11 : Etes-vous favorable à maintenir les charges de capital liées aux réseaux au CRCP pour ne pas envoyer d'incitation à réduire le volume d'investissement à court terme ?

Question 12 : Etes-vous favorable au maintien des charges d'énergie/ de pertes partiellement au CRCP afin d'inciter les gestionnaires de réseau à les réduire ?

Question 13 : Que pensez-vous du périmètre des charges prises en compte au CRCP ?

Question 14 : Etes-vous favorable au maintien des principes qui régissent le cadre de régulation en vigueur concernant les dépenses d'investissement des différents opérateurs d'infrastructures régulées ?

Question 15 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des actifs amortis toujours exploités n'est pas souhaitable ?

Question 16 : Partagez-vous la position préliminaire de la CRE selon laquelle une rémunération explicite des subventions d'investissement n'est pas souhaitable ?

Question 17 : Etes-vous favorable aux évolutions des modalités de calcul de la rémunération des actifs des opérateurs, envisagées par la CRE, et principalement la différenciation des taux de rémunération des actifs historiques et des nouveaux actifs ?

Question 18 : Jugez-vous satisfaisants le principe et les paramètres (taux de partage, plafond de l'incitation) du mécanisme de régulation incitative des coûts unitaires d'investissement introduit par les délibérations tarifaires ATRD 5 et TURPE 5 HTA BT ?

Question 19 : Avez-vous des observations à formuler sur le cadre incitatif en vigueur et les évolutions envisagées par la CRE pour les grands projets de transport ?

Question 20 : Avez-vous des remarques sur l'application de la régulation incitative à la maîtrise des coûts des grands projets à des projets de taille plus réduite, sélectionnés de façon aléatoire ou discrétionnaire ?

Question 21 : Quelles évolutions du cadre incitatif en vigueur pour les projets d'interconnexion vous sembleraient pertinentes ?

Question 22 : Etes-vous favorable à la définition des coûts échoués proposée par la CRE ?

Question 23 : Etes-vous favorable aux principes que la CRE propose de retenir pour le traitement des coûts échoués et qui sont ceux déjà en place dans l'ATRT ?

Question 24 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle seuls les frais d'études sans suite devraient être couverts par le tarif ?

Question 25 : Pour les investissements à cycle long, êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la rémunération des immobilisations en cours (IEC) ?

Question 26 : Etes-vous favorable au maintien d'une trajectoire de R&D telle que fixée actuellement ? Etes-vous favorable à la révision de ces montants au bout de deux ans ?

Question 27 : Etes-vous favorable à la mise en place d'un tel mécanisme dans le secteur du gaz ?

Avez-vous des suggestions d'évolutions qui permettraient d'améliorer le déploiement de technologies smart grids par les opérateurs ?

Question 28 : Les évolutions envisagées par la CRE vous semblent-elles être pertinentes pour améliorer la transparence des opérateurs sur leurs projets de R&D et d'innovation ?

Avez-vous d'autres suggestions pour améliorer cette transparence ?

Question 29 : Etes-vous favorable à la démarche envisagée par la CRE pour inciter les opérateurs à favoriser l'innovation de l'ensemble des acteurs ?

Question 30 : Quelles sont, selon vous, les thématiques prioritaires sur lesquelles les opérateurs doivent être incités ?

Partagez-vous la priorité identifiée par la CRE sur les délais de raccordement ?

Question 31 : Etes-vous favorable à la mise en œuvre envisagée par la CRE d'un ou plusieurs indicateurs statistiques sur la distribution géographique de certains indicateurs de qualité d'alimentation et de service ? Avez-vous des propositions à faire ?

Question 32 : Etes-vous favorable à l'introduction envisagée par la CRE d'indicateurs environnementaux ? Considérez-vous qu'ils doivent faire l'objet d'une incitation ?

Question 33 : Avez-vous toute autre proposition ou remarque sur le cadre de régulation tarifaire ?