

Consultation publique de la CRE du 22 juillet 2015 relative à la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Réponse d'EDF (non confidentielle)

25 septembre 2015

La Commission de régulation de l'énergie a décidé de procéder dès l'été 2015 à une première consultation publique sur la tarification des réseaux publics d'électricité, une nouvelle version des tarifs devant entrer en vigueur durant l'été 2017. EDF salue cette démarche à deux égards : d'une part elle contribue à garantir un bon niveau de transparence sur l'état des réflexions de la CRE, d'autre part elle donne de la visibilité sur les évolutions possibles du TURPE, ce qui est appréciable pour en maîtriser les conséquences sur ses activités commerciales et industrielles de fourniture et de production d'électricité. Certains sujets ont fait l'objet d'échanges avec les services de la CRE depuis septembre 2014 : EDF est disponible et désireux pour poursuivre ce type de discussions constructives.

Le présent document détaille les réponses d'EDF aux questions posées dans la consultation datée du 22 juillet 2015 ; en particulier :

- les choix de structure du TURPE doivent conduire à une articulation efficace entre les signaux de prix respectifs des fournisseurs et des gestionnaires de réseau : seuls des signaux qui seront simples et lisibles permettront aux consommateurs (en particulier les sites résidentiels) de réagir de façon adaptée, ce qui permettra *in fine* d'optimiser l'ensemble des coûts du système électrique ;
- EDF partage la volonté de tenir compte des aléas extrêmes dans la méthodologie de construction du TURPE : l'introduction d'une option de pointe mobile dans le TURPE constituerait l'outil adéquat pour refléter les coûts associés, et elle serait économiquement justifiée et souhaitable non seulement pour les domaines de tension HTB2, HTB1 et HTA, mais aussi pour le domaine de basse tension ;
- EDF recommande que durant la période du TURPE 5, tous les consommateurs raccordés au domaine de tension $BT \leq 36$ kVA aient le choix entre une option sans différenciation temporelle, une option différenciant deux classes temporelles et une option à pointe mobile ;
- à l'issue du déploiement du système Linky, EDF recommande que les consommateurs raccordés au domaine de tension $BT \leq 36$ kVA aient le choix entre une option à pointe mobile et une option différenciant quatre classes temporelles (dont la différenciation été/hiver doit être introduite de façon progressive au cours d'une période tarifaire) ; ce changement doit s'accompagner d'une évolution cohérente des TRV ;

- la structure du TURPE a une influence sur le développement de l'autoproduction : le TURPE doit garantir que les autoproducteurs ne bénéficient pas de subventions masquées au détriment des autres utilisateurs du réseau ;
- parmi les différents coûts associés à la mission d'équilibrage du système électrique que la loi a confiée à RTE, il apparaît efficace que les responsables d'équilibre supportent les coûts sur lesquels ils disposent de leviers d'action, en revanche les autres coûts devraient être directement répercutés aux consommateurs (via la composante du TURPE liée aux soutirages) ;
- EDF partage la proposition de la CRE ne de ne pas différencier géographiquement le tarif d'injection, puisque les études associées à la consultation montrent que les coûts de mise en œuvre dépassent les faibles gains espérés.

1. Les grandes problématiques en toile de fond de l'élaboration du TURPE 5

Question 1 : Les problématiques exposées ci-dessus sont-elles selon vous représentatives des enjeux soulevés pour la structure du TURPE par l'émergence des réseaux intelligents et par l'évolution du système électrique ?

Les différents sujets identifiés par la CRE semblent pertinents pour apprécier les besoins d'évolution de la structure du TURPE. EDF souhaite formuler quelques commentaires sur les appréciations exprimées par la CRE.

Sur le développement de l'autoproduction (1.5) :

La CRE constate qu'un nombre croissant de consommateurs d'électricité est devenu également producteur et indique « *Ce phénomène d'autoproduction pourrait se généraliser (hors subvention) si la parité réseau est atteinte* ». EDF réfute l'affirmation selon laquelle l'atteinte de la « *parité réseau* » correspond à une situation « *hors subvention* ».

En effet, la « *parité réseau* » caractérise une situation où un consommateur a intérêt à s'approvisionner à partir de sa propre production plutôt qu'à être approvisionné par son fournisseur via le réseau. Le fait qu'il ait intérêt à faire ce choix ne signifie pas pour autant l'absence de toute subvention. Par exemple, la CSPE et la TCFE sont certes aujourd'hui assises sur la consommation finale d'électricité mais la consommation qui est autoproduite bénéficie d'exonérations¹. Ces dernières correspondent bien à des subventions, puisque ces exonérations devront être financées par les autres consommateurs d'électricité ou par les contribuables. Autre exemple : chaque kWh qui est autoproduit permet au consommateur de soutirer moins d'énergie depuis le réseau, et donc de réaliser une économie de facture au titre de sa fourniture et de son utilisation des réseaux, mais si cette économie est supérieure à la réduction effective des coûts occasionnés, alors la différence

¹ Le montant de contribution au service public de l'électricité est calculé « *au prorata de la quantité d'électricité consommée* », mais seulement au delà de 240 GWh/an/site si l'électricité est « *produite par un producteur pour son propre usage* » (article L. 121-11 du code de l'énergie). La taxe sur la consommation finale d'électricité est assise « *sur la quantité d'électricité fournie ou consommée* » (article L. 3333-3 du code général des collectivités territoriales) mais une exonération s'applique aux « *petits producteurs d'électricité qui la consomment pour les besoins de leur activité* », le seuil étant fixé à une production de 240 GWh/an/site (article L. 3333-2 du même code).

entre la facture évitée et les coûts évités devra être financée par les autres consommateurs d'électricité ou les autres utilisateurs des réseaux. Ainsi, si la notion de « *parité réseau* » permet de décrire l'intérêt particulier de certains consommateurs, elle n'apparaît pas pertinente pour caractériser l'absence de subventions, et ne saurait être employée pour apprécier l'efficacité économique du développement dans ce cadre des filières de production concernées (au sens de l'intérêt général).

Ce constat rejoint celui du groupe de travail national sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable, auquel la CRE a participé et dont les conclusions ont été publiées en février 2015² : « *Le montant du soutien public nécessaire à la couverture des coûts de l'installation est donc semblable dans les deux modèles : il est assuré par la CSPE dans le cas de l'obligation d'achat et correspond à la somme de la subvention directe perçue par l'autoconsommateur / autoproducteur (financée par la CSPE répercutée aux consommateurs) et des transferts de charges occasionnés (CSPE, TCFE, TVA et TURPE évités qui devront être collectés auprès des consommateurs et des contribuables) dans le modèle d'autoconsommation / autoproduction.* »

Sur l'impact du développement de l'autoproduction sur l'utilisation des réseaux (1.6) :

Plusieurs assertions demanderaient à être étayées.

D'une part, le document soumis à consultation mentionne que « *la flexibilité accrue de la demande* » devrait « *conduire à terme à une baisse des énergies soutirées sur les réseaux* ». Cette relation ne semble pas évidente. En effet, la flexibilité d'un consommateur correspond à la capacité de ce dernier à adapter sa consommation en fonction des signaux de prix qu'il reçoit : cela peut se traduire soit par un décalage, soit par une réduction, soit par une augmentation de la consommation qui était prévue initialement.

D'autre part, la CRE indique que « *l'apparition de nouveaux usages* » pourrait « *renforcer la désynchronisation des pointes locales et des pointes nationales* ». Il serait utile de préciser les usages auxquels il est fait référence ici : EDF n'a pas identifié d'usages nouveaux dont le développement serait caractérisé par une grande dispersion sur le territoire et ne comprend pas ce qui fonde cette assertion. Par exemple, les besoins de charge des véhicules électriques seront probablement assez synchronisés sur l'ensemble du territoire national. En outre, les dispositifs de charge de ces véhicules devront pouvoir tenir compte des signaux de prix reflétant les conditions de fourniture d'électricité, qui dépendent de façon importante de facteurs nationaux (prix de gros de l'énergie, dispositif d'ARENH, mécanisme d'obligation de capacité, etc), même si des aménagements locaux peuvent être envisagés en vue de permettre une optimisation globale du système électrique.

EDF partage le constat de la CRE selon lequel l'utilisation de signaux de prix différenciés suivant l'heure de la journée constitue un outil efficace pour le système électrique dans son ensemble, en incitant les consommateurs à adapter leur comportement. Un tel outil a fait ses preuves, dans des conditions de sollicitation très diverses (notamment en matière de délai de prévenance et de vecteur de communication) et auprès d'usages très variés qui ne sauraient être réduits aux seuls usages suivant une « *programmation régulière, stable et connue longtemps à l'avance* ». En effet, le

² Ministère du développement durable, de l'écologie et de l'énergie, *Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable*, 12 février 2015.

consommateur peut réagir à un signal de prix en adaptant le fonctionnement de l'ensemble de ses appareils électriques, sans se limiter aux seuls équipements asservis.

Le recours à des tarifs différenciés doit être encore étendu : pour conduire à des effets utiles, il convient de garantir que les différents types de consommateurs reçoivent des sollicitations compréhensibles, dans le cadre d'offres attractives. 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 (voir la réponse à la question 2), afin d'assurer une plus grande cohérence et une plus grande force, vues du consommateur, de la superposition des différents signaux économiques.

Enfin, la CRE confirme que les évolutions des modes d'utilisation des réseaux vont se répercuter sur la structure du TURPE mais n'apporte pas de précision sur la dynamique de cette évolution. Le développement de l'autoproduction risque de conduire à des effets de redistribution entre les utilisateurs du réseau : il serait utile de disposer de détails sur les éventuelles conséquences à court terme, alors qu'il n'est pas prévu de faire évoluer la structure tarifaire avant quatre ans. Le groupe de travail national sur l'autoproduction de l'électricité renouvelable avait conclu à l'intérêt d'engager une réflexion afin de prévenir les transferts de charges entre les autoproducteurs et les autres consommateurs et de garantir que le signal tarifaire reflète bien les coûts occasionnés par chaque catégorie d'utilisateurs. EDF soutient que cette garantie doit être apportée dès le court terme, afin de continuer à inciter les consommateurs à prendre des décisions individuelles qui se révèlent collectivement efficaces, surtout dans un contexte où de nouvelles politiques publiques vont être mises en œuvre (services de flexibilité locale, expérimentation de dispositifs de stockage ou de réseaux intelligents, développement des « *territoires à énergie positive* », etc).

Question 2 : Voyez-vous d'autres enjeux à l'échéance du TURPE 5 ?

