

11/2/2020



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

TELEDOC 792
BATIMENT NECKER
120, RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2019 / 03 / CGE / RR

Février 2020

TARIFS DE RESEAUX D'ÉLECTRICITE ET DE GAZ

**Synthèse et recommandations
du thème de l'année 2019 de la Section RR du CGE**

Rapport

établi par

Philippe DISTLER
Ingénieur général des mines

Richard LAVERGNE
Ingénieur général des mines

Sommaire

1. Introduction et synthèse.....	3
2. Organisation de la gestion des réseaux d'électricité et de gaz en France	4
2.1. Réseaux d'électricité	4
2.1.1. RTE	4
2.1.2. Enedis et ELD.....	7
2.2. Réseaux de gaz	9
2.2.1. GRTgaz et Teréga	10
2.2.2. Stockage du gaz.....	12
2.2.3. GRDF et ELD	12
3. Principes de tarification des réseaux d'électricité et de gaz	13
3.1. Principes communs	13
Dialectique du coût marginal.....	15
Coûts de développement	17
La régulation tarifaire	18
Concept de coût et problématique couverture des coûts/efficacité.....	19
Différentiations géographiques	24
Signaux de localisation – L'approche nodale	24
Incitation à l'investissement efficace.....	25
Quelle efficacité du signal prix ?	26
3.2. Électricité : le TURPE	26
3.2.1. Méthode de fixation du TURPE par la CRE	28
3.2.2. Commentaires et pistes d'évolution	30
3.2.3. Remettre le principe d'efficacité économique au centre de la méthode d'identification et d'allocation des coûts	30
3.2.4. L'équilibre part fixe/part variable dans le TURPE.....	31
3.3. Gaz : ATRT, ATRD et ATS	32
4. La tarification des réseaux devra évoluer et tenir compte de la transition énergétique.....	34
4.1. Production décentralisée en croissance	34
4.2. Électricité	35
4.3. Gaz	38
5. La tarification des réseaux devra évoluer pour gagner en efficacité économique	39
6. Pistes de réflexion et recommandations	42
7. Annexe 1 : Lettre de mission	46
8. Annexe 2 : Bibliographie	49
9. Annexe 3 : Glossaire des acronymes	50
10. Annexe 4 : Personnes rencontrées	51
11. Annexe 5 : Extrait du code de l'énergie s'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (livre III, titre IV, chapitre I^{er}).....	53
12. Annexe 6 : Extrait du code de l'énergie s'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (livre IV, titre V, chapitre II)	57
13. Annexe 7 : Méthode des coûts de remplacement en filière (extrait de la décision n°2008-0409 de l'ARCEP en date du 8 avril 2008 portant sur les obligations de comptabilisation des coûts et de séparation comptable imposées à TDF).....	60

1. Introduction et synthèse

Les consultations engagées par la CRE en 2019 pour réviser les tarifs de réseau en vigueur, tant pour l'électricité que pour le gaz, sont bien avancées sur des évolutions tarifaires s'appliquant dès 2020, mais il est paru utile d'apporter une contribution au Ministre de l'économie et des finances bien en amont des discussions législatives périodiques sur l'énergie et par anticipation des évolutions de 2024 et 2025 qui feront l'objet en 2023 d'une nouvelle série de consultations publiques par la CRE.

La lettre de mission figurant en annexe 1 précise l'étendue de l'analyse développée dans le présent rapport.

La liste des pistes de réflexion et des recommandations sont regroupées dans la partie 6.

La tarification des réseaux d'électricité et de gaz n'apparaît pas à la mission comme devant faire l'objet de modifications substantielles urgentes. Néanmoins, la mission considère qu'il convient d'engager dès maintenant les études et les consultations préalables à une évolution exigée par la transformation du système énergétique français. Plus précisément, pour l'électricité, la transition énergétique conçue en France sur la base d'une réduction du parc nucléaire au profit d'énergies renouvelables intermittentes (EnRi), a des conséquences sur le réseau électrique, tant en termes d'investissement que de fonctionnement. Pour le gaz, la réduction programmée des quantités acheminées pour réduire les émissions de CO₂ (sauf éventuellement pour les centrales au gaz), en partie compensée par le développement du biométhane, aura des conséquences sur le financement d'infrastructures moins sollicitées qu'actuellement.

Les tarifs d'utilisation du réseau doivent envoyer les bons signaux-prix aux acteurs, producteurs et consommateurs, afin d'optimiser globalement l'ensemble du système, production-consommation-transport/distribution, optimisation réalisée antérieurement par un monopole intégré. Plusieurs objectifs doivent être combinés pour viser l'efficacité économique, notamment pour l'électricité :

- Promouvoir l'usage efficace du réseau à court terme, i.e. à capacité donnée, notamment en minimisant les coûts de perte et de congestion (efficacité statique).
- Inciter aux investissements nécessaires dans le réseau à moyen/long terme pour adapter sa capacité à la demande (efficacité dynamique).
- Inciter au choix efficace de localisation géographique de la production et de la consommation, pour minimiser leur impact système.
- Recouvrer les coûts des gestionnaires de réseau.

La transition énergétique va, à terme, profondément modifier la géographie des flux acheminés par le réseau électrique et induire potentiellement des évolutions significatives dans la structure des tarifs d'utilisation du réseau électrique, haute et basse tension.

Parmi les recommandations formulées par la mission, deux d'entre elles appellent une attention particulière :

- Un effort accru de transparence dans l'élaboration, en concertation avec le secteur, des futurs TURPE par la CRE, compte-tenu de la complexité des questions à traiter (passage à des coûts/tarifs marginaux, modélisation des réseaux,...).
- Une réflexion sur l'introduction d'une composante géographique dans les tarifs d'usage du réseau, avec un objectif cible de long terme de développement d'une tarification nodale (où le prix marginal du MWh est fonction du nœud de production/consommation et de l'heure).

Parallèlement, la mission s'interroge sur une évolution possible du principe de péréquation tarifaire, qui s'articule naturellement avec le développement d'une éventuelle tarification « nodale », le coût de cette péréquation pouvant en effet être considéré comme excessif au regard des avantages qu'elle apporte en termes d'acceptation et de cohésion sociale, la France étant un des rares États membres

de l'UE qui la pratiquent (pour l'électricité et partiellement pour le gaz). La transformation future des réseaux, tant de gaz que d'électricité, telle qu'envisagée par le gouvernement, implique par exemple des coûts « échoués »¹, une nouvelle distribution des points d'injection et donc le besoin de disposer de signaux économiques permettant d'assurer l'efficacité du système. L'enjeu politique d'une telle évolution apparaît néanmoins tel qu'une étude approfondie doit être engagée très en amont ainsi que des consultations avec l'ensemble des acteurs concernés.

2. Organisation de la gestion des réseaux d'électricité et de gaz en France

2.1. Réseaux d'électricité

La loi n°46-628 du 8 avril 1946 sur la nationalisation de l'électricité et du gaz a donné naissance à EDF et à l'organisation nationale du système électrique. Elle est à l'origine du monopole légal du transport et de la distribution d'électricité.

Les deux acteurs principaux sont RTE (transport d'électricité) et Enedis (distribution d'électricité) dont les bases d'actifs régulées² (BAR) sont évaluées comme suit sur les 10 dernières années :

en M€	RTE	Enedis
2008	10 921	36 809
2009	10 928	38 289
2010	10 536	39 389
2011	11 112	40 660
2012	11 330	42 113
2013	11 669	43 625
2014	12 141	45 055
2015	12 826	46 299
2016	13 220	47 948
2017	13 598	49 397
2018 est/prev	14 307	50 971

2.1.1. RTE

Créée le 1^{er} juillet 2000, à l'époque en tant que service d'EDF avant d'être filialisée en 2005, RTE possède, gère, maintient et développe le réseau de transport à haute tension (HT) et très haute tension (THT), sur le territoire métropolitain continental. La loi lui a confié des missions de service public dont celles de maintien de la fréquence (50 Hz) et de responsable d'équilibre entre offre et demande d'électricité. RTE est également responsable du comptage des consommations et productions soutirées ou injectées sur son périmètre.

¹ « Stranded assets/costs » selon l'appellation anglo-saxonne.

² Il s'agit des valeurs comptables des actifs (soit possédés par RTE, soit concédés à Enedis), déduction faite des subventions d'investissement.

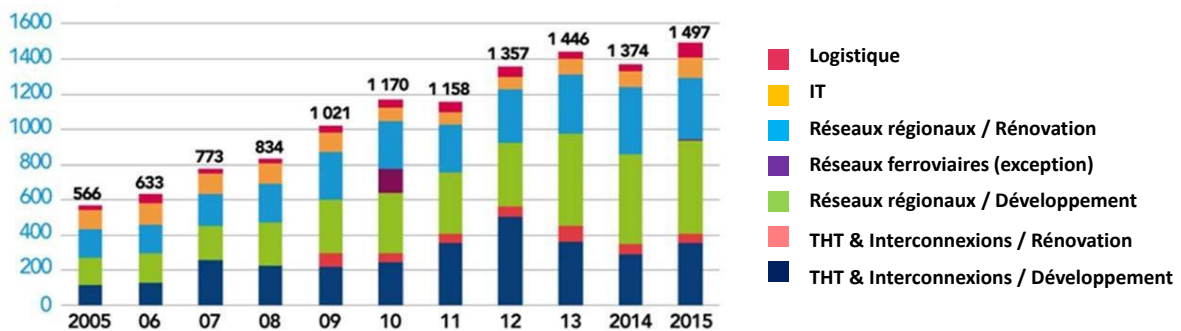
Ce réseau est considéré en France comme un monopole naturel, sous contrôle de la CRE, qui assure l'acheminement à longue distance et les interconnexions avec les autres pays européens. Il est constitué de la quasi-totalité des lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV. Les clients de RTE sont au nombre de 548 : producteurs d'électricité, consommateurs industriels, distributeurs d'électricité, entreprises ferroviaires, « traders » et fournisseurs qui achètent et revendent de l'électricité.

RTE achemine l'électricité entre les producteurs d'électricité et les consommateurs industriels directement raccordés au réseau ou les distributeurs d'électricité. Le courant produit est porté à un niveau de tension de 400 kV, ce qui permet de le transporter sur de longues distances en minimisant les pertes. Le courant est ensuite transformé en 225 kV, puis 90 ou 63 kV pour l'alimentation régionale et locale en électricité.

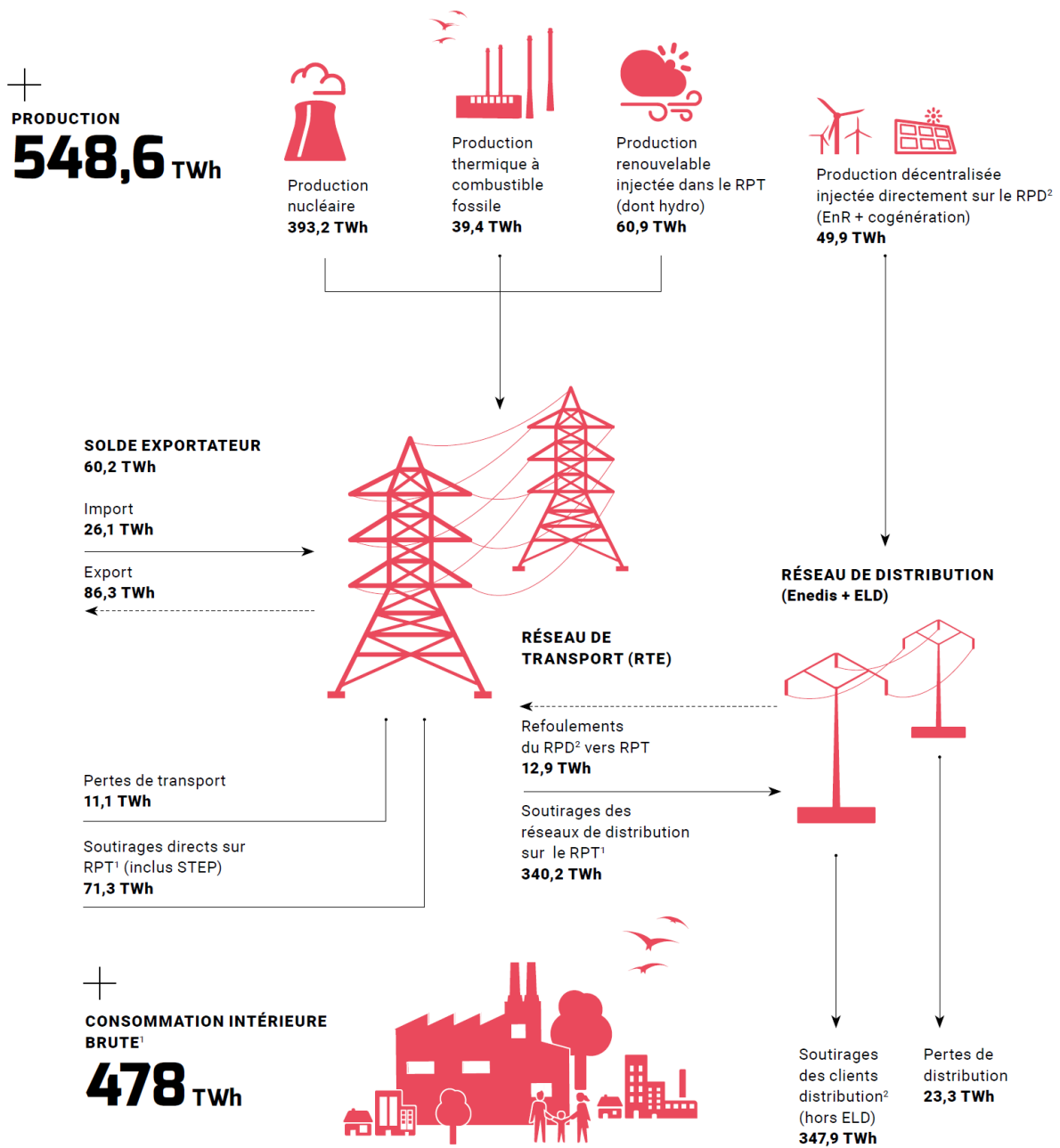
Le réseau géré par RTE est le premier en Europe par sa taille, d'environ 106 000 km de lignes électriques en exploitation, et son volume d'investissement, de 1,4 Md€ en 2018. Il gère également 1 200 transformateurs, 2 770 postes électriques (en bout de ligne), 3 500 points de livraison et 50 liaisons transfrontalières. En 2018, 501 TWh ont été injectés et acheminés par RTE (486 en provenance de producteurs, 12 en provenance de distributeurs et 3,5 en provenance de clients industriels et ferroviaires), tandis que 407 TWh étaient soutirés (3 par les producteurs, 340 par les distributeurs et 64 par les clients industriels et ferroviaires). Aux frontières, ce sont 112 TWh qui ont été échangés (86 en export et 26 en import).

Le capital de RTE est détenu par EDF (50,1%), la Caisse des dépôts (29,9%) et CNP Assurances (20%). Son chiffre d'affaires s'est élevé en 2018 à 4,8 Md€, avec un Ebitda de 2,1 Md€ et un résultat net de 0,6 Md€ pour un patrimoine évalué à environ 13,7 Md€ (2014). RTE emploie 8 650 salariés et 500 apprentis.

Les 1,4 Md€ d'investissement de 2018 ont porté principalement sur l'achèvement du passage en 400 kV de la liaison 225 kV entre Cergy et Persan, de la sécurisation de la zone de Préguiillac (liaisons 225 kV Préguiillac-Saintes et Farradières-Saintes), la poursuite des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA 2 ») et sur l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie (« Savoie-Piémont »), ainsi que la restructuration du réseau 225 kV de la Haute Durance.



Chronique d'investissement de RTE (en M€).



1 - France métropolitaine, Corse comprise.

2 - Hors entreprises locales de distribution (environ 5 % du territoire métropolitain).

RPT : réseau public de transport. RPD : réseau public de distribution.

Sources : Bilan électrique 2018 RTE, aperçus électriques mensuels 2018 RTE, analyses mensuelles 2018 Enedis.

De la production à la consommation d'électricité en 2018 (Source : CRE, Rapport d'activité 2018).



Réseau HT et THT géré par RTE en France métropolitaine

2.1.2. Enedis et ELD³

Les réseaux de distribution acheminent l'électricité sur de plus courtes distances que ne le fait RTE, pour une alimentation de la consommation locale, mais aussi le raccordement de nombreux producteurs d'électricité de petite et moyenne puissance, jusqu'à 12 MW. Ces réseaux sont constitués d'ouvrages de moyenne tension (entre 1 kV et 50 kV) et d'ouvrages de basse tension (inférieure à 1 kV).

Le réseau de distribution⁴, d'une longueur de 1,4 million de km, commence au niveau des 2 200 postes sources assurant la transformation en 20 kV. Le courant est alors acheminé sur le réseau HTA jusqu'aux postes de transformation en 400/230 V qui mènent au réseau basse tension (BT). Le réseau public de distribution prend fin au niveau du compteur des clients, qui est partie intégrante de ce réseau. Ce sont donc l'ensemble des clients résidentiels et commerciaux, ainsi que les petits industriels qui sont raccordés au réseau de distribution, soit près de 36 millions de clients aujourd'hui. Le gestionnaire de distribution est principalement responsable de la gestion de la tension.

La distribution de l'électricité en France est organisée autour d'une double dimension nationale et territoriale. Le modèle français repose sur quatre grands principes :

- Délégation de service public qui confie à Enedis 95% de la distribution d'électricité sur le territoire français,

³ Entreprises locales de distribution.

⁴ Source : bibliographie [1].

- Modèle concessif.
- Séparation (« *unbundling* ») des activités régulées, garant de la mise en œuvre d'un modèle concurrentiel de production et de commercialisation de l'électricité.
- Péréquation tarifaire et une facturation de l'acheminement en logique timbre-poste (tarif indépendant de la distance), garant d'équité et de solidarité pour les usagers et les territoires

Les entreprises locales de distribution (ELD)⁵ et les régies œuvrent sur 5% du territoire. Elles sont au nombre d'environ 160 et cinq d'entre elles comptent plus de 100 000 clients : Gérédis (Deux-Sèvres), Strasbourg Électricité Réseaux (Bas-Rhin), SRD (Vienne), URM (Metz) et GreenAlp (Grenoble).

Le monopole de gestion des réseaux publics de distribution est conféré à Enedis⁶ d'après l'article L111-52 du code de l'énergie⁷. Enedis a été créée en 2008, en tant que filiale à 100% d'EDF, et compte aujourd'hui 38 700 salariés. Son chiffre d'affaires s'est élevé à 14,1 Md€ en 2017, avec un résultat d'exploitation égal à 1,3 Md€ et un résultat net de 0,6 Md€. Une différence est à noter sur la propriété des lignes : RTE en est propriétaire alors qu'Enedis n'est qu'un concessionnaire, la propriété des réseaux de distribution étant dévolue aux collectivités territoriales. Ceci rend évidemment le calcul de la BAR plus compliqué pour Enedis que pour RTE, ce qui peut engendrer des contentieux.

En 2017, Enedis a acheminé 376 TWh d'électricité, raccordé 364 000 nouveaux clients et 16 100 nouvelles installations, essentiellement éoliennes et photovoltaïques. Toujours en 2017, le montant total des investissements d'Enedis s'est élevé à 3,8 Md€ (contre 2,0 Md€ en 2008).

Comme pour RTE, les gestionnaires de réseau de distribution sont responsables du comptage des consommations et des productions soutirées ou injectées sur leurs périmètres.

	Enedis	ELD
Nombre de postes « source »	2 262	
Réseau HTA (20kV)	639 292 km	36 600 km
Producteurs HTA	5 269	
Nombre de postes HTA/BT	783 262	41 000

⁵ Selon l'article L. 111-54 du code de l'énergie, sont des « entreprises locales de distribution » les « sociétés d'économie mixte dans lesquelles l'Etat ou les collectivités locales détiennent la majorité du capital, les coopératives d'usagers et les sociétés d'intérêt collectif agricole concessionnaires de gaz ou d'électricité, ainsi que les régies constituées par les collectivités locales, existant au 9 avril 1946 et dont l'autonomie a été maintenue après cette date. Ces organismes doivent, pour demeurer de droit des gestionnaires de réseaux de distribution dans leur zone de desserte, conserver leur appartenance au secteur public ou coopératif, quelle que soit leur forme juridique ou leur nature coopérative ».

⁶ Ce monopole est conféré à « la société gestionnaire des réseaux issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau (...) et les activités de production ou de fourniture exercées par EDF »

⁷ Article L. 111-52 du code de l'énergie : Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives :

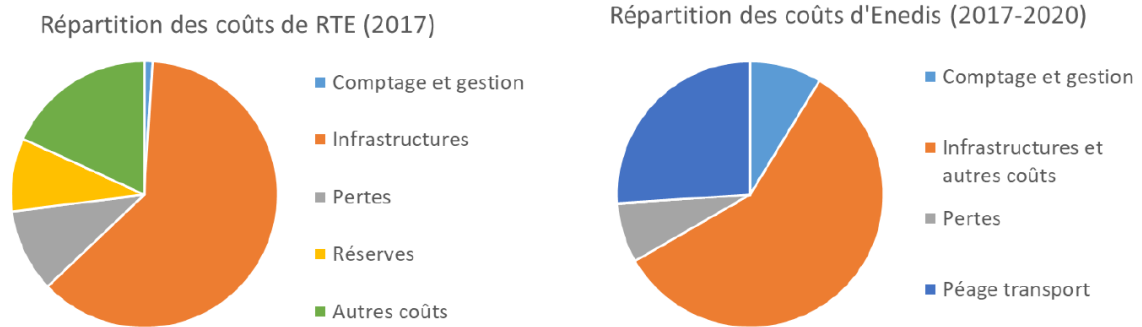
1° La société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion de réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par Electricité de France en application de l'article L. 111-57 ;

2° Les entreprises locales de distribution définies à l'article L. 111-54 ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, en application de l'article L. 111-57 ou de l'article L. 111-58 ;

3° Le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, l'entreprise Electricité de France ainsi que les sociétés mentionnées aux articles L. 151-2 et L. 152-4.

