

Consultation publique de la CRE du 24 mai 2016 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Réponse d'EDF

24 juin 2016

EDF accueille favorablement cette deuxième consultation de la CRE relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Dans un secteur électrique en profonde mutation, le tarif d'utilisation des réseaux constitue une pierre angulaire majeure. Il est donc de la première importance d'aborder les enjeux d'évolution et d'adaptation du tarif d'utilisation des réseaux à ces mutations avec réactivité dans un souci de répondre aux attentes des utilisateurs de manière économiquement efficace, de préserver les enjeux industriels, et de permettre un accès au réseau non-discriminatoire, condition nécessaire à l'exercice d'une concurrence efficace sur le marché de la fourniture.

Le document qui suit détaille les réponses d'EDF aux différentes questions posées par la CRE dans sa consultation datée du 24 mai 2016. En particulier :

- Cette démarche contribue à accroître la visibilité sur les évolutions possibles du TURPE, ce qui est appréciable pour en maîtriser les conséquences sur les activités commerciales et industrielles de fourniture et de production d'électricité.
- EDF salue la transparence et la démarche progressive retenue par la CRE dans la construction des tarifs d'accès au réseau et la recherche par la CRE d'une efficacité du signal tarifaire. Toutefois, EDF demande à la CRE de prendre davantage en compte le lien entre l'évolution de la tarification du réseau et l'activité de fourniture, notamment l'évolution parallèle des tarifs réglementés de vente, pour garantir le bon fonctionnement du marché.
- EDF estime nécessaire de considérer que le client final réagit à un signal qui est la somme de toutes les composantes de son prix : énergie, réseau et taxes. Il apparaît dès lors indispensable de traiter la problématique de l'articulation entre les grilles tarifaires des gestionnaires de réseau et les grilles des offres de fourniture, afin d'assurer une plus grande cohérence et une plus grande force, vues du consommateur, de la superposition des différents signaux économiques.
- EDF soutient le principe du reflet des coûts dans la définition de la structure des tarifs de réseau afin de « transmettre aux utilisateurs un signal prix pertinent visant à optimiser à moyen terme les besoins d'investissements dans les réseaux ». Toutefois, s'il est appréciable de disposer d'une clause de revoyure à mi-TURPE, EDF regrette que ne soient pas déployés

des tarifs qui permettraient dès aujourd'hui un rééquilibrage des parts puissance et énergie afin de garantir une meilleure allocation des coûts de réseau aux utilisateurs.

- EDF rappelle son soutien au principe de progressivité dans la redistribution des coûts entre utilisateurs due à l'évolution des structures tarifaires afin de préserver l'acceptabilité de ces évolutions.
- S'agissant de la rémunération des fournisseurs dans le cadre des contrats uniques, la proposition de la CRE d'un nouveau mode de régulation consistant à instaurer une rémunération par les GRD de tous les fournisseurs concernés pourrait permettre un exercice efficace de la concurrence par les mérites entre fournisseurs, à la condition d'être organisée sans discrimination.

Question 1: Etes-vous favorable à l'introduction d'une clause de rendez-vous, permettant d'adapter si nécessaire la structure du TURPE 5 à l'issue de deux ans de mise en œuvre ?

EDF partage les arguments des gestionnaires de réseau sur la nécessité de caractériser les évolutions des services rendus par le réseau et de parvenir à une répartition plus juste des coûts entre les utilisateurs. EDF partage également que cette répartition devrait, pour être plus juste et plus efficace, augmenter la part de la composante à la puissance par rapport à la composante à l'énergie.

La CRE indique ne pas engager ce travail pour l'entrée en vigueur de TURPE 5 dans la mesure où la modification des usages du réseau qui tireraient partie de l'allocation actuellement imparfaite des coûts n'est pas observable dans les données historiques utilisées pour construire le TURPE. A l'inverse, EDF estime qu'il est nécessaire de corriger les signaux envoyés aux utilisateurs le plus rapidement possible. Il en effet souhaitable d'éviter l'apparition de subventions croisées et d'éviter que des décisions d'investissement ne soient prises sur la base de signaux erronés. EDF estime qu'il n'est pas souhaitable d'attendre que des situations et des comportements indésirables prennent suffisamment d'importance pour devenir observables pour prendre des mesures qui les évitent.

Ainsi, EDF est favorable à une clause de rendez-vous et à l'engagement rapide du travail d'adaptation des signaux envoyés par le TURPE. Cette clause de rendez-vous serait l'occasion de prendre en compte les facteurs clefs d'évolution du système électrique (notamment le développement de l'autoproduction par exemple) et les orientations que la Commission Européenne va proposer en fin d'année 2016 en vue de réformer les marchés de détail en Europe avec sans doute des mesures favorables au développement de la flexibilité des usages chez les clients finaux. Ce rendez-vous pourrait notamment permettre de questionner les poids respectifs de la part de la composante à la puissance et énergie dans les factures des clients au titre de l'utilisation des réseaux ou encore l'introduction, notamment dans l'objectif de développer les flexibilités des usages, d'une option pointe mobile en basse tension comme en HTB1 ou HTB2.

EDF est prête à s'associer dès aujourd'hui à tout programme de travail proposé par la CRE à l'ensemble des parties prenantes pour préparer cette échéance à mi-TURPE.

En pratique, il importe également de donner autant que possible de la visibilité sur les évolutions tarifaires pouvant être mises en œuvre à l'occasion de la clause de rendez-vous afin d'une part de les rendre lisibles aux clients et de ne pas entraver la bonne exécution des contrats de fourniture conclus, et d'autre part de permettre l'adaptation des systèmes d'information des fournisseurs et des gestionnaires de réseau :

- C'est sur la base du TURPE qui sera mis en place en 2017 que les clients choisiront et pour plusieurs années bien souvent une offre de fourniture. Il sera courant que ces offres aillent jusqu'à 3 ans, cette offre des fournisseurs répondant à un souhait fréquent des clients de disposer de visibilité quant au coût de leur approvisionnement en électricité.
- Les évolutions proposées dans l'actuelle consultation tarifaire vont induire des coûts d'adaptation des systèmes d'information. Cette adaptation n'est pas non plus immédiate (suppression de formule tarifaire d'acheminement, création de nouvelles formules tarifaires). Il est souhaitable d'éviter des modifications lourdes qui auraient une durée d'application très courtes.
- Des évolutions touchant les coefficients pondérateurs à la puissance et le niveau des dépassements de puissance souscrite entraîneraient des ré-optimisations de tous les contrats souscrits par les clients avec des changements de puissance souscrite.