Avec le déploiement des systèmes de comptage évolués, en particulier celui du projet Linky, les fournisseurs vont pouvoir proposer à leurs clients de nouvelles offres de fourniture. En effet, chaque fournisseur pourra définir son propre calendrier tarifaire, composé de différentes classes tarifaires. Grâce à cette nouvelle fonctionnalité, les fournisseurs vont pouvoir développer des offres innovantes qui inciteront leurs clients à adapter leur comportement de consommation en fonction de signaux de prix. La conception de ces offres de fourniture innovantes devra tenir compte de trois impératifs :

- les offres devront avoir un format adapté aux attentes des consommateurs (pour être attractives) ;
- les offres devront être facilement lisibles et compréhensibles de la part des consommateurs (pour produire un effet utile) ;
- les offres devront intégrer l'ensemble des signaux de prix caractérisant le fonctionnement du système électrique, donc à la fois les coûts d'approvisionnement et les tarifs d'utilisation des réseaux.

Ainsi, le développement d'offres de fourniture innovantes ne pourra se faire de façon indépendante de la façon dont seront construits les tarifs de réseaux, même si ces derniers seront facturés sur la base de classes tarifaires qui pourront être différentes de celles retenues par les fournisseurs. Si le déploiement de systèmes de comptage évolués permettra techniquement de définir des signaux indépendants, il est indispensable que la détermination des signaux de prix du distributeur permette

d'éviter des optimisations séparées entre les coûts de réseaux d'une part et les coûts d'approvisionnement d'autre part, afin de ne pas s'éloigner de l'objectif collectivement souhaitable d'une minimisation globale de l'ensemble de ces coûts. Il reste encore à définir les futures modalités qui permettront une articulation efficace entre les signaux tarifaires, tout en conservant une structure tarifaire simple et lisible pour les consommateurs.

Comme prévu par la directive 2012/27/UE, le TURPE doit permettre « *aux fournisseurs d'améliorer la participation du consommateur à l'efficacité du système* ». Pour pouvoir concevoir des offres de fourniture efficaces et attractives, il est nécessaire de traiter au préalable la question de la cohérence entre les signaux de prix caractéristiques des conditions d'approvisionnement et les signaux de prix caractéristiques de l'utilisation du réseau.

Il semble donc indispensable que la réflexion consacrée à la structure du TURPE 5 tienne compte des différents travaux qui ont été récemment consacrés à l'articulation entre les calendriers tarifaires dévolus respectivement aux fournisseurs et aux distributeurs. Ce sujet a été abordé dans un appel à contributions organisé par ERDF en décembre 2014, sous l'égide de la CRE, ainsi que dans la consultation publique intitulée « *The Future Role of DSOs* », organisée par le CEER en décembre 2014.

2. Les évolutions du cadre législatif et réglementaire

Question 3 : Plusieurs facteurs peuvent contribuer à la maîtrise des pointes de consommation : les signaux de prix du marché de l'électricité, le mécanisme de capacité, les dispositifs d'effacements, la structure des tarifs de réseaux et les mesures d'économie d'énergie. Quel doit être selon vous le rôle ou la part de ces facteurs dans l'atteinte de cet objectif ?

EDF soutient que les instruments reposant sur un signal de prix doivent conserver un rôle central afin d'inciter les consommateurs à prendre des décisions individuelles qui se révèlent collectivement efficaces. Pour que les consommateurs puissent adapter leur comportement, il est nécessaire que les signaux qui leur sont transmis soient clairs et compréhensibles : ainsi, les différents signaux de prix qui caractérisent le fonctionnement du système électrique doivent être coordonnés.

La CRE fait référence à de nouvelles dispositions prévues dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, en particulier celles des articles 199 et 200 sur des services de flexibilité locale ou des expérimentations locales de réseaux intelligents ou de dispositifs de stockage. EDF rappelle que du point de vue de la collectivité, l'objectif doit être de conduire à une optimisation globale de l'ensemble des coûts du système électrique : la distinction entre les signaux de prix du distributeur et ceux des fournisseurs ne doit pas mener à des optimisations séparées entre les coûts de réseaux d'une part et les coûts d'approvisionnement d'autre part. À ce titre, s'il est opportun que les gestionnaires de réseau de distribution puissent solliciter différents leviers en cas d'apparition de contraintes locales, il ne semble pas souhaitable de viser une multiplicité d'équilibres locaux entre l'offre et la demande : cela ne permettrait pas d'améliorer la maîtrise des coûts du réseau, augmenterait assurément les coûts d'approvisionnement et par ailleurs induirait une complexité très importante, associée à des coûts de mise en œuvre eux aussi très importants. Enfin, la question du financement de décisions locales susceptibles d'affecter des charges aujourd'hui portées par la solidarité nationale devrait être posée.

3. Calendrier de travail envisagé

Question 4 : Êtes-vous favorable à l'entrée en vigueur simultanée des TURPE HTA-BT et HTB à l'été 2017 ?

EDF est favorable à une entrée en vigueur simultanée des différents tarifs d'utilisation des réseaux à l'été 2017.

Une évolution du TURPE HTA-BT dès l'été 2017 permettrait de revenir dans les meilleurs délais à une méthodologie d'évaluation des charges de capital qui soit lisible et fondée sur des principes économiques, comme le permet explicitement l'article L. 341-2 du code de l'énergie tel que modifié par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

En outre, il serait souhaitable que l'entrée en vigueur et l'évolution annuelle du TURPE aient lieu au 1^{er} juillet, de façon synchronisée avec le second guichet annuel du dispositif d'ARENH et avec l'évolution du mécanisme de profilage.

Enfin, EDF appelle de ses vœux que les évolutions du TURPE et des tarifs réglementés de vente soient également synchronisées.

Question 5 : Avez-vous des observations sur le programme de travail et le calendrier envisagés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 5 ?

EDF est favorable au programme de travail et au calendrier envisagé par la CRE.

EDF accueille favorablement la mise à disposition des projets de grilles tarifaires avec 18 mois d'avance, ce délai permettant de préparer les évolutions nécessaires des systèmes d'information des fournisseurs. Il serait souhaitable que cette mise à disposition soit accompagnée de la publication des règles de gestion envisagées par la CRE, notamment les options définies par défaut en cas de suppression d'une option et les conditions d'accès aux options nouvellement créées.

4. Composante de soutirage du TURPE

Question 6 : Avez-vous des remarques sur ces principes généraux sous-jacents à la construction des tarifs ? Estimez-vous en particulier que le sens à donner au principe de péréquation tarifaire et à celui du timbre-poste pourrait être interrogé dans un contexte d'évolution des usages des réseaux (partie 1.5) ?

Sur les principes de péréquation tarifaire et de timbre-poste :

EDF constate la volonté de s'impliquer de la part des consommateurs et des collectivités territoriales. Différentes dispositions sont prévues par la loi relative à la transition énergétique pour mener des expérimentations dans certaines zones. Par ailleurs, les gestionnaires de réseau sont confrontés à des contraintes localisées dont certaines appellent des solutions localisées, tels les problèmes de tenue de tension ou de puissance de court-circuit en certains points du réseau.

Du point de vue de la collectivité, il convient toutefois de rappeler que l'objectif doit être de conduire à une optimisation globale de l'ensemble des coûts du système électrique, et non pas d'aboutir à des optimisations disjointes zone par zone, qui seraient *in fine* moins efficaces et plus coûteuses. Cette

problématique se poserait d'autant plus que des décisions locales seraient susceptibles d'affecter des charges assumées par la solidarité nationale.

En outre, la péréquation géographique du TURPE - et des tarifs réglementés de vente - sur l'ensemble du territoire est un instrument important de la solidarité nationale entre consommateurs, en particulier entre les habitants des zones rurales et ceux des zones urbaines. La représentation nationale a marqué à de multiples reprises son attachement profond à cette forme de solidarité.

Il convient de rappeler que l'article L.121-1 du code de l'énergie prévoit que le service public de l'électricité « *matérialise le droit de tous à l'électricité* » et qu'il « *est géré dans le respect du principe d'égalité* » (de traitement des usagers). En application de ce principe d'égalité, le TURPE doit être identique sur l'ensemble du territoire national.

Différents instruments peuvent permettre de répercuter des coûts de façon différenciée ou de répondre à des besoins localisés, sans recourir à une remise en cause des principes de péréquation tarifaire et de timbre-poste. En particulier, la contribution aux coûts de raccordement permet de favoriser le développement des installations qui ont le plus faible impact sur les coûts du réseau. Par ailleurs, une coordination entre les signaux de prix du distributeur et ceux des fournisseurs permettrait de s'orienter vers un optimum global, au bénéfice de la collectivité dans son ensemble.

Sur le critère d'efficacité :

L'« *efficacité* » d'un outil économique doit être évaluée au regard des effets auxquels il conduit en pratique.

Pour que les signaux de prix produisent des effets utiles, il est indispensable qu'ils soient facilement compréhensibles par les utilisateurs. L'objectif de « *meilleure précision possible* » doit donc être concilié avec la capacité des utilisateurs à appréhender la structure des signaux de prix.

Comme la CRE, EDF soutient que la structure et le niveau du TURPE doivent refléter la structure et le niveau des coûts d'utilisation des réseaux, afin que chacun supporte les coûts qu'il occasionne et pour inciter ainsi les utilisateurs à adopter des comportements individuels qui se révèlent collectivement efficaces : cette condition relève plutôt d'un critère de « *précision* », l'« *efficacité* » devant être appréciée à la fois à l'aune de ce critère mais aussi de son caractère compréhensible et des résultats produits effectivement.

Sur le critère de lisibilité :

Comme indiqué précédemment, EDF soutient que les utilisateurs doivent pouvoir appréhender les signaux de prix qui leur sont transmis. Au-delà de la lisibilité des grilles tarifaires du TURPE, il apparaît nécessaire de tenir compte de la cohérence entre les différents signaux de prix caractéristiques du système électrique. Ce sujet a notamment été abordé dans l'appel à contributions organisé par ERDF en décembre 2014, sous l'égide de la CRE, à propos de l'articulation entre les calendriers tarifaires dévolus respectivement aux fournisseurs et aux distributeurs.

Enfin, outre les critères mentionnés par la CRE, EDF partage la préoccupation que la construction des tarifs d'utilisation des réseaux vérifie un principe de sécurité juridique, important d'une part pour mener au mieux son activité de fourniture et de production d'électricité, d'autre part en qualité d'actionnaire de gestionnaires de réseau.

Question 7 : Partagez-vous l'analyse de la CRE selon laquelle, du fait du foisonnement entre utilisateurs du réseau, la contribution des consommateurs aux coûts d'infrastructures dépend non seulement de leur capacité de pointe, mais aussi du taux d'utilisation de cette capacité ? Si ce n'est pas le cas, merci de présenter de façon étayée votre analyse de ce sujet.

