



## Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 6 mars 2012 sur la structure des tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

Les articles L341-1 et suivants du code de l'énergie donnent compétence à la Commission de régulation de l'énergie (CRE) en matière de détermination du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE). L'article L341-3 dispose que « les méthodologies utilisées pour établir les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité sont fixées par la Commission de régulation de l'énergie ».

L'article L341-2 du code de l'énergie dispose que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution sont calculés de manière transparente et non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace ». Il est complété par l'article L341-4 qui dispose que « la structure et le niveau des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité sont fixés afin d'inciter les clients à limiter leur consommation aux périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ».

Dans le cadre des deux dispositions législatives citées ci-avant, la CRE a mené des travaux approfondis sur la structure des coûts des infrastructures de réseaux et des coûts de pertes, qui représentent la majeure partie des charges totales à couvrir des gestionnaires de réseaux. Alors que le niveau des charges à couvrir est déterminé par une analyse comptable, la structure du TURPE s'appuie sur une vision économique des coûts de réseaux. Les résultats de ces travaux conduisent la CRE à soumettre à consultation une nouvelle structure de la composante de soutirage du TURPE.

Par ailleurs, la reprise du cycle d'investissement en production pose la question de la coordination entre les investissements de production et les investissements de réseaux. La CRE s'interroge sur les incitations tarifaires, fondés sur une analyse des coûts de réseaux, qui pourraient améliorer les décisions des producteurs dans l'intérêt du consommateur final.

# Table des matières

<b>1. OBJECTIFS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....</b>	<b>3</b>
A. Consultation sur la version projet d'une nouvelle structure de la composante de soutirage du TURPE .....	3
B. Consultation sur les principes d'une évolution de la composante d'injection du TURPE.....	3
<b>2. EVOLUTIONS ENVISAGEES POUR LA STRUCTURE DE LA COMPOSANTE DE SOUTIRAGE DU TURPE.....</b>	<b>5</b>
A. Analyse des coûts des réseaux d'électricité .....	5
B. Nouveau modèle de construction tarifaire .....	7
C. Principaux impacts de la nouvelle méthodologie de construction tarifaire sur la structure de la composante de soutirage du TURPE .....	11
D. Traitement tarifaire de la thermo-sensibilité de la consommation .....	14
<b>3. CONSULTATION SUR UNE EVOLUTION DE LA COMPOSANTE D'INJECTION DU TARIF D'UTILISATION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE.....</b>	<b>20</b>
A. Le besoin d'une meilleure coordination entre les investissements de production et les investissements dans le réseau de transport .....	20
B. Plusieurs solutions envisageables pour répondre à ce besoin de coordination.....	21
C. Les modalités d'un éventuel tarif d'injection différencié géographiquement .....	23
<b>4. LES ENJEUX DE L'INSERTION DE LA PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE SUR LES RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION.....</b>	<b>25</b>
A. Contexte.....	25
B. Résultats de l'étude commanditée par la CRE .....	25
<b>5. MODALITES DE LA CONSULTATION PUBLIQUE.....</b>	<b>29</b>

# 1. Objectifs de la consultation publique

## ***A. Consultation sur la version projet d'une nouvelle structure de la composante de soutirage du TURPE***

La structure de la composante de soutirage du TURPE présentée dans le cadre de cette consultation est fondée sur l'analyse des coûts de réseaux. Les travaux menés ont permis de mieux appréhender la différenciation temporelle des coûts de réseaux en faisant notamment émerger une différenciation temporelle des coûts d'infrastructure.

Une nouvelle méthodologie de construction tarifaire a été mise en œuvre sur la base de cette analyse des coûts de réseaux. Il en résulte une appréciation plus fine des coûts générés par chaque utilisateur ou catégorie d'utilisateurs, en évolution par rapport aux tarifs actuellement en vigueur dont la structure est, pour partie, dans la continuité des tarifs historiques intégrés.

Ces travaux ont abouti à la conclusion que des tarifs à différenciation temporelle fondés sur des coûts de réseau permettraient de donner un signal de réduction de la consommation aux heures les plus chargées, et, ainsi, de réduire les coûts des réseaux de répartition<sup>1</sup> et de distribution<sup>2</sup> sur le long terme.

Les résultats présentés ne concernent que la structure tarifaire et ne préjugent pas des évolutions futures du niveau tarifaire. Les tarifs présentés dans cette consultation génèrent les mêmes recettes que les tarifs définis par la décision de la CRE du 12 mai 2011.

La CRE souhaite connaître l'avis des acteurs sur les évolutions envisagées pour la structure de la composante de soutirage du TURPE. Les éléments détaillés sont présentés en annexe.

## ***B. Consultation sur les principes d'une évolution de la composante d'injection du TURPE***

### *i. Réseaux de transport*

Le développement de nouveaux moyens de production aux réseaux de transport peut nécessiter des renforcements de réseaux et modifier le niveau des pertes. Dans certains cas, les nouveaux moyens de production permettent au contraire d'éviter des coûts de réseaux.

Actuellement, les acteurs ne sont pas incités à privilégier les investissements de production les moins coûteux pour le réseau de transport. La composante d'injection pourrait être un outil pour mieux orienter les décisions des acteurs, et, à terme, contribuer à la maîtrise des coûts de réseaux au bénéfice du consommateur final.

La CRE souhaite connaître l'avis des acteurs sur la pertinence d'utiliser la composante à l'injection du tarif d'utilisation du réseau public de transport comme signal économique de localisation ainsi que sur les conditions nécessaires à l'efficacité de l'éventuel dispositif.

---

<sup>1</sup> Les réseaux de répartition comprennent les domaines de tension HTB2 (entre 130kV et 350 kV) et HTB1 (entre 50 kV et 130 kV).

<sup>2</sup> Les réseaux de distribution comprennent les domaines de tension HTA (entre 1 kV et 50 kV) et BT (inférieur à 1 kV).

*ii. Réseaux de distribution*

Une étude ayant pour objectif d'estimer les coûts et bénéfices liés au développement des moyens de production raccordés aux réseaux de distribution a été menée par la CRE en 2011. Les principaux résultats de cette étude sont présentés dans le cadre de la présente consultation.

## 2. Evolutions envisagées pour la structure de la composante de soutirage du TURPE

### A. Analyse des coûts des réseaux d'électricité

Les travaux menés ont confirmé le caractère horo-saisonnier des coûts liés à la compensation des pertes et ont mis en évidence une différenciation temporelle des coûts d'infrastructure.

Les charges liées à la compensation des pertes sont différenciées temporellement pour deux raisons. D'une part le volume de pertes est une fonction croissante de la charge sur le réseau. D'autre part, les prix de l'énergie sont variables selon les heures de l'année. Les charges liées à la compensation des pertes, qui représentent près de 20% des charges à couvrir par le tarif<sup>3</sup>, participent donc à l'horo-saisonnalité des coûts de réseaux.

Néanmoins, les prix de l'énergie sont moins différenciés temporellement qu'ils ne l'étaient lors de l'élaboration de TURPE 3. Alors qu'en 2008 le coût moyen d'un MWh durant une heure de pointe<sup>4</sup> représentait 184% du coût moyen d'un MWh durant une heure hors-pointe, ce ratio était de 156% en 2010. Cette moindre différenciation temporelle des prix de l'énergie se répercute nécessairement sur la part à l'énergie des tarifs à différenciation temporelle.

Les coûts d'infrastructure sont également horo-saisonnalisés. Même si la décision d'investissement n'est pas directement liée à la pointe de consommation<sup>5</sup>, le coût des investissements dépend du dimensionnement des ouvrages. Or le dimensionnement d'un ouvrage est déterminé en fonction des prévisions de transit en période de pointe.

Les dépenses de maintenance et d'exploitation sont liées au dimensionnement du réseau. Les coûts liés à l'exploitation du réseau sont donc également horo-saisonnalisés.

Les critères de dimensionnement des ouvrages étant différents selon les domaines de tension, la différenciation temporelle des coûts d'infrastructure est analysée ci-dessous pour chacun d'entre eux.

#### *i. Réseau de grand transport*

Les transits sur le réseau de grand transport, qui correspondent au domaine de tension HTB3, dépendent des conditions d'exploitation du réseau et des configurations des plans de production et d'échanges aux frontières. L'exploitation du réseau de grand transport permet de mutualiser les sources de production au niveau de la plaque européenne intégrée en respectant les critères de sûreté du système électrique<sup>6</sup>. Les investissements dans le réseau de grand transport sont le résultat d'une optimisation globale entre, d'une part, les coûts de développement de réseaux, et, d'autre part, les charges liées à la gestion des congestions et à la compensation des pertes.

---

<sup>3</sup> Ce constat pourrait cependant être nuancé par la mise en place du dispositif d'Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique (ARENH) pour la compensation des pertes à partir du 1er août 2013. Ce dispositif devrait en effet permettre aux gestionnaires de réseaux de réduire leurs charges liées à la compensation des pertes. Le cas échéant, la mise en place d'un marché de capacité est également susceptible de modifier les charges liées à la compensation des pertes.

<sup>4</sup> La période de pointe est ici définie comme la période comprise entre 8h et 20h durant les jours ouvrés.

<sup>5</sup> Par exemple quand l'investissement a pour motif l'amélioration de la qualité d'alimentation des utilisateurs, le renouvellement des réseaux ou l'enfouissement des lignes.

<sup>6</sup> La sûreté consiste à assurer à chaque instant le bon fonctionnement du système électrique, notamment l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, ainsi que de limiter la probabilité des grands incidents.