Réseau BT	717 088 km	37 300 km
Consommateurs BT < 36 kVA	35 779 934	1 800 000
Consommateurs > 36 kVA	478 824	
Autoconsommateurs BT	20 000	
Producteurs BT	371 672	

Le réseau de distribution français en 2017 (Source : Enedis, Adeef, d'après Etienne Beeker, France Stratégie)



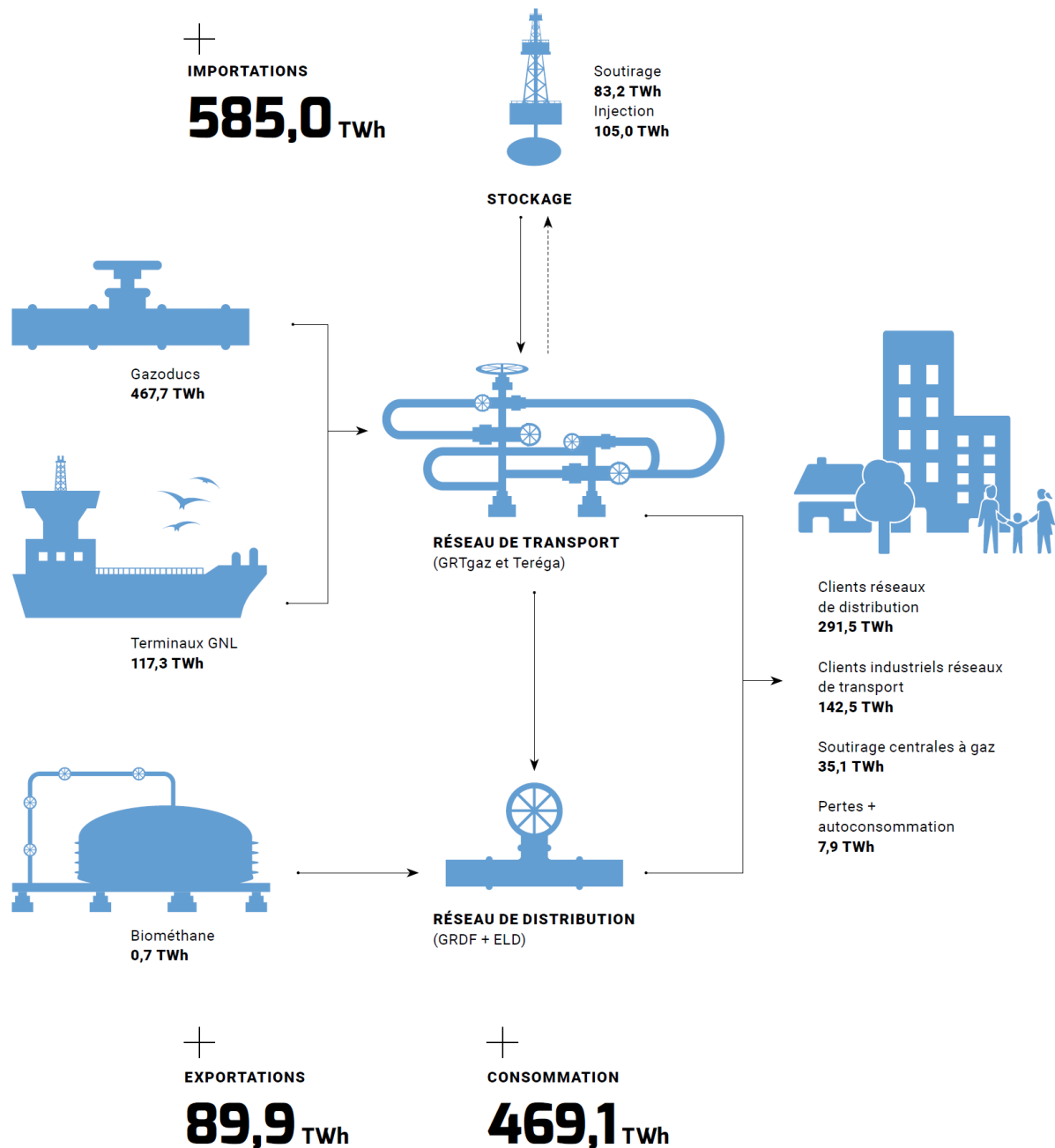
Répartition illustrative des charges annuelles portées par RTE et Enedis (Source : données RTE et Enedis, analyse CRE).

2.2. Réseaux de gaz

La structure du système gazier est un peu plus complexe que celle du système électrique, en raison des stockages à organiser, mais elle repose sur les mêmes principes : les producteurs effectuent l'exploration des gisements puis le gaz qui en est extrait est transporté vers des lieux de stockage par voie terrestre (gazoduc) ou maritime (méthaniers). Les fournisseurs achètent le gaz aux producteurs sur des marchés de gros puis le revendent au détail et le facturent au consommateur final. La loi de 1946 a été à la base de ce système⁸ qui a fortement évolué dans les années 2000, avec l'ouverture des marchés du gaz.

Les gestionnaires de réseaux de transport acheminent le gaz à haute pression dans des tuyaux de gros diamètre, qui constituent le réseau de transport, depuis les points d'entrée frontières ou depuis les points d'arrivée méthaniers, jusqu'à l'entrée des villes et des communes. Les gestionnaires de réseaux de distribution (ou distributeurs) conduisent le gaz de l'entrée des villes et communes jusqu'au consommateur final, par des tuyaux de plus petits diamètres qui constituent le réseau de distribution.

⁸ Code de l'énergie, art. L. 111-53 : « I. Les gestionnaires des réseaux publics de distribution de gaz sont, dans leurs zones de desserte exclusives respectives : 1° La société gestionnaire des réseaux publics de distribution issue de la séparation entre les activités de gestion du réseau public de distribution et les activités de production ou de fourniture exercées par l'entreprise GDF-Suez en application de l'article L. 111-57 ; 2° Les entreprises locales de distribution définies à l'article L. 111-54 ou les entreprises locales de distribution issues de la séparation entre leurs activités de gestion de réseau public de distribution et leurs activités de production ou de fourniture, en application de l'article L. 111-57 ou de l'article L. 111-58. II. Hors de ces zones de desserte, les gestionnaires des réseaux publics de distribution de gaz sont les distributeurs agréés en vertu du III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales ».



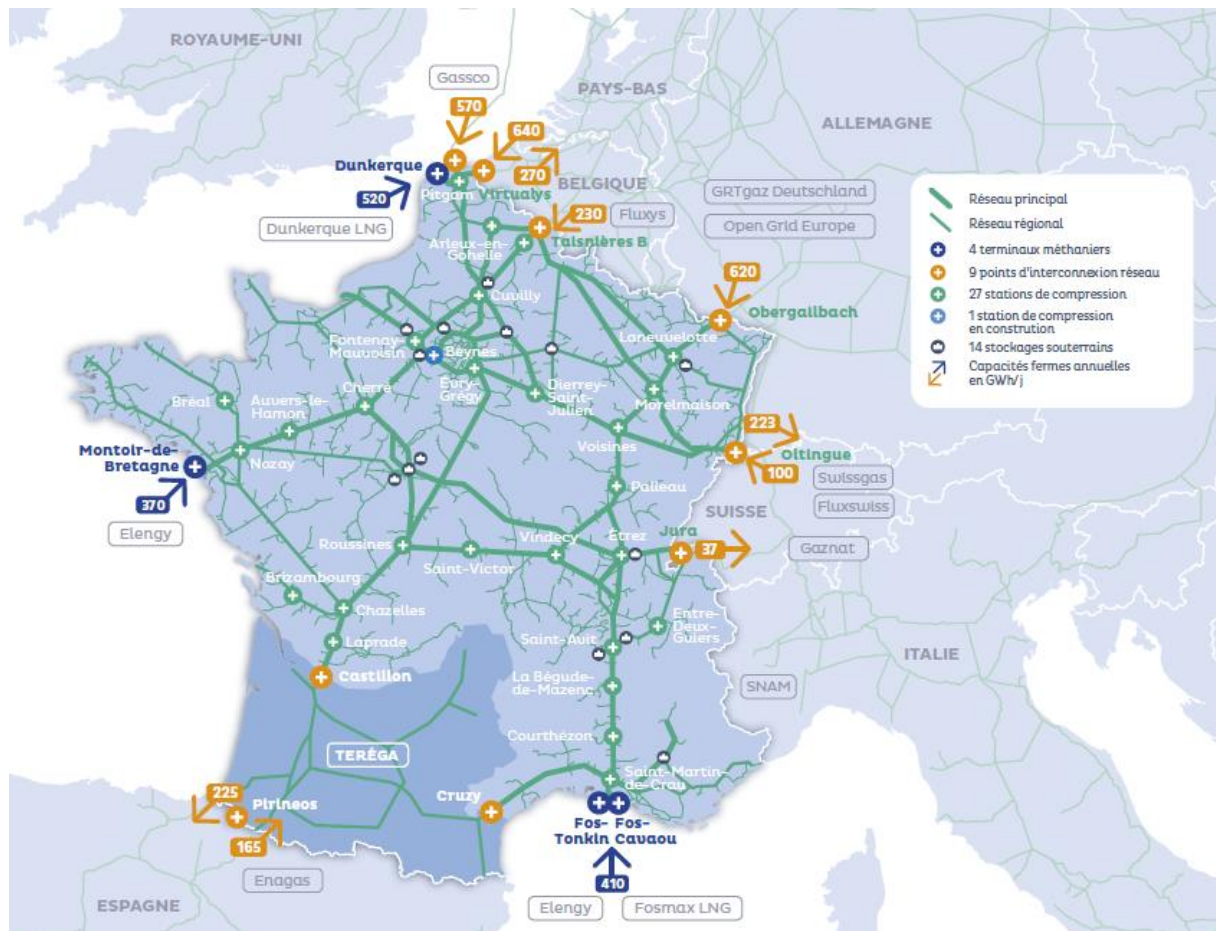
R

De l'importation (498 TWh en net : 585 TWh d'importations et 90 TWh d'exportations) à la consommation de gaz en 2018 (Source : CRE, Rapport d'activité 2018).

2.2.1. GRTgaz et Teréga

Créé en 2012, GRTgaz possède et exploite en France plus de 84% du système de transport de gaz, soit 32 548 km, ce qui constitue le plus long réseau de transport de gaz naturel à haute pression d'Europe (de 16 à 95 bar, 74% du réseau étant exploité à une pression maximale de 67,7 bar). Les canalisations correspondantes ont des diamètres compris entre 8 et 120 cm. GRTgaz dispose de 26 stations de compression, environ 3 400 postes de livraison pour la distribution publique et 1 000 postes de consommateurs industriels. L'entreprise a transporté 646 TWh de gaz naturel en 2018 pour 150 clients expéditeurs, 19 gestionnaires de réseau de distribution raccordés et 742 clients industriels, dont 13

centrales électriques. Elle dessert 14 stockages souterrains, 4 terminaux méthaniers et 4 points d'interconnexion par gazoduc. Son chiffre d'affaires est de 1,9 Md€ (2018), avec un EBITDA de 1,1 Md€ et un résultat net récurrent de de 0,3 Md€.



Carte du réseau de GRTgaz en 2018 (source : GRTgaz).

Le capital de GRTgaz est réparti en 74,7% Engie, 24,9% Société d'Infrastructures Gazières et 0,4% les salariés de l'entreprise (2015). En 2018, GRTgaz a investi à hauteur de 520 M€.

Teréga (anciennement TIGF) gère environ 5 100 km de canalisations dans le sud-ouest de la France. Son chiffre d'affaires en 2018 est de 0,5 Md€, pour 124 TWh acheminés, et elle emploie un peu plus de 600 personnes. L'entreprise gère 15,6% du réseau français de gazoducs de transport de gaz naturel et dispose de 24,5% des capacités françaises de stockage de gaz. Elle gère également 119 postes de livraison industrielle, 324 postes de livraison pour la distribution publique et 2 liaisons avec l'Espagne. En 2018, Teréga a investi 184 M€.

naturel des communes continue de s'accroître, notamment sous l'impulsion de la réglementation thermique en vigueur qui favorise le chauffage au gaz pour les bâtiments neufs.

L'activité de GRDF est régie par un contrat de service public signé tous les 3 ans avec l'Etat. Il fixe les engagements de l'entreprise et les missions qui en découlent.

La distribution du gaz en France est une mission de service public. Elle s'exerce sous une triple autorité, celle de l'Etat, des collectivités et de la CRE :

- L'Etat définit la politique énergétique nationale, fixe le cadre général du marché de l'énergie en garantissant le respect à la fois des règles de la concurrence et des missions de service public.
- La CRE veille au bon fonctionnement du marché français de l'énergie. Elle fixe les tarifs d'acheminement et s'assure que tous les fournisseurs bénéficient des mêmes conditions d'accès au réseau de distribution. Pour cela, elle détermine, en consultation avec les parties prenantes du marché du gaz, le tarif d'acheminement que les fournisseurs doivent payer pour accéder au réseau de distribution. Ce tarif est ensuite approuvé par arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et l'économie.
- Les collectivités territoriales, ou regroupement de collectivités, sont les autorités organisatrices et responsables de la distribution de l'énergie à l'échelle locale. Propriétaire du réseau, elles en confient à GRDF la prise en charge via un contrat de concession.

3. Principes de tarification des réseaux d'électricité et de gaz

3.1. Principes communs

En application du code de l'énergie, comme indiqué ci-dessous, c'est la Commission de régulation de l'énergie (CRE) qui fixe les règles, par décision publiée au Journal officiel de la République française :

- Pour l'électricité (art. L. 134-1) : « 3° Les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation, y compris la méthodologie de calcul des tarifs d'utilisation des réseaux et les évolutions de ces tarifs, ainsi que la rémunération des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils réalisent pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de l'exécution des contrats portant sur l'accès aux réseaux et la fourniture de l'électricité ; »
- Pour le gaz (art. L. 134-2) : « 4° Les conditions d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et des installations de gaz naturel liquéfié, y compris la méthodologie d'établissement des tarifs d'utilisation de ces réseaux et de ces installations et les évolutions tarifaires, ainsi que la rémunération des fournisseurs pour les prestations de gestion de clientèle qu'ils réalisent pour le compte des gestionnaires de réseaux de distribution dans le cadre de l'exécution des contrats portant sur l'accès aux réseaux et la fourniture de gaz naturel ; »

Le prix du transport et de la distribution inclut une part de fiscalité énergétique - assez difficile à identifier pour le consommateur final – comprenant, pour l'électricité, notamment le FACE⁹, une

⁹ Le FACE (Compte d'Affectation Spéciale pour le Financement des Aides aux Collectivités territoriales pour l'Électrification rurale) est alimenté par une contribution assise sur le nombre de kWh distribués à partir des ouvrages exploités en BT (basse tension). Cette contribution est prélevée sur les gestionnaires du réseau de distribution publique (Enedis et ELD). Elle représente environ 0,2 c€/kWh distribué en BT dans les communes urbaines et 0,04 c€/kWh distribué en BT sur le territoire des communes de moins de 2 000 habitants.

imposition sur les pylônes (0,3 Md€/an, pour l'électricité également), une part de CTA¹⁰, l'IFER¹¹ (1,4 Md€), l'ensemble étant assujéti à la TVA (éventuellement déductible) à des taux de 5% ou 20%.

Hormis la fiscalité énergétique, les principes communs à la tarification de l'électricité et du gaz ont été fixés par la législation et la réglementation et peuvent être synthétisés comme suit (notamment d'après le code de l'énergie, articles L. 341-1 et suivants pour l'électricité et L. 452-1 et suivants pour le gaz, voir annexes 5 et 6) :

- Couvrir les coûts engagés pour l'exploitation, le développement et l'entretien des réseaux (en tant que « monopoles naturels »), dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire efficace.
- Permettre un accès non discriminatoire aux réseaux de transport et distribution.
- Assurer des missions de service public définies par le législateur.
- Inciter les utilisateurs à limiter leur consommation au moment des pointes, afin d'éviter des ruptures d'approvisionnement.
- Faire payer aux utilisateurs (producteurs, consommateurs, ...) des tarifs reflétant les coûts qu'ils font porter aux réseaux, dans un contexte où les politiques énergétiques sont moins centralisées que dans le passé.
- Etre simple et lisible, prévisible (dans la mesure du possible) et compatible avec des évolutions à venir de la topologie et des usages des réseaux.

Dans son ouvrage classique sur la tarification des services publics (« *Principles of public utility rates* »), J.C. Bonbright définit des principes généraux pour guider la conception des tarifs des services publics, qui visent trois objectifs généraux :

- L'efficacité économique de court terme et de long terme, dans le respect du principe de causalité des coûts.
- L'adéquation aux revenus des producteurs, pour couvrir leurs coûts de court et long terme, tout en assurant des investissements efficaces.
- La protection du consommateur, au travers des principes de lisibilité, stabilité, non-discrimination et équité des tarifs.

Ce sont ces principes que l'on retrouve déclinés dans les objectifs des régulateurs de l'énergie.

La principale problématique tarifaire en matière de coûts d'usage du réseau et donc de tarifs, peut se résumer dans la question du choix entre coût moyen et coût marginal (ou incrémental) ; le coût moyen couvrant « naturellement » les coûts fixes et variables de production dans une approche plus comptable et financière s'attachant surtout à la couverture des coûts des gestionnaires de réseau, le coût marginal ne couvrant « évidemment » que les coûts variables dans une approche recherchant un optimum « sociétal », au sens de la maximisation de l'utilité du producteur et du consommateur. Cet optimum n'est atteint que sous un certain nombre d'hypothèses structurantes (continuité de la fonction de coûts, possibilité de différenciation tarifaire dans le temps et dans l'espace etc...). La réalité est donc plus nuancée, voire parfois contrintuitive et dépend fortement des modalités pratiques de mise en œuvre.

¹⁰ Contribution tarifaire d'acheminement.

¹¹ Imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux.

Dialectique du coût marginal

Du point de vue de l'analyse économique, la conception d'un tarif réseau efficace doit idéalement intégrer plusieurs objectifs :

- Promouvoir l'usage efficace du réseau à court terme, i.e. à capacité donnée, notamment en minimisant les coûts de perte et de congestion (efficacité statique).
- Inciter aux investissements nécessaires dans le réseau à moyen/long terme pour adapter sa capacité à la demande (efficacité dynamique).
- Inciter au choix efficace de localisation géographique de la production et de la consommation, pour minimiser leur impact système.
- Recouvrer les coûts des gestionnaires de réseau.

Il s'agit de parvenir au travers du signal prix à une coordination des différents acteurs pour optimiser globalement l'ensemble du système, optimisation réalisée antérieurement par un monopole intégré.

Un fort et ancien courant académique soutient la tarification au coût marginal. Le coût marginal est le coût de production d'une unité supplémentaire d'un bien ou alternativement le coût économisé en réduisant la production d'une unité. Dans une économie qui, à un instant donné, a des ressources productives limitées et donc une capacité de production finie, la tarification au coût marginal conduit à une allocation optimale des ressources et une maximisation du surplus collectif au travers des décisions individuelles des consommateurs. La tarification au coût marginal vise à orienter les choix des consommateurs dans le sens de l'intérêt général.

Les ingénieurs-économistes français ont été particulièrement féconds sur ce sujet, notamment en relation avec la tarification des services publics de réseau (électricité, rail, route,...) en suivant les traces de précurseurs comme Jules Dupuit au 19^{ème} siècle. J. Dupuit est surtout connu des économistes pour un mémoire, publié en 1844, *De la mesure de l'utilité des travaux publics* (où il développe le concept de surplus du consommateur), qui l'a fait considérer comme un « précurseur » de l'économie mathématique « néoclassique » de la fin du XIX e siècle et comme une figure marquante de la tradition des « ingénieurs-économistes » propre à l'histoire de la pensée économique française. La pensée marginaliste appliquée à la tarification des « public utilities » s'est largement développée dans la période d'après-guerre. Citons évidemment, dans le domaine de l'électricité, les travaux de Marcel Boiteux sur la tarification au coût marginal (*La tarification des demandes en pointe : application de la théorie de la vente au coût marginal- Revue générale de l'électricité, août 1949*) qui ont conduit à la création du « tarif vert » pour les clients industriels- différencié par plages horaires et saisons. EDF n'était pas la seule industrie nationalisée à s'intéresser à la tarification au coût marginal. A la demande de Charbonnages de France, Maurice Allais réalise une étude sur l'économie du charbon, qui est publiée en 1954 – *la gestion des houillères nationalisées et la théorie économique* –qui met l'accent sur la tarification au coût marginal.

La définition et l'évaluation d'un coût marginal est cependant un exercice complexe en pratique pour plusieurs raisons.

1) Perspective temporelle

A court terme, la décision de produire plus de biens dans une usine construite et équipée, dépend uniquement des coûts variables de production. Plus la perspective temporelle s'allonge, plus les coûts deviennent variables. A moyen terme, s'ajoutent les coûts de maintenance, des réparations, des pertes. A long terme, lorsque se pose la question du renouvellement des moyens de production, des coûts de capital. Des coûts fixes dans le court terme, et donc non pertinents dans le processus de décision de court terme, deviennent variables dans le long terme.

Le principe de tarification au coût marginal prend-il en compte uniquement les coûts incrémentaux de court terme, c'est-à-dire les coûts variables d'un outil de production, ou également les coûts de moyen

terme, qui incluent les coûts prospectifs croissants de maintenance, réparation et exploitation, ou les coûts de long terme, qui incluent les coûts de rénovation, de remplacement des moyens de production et d'extension de capacité ou une combinaison des trois?