EDF comprend que la contribution d'un consommateur aux coûts d'infrastructure dépend de la puissance maximale qu'il est susceptible d'appeler durant les périodes qui dimensionnent le réseau.

Cette contribution dépend donc davantage du taux d'utilisation durant les périodes susceptibles de connaître des pointes que du taux d'utilisation annuel. Par exemple, pour un consommateur dont l'activité conduirait à un usage principal de l'électricité durant l'été et qui serait raccordé à un réseau dimensionné en fonction des pointes hivernales de consommation, une augmentation de son taux d'utilisation n'augmenterait pas sa contribution aux besoins d'infrastructure.

Ainsi, une façon simple et efficace de répercuter aux consommateurs leur contribution aux coûts d'infrastructures consiste à différencier le TURPE en fonction des heures de pointe de soutirage.

Question 8 : Avez-vous des améliorations à proposer quant à la méthode de construction tarifaire présentée ci-dessus ? Le cas échéant, merci de présenter de façon étayée vos propositions.

EDF apprécie la transparence apportée par la présentation de la méthodologie utilisée pour la construction tarifaire.

Concernant le calcul des coûts unitaires horaires liés à la compensation des pertes, la CRE ne mentionne pas la façon dont elle tient compte de l'impact de leur éligibilité au dispositif d'ARENH (voir la réponse à la question 10).

Enfin, EDF souhaite davantage de transparence à propos du modèle de coûts utilisé par la CRE, notamment sur la façon dont il tient compte du lien entre le besoin de dimensionnement des réseaux et la diversité des situations auxquelles ces derniers doivent répondre (notamment les situations d'aléas extrêmes : voir la réponse à la question 11).

Question 9 : Êtes-vous favorable à la prise en compte des nouveaux profils dans le TURPE 5 ?

EDF est favorable à la prise en compte des nouveaux profils « RES1 » et « RES11 » dans le TURPE 5.

La création d'un profil ne doit pas nécessairement être assortie de la création d'une option spécifique du TURPE mais constitue une bonne occasion de s'interroger sur la pertinence d'une représentation affinée des coûts de réseau.

Question 10 : Êtes-vous favorable à la prise en compte du coût de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes sur les réseaux ?

EDF est favorable à la prise en compte du prix de la capacité dans le calcul des coûts horaires des pertes. En effet, les tarifs doivent refléter les coûts de réseaux, en particulier ceux liés aux obligations introduites pour les gestionnaires de réseaux en tant qu'acheteurs des pertes sur les réseaux dont ils ont la charge.

L'introduction d'une option de pointe mobile qui serait calée sur les périodes de pointe « PP1 » permettrait de répercuter ce coût aux consommateurs, de façon simple et cohérente avec les signaux de prix caractérisant les conditions d'approvisionnement.

Par ailleurs, le calcul des coûts horaires des pertes doit également tenir compte des effets de l'éligibilité des pertes au dispositif d'ARENH. En effet, toute perte qui se produit durant la « *période de référence* » de l'ARENH (définie comme les heures creuses d'avril à juin et toutes les heures des mois de juillet et août) permet au gestionnaire de réseau de disposer d'un droit annuel à l'ARENH. Ainsi, pour un gestionnaire de réseau, le coût marginal des pertes durant la période de référence de l'ARENH correspond à la différence entre d'une part le prix du marché de gros, d'autre part l'économie annuelle correspondant aux droits additionnels à l'ARENH générés par ces pertes. Ce coût marginal est celui qui est assumé par les gestionnaires de réseau et qui doit donc être répercuté aux utilisateurs des réseaux.

Au final, le coût unitaire horaire lié à la compensation des pertes doit être calculé différemment selon les heures de l'année :

- 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 aux droits annuels d'ARENH ;
- durant les autres heures de l'année : le coût correspond au prix du marché de gros.

Question 11 : Quelle est votre analyse quant à la prise en compte de l'existence d'aléas climatiques extrêmes dans la méthode de calcul des coûts unitaires d'infrastructure ?

EDF considère qu'il est impératif de prendre en compte dans la construction du TURPE l'ensemble du champ des possibles, notamment l'existence d'aléas climatiques extrêmes.

Une telle évolution permettrait de mieux refléter la réalité des coûts de réseaux, dans la mesure où ces aléas extrêmes sont considérés dans les méthodes utilisées pour le dimensionnement des installations de réseaux, ce qui contribuerait à renforcer la cohérence de la méthodologie de construction tarifaire. De plus, cette évolution semble cohérente avec les analyses menées par le gestionnaire du réseau de transport pour évaluer l'adéquation du parc de production.

En outre, il serait souhaitable que soit analysée la contribution des différents utilisateurs aux coûts de réseaux 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.

Sous réserve des risques d'acceptabilité qui pourraient être soulevés par une transposition stricte et immédiate de la représentation des coûts ainsi mis en évidence, EDF soutient que l'introduction d'une option de pointe mobile dans le TURPE constituerait l'outil adéquat pour refléter cette contribution. Un tel signal tarifaire devrait concerner le TURPE applicable aux domaines de tension HTB2, HTB1, HTA, BT > 36 kVA et BT ≤ 36 kVA.

5. Pointe mobile : quelle pertinence pour le TURPE ?

Question 12 : Partagez-vous l'analyse de la CRE quant à la non-pertinence d'une option à pointe mobile pour le niveau de tension HTB3 ?

EDF considère que l'introduction d'une simple différenciation temporelle permettrait de répercuter aux consommateurs raccordés à ce niveau de tension la variation de coûts que leur comportement occasionne au cours de l'année.

Comme mentionné à la question 10, le TURPE devrait refléter *a minima* que le coût unitaire horaire d'approvisionnement des pertes varie 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 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. 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 de l'introduction d'une option de pointe mobile pour le niveau de tension HTB3.

Question 13 : Que pensez-vous de l'utilité de l'introduction d'une pointe mobile pour les domaines de tension HTB1 et HTB2 ?

EDF est favorable 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.

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 : la CRE indique qu'elles constituent

des heures critiques pour le dimensionnement des réseaux, par ailleurs elles ont un impact sur le coût unitaire des pertes (voir la réponse à la question 10). D'autre part, il est nécessaire d'assurer une certaine cohérence entre les différents signaux de prix du système électrique, pour permettre aux consommateurs de comprendre les sollicitations qui lui seront transmises et de maximiser leurs effets.

Le respect du critère d'adéquation entre la structure du TURPE et la structure des coûts de réseau justifie la création d'une telle option, quel que soit le niveau de soutirage des utilisateurs raccordés en HTB1 et HTB3.

Question 14 : Êtes-vous favorable à l'introduction d'une pointe mobile pour le domaine de tension HTA ?

EDF est favorable à l'introduction d'un signal de pointe mobile pour le domaine HTA, afin de refléter les impacts positifs d'une réduction de consommation sur les coûts des pertes et sur les coûts d'investissement.

Comme indiqué précédemment (voir la réponse à la question 13), le signal d'effacement devrait être activé au niveau national, pour être conforme à l'article 15 de la directive 2012/27/UE.

Question 15 : Si vous êtes fournisseur, envisagez-vous de développer des offres commerciales à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?

EDF envisage de développer des offres commerciales incitant ses clients à réduire leur consommation durant les périodes de pointe mobile, en tenant compte de l'option du TURPE envisagée par la CRE.

Une offre de fourniture pourrait être proposée aux consommateurs raccordés au domaine HTA pour des livraisons à partir du 1^{er} janvier 2017, date d'entrée en vigueur du mécanisme d'obligation de capacité.

Depuis mai 2015, EDF commercialise l'offre « CEPM » (contrat d'électricité à pointe mobile) auprès des consommateurs qui souhaitent valoriser leur capacité d'effacement et qui sont raccordés dans les domaines BT>36 kVA, HTA ou HTB. L'introduction d'une option de pointe mobile dans le TURPE permettra de concevoir des offres dont l'incitation à s'effacer sera plus prononcée, ce qui sera encore plus attractif auprès de certains consommateurs et sera donc susceptible de mobiliser des capacités d'effacement encore plus importantes.

Question 16 : Si vous êtes consommateur, envisagez-vous de souscrire une offre commerciale à effacement prenant en compte ce tarif à pointe mobile ?

EDF n'est pas concerné par cette question.

Question 17: Que pensez-vous des critères utilisés par la CRE pour analyser la pertinence de l'introduction, dès TURPE 5, d'une pointe mobile en basse tension ? Partagez-vous les analyses préliminaires de la CRE en la matière ?

Sur l'intérêt de l'introduction d'une pointe mobile en basse tension, selon un critère national :

EDF soutient qu'une réduction de la consommation durant les périodes de pointe nationale de consommation a un impact global sur les coûts de réseau qui est bénéfique, et cela à tous les niveaux de tension. D'une part il existe un impact positif sur le coût d'achat des pertes par les gestionnaires de réseaux, d'autre part il y a également un intérêt pour le dimensionnement des infrastructures de réseau.

En outre, la tarification de l'utilisation d'un réseau à un certain niveau de tension doit tenir compte des impacts générés aux niveaux de tension supérieurs : l'analyse de la CRE relative à la pertinence d'une option de pointe mobile nationale sur le réseau HTA doit être prise en compte dans la structure des tarifs du réseau en basse tension. Ainsi, au vu des éléments publiés par la CRE dans la partie 4.1.3, une baisse de soutirage de 1 kW sur le domaine BT induit une baisse marginale de soutirage à hauteur de 1,09 kW sur le domaine HTA (du fait des pertes). Dès lors, puisqu'il y a un certain « *synchronisme entre les pointes de consommation nationale et les périodes critiques pour les réseaux HTA* », il semble indéniable que des actions réalisées par les consommateurs raccordés au domaine BT suite à la réception de signaux nationaux contribuent à la réduction des coûts de réseaux sur le domaine HTA. De même, ces actions contribuent également à la réduction des coûts de réseaux sur le domaine HTB. De tels effets bénéfiques doivent être reconnus par le TURPE.

Enfin, l'expérience acquise auprès des consommateurs ayant choisi une offre de fourniture à pointe mobile, telles les options tarifaires EJP ou Tempo, montre que ces derniers sont répartis de façon homogène sur l'ensemble du territoire national. Il n'y a donc pas de risque qu'ils soient surreprésentés dans les zones où les périodes de pointe locale ne sont pas toujours tout à fait synchrones avec les périodes de pointe nationale. Ces rares cas ne doivent pas faire oublier les effets bénéfiques apportés globalement au réseau par les consommateurs qui sont raccordés en basse tension et qui réagissent à des signaux de pointe mobile activés en fonction de critères nationaux.

Sur l'opportunité de la définition d'un signal de pointe en fonction de critères locaux :

Un signal de pointe mobile qui serait différencié localement serait plus précis et on pourrait donc penser qu'en théorie il aurait un effet bénéfique encore plus important du point de vue du réseau.