Le réseau de grand transport est développé pour permettre des transits d'énergie qui se produisent entre des nœuds souvent éloignés des soutirages. Les soutirages au niveau national et la demande nette des pays voisins suscitent un certain niveau de production qui est atteint grâce à l'appel des moyens de production les plus économiques. Même en période de faibles soutirages, les transits sur le réseau de grand transport sont relativement élevés car les moyens de production les moins coûteux sont généralement éloignés des centres de consommation. Le dimensionnement du réseau de grand transport n'est que très indirectement lié au niveau général des soutirages.

L'introduction d'un tarif de soutirage à différenciation temporelle pour les utilisateurs du réseau de grand transport visant à limiter les transits au moment des pointes de consommation aurait donc une efficacité limitée.

A ce stade, il n'apparaît pas approprié de proposer un tarif horo-saisonnalisé aux utilisateurs du réseau HTB3.

## *ii. Réseaux de répartition*

Les réseaux de répartition ont pour fonction d'acheminer l'énergie aux utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB2 et HTB1, et aux utilisateurs des réseaux de distribution<sup>7</sup>.

Les investissements de renforcement sur les réseaux de répartition sont décidés lorsque l'espérance de l'énergie non distribuée aux utilisateurs en situation de N-1 (c'est-à-dire dans le cas de perte d'un ouvrage de réseau) représente un coût pour la collectivité qui excède le coût d'investissement. L'espérance de l'énergie non-distribuée correspond aux transits qui dépassent la capacité du réseau en situation de N-1, ramenés à la probabilité de cette situation. Au niveau local, seules certaines heures de l'année voient les transits dépasser la capacité du réseau en situation N-1 ; les soutirages effectués lors de ces heures dimensionnantes accélèrent la décision d'investissement et constituent le principal inducteur de coût des réseaux de répartition.

Les analyses menées depuis l'entrée en vigueur de TURPE3 ont mis en avant la réduction du nombre d'heures dimensionnantes sur les réseaux de répartition. Auparavant, le nombre d'heures dimensionnantes était compris dans un intervalle de 2000 à 5000 heures, ce qui diluait les coûts d'infrastructure sur l'ensemble de l'année. Le nombre d'heures dimensionnantes est désormais estimé à un intervalle de 1600 à 3300 heures. Cette diminution du nombre d'heures dimensionnantes est notamment la conséquence d'une pointe de consommation plus marquée.

Par ailleurs, on observe une concentration des heures dimensionnantes de plus en plus importante sur les mois d'hiver. Ceci implique une augmentation de la différenciation temporelle des coûts d'investissements.

## *iii. Réseaux de distribution*

Les réseaux de distribution, qui correspondent aux domaines de tension HTA et BT, ont pour fonction d'acheminer l'énergie aux utilisateurs finaux : les transits sur ces réseaux sont très fortement corrélés avec le niveau des soutirages, qui est lui-même horo-saisonnalisé et sensible aux variations de température. Ces caractéristiques justifient le maintien de la différenciation temporelle des tarifs de distribution ; néanmoins plusieurs éléments conduisent à modifier le degré de différenciation temporelle envisagée.

La durée de la pointe dimensionnante des réseaux est plus longue que celle de la pointe pertinente pour la production<sup>8</sup>. Ceci implique que les coûts des réseaux de distribution sont moins horo-saisonnalisés que ne

---

<sup>7</sup> Les soutirages induits par les utilisateurs raccordés aux réseaux de distribution représentent près de 85% des transits sur les réseaux de répartition.

<sup>8</sup> Le parc de production est dimensionné pour admettre une défaillance typique de 30 heures tous les dix ans, soit trois heures de défaillance en espérance annuelle. La pointe dimensionnante des réseaux de distribution, quant à elle, s'étend sur une durée de plusieurs centaines d'heures.

le sont les barèmes de fourniture, sur lesquels étaient partiellement fondés la différenciation temporelle de la composante de soutirage des TURPE précédents.

Les contraintes rencontrées par les gestionnaires des réseaux publics de distribution, que ce soit en termes de renforcement ou d'exploitation de réseaux, sont généralement engendrées par des situations locales particulières. Or les pointes de consommation locales dimensionnant les réseaux de distribution sont relativement peu corrélés avec la pointe de consommation nationale. La péréquation tarifaire modifie et atténue en partie la différenciation temporelle des coûts d'utilisation des réseaux de distribution.

## **B. Nouveau modèle de construction tarifaire**

La structure tarifaire s'appuie sur les coûts unitaires horaires d'utilisation des réseaux. Une même méthodologie est appliquée pour construire les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. Cependant, le niveau d'information disponible sur les courbes de charge des utilisateurs des réseaux publics de distribution a nécessité des étapes supplémentaires de traitement des consommations estimées à partir des profils de consommation.

### *i. Première étape : calcul des coûts unitaires horaires pour chaque domaine de tension*

A chaque domaine de tension, des coûts unitaires d'utilisation des réseaux sont calculés pour chaque heure de l'année. Ces coûts unitaires horaires sont calculés comme la somme des coûts unitaires horaires d'infrastructure et des coûts unitaires de pertes.

Les coûts unitaires horaires d'infrastructure sont calculés à partir du coût incrémental moyen induit par la croissance progressive de la charge à chaque période de l'année. Pour cela, un grand nombre de simulations statistiques (Monte Carlo<sup>9</sup>) de développement de poches de réseaux ont été conduites en prenant en compte les règles de planification utilisées par les gestionnaires de réseaux. Ceci permet de considérer, dans le processus de détermination de coûts d'infrastructure horaires péréqués au niveau national, la diversité des situations locales des réseaux.

Les coûts unitaires horaires liés à la compensation des pertes sont calculés à partir du profil des prix spot de l'électricité sur le marché français, corrigé des tendances pluriannuelles. Le profil de prix obtenu est ensuite réajusté, pour chaque domaine de tension, sur la base du taux et du coût moyen des pertes retenu pour définir le niveau des charges à couvrir pendant la période d'application de TURPE 3.

### *ii. Deuxième étape : calcul des coûts unitaires horaires cumulés avec ceux des domaines de tension en amont*

Un appel de puissance sur un domaine de tension donné induit des transits sur ce même domaine de tension, mais aussi sur l'ensemble des domaines de tension en amont. Ainsi, un soutirage réalisé en basse tension génère des flux sur tous les domaines de tension, jusqu'en 400 kV, dans des proportions qui sont déterminées par la matrice des flux d'énergie issue des études techniques des gestionnaires de réseaux.

Le coût unitaire horaire total attribuable à un soutirage sur un certain domaine de tension est la somme du coût unitaire horaire du domaine de tension considéré et des coûts unitaires horaires des domaines de tension situés en amont au prorata des flux d'énergie induits sur ces derniers. Un taux de contribution aux flux sur les réseaux en amont est défini pour chaque domaine de tension sur la base de la matrice des flux d'énergie fournie par les gestionnaires de réseaux pour la période tarifaire 2009-2012.

A titre d'exemple, le soutirage de 1 kW en basse tension (BT) induit en moyenne des transits de :

---

<sup>9</sup> Une simulation de Monte Carlo est une approche probabiliste utilisée lorsque le nombre de scénarios à prendre en compte est très important ; elle consiste à réaliser des tirages aléatoires parmi ces scénarios.

- 1,07 kW en HTA (du fait des pertes sur le réseau BT et les postes HTA/BT)
- 0,78 kW en HTB1
- 0,91 kW en HTB2
- 0,82 kW en HTB3

Chaque coût unitaire horaire BT est donc égal à la somme des coûts unitaires horaires de chaque domaine de tension, au prorata des flux générés par un soutirage de 1 kW en BT, soit :

- 100% du coût unitaire horaire BT
- + 107% du coût unitaire horaire HTA
- + 78% du coût unitaire horaire HTB1
- + 91% du coût unitaire horaire HTB2
- + 82% du coût unitaire horaire HTB3

L'utilisation de coûts de réseaux horaires permet de mieux prendre en compte le profil de consommation des différentes catégories d'utilisateurs dans le processus d'allocation des coûts de réseaux. Deux utilisateurs raccordés au même domaine de tension et qui consomment le même volume d'énergie sur l'année ne paieront pas les mêmes coûts de réseaux si leur consommation n'est pas identique sur toutes les heures de l'année. L'utilisateur qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont élevés doit contribuer davantage au recouvrement des charges tarifaires que celui qui consomme durant les heures au cours desquelles les coûts de réseaux sont faibles.

Quel que soit le découpage temporel retenu pour les tarifs à différenciation temporelle, effectuer la cascade des coûts en s'appuyant sur des coûts unitaires horaires garantit que les utilisateurs des réseaux supportent les coûts économiques que leur comportement de consommation engendre sur les réseaux en amont de leur domaine de tension de raccordement. Autrement dit, chaque domaine de tension paie virtuellement un tarif horaire aux domaines de tension situés en amont.

### *iii. Troisième étape : détermination de la forme des grilles tarifaires*

#### **Réseau de grand transport**

La CRE envisage de maintenir un tarif concave sans différenciation temporelle pour les utilisateurs du réseau HTB3.

#### **Réseaux de répartition**

La première consultation publique sur l'évolution de la structure du TURPE, ouverte par la CRE le 15 juillet 2010, était consacrée à la forme des grilles tarifaires. Les avis recueillis auprès des parties intéressées ont contribué à mieux définir la structure tarifaire qui, tout en reflétant les coûts de réseaux, serait adaptée aux besoins du marché de l'électricité.