La réponse à cette question n'est pas binaire. Par contre le principe cardinal pour définir ce qui doit être inclus dans le coût marginal et reflété dans le prix est le principe de causalité.

Ce principe conduit à comptabiliser tous les coûts actualisés causés par la production d'une unité supplémentaire, indépendamment du moment où ils se concrétisent. Si la production additionnelle induit à terme une augmentation des coûts de maintenance ou de réparations, ou réduit le temps de vie des équipements nécessitant leur remplacement anticipé, les coûts de plus long terme correspondants doivent être comptabilisés immédiatement.

L'accroissement marginal de production est causalement responsable de l'accroissement des coûts futurs et non des coûts historiques échoués ; ce sont en effet des coûts futurs qui seront évités si l'accroissement de production n'est pas réalisé.

Dans son principe, la tarification au coût marginal regarde vers le futur et non vers le passé et s'éloigne ainsi des coûts comptables.

L'utilisation de coûts marginaux de court terme pour une tarification efficace peut sembler problématique, lorsque qu'une partie seulement des coûts de production est variable à court terme. En effet les prix ainsi fixés ne couvrent pas nécessairement les coûts fixes et n'assurent pas le retour minimal sur investissement requis pour rémunérer les capitaux investis. Mais le coût marginal de court terme peut être supérieur, inférieur ou égal au coût moyen complet, suivant que l'outil de production est sous ou surdimensionné par rapport à la demande ou à l'optimum. Il peut sous certaines hypothèses couvrir tout ou partie des coûts totaux.

2) Taille de l'incrément de production

La valeur du coût marginal dépend de la taille de l'incrément de production considéré.

Dans le cas d'un avion prêt à partir avec des sièges encore libres, l'incrément peut être défini comme le transport d'un passager additionnel sur ce vol, à un coût incrémental quasi nul. L'incrément peut aussi être défini comme le vol complet, transportant par exemple 150 passagers, vers une destination donnée sur un créneau horaire donné. Si l'avion doit voler dans tous les cas, le coût additionnel causé par le transport des passagers est là aussi très faible. Mais un vol peut être replanifié à court terme. Dans ce cas le coût marginal est égal au différentiel de coût entre ces deux situations, l'avion vole ou ne vole pas. Enfin, l'incrément de production peut être défini comme l'exploitation de la liaison entre deux villes comprenant tout un programme de vols. Dans ce cas, d'autres coûts sont pris en compte dans le calcul du coût marginal, par exemple les coûts de présence à l'aéroport, des coûts de publicité etc. Plus l'incrément est grand, plus l'assiette des coûts variables s'accroît.

3) Traitement des coûts communs

Les industries de réseau en particulier utilisent une infrastructure commune pour offrir différents services à leurs clients ; c'est également le cas dans de nombreuses productions industrielles. Dans la mesure où de multiples produits ou services sont produits à partir d'un même moyen de production, ses coûts sont communs ou joints. Chaque produit ou service peut évidemment avoir des coûts de production spécifiques, mais une part commune est liée au partage d'une même plateforme de production. Le fait que des produits ou services soient produits en combinaison par un même outil de production n'empêche pas la répartition de ses coûts entre services ou produits, sur la base du principe

de causalité (même si en pratique les règles sont souvent arbitraires, par exemple une allocation proportionnelle aux coûts variables de chaque produit).

Si la situation de référence, notamment en matière d'infrastructure publique en monopole naturel, est de viser de répondre à la demande en permanence, via un dimensionnement suffisant, le coût marginal de court terme est la plupart du temps inférieur au coût moyen complet et une tarification au coût marginal de court terme ne couvre pas tous les coûts. Ce constat et l'impossibilité pratique d'une tarification se déplaçant sur la courbe des coûts marginaux de court terme, en fonction du rapport de la demande instantanée à la capacité disponible conduit souvent en pratique à une tarification fondée sur des coûts moyens incrémentaux de long terme, calculés sur un incrément important par opposition à un incrément unitaire. Le coût incrémental de long terme est fonction du coût variable incrémental de production de l'incrément considéré et du coût de capital par unité additionnelle, requis pour l'augmentation de capacité nécessaire pour satisfaire l'augmentation permanente de demande.

En conclusion, par rapport à une tarification au « pur » coût marginal de court terme, la réalité impose souvent des compromis conduisant à des mix variés entre coût marginal de court terme, coût incrémental de long terme, utilisation de coûts moyens historiques, de coûts de renouvellement, etc.

Coûts de développement

Dans les industries de réseau, et plus généralement dans les « *public utilities* », très consommatrices en capitaux, les coûts induits par le développement des capacités réseau nécessaires pour servir la demande sont extrêmement importants – dépréciation, taxes, rémunération du capital... En théorie ces coûts ne sont pas pris en compte dans le coût marginal de court terme, sauf à la marge s'ils sont en partie variables.

Que se passe-t-il, si un prix fondé sur le coût marginal de court terme, qui ne couvre donc pas la totalité des coûts fixes, suscite une demande largement supérieure à la capacité installée ? L'exemple classique du péage du pont, développé au 19^{ème} siècle par Jules Dupuit, qui plaidait pour un péage nul, au motif que les coûts d'exploitation, de maintenance et le coût en capital, ne varient pas significativement avec le trafic, illustre bien le débat. Un péage nul peut, à certaines heures de la journée, induire une augmentation de trafic, conduisant à des congestions pour emprunter le pont et augmentant significativement les temps de traversée. Or le coût marginal de court terme de traversée du pont n'est pas nul, en période de pointe. Il peut être par exemple être appréhendé comme le coût des délais imposés aux autres usagers du pont ou comme un coût d'opportunité d'usage de la capacité du pont.

Si l'on écarte un péage fondé sur le coût marginal de court terme ainsi défini, pour des raisons pratiques (lisibilité du tarif fluctuant suivant le rapport demande/capacité, complexité du calcul) ou à cause de la non couverture des coûts moyens complets sur la durée de vie du pont, pour retenir un péage fondé sur le coût incrémental de long terme, on reconnaît que servir la demande supplémentaire pendant les périodes de congestion requiert, tôt ou tard, une augmentation de la capacité du pont. Ce coût de long terme inclut des coûts de capital, qui sont les coûts des futurs investissements à consentir. A priori, ces coûts sont différents des coûts historiques, capturés dans la comptabilité.

Ces coûts de capacité doivent-ils être répartis sur tous les utilisateurs du pont ? Les utilisateurs du pont hors pointe n'imposent aucun coût à la société, pourvu que leur demande soit suffisamment légère et inélastique pour ne créer aucune congestion, même lorsque le péage est nul. L'accroissement de capacité est uniquement causé par les utilisateurs en pointe. Si les utilisateurs hors pointe cessent de traverser le pont, aucune économie n'en résulte pour la société.

L'intensité et l'élasticité de la demande déterminent le niveau des coûts marginaux. Pour les heures où la demande est faible ou inélastique à un péage bas couvrant seulement les coûts d'exploitation,

les coûts incrémentaux se limitent aux coûts d'exploitation. Aux heures où la demande est forte ou répond suffisamment à un péage bas pour provoquer des congestions, les coûts incrémentaux incluent nécessairement des coûts de capital.

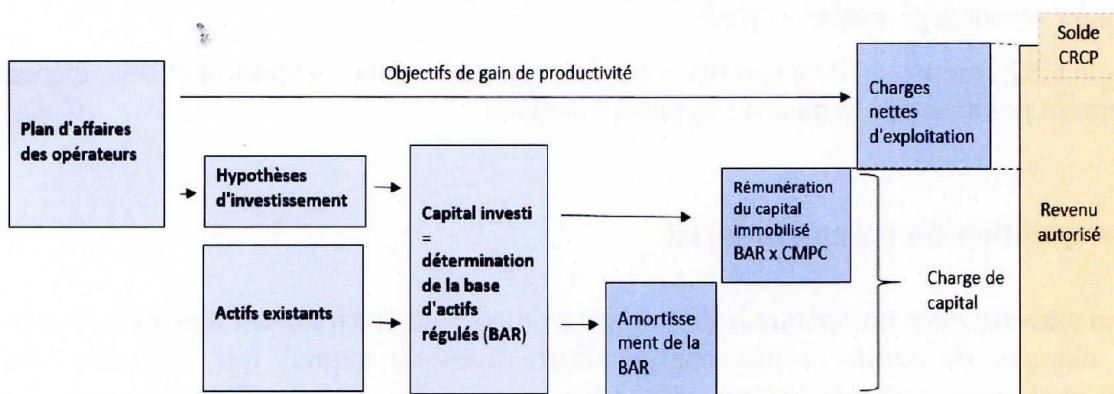
La tarification au coût marginal combine donc une tarification au coût marginal de court terme, en période creuse et de coût marginal de long terme (qui permet de financer l'adaptation pérenne à l'accroissement de demande de l'outil de production) en période de pointe.

En pratique les utilisateurs hors pointe peuvent contribuer aux coûts de capital, via la part portée par les coûts marginaux de court terme (lorsqu'ils excèdent les coûts moyens variables) ; l'objectif de couverture totale des coûts, qui n'est pas assurée par une tarification au coût marginal, notamment en cas de coûts décroissants, peut amener à répercuter une partie des coûts non couverts sur les utilisateurs hors pointe.

Une avancée majeure est élaborée par Marcel Boiteux en 1949, dite de tarification des demandes en pointe, pour optimiser la satisfaction de la demande d'électricité en écrasant la pointe et en comblant les trous de la courbe de charge. Si la pointe porte tous les coûts incrémentaux de long terme d'adaptation des installations – que Marcel Boiteux nomme coûts de développement – et que les consommateurs en heure creuse ne supportent que les coûts marginaux de court terme, i.e. les coûts variables, la pointe va se déplacer devant ces prix très élevés (il peut y avoir un facteur 1 000 entre les coûts en pointe et en heure creuse) et rendre impossible l'orientation des décisions des consommateurs et sa coordination avec les décisions d'investissement du producteur. La solution de Marcel Boiteux est d'aplatir la pointe pour produire un palier tarifaire calculé de façon à financer l'ensemble des coûts de développement et de combler le creux dans la limite du coût marginal de court terme.

La régulation tarifaire

Le principe général de couverture des coûts des gestionnaires de réseau n'est pas aisé à concilier avec l'efficacité économique. La CRE détermine selon un cycle pluriannuel les tarifs d'utilisation des réseaux selon un schéma de type « *cost+* » qui détermine les revenus autorisés des opérateurs sur le cycle considéré, sur la base de projections d'investissement et de volumes pluriannuels. Un compte de régularisation des charges et produits permet de régulariser a posteriori les écarts constatés entre le prévisionnel et le réalisé.



Source : CRE.

L'efficacité du dispositif repose donc sur les règles de comptabilisation des coûts qui déterminent notamment l'assiette des coûts pertinents et leur allocation aux différents produits (actifs et coûts d'exploitation à prendre en compte selon le principe de causalité), la vérification des niveaux

retenus par des audits appropriés, la détermination du coût moyen pondéré du capital¹² (CMPC) selon la méthode classique MEDAF¹³ et l'appréciation de la pertinence des investissements futurs par le régulateur qui dispose d'un pouvoir d'approbation pour les gestionnaires de réseaux de transport (gaz et électricité). En outre le choix d'une méthode de valorisation économique des actifs, s'écartant peu ou prou des valeurs comptables, peut s'avérer pertinent en fonction des objectifs de régulation poursuivis.

Les règles de pertinence des coûts sont définies de manière globale, en référence à la valeur nette comptable des actifs immobilisés dans les comptes de RTE et Enedis.

- Pour RTE, page 12 de la délibération du 17 novembre 2016 : « Dans le cadre du TURPE 5 HTB, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs en service, diminuée des subventions d'investissements perçues, des participations reçues de tiers et des produits constatés d'avance de la part d'Artéria, filiale de RTE, selon les principes exposés dans la communication de la CRE du 7 décembre 2006 relative à l'audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'Artéria pour l'exercice 2005. La date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1er janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue au rythme des sorties d'actifs et des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs ».
- Pour Enedis, page 10 de la délibération du 18 juin 2018 : « La base d'actifs régulés (BAR), définie comme l'ensemble de l'actif immobilisé (hors immobilisations financières, immobilisations en cours et immobilisations Linky) [...] »

Ces règles font l'objet de prescriptions plus détaillées dans d'autres secteurs, comme les communications électroniques (couvrant à la fois les coûts d'exploitation et les coûts de patrimoine), où il est vrai que la question de la séparation des services régulés comme l'interconnexion ou l'accès à la boucle locale, des activités propres de l'opérateur régulé est peut-être plus prégnante (voir notamment la décision n° 98-901 de l'Autorité de régulation des télécommunications en date du 28 octobre 1998 établissant la nomenclature de coûts et précisant les règles de pertinence relatives à l'interconnexion et la décision 00-1171 du 31 octobre 2000 établissant la nomenclature des coûts pertinents et la méthode d'évaluation des coûts moyens incrémentaux de long terme (CMILT) applicables pour fixer le tarif d'accès à la boucle locale de France Télécom ou la décision n° 2008-0409 en date du 8 avril 2008 portant sur les obligations de comptabilisation des coûts et de séparation comptable imposées à TDF).

Dans le cadre des évolutions de méthode à venir, la question de définitions plus précises, en termes de périmètre des coûts pertinents et de méthode de valorisation des actifs, pourra se poser.

Concept de coût et problématique couverture des coûts/efficacité

Le concept de coût est omniprésent dans la régulation. Et pourtant, il est presque impossible de donner une réponse simple à la question « quel est le coût d'une baguette de pain pour mon boulanger ? » qui suscite immédiatement nombre de questions pratiques.

- Quel type de coût est considéré : s'agit-il du coût marginal ou du coût moyen ?
- Comment sont alloués les coûts joints : si la baguette est un produit d'appel pour le pain au chocolat, doit-elle payer une partie du loyer de la boulangerie ? Et laquelle ?
- Comment prendre en compte les investissements du boulanger ?

¹² La rémunération des capitaux engagés est le produit de la BAR et du CMPC.

¹³ Le modèle d'évaluation des actifs financiers (MEDAF), en anglais « *Capital Asset Pricing Model* », fournit une estimation du taux de rentabilité attendu par le marché pour un actif financier en fonction de son risque systématique. Il explique la réalisation de l'équilibre du marché par l'offre et la demande pour chaque titre. Il permet de déterminer la rentabilité d'un actif risqué par son risque systématique.

- Quel niveau de granularité est retenu ? le coût dépend-t-il de l'heure de la journée, de la saison ?

Le concept de coût de production d'un bien / fourniture d'un service n'est donc pas absolu mais dépend de choix qui doivent être faits lors de son évaluation, qui dépendent des objectifs recherchés lors du calcul du coût et de la faisabilité pratique des calculs. Pour reprendre la formule de Claude Riveline, « *le coût d'un bien n'existe pas...* ». Une méthode de coûts consiste principalement à choisir :

- L'assiette / le périmètre retenu pour le calcul des coûts.
- La méthode d'évaluation de ces coûts, une fois ce périmètre retenu.

Les objectifs de régulation (pertinence des coûts, efficacité, signal *make or buy*) et les grands principes comptables (sincérité, complétude, causalité, non-discrimination, disponibilité, auditabilité) guident l'élaboration de ces méthodes.

Coût incrémental : on ne retient ici que le coût supplémentaire induit par la production d'un bien/service :

- Certains coûts sont écartés du périmètre car ils sont réputés encourus indépendamment de la prestation tarifée
- Il ne s'agit pas d'un coût marginal au sens économique car l'incrément concerne l'ensemble d'un bien/service

Coût complet (distribué) : il s'agit de la somme du coût incrémental et de la part des coûts joints et des coûts communs attribués au bien/service. L'allocation des coûts peut être effectuée selon différentes méthodes :

- Certains postes de coûts relèvent entièrement d'un produit : il est alors possible de les allouer directement à celui-ci
- D'autres postes de coûts relèvent de plusieurs produits mais il est possible de les répartir entre ceux-ci grâce à une clé d'allocation pertinente du point de vue de la causalité des coûts
- Pour les coûts impossibles à allouer directement ou indirectement, il est possible de les allouer forfaitairement en les répartissant entre produits au prorata des coûts mieux identifiés.
- La somme des coûts complets distribués des différents produits est égale aux coûts totaux. Cette propriété est utile dans un objectif de recouvrement des coûts sur un ensemble de produits.

Coût de fourniture isolée : la totalité des coûts joints et des coûts communs sont pris en compte dans le calcul. Il s'agit du coût plafond d'un bien/service.

Le régulateur peut choisir de retenir les coûts de l'opérateur régulé ou ceux d'un opérateur générique efficace. Dès lors que les coûts sont modélisés, la notion d'efficacité est embarquée dans la modélisation. Ce n'est pas le cas lorsque le modèle utilise les coûts « réels » de l'opérateur régulé. Il peut alors être nécessaire d'effectuer des retraitements pour ne retenir que les coûts efficaces

Une fois l'assiette déterminée, l'évaluation des coûts nécessite des choix de méthode, principalement liées à l'évaluation du patrimoine.

On divise les dépenses effectuées par une entreprise en deux grandes catégories :

- Les dépenses d'exploitation (OPEX) nécessaires à la production du bien ou du service (salaires, achat de consommables, etc.), utilisées l'année même de leur dépense
- Les investissements (CAPEX) dans les actifs matériels ou immatériels permettant la production du bien ou du service : ces actifs vont être utilisés pendant plusieurs années dans l'entreprise

Le coût pour la fourniture d'un produit dépend de la catégorie de la dépense :

- Pour les dépenses d'exploitation, le coût pour l'entreprise correspond à la dépense, qui est aussi la charge en comptabilité
- En revanche, pour le calcul du coût de production d'un bien ou service, on ne prend pas en compte directement les dépenses d'investissement de l'année : les investissements sont **annualisés** : la somme investie est répartie dans le temps sur la durée d'utilisation de l'investissement en question (c'est l'amortissement) et la rémunération du capital immobilisé doit également être prise en compte. Dans ce cas, les trois notions (dépense, charge en comptabilité et coût annualisé) diffèrent.

Le tableau ci-dessous illustre les principales méthodes de calcul des coûts de patrimoine, utilisées dans le secteur des télécoms.

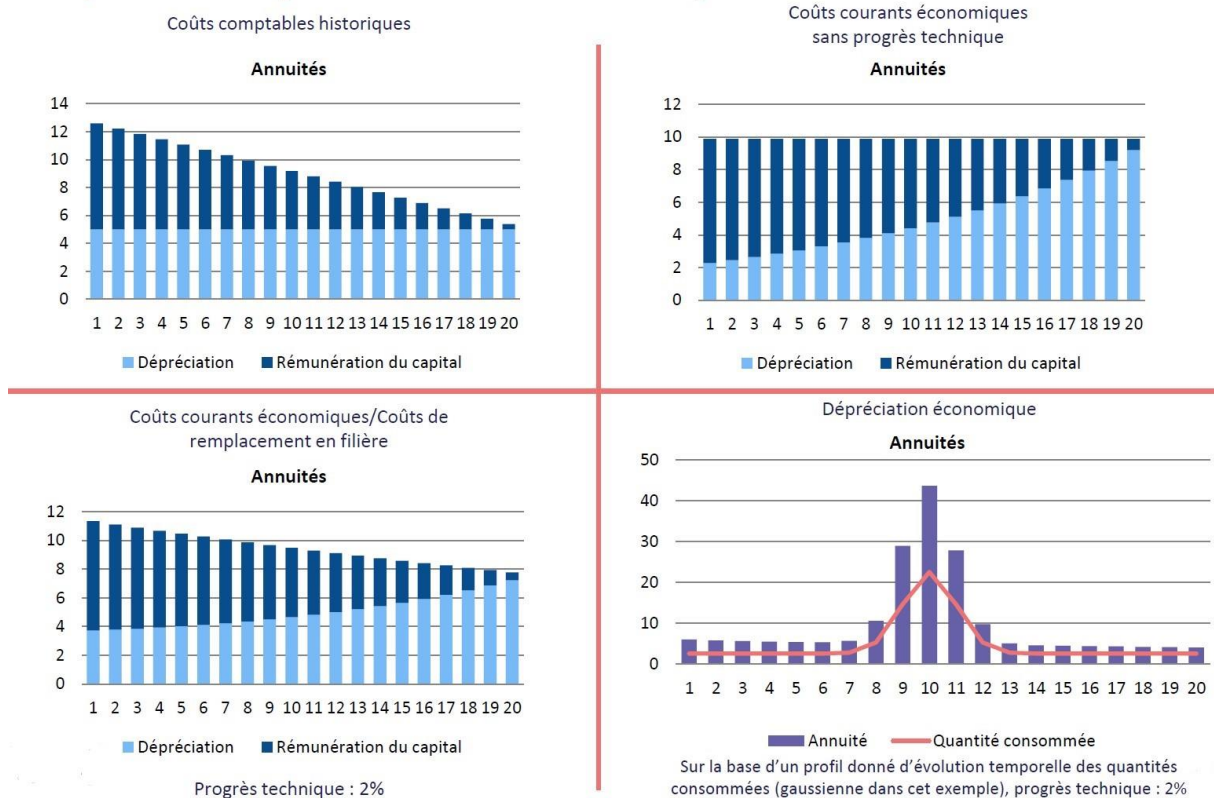
	Investissements réels	Investissements modélisés « à neuf » / <i>Modern equivalent asset</i>
	→ garantit la rémunération des coûts encourus de l'opérateur régulé	→ garantit la rémunération des coûts encourus par l'opérateur modélisé
Dépréciation linéaire	Coûts comptables historiques	
Annuités constantes	Coûts courants économiques sans progrès technique / « Annuity »	
Annuités variant comme les prix des actifs sous-jacents*	Coûts courants économiques (CCE) / <i>Current costs with tilted annuity (CCTA)</i>	Coûts de remplacement en filière (CRF)
Annuités unitaires variant comme les prix des actifs sous-jacents*	« Dépréciation économique » <i>Economic depreciation</i>	
Méthode de modélisation	Identification et allocation comptable dite « top-down »	Modélisation dite « bottom-up » s'écartant plus ou moins significativement de la comptabilité réelle

***Ces méthodes prennent en compte le progrès technique et l'inflation**

Source : Arcep

Le tableau suivant illustre les effets des différentes méthodes sur les annuités.

