

Réponse de GRDF à la Consultation publique N°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

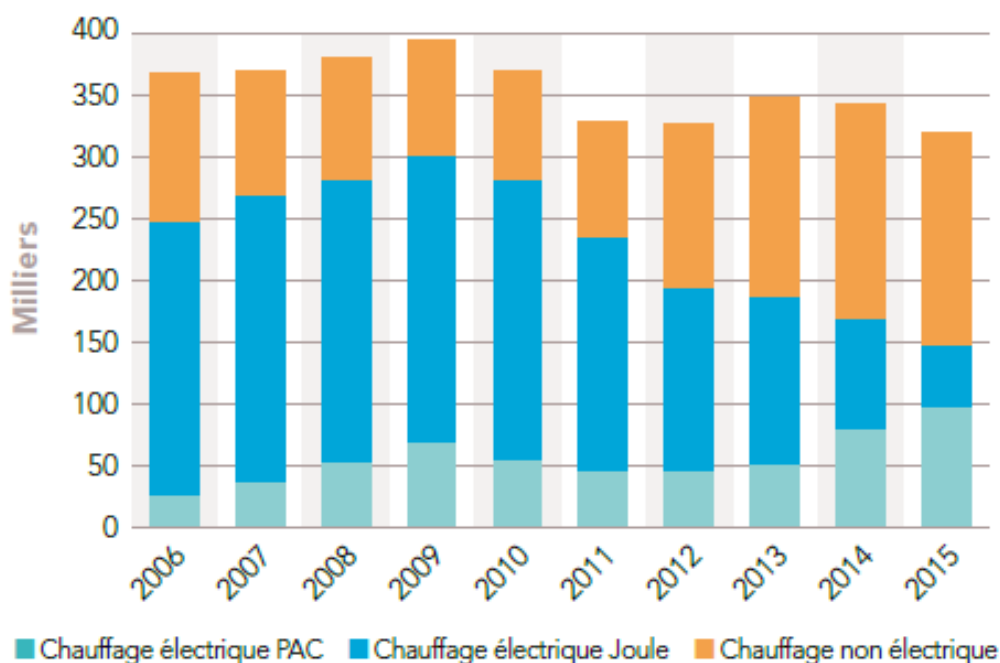
GRDF a quelques remarques sur l'introduction générale et GRDF répondra aux questions Q1, Q2, Q7, Q10, Q11, Q12 et Q13, et Q18 à Q21.

INTRODUCTION

GRDF souhaite réagir sur les graphes présentés dans le document de consultation publique : Figure 2 (p.6) et Figure 3 (p.6).

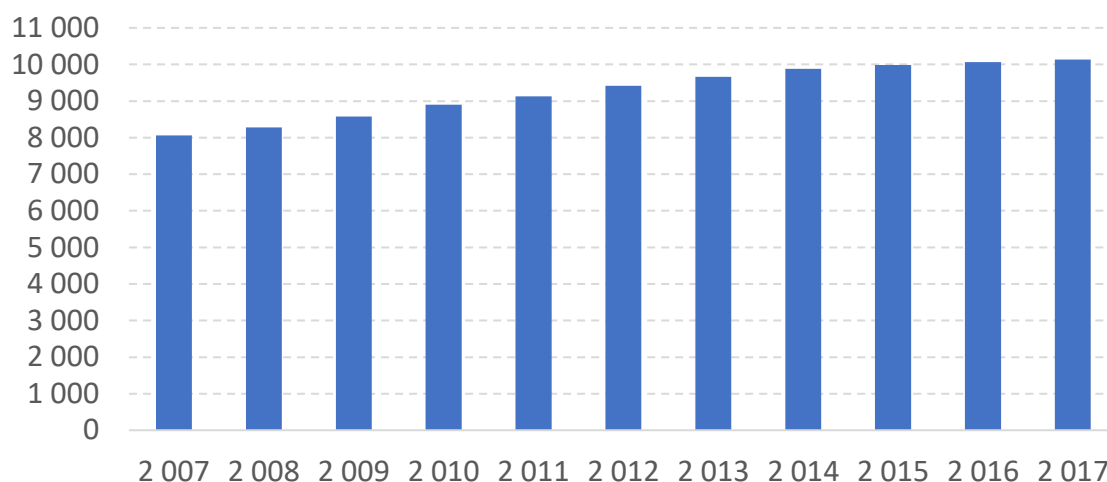
GRDF souhaite mentionner le fait que ses actions en faveur du développement du nombre de clients raccordés au réseau de gaz ont contribué à stopper la croissance de la pointe électrique. En particulier, le rééquilibrage des parts de marché de l'électricité et du gaz pour le chauffage des bâtiments neufs, observé depuis 2010, a permis de limiter la croissance du nombre d'appareils de chauffage électrique par effet Joule sur le parc français. En effet, le Graphe 1 ci-après témoigne d'une baisse de près de 75% du nombre de logements neufs dont l'énergie de chauffage est électrique par effet Joule, entre 2006 et 2015.