EDF estime par ailleurs nécessaire un délai d'au moins 6 mois entre la date de décision et la date d'entrée en vigueur de nouvelles modalités du TURPE

Question 2: Etes-vous favorable au principe du regroupement en BT, proposé par ENEDIS ?

Le regroupement de points de livraison en BT existe déjà de fait par le biais des baies de télécomptage installées dans des immeubles tertiaires de grande taille. Lors des modifications de lots, les fournisseurs sont confrontés à des difficultés compte tenu de l'absence de procédure officielle encadrant la gestion propre aux baies ainsi que le domaine d'intervention du fournisseur et de l'opérateur de réseau.

La proposition d'ENEDIS vise à remplacer le système des baies de télécomptage par un regroupement fictif de compteurs communicants, dans le but de répondre au même besoin de modularité au sein de bâtiments tertiaire.

EDF accueille favorablement la proposition d'ENEDIS, sous réserve que celle-ci soit suffisamment encadrée pour répondre uniquement au besoin de modularité tertiaire et éviter les effets d'aubaine :

- Le regroupement ne pourra être effectué que pour des lots appartenant au même utilisateur final de l'électricité, pour un usage tertiaire.
- L'étendue du regroupement sera limitée géographiquement à un bâtiment (un critère pourrait être une même adresse postale)

Si le regroupement BT devenait une disposition du TURPE, il serait nécessaire que des procédures soient rédigées et que tous les points unitaires soient référencés dans le SI du distributeur. Si nécessaire, comme suggéré par la CRE, un cadre expérimental pourrait être défini, ce qui permettrait

notamment d'élaborer un cadre pour distinguer les demandes répondant à de véritables enjeux économiques des effets d'aubaine.

Question 3: Si vous êtes promoteur immobilier ou gestionnaire d'immeuble, seriez-vous intéressé par la mise en place de ce dispositif ? Sous quelles modalités ?

EDF n'est pas concernée par cette question.

Question 4: Etes-vous favorable au lissage de l'augmentation de la part puissance prévue en BT \leq 36 kVA ?

Ainsi qu'il est mentionné à la question 6, EDF partage les arguments des gestionnaires de réseau soutenant une augmentation de la part de la composante à la puissance des tarifs de réseau. EDF est donc favorable au ré-équilibre en faveur de la composante à la puissance prévu en BT, et partage le raisonnement de la CRE conforme à celui des gestionnaires de réseau : les coûts additionnels destinés à garantir la distribution de l'électricité (coûts de nature assurantielle) sont attribués à l'ensemble des utilisateurs qui bénéficient de cette garantie, en fonction de leur puissance souscrite.

EDF ne comprend pas la différence de traitement qui est faite par la CRE entre les utilisateurs raccordés en basse tension. Au sein d'une poche locale, le même réseau BT dessert les sites ayant une puissance inférieure ou égale à 36 kVA et les sites ayant une puissance supérieure à 36 kVA. Localement, le réseau est donc dimensionné en fonction de la consommation foisonnée de tous les sites raccordés en basse tension. Dès lors, le ré-équilibre en faveur de la composante à la puissance doit être également mis en œuvre pour tous utilisateurs raccordés en BT que leur puissance soit de plus ou de moins de 36 kVA.

En vue de faciliter l'acceptabilité de cette évolution, EDF est favorable à un lissage de cette augmentation dans la mesure où l'évolution est achevée avant la fin de la période du TURPE5.

Toutefois, les grilles présentées par la consultation montrent une baisse globale de la part de la composante à la puissance pour le segment basse tension \leq 36 kVA à l'entrée en vigueur du TURPE5 par rapport à TURPE4 et EDF s'interroge sur la pertinence de mouvements successifs en sens contraire, dès lors que l'augmentation de la part de la composante à la puissance est justifiée dès à présent.

Par ailleurs, la CRE devra veiller à ce que cette augmentation de la part de la composante à la puissance soit accompagnée d'une évolution cohérente des tarifs réglementés de vente (TRV) : la part fixe devrait pour chaque option et puissance souscrite couvrir a minima la part fixe du TURPE. À défaut, aucune incitation efficace ne serait répercutée aux consommateurs concernés, tandis que des distorsions de structure seraient introduites entre les TRV et le TURPE, au détriment de la part fourniture, en créant des subventions croisées entre consommateurs et en dégradant la contestabilité de certains TRV.

Question 5: Quelle est votre analyse de la méthode d'allocation des coûts de réseau proposée par la CRE?

La méthode utilisée par les services de la CRE repose sur une approche incrémentale avec pour clef une allocation proportionnelle à la puissance appelée sur chaque poste horaire. Cette méthode est ensuite combinée pour aboutir aux formules tarifaires avec une fonction concave liant la durée d'utilisation de la puissance ou l'énergie soutirée (et non pas consommée) à la probabilité de présence aux périodes de forte charge.

EDF appelle la CRE à adapter autant que possible sa modélisation, notamment en vue d'une éventuelle revoyure à mi-TURPE, en anticipant les évolutions structurelles gouvernant le développement et le rôle des réseaux. Il s'agit notamment de mieux prendre en compte la garantie et la qualité de l'onde électrique procurés par le réseau pour l'ensemble des kWh consommés qu'ils soient soutirés ou autoproduits (rôle assurantiel grandissant des réseaux), d'étudier, en cohérence les conditions d'accès au réseau des sites d'autoproduction, à l'avenir de plus en plus nombreux en BT notamment, de permettre aux clients de valoriser au mieux sur les marchés la flexibilité de leurs usages et enfin d'en tirer les conséquences sur le modèle d'allocation des coûts entre les niveaux de tension qui repose aujourd'hui essentiellement sur des flux en énergie.

Par ailleurs, EDF salue la prise en compte de l'aléa climatique extrême. Une telle évolution permet de mieux refléter la réalité des coûts des réseaux, dans la mesure où ces aléas extrêmes sont déterminants pour le dimensionnement des infrastructures de réseaux, et contribue donc à renforcer la cohérence de la méthodologie de construction tarifaire.

EDF s'interroge néanmoins sur la représentativité statistique des 10 années retenues par la CRE et soutient que l'échantillon représentatif doit être plus large à l'instar de ce qui est fait dans le cadre des bilans prévisionnels de RTE qui utilise 100 chroniques climatiques.

Question 6: Etes-vous favorable à la prise en compte progressive de l'évolution de la répartition des coûts entre HTA, BT > 36 kVA, et BT ≤ 36kVA ?

Les mesures de lissage sont de bon aloi dès lors qu'elles ont pour but de prévenir le rejet d'une adaptation de structure pleinement fondée et souhaitable. Il convient néanmoins de veiller à ce qu'elles s'étalent sur une durée limitée, par exemple une période tarifaire, afin de rester lisibles.