Exemple d'annuités pour un investissement de 100, d'une durée de vie de 20 ans.



Source : Arcep.

a) Coûts comptables historiques (CH)

- Ils sont faciles à mettre en œuvre.
- Reposent sur la comptabilité de l'opérateur : les durées d'amortissement, la valeur des actifs ne sont pas modifiés par rapport aux enregistrements comptables (le CMPC est appliqué à la valeur nette pour la rémunération du capital).
- Inconvénients :
 - L'annuité décroît au cours du temps (ce qui a peu de sens économique pour fixer des tarifs)
 - Lors du renouvellement d'un actif, la série des annuités présente un à-coup induisant une faible visibilité sur les tarifs.
- Les paramètres suivants sont nécessaires pour l'application de cette méthode : les chroniques d'investissement, le taux de rémunération du capital (déterminé par le régulateur), les durées d'amortissement des actifs

b) Coûts courants économiques /Coûts de remplacement en filière (CRF)

- Cette méthode repose sur les coûts de reconstruction à neuf de l'infrastructure, en tenant compte des meilleures technologies disponibles et sur le coût des actifs neufs nécessaires à cette reconstruction. Elle est proche de la méthode des coûts courants économiques dans ses fondements. Toutefois, à la différence de celle-ci, elle ne s'applique pas à la chronique des investissements réalisés, mais sur une chronique théorique, correspondant à la valeur de reconstruction à neuf du réseau. Elle vise notamment à envoyer un signal « *make or buy* ».

- Inconvénients : en cas d'estimation incorrecte des paramètres (durée de vie, progrès technique), l'opérateur percevra des redevances qui s'écarteront significativement des montants effectivement investis par l'opérateur. Par exemple, les actifs non renouvelés continuent à produire des annuités.
- Les paramètres suivants sont nécessaires pour l'application de cette méthode : l'indice d'évolution générale des prix (passé et prévisionnel), le taux de rémunération du capital (déterminé par le régulateur), les taux de progrès technique de l'actif considéré, les durées d'amortissement des actifs

c) Coûts courants économiques (CCE)

- De même que pour les CH, la méthode des CCE s'appuie sur la comptabilité réelle de l'opérateur et suppose donc de disposer d'une chronique d'investissements
- De même que pour les CRF, les annuités des CCE sont calculées pour être constantes à l'évolution des prix des actifs près, et produisent donc un signal sans à-coup pour les investisseurs.
- A la différence des CRF, chaque investissement est strictement recouvert par les annuités qu'il produit, pendant une durée de vie finie
- Cette méthode est en principe « équivalente » aux CRF mais la portée des erreurs d'appréciation des paramètres de type durée de vie et taux de progrès technique est différente : elles n'ont théoriquement pas d'impact sur le recouvrement des coûts mais peuvent envoyer des signaux inadéquats.
- Les paramètres suivants sont nécessaires pour l'application de cette méthode : les chroniques d'investissement, l'indice d'évolution générale des prix (passé et prévisionnel), le taux de rémunération du capital (déterminé par le régulateur), les taux de progrès technique de l'actif considéré, les durées d'amortissement des actifs.

d) Dépréciation économique

La dépréciation économique est une mesure de la perte de valeur de marché d'un actif en fonction de facteurs économiques. L'exemple le plus simple est la valeur d'un bien immobilier, qui peut fluctuer en fonction par exemple de changements dans l'environnement du bien ou de facteurs macroéconomiques. Dans l'exemple ci-dessus, la dépréciation est corrélée à la demande (une annuité plus importante est portée par une demande plus forte).

Tant pour les investissements réels que pour les investissements modélisés, le régulateur peut prendre en compte des notions d'efficacité, et ce tant pour les coûts de patrimoine que pour les coûts d'exploitation retenus. Dans cet exercice, le régulateur est soumis à une tension entre deux objectifs s'agissant du niveau d'efficacité à exiger :

- D'une part, s'assurer que les charges de l'opérateur soient correctement recouvertes afin que celui-ci soit incité à développer / maintenir son réseau
- D'autre part, s'assurer de ne pas rémunérer des coûts inefficaces

L'évaluation des coûts d'exploitation doit être cohérente avec les choix faits pour la valorisation du patrimoine :

- en « *top-down* » à partir de la comptabilité, lorsque les chroniques d'investissement sont en *top-down*
- en « *bottom-up* » (modélisation) lorsque les chroniques d'investissement sont en *bottom-up*
 - soit en les modélisant (comme pour les actifs)
 - soit en appliquant des coefficients multiplicateurs (*mark-up*) aux coûts des actifs : dans ce cas, seuls les actifs sont finement modélisés

Ces questions de méthode semblent avoir peu ou pas été discutées dans le cadre de la tarification des réseaux d'énergie, qui s'appuient sur des règles de pertinence implicites ou peu formalisées pour définir l'assiette des coûts et sur les données historiques issues de la comptabilité des opérateurs pour en définir la valorisation.

Dans un contexte d'évolution significative des flux sur les réseaux liés à la transition énergétique et de changement d'usage des consommateurs qui pourraient induire à terme une baisse des flux, ces questions de méthode, notamment dans le cadre du changement de méthode annoncé par la CRE dans sa consultation sur le tarif¹⁴ TURPE 6, devraient faire l'objet d'une réflexion avec le secteur.

Différentiations géographiques

Comme indiqué ci-dessus, les coûts d'un réseau sont en général géographiques, dépendant notamment de la densité des poches de clients desservis. En complément des méthodes *top-down* d'identification et d'allocation des coûts, une modélisation *bottom-up* permettrait d'identifier une répartition géographique des coûts, et ce indépendamment des péréquations éventuelles dans la fixation des tarifs. Elle contribuerait également utilement à la dialectique tarifaire entre coûts proches de la comptabilité, tournés vers le passé, et coûts futurs modélisés ainsi qu'à une transparence accrue avec le secteur, favorisant une meilleure prise en compte des sous-jacents économiques dans le débat.

Signaux de localisation – L'approche nodale

Dans la lignée des travaux de Marcel Boiteux des années 1950, l'approche nodale a été développée notamment par F. Schweppe dans les années 1980-1990, pour déterminer un prix spot de l'électricité optimal qui inclut les pertes d'énergie, les congestions et les boucles d'acheminement. Ces travaux généralisent les principes de tarification à la pointe. Le gestionnaire de réseau détermine de façon centralisée la production de chaque centrale et un prix de l'énergie, résultant de l'équilibre local entre l'offre et la demande (le coût marginal du dernier MWh produit) auquel s'ajoute pour le consommateur et le producteur leur contribution marginale aux pertes et à la congestion par rapport à un nœud de référence fixé arbitrairement, où les pertes marginales et congestions marginales sont nulles par convention. Le prix de l'utilisation du réseau entre deux nœuds est égal à la différence des prix nodaux

En France, le modèle en vigueur n'est pas nodal. Il repose sur une gestion décentralisée des moyens de production par chaque producteur et une gestion de la congestion par le gestionnaire de réseau via les mécanismes de redispatching après le fixing du marché *day-ahead*. Les coûts de ces actions sont répercutés vers les utilisateurs via le tarif. De même les pertes sont compensées par l'achat d'énergie sur les marchés et les coûts intégrés au TURPE.

L'approche nodale fait l'objet d'un très large consensus académique (et d'un enthousiasme plus modéré chez les exploitants français rencontrés). Elle permet de minimiser le coût total du système

¹⁴ TURPE : tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

électrique – les coûts de production et les coûts des pertes et des congestions – en utilisant de façon optimale le réseau. Elle peut en théorie faire émerger des signaux de long terme pour guider les producteurs dans la localisation de leurs investissements et les gestionnaires de réseau dans leurs investissements (au travers des contrats à terme d'achat de capacité de transport, les *Financial Transmission Rights*).

Elle a été mise en œuvre aux USA, dans les états ayant libéralisé leur marché de l'énergie, entre 2000 et 2010.

La complexité perçue du système, les changements importants d'organisation (la fonction d'opérateurs des bourses d'énergie et de gestionnaire de réseau est intégrée) nécessaires par rapport au système actuel, et le faible volume de congestion constaté (les réseaux ayant été historiquement largement dimensionnés) peuvent expliquer le peu d'appétence pour la tarification nodale. Peu d'évaluation du rapport coûts/bénéfices existent à ce jour. Selon une modélisation de K. Neuhof et al en 2013, l'utilisation de prix nodaux sur la plaque européenne pourrait réduire les coûts opérationnels de 0,8 à 2 milliards d'euros par an, soit entre 1 et 3% du coût total (cf. étude FTI de mai 2018 pour la CRE).

En pratique, l'approche purement tarifaire s'est accompagnée aux USA de mesures plus organisationnelles de coordination des investissements, avec des revues annuelles entre acteurs des plans d'investissement en transport sur longue période (10-15 ans) et des mécanismes de concertations pour le déploiement des ENR qui s'apparentent aux mécanismes existants en France (S3ENR).

Si la concertation entre acteurs, reste un moyen privilégié pour assurer une coordination production/réseau, ainsi que le signal prix porté par les coûts de raccordement lors du choix d'implantation d'un projet, une réflexion plus opérationnelle sur la tarification nodale pourrait utilement être lancée, au niveau français ou européen. Elle pourrait démarrer par des travaux de modélisation pour évaluer les coûts/bénéfices d'une approche nodale en France et/ou en Europe et par une publication de prix nodaux simulés sur le réseau de transport en première approche..

Incitation à l'investissement efficace

Le contrôle de l'efficacité de l'investissement des gestionnaires de réseau est un sujet crucial pour le secteur. Les principes de la régulation qui assurent la couverture complète des coûts des gestionnaires de réseau peuvent en effet inciter au surinvestissement, dont le surcoût est payé in fine par le consommateur.

La théorie économique prévoit que les coûts marginaux, dont les coûts nodaux sont une application particulière, envoient des incitations à l'efficacité de court terme pour optimiser le coût total du fonctionnement du système électrique, et de long terme, pour guider les investissements des producteurs, notamment dans leur localisation, et des gestionnaires de réseau, dans le renforcement des réseaux.

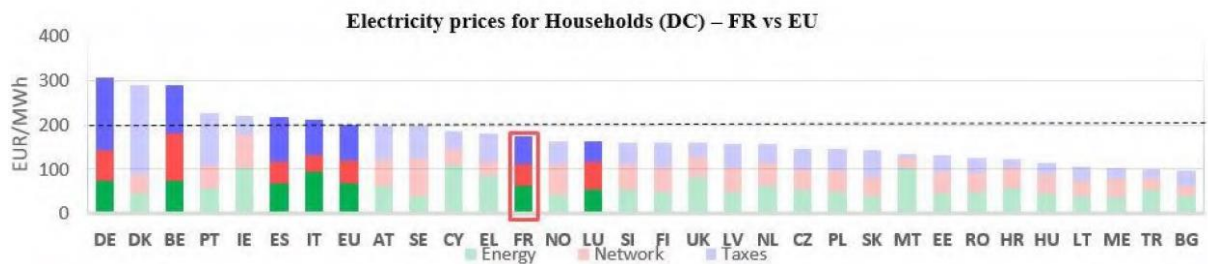
On peut s'interroger, en pratique, sur le caractère suffisant du signal prix pour inciter à une politique d'investissement efficace. Le régulateur dispose d'outils *ex ante* dont l'effet est plus direct, à savoir l'approbation des investissements des gestionnaires de réseau (dans le cas de RTE) ou leur négociation, la définition de l'assiette des coûts pertinents pris en compte dans la BAR et la fixation du CMPC, qui interviennent probablement plus directement sur l'efficacité de l'investissement que le signal prix porté par le TURPE.

Quelle efficacité du signal prix ?

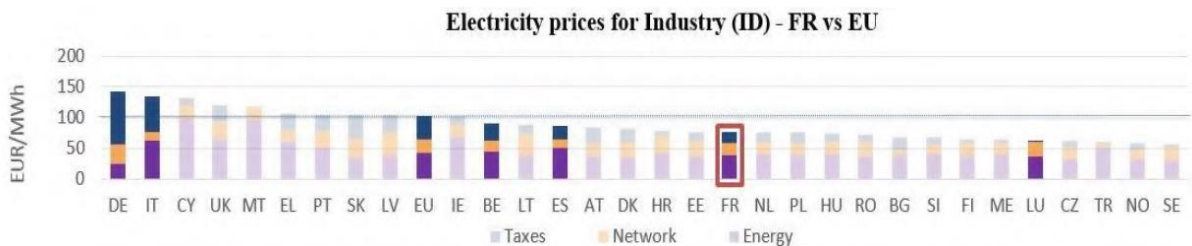
Que ce soit pour l'électricité ou le gaz, la part réseau de la facture d'un petit consommateur ne pèse typiquement que pour environ le tiers. On peut donc s'interroger sur l'ampleur de l'effet des signaux économiques transmis en termes d'orientation de la demande. Si ce constat ne remet pas en cause une démarche tendant à se rapprocher des préconisations de l'analyse économique, il invite à aborder ces changements avec une certaine humilité. Cependant, pour les entreprises exposées à la concurrence internationale, l'enjeu peut être très important en termes de compétitivité, ce qui explique que la plupart des pays appliquent des tarifs adaptés.

3.2.Électricité : le TURPE

La facturation d'un consommateur d'électricité comprend trois postes : la fourniture, l'acheminement (transport et distribution) et la fiscalité. Le consommateur domestique ne reçoit qu'une facture regroupant ces trois postes alors que le consommateur professionnel reçoit, d'une part, une facture pour l'acheminement et une partie de la fiscalité, d'autre part une facture pour la fourniture et le reste de fiscalité.

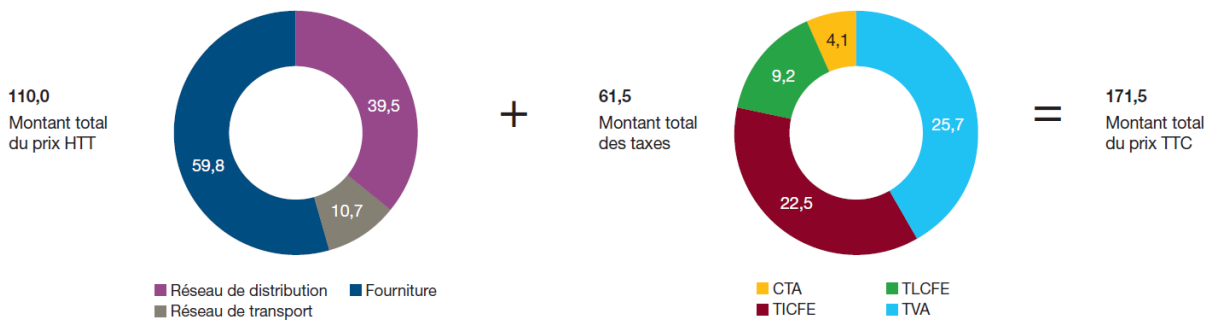


Comparaison entre pays européens des prix moyens de l'électricité et de leur structure pour un consommateur résidentiel en 2017 (fourniture, réseau, fiscalité) (Source : Commission européenne, SWD(2019)1)



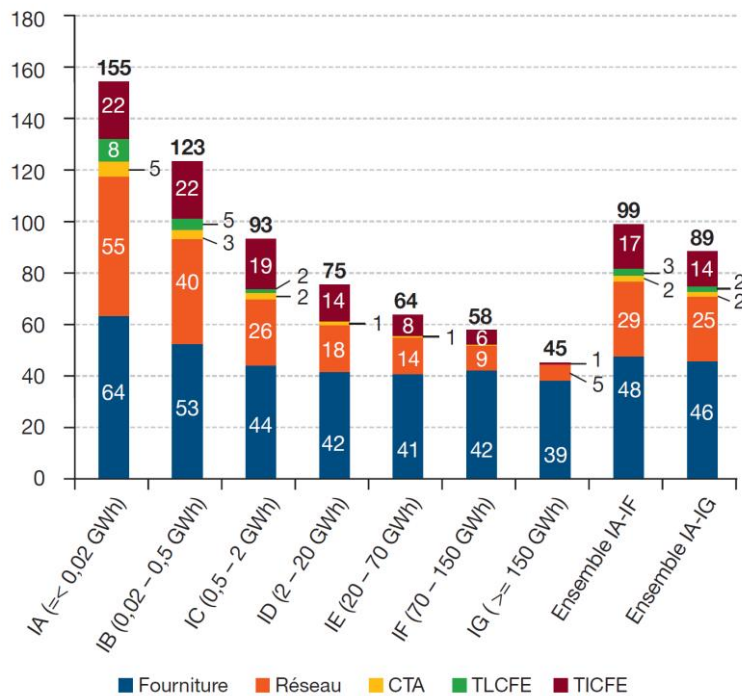
Comparaison entre pays européens des prix moyens de l'électricité et de leur structure pour un consommateur industriel de moyenne taille (2 à 20 GWh/an) en 2017 (fourniture, réseau, fiscalité) (Source : Commission européenne, SWD(2019)1)

En €/MWh



Décomposition du prix TTC de l'électricité pour les ménages en France en 2018 (Source : CGDD-SDES, juin 2019, Enquête sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité).

En €/MWh



Note : les clients non résidentiels sont répartis suivant des tranches de consommation annuelle IA à IG, définies par le règlement européen sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité.

Prix de l'électricité hors TVA pour un consommateur industriel (Source : CGDD-SDES, juin 2019, Enquête sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité).

Les tarifs de réseau sont fixés par la CRE par périodes de 4 ans en principe. Les tarifs en vigueur sont désignés de la façon suivante, où TURPE signifie « tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité » :

- TURPE 5 HTB, essentiellement pour RTE et quelques ELD ; ce tarif s'applique également aux plus grands industriels.
- TURPE 5 bis HTA-BT pour les réseaux de distribution d'électricité (Enedis et ELD).

La CRE a lancé en 2019 diverses consultations publiques pour réviser ces tarifs, d'abord sur leur structure, puis sur leur niveau et sur le cadre de régulation ; l'objectif est une entrée en vigueur des nouveaux tarifs « TURPE 6 » en août 2021.

3.2.1. Méthode de fixation du TURPE par la CRE

En France, la CRE a la responsabilité de la tarification de l'utilisation des réseaux publics d'énergie. Sur la période 2017-2020, le TURPE 5 fixe ainsi les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Sa définition se construit en référence à des textes réglementaires et repose sur les principes généraux suivants :

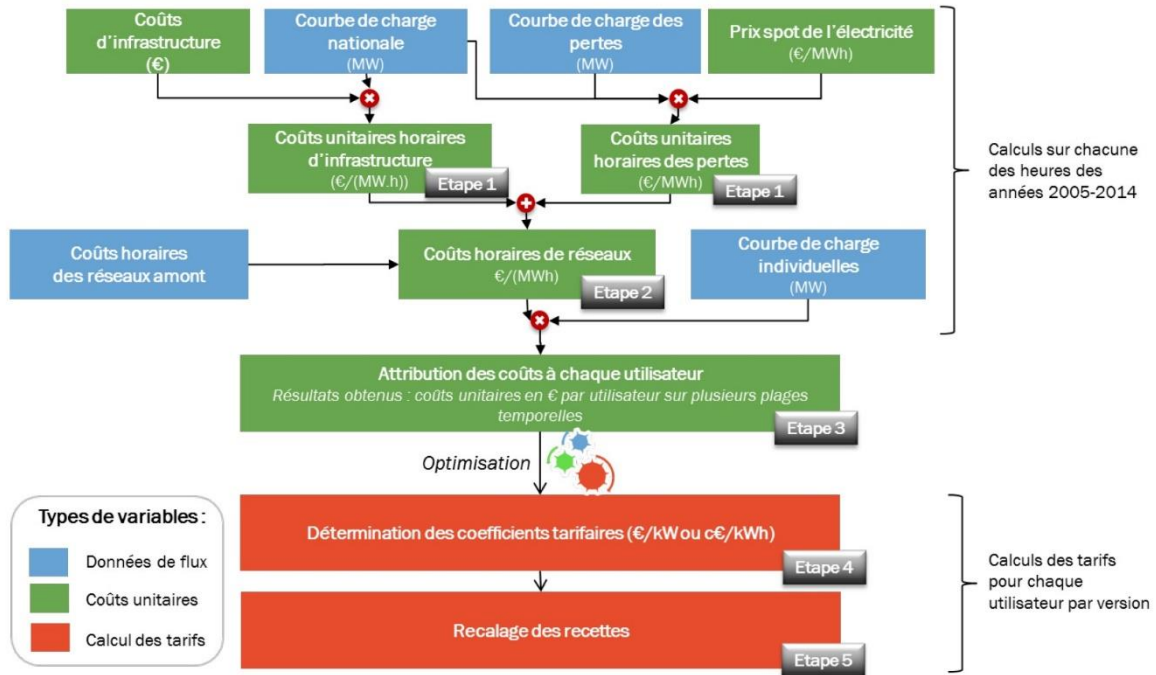
- Couvrir et refléter les coûts des gestionnaires de réseau, dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire efficace.
- Assurer la mission de service public et permettre l'accès du réseau à tous. La tarification est donc contrainte par les principes de péréquation tarifaire (tarification homogène sur l'ensemble du territoire) et du timbre-poste (tarification indépendante de la distance entre le point d'injection et le point de soutirage) fixés dans le code de l'énergie.
- Inciter les utilisateurs à limiter leur consommation lors des pics de consommation.
- Faire payer à chaque utilisateur un tarif reflétant les coûts qu'il fait porter au réseau.
- Être simple et lisible

Les tarifs de réseau d'électricité sont construits en respectant quatre principes complémentaires à ceux généraux précités :

- Timbre-poste¹⁵ : la tarification est indépendante de la distance parcourue par l'électricité entre l'installation de production appartenant au fournisseur et le consommateur final.
- Péréquation tarifaire : dans une logique de solidarité entre territoires, le tarif s'applique de manière identique sur l'ensemble du territoire national métropolitain continental.
- Double composante (tarif dit « binomial ») : hors HTB 3 et hors injection, le tarif comporte une part « puissance » et une part « énergie », déclinées en plusieurs catégories, pour tenir compte des modes d'usage des clients, ainsi que de la variation des coûts d'usage des réseaux selon l'heure et le jour de l'année, pour un même volume de soutirage.
- Horosaisonnalité : le coût de la part énergie varie en fonction des saisons des jours et des heures d'utilisation des réseaux.