Graphe 1 : Logements neufs selon l'énergie de chauffage (extrait du bilan prévisionnel de RTE sur l'équilibre offre-demande d'électricité en France, édition 2016) :



Cette tendance se confirme lorsque l'on note la faible croissance du chauffage de base par effet Joule sur l'ensemble du parc existant entre 2007 et 2017, comme en témoigne le Graphe 2.

Graph 2 : Nombre de résidences principales équipées d'un chauffage de base par effet Joule (Source CEREN) :



Par ailleurs, GRDF tient à souligner que les graphes présentés en figure 3 de la Consultation Publique, basés sur le Bilan Prévisionnel de RTE de 2017, et illustrant une évolution prévisionnelle de la pointe électrique globalement décroissante sur les 15 prochaines années, ne paraissent plus cohérents avec les derniers signaux envoyés récemment par les pouvoirs publics en matière d'évolution du mix énergétique :

- Le plan d'éradication du chauffage au fioul d'ici 2028, annoncé par le gouvernement fin 2018 et suivi de la mise en place d'une aide financière significative (la prime CEE « coup de pouce chauffage ») au remplacement des anciennes chaudières par des systèmes de chauffage performants, dont les pompes à chaleur électriques, pourrait tirer vers le haut la pointe électrique hivernale dans les années qui viennent¹.
- Les orientations données par l'administration sur la future réglementation environnementale qui devrait s'appliquer dans la construction neuve à partir de 2020 traduisent son intention de renforcer la part du chauffage électrique. Une révision à la baisse du facteur d'énergie primaire de l'électricité, ainsi que du contenu CO₂ du chauffage électrique sont en particulier à l'ordre du jour.
- La feuille de route tracée par les pouvoirs publics au travers du projet de Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), dévoilé en décembre 2018, propose une vision d'un mix énergétique fortement électrifié en 2050, y compris pour le chauffage des bâtiments. Une étude réalisée par le cabinet Artelys pour le compte de l'association Coénove² montre que la réalisation du scénario de référence de la SNBC se traduirait par une hausse de la pointe électrique de 14 GW en 2050 par rapport à aujourd'hui.

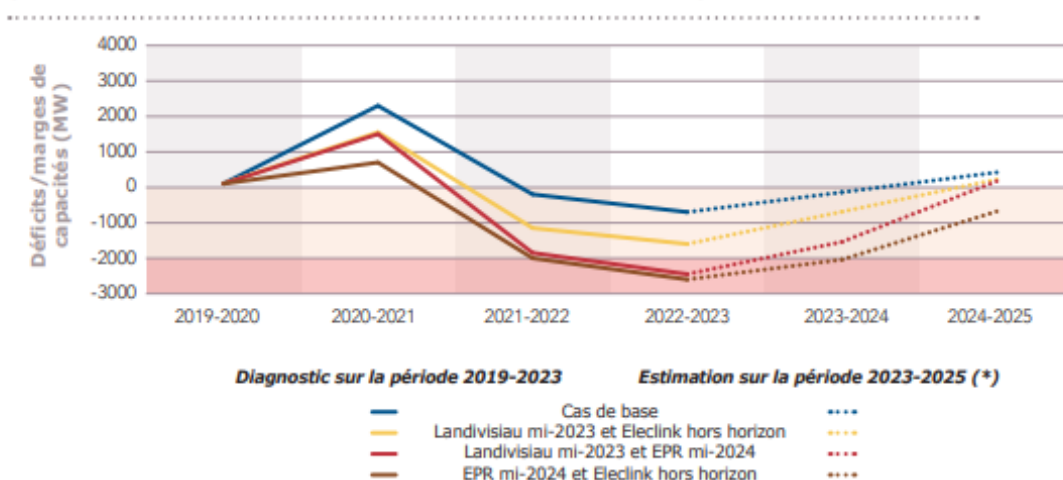
¹ On peut estimer que chacune des 2,8 millions de résidences principales chauffées initialement par un chauffage central au fioul et passant à la pompe à chaleur électrique contribuera à un accroissement de la pointe hivernale de l'ordre de 2 kW, soit 5,6 GWh en cumulé (l'équivalent de 4 tranches nucléaires).