Cependant, outre les réserves mentionnées par la CRE sur la complexité et les risques inhérents à des prévisions locales de consommation, il convient de garantir que les consommateurs comprennent sans difficulté les signaux qui leur sont adressés : cela n'est pas acquis si des sollicitations distinctes leur sont envoyées à des heures différentes (d'une part en fonction des conditions de fourniture et d'autre part en fonction des conditions de gestion des réseaux), à des jours différents et à des niveaux de prix différents. Une telle organisation rendrait difficile l'appropriation des périodes de contrainte et de la force des signaux par les consommateurs.

Ainsi, EDF privilégie l'envoi de signaux clairs et compréhensibles pour permettre aux consommateurs d'adopter des comportements adéquats et responsables. Si le TURPE incluait une option de pointe

mobile fixée en fonction de critères nationaux, il est acquis que les utilisateurs raccordés en basse tension sauraient y réagir, ce qui aurait un impact positif sur les coûts du réseau de distribution.

La création d'une option de pointe mobile nationale pourrait s'accompagner d'une expérimentation portant sur la faisabilité et la pertinence d'un signal de pointe mobile activé en fonction d'un critère local. Cette expérimentation devrait notamment viser à définir des modalités qui assurent une minimisation de l'ensemble des coûts du système électrique (à la fois des activités de production et de gestion des réseaux).

Sur les consommateurs qui pourraient être concernés par une option de pointe mobile :

En pratique, des options tarifaires prévoyant une pointe mobile pourraient être déployées auprès de nombreux consommateurs.

D'une part, une telle option pourrait être affectée aux consommateurs équipés d'un compteur bleu et ayant choisi une offre de fourniture du même format que les options tarifaires EJP et Tempo. Le format de cette option du TURPE devrait être identique au format prévu pour EJP et Tempo, qui pourra être adapté d'ici novembre 2016 afin de mieux correspondre aux périodes du mécanisme d'obligation de capacité.

D'autre part, les consommateurs équipés d'un compteur Linky pourraient également se voir affecter une option du TURPE à pointe mobile dont le format serait identique à celui du signal « PP1 » du mécanisme d'obligation de capacité. La facturation de cette option pourrait s'appuyer sur le poste de pointe mobile prévu dans les fonctionnalités de Linky, de façon compatible avec les dispositions de l'arrêté du 4 janvier 2012 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité. En tant que fournisseur, EDF serait en capacité de proposer une offre adaptée dès la fin de l'année 2016.

Ainsi, l'introduction d'options tarifaires de pointe mobile en basse tension apparaît économiquement justifiée et constituerait sans aucun doute un progrès significatif par rapport à la situation actuelle.

Question 18 : Êtes-vous favorable à la mise en œuvre d'un tel dispositif transitoire pour l'hiver 2016-2017 ?

Question 19 : Si vous êtes un fournisseur ou opérateur d'effacement : envisageriez-vous de proposer à vos clients une offre commerciale tirant parti d'un tel dispositif transitoire ?

Sur le principe, EDF soutient l'introduction d'une pointe mobile dans le TURPE applicable aux domaines de tension HTB2, HTB1, HTA, BT > 36 kVA et BT ≤ 36 kVA.

Pour le domaine HTA, EDF serait en capacité de proposer des offres de fourniture qui tireraient parti du dispositif transitoire envisagé par la CRE et qui débuteraient le 1^{er} janvier 2017, première échéance envisageable compte tenu des différentes contraintes opérationnelles (adaptation des systèmes d'information, conception et déploiement des offres commerciales). Comme indiqué par la CRE, cela permettrait de contribuer à préserver le gisement d'effacement, en attendant l'option de pointe mobile qui sera introduite dans le TURPE 5.

Cependant, de telles offres ne pourront être développées qu'à la condition préalable qu'une certaine cohérence sera assurée entre le dispositif transitoire et les dispositions qui seront finalement retenues dans le TURPE 5. En effet, il ne serait pas envisageable de lancer de nouvelles offres de

fourniture qui risqueraient de devoir être remaniées d'ici quelques mois. Au contraire, il convient de pouvoir inscrire dans la durée les offres qui seraient proposées dès l'hiver 2016/2017.

D'une part, la période de pointe du dispositif transitoire devrait correspondre à la période de pointe « PP1 » du mécanisme d'obligation de capacité, qui est celle envisagée par la CRE pour l'option de pointe mobile prévue pour le TURPE 5 (voir la réponse à la question 29). Cette condition apparaît compatible avec la date opérationnellement raisonnable d'un début des offres le 1^{er} janvier 2017.

D'autre part, la différence de tarif entre les périodes de pointe et le reste de l'hiver ne devra pas être diminuée à l'issue du dispositif transitoire.

Enfin, le critère de détermination des clients éligibles demande à être précisé : s'agit-il d'un critère établi *ex-post*, au terme de l'hiver 2016/2017, ou bien *ex-ante*, sur la base des consommations durant les hivers précédents ? Le premier choix induirait des difficultés certaines pour proposer des offres commerciales reposant sur le dispositif transitoire.

Question 20 : Si vous êtes consommateur, et en particulier si vous êtes actuellement un client du tarif Vert EJP : seriez-vous intéressé par un tel dispositif transitoire ?

EDF n'est pas concerné par cette question.

6. Evolutions envisagées de la forme des grilles tarifaires

Question 21 : Êtes-vous favorable au passage à une souscription de puissance par pas de 1 kVA au lieu de 3 kVA ?

EDF n'est pas favorable à un passage de la souscription de puissance au pas de 1 kVA, les coûts de mise en œuvre de cette évolution risquant de dépasser les gains qu'elle pourrait permettre de générer.

L'analyse d'un panel de courbes de consommation de clients d'EDF indique que la précision actuelle, par pas de 3kVA, est suffisante pour distinguer les grandes catégories de consommateurs. Le passage à un pas de 1 kVA ne serait utile qu'à condition de disposer d'informations très précises sur les équipements électriques de chaque consommateur : il est rare de disposer de telles informations, qui peuvent être coûteuses à collecter et à mettre à jour et dont la collecte pourrait apparaître intrusive aux yeux des consommateurs.

En outre, l'expérience acquise par EDF dans le cadre de ses relations commerciales avec ses clients résidentiels laisse penser qu'une telle évolution serait source d'une grande complexité et de difficultés de compréhension de la part des consommateurs. Elle risquerait de conduire ces derniers à solliciter trop fréquemment un changement de leur puissance souscrite, ce qui conduirait à des coûts à la fois pour les fournisseurs et pour les gestionnaires de réseau de distribution.

Ces limites sont à mettre en regard d'un gain incertain, qui ne pourrait être que d'un faible ordre de grandeur. La CRE justifie cette évolution par une meilleure précision du dimensionnement des réseaux et donc par les économies correspondantes : EDF ne dispose pas d'éléments montrant que la puissance souscrite est un critère probant pour le dimensionnement des réseaux. Si cette évolution ne permettait pas de générer des économies, alors ses effets se limiteraient à un transfert entre les contributions de différentes catégories de consommateurs, au profit des consommateurs équipés

d'un compteur Linky et au détriment des autres. Pour les consommateurs qui auraient la possibilité de réaliser un tel changement de puissance souscrite, EDF estime que le gain correspondant serait de l'ordre de 5 € par an³, cet avantage étant sûrement inférieur aux coûts de mise en œuvre correspondant à la réception et au traitement des demandes formulées par les consommateurs.

Par ailleurs, la puissance souscrite est un des critères utilisés pour l'affectation à un profil. Par exemple, le profil RES1 regroupe des consommateurs dont la puissance souscrite est égale à 3 ou à 6 kVA, tandis que le profil RES11 regroupe des consommateurs dont la puissance souscrite est supérieure à 9 kVA. Dès lors, la possibilité de souscrire selon un pas de 1 kVA conduirait à une modification de la répartition des consommateurs entre les différents profils : ces effets mériteraient d'être analysés.

Enfin, 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.

Question 22 : Êtes-vous favorable au principe d'introduire des tarifs à 4 plages temporelles pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?

Question 23 : Êtes-vous favorables aux 4 plages temporelles envisagées à ce stade par la CRE ?

EDF partage l'objectif d'affiner la structure du TURPE, afin de mieux refléter et répercuter aux utilisateurs les coûts de réseau occasionnés par leur comportement de consommation.

Une différenciation des tarifs en fonction de la période de l'année permettrait notamment de limiter les subventions masquées qui bénéficient à certains autoproducteurs (et qui pourraient contribuer à un développement difficilement contrôlable de l'autoproduction, notamment à partir d'installations photovoltaïques).

D'une part, elle devra être conduite de manière à respecter le principe d'acceptabilité mentionné par la CRE dans la partie 4.1.1 du document soumis à consultation : il convient ainsi d'éviter tout changement brusque qui risquerait de se traduire par des « *augmentations de facture manifestement excessives au regard de la capacité d'adaptation des utilisateurs* ». En conséquence, EDF recommande que l'introduction de tarifs détaillés selon quatre classes temporelles se fasse de façon progressive, notamment en lissant dans le temps la différenciation introduite entre l'été et l'hiver.

D'autre part, cette évolution du TURPE devra être accompagnée d'une évolution cohérente des tarifs réglementés de vente (TRV), notamment de l'option « Base », actuellement souscrite par plus de 17 millions de consommateurs. 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 ou de consommateurs.

³ Estimation pour les consommateurs résidentiels au tarif Bleu ayant souscrit une puissance de 6 ou 9 kVA, avec les grilles du TURPE 4.

EDF considère que si une option tarifaire à quatre classes temporelles était introduite de façon facultative, alors cela ouvrirait la voie à des comportements opportunistes qui seraient préjudiciables pour la collectivité (par exemple si l'option à quatre classes était souscrite au printemps puis remplacée à l'automne par l'option à une seule classe). Il ne semble pas possible de restreindre de tels arbitrages, puisque l'article L. 121-89 du code de la consommation permet à un consommateur résidentiel de résilier son contrat de fourniture ou de changer de fournisseur quand il le souhaite, et que ce changement peut s'accompagner d'un changement d'option du TURPE.

Pour parer ce risque, il conviendrait d'appliquer un tel tarif de façon obligatoire, ce qui soulève des interrogations pendant la période de déploiement du système Linky (voir la réponse aux questions 27 et 28).