La CRE a publié, pour le TURPE 5, des documents explicitant les principes de la méthode utilisée pour déterminer les coûts unitaires horaires d'usage du réseau et, à partir de ces coûts unitaires construire la grille tarifaire.

¹⁵ Ce principe est également fixé par le droit européen.



Source : CRE

Il n'existe pas de méthode simple pour répartir les coûts d'infrastructure entre les différentes plages horaires. L'algorithme utilisé les répartit de façon incrémentale à partir des monotones de la puissance transitée chaque heure au niveau national, pour chaque domaine de tension, sur la base des chroniques des 87 648 plages horaires entre 2005 et 2014, selon une méthode issue de la théorie des jeux. Dans les jeux coopératifs, le problème difficile à résoudre est la répartition des gains entre joueurs. Lloyd Shapley a proposé une répartition « équitable » des gains d'une coalition entre joueurs, fondée sur l'accroissement de gain qu'une coalition peut réaliser avec l'entrée d'un joueur. C'est ce principe qui est utilisé pour répartir les coûts d'infrastructure entre les 87 648 plages horaires sur 10 ans.

Les coûts sont répartis par tranche horaire en fonction des données de transit national, en raisonnant de manière itérative et en supposant que le réseau est calibré pour la tranche horaire avec le transit le plus important. Dans une première étape, un coût supposé permettre d'acheminer le volume transitant sur toutes les tranches horaires est défini, puis réparti uniformément sur l'ensemble des tranches horaires. Cette méthode permet d'obtenir des coûts unitaires horaires.

A partir du coût unitaire horaire propre à chaque niveau de tension, on calcule le coût unitaire du soutirage sur un niveau de tension donné comme la somme du coût unitaire horaire du niveau de tension considéré et un pourcentage des coûts unitaires horaires des niveaux de tension « supérieurs » au prorata des flux physiques d'énergie issus des études techniques des gestionnaires de réseau.

A partir des coûts unitaires horaires et de la courbe de charge des utilisateurs typiques, une courbe du coût attribuable en moyenne par unité de puissance souscrite est construite en fonction du taux d'utilisation. Ces courbes de coût par utilisateur sont approximées par des tangentes pour des taux d'utilisation « représentatifs » dont on déduit les parts puissance (ordonnée) et énergie (pente) de la formule tarifaire.

Enfin un recalage des tarifs permet de s'assurer du recouvrement de la totalité des coûts.

3.2.2. Commentaires et pistes d'évolution

S'agissant de l'électricité, pour le TURPE 5, la CRE a publié pour la première fois des éléments détaillés sur la méthode de fixation du tarif TURPE.

La méthode retenue raisonne en grandes masses, à partir des coûts agrégés de chaque domaine de tension et du volume d'énergie transité. Elle ne prend en conséquence pas en compte la réalité topologique des réseaux et la structure des coûts associés. Ces coûts sont en effet différenciés géographiquement, et en première approximation proportionnels au linéaire des arcs du réseau (linéaire de câbles) et inversement proportionnels à la densité de la zone desservie. C'est d'ailleurs une caractéristique commune à la plupart des industries de réseau. La part de coûts fixes, indépendante de la puissance appelée et de l'énergie acheminée, est également importante.

Ces deux paramètres ne sont pas, par construction, embarqués dans la méthode. Ils ne sont donc pas reflétés dans les coûts horaires et a fortiori pas dans les tarifs.

Par ailleurs, la sophistication de la méthode n'exclut pas le recours à des corrections ou heuristiques. Ainsi pour traiter la question du dimensionnement du réseau de distribution BT. En effet, l'attribution des coûts d'infrastructure par tranche horaire est calibrée sur des données nationales alors que le réseau de distribution est dimensionné pour absorber les pointes locales qui ne coïncident pas forcément avec la pointe nationale. Ce montant est défini dans le TURPE par une analyse de l'écart entre la somme des pointes locales et la pointe nationale. La somme des pointes locales est supérieure de 40% à la pointe nationale. Les coûts de dimensionnement local sont construits en appliquant ce coefficient aux coûts d'infrastructure. Finalement, ce surcoût de dimensionnement local (de l'ordre de 1,8 Md€) est réparti entre utilisateurs du réseau BT proportionnellement à leur puissance souscrite.

Le coût horaire du niveau de tension HTB3 est plafonné par une valeur de 2 €/MWh, alors que les coûts unitaires horaires varient entre 2 et 1 805 €/MWh.

Par ailleurs, l'objectif de couverture des coûts des gestionnaires de réseau, conduit à un recalage quasi systématique en fin d'algorithme pour redistribuer les coûts résiduels non captés par la méthode suivie. Ce sera notamment le cas dans une méthode marginaliste, qui ne garantit pas le recouvrement de la totalité des coûts en cas d'économies d'échelle.

Ces remarques et la discussion générale sur la dialectique du coût marginal conduisent à recommander d'accentuer l'effort de transparence initialisé lors du TURPE5, à la fois en termes de méthode et de données de coûts afin de contribuer à un meilleur reflet des coûts par les tarifs. En effet les questions posées par le passage à une méthode marginaliste à la fois au niveau des principes (coût marginal de court terme, coût moyen incrémental de long terme...) et de la mise en œuvre (modèle *bottom-up* ou *top down*, assiette des coûts, méthode de valorisation des actifs) sont complexes. Elles vont potentiellement conduire à s'éloigner significativement des pratiques actuelles fondées sur les coûts comptables historiques et les valeurs nettes comptables, et posent des questions complexes, nécessitant un débat ouvert et approfondi avec le secteur au sens large pour fonder un changement important de méthode sur un consensus raisonnable.

3.2.3. Remettre le principe d'efficacité économique au centre de la méthode d'identification et d'allocation des coûts

Toute méthode de fabrication du TURPE s'articule en deux phases successives, la détermination et l'allocation des coûts, puis le passage des coûts aux tarifs. La deuxième phase poursuit notamment des objectifs de lisibilité et de non-discrimination, voire des objectifs sociaux, moins quantifiables et difficilement compatibles. Elle peut, à ce titre s'écarter de la stricte application du principe de causalité des coûts – chacun paye pour les charges qu'il impose au réseau- et corriger les déséquilibres éventuels

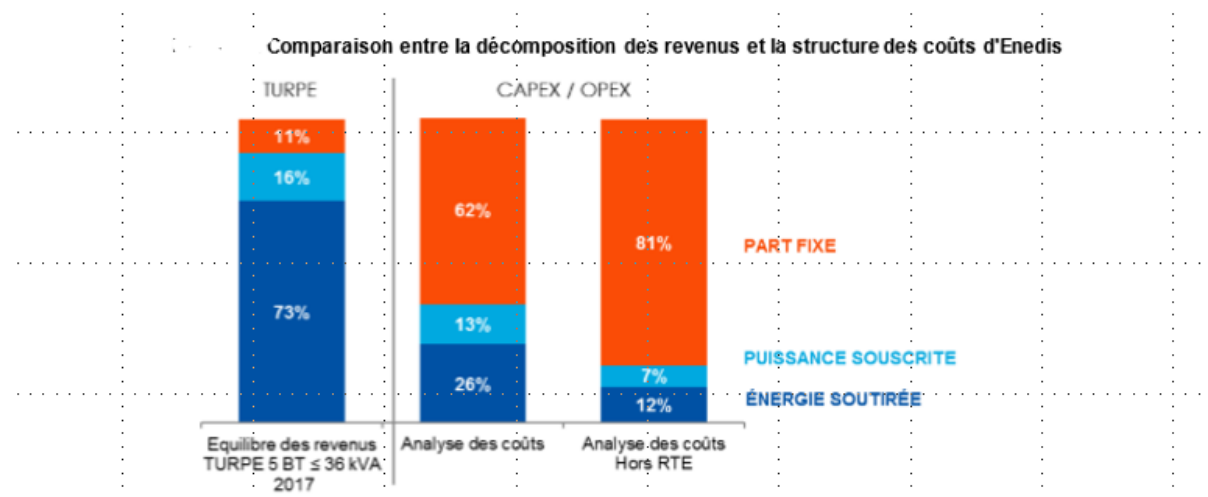
issus de la phase d'allocation des coûts dans les tarifs pour autant que le signal économique ne soit pas entièrement gommé.

La phase d'allocation des coûts, par contre doit mieux s'appuyer sur le principe de causalité, ce qui implique par exemple de majoritairement allouer les coûts aux utilisateurs présents à la pointe.

Cette séparation claire devrait permettre, outre une meilleure robustesse économique, de mieux expliciter les arbitrages entre les deux phases.

3.2.4. L'équilibre part fixe/part variable dans le TURPE

Les coûts fixes représentent une part importante des coûts des réseaux de transport et distribution, tels que capturés dans la comptabilité. Ce constat comptable est à mettre en perspective avec les coûts d'infrastructure sont fixes à court terme et variables à long terme

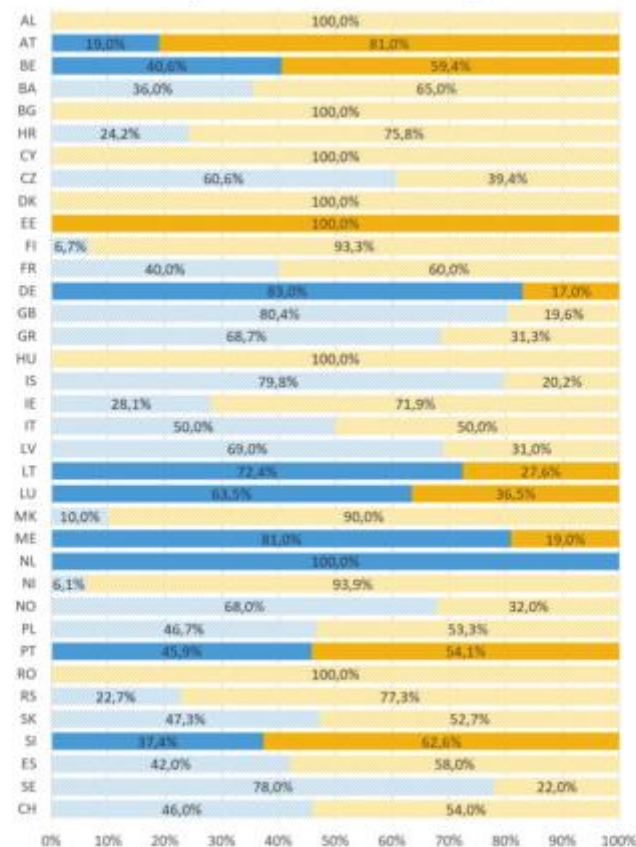


Décomposition des revenus et des coûts d'Enedis (TURPE 5, BT inférieure ou égale à 36 kV, source : Enedis, 2017).

Ce constat ne conduit pas automatiquement à recommander une structure du TURPE homothétique à la structure des coûts comptables. En effet, le TURPE a vocation à refléter les coûts d'usage du réseau par ses utilisateurs et les effets statistiques sont prépondérants. Néanmoins, comme le souligne le rapport du groupe de travail 2 du comité de prospective de la CRE d'octobre 2019, dans un contexte de développement des consommations locales d'énergie, le consommateur n'est amené à soutirer de l'énergie sur le réseau que de façon marginale, lorsque la production locale est insuffisante ou en cas de dysfonctionnement. Pour ce type d'utilisateur, l'utilité du réseau est plus liée à sa présence et à sa disponibilité et moins au volume d'énergie soutirée. Il importe donc de donner les bons signaux économiques aux utilisateurs pour faire leurs arbitrages (stockage local vs soutirage sur le réseau) et éviter des stratégies de passager clandestin, où les prix de réseau facturés aux utilisateurs consommant localement et soutirant peu d'énergie, sont trop faibles par rapport à leurs coûts.

Si les comparaisons internationales, toujours complexes, ne montrent pas un positionnement complètement atypique de la France en matière de ratio coûts fixes/capacitaires (puissance) vs coûts variables (énergie), on constate un ratio un peu plus élevé dans les pays comparables.

Composantes liées à la puissance (en bleu) et à l'énergie (en jaune) dans les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité des opérateurs de réseaux européens



Source : ENTSO-E « Overview of Transmission Tariffs in Europe: Synthesis 2018 »

Guide de lecture : en bleu : part puissance (bleu clair : valeurs prévisionnelles ou estimées) ; en jaune : part énergie (jaune clair : valeurs prévisionnelles ou estimées).

La part fixe du TURPE est aujourd'hui limitée à la couverture des coûts commerciaux et de comptage et pèse relativement peu dans les revenus des gestionnaires de réseau. L'élargissement de cette composante de part fixe pour le futur, en levant la limitation restrictive actuelle, pourrait utilement être étudiée.

Dans les différentes méthodes utilisées, des coûts résiduels doivent en général être alloués pour couvrir la totalité des coûts des gestionnaires de réseau. L'allocation de tout ou partie des coûts résiduels dans la part fixe du tarif pourrait être considérée dans l'élaboration des futurs TURPE, à défaut d'un changement de méthode (ex. modélisation technico-économique de réseau) qui identifierait explicitement ces coûts fixes.

3.3. Gaz : ATRT, ATRD et ATS

Les tarifs de réseau de gaz sont fixés par la CRE par périodes de 4 ans en principe. Les tarifs en vigueur sont désignés de la façon suivante :

- ATRT6 pour le réseau de transport de gaz naturel (GRTgaz et Teréga).

- ATRD5 pour les réseaux de distribution de gaz naturel (GRDF et ELD) : tarif péréqué sauf pour les nouveaux réseaux qui ont un tarif ATRD non péréqué.
- ATS1 pour l'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel (Storengy, Teréga et Géométhane).

Comme pour l'électricité, la CRE a lancé diverses consultations publiques pour réviser ces tarifs, d'abord sur leur structure puis sur leur niveau et sur le cadre de régulation. Le nouveau tarif ATRT7 devrait s'appliquer à compter du 1^{er} avril 2020¹⁶, pour une durée de 4 ans, aux réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga. Le tarif ATS2 s'appliquera pour la même durée aux infrastructures de stockages souterrains. Ces projets de tarifs offrent à l'ensemble des parties prenantes de la visibilité sur leurs évolutions entre 2020 et 2023, et s'inscrivent dans un cadre de maîtrise du niveau tarifaire.

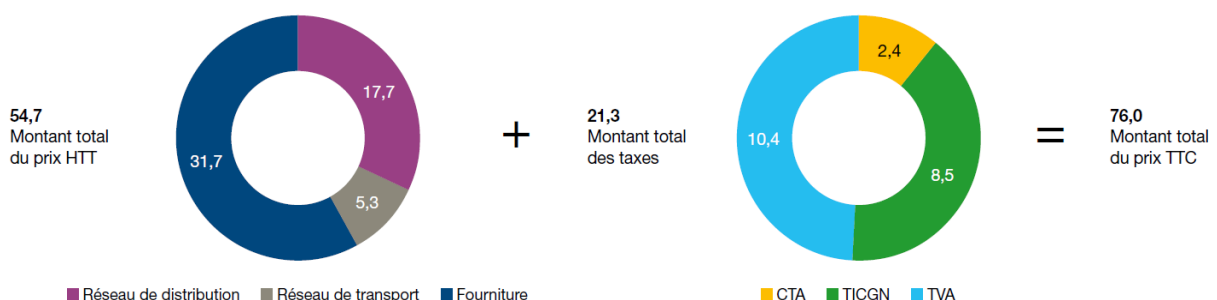
Il existe moins de foisonnement en gaz qu'en électricité, ce qui rend inutile la mise en place de signaux tarifaires trop compliqués, d'autant que la capacité de stockage inhérente au réseau de gaz ne nécessite pas d'assurer un équilibrage sur des pas de temps aussi courts qu'en électricité.

Le gaz est quasiment entièrement importé mais en hiver la moitié de la consommation est assurée grâce aux stockages. Il paraît donc important d'envoyer des signaux pour maîtriser la pointe hivernale, le chauffage étant de loin (environ 60%) le principal usage du gaz. Ces signaux permettent, en cohérence avec la maîtrise des pointes d'électricité qui souvent correspondent à un usage accru des centrales au gaz, d'éviter des renforcements du réseau qui deviendraient à terme inutiles puisqu'il est envisagé une baisse tendancielle des consommations pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre.

A court terme, les enjeux apparaissent plus importants pour les réseaux de transport de gaz que pour les réseaux de distribution. Les principaux objectifs complémentaires à ceux précités pour l'ensemble des réseaux sont :

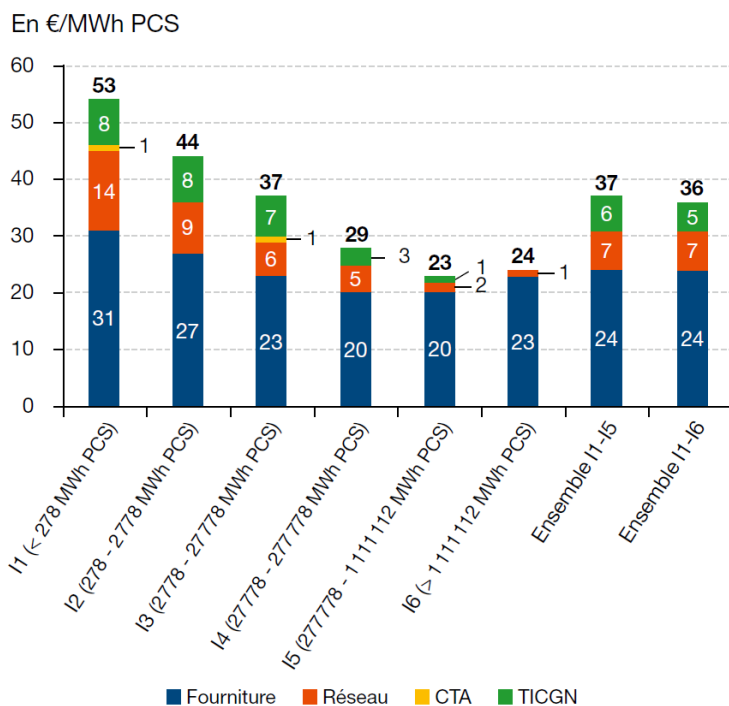
- Assurer le bon fonctionnement du marché de gros du gaz, gage de l'équilibre entre offre et demande d'une énergie quasiment entièrement importée.
- Maîtriser les consommations de gaz pour limiter les émissions de gaz à effet de serre, ce qui nécessite des instruments complémentaires (par exemple la fiscalité), alors que c'est moins utile pour les tarifs de réseau d'électricité qui est d'ores et déjà bas carbone.

En €/MWh PCS



Décomposition du prix TTC du gaz naturel pour les ménages en France en 2018 (Source : CGDD-SDES, septembre 2019, Enquête sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité).

¹⁶ La CRE a décidé de raccourcir d'un an la durée initialement prévue du tarif ATRT6, qui prend donc fin en 2020 et non en 2021. Ce raccourcissement du tarif ATRT6 constitue en outre une opportunité d'harmoniser l'entrée en vigueur des tarifs de transport (ATRT7), de distribution (ATRD6) et de stockage de gaz (ATS2).



Note : les clients non résidentiels sont répartis suivant des tranches de consommation annuelle I1 à I6, définies par le règlement européen sur les statistiques européennes concernant les prix du gaz et de l'électricité.

Prix du gaz naturel hors TVA pour un consommateur industriel (Source : CGDD-SDES, septembre 2019, Enquête sur la transparence des prix du gaz et de l'électricité).

La mission n'a pas considéré utile d'approfondir l'analyse économique de la tarification des réseaux de gaz car elle peut se déduire en partie de celle des réseaux d'électricité. Il peut cependant être noté que la CRE n'a pas encore développé de modèle de coût pour le gaz aussi élaboré que pour l'électricité.

4. La tarification des réseaux devra évoluer et tenir compte de la transition énergétique

4.1. Production décentralisée en croissance

Les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur contribuent à la cohésion et la solidarité des territoires tant dans les territoires ruraux que dans les territoires urbains et les métropoles. En particulier pour l'électricité, les réseaux permettent à tous de bénéficier d'une électricité sûre, compétitive et de qualité, où qu'il réside dans notre pays. Le système électrique français, assure un niveau de qualité de fourniture des meilleurs en Europe et des conditions de tarification de l'acheminement équitables pour tous.