Question 7: Etes-vous favorable à l'utilisation de la méthode spécifique proposée par la CRE pour la construction du tarif BT LU ?

EDF partage les principes proposés sur la construction tarifaire : les options et versions du TURPE doivent être établies de manière à ce que «le tarif payé par chaque utilisateur se rapproche des coûts qu'il génère», et «plusieurs versions sont proposées pour chaque niveau de tension, chaque utilisateur ayant le choix de la version à laquelle il souscrit, en fonction de ses comportements de consommation». Toutefois, du fait de l'hétérogénéité des consommateurs et du nombre limité de

versions, les coûts générés par chaque utilisateur ne sont pas identiques au sein de chaque option ou version.

Dans ce cadre, et pour un niveau de tension donné, EDF n'est pas favorable à l'emploi de méthodes spécifiques pour la construction d'options ou versions du TURPE favorisant certaines catégories d'utilisateurs, comme l'éclairage public, sans justification objective de cette rupture d'égalité.

En effet, EDF ne voit pas ce qui justifie de favoriser l'éclairage public par rapport à d'autres catégories d'utilisateurs contribuant moins aux coûts de réseau que les moyennes sur lesquelles sont établies les options du TURPE.

En tout état de cause, la méthode générale présentée par la CRE semble permettre d'obtenir une structure proche de celle présentée par la CRE pour l'option LU (uniquement le coût des pertes en part proportionnelle à l'énergie), en établissant la version LU sur la base d'un taux d'utilisation de la puissance souscrite élevé. Il n'y a alors pas besoin de déroger à la méthode générale pour l'option LU. EDF n'est donc pas favorable à l'utilisation d'une méthode spécifique.

Par ailleurs, les transferts de la part à l'énergie vers la part à la puissance ont un impact sur le prix final acquitté par l'utilisateur du fait des taxes et contributions différenciées (CTA et TVA). Les modifications proposées par la CRE auront un impact significatif sur la facture TTC des utilisateurs de l'option CU qui auront intérêt à basculer en LU lors de TURPE 5 ; plus généralement, une réflexion sur l'assiette de la CTA pourrait être engagée dans le but de formuler des propositions aux pouvoirs publics.

Question 8: Etes-vous favorable à la mise en œuvre progressive, à un rythme annuel, du recalage lié à l'introduction d'un tarif à quatre plages temporelles ?

La baisse des recettes d'ENEDIS entraînée par la souscription progressive des tarifs à quatre plages temporelles étant prévisible, EDF est favorable à la mise en œuvre d'un recalage annuel selon une trajectoire fixée à l'avance en fonction du programme de déploiement du compteur Linky. Il est en effet important pour le maintien de l'équilibre financier d'ENEDIS que la compensation de cette baisse de recette intervienne dans les meilleurs délais. Afin de préserver l'acceptabilité du déploiement de Linky, EDF souhaite un transfert plus progressif des coûts entre les utilisateurs ayant souscrit les tarifs à quatre index et les autres. La progressivité pourrait être augmentée par une différenciation réduite des prix entre les postes « été » et « hiver » à l'entrée en vigueur du TURPE 5, avec une trajectoire lissée d'augmentation de cette différenciation au cours du TURPE 5. Ce point préoccupe EDF en sa qualité de maison-mère d'Enedis.

EDF regrette le choix de la CRE de proposer les tarifs à quatre plages temporelles de manière optionnelle au cours du déploiement du compteur Linky qui conduit, toutes choses égales par ailleurs, à augmenter le tarif payé par les utilisateurs non équipés de Linky, alors que ceux-ci contribuent de la même manière aux coûts du réseau que les utilisateurs bénéficiant du compteur communicant – la seule différence résidant dans la capacité à mieux différencier ces coûts entre utilisateurs et non dans les coûts eux mêmes. Cette rupture d'égalité est d'autant moins justifiée que les utilisateurs ne peuvent décider de l'installation du compteur Linky.

Toutefois, si la CRE décide de mettre en œuvre ces tarifs de manière optionnelle, EDF souhaite une redistribution plus progressive des coûts entre les utilisateurs, afin de préserver l'acceptabilité des évolutions tarifaires. La progressivité pourrait être augmentée par une différenciation réduite des prix entre les postes « été » et « hiver » à l'entrée en vigueur du TURPE 5, avec une trajectoire lissée d'augmentation de cette différenciation au cours du TURPE 5.

Enfin, EDF approuve la proposition de la CRE de fixer dès à présent la trajectoire du recalage, qui permettra aux fournisseurs de proposer à leurs clients des offres commerciales sur plusieurs années.

Plages d'heures creuses, saison haute et saison basse

Dans le paragraphe 2.1.8, de sa consultation, la CRE envisage de ne plus définir de période pendant laquelle les heures creuses peuvent être placées et de définir la saison haute comme une période variable pour tous les domaines de tension. Cette proposition ne fait pas l'objet d'une question précise.

Toutefois, EDF tient à souligner que les utilisateurs réagissent au signal global envoyé par leur contrat de fourniture, si celui-ci est suffisamment fort et lisible. Actuellement, en raison des limitations liées au comptage, les prix des contrats de fourniture sont généralement différenciés en fonction des périodes du TURPE. Cette différenciation n'est pas parfaitement représentative de la différenciation des conditions d'approvisionnement des fournisseurs. De même, localement, la différenciation actuelle du TURPE n'est pas parfaitement représentative des coûts de réseau (cas par exemple des stations balnéaires). Cependant, l'alignement permet d'obtenir un signal efficace, car plus incitatif pour le consommateur, pour réduire l'ensemble des coûts (approvisionnement et réseau). La proposition de la CRE d'assouplir les règles de définition de la saison et des heures creuses risque de conduire à une différenciation des prix payés par le client moins importante donc moins incitative qu'avec les plages actuelles. Pris séparément, les signaux des composantes « réseau » et « approvisionnement » des prix de fourniture seront plus différenciés ; mais leur addition sera moins forte et moins lisible. Ainsi, EDF n'est pas favorable à la proposition de la CRE.

Par ailleurs, EDF tient à souligner les nombreuses problématiques qu'une telle disposition génèrerait :

- Il y aurait une désynchronisation entre les postes de fourniture et les postes du TURPE, un fournisseur voulant proposer des prix intégrés à ses clients en contrat unique, serait contraint de faire des prix différents pour chaque client en fonction de sa localisation,
- Les impacts sur les coefficients des profils devraient être mesurés afin de les mettre à jour pour tenir compte des déplacements de consommation, et afin de créer des coefficients pour les heures pour lesquelles ils n'existent pas aujourd'hui,
- La CRE devrait également en tenir compte pour proposer le niveau des tarifs réglementés de vente.
- Il serait nécessaire de définir le niveau et la fréquence de fixation de ces plages locales.