Les répondants à la première consultation publique sur l'évolution de la structure du TURPE se sont majoritairement prononcés pour la suppression de l'option base du tarif pour les utilisateurs des réseaux HTB2 et HTB1. Si certains ont souligné le préjudice que pourrait leur causer une telle suppression, il faut noter que les évolutions de facture individuelle seraient similaires dans le cas où l'option base serait maintenue. En effet, les utilisateurs dont la consommation est la plus horo-saisonnalisée auraient dans ce cas intérêt à choisir l'option base plutôt que l'option à différenciation temporelle. L'option base concentrerait donc les utilisateurs dont la consommation est la plus horo-saisonnalisée. L'affectation des coûts de réseaux s'effectuant au pas horaire, les utilisateurs souscrivant l'option base se verraient répercuter des coûts comparativement plus élevés que ceux alloués aux utilisateurs souscrivant l'option à différenciation temporelle. Il en résulterait dès lors un tarif base plus élevé que celui actuellement en vigueur. Le maintien d'un tarif base n'impliquerait donc pas une moindre hausse de facture pour les utilisateurs dont la consommation est fortement horo-saisonnalisée.

Les acteurs ayant répondu à la première consultation publique sur l'évolution de la structure du TURPE se sont exprimés en faveur d'un tarif horo-saisonnalisé sous la forme d'un menu de tarifs binômes. Cette

solution est en effet la plus lisible et permet de s'assurer d'une efficacité satisfaisante du signal prix. Une option horo-saisonnalisée sous la forme d'un tarif concave présenterait des difficultés de calcul et de présentation qui excèderaient le gain lié à la plus grande précision du signal prix.

Trois versions à différenciation temporelle sont envisagées pour les tarifs proposés aux utilisateurs des réseaux HTB2 et HTB1: une version Moyenne Utilisation (MU), une version Longue Utilisation (LU) et une version Très Longue Utilisation (TLU). Pour chaque utilisateur, la version tarifaire optimale dépend de sa durée d'utilisation.

S'agissant du découpage en plages temporelles, les acteurs ayant répondu à la première consultation publique sur l'évolution de la structure du TURPE se sont majoritairement prononcés en faveur d'un découpage reflétant les coûts de réseaux.

Les plages temporelles envisagées pour les tarifs proposés aux utilisateurs des réseaux HTB2 et HTB1 sont différentes de celles des tarifs de distribution. Les plages temporelles des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution ont été fixées dès TURPE 1 dans la continuité des tarifs intégrés historiques, qui eux-mêmes reflètent la différenciation temporelle des coûts de production d'électricité. Or les coûts de réseaux présentent une structure horosaisonnaire différente de celle des coûts de production. Par exemple, la capacité des conducteurs augmente lorsque la température diminue, conduisant à des contraintes lors des périodes de l'année où les soutirages ne sont pas les plus élevés.

Les plages temporelles des tarifs envisagées pour les utilisateurs des réseaux de répartition sont conçues pour maximiser l'homogénéité des coûts unitaires horaires au sein de chaque plage tout en maximisant l'hétérogénéité des coûts unitaires horaires entre les plages. L'objectif de lisibilité des tarifs nécessite par ailleurs de limiter le nombre de plages temporelles et de les répartir de manière cohérente dans l'année.

Les tarifs HTB2 et HTB1 envisagés distinguent 5 plages temporelles :

- La plage de pointe : de 8h à 15h et de 18h à 21h les jours ouvrés de janvier, février et décembre
- Les heures pleines d'hiver : les autres heures des jours ouvrés de janvier, février et décembre comprises entre 7h et 1h le lendemain ; et de 7h à 1h le lendemain les jours ouvrés de novembre
- Les heures creuses d'hiver : de 1h à 7h les jours ouvrés de janvier, février, novembre et décembre ; et toute la journée les jours non-ouvrés de janvier, février, novembre et décembre
- Les heures pleines d'été : de 7h à 1h le lendemain les jours ouvrés de mars à octobre
- Les heures creuses d'été : de 1h à 7h les jours ouvrés de mars à octobre ; et toute la journée les jours non-ouvrés de mars à octobre

La différence entre les plages temporelles des tarifs de transport et celles des tarifs de distribution n'altère pas la répercussion des coûts des réseaux de transport sur la structure des tarifs de distribution puisque la cascade des coûts des réseaux de transport sur les domaines de tension en aval s'effectue au niveau horaire.

### ***Réseaux de distribution***

Les acteurs ayant répondu à la première consultation publique sur l'évolution de la structure du TURPE se sont majoritairement exprimés en faveur du maintien du découpage horo-saisonnier des tarifs de distribution, au moins à court terme. Par ailleurs, le découpage actuel des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en HTA et en BT > 36 kVA permet de prendre en compte la pointe saisonnière. Quant aux tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, les dispositifs de comptage actuels limitent les possibilités d'évolution de la grille tarifaire. La forme des grilles tarifaires s'appliquant aux utilisateurs des réseaux de distribution est donc reconduite.

**Q1 : Quelle est votre analyse des formes des grilles tarifaires envisagées pour les utilisateurs des domaines de tension HTB3, HTB2 et HTB1 ?**

**Q2 : Selon vous, la définition de trois versions tarifaires pour les tarifs proposés aux utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1 est-elle adéquate ?**

#### iv. Quatrième étape : calcul des tarifs

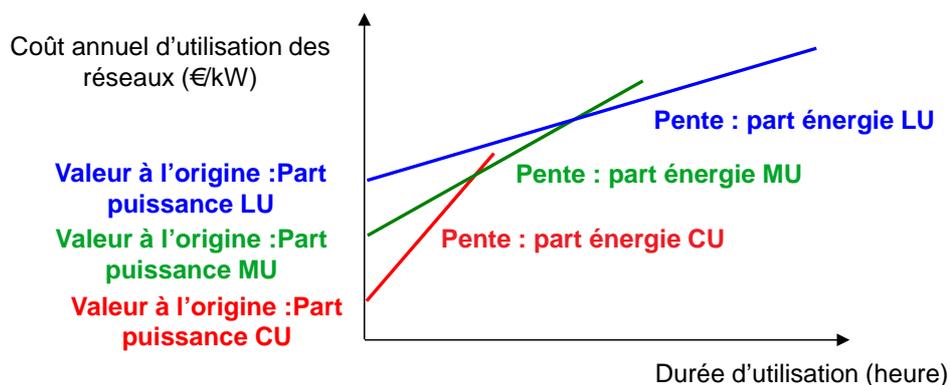
Le calcul des tarifs s'effectue en deux temps. Des options sans différenciation temporelle sont d'abord calculées : en HTB2, HTB1 et BT > 36 kVA il s'agit seulement d'une étape intermédiaire de calcul ; tandis qu'en HTB3, HTA et BT ≤ 36 kVA cette étape permet de déterminer les options tarifaires sans différenciation temporelle. Mis à part pour le domaine de tension HTB3, des options à différenciation temporelle sont ensuite formées à partir des options sans différenciation temporelle.

#### Options sans différenciation temporelle

Les utilisateurs d'un même domaine de tension sont répartis selon leurs durées d'utilisation. La durée d'utilisation d'un utilisateur représente son taux d'utilisation des réseaux et constitue à ce titre, avec la puissance souscrite, une variable centrale pour la tarification de l'accès aux réseaux électriques. Chaque catégorie d'utilisateurs, caractérisée par sa durée d'utilisation, se voit attribuer un coût unitaire annuel. Ce coût unitaire annuel est calculé comme la somme, pour chaque heure de l'année, du produit de la puissance appelée et du coût unitaire horaire correspondant.

On obtient ainsi une série de coûts unitaires annuels, que l'on peut exprimer en fonction de la durée d'utilisation. Cette fonction de coût est d'autant plus concave que la propension des utilisateurs ayant une durée d'utilisation courte à soutirer lors des périodes de pointe est importante.

La pente et la valeur à l'origine des tangentes à cette fonction de coût sont déterminées pour chaque durée d'utilisation caractéristique, comme illustré dans le graphique ci-dessous.



La pente et la valeur à l'origine des tangentes à la fonction de coût correspondent respectivement aux coefficients relatifs à l'énergie et à la puissance de chacun des tarifs binômes sans différenciation temporelle.

#### Options avec différenciation temporelle

Le cas échéant, des tarifs binômes à différenciation temporelle sont formés à partir des tarifs binômes sans différenciation temporelle, en répartissant les coûts entre les différentes plages temporelles.

La part à l'énergie de chaque plage temporelle est définie de telle sorte qu'elle soit proportionnelle au coût unitaire moyen de la plage temporelle concernée.

Lorsqu'ils existent, les coefficients de puissance réduite sont calculés de manière cumulative. Le coefficient de puissance réduite de la plage temporelle la moins chère est proportionnel au produit du coût unitaire moyen de cette plage et de la durée de la plage. Le coefficient de puissance réduite de la plage immédiatement plus chère est proportionnel au produit du coût unitaire moyen calculé sur les deux plages temporelles les moins chères et de la durée de ces deux plages, etc.

#### *v. Cinquième étape : recalage des tarifs*

Le recalage des tarifs a un double objectif : s'assurer que, pour chaque option tarifaire, les recettes générées correspondent aux coûts induits par la catégorie d'utilisateurs qui la choisit, et, qu'au niveau global, les recettes générées par l'application de la grille tarifaire correspondent aux charges à couvrir par les tarifs.