² Lacas.F, « La filière du gaz propose une alternative à "l'électrification massive" », publié le 03/07/2019, extrait de : <https://www.batiactu.com/edito/re2020-etude-gaziers-contrer-electrification-massive-56863.php>

De même, si on considère l'évolution des marges à l'horizon 2025 (Graphe 3 ci-après), le système électrique aurait très peu de marges à court terme d'après le BP RTE de 2018, qui considère une demande électrique stable à cet horizon. Or les variantes et analyses complémentaires soulignent que les marges peuvent devenir négatives dès lors qu'une ou plusieurs hypothèses de leur scénario de référence ne se réalisent pas. Cela serait déjà le cas avec le nouveau décalage de la mise en fonctionnement de l'EPR de Flamanville annoncée fin juin 2019.

Graphe 3 : Estimation de l'évolution des marges à horizon 2025 dans les configurations les plus dégradées (hors activation des leviers identifiés dans la suite du document)

Figure 6. Estimation de l'évolution des marges à horizon 2025 dans les configurations les plus dégradées (hors activation des leviers identifiés dans la suite du document)



(*) Estimation basée sur la progression des capacités installées en France uniquement (disponibilité nucléaire supposée constante après 2023), hors évolution de la consommation et des parcs étrangers

Enfin, si l'on considère les clients gaz ayant l'usage cuisson qui passent à l'électricité en changeant leur équipement pour une plaque à induction, on doit aussi considérer une contribution augmentée à la pointe électrique, qui se matérialise notamment par la nécessité de souscrire à une puissance électrique plus élevée. GRDF estime que plusieurs dizaines de milliers de logements passent tous les ans d'un mode de cuisson au gaz à un mode de cuisson électrique. Cet usage se concentre tout particulièrement sur les périodes de pointe horaire du système électrique et GRDF estime que la CRE devrait s'interroger sur la pertinence des signaux économiques envoyés aux consommateurs tant du point de vue des tarifs électriques que gaz.

Q1 : êtes vous favorable aux principes identifiés par la CRE pour élaborer la structure du TURPE 6 ?

GRDF est plutôt favorable aux principes mentionnés.

GRDF est en particulier très attaché au principe d'efficacité présenté dans la consultation publique.

Une tarification qui reflète les coûts engendrés par la couverture de chaque usage de l'électricité permet en effet non seulement d'optimiser le fonctionnement du système électrique, mais également celui du système énergétique dans son ensemble, en éclairant les choix de conversions entre énergie pour les usages substituables.

Les critères de lisibilité, faisabilité et acceptabilité représentent des contraintes, qu'il faut naturellement prendre en compte, mais qui peuvent s'avérer en contradiction avec le principe d'efficacité. En effet, un découpage plus fin des signaux tarifaires, bien que difficilement compatible avec le principe de lisibilité, pourrait recueillir l'assentiment du consommateur, qui se verrait récompensé par l'adaptation de son comportement aux signaux tarifaires.

GRDF est favorable au fait que les évolutions soient progressives mais il faut que les clients aient connaissance de la cible tarifaire à moyen/long terme, notamment parce qu'en cas d'investissement lourd des clients dans un équipement de chauffage par exemple, il est important que leur choix soit éclairé par une certaine visibilité des évolutions futures. Faute de cet éclairage, et avec des évolutions tarifaires progressives mais trop lentes, les consommateurs pourraient être amenés à prendre de mauvaises décisions d'investissement qui se révéleraient très coûteuses en coûts d'exploitation sur un horizon de long terme.

En conséquence, GRDF souhaite de la transparence sur les grandes tendances des évolutions tarifaires à long terme.

Q2 : Partagez-vous les enjeux liés à la tarification au coût marginal, à la tarification de l'injection et à la généralisation des tarifs horo-saisonnalisés, identifiés par la CRE pour l'élaboration de la structure du TURPE ?