EDF est favorable à la relance de la concertation sur la synchronisation des signaux de prix qui avait été lancée avec Enedis.

Question 9: Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 3 ?

EDF n'est pas favorable à la forme des grilles proposés en HTB 3 et considère que l'introduction d'une simple différenciation temporelle permettrait de mieux répercuter aux consommateurs raccordés à ce niveau de tension la variation de coûts que leur comportement occasionne au cours de l'année.

En particulier, le TURPE devrait refléter a minima la variation du coût unitaire horaire d'approvisionnement des pertes selon les saisons et les heures de la journée, puisqu'il dépend du prix de gros de l'électricité ainsi que des effets du dispositif d'ARENH et du futur mécanisme d'obligation de capacité :

- Durant les heures de la période de pointe « PP1 » : le coût correspond au prix du marché de gros de l'électricité augmenté du prix de la capacité ;
- Durant les heures de la période de référence de l'ARENH : le coût correspond au prix du marché de gros réduit à hauteur de l'économie correspondant, le cas échéant, aux droits annuels d'ARENH ;
- Durant les autres heures de l'année : le coût correspond au prix du marché de gros.

En outre, les analyses menées par EDF sur les consignations d'ouvrage du domaine HTB3 (qui sont décidées par RTE pour réaliser l'entretien des circuits) mettent en évidence que le gestionnaire du réseau de transport souhaite disposer du plus grand nombre d'ouvrages disponibles durant les mois d'hiver. Cette saisonnalité marquée montre bien la plus grande valeur qui est accordée à l'utilisation des réseaux du domaine HTB3 en hiver par rapport à l'été. Enfin, il pourrait être tenu compte du fait que les coûts de congestion qui sont observés sur l'ensemble du territoire national sont plus importants en hiver qu'en été, ce qui pourrait justifier encore l'intérêt de tarifs péréqués qui soient différenciés selon la saison. Ces éléments observés depuis des années sur le réseau HTB3 de RTE montre une horo-saisonnalité à la fois des coûts variables à court terme (les pertes) et des coûts de développement des réseaux (congestions et programmes de consignations) et EDF estime que la construction tarifaire ne peut pas continuer à ignorer ces faits.

Ainsi, EDF soutient que le tarif appliqué aux consommateurs raccordés en HTB3 devrait être différencié entre les saisons et les heures de la journée.

En revanche, EDF ne dispose d'aucun élément d'analyse lui permettant de se prononcer sur la pertinence ou non de l'introduction d'une option de pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 faute d'éléments d'appréciation sur l'impact d'une moindre consommation à la pointe sur le dimensionnement des réseaux HTB3.

De plus, la part relative à la puissance de l'option concave du TURPE4 incitait très fortement les clients raccordés en HTB3 à optimiser leur puissance souscrite et à privilégier une durée d'utilisation très élevée, et on pouvait constater chez la majorité des clients une courbe de consommation très plate, proche d'un ruban. La suppression de cette part relative à la puissance au bénéfice d'une facturation uniquement à l'énergie supprimerait toute incitation à une durée d'utilisation élevée et pourrait conduire certains clients à modifier significativement leur comportement de consommation en adoptant une courbe beaucoup plus horo-saisonnalisée sans en payer les coûts résultant.

Quelle que soit la structure du tarif (part à la puissance ou horo-saisonnalité), les utilisateurs ayant des impératifs forts sur leur consommation, liés à leur process industriel, conserveraient une consommation de type ruban, et paieraient donc un prix équivalent au prix moyen proposé par la CRE. Mais pour les autres utilisateurs, il est nécessaire de conserver une incitation via une composante à la puissance et des prix horo-saisonnalisés afin qu'ils soient incités efficacement et acquittent un prix correspondant au coût que leur consommation occasionne.

Question 10 : Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTB 2 et HTB 1 ?

EDF est favorable au maintien des tarifs à 5 plages temporelles pour l'ensemble des utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB2. Cette option permet aux sites industriels de continuer à adapter leur processus en fonction de l'existence d'une plage de pointe sans que cela entraîne une complexité accrue par rapport à une grille mentionnant 4 postes.

EDF souhaite toutefois souligner son soutien à l'introduction d'un signal de pointe mobile pour les domaines HTB1 et HTB2, afin de refléter les impacts positifs d'une réduction de consommation sur les coûts des pertes et sur les coûts d'investissement. Dans sa réponse à la consultation de l'automne dernier, EDF avait chiffré les gains amenés par un signal de pointe mobile sur les coûts des réseaux HTB1 et HTB2 selon deux méthodes cohérentes, et constate à ce stade l'absence de toute autre étude publique sur le sujet.

Le signal de pointe mobile devrait être activé au niveau national, pour être conforme à l'article 15 de la directive 2012/27/UE qui impose que « les tarifs permettent aux fournisseurs d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système, y compris aux effacements de consommation en fonction des facteurs nationaux ».

Plus précisément, il apparaît souhaitable que ce signal de pointe mobile soit fixé en cohérence avec les périodes de pointe « PP1 » du mécanisme d'obligation de capacité. D'une part, ces périodes permettent bien de refléter les variations des coûts de réseaux et d'autre part, il est nécessaire en pratique d'assurer une certaine cohérence entre les différents signaux de prix, pour faciliter la compréhension des consommateurs des sollicitations qui lui seront transmises et de maximiser leurs effets.

L'objectif d'une construction du TURPE reflétant les coûts de réseau implique la création d'une telle option, quel que soit le niveau de soutirage des utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB2.

Question 11 : Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour les domaines de tension HTB 3, HTB 2 et HTB 1 ?

EDF est favorable à l'introduction d'une différenciation temporelle plus prononcée des coefficients à l'énergie due à la prise en compte de l'aléa climatique dans la modélisation des coûts du réseau pour les domaines de tension HTB1 et HTB2. EDF regrette toutefois l'absence de différenciation temporelle pour le domaine de tension HTB3 ainsi que l'absence d'une option à pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2.

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

www.edf.com

EDF considère donc que la différenciation temporelle accrue que la CRE propose d'introduire dans le TURPE 5 permet de mieux prendre en compte la contribution des différents utilisateurs aux coûts de réseau liés à l'existence d'événements extrêmes, puisque le dimensionnement du réseau est réalisé au regard des situations de pointe, en particulier des pointes extrêmes. Les augmentations de facture pour les utilisateurs dont le taux d'utilisation de la puissance souscrite est élevé lors des heures critiques présentées dans le document de consultation (ex. graphique 3 page 21) sont donc la conséquence d'une répartition des coûts du réseau reflétant plus fidèlement les coûts occasionnés.