La première étape est une étape de recalage relatif des options tarifaires. Elle consiste à ajuster le tarif unitaire de chaque option au coût unitaire généré par le comportement de consommation moyen des utilisateurs qui choisissent cette option tarifaire. Cette étape est itérative puisque, par exemple, une augmentation du tarif unitaire appliqué à une option tarifaire entraîne le transfert d'un certain nombre d'utilisateurs vers d'autres options tarifaires plus attractives<sup>10</sup>, ce qui modifie le profil de consommation moyen des utilisateurs choisissant cette option et donc le tarif unitaire à appliquer. La structure du tarif est stabilisée lorsqu'il ne se produit plus de transferts d'utilisateurs entre options. Ce processus est indispensable pour s'assurer que les recettes générées par chaque option tarifaire correspondent bien aux coûts induits par les utilisateurs qui choisissent chaque option.

Une fois établie la structure du tarif, la seconde étape de recalage des tarifs consiste à s'assurer que les recettes tarifaires globales correspondent précisément au revenu autorisé résultant de l'application des grilles tarifaires définies par la délibération de la CRE du 12 mai 2011 aux prévisions de consommation pour 2011. A cette fin, tous les paramètres tarifaires (à l'exception des paramètres sans unité tels que les coefficients de puissance réduite ou les coefficients  $c$  de concavité) sont corrigés d'un coefficient de recalage unique, ce qui permet de respecter la structure tarifaire.

### ***C. Principaux impacts de la nouvelle méthodologie de construction tarifaire sur la structure de la composante de soutirage du TURPE***

#### *i. Evolution moyenne de facture par catégories d'utilisateurs à comportements de consommation inchangés*

Le nouveau modèle tarifaire est fondé sur l'attribution des coûts de réseaux aux différents utilisateurs pour chaque heure de l'année sur la base de leurs profils de consommations respectifs. Cette nouvelle méthodologie implique une évolution sensible de la répartition des coûts de réseaux par rapport à TURPE 3 à la fois entre domaines de tension et, au sein d'un même domaine de tension, entre les différentes catégories d'utilisateurs.

D'une manière générale, les utilisateurs dont la courbe de charge est plus horo-saisonnalisée que la courbe de charge moyenne des utilisateurs du domaine de tension considéré subissent des hausses de facture, tandis que ceux dont la courbe de charge est moins horo-saisonnalisée que la courbe de charge moyenne des utilisateurs du domaine de tension considéré bénéficient de baisses de facture.

---

<sup>10</sup> Pour les utilisateurs qui sont en Contrat Unique (CU), l'optimisation entre les options tarifaires est effectuée par le fournisseur.

Ainsi, les utilisateurs du réseau HTB1 étant plus présents à la pointe que les utilisateurs du réseau HTB2, le coût moyen pondéré<sup>11</sup> du domaine de tension HTB2 attribué aux soutirages sur le domaine de tension HTB1 est supérieur au coût unitaire moyen pondéré du domaine de tension HTB2 attribué aux utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB2.

En suivant un raisonnement analogue, la prise en compte de coûts horaires d'utilisation des réseaux entraîne une redéfinition de la clef de répartition des coûts entre les utilisateurs des réseaux de distribution. Pour analyser l'évolution de la répartition des charges entre les utilisateurs des différentes plages de puissance, on peut distinguer trois types de pointes: la pointe journalière, la pointe hebdomadaire et la pointe saisonnière.

Les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA sont plus présents à la pointe journalière que l'utilisateur moyen des réseaux de distribution. Par conséquent, ils se voient affecter une proportion importante des coûts unitaires horaires lors de la pointe journalière. Cependant ils sont peu présents à la pointe hebdomadaire car leur consommation est nettement plus élevée le week-end et les jours fériés que l'utilisateur moyen des réseaux de distribution. Par conséquent, ils se voient affecter une faible proportion des coûts de la pointe hebdomadaire.

A l'inverse, les utilisateurs raccordés en BT  $>$  36 kVA ou en HTA sont relativement plus présents à la pointe hebdomadaire que l'utilisateur moyen des réseaux de distribution. Les coûts liés à la pointe hebdomadaire leur sont donc pour une large part affectés. Ces utilisateurs sont en revanche relativement moins présents à la pointe saisonnière que l'utilisateur moyen des réseaux de distribution. Les coûts liés à la pointe saisonnière sont donc essentiellement supportés par les utilisateurs du réseau BT  $\leq$  36 kVA.

Pour une analyse plus fine des évolutions de facture engendrées pour les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA, il est possible de les scinder en deux catégories d'utilisateurs : d'une part les utilisateurs qui ont souscrit un tarif à différenciation temporelle ou un tarif longue utilisation, et qui ont une consommation fortement saisonnalisée ; et d'autre part les utilisateurs ayant souscrit un tarif courte utilisation ou moyenne utilisation. Les premiers se voient affecter une proportion des coûts de réseaux de la pointe saisonnière relativement plus importante que les seconds du fait de leur profil de consommation plus saisonnalisé.

Les principales évolutions de facture affectant les différentes catégories d'utilisateurs des réseaux de distribution sont les suivantes :

- Une baisse des tarifs pour les utilisateurs raccordés en HTA souscrivant des options tarifaires à différenciation temporelle ;
- Une hausse des tarifs pour les utilisateurs raccordés en BT  $>$  36 kVA ;
- Des évolutions différenciées pour les tarifs des utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA
  - o une hausse relative du tarif moyenne utilisation à différenciation temporelle (MU DT);
  - o une baisse relative des tarifs courte utilisation (CU) et moyenne utilisation (MU) ;
  - o une hausse relative du tarif longue utilisation (LU).

Les barèmes des tarifs de transport et de distribution, présentés en annexe, s'appuient sur les hypothèses de consommation de TURPE 3 pour l'année 2011. Toute évolution de la structure de consommation par catégorie d'utilisateurs pourrait entraîner une modification de ces barèmes.

## *ii. Incitations données aux utilisateurs pour réduire leur consommation en période de pointe*

Ces évolutions moyennes de facture ont été calculées en considérant comme inchangés les comportements de consommation des utilisateurs. Or la nouvelle structure du TURPE incite les utilisateurs à diminuer leurs consommations en période de pointe. Ceux-ci ont donc la possibilité de diminuer leurs factures en adaptant leurs consommations aux signaux tarifaires qu'ils reçoivent.

---

<sup>11</sup> Le coût moyen pondéré attribué à une catégorie d'utilisateurs est égal à la moyenne des coûts unitaires horaires pondérés par l'énergie soutirée à chaque heure de l'année.

Plusieurs éléments de la structure du TURPE permettent de renforcer les incitations données aux utilisateurs pour limiter leurs consommations en période de pointe.

Le premier élément est la concavité de la fonction de coût unitaire, qui est utilisée dans le cadre de la formation des tarifs. La concavité de la fonction de coût implique une diminution de la part à l'énergie et une augmentation de la part à la puissance à mesure que la durée d'utilisation augmente. Cette propriété des tarifs permet d'envoyer le bon signal économique aux utilisateurs des réseaux, en les incitant à limiter la consommation en période de pointe. Une part à l'énergie importante pour les utilisateurs qui ont une courte durée d'utilisation les incite à diminuer leur consommation. Une part à la puissance importante pour les utilisateurs ayant une longue durée d'utilisation les incite à diminuer leur puissance souscrite et donc leur consommation tout au long de l'année. Un renforcement du signal à l'énergie sur cette catégorie d'utilisateurs serait moins efficace pour réduire la pointe de consommation puisque ces utilisateurs ne soutirent pas plus durant les périodes de pointe que durant les périodes de faible consommation.

### **HTB1 et HTB2**

Le tarif à différenciation temporelle obligatoire en HTB1 et HTB2 garantit que les utilisateurs recevront bien les incitations tarifaires adéquates. Ces tarifs à différenciation temporelle fournissent aux utilisateurs de ces domaines de tension les signaux économiques pertinents pour le réseau. La prise en compte de ces signaux-prix par les utilisateurs devrait permettre, à terme, de diminuer leurs appels de puissance en période de pointe et donc les besoins de renforcement de réseaux.

### **HTA**

Les tarifs à différenciation temporelle des tarifs HTA sont devenus plus attractifs que le tarif sans différenciation temporelle. Une part significative des utilisateurs souscrivant actuellement l'option sans différenciation temporelle basculent en option à différenciation temporelle. L'assiette des incitations visant à limiter la consommation en période de pointe est étendue.

### **BT > 36 kVA**

Malgré l'atténuation de la différenciation temporelle des coefficients tarifaires à l'énergie, due en particulier à la moindre différenciation temporelle des prix de l'énergie, les tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en BT > 36 kVA permettent de leur donner les incitations adéquates pour diminuer leurs appels de puissance durant les périodes de plus forte consommation.

### **BT ≤ 36 kVA**

L'évolution différenciée, selon les plages de puissance, des rapports part fixe – part variable des tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA reflète la différence dans les comportements de consommation de ces différentes catégories d'utilisateurs. Plus la puissance souscrite est importante, plus la durée d'utilisation est élevée, ce qui induit un poids plus grand donné à la part fixe du tarif. Les tarifs proposés aux utilisateurs raccordés en BT ≤ 36 kVA, comme les autres tarifs, reflète cette analyse : pour chacune des options tarifaires, la proportion de part fixe dans les tarifs augmente d'autant plus que la puissance souscrite est importante.

La nouvelle structure tarifaire implique également une augmentation de la part variable pour les utilisateurs souscrivant une option MU DT. Cette évolution donne un signal économique aux utilisateurs et les incite à diminuer leur consommation, qui est fortement concentrée sur la période de pointe saisonnière.