Les infrastructures énergétiques créées dans les territoires participent au développement économique local. Alors qu'il y a encore une vingtaine d'années, la politique énergétique était fortement centralisée, la transition énergétique engagée par les lois successives sur l'énergie depuis 2005 ainsi que par des « Paquets énergie-climat » au niveau européen, sont de nature à susciter des différences

croissantes entre territoires, tant dans les potentiels énergétiques locaux que dans les volontés politiques : autoconsommation, productions délocalisées, gestion de la demande différenciées, etc. Une volonté d'autonomie énergétique locale commence à s'affirmer, ce qui entraîne de nouveaux défis pour les gestionnaires de réseau.

4.2.Électricité

Le secteur de l'électricité en France est affecté par deux gros chantiers et commence à faire l'objet d'une transformation structurelle de transition énergétique, avec des impacts directs plus ou moins importants sur la tarification des réseaux.

1) Installation des compteurs communicants Linky

Les compteurs Linky permettront un certain nombre de prestations à distance (relevés, changements de puissance...) et réduiront fortement les coûts de relève des consommations. Linky peut permettre à un consommateur de mieux connaître et maîtriser sa consommation ainsi que faciliter le développement d'offres tarifaires reflétant mieux les coûts et les prix de marché. Le déploiement est en cours par Enedis et les ELD depuis la fin de l'année 2016, avec l'objectif de remplacer 90% des anciens compteurs dans 35 millions de ménages d'ici 2021.

Ce projet est financé par les gestionnaires de réseaux de distribution (Enedis et ELD), ce qui représente un investissement d'environ 5 Md€. Le modèle économique du projet est équilibré dans la durée : les gains générés par le compteur doivent compenser le coût du compteur et de son installation. Ce modèle économique a été adopté par la CRE en juillet 2014, qui garantit la neutralité financière du projet pour le consommateur.

2) Maintien de la sécurité d'approvisionnement dans un contexte de fermeture des centrales au charbon ainsi que de la centrale nucléaire de Fessenheim et du retard de mise en service de l'EPR Flamanville 3. Selon RTE, d'ici 2025, trois horizons doivent être distingués :

- Jusqu'en 2021-2022 : le système électrique a peu de marge et son équilibre repose pour une bonne part sur la mise en service de la centrale au gaz de Landivisiau (Bretagne), de deux interconnexions avec l'Italie et le Royaume-Uni et du développement des ENRi ;
- En 2022-2023 : la France sera en situation de forte vigilance et le critère national de sécurité d'approvisionnement pourra ne pas être respecté, en raison de la fermeture des dernières centrales au charbon, du programme de maintenance chargé des centrales nucléaires et de l'arrêt de moyens de production dans les autres pays européens ;
- Après 2023 : à consommation stable, les marges devraient s'améliorer sous l'effet de l'accélération du développement des EnRi, de la mise en service de Flamanville 3 et d'une programmation devenue plus favorable des arrêts pour maintenance des centrales nucléaires.

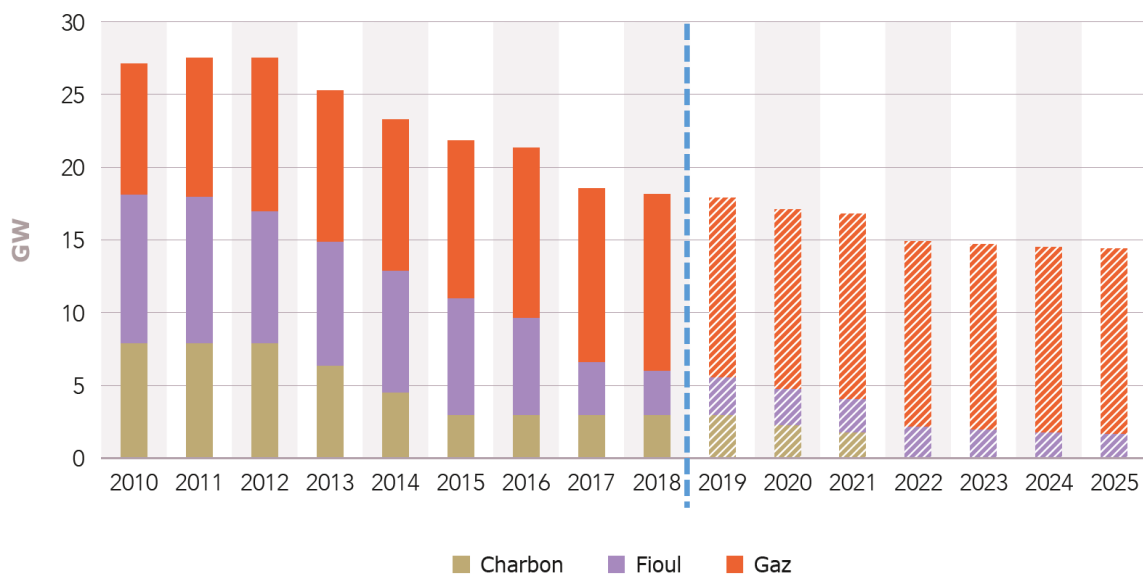
3) La transition énergétique entraîne d'ores et déjà des transformations du système électrique, mais, selon RTE, après un épisode difficile jusqu'en 2023, les réseaux ne devraient être affectés durablement qu'à partir de 2030.

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte modifiée par la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat, implique un essor rapide d'installations de production d'électricité à partir d'EnRi injectées dans les

réseaux d'électricité, principalement de distribution. Dans ce contexte, la PPE¹⁷ (version en projet publiée en février 2019) prévoit, pour la métropole, entre 74 et 85 GW de capacités installées d'ici 2028 en éolien et photovoltaïque, à comparer à seulement 6,7 GW fin 2010 et 25,6 GW fin septembre 2019 (16,0 éolien et 9,6 solaire PV).

Lorsque le vent et le soleil ne sont pas, ou peu, au rendez-vous, chaque client des réseaux devra néanmoins être alimenté en électricité, de même que dans les moments où éolien et photovoltaïque sont disponibles à profusion, au risque de créer des engorgements. C'est le rôle des réseaux de transport et de distribution d'électricité de compenser les disparités entre territoires locaux, régionaux et nationaux, en organisant la circulation de l'électricité d'un point à un autre. RTE a élaboré des schémas de raccordement des énergies renouvelables (S3REnR), sous l'égide de l'État et en collaboration avec les acteurs locaux (producteurs, distributeurs, collectivités locales et services de l'État). Ces schémas contribuent à mieux articuler le développement du réseau de transport avec celui des énergies renouvelables, tout en fixant des capacités d'accueil réservées aux énergies renouvelables pour les prochaines années.

D'ici 2022, la PPE prévoit de fermer près de 5 GW de capacité de production « pilotable » : 1,8 GW avec l'arrêt des deux réacteurs nucléaires de Fessenheim et 3 GW de centrales au charbon. La fermeture déjà fortement engagée de centrales au fioul et au charbon entraîne d'ores et déjà une résorption des surcapacités électriques et une réduction des marges du système électrique, ce qui fragilise la sécurité d'approvisionnement en période de forte consommation.



Évolution des capacités installées du parc thermique fossile en France continentale au 31 décembre de l'année (données historiques et projections, source : RTE, Bilan prévisionnel 2019).

Par ailleurs, tout ou partie de la nouvelle production d'électricité peut être consommée très localement, voire autoconsommée, ou au contraire augmenter le risque de congestion, ce qui fait apparaître de nouvelles contraintes sur les infrastructures de transport et de distribution d'électricité.

Enfin, la consommation d'électricité est soumise à des influences contraires qui rendent difficile d'en prévoir l'évolution. Jusqu'en 2007, la demande nationale et européenne

¹⁷ Programmation pluriannuelle de l'énergie.

d'électricité était portée par une croissance démographique et économique dynamiques. La consommation globale d'électricité a ainsi augmenté à un rythme d'environ +1,5% par an dans les années 2000-2010. Depuis 2011, la consommation française d'électricité semble s'être stabilisée du fait, d'une part, de la crise économique de 2007-2010 qui a particulièrement affecté la consommation d'énergie des entreprises industrielles et, d'autre part, de l'amélioration continue de l'efficacité énergétique (par exemple dans l'éclairage grâce aux lampes LED). Cependant de nouveaux usages de l'électricité s'imposent continuellement, notamment en substitution d'énergies fossiles, par exemple pour la mobilité électrique, et la réindustrialisation de la France sous une forme décarbonée pourrait s'imposer comme une façon de lutter contre les émissions de gaz à effet de serre délocalisées, de sorte qu'une reprise de la demande d'électricité n'est pas à exclure dans un horizon de moyen terme.

Dans ce contexte de grands chantiers et de transformation à moyen terme du système électrique, les gestionnaires de réseaux continuent de garantir un raccordement de tous les consommateurs, où qu'ils soient sur le territoire national, et de tous les producteurs d'énergies renouvelables. Ainsi, près de 220 000 branchements de consommateurs et producteurs sont réalisés chaque année par les opérateurs de réseaux, dont près de 24 000 nouveaux producteurs. Fin 2018, on recensait plus de 400 000 installations renouvelables raccordées aux réseaux dont 394 500 installations photovoltaïques, 1 650 pour l'éolien, 2 200 pour l'hydraulique et 700 pour la biomasse.

Ce développement n'implique pas seulement des renforcements de réseaux mais passe aussi par le « suivi de charge » que permet en partie le nucléaire ainsi que le développement de solutions optimisées comme les raccordements, dits « intelligents », pour les équipements de production ou la mise en œuvre de solutions « *smart grids* » pour la gestion des consommations et des productions locales.

Ces transformations conduisent à la fois à questionner le dimensionnement historique des réseaux d'électricité, à réinterroger leur rôle et à imaginer de nouveaux modèles économiques permettant de les financer. Plus précisément, il convient dès maintenant de réfléchir à une nouvelle structure tarifaire, c'est-à-dire à une nouvelle répartition des coûts à couvrir entre les utilisateurs et les modes d'utilisation des réseaux. Compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques et du risque d'apparition de « coûts échoués », cette réflexion devrait faire l'objet d'une communication appropriée auprès de l'ensemble des acteurs concernés.

La transition énergétique entraîne de grosses dépenses de soutien au développement d'énergies renouvelables électriques, principalement éoliennes et photovoltaïques, grâce à l'application de la « taxe carbone » appliquée aux énergies fossiles. Les réseaux sont également fortement impactés et pourraient l'être de manière considérable dans des scénarios extrêmes. Ainsi en Allemagne, les coûts de congestion dus au développement de ces énergies renouvelables et à la fermeture des centrales nucléaires sont chiffrés à 1 Md€ par an, et ils augmentent, alors qu'ils sont quasiment négligeables, pour l'instant, en France.

En outre, de nouveaux usages apparaissent qui auront des conséquences à terme sur le modèle économique et la structure des réseaux :

- L'autoconsommation, notamment lorsqu'elle est collective, puisqu'elle permet généralement à ceux qui en bénéficient d'échapper pour partie à la mutualisation du financement du réseau, tout en maintenant une assurance pour les moments où le réseau leur est nécessaire.
- Le développement de la mobilité électrique qui exige des infrastructures de recharge nombreuses et adaptées (dont certaines à forte puissance pour permettre des recharges rapides) et donc des lignes pour les alimenter.

4.3. Gaz

De façon assez similaire à l'électricité, le secteur du gaz en France est affecté par deux gros chantiers et commence à faire l'objet d'une transformation structurelle de transition énergétique, avec des impacts directs plus ou moins importants sur la tarification des réseaux

1) Installation des compteurs communicants Gazpar

Depuis 2016 et jusqu'en 2022, GRDF et les ELD déploient le compteur communicant Gazpar chez 11 millions de consommateurs de gaz naturel. Ces nouveaux compteurs permettront de mieux suivre et gérer la consommation de gaz naturel au quotidien en réduisant fortement les coûts de relève des consommations. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées et les consommateurs pourront avoir accès à des informations relatives à leur consommation pour économiser l'énergie.

Sur 2017-2022, GRDF investit environ 250 M€ par an pour ce déploiement.

2) Les consommateurs de gaz naturel dans une grande partie de la région Hauts-de-France sont actuellement alimentés en gaz à bas pouvoir calorifique, dit « gaz B ». La totalité de ce « gaz B » est importée des Pays-Bas, la grande majorité de celui-ci étant issue du gisement de Groningue qui est entré dans une phase de déclin. Le « gaz B » alimente 1,3 million de consommateurs, représentant environ 10% de la consommation française de gaz naturel. Afin d'assurer leur sécurité d'approvisionnement, une opération de conversion de ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique, dit « gaz H », qui alimente le reste du territoire français, se déroule entre 2018 et 2029¹⁸.

Le coût de mise en œuvre est estimé à environ 800 M€, coût intégré dans les investissements de GRTgaz.

3) Comme pour l'électricité, le système gazier français doit s'adapter à une pénétration volontariste d'énergies renouvelables, en l'occurrence le biométhane qui a l'avantage d'être globalement non émetteur de gaz à effet de serre mais a l'inconvénient, pour l'instant, d'être nettement plus coûteux que le gaz naturel importé. La prise en compte d'externalités diverses (emploi, aménagement du territoire, ...) permet d'atténuer cet inconvénient et des soutiens financiers sont accordés aux producteurs.

Les investissements liés à l'intégration des installations de production de biométhane dans les réseaux devraient en partie contrebalancer la réduction des investissements de renforcement du réseau permise par la baisse tendancielle de consommation au profit de l'électricité et de la chaleur décarbonée. La plupart des méthaniseurs étant raccordés au réseau de distribution, c'est GRTgaz qui risque d'être le premier affecté par la baisse des soutirages.

¹⁸ La loi n°2017-227 du 24 février 2017 a élargi les missions de GRDF à la coordination des opérations d'adaptation et de réglage des appareils des consommateurs pour le réseau dont il est titulaire du contrat de concession sur la zone concernée. L'arrêté du 31 juillet 2018 relatif à la phase pilote de l'opération de conversion du réseau de gaz B a permis le démarrage de la conversion. Un dispositif d'aide, dénommé « chèque conversion », a été instauré par la loi de finances pour 2019, pour une mise en place en 2020, afin d'aider les consommateurs raccordés au réseau de distribution, contraints de remplacer un appareil à gaz.

La PPE (version en projet publiée en février 2019) prévoit 14 à 22 TWh PCS¹⁹ de biogaz injecté dans le réseau d'ici 2028, contre 0,4 en 2018.

A moyen terme cette transformation conduit à la fois à questionner le dimensionnement historique des réseaux de gaz, à réinterroger leur rôle et à imaginer de nouveaux modèles économiques permettant de les financer. Plus précisément, il convient dès maintenant de réfléchir à une nouvelle structure tarifaire, c'est-à-dire à une nouvelle répartition des coûts à couvrir entre les utilisateurs et les modes d'utilisation des réseaux, même s'il n'y a pas d'urgence à l'appliquer compte tenu de l'inertie des systèmes énergétiques.

5. La tarification des réseaux devra évoluer pour gagner en efficacité économique

Du point de vue de l'analyse économique, la conception d'un tarif réseau efficace doit idéalement intégrer plusieurs objectifs, rappelés au paragraphe 3.1 ci-dessus, difficilement conciliables, notamment entre l'optimisation statique et dynamique du réseau et la couverture des coûts des gestionnaires de réseau.

S'agissant de l'électricité, l'objectif est de parvenir, au travers du signal prix, à une coordination des différents acteurs pour optimiser globalement l'ensemble du système électrique, optimisation réalisée antérieurement par un monopole intégré.

Un fort et ancien courant académique appelle à une tarification de l'utilisation du réseau au coût marginal qui permet en théorie d'atteindre l'optimum économique, en maximisant le surplus du producteur et du consommateur, sous un certain nombre d'hypothèses, et de s'approcher du prix d'équilibre d'un marché concurrentiel. La mise en œuvre des coûts marginaux soulève plusieurs questions :

- **Quels coûts marginaux ?** court terme vs long terme

Les coûts marginaux de court terme conduisent à une optimisation de l'usage du réseau à capacité donnée. Les coûts marginaux/incrémentaux de long terme (CMILT) sont calculés en référence à une augmentation de capacité du réseau pour accueillir une augmentation de demande estimée sur une période de temps donnée et sont, de l'avis de la mission, à privilégier.

- **Couverture des coûts**

En présence d'économies d'échelle et d'indivisibilités d'investissement (c'est souvent le cas pour les réseaux électriques), le coût marginal risque d'être inférieur au coût moyen et de ne pas permettre le recouvrement de la totalité des coûts, ce qui pose la question de la méthode de recouvrement des coûts résiduels. Cette différence peut être atténuée voire gommée dans le cas de coûts marginaux de réseau évalués sur la base de coûts de renouvellement, intégrant possiblement les externalités et les contraintes de déploiement actuelles et futures (enfouissement, exigences environnementales,...).

- **Allocation des coûts résiduels**

La méthode de Ramsay-Boiteux est théoriquement la plus efficace (les coûts résiduels sont financés par les consommateurs les moins élastiques) mais elle est complexe à mettre en

¹⁹ Pouvoir calorifique supérieur.

œuvre et écorne quelque peu le principe de non-discrimination. Diverses autres méthodes de financement endogènes sont possibles : Shapley, règle de trois,... L'introduction d'une part fixe dans la tarification portant tout ou partie des coûts résiduels peut également être envisagée. Enfin, certains économistes plaident pour la couverture des coûts résiduels par le budget général, cette intervention via l'impôt étant considérée comme moins distorsive par rapport à une tarification au coût marginal.

Les comparaisons européennes montrent une grande diversité des approches tarifaires, tant en transport qu'en distribution. Malgré la complexité de l'exercice de comparaison, la part fixe + capacité est à la hausse depuis 10 ans dans les tarifs de transport et une tendance identique semble s'amorcer sur les tarifs de distribution. Si les comparaisons internationales, toujours complexes, ne montrent pas un positionnement complètement atypique de la France en matière de ratio coûts fixes/capacitaires vs coûts variables (énergie), on constate un ratio un peu plus élevée dans les pays comparables. Les gestionnaires de réseau appellent à un rééquilibrage de la part « fixe + capacité » par rapport à la part variable (« énergie ») au motif de leur structure de coût et des garanties de service rendus par le réseau, du seul fait de sa disponibilité en un lieu donné ; la mission estime également que ce rééquilibrage est souhaitable.

La garantie s'applique non seulement à la continuité de la fourniture et à la puissance souscrite, mais aussi à la qualité du courant (tension, fréquence, micro-coupures, ...).

Les réseaux d'électricité contribuent au bon fonctionnement des marchés ainsi qu'à la liberté des échanges, et permettent un effet de foisonnement. Plus généralement, les réseaux apportent de nombreux services²⁰ à tous leurs utilisateurs, qu'ils soient ou non autoconsommateurs. Les coûts de ces services sont très majoritairement des coûts indépendants de l'énergie transitée dont l'origine principale provient de la puissance soutirée ou injectée par les utilisateurs de réseau.

L'intérêt d'un rééquilibrage entre part variable et part fixe provient aussi du fait que la différenciation horaire des tarifs est limitée à court et moyen terme (4 index en basse tension, 5 index en moyenne et haute tension). Si l'idéal économique est un tarif pour chacune des 8 760 plages horaires annuelles, s'appliquant à la puissance appelée par plage horaire, la faisabilité et l'acceptabilité de cette multiplication d'index restent à expérimenter. Il est à noter que certains pays pratiquant les tarifs nodaux autorisent des contrats de détail indexés sur les prix du marché spot.

La transition énergétique va changer les modes de production d'électricité, comme de consommation (baisse des énergies fossiles, y compris du gaz naturel), développement de la production d'électricité éolienne et photovoltaïque, développement de l'électricité dans tous les usages énergétiques, développement de l'hydrogène pour la mobilité, etc.).

Pour l'électricité, cette transition va conduire à une variabilité plus grande et moins prévisible des flux sur les réseaux. L'utilité pour le consommateur ne sera vraisemblablement plus uniquement liée à l'énergie soutirée. Les baisses envisagées, dans certains scénarios, de la consommation d'énergie, ainsi que les sorties d'utilisateurs du réseau d'électricité (autoconsommation) pourraient réduire l'assiette de recouvrement des coûts et donc conduire à une augmentation des prix unitaires, à méthode inchangée. Enfin l'optimisation globale du système électrique (production, réseau, consommation)

²⁰ On peut citer : garantie de desserte, accès à une puissance garantie en permanence avec une grande fiabilité, acheminement d'énergie en soutirage comme en injection (avec la possibilité de choisir son fournisseur et la possibilité de valoriser le surplus de production autoproduite ou de la partager avec ses voisins), mise à disposition de données fiables et sécurisées, accès à une puissance de court-circuit permettant le fonctionnement des protections individuelles, compensation à chaque instant des variations de production locale pour les autoconsommateurs, onde électrique stabilisée en tension et en fréquence, etc.

intègre une dimension géographique importante, qui nécessite de mener une réflexion sur les outils mobilisables, y compris tarifaires pour envoyer les bons signaux de localisation.

Toujours pour l'électricité, plusieurs pistes semblent devoir être creusées pour un horizon de moyen à long terme :

- Élaborer avec le secteur un modèle de réseau de référence *bottom-up* : au-delà d'une transparence utile au dialogue sectoriel préalable aux décisions du régulateur, le recours à une modélisation semble nécessaire pour aborder les questions de calcul des coûts marginaux et les questions de coûts et tarifs liés à la géographie et modéliser différents scénarii d'évolution. C'est une pratique largement répandue dans d'autres secteurs (télécoms notamment) et qui est complémentaire de méthodes d'analyse top-down plus classiques s'appuyant sur les comptes des opérateurs.

Une analyse et un traitement fin par la CRE des coûts des gestionnaires de réseau constitueraient déjà un progrès important à court-terme. Dès lors, un tel modèle pourrait être une base de discussion entre acteurs, mais ne saurait être, selon la mission, un substitut à la méthode de construction « *top-down* » des tarifs.