Question 12 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir une tarification à la puissance souscrite ?

EDF est favorable à la proposition de maintenir une tarification à la puissance souscrite au lieu d'une tarification à la puissance atteinte qui serait une source de complexité importante pour les consommateurs, notamment pour ceux disposant d'un contrat unique pour la fourniture et l'accès au réseau. La tarification à la puissance souscrite permet également de responsabiliser les utilisateurs. En outre, comme souligné par la CRE dans le document de consultation, la puissance souscrite est un critère utilisé dans toutes les autres composantes tarifaires et dans d'autres dispositions réglementaires. Le maintien d'une tarification à la puissance souscrite contribuerait, par conséquent, également à la cohérence d'ensemble de ces dispositions.

Question 13 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE de maintenir le modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB 2 et HTB 1 ?

EDF est favorable au maintien du modèle quadratique actuel pour la facturation des dépassements en HTB2 et HTB 1, dans la mesure où ce modèle transmet dès aujourd'hui une incitation efficace aux utilisateurs pour limiter leurs dépassements.

Question 14 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à autoriser la modification de puissance en cours de mois uniquement pour l'avenir avec un préavis de 3 jours ?

EDF est favorable à la proposition de la CRE car elle permet d'uniformiser la procédure de modification de puissance entre les sites raccordés au RPD et ceux raccordés au RPT. En effet, il ne serait pas justifié de permettre des ajustements a posteriori de la puissance souscrite pour les clients raccordés en HTB alors que cette possibilité ne serait pas ouverte pour les clients raccordés en HTA ou en BT, qui paient des dépassements de puissance.

Par ailleurs, grâce aux comptages IP, RTE est en mesure de mettre à disposition des clients les données brutes de comptage dans le quart d'heure qui suit la mesure des énergies. Ainsi les utilisateurs pourront être alertés rapidement en cas de dépassement et demander une augmentation de puissance souscrite.

Question 15 : Etes-vous d'accord avec l'analyse de la CRE concernant les propositions de RTE destinées aux industriels ?

EDF n'est pas favorable à des différences de traitement entre utilisateurs si elles ne reposent pas sur des situations objectivement différentes.

Si toutefois un dispositif spécifique devait être prévu pour les industriels, l'activité de production d'électricité, exemple même d'industrie lourde, devrait également en bénéficier : les soutirages auxquels les industriels producteurs d'électricité doivent procéder pour faire fonctionner leurs auxiliaires nécessitent, par exemple, une certaine souplesse.

Question 16 : Etes-vous favorable à la première proposition de la CRE consistant à recentrer l'application du dispositif d'écêtement grand froid sur les périodes de froid rigoureux ?

Et question 17 : Etes-vous favorable à la seconde proposition de la CRE visant à limiter l'application du dispositif d'écêtement grand froid aux seules situations de froid rigoureux où l'aléa climatique est localement plus fort qu'au niveau national ?

EDF considère que le dispositif d'écêtement grand froid est très contestable et n'est pas économiquement justifié.

On peut d'ailleurs noter qu'aucun dispositif du type écêtement grand froid n'est appliqué aux utilisateurs finaux raccordés au réseau de distribution.

Dans ces conditions, EDF accueille favorablement toute mesure visant à améliorer la maîtrise des coûts du régime d'exonération des dépassements de puissance des GRD lors de période de froid rigoureux. Les deux évolutions proposées par la CRE qui vont dans le sens d'une limitation du déclenchement du dispositif d'écêtement grand froid sont donc bienvenues.

Question 18 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés à l'ensemble de l'année tout en excluant les périodes de pointe fixe et de pointe mobile fondée sur la période PP1 ?

EDF est favorable à cette mesure à condition d'assurer que la facturation des dépassements programmés reflète les coûts supplémentaires engendrés pour le système. EDF souhaite toutefois porter à l'attention de la CRE certaines problématiques potentielles de mise en œuvre de ce dispositif et notamment en ce qui concerne le décalage entre le délai pour la notification des dépassements de puissance (ex. un mois avant le dépassement) et le tirage des jours PP1 (la veille pour le lendemain).

EDF ne comprend toutefois pas pourquoi la CRE propose d'étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés pour les utilisateurs raccordés au RPT alors qu'en même temps (question 32), la CRE propose de les supprimer pour ceux raccordés aux réseaux de distribution. Il s'agit là d'une rupture d'égalité de traitement liée uniquement à des conditions techniques qui ne le justifient pas.

Question 19 : Etes-vous favorable à la proposition de RTE visant à permettre le report de charge pour les utilisateurs disposant d'au moins une autre alimentation principale ou d'une alimentation de secours ?

Le report de charge, qu'il soit d'une alimentation principale vers une alimentation de secours, ou d'une alimentation principale vers une autre alimentation principale, constitue, quand il est possible, une solution simple à mettre en œuvre techniquement pour permettre à RTE de réaliser les travaux et à l'utilisateur concerné de les accepter. EDF est donc favorable à ce que les règles tarifaires favorisent le report de charge en prévoyant l'application du tarif de l'alimentation coupée à l'alimentation maintenue. EDF souligne que la coordination devra être faite avec le GRD dès lors que l'alimentation de secours est raccordé en HTA.

Question 20 : Etes-vous favorable à la proposition de la CRE consistant à créer un type de contrat amont J-1 sur le modèle de celui existant pour les producteurs afin d'appliquer les nouvelles dispositions de reports de charge?

En complément de l'inscription dans les règles tarifaires de la possibilité de reports de charge sans surcoût tarifaire, la possibilité de signer des accords amont du J-1 permettrait de prendre en compte de manière plus souple les situations concrètes que rencontrent RTE et les utilisateurs du réseau pour la mise en œuvre des travaux de RTE sur le réseau.

Question 21 : Avez-vous des remarques sur les nouvelles règles proposées ?

Et question 22 : Faut-il prévoir des modalités transitoires pour l'application de ces nouvelles règles? Si oui, pouvez-vous préciser quels moyens devront être mis en œuvre et les échéances associées?

Le schéma proposé présente plusieurs évolutions

- Il revendique la prise en compte de situations de tension hautes potentiellement contraignantes. Il prévoit en conséquence une tarification de l'injection de réactif pour une plage de puissance active ou une telle injection est indésirable ;
- Il restreint la plage de facturation du soutirage de réactif aux situations de charge élevée (au-delà de 70 % de P_{max}) ;
- L'extension de la période de facturation à l'ensemble de l'année et non pas aux seules périodes d'hiver ;
- Il fixe des prix pour ces facturations.