## **D. Traitement tarifaire de la thermo-sensibilité de la consommation**

La consommation française concentre à elle seule la moitié de la thermo-sensibilité européenne. Le traitement tarifaire de cette thermo-sensibilité est un enjeu majeur pour le système électrique pour au moins deux raisons. Tout d'abord, la pointe de consommation croît deux fois plus rapidement que la demande en énergie. Ensuite, l'exacerbation de la pointe de consommation augmente le risque de défaillance du système électrique.

Le fort taux de pénétration du chauffage électrique explique cette situation très spécifique. Limiter la pointe de consommation peut passer par une maîtrise des équipements en chauffage électrique, mais aussi par une gestion plus rationnelle de leur usage. Le rôle de la tarification serait idéalement de répercuter de la façon la plus transparente possible les coûts générés, notamment par le chauffage électrique, afin de mieux orienter les utilisateurs dans leurs choix de mode de chauffage ainsi que dans leurs habitudes de consommation. Une répercussion insuffisante des coûts liés au chauffage électrique a pour conséquence de l'encourager implicitement, au prix d'investissements pour le système électrique payés par les utilisateurs sans chauffage électrique.

La question est de savoir dans quelle mesure le TURPE constitue un outil efficace de maîtrise de la pointe de consommation, notamment par le ciblage des soutirages résultant de l'usage du chauffage électrique. Les solutions étudiées ci-dessous incluent la tarification selon une pointe mobile liée à la consommation nationale, la tarification selon une pointe mobile liée à la consommation locale, la tarification selon une pointe fixe, et la tarification selon les différentes plages de puissance.

### *i. La pertinence de la pointe de consommation selon les domaines de tension*

La pointe de consommation liée à la consommation thermosensible des utilisateurs raccordés en basse tension impacte davantage les transits aux domaines de tension bas qu'aux domaines de tension élevés. Plus le domaine de tension considéré est élevé, plus les transits générés par la consommation thermosensible se diluent dans les transits générés par la consommation plus plate des utilisateurs industriels. Sur le réseau de grand transport, ils se diluent de surcroît dans les transits découlant du plan de production et des flux transfrontaliers.

Par conséquent, l'intérêt d'une tarification liée à la part thermosensible de la pointe de consommation décroît à mesure que l'on considère des domaines de tension plus élevés.

### *ii. Un signal tarifaire utilisant une pointe mobile est efficace si le signal d'effacement est activé en fonction des contraintes locales de réseaux*

Idéalement, le signal tarifaire devrait permettre de fournir aux utilisateurs un signal prix les dissuadant de soutirer lors des pointes de consommation. Une possibilité serait donc de proposer un TURPE à pointe mobile dont les jours d'effacement seraient activés lors de la pointe de consommation.

## **Le degré de coïncidence des pointes de consommation locales avec la pointe de consommation nationale**

On considère la période de pointe de consommation nationale comme étant les 22 jours de plus forte consommation. Cette approche est cohérente avec la structure des options EJP<sup>12</sup> et Tempo des tarifs réglementés de vente qui comportent une période de pointe mobile de 22 jours<sup>13</sup>.

<sup>12</sup> Actuellement en extinction pour les clients BT ≤ 36 kVA.

<sup>13</sup> L'option Tempo comporte également une plage mobile de semi-pointe de 43 jours.

Au niveau de chacun des postes sources qui constituent l'interface entre les réseaux de répartition et les réseaux de distribution, sur les 22 jours de plus forte consommation locale seulement 12 jours en moyenne coïncident avec les 22 jours de plus forte consommation nationale. Pour certains postes sources, les 22 jours de plus forte consommation locale se produisent à des périodes entièrement différentes de la pointe de consommation nationale. Il faut également noter que, le plus souvent, les pointes locales de consommation se produisent lors de jours adjacents aux jours de la pointe de consommation nationale.

***Les limites d'une option du TURPE dont la plage tarifaire de pointe mobile serait déclenchée selon la pointe de consommation nationale***

*- Des incitations d'ampleur limitée*

Un éventuel TURPE à pointe mobile devrait être défini sur la base de l'analyse des coûts des réseaux. Or, agrégée au niveau national, la durée de la pointe pertinente pour le réseau est plus importante que celle qui est pertinente pour la production.

Une part significative des heures chères pour le réseau ne serait donc pas incluse dans la période de pointe mobile. La différenciation temporelle entre les heures de pointe mobile et les autres heures de l'année d'une telle option du TURPE serait nettement plus faible que celle des options à pointe mobile des tarifs intégrés existants.

De surcroît, une option du TURPE à pointe mobile dont le découpage temporel serait issu des options EJP ou TEMPO des tarifs réglementés de vente ferait apparaître une différenciation temporelle moins importante que celle d'une option tarifaire à pointe fixe dont le découpage horo-saisonnier est déterminé par les heures les plus chères pour le réseau.

Le potentiel incitatif d'un TURPE à pointe mobile sous la forme des options EJP ou TEMPO des tarifs réglementés de vente est donc limité.

*- Des coûts de réseaux accrus*

Une option du TURPE qui incite les utilisateurs à décaler leurs soutirages lors de la période de pointe de consommation nationale produit deux effets.

Premièrement, les soutirages diminuent lors des périodes d'activation du signal tarifaire de pointe mobile qui, au niveau local, sont partiellement en dehors des périodes de pointe de consommation. Le gain qui en résulte pour le réseau est limité puisque peu de renforcements sont ainsi évités.

Deuxièmement, les soutirages augmentent lors des périodes qui suivent la période d'activation du signal tarifaire de pointe mobile, et qui sont partiellement constituées de jours de pointes locales de consommation. De tels reports de charge se traduisent par une concentration, sur des durées de quelques heures, d'une part des soutirages évités lors de la période d'activation du signal tarifaire de pointe mobile. Cet effet de report génère des coûts importants s'il implique une exacerbation des pointes locales de consommation.

Selon les zones de desserte, le gain net pour le réseau qui résulte de ces deux effets est faible, voire négatif.

Ces éléments d'analyse, en termes d'incitation et de gains nets pour le réseau, conduisent la CRE à ne pas proposer de tarif à pointe mobile fondé sur la pointe nationale de consommation.

***Les avantages d'une option du TURPE dont la plage tarifaire de pointe mobile serait déclenchée selon les pointes locales de consommation***

Pour le réseau, la pointe pertinente est la pointe locale des soutirages au niveau de chaque zone de desserte. Une option du TURPE dont la plage tarifaire de pointe mobile serait déclenchée selon des critères

locaux pourrait être un outil intéressant pour le réseau. Le signal économique répercuté aux utilisateurs permettrait de lisser la pointe de consommation locale, qui est la pointe de consommation pertinente pour le réseau, et donc d'éviter des investissements de réseaux.

Même si, sur le plan économique, une option du TURPE à pointe mobile déclenchée selon la pointe de consommation locale serait efficace, sa création poserait la question de la gouvernance du signal d'activation de la pointe mobile, actuellement à la main du fournisseur EDF pour la gestion des options EJP et Tempo.

### ***La gouvernance du signal de déclenchement des jours de pointe mobile***

La création d'une option du TURPE à pointe mobile déclenchée selon la pointe de consommation locale implique que le fournisseur historique n'ait plus le contrôle exclusif de l'activation des jours de pointe mobile. Le cas échéant, le fournisseur EDF devrait en partager le contrôle avec les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité, ainsi qu'avec les autres fournisseurs dont l'accès aux options à pointe mobile serait renforcé.

Dans le cadre actuel de la gouvernance du signal tarifaire de pointe mobile, l'introduction d'options du TURPE à pointe mobile n'est pas efficace pour résoudre les problématiques de pointe rencontrées sur les réseaux de distribution.

**Q3 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale ne serait pas pertinent pour les réseaux ?**

**Q4 relative à la question de la gouvernance de la pointe mobile : Etes-vous favorable à un TURPE à pointe mobile dont certains jours de pointe seraient décidés localement par le gestionnaire de réseau ? Que pensez-vous d'un transfert de la gouvernance du signal d'activation de la pointe mobile aux gestionnaires de réseaux ? Ce transfert devrait-il être partiel ou total ? Selon vous, quels sont les délais nécessaires à la mise en place de ce dispositif ?**

**Q5 : Selon vous, un TURPE à pointe mobile fondée sur les pointes locales devrait-il distinguer plusieurs plages de pointe ?**

#### *iii. Le signal donné par une pointe tarifaire fixe reflétant correctement les variations saisonnières des coûts de réseaux est efficace*

Lorsque les dispositifs de comptage le permettent, et lorsque des tarifs à différenciation temporelle sont justifiés par l'analyse des coûts de réseaux, des tarifs à pointe fixe reflétant la différenciation saisonnière des coûts de réseaux sont proposés.

Les plages temporelles proposées pour les tarifs à différenciation temporelle des domaines de tension HTB2 et HTB1 permettent ainsi aux utilisateurs de recevoir un signal économique les incitant à diminuer leurs consommations au moment des périodes de pointe. Les utilisateurs des domaines de tension HTA et BT > 36 kVA ont également à leur disposition des tarifs différenciant finement les périodes de pointe saisonnière, hebdomadaire et journalière.