Ainsi, pour les tarifs régissant l'utilisation des réseaux en basse tension, EDF recommande que :

- dès l'entrée en vigueur du TURPE 5, une nouvelle option tarifaire comprenne un signal de pointe mobile ; cette option serait notamment proposée pour les consommateurs équipés d'un compteur Linky (voir la réponse à la question 17) ;
- à l'issue du déploiement du système Linky, une nouvelle option tarifaire comporte quatre classes temporelles, notamment en différenciant l'été et l'hiver. Cette option remplacerait les options qui ne comportent qu'une ou deux classes temporelles et qui ne véhiculent pas de signal de pointe mobile. La différenciation entre l'été et l'hiver se ferait de façon progressive, sur la durée d'une période tarifaire, afin d'assurer le respect du critère d'acceptabilité. Elle devrait être accompagnée d'une évolution cohérente des TRV.

Question 24 : Quelle est votre analyse sur la définition de la plage temporelle d'heures creuses ?

Le déploiement de Linky permettra de disposer de quatre classes temporelles pour le TURPE, ce qui amène à s'interroger sur la manière de les utiliser. EDF regrette que la consultation n'aborde pas la façon dont ces classes temporelles pourraient être synchronisées avec celles qui seront retenues dans les offres de fourniture, alors que cette problématique a fait l'objet de discussions récentes, sous l'égide de la CRE ou au sein du CEER.

EDF rappelle que le signal de prix qui est adressé aux consommateurs par leur fournisseur dépend à la fois du coût d'approvisionnement et du coût d'acheminement. Chaque fournisseur conçoit des offres de fourniture qui répercutent ces coûts de façon plus ou moins directe, en fonction de leur niveau relatif, des possibilités techniques permettant de transmettre des signaux de prix ou d'asservir des équipements, ainsi que des préférences exprimées par les consommateurs. En conséquence, les signaux de prix du TURPE seront d'autant plus directement transmis aux consommateurs qu'ils sont d'ampleur importante et qu'ils sont synchrones avec les coûts d'approvisionnement.

En décembre 2014, ERDF a mené une concertation à propos de l'articulation des calendriers dévolus aux fournisseurs et aux distributeurs, pour les consommateurs raccordés dans le domaine de tension $BT \leq 36$ kVA. Cette concertation a été menée sous l'égide de la CRE, dans le cadre du groupe de travail « Procédures et nouveaux services ». Elle a permis d'aborder l'ensemble des questions associées à ce sujet et a donné lieu à une restitution des résultats en juin dernier. En outre, le CEER

s'est également penché sur cette problématique à travers sa consultation publiée en décembre 2014 sur le rôle des gestionnaires de réseau de distribution.

EDF regrette que les travaux mentionnés précédemment ne soient pas mentionnés dans la consultation publiée par la CRE sur la structure du TURPE 5 et considère que la problématique de la cohérence entre les signaux de prix de l'approvisionnement et de l'acheminement doit être traitée par la CRE de façon préalable à l'élaboration de nouvelles options tarifaires.

En l'état, EDF considère qu'il n'est pas opportun d'assouplir la définition des plages d'heures creuses du TURPE sans que les conditions de synchronisation avec celles fixées par les fournisseurs ne soient définies. Si les périodes d'heures creuses du TURPE étaient fixées de façon incohérente avec les conditions d'approvisionnement, alors cela amoindrirait l'efficacité des signaux de prix adressés aux consommateurs, ce qui conduirait à augmenter les coûts supportés par ces derniers.

Ainsi, l'assouplissement des possibilités de fixation des périodes d'heures creuses par les gestionnaires de réseau nécessite l'organisation préalable d'une concertation entre ces derniers et les fournisseurs. Cette démarche viserait à définir les conditions qui permettraient de maintenir une synchronisation efficace entre les signaux d'approvisionnement et d'acheminement, notamment en garantissant que le choix d'heures creuses locales qui serait décidé par les gestionnaires de réseau permette de maîtriser les coûts d'approvisionnement, et à traiter l'ensemble des conséquences significatives sur l'activité de fourniture, en particulier les modifications à apporter aux conditions générales de vente.

À cet égard, au-delà de la question du déploiement du système Linky, des analyses menées par EDF montrent que les modalités actuelles de choix des heures creuses pourraient être améliorées en vue de réduire les coûts du système électrique à hauteur de plusieurs millions d'euros par an. En effet, les coûts des réseaux de distribution sont le plus souvent insensibles aux horaires précis des heures creuses, dès lors que le choix de ces dernières permet de diminuer la pointe de consommation, contrairement aux coûts d'approvisionnement. Par exemple, un décalage des heures creuses méridiennes de la plage [12h ; 14h] vers la plage [15h ; 17h] permettrait de diminuer les coûts de fourniture sans augmenter les coûts de réseaux ; cette évolution apparaîtrait cohérente avec le découpage horaire des périodes PP1 et PP2 du mécanisme d'obligation de capacité. Il convient donc de définir un dispositif qui incite les gestionnaires de réseaux de distribution à choisir des plages d'heures creuses en tenant compte à la fois des effets sur les coûts de réseaux et sur les coûts d'approvisionnement, au bénéfice *in fine* de l'ensemble des consommateurs.

Question 25 : Quelle est votre analyse sur la définition de la période saisonnière de pointe ?

Comme mentionné dans les réponses précédentes, EDF considère qu'il serait inopportun de permettre que la période saisonnière de pointe soit définie en fonction de critères locaux sans avoir au préalable apporté de réponse à la question de la synchronisation entre les signaux caractérisant les conditions d'approvisionnement et d'acheminement.

Question 26 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE de définir 3 versions du tarif à 4 plages temporelles ?

EDF considère qu'il est possible de simplifier la grille tarifaire envisagée par la CRE. En particulier, l'option « longue utilisation » ne concerne que très peu d'utilisateurs et pourrait aisément être supprimée.

Question 27 : Êtes-vous favorable à ce que les tarifs à 4 plages temporelles aient un caractère optionnel pour les utilisateurs équipés des compteurs Linky ?

Question 28 : Dans le cas où la souscription des tarifs à 4 plages temporelles serait optionnelle, que pensez-vous des deux scénarios envisagés par la CRE (cf.6.2.2) ?

Les consommateurs n'ont aucune prise sur le calendrier de déploiement du système de comptage Linky et ne peuvent exercer aucun choix quant à l'installation d'un nouveau compteur. En outre, les nouveaux compteurs seront compatibles avec l'ensemble des options tarifaires existantes, leurs fonctionnalités ne conduisant à aucune restriction d'ordre technique.

Ainsi, au regard du principe d'égalité entre les utilisateurs du réseau il semble délicat de priver les consommateurs équipés d'un compteur Linky de la possibilité de souscrire certaines options qui sont offertes aux autres consommateurs, alors même que cette souscription demeure techniquement possible.

En outre, pour assurer le bon déroulement du déploiement du nouveau système de comptage il conviendrait d'éviter de mettre en place des limitations risquant d'être mal perçues par l'opinion publique. La CRE indique qu'imposer la souscription obligatoire d'un tarif à quatre classes temporelles serait « *difficilement compréhensible* » : EDF ajoute qu'il serait tout aussi difficilement compréhensible de vouloir imposer la souscription obligatoire d'un tarif à deux classes temporelles.

Dès lors, durant la phase de déploiement du système Linky il semble préférable que l'installation d'un compteur évolué ne conduise pas à des restrictions quant à la souscription d'options tarifaires. Durant la période du TURPE 5, EDF est favorable au maintien de la possibilité pour tous les consommateurs de souscrire une option tarifaire ne comportant qu'une seule classe temporelle, ce qui est notamment prévu dans le scénario n°1 envisagé par la CRE.

En outre, comme indiqué dans la réponse aux questions 22 et 23, l'introduction d'une option tarifaire qui comporterait quatre classes temporelles et qui serait facultative ouvrirait la voie à des comportements opportunistes qui risqueraient d'être préjudiciables pour la collectivité (par exemple si l'option à quatre classes était souscrite au printemps puis remplacée à l'automne par l'option à deux classes) et qu'il serait difficile de restreindre.

Dès lors, l'introduction d'une option à quatre classes temporelles, comme la mise en extinction ou la suppression d'options existantes du TURPE, ne pourront être mises en œuvre qu'à la fin du déploiement du système Linky, soit à l'issue de la période du TURPE 5. Elles devront être conduites de manière à respecter le principe d'acceptabilité mentionné par la CRE dans la partie 4.1.1 du document soumis à consultation, et surtout être impérativement accompagnées d'une évolution cohérente des options des tarifs réglementés de vente (TRV), afin d'éviter d'instaurer des distorsions entre ces tarifs et le TURPE. La CRE justifie une éventuelle restriction de la souscription d'une option tarifaire à une seule classe temporelle par le fait qu'elle « *permettrait de s'assurer que l'ensemble des*

consommateurs ayant des compteurs Linky sont incités a minima à réduire leur consommation en période de pointe journalière » : il convient de noter qu’une telle incitation ne sera portée auprès des consommateurs qu’à condition que la structure du TURPE soit reflétée dans la structure de leur offre de fourniture, notamment dans celle des TRV. Ainsi, les propositions relatives à la structure du TURPE semblent incomplètes en l’absence de projets sur la structure des TRV qu’EDF et les entreprises locales de distribution seront tenus de proposer.

Au final, EDF recommande l’adoption du scénario suivant :

- durant la période du TURPE 5 : choix pour tous les consommateurs (qu’ils soient équipés ou non d’un compteur Linky) entre une option sans différenciation temporelle, une option différenciant deux classes temporelles et une option à pointe mobile ;
- à l’issue du déploiement du système Linky : choix entre une option à pointe mobile et une option différenciant quatre classes temporelles (dont la différenciation été/hiver doit être introduite de façon progressive au cours d’une période tarifaire). Ce changement doit s’accompagner d’une évolution cohérente des TRV.

Question 29 : Êtes-vous favorable au choix de la période de pointe PP1 pour définir la période de pointe mobile du TURPE HTA à l’horizon du TURPE 5 ?

EDF est favorable au choix de la période « PP1 » pour définir la période de pointe mobile du TURPE, notamment pour le domaine de tension HTA.

Comme indiqué à la réponse à la question 13, un tel choix permet bien de refléter les variations des coûts de réseaux, apparaît compatible avec les exigences de l’article 15 de la directive 2012/27/UE et assure enfin la cohérence indispensable entre les différents signaux de prix du système électrique. Il permettra d’inciter efficacement les utilisateurs à adapter leur comportement de consommation.

Question 30 : Êtes-vous favorable à la suppression de l’option concave en HTA ?

EDF est très favorable à la suppression de l’option concave puisqu’elle génère des opérations complexes et coûteuses pour estimer un taux d’utilisation infra-annuel. Ces opérations sont utiles pour établir la facturation des consommateurs et elles s’avèrent même nécessaires en cas de changement d’option tarifaire en cours d’année.

Cette suppression ne devrait pas être limitée au domaine HTA mais être étendue au domaine HTB3.