GRDF partage l'idée qu'une tarification au coût marginal permet en théorie d'envoyer le bon signal économique. En particulier, la tarification actuelle, comme la CRE le souligne elle-même dans la consultation publique, ne révèle pas suffisamment le coût associé à la consommation d'électricité aux heures de pointe hivernale. En particulier, elle freine probablement l'émergence de solutions innovantes comme par exemple la production de chaleur par systèmes hybrides, fonctionnant à l'électricité pour la production de base, et au gaz pour la pointe, qui permettraient pourtant de faire jouer au mieux la complémentarité entre les énergies, de réduire la pointe électrique, d'optimiser l'utilisation des infrastructures électriques et gazières existantes et au final de limiter les impacts sur le pouvoir d'achat des consommateurs.

En ce qui concerne les tarifs horo-saisonnalisés, GRDF est favorable à un découpage le plus fin possible, afin de maximiser l'incitation à la maîtrise de la consommation aux heures où le réseau électrique est le plus sollicité.

Ces deux dispositions (tarification au coût marginal et découpage horo-saisonnalisé fin) paraissent en ligne avec le principe d'efficacité énoncé en page 10 de la consultation publique.

Q2 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de ne pas modifier la forme générale des grilles ?

GRDF trouverait pertinent d'uniformiser la structure des grilles de sorte qu'elles présentent toutes un découpage en 5 plages temporelles. La chronique de coûts unitaires horaires publiée par la CRE en 2017 montre en effet qu'il existe une différence significative entre les coûts engendrés sur les heures de pointe (les 2 heures de la pointe du matin et deux heures de la pointe du soir, de décembre à février, hors dimanche) et les autres heures de pointe hivernales.

Q7 : êtes-vous favorable au principe d'une généralisation des options tarifaires à 4 plages temporelles ?

GRDF est d'accord avec les orientations de la CRE et est favorable à un découpage en 4 voire 5 plages y compris pour les utilisateurs du réseau BT.

Q10 : Selon vous, comment devrait être traité le cas des utilisateurs ne disposant pas d'un compteur évolué à l'horizon TURPE 7 ?

GRDF est favorable au fait d'introduire un terme de facturation du relevé aux clients ayant refusé la pose de compteurs Linky dans une zone déjà déployée. Ce terme tarifaire (ou cette prestation Catalogue) devrait refléter le coût du maintien de la relève à pied pour ces clients. Pour autant, les clients pour lesquels la pose d'un compteur Linky n'a pas été possible, pour des raisons indépendantes de leur volonté, ne devraient naturellement pas être pénalisés par cette tarification spécifique.

Q11 : Êtes-vous favorable à la suppression ou au maintien de l'option HTA pointe mobile ?

Dans la mesure où le système a été développé, GRDF pense qu'il serait pertinent de conserver cette option afin de conforter la différenciation des coûts.

En outre, la récente hausse du prix des garanties de capacité pourrait redonner de l'intérêt aux offres de fourniture reposant sur l'application d'une pointe mobile.

Q12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle l'introduction en basse tension < 36 kVA d'une option « pointe mobile » et d'une option « semaine/WE » n'est pas justifiée ?

GRDF préconise de lancer des expérimentations pour tester la validité de ces options, avant de décider leur éventuelle généralisation ou leur abandon.

Q13 : Êtes-vous favorable à l'introduction de dénivelés de puissance en basse tension < 36 kVA et selon quelles modalités ?

GRDF est favorable à cette proposition. L'introduction de puissances réduites permettra de valoriser la capacité des utilisateurs du réseau à diminuer leurs appels de puissance pendant les périodes les plus tendues.

Q18 : Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la nécessité de s'interroger à nouveau sur l'opportunité d'une tarification à l'injection

Q19 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'un tarif d'injection, centré en zéro, reflétant les effets positifs et négatifs induits par les injections sur les coûts d'infrastructure de réseaux ?

Q20 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés aux domaines de tension HTB reflétant la contribution des injections aux coûts de pertes ?

Question 21 : Que pensez-vous, sous réserve de résultats probants dans le cadre des études en cours, de l'introduction de tarifs d'injection différenciés géographiquement et temporellement pour les producteurs raccordés au domaine de tension HTA reflétant la contribution des injections aux coûts des pertes ?

Q18 à Q21 :

GRDF souhaite souligner l'importance de la cohérence entre les charges supplémentaires pour les producteurs et le mécanisme de soutien à la production d'énergie renouvelable. Une augmentation des charges supportées par les producteurs sans évolution parallèle des niveaux des mécanismes de soutien vient altérer la viabilité économique des projets.