Pour les utilisateurs raccordés en BT  $\leq$  36 kVA, les coûts liés à la pointe saisonnière ne se traduisent pas directement par le découpage horo-saisonnier des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

Les dispositifs de comptage actuellement en service pour les utilisateurs souscrivant jusqu'à 36 kVA inclus ne permettent pas de cibler efficacement la problématique de la pointe saisonnière. Les compteurs à

double index distinguent la plage des « heures pleines » de la plage des « heures creuses »<sup>14</sup>. Cette distinction horaire des plages tarifaires permet de lisser la pointe journalière de consommation nationale en déclenchant les chauffe-eaux électriques la nuit, ce qui revêt une importance capitale notamment pour le parc de production ; mais ce découpage tarifaire ne permet absolument pas de traiter la problématique de la pointe saisonnière. Or, pour le réseau, les variations saisonnières de consommation ont des impacts en termes de coûts plus importants que les variations horaires de consommation.

Le déploiement d'un système de comptage évolué permettra de fournir aux utilisateurs un signal prix reflétant de manière plus appropriée la structure des coûts de réseaux, et notamment leur différenciation saisonnière. Les utilisateurs seront alors à même d'adapter leurs comportements de consommation en fonction du signal économique qu'ils percevront, ce qui pourrait conduire, à terme, à une réduction des coûts de réseaux.

**Q6 : Selon vous, un tarif de réseau à 4 index permettrait-il aux fournisseurs de proposer des offres attractives au cours de la prochaine période tarifaire ?**

***A défaut de système de comptage approprié, une solution de second rang consiste à discriminer selon la puissance souscrite***

A défaut de bénéficier d'un système de comptage évolué, les tarifs de réseaux doivent s'adapter aux contraintes actuelles. L'évolution du système de profilage pourrait permettre d'allouer de manière plus fine les coûts aux différentes catégories d'utilisateurs en distinguant les utilisateurs ayant une puissance souscrite faible des utilisateurs souscrivant une puissance souscrite élevée. D'une manière générale, les utilisateurs en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 9 kVA auraient une consommation beaucoup plus thermo sensible, ce qui suggère a priori une utilisation relativement intensive du chauffage électrique.

La création de nouveaux profils dans le cadre de la version 5 des règles de Responsable d'Equilibre répond en partie à cette problématique.

***La version 5 des règles de Responsables d'Equilibre (RE) scinde le profil RES1 en deux***

Les profils de consommation<sup>15</sup> sont utilisés dans le cadre du dispositif de Reconstitution des Flux pour estimer la chronique demi-horaire de consommation des utilisateurs ne bénéficiant pas de télé-relève. Dans les règles RE actuellement en vigueur, 10 profils différencient les utilisateurs raccordés au réseau BT ≤ 36 kVA. Ces profils sont fondés sur des critères objectifs issus des données de comptage, c'est-à-dire les données de consommation pour les index que le dispositif de comptage permet de renseigner et les données de puissance souscrite. Certains profils de consommation distinguent également les utilisateurs ayant une qualification « professionnelle » de ceux ayant une qualification « résidentielle ».

Des améliorations ont été apportées au dispositif de profilage par l'évolution des règles de RE entrées en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2011. Le profil correspondant aux utilisateurs résidentiels ayant un compteur à mono-index et souscrivant jusqu'à 36 kVA inclus a été scindé en deux profils distincts :

- le profil RES1 pour les utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite comprise entre 3 et 6 kVA ;
- le profil RES11 pour les utilisateurs équipés d'un compteur mono-index ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 6 kVA.

---

<sup>14</sup> Ces plages temporelles sont fixées localement par le gestionnaire de réseau public en fonction des conditions d'exploitation des réseaux publics. Elles sont communiquées à toute personne en faisant la demande et publiées sur le site internet du gestionnaire de réseau public ou, à défaut d'un tel site, par tout autre moyen approprié. Les heures creuses sont au nombre de 8 par jour, sont éventuellement non contiguës, et doivent être fixées dans les plages de 12 heures à 17 heures et de 20 heures à 8 heures.

<sup>15</sup> Les profils sont définis dans la section 2 chapitre F des Règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre.

Cette distinction permet de mieux appréhender la différence de comportement de consommation entre ces deux catégories d'utilisateurs. Le profil RES11 est légèrement plus saisonnalisé que les profils RES1 ou PRO1, actuellement utilisés pour former les tarifs Base, ce qui reflète le fait que les utilisateurs souscrivant moins de 9 kVA sont moins thermosensibles que les utilisateurs souscrivant 9 kVA ou plus.

Un retour d'expérience en 2012 permettra de savoir si ces profils modélisent correctement le comportement de consommation des catégories de consommateurs visées.

***L'utilisation du profil RES11 pour former des tarifs Base 9kVA-36kVA pourrait avoir des effets importants sur la structure des tarifs proposés à l'ensemble des utilisateurs souscrivant jusqu'à 36 kVA inclus***

Le profil RES11 pourrait être utilisé pour former les tarifs Base proposés aux utilisateurs souscrivant une puissance supérieure ou égale à 9 kVA. Ceci impliquerait cependant de modifier les seuils de puissance limites des options tarifaires. Les options des tarifs Bases seraient scindées en trois catégories de puissance :

- inférieur ou égale à 6kVA ;
- supérieure ou égale à 9kVA et inférieure ou égale à 18 kVA ;
- strictement supérieure à 18 kVA et inférieure ou égale à 36 kVA.

L'utilisation du profil RES11 pour former les tarifs Base proposés aux utilisateurs souscrivant une puissance supérieure ou égale à 9 kVA pourrait impliquer une hausse relative des tarifs Base pour les utilisateurs souscrivant 9 kVA ou plus et une diminution relative des tarifs Base pour les utilisateurs souscrivant jusqu'à 6 kVA.

La hausse des tarifs Base pour les utilisateurs souscrivant 9 kVA ou plus aurait également pour conséquence une diminution des possibilités d'optimisation entre les tarifs MU DT et les tarifs Base pour ces utilisateurs. Ceci pourrait mécaniquement faire augmenter les tarifs MU DT.

Enfin, ce nouveau découpage des utilisateurs des réseaux BT  $\leq$  36 kVA selon leur niveau de puissance souscrite pourrait induire des modifications dans les rapports entre part fixe et part variable pour les différentes options tarifaires, ce rapport étant le reflet de la durée d'utilisation caractéristique des utilisateurs souscrivant chacune des options tarifaires considérées.

***Pour avoir une vision plus large du comportement des consommateurs thermosensibles, le profil RES11 devrait être complété par la création de nouveaux profils***

La création des nouveaux profils RES1 et RES11 ne suffit pas à identifier tous les utilisateurs souscrivant une puissance supérieure à 6 kVA. Les utilisateurs professionnels et ceux disposant d'un compteur à double index ne sont ainsi pas distingués selon que leur puissance souscrite est supérieure ou inférieure à 6 kVA. Pourtant, les utilisateurs disposant d'un compteur à double index et souscrivant au moins 9 kVA sont ceux qui présenteraient le taux de pénétration du chauffage électrique le plus élevé.

Scinder en deux les profils RES2, PRO1 et PRO2 pourrait ainsi permettre d'avoir une meilleure information sur la différence entre le comportement de consommation des utilisateurs souscrivant 9 kVA ou plus et ceux souscrivant une puissance inférieure, et ainsi de créer des options tarifaires potentiellement plus efficaces.

La création de ces nouveaux profils exige des délais significatifs et ne pourrait être réalisée qu'à mi-parcours de la prochaine période tarifaire.

Une dernière solution consisterait à créer un profil regroupant les utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique, climatisation...). Elle permettrait de disposer d'une information fine sur une catégorie d'utilisateurs dont la consommation est fortement horo-saisonalisée. La mise en œuvre de ce dispositif ne pourrait pas être réalisée avant la fin de la prochaine période tarifaire.

**Q7 : Pensez-vous qu'un nouveau découpage des options tarifaires Base BT  $\leq$  36kVA selon le niveau de puissance souscrite serait pertinent pour répondre aux problématiques de la pointe saisonnière ?**

**Q8 : L'utilisation des nouveaux profils RES1 et RES11 devrait-elle être complétée par la création de nouveaux profils ?**

**Q9 : La création d'un profil ciblant spécifiquement les utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique, climatisation...) serait-elle pertinente ?**

**Q10 : Pensez-vous qu'une autre solution serait plus appropriée pour traiter la problématique de la thermo-sensibilité de la consommation électrique, et si oui laquelle ?**

### 3. Consultation sur une évolution de la composante d'injection du tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité

#### A. Le besoin d'une meilleure coordination entre les investissements de production et les investissements dans le réseau de transport

##### i. Rappel des raisons du choix pour un timbre d'injection bas et non différencié géographiquement

La composante d'injection du TURPE actuellement en vigueur est de 0,19 €/MWh, applicable aux producteurs raccordés aux domaines de tension HTB3 et HTB2. Plusieurs raisons ont amené la CRE à proposer, dès TURPE 1, un tarif d'injection bas et non différencié géographiquement.

Un tarif d'injection bas<sup>16</sup> permet de faciliter les échanges internationaux d'énergie en limitant les distorsions de concurrence entre les producteurs situés dans différents pays. L'harmonisation des tarifs d'injection au niveau européen est depuis longtemps un objectif de la politique énergétique européenne, concrétisé par le règlement européen 838/2010<sup>17</sup> qui impose un intervalle de 0 à 0,5 €/MWh pour la part couvrant les coûts d'infrastructures.

De plus, le tarif d'injection constitue un coût supplémentaire que les producteurs intègrent dans le prix des offres d'énergie sur le marché de gros et le marché de détail. Dans un marché parfaitement concurrentiel, le tarif d'injection est *in fine* répercuté dans le prix de l'électricité payé par le consommateur européen. L'augmenter au-delà du niveau requis pour permettre de recouvrir les coûts directement attribuables aux producteurs, tels que les charges afférentes au mécanisme européen de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transport pour les transits internationaux d'énergie, était donc considéré comme peu opportun.