EDF recommande que la suppression de l’option concave puisse être suffisamment anticipée afin de permettre un changement d’option tarifaire à la date anniversaire de chaque contrat concerné. Cela permettrait d’éviter l’estimation de taux d’utilisation infra-annuels.

Question 30 bis : Êtes-vous favorable à la tarification à la puissance atteinte pour les utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA, HTA et HTB ?

EDF n’est pas favorable à une telle évolution de la tarification, en particulier en ce qui concerne les consommateurs qui disposent d’un contrat unique pour la fourniture et l’accès au réseau.

En effet, dans le cadre de ce type de contrat l'évolution envisagée par la CRE serait source d'une complexité importante pour les consommateurs et pourrait contribuer à une dégradation de la qualité de la relation entre un fournisseur et ses clients.

La lisibilité apparente qui serait apportée à la grille tarifaire s'accompagnerait d'une plus grande variabilité des montants facturés d'un mois sur l'autre au titre du TURPE, avec un impact à la fois sur les consommateurs et sur les gestionnaires de réseau de distribution.

Par ailleurs, la puissance souscrite est un critère qui est utilisé dans de nombreuses dispositions réglementaires pour distinguer des catégories d'utilisateurs : la suppression de cette notion nécessiterait d'adapter de nombreux dispositifs, pour un bénéfice incertain.

EDF rappelle que le TURPE prévoit une disposition spécifique en cas d'un besoin supplémentaire de puissance, à travers la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés.

Remarques sur les grilles tarifaires envisagées :

Les commentaires présentés ci-dessous portent sur des évolutions des grilles tarifaires qui sont envisagées par la CRE mais qui ne font pas l'objet de questions spécifiques dans le document soumis à consultation.

Domaines de tension HTB1 et HTB2 :

Option à différenciation temporelle : pour les consommateurs raccordés à ces niveaux de tension, il n'est pas avéré qu'une grille détaillée en 5 postes soit d'une grande complexité par rapport à une grille mentionnant 4 postes. EDF demande le maintien d'une différenciation selon 5 postes.

Option à pointe mobile : le regroupement des heures pleines d'hiver avec les heures creuses d'hiver ne conduirait à aucun avantage et induirait un manque de lisibilité par rapport à l'option sans pointe mobile. EDF demande donc que la possibilité n° 1 soit retenue.

Domaine de tension HTA :

La CRE envisage de supprimer les options différenciées selon 5 ou 8 postes, pour ne plus proposer qu'une option à différenciation temporelle à 4 postes, ainsi qu'une option à pointe mobile.

EDF considère qu'une suppression brusque de ces options lors de l'entrée en vigueur du TURPE 5 aurait des répercussions négatives qui peuvent être évitées. En effet, les consommateurs qui sont raccordés en HTA et qui sont concernés par la fin des tarifs réglementés de vente concluent souvent des contrats de fourniture qui portent sur plusieurs années. Les offres de fourniture qui leur sont proposées sont cohérentes avec les options prévues dans le TURPE 4, et comportent donc 4, 5 ou 8 classes temporelles pour le domaine HTA. Ainsi, lors de l'entrée en vigueur du TURPE 5 plusieurs milliers de consommateurs disposeront encore d'offres de fourniture détaillées selon 5 ou 8 classes temporelles et il n'est pas souhaitable que la nouvelle grille du TURPE provoque des situations préjudiciables aux fournisseurs, liées au décalage entre l'évolution des tarifs de réseaux et l'adaptation possible des offres de fourniture.

Puisque la quasi-totalité des contrats en vigueur au début du TURPE 5 devront être renégociés au cours de la période du TURPE 5, EDF propose que les options différenciées selon 5 ou 8 classes temporelles soient maintenues pour les seuls consommateurs qui en disposent mais qu'elles ne

soient plus ouvertes à la souscription. Cette approche permettrait d'éviter de créer des distorsions et conduirait à un basculement progressif de l'ensemble des utilisateurs du domaine HTA vers un tarif différencié selon 4 postes au cours de la période du TURPE 5. Les options détaillées selon 5 ou 8 classes temporelles pourraient dès lors être supprimées sans difficultés dès l'entrée en vigueur du TURPE 6.

En outre, EDF souhaite que le nombre d'heures creuses soit maintenu au niveau actuel (8 heures par jour du lundi au vendredi ; samedi et dimanche en intégralité).

Enfin, en ce qui concerne l'introduction d'une option de pointe mobile, EDF considère que le regroupement des heures pleines d'hiver avec les heures creuses d'hiver ne conduirait à aucun avantage et induirait un manque de lisibilité par rapport à l'option sans pointe mobile. EDF demande donc que la possibilité n° 1 soit retenue.

Remarque sur la couverture du coût de transmission des signaux tarifaires :

La transmission des différents signaux tarifaires aux utilisateurs du réseau géré par ERDF repose sur un dispositif technique adéquat, qui informe les compteurs en cas de changement de plage tarifaire grâce à un signal dont la fréquence est de 175 Hz.

Ce dispositif de transmission est utilisé par ERDF pour l'ensemble des signaux tarifaires, qu'ils relèvent d'une simple différenciation entre des heures pleines et des heures creuses ou d'une différenciation par rapport à des jours de pointe mobile. Il vise tous les consommateurs qui ont choisi une offre de fourniture dont le prix est différencié selon les heures ou les jours, quel que soit leur fournisseur.

Depuis 2001, EDF supporte une partie importante du coût annuel de ce dispositif, à travers une convention conclue avec ERDF. À sa connaissance, les autres fournisseurs ne contribuent pas au financement de cet outil, alors qu'il leur est tout aussi indispensable pour pouvoir proposer des offres de fourniture dont le prix est différencié selon les heures (cette faculté leur est accessible depuis l'ouverture à la concurrence de l'activité de fourniture) ou selon les jours (cette faculté leur est accessible depuis novembre 2014).

EDF appelle de ses vœux que la couverture du coût associé au dispositif de transmission des signaux tarifaires cesse d'induire une discrimination entre les fournisseurs.

Ce dispositif est nécessaire au bon fonctionnement du réseau public de distribution, il est notamment requis pour transmettre les signaux caractéristiques de la structure du TURPE. Son coût devrait donc être intégralement intégré aux charges d'exploitation d'ERDF qui doivent être couvertes par le TURPE.

7. Modalités de financement des coûts d'équilibrage

Question 31 : Êtes-vous favorable à la modification présentée des principes de couverture du volet énergie des charges liées à l'équilibrage ?

Énergie du réglage secondaire :

EDF partage l'analyse de la CRE et de RTE selon laquelle le projet de code *Balancing* conduit à considérer l'énergie du réglage secondaire comme une énergie d'ajustement qui doit être prise en compte dans le calcul du prix de règlement des écarts. Partant de ce constat, il paraît cohérent d'affecter les flux financiers liés à l'activation de cette énergie au compte ajustements-écarts. Ce raisonnement peut être logiquement étendu aux flux liés à l'énergie primaire.

Dans la pratique, EDF constate que le niveau du réglage secondaire n'est pas centré en moyenne. Pour autant, le TURPE est construit avec l'hypothèse théorique que l'activation de la réserve secondaire représente un coût nul. EDF considère qu'il est important que le niveau de réglage de la réserve secondaire soit effectivement centré, pour des raisons techniques de sûreté ainsi que pour des raisons économiques. En effet, un niveau négatif est plus coûteux pour le système, puisqu'il sollicite une baisse uniforme d'un nombre conséquent de groupes quels que soient leurs coûts, alors que cette baisse aurait pu être effectuée grâce à l'activation d'une offre sur le mécanisme d'ajustement en respectant le principe de préséance économique. Si le niveau de réglage secondaire était effectivement centré, cela apparaîtrait cohérent avec l'hypothèse retenue par la CRE dans la construction du TURPE.

Par ailleurs, c'est, entre autres, parce que l'énergie du réglage secondaire peut être assimilée à une énergie d'ajustement, qu'EDF s'est déjà exprimé en faveur d'une valorisation de l'énergie de réglage non pas au prix *spot*, comme le propose RTE, mais à un prix fondé sur les indicateurs liés au mécanisme d'ajustement (MA), tels les prix moyens pondérés. En effet, comme indiqué dans la réponse à la consultation de RTE sur la version 3 des règles relatives aux services système, les actions d'équilibrage relevant du MA permettent de refléter de manière transparente l'équilibre offre-demande à très court terme, de façon plus précise que les actions opérées sur le marché *spot*.

Affectation des flux financiers liés aux écarts de réglage aux frontières :

EDF souhaite rappeler que le niveau de l'écart résiduel en France dépend certes de l'écart initial des responsables d'équilibre (RE), mais également de la qualité des réglages mis en place pour le résorber. Or le dimensionnement et l'utilisation de ces réglages sont à la main du gestionnaire du réseau de transport. En particulier, pour assurer la mission de gestion du système qui lui a été confiée, RTE prend quotidiennement des décisions ayant un impact direct sur la qualité du réglage : par exemple le paramétrage du niveau secondaire (notamment via la prise en compte de l'action du réglage primaire) ou l'arbitrage entre le recours à la réserve secondaire et le recours à la réserve tertiaire. Ainsi, EDF considère que l'écart de réglage aux frontières relève uniquement de la responsabilité de RTE, qui doit être incité à optimiser la constitution et l'activation des réglages en France, et que rien ne justifie que son coût soit répercuté aux RE, qui ne disposent d'aucun levier pour réduire l'écart de réglage et donc pour diminuer le coût associé à cet écart.

En outre, le projet de code *Balancing* prévoit à l'article 55-2 un principe de neutralité financière des gestionnaires de réseau de transport vis-à-vis des écarts de réglage. Néanmoins, l'article 3 de ce

même projet prévoit également que les coûts subis par les gestionnaires de réseau de transport, lorsqu'ils résultent d'exigences fixées par le code, puissent être couverts par des tarifs de réseau. EDF considère donc que l'application du principe de neutralité financière ne saurait exonérer les gestionnaires de réseau de transport de tout lien à l'égard du coût des écarts de réglage. En conséquence, EDF maintient que les coûts des opérations qui sont exclusivement imputables aux gestionnaires de réseau et qui relèvent de l'exécution de leurs missions (au sens de l'article L.341-2 du code de l'énergie) doivent être couverts par les tarifs de réseau, dont c'est précisément l'objet.

EDF est donc opposé à l'interprétation par RTE du principe de neutralité financière qui consisterait à répercuter tous les coûts liés à l'énergie d'équilibrage sur les RE. Une telle évolution ne correspond pas à son interprétation du projet de code *Balancing* et serait en outre sans aucun effet utile, puisque les RE ne disposent d'aucun levier pour en diminuer le montant. Du point de vue de la collectivité, il est important que chaque acteur reçoive les incitations financières appropriées sur les actions dont il est responsable. Une analyse de l'affectation des coûts au cas par cas apparaît donc nécessaire.