Sur le premier point, les phénomènes physiques sous-jacents correspondent bien à l'évolution de la structure et de l'utilisation du réseau public. L'enfouissement progressif du RPD accroît son comportement capacitif à faible transit et ces situations de faibles transits sont plus fréquentes en raison du fort développement de la production raccordée au réseau de distribution. Il est donc logique de transcrire ces évolutions dans une tarification.

On peut cependant s'interroger sur la forme respective des cas d'exposition aux tensions hautes et basses et donc de tarification et leur importante dissymétrie. En période de tension basse, la limite du réactif est proportionnelle à la puissance active. En période de tension haute, ne serait-il pas cohérent de conserver ce choix ? Les situations de tension haute apparaissent-elles significativement dès que les puissances appelées tombent en dessous de 40 % de la puissance maximale ? Quelles sont les fondements statistiques du calage de ces valeurs ?

L'extension de la période de facturation (toute l'année vs mois froids auparavant) est importante puisqu'elle couvrira les périodes de forte charge en demi-saison. De même le passage à un pas de temps horaire constitue une évolution très importante. Il est indispensable de s'assurer que de telles évolutions ne modifieront pas profondément l'économie de ce poste de tarification.

Par ailleurs, le projet de code réseau concernant le raccordement des installations de distribution et de consommation (Demand Connection Code) en cours d'approbation, aborde ces questions de gestion du réactif à l'interface entre RPD et RPT du point de vue des exigences constructives. Les dispositions prévues par le projet de TURPE sont-elles robustes par rapport aux prescriptions prévues dans le projet de code qui sera probablement applicable durant cette période tarifaire ?

Enfin, refléter dans la tarification ces évolutions du service rendu et de la fonction de coût du RPT doit permettre d'orienter les décisions des acteurs vers des choix économiques pertinents. Le dispositif proposé incitera les GRD à optimiser leur gestion du réactif. Cela entraînera des substitutions de coûts RPD (moyens de compensations, choix de matériels...) à des coûts RPT (renforcements, moyens de compensation, service système de réglage de tension).

Il est donc important que les coûts retenus reflètent les coûts incrémentaux du RPT. A ce titre les 2.90 €/MVar.h (en tension basse) et 0.5 €/MVar.h (en tension haute) devraient être mieux éclairés. En particulier leur différence de niveau qui ne recouvre pas celle des coûts des matériels de compensation plus onéreux pour les réactances que pour les capacités.

En second lieu, se pose la question du signal adressé aux utilisateurs finals du RPD : comment ces coûts leurs seront-ils retranscrits ? Les coûts liés au soutirage de réactif (tension basse) sont-ils retranscrits directement ou indirectement dans les tarifs aux soutirages du RPD ? ces postes seront-ils adaptés ? Aucune disposition équivalente n'existe pour les injections de réactifs, ou l'impact sur le comportement réactif du réseau des faibles transits résultants du développement de la production répartie. Des dispositions adaptées sont-elles à l'étude ?

Question 23 : Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en HTA ?

Concernant la suppression des options concave et 8 classes temporelles :

EDF partage le souhait de la CRE d'améliorer la lisibilité des tarifs de réseau et d'harmoniser, autant que possible, les grilles entre les niveaux de tension. Toutefois, ces considérations ne doivent pas conduire à supprimer des tarifs pertinents bien compris et utilisés par les utilisateurs, ni conduire à des difficultés majeures dans l'application des contrats de fourniture en cours.

Ainsi, EDF est favorable à la suppression de l'option concave, sans différenciation temporelle, peu souscrite et souvent mal comprise et mal utilisée par ses utilisateurs.

En revanche, l'option à huit classes temporelles n'est pas souscrite par une quantité négligeable de consommateurs : elle représente plusieurs milliers d'utilisateurs raccordés en HTA. A l'instar des utilisateurs du tarif à cinq classes temporelles attachés au maintien du poste de pointe, les utilisateurs bénéficiant aujourd'hui du tarif à huit classes temporelles ont organisé leur activité en fonction et sont satisfaits de cette option du TURPE.

De plus, ils sont susceptibles d'avoir souscrit, dès à présent, un contrat de fourniture avec des prix différenciés selon ce découpage portant sur les années de TURPE 5. Poursuivre ces contrats grâce à la souscription de calendriers fournisseurs est une possibilité qui se heurte à des difficultés majeures de mise en œuvre : le régime d'heure creuse est aujourd'hui défini localement, et la création d'un calendrier fournisseur pour chaque régime est difficilement envisageable. Par ailleurs, certains sites sont encore équipés de compteurs ICE qui ne peuvent mesurer les consommations selon d'autres découpages.

EDF souhaite attirer l'attention de la CRE sur la situation des sites n'ayant pas choisi de fournisseur et qui seront à partir du 1^{er} juillet 2016 en offre « post offre transitoire » chez un fournisseur dans le cadre de l'appel d'offre organisé par la CRE en 2016. Dans cet appel d'offre, la CRE a fixé le format de l'offre de fourniture à 8 postes horo-saisonniers pour tous les sites qui étaient en tarif Vert A8 au 31 décembre 2016. Les fournisseurs ayant remporté les lots correspondant à ces sites ne peuvent pas modifier le format de l'offre de fourniture. De même, le tarif Vert A8 est toujours en vigueur pour les sites raccordés en HTA avec une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA (et les cas particuliers des borne-postes). Les GRD doivent donc transmettre aux fournisseurs historiques les 8 index de consommation.

Ainsi, si la CRE souhaite faire disparaître l'option à huit classes temporelles, EDF réitère sa recommandation –formulée lors de la consultation du 22 juillet 2015– de préférer une mise en extinction durant TURPE 5 à une simple suppression. Alternativement, la suppression de l'option pourrait être décidée dès à présent avec une mise en œuvre fixée à une date ultérieure au cours de TURPE 5, par exemple à l'occasion de l'exercice de la clause de rendez-vous, ce qui donnerait suffisamment de temps aux acteurs pour régler les difficultés techniques et commerciales.

EDF souhaite également attirer l'attention de la CRE sur l'impact de cette éventuelle suppression sur le profilage et la reconstitution des flux, le profil ENT5 étant calé sur les 8 postes horo-saisonniers de l'option actuelle du TURPE. La CRE envisage-t-elle de faire basculer automatiquement les sites concernés en profil ENT3 (à 5 postes) ou en courbe de charge ?

En tout état de cause, la suppression de ces deux options du TURPE devrait s'accompagner de règles de transposition par défaut concernant les options, versions et puissances souscrites, ainsi que d'une période de transition permettant aux utilisateurs de choisir librement leurs options tarifaires.

De plus, à l'inverse de l'effet lié à la création d'options dans le domaine BT ≤ 36 kVA, la suppression d'options du TURPE devrait entraîner une hausse des recettes du distributeur, et donc une baisse du

EDF

22-30, avenue de Wagram

75008 Paris

www.edf.com

TURPE pour le domaine de tension HTA ; EDF s'étonne que cet effet ne soit pas décrit dans la consultation.