- Examiner la pertinence d'une part fixe portant les coûts résiduels de réseau, sachant qu'actuellement cette part est limitée, pour le consommateur, au coût de raccordement initial et aux coûts de comptage et de gestion. Si la plupart des acteurs rencontrés par la mission s'accordent sur la nécessité d'une hausse de la part « fixe » relative à la puissance souscrite par rapport à la part liée à l'énergie consommée, sous réserve de cohérence avec la fonction de coût qui sera retenue par la CRE²¹ et, moyennant certaines précautions d'acceptation, il pourrait être pertinent, dans une optique de moyen terme, d'élargir le périmètre de la part fixe liée aux coûts divers supportés par les réseaux²² (outre les coûts commerciaux et de comptage).
- Examiner la pertinence de signaux géographiques dans les tarifs de réseau : les coûts d'usage du réseau sont évidemment différenciés géographiquement. Sans s'engager immédiatement dans la voie des tarifs nodaux, mis en œuvre aux USA et plébiscités par une partie de la communauté académique, la question de l'efficacité d'un signal de localisation du TURPE via un zonage tarifaire par rapport à d'autres outils, comme des coûts de raccordement intégrant les coûts induits sur le réseau ou des coordinations non tarifaires, devrait être instruite dans une période où la géographie des sites de production et de consommation peut être profondément modifiée (réduction du parc nucléaire, fermeture de centrales thermiques, développement des ENR, développement des réseaux avec consommation globale pourtant en baisse ...).

La mission a constaté un fort clivage entre acteurs sur la question de la facturation relative de la puissance souscrite par rapport à l'énergie consommée, pour diverses raisons : par exemple, certains sont farouchement opposés à une augmentation de la part puissance pour des motifs d'économie d'énergie, alors que d'autres plaident l'inverse pour mieux refléter l'évolution future de l'usage des réseaux. Il n'y a pas d'harmonisation au niveau européen sur ce sujet, ni réglementaire ni en pratique, sans doute du fait de la complexité du sujet et de l'imperfection des fonctions de coût. Les fournisseurs d'électricité sont plutôt partisans de ne pas modifier la structure dans le prochain TURPE, en leur

²¹ Il conviendrait également de s'assurer qu'une telle hausse ne risquerait pas d'entraîner, via le compteur Linky, une volatilité excessive des puissances souscrites.

²² Dans cet esprit et par souci de pédagogie, l'UFE suggère d'exprimer une facture d'électricité en trois termes : en euros par an, en euros par kW et en euros par kWh.

laissant la liberté de structures tarifaires de détail par segments de clients décorrélées de la structure du TURPE, même si cette faculté a pour l'instant été peu utilisée.

La plupart des acteurs interrogés par la mission estiment que les signaux de localisation liés aux coûts de raccordement et aux schémas S3REnR²³ sont plus efficaces que d'autres signaux (timbre à l'injection et a fortiori tarifs nodaux), en particulier parce que les signaux peuvent être pris en compte par les producteurs (et certains consommateurs pour les coûts de raccordement) avant de réaliser leurs investissements. La cohérence de la planification, telle que la PPE, le Schéma décennal de RTE et les S3RENr, mériterait cependant d'être améliorée. Des signaux trop variables dans le temps ne peuvent pas réellement être pris en compte et ils augmentent donc le risque pour les investisseurs. En particulier le coût de la production d'électricité, où les investissements induits par la transition énergétique sont nettement plus importants que dans les réseaux, risqueraient d'en être augmentés, ce qui affecterait l'optimisation globale du système électrique. Il conviendrait cependant de ne pas affaiblir les signaux liés aux raccordements et aux S3RENr, par exemple en raison de l'application de taux de réfaction trop élevés.

L'introduction de modulations géographiques du TURPE n'impliquerait évidemment pas la déperéation de certains tarifs de détail, notamment pour les clients résidentiels. C'est le cas aux USA (a minima de façon optionnelle pour les clients), dans les Etats qui ont mis en œuvre une tarification nodale.

Il convient de noter qu'en France les tarifs pour la haute tension HTA et HTB sont également appliqués à des consommateurs finaux. En cas de tarifs différenciés géographiquement, l'impact en termes d'aménagement du territoire est politique. Sur la base d'une modulation géographique du TURPE à moyen terme, une étude devrait en analyser les possibilités d'extension à long terme aux tarifs de détail et le coût/bénéfice d'une telle extension.

6. Pistes de réflexion et recommandations

Au terme de son étude, la mission considère que l'évolution des tarifs de réseau, tant pour l'électricité que pour le gaz, ne présente pas prima facie, à très court terme, de caractère d'urgence, à quelques adaptations près. Il paraît cependant nécessaire de **réfléchir dès maintenant à un « modèle » cible** conforme à de grands principes, ainsi qu'à la trajectoire permettant de l'atteindre, car les réseaux d'énergie (électricité, gaz, chaleur, éventuellement hydrogène) vont devoir fortement se transformer à moyen et long terme, notamment du fait de la mise en œuvre d'une politique de transition énergétique.

La mise en place de ce nouveau modèle peut se concevoir à plusieurs horizons en fonction de l'amplitude des différences entre l'actuelle et la nouvelle structure tarifaire. Dans tous les cas, il est important de faire bénéficier les utilisateurs de réseaux de prix compétitifs et de leur assurer une visibilité nécessaire pour leur permettre de s'adapter, en leur offrant la possibilité d'anticiper les évolutions tarifaires, tout en progressant vers une structure tarifaire reflétant au mieux les coûts. Les effets redistributifs inhérents à l'adoption d'une nouvelle structure tarifaire ne devraient pas remettre en cause l'adoption du meilleur modèle-cible possible (ou conduire à choisir une cible sous-optimale) à condition que des dispositifs d'accompagnement extra-tarifaires pour les utilisateurs de réseaux soient mis en place transitoirement afin d'atténuer les effets indésirables.

L'introduction d'une dimension géographique dans le TURPE prenant en compte les modifications à venir de la géographie de production et de consommation semble particulièrement pertinent à la

²³ Les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables (S3REnR) sont des documents produits par RTE dans le cadre de la loi « Grenelle 2 » permettant d'anticiper et d'organiser au mieux le développement des ENR.

mission. L'objectif de long terme d'une tarification nodale, qui combine signaux de localisation et signaux temporels, paraît souhaitable, sans mésestimer la complexité de transition à partir du système actuel.

En cohérence avec cet objectif, une réflexion de fond sur la **péréquation tarifaire de l'électricité** paraît inévitable dans le contexte d'évolution des territoires, de l'importance stratégique du secteur industriel de la France et de la transition énergétique en cours, en prenant pleinement conscience des impacts en termes d'aménagement du territoire. Cette réflexion s'impose d'autant plus qu'une brèche a été ouverte discrètement avec la mise en place d'un tarif sur l'autoconsommation collective (réduction du timbre de soutirage) et que certains acteurs plaident pour la mise en place de signaux de localisation plus incitatifs que les S3REnR (par exemple, même si c'est controversé, via un timbre d'injection pour tenir compte du plus ou moins grand intérêt d'une installation par rapport au réseau). L'existence dans certaines régions de tarifs à heure creuse méridienne peut aussi être considérée comme une forme supplémentaire de brèche dans le principe de la péréquation actuel.

La mission formule les recommandations générales suivantes :

Recommandation n° 1 (pour la DGEC et la CRE) : Anticiper les transformations à venir dans les réseaux ainsi que les coûts associés.

- Sur la base de scénarios énergétiques contrastés à l'horizon 2050, établis à l'aide d'au moins deux types de modèles (PRIMES, SEURECO, ThreeME, ...), évaluer l'impact sur les réseaux français d'électricité et de gaz de la transition énergétique en France et en Europe, puis en déduire les coûts correspondants en OPEX et CAPEX. Il conviendrait en particulier de s'assurer que les capacités à maîtriser les pointes de demande et à assurer une flexibilité suffisante pour accompagner la pénétration des EnRi (*smart grids*, moyens de production pilotables, ...) soient compatibles avec le critère de sécurité d'approvisionnement.
- Estimer les coûts associés et les niveaux de dépenses annuelles qui impacteront la tarification des réseaux.
- Adopter une démarche coût-efficacité et mettre notamment en évidence les interdépendances entre réseaux (par exemple lors des vagues de froid), y compris les réseaux de chaleur.
- Préparer les mécanismes d'accompagnement permettant de compenser les effets indésirables sur la facture des consommateurs.

Recommandation n° 2 (pour le Gouvernement) : Impliquer le Parlement sur une stratégie nationale de développement des réseaux d'énergie.

- Compte tenu de la durée des investissements nécessaires, il conviendrait d'établir, en complément à la Stratégie nationale bas carbone, une stratégie à un horizon aussi éloigné (15 à 20 ans minimum) décrivant les transformations à engager pour les réseaux d'énergie et infrastructures connexes (interconnexions, stockages, terminaux,...) ainsi que leur mode de financement et la répercussion sur les factures d'électricité des consommateurs.

Recommandation n° 3 (pour la CRE) : Poursuivre l'augmentation de la transparence des tarifs de réseau.

- S'appuyer sur des modèles publics technico-économique de réseau pour confronter les points de vue et caler une fonction de coûts, en complément d'une analyse *top down* pour la fixation des tarifs d'utilisation du réseau.
- Evaluer et publier le coût des politiques publiques portées par les gestionnaires de réseaux, à l'instar d'autres secteurs (ex. : service universel postal, contrainte d'accessibilité du service postal,...). Sont notamment visés le soutien de la compétitivité de l'industrie, la transition énergétique (ex. coût de raccordement des champs éoliens offshore, etc.), la politique agricole ou d'aménagement du territoire et toute autre mission d'intérêt général qu'il serait demandé d'assumer aux gestionnaires de réseaux.

Recommandation n° 4 (pour la CRE) : Développer une analyse géographique des coûts.

- Identifier dans un premier temps, voire signaler les coûts différenciés d'utilisation du réseau (usage, raccordement) à une maille géographique pertinente pour optimiser globalement le système (production, réseau, consommation) dans la phase de transformation structurelle qui s'amorce.
- Étudier l'intérêt d'une introduction à moyen ou long terme d'une tarification nodale.

Recommandation n° 5 (pour la DGEC et la CRE) : Identifier et valoriser les services rendus par le réseau.

- Notamment desserte, acheminement de l'énergie, qualité de service (sécurité d'approvisionnement, micro-coupures, fréquence, tension, pression du gaz, ...), cyber-sécurité,...
- Adapter les structures tarifaires et la fiscalité pour ne pas favoriser des comportements d'évasion sans risque du réseau (autoconsommation, déconnexion, mécanismes de sélection adverse)

Recommandation n° 6 (pour la DGEC) : Permettre aux ménages de disposer d'informations plus précises qu'aujourd'hui sur les coûts de réseau qu'engendre leur consommation d'électricité.

- Encourager des offres tarifaires orientées vers les coûts.
- S'assurer que le prix de l'acheminement est accessible dans les factures reçues par les consommateurs domestiques et que le mode de calcul utilisé par le fournisseur reflète bien la réalité de ses coûts.

Recommandation n° 7 (pour la CRE et la Commission Européenne) : En vue de préparer l'évolution future de la tarification des réseaux, engager une étude comparative, par exemple au niveau OCDE, des modèles économiques de tarification des réseaux, notamment dans un contexte de transition énergétique.

- Parmi les questions à étudier : tarification nodale, tarification de l'injection (par exemple en fonction de l'utilité aux réseaux), schémas de type S3REnR, autoconsommation et autoproduction, garantie de puissance offerte par le réseau, ...

Recommandation n° 8 (pour le Ministère de l'économie et des finances) : Engager une revue de la fiscalité de l'électricité, y compris pour la part réseau.

- Améliorer la lisibilité de la fiscalité sur un bien essentiel tel que l'électricité.
- Anticiper la baisse de recettes de TICPE (Taxe Intérieure de Consommation sur les Produits Énergétiques, assise notamment sur le pétrole et le gaz) en raison de la transition énergétique, du développement de la mobilité électrique et du chauffage électrique.

7. Annexe 1 : Lettre de mission



CONSEIL GÉNÉRAL DE L'ÉCONOMIE
DE L'INDUSTRIE, DE L'ÉNERGIE ET DES TECHNOLOGIES

Paris, le 20 FEV. 2019

Le Vice-président

à

Monsieur Philippe DISTLER
Ingénieur général des mines

Monsieur Richard LAVERGNE
Ingénieur général des mines

TELEDOC 792
BATIMENT NECKER
120, RUE DE BERCY
75572 PARIS CEDEX 12

N° 2019/03/CGE/RR
482

Objet : Tarification des réseaux électriques et gaziers

La tarification des réseaux électriques et gaziers est prévue par la loi et confiée à la Commission de régulation de l'énergie. Le déploiement de la transition énergétique et les bouleversements qu'elle entraîne conduisent à réfléchir de nouveau aux principes qui la sous-tendent avec un souci d'efficacité économique.

L'analyse devrait en particulier s'appuyer sur une comparaison avec ce que font nos voisins européens, et en particulier l'Allemagne, les Pays-Bas et la Grande-Bretagne.

Elle permettra d'amorcer les travaux qu'aura à mener la CRE ces prochaines années sur les futurs tarifs.

1) *Electricité*

La tarification des réseaux électriques (de transport et de distribution) est fixée par la Commission de régulation de l'énergie pour des périodes de 4 ans. Elle l'a été pour la dernière fois début 2017 et s'appliquera jusqu'à l'été 2021.

Le TURPE, tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, payé par les utilisateurs des réseaux de transport et de distribution d'électricité, a été introduit par la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 avec deux grands principes :

- 1) Eviter une sur ou une sous-rémunération d'activités reconnues comme attachées à des « infrastructures essentielles » placées en situation de monopoles naturels.
- 2) Permettre un accès non discriminatoire des acteurs du marché de l'électricité aux réseaux de transport et distribution.

La CRE est tenue de définir la tarification dans une logique de régulation incitative afin d'améliorer les performances des gestionnaires de réseaux, notamment pour la qualité de l'électricité, l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité d'approvisionnement (art. 341-3 du code de l'énergie).

La CRE doit également respecter trois autres principes législatifs : « timbre-poste », péréquation tarifaire, horo-saisonnalité.

Mais les conditions d'utilisation de ces réseaux sont en train d'être profondément modifiés :

- Ils ont été historiquement utilisés avec l'injection d'un industriel prépondérant, EDF, et avec le soutirage d'une multitude de consommateurs ;
- Aujourd'hui, les producteurs d'électricité sont beaucoup plus nombreux, de tailles très diverses et avec des injections beaucoup moins prévisibles, du fait essentiellement du développement des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) ;
- Les pouvoirs publics sont parfois tentés d'utiliser le TURPE comme un outil de politique énergétique complémentaire aux incitations en vigueur pour le développement des EnRi, des économies d'électricité et de la décarbonation de l'économie française ;
- Quant aux consommateurs, et surtout si l'autoconsommation se développe, on peut imaginer que certains n'utilisent plus guère le réseau pour soutirer significativement de l'énergie - ils peuvent devenir autosuffisants - mais ils en conserveront sans doute le besoin à la fois comme assurance en cas de difficultés pour être sûrs de la continuité de leur électricité, et comme régulateur de leur tension.

Or les réseaux sont appelés à avoir un rôle de plus en plus important dans l'équilibre offre-demande du fait de la réduction des marges de l'offre. Les niveaux d'investissement sont croissants et importants alors que la consommation d'électricité stagne. Par ailleurs le prix de l'utilisation des réseaux ainsi que la qualité des prestations offertes font partie de la compétitivité et de l'attractivité de l'économie nationale.

Il paraît donc important d'étudier en amont, « à froid », les principes qui sous-tendront une tarification future pertinente des réseaux, intégrant les coûts générés par les décisions des acteurs concernés :

- Faut-il que les producteurs participent à leurs coûts en fonction des investissements et des coûts d'exploitation qu'ils leur causent ?
- Comment faut-il que les consommateurs paient leur utilisation du réseau ? En fonction de l'énergie soutirée ? De la puissance souscrite assurée en cas de besoin ?
- Dans quelle mesure la tarification des réseaux doit-elle tenir compte de préoccupations de long terme de politique énergétique et environnementale ?
- Les réformes engagées au niveau européen (suites du Paquet énergie-climat, etc.) risquent-elles d'impacter le TURPE ?

2) Gaz

Au contraire de l'électricité, vecteur énergétique en pointe pour la transition énergétique mais confronté à de multiples défis techniques, politiques et sociétaux, la tarification des réseaux de gaz ne nécessite vraisemblablement qu'une adaptation pour la rendre plus efficace. En outre, les coûts de fourniture représentent plus de 40% de la facture et sont sensibles à la conjoncture internationale, alors qu'ils ne représentent qu'environ 30% pour l'électricité et sont relativement plus stables.

L'article L.452-2 du code de l'énergie prévoit que la CRE fixe les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel. Pour le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et de Teréga (gestionnaires de réseau de transport ou GRT), dit « tarif ATRT6 », la CRE prend en compte un certain nombre de paramètres (trajectoires des charges d'exploitation et de capital, etc.) et elle a mis en place des mécanismes de régulation incitative. L'article L.452-1 du code de l'énergie prévoit que les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire de réseaux de distribution, à l'exception des nouveaux réseaux publics de distribution concédés en application de l'article L.432-6 du même code.

Les réseaux de gaz naturel sont appelés à intégrer de plus en plus de biométhane, voire d'hydrogène, avec des pics de consommation affectés par les pics de demande d'électricité.

Comme pour l'électricité, il paraît important d'étudier en amont, « à froid », les principes qui conduiront à une tarification future pertinente des réseaux de gaz, et notamment :

- Faut-il que les producteurs participent à leurs coûts en fonction des investissements et des coûts d'exploitation qu'ils leur causent ?
- Comment faut-il que les consommateurs paient leur utilisation du réseau ?

Vos travaux seront axés sur des propositions étayées, notamment quant aux impacts économiques attendus.

Vous me remettrez un rapport d'étape avec vos premières propositions d'ici fin mai 2019 et votre rapport final pour novembre 2019, après avoir testé vos propositions auprès des principaux acteurs économiques et publics concernés.



Luc ROUSSEAU

8. Annexe 2 : Bibliographie

- [1] Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique, par Etienne Beeker, France Stratégie, novembre 2019.
- [2] Transition énergétique : faisons jouer nos réseaux, Institut Montaigne, décembre 2019.
- [3] Retour d'expérience des difficultés rencontrées pour la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz durant l'hiver 2016-2017 – Evolution du critère de défaillance du système électrique et du critère de sécurité d'approvisionnement en gaz naturel, Rapport de mission du CGE, janvier 2018.
- [4] Marginal cost pricing in practice édité par James R. Nelson Prentice Hall, 1964
- [5] Energie – Pour des réseaux électriques solidaires par Alain Beltran, Michel Derdevet, Fabien Roques
- [6] Electricity marginal cost pricing par Monica Greer Elsevier, 2012
- [7] Utility of the future an MIT Energy initiative response to an industry in transition, décembre 2016
- [8] Tarification de l'accès et de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité : la perspective académique, Rapport pour la CRE par Thomas Olivier Léautier, février 2015
- [9] Principles of public utility rates par James C. Bonbright Columbia University Press, 1961
- [10] Partage des coûts et tarification des infrastructures : Enjeux, problématiques et pertinence par M. Boyer, M. Moreaux, M. Truchon, CIRANO, décembre 2002
- [11] Recovery of utility fixed costs : utility, consumer, environmental and economists perspectives edited by Lisa Schwartz Lawrence Berkeley National Laboratory, juin 2016
- [12] Introduction to network tariffs and network codes for consumers, prosumers and energy communities Tim Schittekatte, Leonardo MEEUS European University Institute 2018
- [13] Conférence de l'Association des économistes de l'énergie « Le cadre de régulation des réseaux électriques », Université Paris-Dauphine, 21 janvier 2019

9. Annexe 3 : Glossaire des acronymes

ATRD	Tarifs d'Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution de gaz
ATRT	Tarifs d'Accès des Tiers aux Réseaux de Transport de gaz
ATS	Tarifs d'Accès des Tiers aux Stockages de gaz
BAR	Base d'Actifs Régulés
BT	Basse Tension
CAPEX	Capital Expenditure – Dépenses d'investissement
CCE	Coûts Courants Économiques
CH	Coûts Historiques
CMPC	Coût Moyen Pondéré du Capital (WACC en anglais)
CRF	Coût de Renouvellement en Filière
ELD	Entreprise Locale de Distribution
EnRi	Energies Renouvelables intermittentes
HT	Haute Tension
OPEX	Operational Expenditure – Dépenses d'exploitation
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Énergie
S3REnR	Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables
THT	Très Haute Tension
TURPE	Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité

10. Annexe 4 : Personnes rencontrées

- **Ministère de la transition écologique et solidaire**

Sophie Murlon, Directrice de l'énergie, Direction générale de l'énergie et du climat

- **Ministère de l'économie et des finances**

Thomas Pillot, Direction générale des entreprises

- **CRE**

Domitille Bonnefoi, Directrice de la direction des réseaux

Antoine Dereuddre

Frédéric Gravot

Nicolas Deloge

- **EDF**

Patrice Bruel, Directeur de la régulation

Corinne Théveniau, Directrice de la régulation financière

Denis Haag

- **Enedis**

Jean-Baptiste Galland, Directeur stratégie

- **Engie**

Jean-Baptiste Séjourné, Directeur de la régulation

Gilles Le Mouillour

Daniel Villefailleau

- **GRDF**

Bertrand de Singly, Directeur délégué à la stratégie

Françoise Renot, Directrice déléguée à la régulation

Laurent Renat, Directeur de la Direction économie régulation

Alexis Masse

- **GRTgaz**

Philippe Madiec, Directeur stratégie régulation

Céline Heidrecheid

- **RTE**

Vincent Thouvenin, Directeur des affaires européennes

Benjamin Guédou

Nicolas Biegala

- **Total Direct Energie**

Fabien Choné

Pierre-Louis Pernet

- **UFE**

Damien Siess, Directeur stratégie et prospective

Antoine Guillou

- **Uneleg**

Didier Rebischung, Président

11/2/2020

- **Université Paris-Dauphine et Compass Lexecon**

Fabien Roques, Professeur Associé, Université Paris Dauphine et Executive Vice President & Head of Energy Practice chez Compass Lexecon

11. Annexe 5 : Extrait du code de l'énergie s'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité (livre III, titre IV, chapitre I^{er})

Article L. 341-2

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.