En conclusion, EDF est donc favorable à la proposition de la CRE d'affecter au compte ajustements-écarts l'énergie de réglage et le *netting* du projet IGCC, mais s'oppose à la répercussion aux RE du coût de l'écart aux frontières.

Question 32 : Êtes-vous favorable au transfert dès l'entrée en vigueur des prochaines Règles MA – RE (printemps 2016) des coûts d'activation de la réserve secondaire vers le compte ajustements écarts ?

EDF est favorable au transfert des coûts d'activation de la réserve secondaire dès le printemps 2016, et dans tous les cas le plus tôt possible après le rattachement de la France au projet IGCC.

Au sujet du rattachement de la France au mécanisme IGCC, EDF souhaiterait que soient rendues publiques et précisées les conditions financières de valorisation et d'échange de l'énergie secondaire entre les gestionnaires de réseau de transport. RTE a mentionné à plusieurs reprises que l'effet escompté conduirait à des recettes pour la France, EDF souhaite dès lors disposer d'éléments de chiffrage plus précis, en particulier les volumes activés prévus pour couvrir le besoin français, les volumes nets tenant compte des besoins transfrontaliers, et enfin le prix d'échange de l'énergie dont l'activation a été évitée en France.

En outre, EDF souhaite disposer des estimations de l'impact du *netting* sur le niveau de téléajustement. Comme indiqué à la question précédente, la gestion de RTE doit viser un niveau de réglage centré, et toute aggravation du décentrage actuel serait inacceptable puisque coûteux pour la collectivité. Sur ce sujet, des éléments d'analyse portant sur les volets technique et financier pourraient être présentés dans le cadre de la commission d'accès aux marchés.

Question 33 : Estimez-vous qu'une révision de la répartition entre injections et soutirages pour le financement de certaines des charges de constitution des réserves tertiaires (réserves rapide et complémentaire) et de l'appel d'offres effacement devrait être mise en œuvre ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?

Lors de la consultation sur la version 7 des règles MA-RE, RTE avait proposé un élargissement de l'assiette de financement des réservations de capacité, en l'étendant aux injections physiques des

responsables d'équilibre (RE) et non plus seulement leurs soutirages physiques, tout en précisant dans le rapport d'accompagnement que « *les réflexions permettant d'aboutir à une nouvelle répartition des financements ne sont pas finalisées et seront reprises en concertation avec les acteurs de marché* ». Ces réflexions ne semblent pas encore abouties : les seuls éléments d'analyse dont EDF a eu connaissance depuis (publiés par RTE à la suite de la séance de la CAM d'octobre 2013) ne portaient que sur une période courte et n'apportaient pas d'éléments quantitatifs.

Si le financement des réservations de capacité continuait de relever des RE, alors tout projet de modification de l'assiette de financement devrait être justifié par des avantages apportés à la collectivité. Cela nécessiterait d'une part de préciser les causes d'activation des réserves (soutirages physiques et/ou injections physiques), d'autre part d'évaluer les éventuels effets induits sur le fonctionnement de la concurrence entre les différents producteurs, selon que ces derniers disposent de moyens implantés en France ou à l'étranger. Les analyses correspondantes devraient faire au préalable l'objet d'une concertation. Enfin, le cas spécifique du RE dont relèvent les installations de production sous obligation d'achat devrait être traité : tout coût supplémentaire portant sur ce RE devrait être intégré aux charges de service public de l'électricité et être compensé à ce titre.

Plus fondamentalement, EDF considère que la constitution de réserves de capacité a pour finalité de permettre à RTE d'assurer sa mission d'équilibre des flux, qui lui a été confiée par la loi en vue d'assurer une certaine qualité d'alimentation dont bénéficient les consommateurs d'électricité. Dès lors, ces derniers devraient assurer le financement de la constitution des réserves : un financement par la composante du TURPE liée aux soutirages apparaîtrait comme le moyen le plus direct, le plus simple et le plus transparent. EDF note que le choix de faire porter aux RE le financement des réserves ne conduit à aucune incitation utile à la collectivité, puisque ces acteurs ne disposent d'aucun levier pour en réduire le coût. En effet, les RE ne sont en mesure d'influer ni sur le dimensionnement des réserves, qui relève intégralement des choix de RTE, ni sur les prix auxquels RTE contractualise ses réserves.

Ainsi, EDF appelle de ses vœux que le financement de la constitution des différentes réserves de capacités relève directement des consommateurs, à travers la composante du TURPE liée aux soutirages. Si le financement par les RE devait être maintenu, alors toute évolution de la répartition de ce financement devrait faire l'objet d'une analyse préalable permettant d'en expliciter l'intérêt pour la collectivité, dans le cadre d'une concertation regroupant les acteurs du secteur.

Question 34 : Considérez-vous que le financement de ces réserves devrait porter également sur la puissance d'injection ou de soutirage souscrite plutôt que sur la seule énergie injectée ou soutirée ? Si oui, quelle répartition proposez-vous et pourquoi ?

L'introduction d'un financement des réserves en fonction de la puissance d'injection souscrite dégraderait les conditions économiques des installations de production et pourrait inciter à limiter les capacités de production disponibles, ce qui semble paradoxal au vu des préoccupations actuelles liées à la sécurité du système électrique, qui ont notamment conduit à la mise en place d'un mécanisme d'obligation de capacité. L'introduction d'une telle mesure, qu'elle soit assurée par le TURPE portant sur les producteurs ou par le compte ajustement/écarts financé par les responsables d'équilibre, semble contraire à l'objet même des réserves.

Par ailleurs, l'introduction d'un financement des réserves en fonction de la puissance de soutirage souscrite plutôt qu'en fonction de l'énergie soutirée ne serait pas neutre en matière d'incitations envoyées aux consommateurs : il conviendrait d'analyser au préalable les conséquences d'une telle évolution.

Question 35 : Pensez-vous que les coûts liés à la reconstitution des marges devraient être financés de la même manière que les réserves rapide et complémentaire ?

La proposition de la CRE consisterait à faire financer les coûts de reconstitution des marges de la même manière que la constitution des réserves rapide et complémentaire, c'est-à-dire via un coefficient portant sur le soutirage physique des responsables d'équilibre (RE).

EDF convient qu'il pourrait être cohérent de regrouper le financement des deux leviers de constitution de marges mobilisables pour faire face à des aléas.

Cependant, la proposition de la CRE ne peut pas être soutenue. En effet, elle revient à faire porter une charge aux RE mais ne conduit à aucun effet utile, puisque ces derniers ne disposent d'aucun levier pour agir sur le niveau de constitution des marges. Les appels pour marge sont réalisés à l'initiative de RTE pour des motifs de sûreté du réseau, qui relèvent des missions confiées par la loi au gestionnaire du réseau de transport. Cette analyse est cohérente avec les dispositions prévues dans le projet de code *Balancing*, puisque ce dernier indique que les actions du gestionnaire du réseau de transport qui ne rentrent pas dans la fenêtre opérationnelle d'équilibrage (au plus tôt deux heures avant l'échéance) relèvent non pas de l'ajustement mais de la garantie de la sûreté du réseau : il ne serait donc pas cohérent de faire supporter le coût de ces actions aux RE.

Ainsi, EDF soutient que les coûts de reconstitution des marges doivent être couverts par le TURPE. Cette disposition pourrait être accompagnée d'une régulation incitative adéquate, afin d'inciter RTE à optimiser l'adéquation entre le besoin de marges et l'état du système électrique.

Question 36 : Avez-vous d'autres remarques à apporter sur le partage du financement des coûts d'équilibrage ?

En juillet 2015, à l'occasion de sa consultation sur la version 3 des règles relatives aux services système, RTE a proposé deux modifications du mécanisme de reconstitution des services système :

- la modification de l'indemnité classique liée à un programme de réserve insuffisant
- l'introduction d'une nouvelle indemnité consécutive à un ajustement visant à prendre en compte les effets de l'intégration européenne pour le système français.

Comme indiqué dans sa réponse à cette consultation, EDF partage l'analyse de la CRE et de RTE quant à l'intérêt d'une clarification du mécanisme actuel mais s'oppose à l'introduction d'une notion de neutralité financière du gestionnaire de réseau de transport par rapport aux flux financiers liés à la reconstitution des services système. EDF considère qu'il est impératif de conserver des incitations à la maîtrise des coûts, ce que permet le système actuel, au bénéfice de la collectivité.

En ce qui concerne l'indemnité consécutive à un ajustement, EDF partage l'analyse de RTE eu égard au besoin de faire porter les coûts de reconstitution par l'acteur à l'origine de l'activation de l'offre, mais s'oppose à la déclinaison proposée par RTE qui d'une part fait porter indûment un risque

financier aux acteurs du mécanisme français d'ajustement, ces derniers ne pouvant être tenus responsables de la différence entre les coûts de reconstitution prévisionnels et réalisés, et d'autre part intervient prématurément, au risque d'exiger des évolutions qui ne seraient pas pérennes pour les acteurs du marché français.

Question 37 : Estimez-vous que les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire (prescription d'acteurs obligés et prix régulé) doivent être modifiées ?

EDF partage l'analyse de la CRE selon laquelle les règles actuelles de constitution des réserves primaire et secondaire doivent être modifiées. En effet, EDF considère que le modèle actuel n'est pas en mesure de garantir l'atteinte de l'optimum économique : la responsabilité de l'efficacité de la constitution des réserves se trouve transférée aux acteurs supportant une obligation de contribution aux réserves quel que soient leurs coûts, alors que des contraintes opérationnelles limitent les possibilités d'échange de gré à gré entre ces acteurs (voir la réponse à la question 38).

Par conséquent, EDF considère qu'un marché primaire pour l'approvisionnement des réserves est le meilleur moyen d'allouer de manière optimale aux acteurs la contribution aux réserves primaire et secondaire, y compris dans le cadre de l'ouverture à la participation différenciée des services système.

Question 38 : Que pensez-vous de l'analyse de RTE concernant le marché secondaire organisé des services système fréquence ?

EDF partage la conclusion de RTE sur le fait qu'il convient de privilégier un approvisionnement des réserves via un mécanisme d'appel d'offres.