Lors de l'élaboration des tarifs précédents, il était anticipé que les investissements dans les infrastructures de transport seraient la principale variable d'ajustement permettant de résoudre les contraintes de réseau. La mise en place d'un tarif d'injection différencié géographiquement n'était pas considérée comme prioritaire.

##### ii. Nouveaux éléments de contexte

Le contexte français est en forte évolution avec d'importants projets de développement de la production et de renforcement de réseau en perspective. Comme en témoigne le plan d'investissements à dix ans de RTE, les besoins d'investissements dans le réseau de transport<sup>18</sup> sont en forte augmentation pour répondre aux enjeux de la sécurité d'approvisionnement, de l'intégration des marchés et du raccordement des moyens de production, notamment à partir de sources d'énergie renouvelable. Simultanément à

<sup>16</sup> Les recettes de la composante d'injection représentent 2% des recettes tarifaires de RTE.

<sup>17</sup> Règlement (UE) N° 838/2010 de la Commission du 23 septembre 2010 fixant des orientations relatives au mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport et à une approche réglementaire commune pour la fixation des redevances de transport.

<sup>18</sup> A titre illustratif, le niveau annuel d'investissements devrait attendre en moyenne 1200 M€ pour la période 2009-2012, soit une hausse de 60% par rapport à la période 2006-2008 (moyenne de 747 M€)

l'émergence de ces enjeux, la difficile acceptabilité des nouvelles infrastructures de transport rend les adaptations du réseau plus longues et coûteuses.

Le contexte européen évolue lui aussi : les objectifs fixés par le volet environnemental de la Stratégie Europe 2020 ne pourront être tenus qu'au prix d'investissements plus importants que prévus dans les infrastructures énergétiques.

Une façon de répondre aux enjeux du marché de l'électricité tout en maîtrisant les volumes d'investissement, et donc les charges portées par les consommateurs, est d'envoyer un signal économique incitant à une localisation de la production tenant compte des coûts de réseau. Cette solution est généralement considérée comme un des facteurs d'amélioration du fonctionnement d'un marché ouvert de l'électricité.

Le règlement européen 714/2009 précise également dans son considérant 14 que « un système adéquat de signaux de localisation à long terme est nécessaire » et indique dans son article 18 que de nouvelles orientations « en vue d'une harmonisation progressive des principes qui sous-tendent la fixation des redevances appliquées aux producteurs et aux consommateurs en vertu des systèmes tarifaires nationaux, y compris la prise en compte du mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseau de transport dans les redevances d'utilisation des réseaux nationaux et la fourniture de signaux de localisation appropriés et efficaces » devront être élaborées.

Le choix de la meilleure solution permettant d'envoyer ces signaux – et le degré d'efficacité même de tels signaux en matière de choix de localisation des unités de production – reste un objet de débat. De nombreuses questions doivent être résolues, pour tenir compte de l'indivisibilité des investissements, de la longue durée des actifs, des externalités de réseau (flux de bouclage, effet d'échelle), ou encore de la volatilité d'un signal basé sur des prix de marché.

### *iii. Un plus grand besoin de coordination*

La coordination des investissements de production et des investissements de réseaux peut faire défaut dans une situation où les différents acteurs n'ont pas une vision d'ensemble des projets. La prise en compte des coûts de réseaux lors de la décision d'investissement dans les moyens de production pourrait permettre de maîtriser les coûts du système électrique dans son ensemble.

La CRE constate qu'il existe actuellement un défaut de coordination entre les investissements de production et les investissements dans les réseaux de transport et estime qu'une réflexion doit être engagée pour faire émerger une solution permettant d'y remédier.

**Q11 : Partagez-vous ce constat d'un besoin d'une meilleure coordination entre les investissements de production et les investissements dans les réseaux de transport ?**

## ***B. Plusieurs solutions envisageables pour répondre à ce besoin de coordination***

### *i. Prix nodaux ou zonaux*

Le marché de l'électricité peut être organisé en plusieurs sous marchés locaux, définis à l'échelle d'un nœud du réseau ou d'un ensemble de nœuds. En l'absence de congestion sur le réseau, le prix est unique

sur le territoire. L'existence de congestions sur le réseau conduit à l'émergence de prix différenciés par sous marché.

L'avantage d'un tel mécanisme de marché est de révéler la situation locale d'offre et de demande d'électricité ainsi que la gravité des congestions et de résoudre celles-ci sur la base d'un mécanisme décentralisé. Les prix nodaux ou zonaux envoient des signaux efficaces pour la gestion à court terme de la production et du réseau.

Cependant, les prix nodaux ne permettent pas toujours d'inciter aux investissements de production les plus efficaces pour le système. Dans un système de prix nodaux, une seule nouvelle centrale peut suffire à résorber un différentiel de prix, supprimant du même coût le surprofit que ce producteur aurait pu tirer de son investissement. L'indivisibilité des actifs rend difficile la rentabilisation des investissements de production, qui sont pourtant parfois plus efficaces que les investissements de réseau pour résorber les congestions. De même, l'instabilité des différentiels de prix entre sous marchés ajoute un facteur de risque qui est susceptible de décourager l'investissement. L'indivisibilité des actifs et l'incertitude des prévisions sur le différentiel de prix entre sous marchés sont d'autant plus exacerbés que les zones de prix sont petites.

Des prix zonaux ou nodaux ne semblent pas permettre, à eux seuls, de répondre efficacement à la problématique de coordination entre les investissements de production et les investissements dans le réseau de transport.

#### *ii. Coûts des ouvrages de réseaux financés par les producteurs au moment de leur raccordement*

Les producteurs payent une partie des coûts d'investissement des ouvrages de réseaux au moment de leur raccordement. Ils reçoivent donc une information sur les investissements de réseaux nécessaires à leur accueil, à travers les offres de raccordement, les coûts de branchement (uniquement en basse tension) et/ou d'extension, le délai de raccordement et le délai de renforcement (pouvant se traduire par des limitations temporaires de l'injection).

Mais ce signal économique est incomplet, puisqu'il n'inclut pas le coût des investissements de renforcement de réseaux qui est supporté intégralement par les gestionnaires de réseaux<sup>19</sup>.

En outre, les coûts de branchement et d'extension payés par les producteurs sont le reflet d'une situation au moment de la demande de raccordement et ne reflètent pas les éventuelles contraintes de réseau qui peuvent survenir dans le futur.

Enfin, un tel signal ne valoriserait pas les investissements de réseaux évités par les choix de localisation de certains producteurs. Même si le périmètre de facturation des producteurs était élargi, le caractère incitatif des coûts de raccordement serait donc limité pour les zones en déficit de production.

#### *iii. Timbre d'injection différencié géographiquement*

Les producteurs pourraient être redevables d'un tarif à l'injection différencié selon les zones où ils sont implantés. Ce dispositif permettrait de donner un signal aux producteurs sur les coûts qu'ils engendrent ou qu'ils permettent d'éviter sur le réseau de transport en fonction de leur localisation.

Un timbre d'injection différencié géographiquement présente plusieurs avantages.

---

<sup>19</sup> Le décret du 28 août 2007 définit les notions de *branchements* et d'*extension* qui fondent le périmètre de facturation des producteurs. Avec l'élaboration des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables, un nouveau périmètre de facturation sera défini.

Tout d'abord, le caractère incitatif de ce signal serait renforcé par la possibilité de définir des zones où le tarif serait négatif. Il permettrait donc de traiter la problématique des zones en déficit de production, et pour lesquelles les solutions fondées sur des investissements de réseaux ne sont pas entièrement satisfaisantes.

De surcroît, un tarif d'injection différencié géographiquement, fondé sur les coûts de long terme des réseaux, serait plus prévisible qu'un signal de marché décentralisé comme celui convoyé par des prix nodaux ou zonaux qui reflète les différentiels de coûts de production de court terme. Il pourrait ainsi apporter une meilleure visibilité aux acteurs sur la rentabilité de leurs investissements.

Par ailleurs, un tel tarif, incluant les coûts de renforcement, permettrait de compléter le dispositif de facturation des producteurs lors du raccordement.

Un tarif d'injection différencié géographiquement comporterait les limites inhérentes à tout système de prix administré. En particulier, se poserait la question de fixer les modalités de sa mise en œuvre, comme indiqué ci-dessous (paragraphe C).

Certains experts estiment qu'il n'existe pas de solution parfaite pour envoyer les bons signaux économiques de localisation de la production, mais qu'une solution réaliste et raisonnablement efficace pourrait consister en une combinaison de tarif à différenciation géographique et de prix nodaux<sup>20</sup>.

**Q12: Des trois solutions évoquées ci-dessus laquelle vous semble répondre au mieux à la problématique posée? D'autres solutions vous semblent-elles envisageables ?**

### ***C. Les modalités d'un éventuel tarif d'injection différencié géographiquement***

Dans le cas où un tarif d'injection différencié géographiquement serait jugé approprié, un certain nombre de modalités pratiques de mise en œuvre devraient être définies.

#### *i. Le périmètre d'un éventuel tarif d'injection différencié géographiquement*

Un tarif d'injection différencié géographiquement pourrait s'appliquer à tous les producteurs, ou seulement aux nouvelles installations de production. Il pourrait s'appliquer aux domaines de tension HTB3 et HTB2, comme c'est le cas actuellement, ou bien être étendu à d'autres domaines de tension. La question de savoir s'il faudrait également l'appliquer aux postes sources en refoulement doit également être considérée.