Ces coûts comprennent notamment :

1° Les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public, y compris les contributions versées par les gestionnaires de ces réseaux aux autorités organisatrices mentionnées à l'article L. 322-1 qui exercent la maîtrise d'ouvrage des travaux mentionnés à l'article L. 322-6, lorsque ces travaux sont engagés avec l'accord des gestionnaires de réseaux et ont pour effet d'accélérer le renouvellement d'ouvrages de basse tension conformément aux dispositions prévues dans les cahiers des charges de concession et d'éviter ainsi aux gestionnaires de réseaux des coûts légalement ou contractuellement mis à leur charge ;

2° Les surcoûts de recherche et de développement nécessaires à l'accroissement des capacités de transport des lignes électriques, en particulier de celles destinées à l'interconnexion avec les pays voisins et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement ;

3° Une partie des coûts de raccordement à ces réseaux et une partie des coûts des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution dans les conditions fixées aux articles L. 342-6 à L. 342-12.

Peuvent bénéficier de la prise en charge prévue au présent 3° :

a) Les consommateurs d'électricité dont les installations sont raccordées aux réseaux publics d'électricité, quel que soit le maître d'ouvrage de ces travaux ;

b) Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité mentionnés à l'article L. 111-52, pour le raccordement de leurs ouvrages au réseau amont ;

c) Les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable dont les installations sont raccordées aux réseaux publics de distribution, quel que soit le maître d'ouvrage de ces travaux.

Lorsque le raccordement mentionné aux a ou c du présent 3° est réalisé sous la maîtrise d'ouvrage d'une autorité organisatrice de la distribution publique d'électricité mentionnée à l'article L. 121-4, conformément à la répartition opérée par le contrat de concession ou par le règlement de service de la régie, une convention avec le gestionnaire du réseau public de distribution règle notamment les modalités de versement de la prise en charge prévue au présent 3°. Le modèle de cette convention est transmis pour approbation au comité du système de distribution publique d'électricité mentionné à l'article L. 111-56-1.

Le niveau de la prise en charge prévue au présent 3° ne peut excéder 40 % du coût du raccordement et peut être différencié par niveau de puissance et par source d'énergie. Il est arrêté par l'autorité administrative après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

La prise en charge prévue au présent 3° n'est pas applicable lorsque les conditions de raccordement sont fixées dans le cadre de la procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10 ;

4° Pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer :

a) Les indemnités versées aux producteurs d'électricité en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, à l'article L. 342-3 ;

b) Les indemnités versées aux producteurs d'électricité en application de l'article L. 342-7-1.

Lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Pour le calcul du coût du capital investi par les gestionnaires de ces réseaux, la méthodologie est indépendante du régime juridique selon lequel sont exploités les réseaux d'électricité et de ses conséquences comptables. Elle peut se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital, établi à partir d'une structure normative du passif du gestionnaire de réseau, par référence à la structure du passif d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité incluent une rémunération normale, qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux.

Article L. 341-3

Les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. Le gestionnaire du réseau public de transport et le gestionnaire du réseau public de distribution issu de la séparation juridique imposée à Electricité de France par l'article L. 111-57 adressent, à la demande de la Commission de régulation de l'énergie, les éléments notamment comptables et financiers nécessaires afin que cette dernière puisse se prononcer sur l'évolution en niveau et en structure des tarifs.

La Commission de régulation de l'énergie fixe également les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux.

La Commission de régulation de l'énergie se prononce, s'il y a lieu à la demande des gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, ainsi que sur celles des tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de ces réseaux. Elle peut prévoir un encadrement pluriannuel d'évolution des tarifs et des mesures incitatives appropriées, tant à court terme qu'à long terme, pour encourager les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à améliorer leurs performances, notamment en ce qui concerne la qualité de l'électricité, à favoriser l'intégration du marché intérieur de l'électricité et la sécurité de l'approvisionnement et à rechercher des efforts de productivité.

La Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par l'autorité administrative. Elle informe régulièrement l'autorité administrative lors de la phase d'élaboration des tarifs. Elle procède, selon les modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie transmet à l'autorité administrative pour publication au Journal officiel de la République française, ses décisions motivées relatives aux évolutions, en niveau et en structure, des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, aux évolutions des tarifs des prestations annexes réalisées à titre exclusif par les gestionnaires de réseaux et aux dates d'entrée en vigueur de ces tarifs.

Dans un délai de deux mois à compter de cette transmission, l'autorité administrative peut, si elle estime que la délibération de la Commission de régulation de l'énergie ne tient pas compte des orientations de politique énergétique, demander une nouvelle délibération par décision motivée publiée au Journal officiel de la République française.

Article L. 341-4

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité mettent en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée.

Dans le cadre du déploiement des dispositifs prévus au premier alinéa du présent article et en application de la mission fixée au 7° de l'article L. 322-8, les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité mettent

à la disposition des consommateurs leurs données de comptage, des systèmes d'alerte liés au niveau de leur consommation, ainsi que des éléments de comparaison issus de moyennes statistiques basées sur les données de consommation locales et nationales. Un décret précise le contenu des données concernées ainsi que les modalités de leur mise à disposition.

Dans le cadre de l'article L. 124-5, ils garantissent aux fournisseurs la possibilité d'accéder aux données de comptage de consommation, en aval du compteur et en temps réel, sous réserve de l'accord du consommateur.

La fourniture des services mentionnés aux deuxième et troisième alinéas du présent article ne donne pas lieu à facturation.

Les gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité mettent à la disposition du propriétaire ou du gestionnaire de l'immeuble, dès lors qu'il en formule la demande et qu'il justifie de la mise en œuvre d'actions de maîtrise de la consommation d'énergie engagées pour le compte des consommateurs de l'immeuble, les données de comptage de consommation sous forme anonymisée et agrégée à l'échelle de l'immeuble. Les coûts résultant de l'agrégation des données de comptage ne peuvent être facturés au consommateur et peuvent être facturés au propriétaire ou au gestionnaire de l'immeuble, sur une base non lucrative. Un décret précise les modalités d'application du présent alinéa, notamment la nature des justifications devant être apportées par le propriétaire ou le gestionnaire de l'immeuble et les modalités de leur contrôle, ainsi que les caractéristiques des données de consommation communiquées.

La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue à l'article L. 341-2 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes électriques, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre.

Les cahiers des charges des concessions et les règlements de service des régies de distribution d'électricité doivent être en conformité avec les dispositions du présent article.

(...)

Article L. 341-4-2

Les tarifs d'utilisation du réseau public de transport d'électricité applicables aux sites fortement consommateurs d'électricité qui présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique sont réduits d'un pourcentage fixé par décret par rapport au tarif d'utilisation du réseau public de transport normalement acquitté. Ce pourcentage est déterminé en tenant compte de l'impact positif de ces profils de consommation sur le système électrique.

Le niveau des tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité prend en compte la réduction mentionnée au premier alinéa dès son entrée en vigueur, afin de compenser sans délai la perte de recettes qu'elle entraîne pour les gestionnaires de réseau concernés.

Les bénéficiaires de la réduction mentionnée au premier alinéa sont les consommateurs finals raccordés directement au réseau public de transport, à un ouvrage de tension supérieure ou égale à 50 kilovolts d'un réseau de distribution d'électricité aux services publics ou à un ouvrage déclassé mentionné au c du 2° de l'article L. 321-4 et de tension supérieure ou égale à 50 kilovolts, et les consommateurs finals équipés d'un dispositif de comptage géré par le gestionnaire de l'un de ces réseaux, lorsqu'ils justifient d'un niveau de consommation supérieur à un plancher et répondent à des critères d'utilisation du réseau tels qu'une durée minimale d'utilisation ou un taux minimal d'utilisation en heures creuses. Ces critères sont définis par décret.

La réduction mentionnée au premier alinéa est plafonnée pour concourir à la cohésion sociale et préserver l'intérêt des consommateurs. Ce plafond est fixé par décret :

1° Pour les sites qui relèvent de l'article L. 351-1, en fonction des catégories définies au même article L. 351-1 et sans excéder 90% ;

11/2/2020

2° Pour les installations permettant le stockage de l'énergie en vue de sa restitution ultérieure au réseau, en fonction de l'efficacité énergétique de l'installation de stockage et sans excéder 50% ;

3° Pour les autres sites de consommation, sans excéder 20%.

12. Annexe 6 : Extrait du code de l'énergie s'agissant des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié (livre IV, titre V, chapitre II)

Article L. 452-1

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux ou par les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'opérateurs efficaces. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46.

Figurent notamment parmi les coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de transport les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que la partie du coût des renforcements des réseaux mentionnés à l'article L. 453-9 restant à la charge des gestionnaires de réseaux de transport.

Pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz, ces coûts comprennent également une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de biogaz. Le niveau de prise en charge, arrêté par l'autorité administrative après avis de la Commission de régulation de l'énergie, ne peut excéder 40% du coût du raccordement.

Figurent notamment parmi les coûts supportés par les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 une rémunération normale des capitaux investis, les coûts mentionnés au dernier alinéa de l'article L. 421-6, les dépenses de recherche et développement nécessaires à la sécurité de ces infrastructures et les coûts supportés par ces opérateurs au titre de la modification de la nature ou des caractéristiques du gaz acheminé dans les réseaux de gaz naturel.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel peuvent comporter une part fixe, une part proportionnelle à la capacité souscrite et une part proportionnelle à la différence entre la capacité ferme souscrite en hiver et l'utilisation annuelle moyenne de cette capacité.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont recouverts par les gestionnaires de ces réseaux. Les gestionnaires de réseaux de transport reversent aux opérateurs de stockage souterrain de gaz naturel mentionnés à l'article L. 421-3-1 une part du montant recouvré selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie.

Lorsque les recettes d'un opérateur de stockage issues de l'exploitation des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1 sont supérieures aux coûts associés à l'obligation de service public définie audit article L. 421-3-1, l'excédent de recettes est reversé par l'opérateur aux gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel selon des modalités fixées par la Commission de régulation de l'énergie.

Les gestionnaires des réseaux de transport de gaz naturel et les opérateurs des infrastructures de stockage mentionnées au même article L. 421-3-1 sont tenus de publier, de tenir à la disposition des utilisateurs et de communiquer à la Commission de régulation de l'énergie les conditions commerciales générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations.

Article L. 452-1-1

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, les conditions commerciales d'utilisation de ces réseaux ou installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les gestionnaires de ces réseaux, 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 efficace. Ces

coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service, y compris des obligations fixées par la loi et les règlements ainsi que des coûts résultant de l'exécution des missions de service public et des contrats mentionnés au I de l'article L. 121-46.

Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré, la partie du coût des renforcements des réseaux mentionnés à l'article L. 453-9 restant à la charge des gestionnaires de réseaux de distribution ainsi que la partie du coût des extensions de réseaux restant à la charge des distributeurs. Figurent également parmi ces coûts les dépenses afférentes aux opérations de contrôle, d'adaptation et de réglage des appareils et équipements gaziers mentionnées au deuxième alinéa du I de l'article L. 432-13.

Pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel qui ne sont pas concédés en application de l'article L. 432-6 et qui ont pour société gestionnaire une société mentionnée à l'article L. 111-61, ces coûts comprennent également une partie des coûts de raccordement à ces réseaux des installations de production de biogaz. Le niveau de prise en charge ne peut excéder 40% du coût du raccordement. Il est arrêté par l'autorité administrative, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 font l'objet d'une péréquation à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire. La méthodologie visant à établir un tarif de distribution de gaz naturel applicable à l'ensemble des concessions exploitées par ces gestionnaires de réseaux de gaz naturel peut reposer sur la référence à la structure du passif d'entreprises comparables du même secteur dans l'Union européenne sans se fonder sur la comptabilité particulière de chacune des concessions. Pour le calcul du coût du capital investi, cette méthodologie fixée par la Commission de régulation de l'énergie peut ainsi se fonder sur la rémunération d'une base d'actifs régulée, définie comme le produit de cette base par le coût moyen pondéré du capital, établi à partir d'une structure normative du passif du gestionnaire de réseau. Pour les gestionnaires de réseaux mentionnés au III de l'article L. 2224-31 du code général des collectivités territoriales, le tarif d'utilisation du réseau de distribution auquel ils sont raccordés est établi en tenant compte de leur participation financière initiale aux dépenses d'investissement nécessitées par leur raccordement.

Les gestionnaires des réseaux de distribution de gaz naturel sont tenus de publier, de tenir à la disposition des utilisateurs et de communiquer à la Commission de régulation de l'énergie les conditions commerciales générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel incluent une rémunération normale qui contribue notamment à la réalisation des investissements nécessaires pour le développement des réseaux et des installations.

Article L. 452-1-2

Les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, y compris des installations fournissant des services auxiliaires et de flexibilité, les conditions commerciales d'utilisation de ces installations, ainsi que les tarifs des prestations annexes réalisées par les exploitants desdites installations, sont établis de manière transparente et non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par ces exploitants, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un exploitant d'installations efficace. Ces coûts tiennent compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service.

Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré.

Les exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié sont tenus de publier, de tenir à la disposition des utilisateurs et de communiquer à la Commission de régulation de l'énergie les conditions commerciales générales d'utilisation de leurs ouvrages et de leurs installations.

Article L. 452-2

Les méthodes utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel et les tarifs d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie. Les gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel, les gestionnaires d'installations de gaz naturel liquéfié et les opérateurs des installations de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1 adressent à la Commission de régulation de l'énergie,

à sa demande, les éléments, notamment comptables et financiers, nécessaires lui permettant de délibérer sur les évolutions des tarifs d'utilisation des réseaux de gaz naturel ou des installations de gaz naturel liquéfié.

La Commission de régulation de l'énergie fixe également les méthodes utilisées pour établir les tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations.

Article L. 452-2-1

Les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel peuvent mettre en œuvre des dispositifs incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation, notamment pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée. Les modalités de mise en œuvre de ces dispositifs ainsi que les catégories d'utilisateurs des réseaux concernés sont précisées par décret.

La structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz naturel sont fixés afin d'inciter les utilisateurs des réseaux mentionnés au premier alinéa du présent article à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée au niveau national. Ils peuvent également inciter les utilisateurs des réseaux mentionnés au même premier alinéa à limiter leur consommation aux périodes de pointe au niveau local. A cet effet, la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution peuvent, sous réserve d'assurer la couverture de l'ensemble des coûts prévue aux articles L. 452-1 et L. 452-1-1 et de manière proportionnée à l'objectif de maîtrise des pointes gazières, s'écarter pour un consommateur de la stricte couverture des coûts de réseau qu'il engendre.

Article L. 452-3

La Commission de régulation de l'énergie délibère sur les évolutions tarifaires ainsi que sur celles des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de ces réseaux ou de ces installations avec, le cas échéant, les modifications de niveau et de structure des tarifs qu'elle estime justifiées au vu notamment de l'analyse de la comptabilité des opérateurs et de l'évolution prévisible des charges de fonctionnement et d'investissement. Ces délibérations, qui peuvent avoir lieu à la demande des gestionnaires de réseaux de transport ou de distribution de gaz naturel ou des gestionnaires d'installations de gaz naturel liquéfié ou des opérateurs des installations de stockage mentionnées à l'article L. 421-3-1, peuvent prévoir un encadrement pluriannuel de l'évolution des tarifs ainsi que des mesures incitatives appropriées à court ou long terme pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment, à la qualité du service rendu, à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement et à la recherche d'efforts de productivité.

Dans ses délibérations, la Commission de régulation de l'énergie prend en compte les orientations de politique énergétique indiquées par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Elle informe régulièrement les ministres lors de la phase d'élaboration de ces tarifs. Elle procède, selon des modalités qu'elle détermine, à la consultation des acteurs du marché de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie transmet aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie ses délibérations motivées relatives aux évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des réseaux de transport, de distribution de gaz naturel et d'utilisation des installations de gaz naturel liquéfié, aux évolutions des tarifs des prestations annexes réalisées exclusivement par les gestionnaires de réseaux ou d'installations, ainsi que les règles tarifaires et leur date d'entrée en vigueur. Ces délibérations sont publiées au Journal officiel de la République française.

Dans un délai de deux mois, à compter de la réception de sa transmission, chacun des ministres concernés peut, s'il estime que la délibération de la Commission de régulation de l'énergie n'a pas tenu compte des orientations de politique énergétique indiquées, demander une nouvelle délibération, par décision motivée publiée au Journal officiel de la République française. Cette nouvelle délibération intervient dans un délai de deux mois à compter de la publication de la décision précitée.

13. Annexe 7 : Méthode des coûts de remplacement en filière (*extrait de la décision n°2008-0409 de l'ARCEP en date du 8 avril 2008 portant sur les obligations de comptabilisation des coûts et de séparation comptable imposées à TDF*)

I. Introduction

1.1 Principe

La valeur K_t d'un actif est obtenue comme la différence entre les coûts actualisés (à l'instant t) correspondant à deux options :

- une option consistant à continuer à utiliser l'actif jusqu'à sa fin de vie économique ;
- une option consistant à le remplacer à neuf par un actif fonctionnellement équivalent.

1.2 Principaux paramètres

- a est le taux d'actualisation ;
- g est le taux de progrès technique ; il correspond à la baisse du prix à neuf de l'actif en monnaie courante : si K_0 est le prix à neuf de l'actif en début d'année 0, le prix à neuf de l'actif en début d'année n est $K_n = K_0 / (1+g)^n$;
- on définit un taux composite h tel que $(1+a) \cdot (1+g) = (1+h)$

II. Applications

II.1 Le coût correspondant à l'option 1 (maintien de l'actif en service)

Cette option correspond au cycle normal de vie de l'actif, renouvelé tous les T ans. Le coût correspondant, actualisé au moment t est donné par la formule suivante :

$$\Gamma_{1,t} = \frac{K_0}{(1+g)^T} \cdot \frac{1}{(1+a)^{T-t}} + \frac{K_0}{(1+g)^{2T}} \cdot \frac{1}{(1+a)^{2T-t}} + \dots$$

Cette somme correspond au coût de l'actif à l'année T , actualisé au moment t puis au coût de l'actif à l'année $2.T$, actualisé au moment t , et ainsi de suite toutes les T années ... Elle se transforme comme suit :

$$\Gamma_{1,t} = K_0 \cdot (1+a)^t \cdot \left(\frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

$$\Gamma_{1,t} = \frac{K_0 \cdot (1+a)^t}{(1+h)^T} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

II.2 Le coût correspondant à l'option 2 (renouvellement de l'actif)

Dans cette option, l'actif est immédiatement renouvelé, puis renouvelé à nouveau tous les T ans. Le coût correspondant, actualisé au moment t est donné par la formule suivante :

$$\Gamma_{2,t} = \frac{K_0}{(1+g)^t} + \frac{K_0}{(1+g)^{t+T}} \cdot \frac{1}{(1+a)^T} + \dots$$

Cette somme correspond au coût de l'actif à l'année t , actualisé au moment t puis au coût de l'actif à l'année $t + T$, actualisé au moment t , et ainsi de suite toutes les T années... Elle se transforme comme suit :

$$\Gamma_{2,t} = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

$$\Gamma_{2,t} = \frac{K_0 \cdot (1+a)^t}{(1+h)^t} \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

II.3 Le calcul de la valeur de remplacement

Par définition, la valeur de remplacement pour l'actif en service au moment t est la différence de coût entre les deux options : $K_t = \Gamma_{2,t} - \Gamma_{1,t}$. Cette formule se transforme :

$$K_t = K_0 \cdot (1+a)^t \cdot \left(\frac{1}{(1+h)^t} - \frac{1}{(1+h)^T} \right) \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

$$K_t = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t}} \right) \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right) \quad K_t = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \frac{\left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t}} \right)}{\left(1 - \frac{1}{(1+h)^T} \right)}$$

$$\text{car : } \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right) = \frac{1}{\left(1 - \frac{1}{(1+h)^T} \right)}$$

Si on pose :

$$\boxed{\varphi(h, x) = \frac{1}{h} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+h)^x} \right)}$$

$$\boxed{K_t = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \frac{\varphi(h, T-t)}{\varphi(h, T)}}$$

II.4 L'annuité

Pour un taux d'actualisation égal au taux de rémunération du capital, la relation générale entre annuité et valeurs de l'actif est :

$$A_t = \frac{a \cdot K_t + (K_t - K_{t+1})}{(1+a)} = K_t - \frac{1}{(1+a)} \cdot K_{t+1}$$

Cette formule se transforme en reprenant les valeurs de K_t

$$A_t = \left[\frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t}} \right) - \frac{K_0}{(1+a) \cdot (1+g)^{t+1}} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t-1}} \right) \right] \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

$$A_t = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \left[\left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t}} \right) - \frac{1}{(1+h)} \cdot \left(1 - \frac{1}{(1+h)^{T-t-1}} \right) \right] \cdot \left(1 + \frac{1}{(1+h)^T} + \frac{1}{(1+h)^{2T}} + \dots \right)$$

Il vient finalement :

$$A_t = \frac{K_0}{(1+g)^t} \cdot \frac{1}{(1+h) \cdot \varphi(h, T)}$$