En revanche, EDF ne partage pas l'analyse présentée selon laquelle le système « *est déjà globalement optimisé grâce au marché de gré à gré* ». En effet, du fait des contraintes opérationnelles et techniques respectives des acteurs, l'affirmation de RTE qu'un marché primaire est équivalent à un système d'obligation adossé à un marché secondaire est contestable en pratique. Ainsi, le système de prescription, avec une obligation définitive déterminée après l'heure limite d'accès au réseau (aujourd'hui fixée à 16h30) conduit à ce que certains acteurs ne puissent pas échanger sur le marché secondaire. Cette équivalence entre marché primaire et prescription adossée à un marché secondaire ne se vérifie que dans un cadre théorique, où les acteurs n'ont pas de contraintes opérationnelles et peuvent donc réaliser des échanges à tout moment, et où les règles du marché secondaire découlant du système d'obligation n'imposeraient aucune contrainte supplémentaire.

Or les différentes concertations relatives au marché secondaire organisé ont montré l'existence de contraintes opérationnelles pour les acteurs. Il n'a d'ailleurs pas été possible de déterminer de manière consensuelle une fenêtre commune pour les échanges. *A contrario*, dans le cadre d'un marché primaire, les acteurs qui proposeraient de fournir des services système ne seraient plus tributaires des contraintes subies par les acteurs soumis à l'obligation de contribuer aux réserves. Dès lors, cela permettrait d'assouplir les contraintes d'échange.

Par ailleurs, le système d'obligation lui-même introduit des règles qui peuvent conduire à limiter les échanges et qui seraient sans objet dans le cadre d'un appel d'offres, par exemple à propos de l'heure limite d'accès au réseau mentionnée ci-dessus.

Ainsi, l'établissement d'un marché primaire pour la constitution des réserves primaire et secondaire permettrait de révéler la valeur respective de ces produits. Il conduirait à la formation de signaux économiques révélant le véritable prix de ces services, ce qui permettrait d'orienter efficacement les investissements des acteurs, au bénéfice de la collectivité.

Question 39 : Êtes-vous favorable à l'organisation d'appels d'offres pour contractualiser tout ou partie de la réserve primaire ? Considérez-vous opportun de mener une telle contractualisation de façon conjointe avec d'autres GRT européens ?

EDF soutient qu'à terme un marché primaire devrait être mis en place pour la réserve primaire comme pour la réserve secondaire. Les vertus d'un appel d'offres pour constituer de manière optimale les réserves nécessaires en France ont été exposées dans la question 38.

En outre, EDF considère que les échanges transfrontaliers de capacités de réserves (qu'ils soient organisés ou non) constituent une opportunité pour réduire le coût de constitution des réserves, au bénéfice des consommateurs, et serait un facteur de concurrence sur le marché de la réserve secondaire. Dans l'hypothèse où il ne serait pas possible d'organiser des appels d'offres conjoints avec d'autres gestionnaires de réseau de transport, EDF soutient qu'un processus d'appels d'offres au niveau national serait tout de même de nature à améliorer la constitution des réserves, pour les raisons exposées à la réponse à la question 38.

Question 40 : Pensez-vous opportun de faire supporter par les producteurs une partie des coûts de constitution des services système ? En particulier, que pensez-vous de la proposition de la CRE de faire supporter par les producteurs tout ou partie de la différence par rapport à la situation actuelle (18,20 €/MW/h) ?

La CRE propose de mettre en place des appels d'offres sur la réserve primaire, dont « *l'avantage majeur [...] consiste à passer [...] à un mécanisme de marché permettant de révéler la valeur des services système rendus par les acteurs au système électrique* ». Comme mentionné précédemment, EDF partage cette analyse. Dans le même temps, la CRE estime qu'il existe un risque d'augmentation du coût des réserves par rapport au système actuel de prescription et envisage de ce fait de faire supporter aux producteurs raccordés dans les domaines HTB2 ou HTB3 l'éventuel hausse de coût par rapport à l'enveloppe actuelle.

Cette proposition n'apparaît pas soutenable.

D'une part, la mise en place d'un appel d'offre pour la constitution de la réserve primaire a précisément pour objet de révéler un prix de manière transparente. Dans une logique de mise en concurrence, il n'apparaît nullement justifié d'imposer un plafonnement des coûts au niveau de l'enveloppe budgétaire, qui a été jusqu'ici fixée par la réglementation et a donné lieu à de nombreux débats.

D'autre part, la proposition de la CRE introduirait une discrimination entre les acteurs qui proposent de fournir des réserves, puisque seuls les producteurs raccordés en France dans les domaines HTB2 ou HTB3 supporteraient l'éventuelle hausse, sans lien avec leurs propositions d'offre. De tels producteurs seraient donc pénalisés par rapport à leurs concurrents (sites de production raccordés en France à un autre niveau de tension, sites de production raccordés à l'étranger, sites de soutirage

raccordés en France ou à l'étranger), ces derniers étant rémunérés à hauteur du prix de l'appel d'offre et sans avoir à contribuer à l'éventuelle hausse des coûts.

EDF soutient que les règles de concurrence doivent être respectées dans le fonctionnement de cet appel d'offres, sans introduire de dispositions conduisant à des discriminations entre les participants. En cas de soupçon de manipulation de la part de certains acteurs, il conviendra de recourir aux instances et aux procédures prévues pour cela, qu'elles relèvent de la surveillance des marchés ou du contrôle de l'exercice de la concurrence.

Enfin, EDF considère qu'il est fondé que les coûts de constitution des services système soient financés directement par les consommateurs, via la couverture de ces coûts par le TURPE, puisque ces derniers sont *in fine* les bénéficiaires du service rendu. L'affectation d'une partie de ces coûts à d'autres acteurs ne permettrait aucun effet utile et ne conduirait qu'à complexifier le financement des outils dont le gestionnaire du réseau de transport a besoin pour accomplir les missions qui lui ont été confiées par la loi.

Question 41 : Êtes-vous favorable à la proposition de la CRE concernant la réserve secondaire ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

Comme indiqué précédemment, EDF soutient qu'un marché primaire devrait être mis en place pour la réserve primaire comme pour la réserve secondaire.

À ce titre, EDF est favorable à la mise en place d'un appel d'offre pour la constitution de la réserve primaire et considère qu'il n'est pas envisageable de soutenir dans la durée le maintien d'un mécanisme régulé pour la constitution de la réserve secondaire.

D'une part, une telle organisation ne permettrait pas de répondre à l'objectif visé, à savoir optimiser la constitution des réserves primaire et secondaire. En effet, elle ne permettrait pas de révéler le prix de la fourniture de réserve secondaire et assimilerait ce dernier au prix de la fourniture de réserve primaire, alors que ces deux produits présentent des caractéristiques techniques et économiques bien différentes, en omettant en outre l'existence de contraintes couplantes pour certaines installations de production fournissant des réserves primaire et secondaire.

D'autre part, les acteurs ne seront incités à investir vers les produits de plus grande valeur qu'à condition que les produits soient bien identifiés et que leur rémunération soit bien spécifique. À cet égard, les perspectives de développement d'un marché plus concurrentiel pour la réserve secondaire sont tributaires d'un signal d'investissement clair, qui doit refléter la valeur économique du produit considéré.

La CRE envisage de fixer un prix régulé pour la réserve secondaire, en fonction des résultats des appels d'offre organisés pour la réserve primaire : EDF considère que cette proposition n'est pas pertinente. En effet, la définition d'un tel prix ne peut être envisagée sans une révision profonde des paramètres affectant la rémunération de la réserve secondaire, en tenant compte des spécificités liées à la fourniture de ce produit, notamment de ses contraintes propres. L'objectif doit être de permettre d'établir des signaux de prix à même de permettre la couverture des coûts et le développement à moyen terme de la concurrence sur la réserve secondaire, au bénéfice de la collectivité.

8. Tarification de l'injection et signaux de localisation

Question 42 : Êtes-vous d'accord avec l'analyse préliminaire de la CRE concernant la tarification des injections?

Répartition des coûts de réseaux entre producteurs et consommateurs :

EDF partage l'analyse d'après laquelle il n'est pas pertinent d'augmenter la part des coûts d'infrastructure portée par le tarif d'injection.

EDF rappelle que la structure tarifaire doit être conçue afin de permettre un fonctionnement efficace du marché. À cet égard, les tarifs d'injection ne doivent pas conduire à des distorsions de concurrence entre les différents pays européens, dans un contexte d'intégration accrue. Or un certain nombre de pays limitrophes à la France ont fixé des tarifs d'injection qui sont nuls : EDF rappelle donc son souhait que le tarif d'injection applicable en France soit lui aussi fixé à zéro.

En ce qui concerne l'évolution du tarif d'injection envisagée par la CRE, EDF rappelle son opposition à la répercussion aux producteurs d'une partie des coûts de constitution des services système, comme mentionné dans la réponse à la question 40. Quant à la proposition d'inclure dans le tarif d'injection une partie du coût des pertes constatées sur les domaines HTB2 et HTB3, EDF estime qu'elle mériterait d'être précisée d'autant qu'à lui seul ce coût des pertes est sensiblement plus élevé que le coût lié au dispositif ITC, qui a justifié jusqu'ici le montant du tarif d'injection. À cet égard, si le tarif d'injection n'était pas fixé à zéro, il serait préférable que son rôle soit limité à la couverture du coût du dispositif ITC, qui a l'avantage d'être clairement défini et de ne pas subir de fluctuations majeures. Au vu des informations disponibles, EDF ne peut porter qu'un avis très réservé sur la proposition formulée par la CRE.

Tarification régionale des injections en France :

EDF partage l'analyse d'après laquelle il n'est pas pertinent de différencier géographiquement le tarif d'injection.

La comparaison internationale qui est associée au document soumis à consultation met en évidence qu'une telle évolution ne conduit qu'à des gains faibles ou nuls.

Si, en théorie, une tarification zonale devrait permettre d'inciter les producteurs à choisir efficacement leur localisation, des contraintes viennent empêcher l'atteinte de cet objectif dans la pratique. D'une part, les modalités d'évolution des tarifs différenciés géographiquement soulèvent des problématiques complexes dans le cas d'installations de production qui sont construites pour des durées de plusieurs dizaines d'années, sans possibilité de relocalisation. Une telle évolution représenterait un facteur de risque important pour les investisseurs, ce qui conduirait à une augmentation des coûts, dans un contexte économique déjà fortement contraint. D'autre part des contraintes physiques de localisation et des contraintes d'acceptation locale limitent les choix d'implantation des sites de production, indépendamment des contraintes relatives au réseau.

Au regard de ces difficultés, les études laissent entendre que les coûts induits par le passage à un système zonal risquent d'être bien supérieurs aux bénéfices potentiels, que ce système porte sur la tarification de l'énergie injectée ou sur celle de la capacité raccordée au réseau.

Architecture de marché fondée sur des prix nodaux :

Les limites exposées ci-dessus à propos d'une organisation zonale sont encore davantage valide pour une organisation nodale, encore plus complexe à mettre en œuvre dans la pratique.

ooOoo