Concernant l'introduction de l'option à pointe mobile :

EDF salue l'introduction d'une option à pointe mobile pour le domaine de tension HTA, sur le critère PP1 défini à l'échelle nationale. Toutefois, EDF s'interroge sur le niveau des économies de coûts reflétées dans les grilles tarifaires, très en deçà de ses propres estimations transmises à la CRE dans sa réponse à la consultation « structure » de l'automne 2015 et souhaiterait mieux comprendre l'origine des valeurs proposées par la CRE.

Dans sa réponse de l'automne 2015, EDF demandait également la mise en place d'une option TURPE pointe mobile fixée en fonction de critères nationaux à destination des utilisateurs raccordés en basse tension. EDF continue d'estimer que le déclenchement d'effacements en basse tension génère des économies de réseau. Ainsi en est-il de deux utilisateurs ayant la même forme de courbe de charge, l'un situé en amont du transformateur HTA/BT et l'autre situé en aval. Toutes choses égales par ailleurs, l'activation des mêmes flexibilités chez l'un comme chez l'autre engendrent les mêmes économies sur les réseaux HTA et amont. S'agissant de l'impact sur les coûts de réseau en BT, l'activation d'une pointe mobile nationale aurait des impacts positifs dans certains cas et négatifs dans d'autres. EDF pense que le bilan d'ensemble est positif d'autant plus si les situations d'impact négatifs peuvent être évitées ou limitées par des aménagements contractuels permettant une activation locale du signal qui doivent être explorés. EDF souhaite que les termes de ce bilan et ces aménagements puissent faire l'objet d'une analyse partagée avec les acteurs de marché.

EDF rappelle que cette option de pointe mobile en BT contribuerait aussi à la volonté réaffirmée à plusieurs reprises par la Commission Européenne de demander à tous les fournisseurs de proposer à tous les clients, y compris donc les clients raccordés en BT, des offres de fourniture à prix dynamique.

EDF appelle donc la CRE à partager avec les parties prenantes les études à sa disposition permettant d'objectiver les bénéfices et les inconvénients d'une option à pointe mobile en BT. Un démarrage rapide de ces travaux permettrait de réexaminer et de statuer sur l'opportunité d'une telle évolution à l'occasion de la revoyure du TURPE 5.

Question 24 : Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles tarifaires proposées par la CRE pour le domaine de tension HTA ?

EDF constate que les grilles proposées par la CRE entraînent une baisse globale de la part à la puissance du tarif des utilisateurs raccordés au domaine de tension HTA ; toutefois, l'augmentation de la différenciation saisonnière du tarif compense heureusement l'effet de cette baisse de la part de la composante à la puissance en produisant une hausse de facture pour les utilisateurs ayant une faible durée d'utilisation concentrée sur la pointe. Les grilles HTA proposées pour TURPE 5 présentent donc une avancée par rapport à TURPE 4 pour l'équité du partage des coûts de réseau ; cependant l'augmentation de la part à la puissance permettrait d'améliorer encore l'allocation des coûts.

Question 25 : Etes-vous favorable à la forme des grilles proposée en BT > 36 kVA?

EDF ne voit pas d'inconvénient à supprimer le poste de pointe pour le domaine BT > 36 kVA, dans la mesure où les impacts sur les utilisateurs seront limités. EDF s'interroge sur le nombre de dénivelés de puissance qui sera désormais autorisé pour TURPE5, cette règle n'étant pas précisée dans la consultation. Si la contrainte sur le nombre de dénivelés était levée, les utilisateurs réévalueront leurs puissance souscrite d'autant plus facilement que les compteurs et les factures indiquent la puissance atteinte maximale.

Certains utilisateurs souscrivent aujourd'hui l'option LU pour bénéficier d'un dénivelé de puissance et non pas en raison d'une durée d'utilisation élevée de leur puissance. C'est le cas par exemple des consommateurs d'été comme les irrigants. Ces utilisateurs basculeront en option CU.

Par ailleurs, la suppression de l'option MU et la création de l'option CU doit s'accompagner de règles de transposition par défaut concernant les versions, ainsi que d'une période de transition permettant aux utilisateurs de choisir librement leurs options tarifaires. EDF estime que la quasi-totalité des sites disposant actuellement de l'option MU aura intérêt à souscrire la nouvelle option CU.

Question 26 : Avez-vous des remarques à formuler sur les grilles proposées par la CRE pour le domaine de tension BT > 36 kVA ?

EDF constate, comme la CRE, que les grilles proposées pour le domaine de tension BT > 36 kVA favorisent les utilisateurs ayant un faible taux d'utilisation de la puissance souscrite. Cet effet résulte d'une baisse très marquée de la part à la puissance à ce niveau de tension qui n'est pas compensée par l'augmentation de la différenciation saisonnière des prix.

EDF regrette que cette évolution soit aussi marquée, car le raisonnement de la CRE concluant à la nécessité de l'augmentation de la part à la puissance en basse tension du fait du foisonnement limité des poches locales est tout aussi valable pour les utilisateurs du domaine de tension BT>36 kVA que pour ceux du domaine ≤ 36 kVA (voir question 4). De plus, les travaux qui seront menés dans le cadre de la clause de revoyure proposée par la CRE pourraient conclure à la nécessité d'augmenter la part à la puissance du TURPE : la succession de deux évolutions en sens contraire serait difficilement compréhensible pour les utilisateurs.

Par ailleurs, l'impact du changement de règle sur les dénivelés de puissance est très difficile à estimer. Toutefois, de nombreux utilisateurs qui souscrivaient l'option LU pour pouvoir bénéficier du dénivelé de puissance souscriront désormais l'option CU ; de manière générale, les optimisations de puissance souscrite pourraient faire encore diminuer la part à la puissance.

Question 28 : Etes-vous favorable au maintien de la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les utilisateurs équipés d'un compteur adéquat ?

EDF prend acte de la volonté de la CRE de maintenir la possibilité de souscrire la puissance par pas de 1 kVA pour les consommateurs équipés de compteur Linky mais reste défavorable à cette orientation.

En effet, sous une apparence de donner plus de choix au client, retenir cette option va complexifier sans gain réel les offres sur le marché de détail et va contribuer à dégrader l'image des fournisseurs. En effet, EDF reste convaincue que les coûts de mise en œuvre de cette disposition risquent de dépasser les gains qu'elle pourrait permettre de générer.

Le client final ne pourrait en effet n'obtenir qu'un gain faible : dans la consultation, les grilles prévoient un coefficient pondérateur de puissance compris entre 3 et 6,36 €/kVA/an pour les options Courte Utilisation et Moyenne Utilisation. Ce gain est sûrement inférieur aux coûts de mise en œuvre du pas de puissance à 1 kVA qui seront répercutés dans le TURPE et dans les coûts commerciaux des fournisseurs.

Pour les fournisseurs, cette possibilité de souscription de puissance par pas de 1 kVA va entraîner une complexité opérationnelle : proposition d'offre intégrée avec ce pas de puissance (impacts sur les systèmes d'information), gestion des demandes et interrogations clients (quels sont les moyens de garantir au client que ce niveau de puissance sera suffisant sans historique d'appel de puissance détaillé), gestion des insatisfactions clients en cas de disjonctage suite à une souscription trop juste de puissance.

Si cette possibilité était maintenue, la CRE devrait également proposer ce pas de puissance dans les grilles des tarifs réglementés de vente Bleu, en spécifiant que certains niveaux de puissance ne sont accessibles qu'aux clients équipés d'un compteur adéquat.

Il convient de noter que le déploiement du système Linky apportera des bénéfices aux consommateurs même en conservant un pas de 3 kVA : les consommateurs disposeront d'informations relatives à leur comportement de consommation beaucoup plus précises qu'aujourd'hui, ce qui leur permettra de juger aisément de l'adéquation entre leur puissance souscrite et leur puissance appelée. Ainsi, le déploiement de Linky permettra aux consommateurs d'optimiser leur souscription de puissance à un pas de 3 kVA, ce qui constitue un avantage important sans nécessiter d'importants coûts de mise en œuvre.

La CRE n'indique pas dans sa consultation le maintien de la possibilité de souscrire une puissance à un pas plus fin que 1 kVA pour les sites raccordés en basse-tension sans comptage. Le contrat GRD-F actuel permet pour ces sites de souscrire *a minima* les puissances suivantes : 0,1 kVA, 0,3 kVA, 0,5 kVA, 0,7 kVA, 0,9 kVA, 1,1 kVA, 1,4 kVA, 2,2 kVA. EDF souhaite que cette possibilité soit maintenue dans le TURPE5.

Question 29 : Etes-vous favorable à la suppression des plages de puissance en BT ≤ 36 kVA ?

EDF est favorable à la suppression des plages de puissances du TURPE car il n'y a aucune raison de calculer des tarifs spécifiques pour différents groupes d'utilisateurs au sein de la catégorie BT ≤ 36 kVA. Cette suppression permet également d'améliorer la lisibilité des grilles du TURPE.

En outre, comme le souligne la CRE, cette suppression permet d'éviter des phénomènes d'arbitrages d'utilisateurs qui souscriraient une puissance plus importante que celle qui leur est nécessaire afin de bénéficier d'un prix à l'énergie réduit.

Par ailleurs, tout mouvement en structure important sur le TURPE a un impact sur la construction des tarifs réglementés de vente par empilement de coûts. Afin de préserver la lisibilité des évolutions, la CRE devra être vigilante quant aux travaux menés en parallèle sur la construction des tarifs réglementés de vente 2016 et 2017.

D'une part, il serait difficilement compréhensible par les utilisateurs que des mouvements de sens opposés se succèdent.

D'autre part, l'augmentation de la part de la composante à la puissance pour les petites puissances devra s'accompagner d'une évolution cohérente des tarifs réglementés de vente (TRV), dont la part fixe devrait pour chaque option et puissance souscrite couvrir à minima la part fixe du TURPE. À défaut, aucune incitation efficace ne serait répercutée aux consommateurs concernés, tandis que des distorsions de structure seraient introduites entre les TRV et le TURPE, au détriment de l'activité de fourniture et créant des subventions croisées entre les consommateurs.

Question 31 : Etes-vous favorable à la tarification des dépassements de puissance telle que proposée par la CRE ?

EDF approuve l'objectif de la CRE de maintenir une formule simple de calcul des pénalités de dépassement de puissance souscrite, compréhensible par les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA. Toutefois, les modalités du plafonnement proposées par la CRE semblent inutilement complexes et nuisent à la lisibilité de la formule.

La CRE pourrait plafonner la pénalité par le résultat de la formule quadratique, ce qui aurait pour avantage de pénaliser différemment les petits dépassements de longue durée des grands dépassements de longue durée.

Question 32 : Etes-vous favorable à la suppression de la composante de dépassements ponctuels programmés en HTA ?

Comme indiqué en réponse à la question 18, EDF ne comprend pas pourquoi la CRE propose d'étendre la période d'application des dépassements ponctuels programmés pour les utilisateurs raccordés au RPT alors qu'en même temps, elle propose de les supprimer pour ceux raccordés aux réseaux de distribution. Il s'agit là d'une rupture d'égalité de traitement liée uniquement à des conditions techniques ne le justifiant pas. En cohérence avec la position exprimée en réponse à la question 18, EDF est favorable à une mesure d'extension à l'année des dépassements ponctuels programmés à condition qu'elle s'applique aussi aux utilisateurs raccordés en HTA. Il va de soi qu'un client disposant de sites de consommation raccordés pour certains en HTB pour d'autres en HTA ne comprendrait pas pourquoi d'un côté, ces dépassements sont possibles toute l'année et pourquoi de l'autre côté, ils sont interdits toute l'année.

Question 33 : Etes-vous favorable à une composante de comptage unique pour tous les utilisateurs non-propriétaires de leur compteur en BT ≤ 36 kVA?

EDF est favorable à cette composante unique car elle permet de respecter le principe de répercussion à chaque utilisateur des coûts qu'il génère. En effet, les coûts sous-jacents à la composante de comptage (contrôle du dispositif de comptage, relevé, location et entretien, processus de reconstitution des flux) sont identiques quelle que soit la puissance souscrite par le client final. Il n'est donc pas justifié de faire payer une composante de comptage différente aux clients en fonction du niveau de leur puissance souscrite.

Question 34 : Etes-vous favorable à la création d'une composante de gestion unique et spécifique aux autoproducteurs ?

EDF est favorable à ce que les tarifs soient le juste reflet des coûts. Il est donc nécessaire d'identifier pour les différents cas de figure contractuels la nature des prestations et les coûts qu'elles occasionnent en fonction de leur nombre et de leur complexité.

Certains coûts de gestion sont liés à l'existence du point de connexion, d'autres aux traitements administratifs et prestations (courriers, appels). Il semble donc pertinent de décomposer la composante de gestion en éléments communs et spécifiques aux situations de production pure, de consommation pure et d'autoproduction pour les réassembler en fonction des situations correspondantes afin de fixer le niveau de la composante de gestion unique.

ooOoo