**Q13: Si le choix d'un timbre d'injection différencié géographiquement était retenu, quel serait selon vous son périmètre optimal d'application ?**

#### *ii. La structure d'un éventuel tarif d'injection différencié géographiquement*

Les zones tarifaires seraient définies en fonction des congestions existantes ou à venir du réseau. La définition de zones vastes conduit à un signal dilué donc potentiellement peu incitatif ; alors que la définition de zones petites (à l'extrême réduites à un nœud du réseau) rend plus volatile l'évolution du signal et réduit la visibilité des acteurs sur la rentabilité de leurs investissements.

---

<sup>20</sup> Voir notamment l'article de Rioux, Dessante et Perez (2009): "Is combination of nodal pricing and average participation tariff the best solution to coordinate the location of power plants with lumpy transmission investments?"

La répartition entre une part à la puissance et une part à l'énergie d'un tel tarif constitue l'autre aspect important de sa structure. La part à la puissance est plus incitative pour les centrales de pointe alors que la part à l'énergie l'est davantage pour les moyens de production de base.

**Q14 : Quels seraient selon vous les critères pertinents à prendre en compte dans la définition des zones tarifaires ?**

**Q15 : Comment, selon vous, devrait être fixée la répartition entre part à la puissance et part à l'énergie du tarif à l'injection?**

*iii. L'efficacité d'un éventuel tarif d'injection différencié géographiquement*

De nombreux autres paramètres influencent la décision de localisation des moyens de production : possibilité de se fournir en gaz, faveurs du terrain, acceptabilité locale du projet, coût du foncier... Le signal tarifaire pourrait, s'il n'était pas suffisamment puissant, n'avoir qu'une influence limitée sur la décision d'implantation des moyens de production. L'interaction d'un tel dispositif avec les marchés de l'énergie et le futur marché de capacité devra être évaluée avec attention.

Par ailleurs, pour garantir qu'un signal tarifaire différencié géographiquement soit pris en compte par les producteurs dans leurs choix de localisation, il est nécessaire que ce signal soit suffisamment prévisible. En effet les décisions d'investissement dans les moyens de production étant des décisions de long terme, les acteurs doivent pouvoir anticiper les évolutions du signal tarifaire.

Enfin, un signal tarifaire de localisation des moyens de production devrait permettre de donner les bonnes informations aux producteurs, ce qui implique qu'il puisse évoluer en fonction des contraintes de réseaux. Le dynamisme d'un tel signal est une condition de l'efficacité globale du dispositif pour le système électrique.

**Q16: Selon vous, l'introduction d'un tarif d'injection serait-elle susceptible d'avoir un effet sur les choix de sites d'implantation de nouvelles unités de production ? Quelle devrait être selon vous l'amplitude de la différenciation tarifaire nécessaire pour rendre un tarif à l'injection différencié géographiquement réellement efficace?**

**Q17: Serait-il pertinent de faire évoluer le niveau moyen du timbre d'injection, actuellement de 0,19 €/MWh, pour répondre concrètement à la problématique de la localisation des producteurs?**

**Q18 : Quel serait selon vous le mécanisme d'évolution le plus approprié pour un éventuel tarif à l'injection différencié géographiquement ?**

## 4. Les enjeux de l'insertion de la production photovoltaïque sur les réseaux publics de distribution

### A. Contexte

En 2009, ERDF a réalisé une étude sur les coûts engendrés par le développement des moyens de production à partir de sources d'énergie renouvelables (ci-dessous EnR). Les coûts de renforcement liés au développement de la filière photovoltaïque, à la charge du distributeur et donc répercutés dans le TURPE, s'élevaient selon cette étude sur la période 2010-2020 à environ :

- 0,7 Md€ pour un développement de la filière photovoltaïque conforme aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI), soit 500 MWc raccordés par an ;
- 5,3 Md€ pour un raccordement de 2 GWc par an.

En réponse à ces estimations, le Syndicat des Energies Renouvelables (SER) a coproduit, en septembre 2010, avec le Groupement Français des Professionnels du Solaire Photovoltaïque (SOLER) et le cabinet Fractal, une analyse des coûts des opérations de raccordement des installations photovoltaïques aux réseaux de distribution, dont les conclusions sont très différentes de celles de l'étude menée par ERDF :

- sur un plan financier, les coûts de raccordement et de développement à charge du gestionnaire de réseau ERDF et financés dans le cadre du TURPE sont inférieurs d'un facteur 10 à ceux annoncés par ERDF pour l'ensemble des EnR ;
- sur un plan technique, le développement des installations photovoltaïques sur les réseaux BT présenterait, selon le SER, plusieurs avantages pour les gestionnaires des réseaux de distribution : diminution des transits sur les réseaux de distribution, réduction de la facture d'accès au réseau de transport, réduction des chutes de tension, etc. ;
- les éventuelles situations de contraintes de tension seraient, selon le SER, limitées à des configurations particulières et ne risquent pas de provoquer de *black-out* : la mise en œuvre de mesures simples (régulation de tension, etc.) permet de traiter ce phénomène en optimisant l'intégration de systèmes photovoltaïques sur ces réseaux.

Face à ces estimations divergentes, la CRE a confié au cabinet Adéquations la réalisation d'une étude sur les coûts et les bénéfices générés par les installations de production d'énergie photovoltaïque sur les réseaux de distribution.

### B. Résultats de l'étude commanditée par la CRE

Compte tenu des règles de répartition en vigueur<sup>21</sup>, les coûts restant à la charge d'ERDF et, donc, couverts par le TURPE, ne peuvent concerner que des renforcements consécutifs au raccordement d'installations de production sur les réseaux BT, puisque les coûts générés par le raccordement des installations de production sur les réseaux HTA sont intégralement refacturés aux producteurs. De ce fait, l'étude a essentiellement porté sur les installations de production photovoltaïque, qui représentent la grande majorité des installations raccordées sur les réseaux BT.

---

<sup>21</sup> Les coûts de *branchement* et d'*extension*, dont le périmètre est défini dans le cadre du décret n°2007-1280 du 28 août 2007, sont à la charge du producteur.

ERDF ayant déjà produit sa propre évaluation, l'étude a notamment consisté à en mener une analyse critique et à tester la sensibilité de ses résultats aux différentes hypothèses. Cette analyse a été complétée par l'étude de cas concrets.

L'évaluation d'ERDF repose sur une modélisation des renforcements à réaliser consécutivement aux raccordements d'installations de production sur les réseaux BT en tenant compte des capacités d'accueil réelles du réseau de distribution exploité par ERDF. Plusieurs scénarios de localisation de la puissance sur les différents départements HTA ont été étudiés, chacun de ces scénarios n'induisant pas les mêmes contraintes et donc les mêmes besoins de renforcements.

L'étude du cabinet Adéquations présentée estime les coûts de renforcement en l'état actuel de la technologie. Certaines innovations technologiques pourraient réduire les besoins de renforcement, mais aucun retour d'expérience ne permet aujourd'hui de quantifier les économies qu'ils sont susceptibles d'apporter.

Les principales conclusions de cette étude sont les suivantes.

- i. L'existence de besoin de renforcement des réseaux HTA consécutifs au raccordement d'installations de production photovoltaïque de taille moyenne sur les réseaux BT est clairement établie.*

Des cas de renforcements rendus nécessaires par le raccordement d'installations de taille moyenne (entre 36 et 250 kWc) ont été effectivement constatés dans des zones rurales du Sud-Ouest de la France. Leur nombre et leur localisation sont cohérents avec les résultats du modèle et tendent ainsi à le crédibiliser.

Par ailleurs, des besoins en investissements d'importance similaire sont constatés dans les autres pays européens dans lesquels la production photovoltaïque est particulièrement développée, en Allemagne notamment.

- ii. Cependant, le développement de la production photovoltaïque étant un phénomène très récent, il n'existe aucun retour d'expérience fiable sur le niveau des investissements de renforcement à réaliser pour l'accueil des petites installations résidentielles.*

Aucun cas de renforcement n'a pu à ce jour être constaté du fait d'une forte concentration de petites installations résidentielles (jusqu'à 9 kWc), alors qu'au vu des résultats de la modélisation utilisée par ERDF, il devrait exister aujourd'hui une centaine de départements HTA en contrainte.

Ceci peut être dû à l'absence d'étude effectuée lors du raccordement des installations d'une puissance inférieure à 6 kWc. En effet, les contraintes ne peuvent être identifiées que par une étude spécifique, qui elle-même sera déclenchée par le constat d'une saturation de la zone et éventuellement des plaintes liées à des chutes de tension si effectivement la gêne devient patente. Dans ce cas, il convient de prendre en compte un délai entre le raccordement du client, la détection de la contrainte (de l'ordre de 12 à 24 mois après la saturation) et son traitement (de l'ordre de 12 à 24 mois après la détection).

Le phénomène serait ainsi trop récent pour être détecté. Il s'agit, néanmoins, d'un point d'attention qui devra être particulièrement suivi dans l'avenir.

- iii. L'évaluation des coûts et de leur évolution est délicate car elle repose sur une estimation statistique du nombre de contraintes qui dépend de multiples facteurs.*

Le montant des investissements consécutifs au raccordement de la production photovoltaïque dépend bien évidemment en premier lieu du volume de cette production, c'est-à-dire de la puissance totale installée. Or, même sur ce paramètre, les prévisions sont très divergentes. Il existe un scénario privilégié aujourd'hui par les pouvoirs publics (500 MWc raccordés par an, dit « scénario PPI ») mais rien n'interdit de penser qu'il pourrait être largement dépassé. Différents scénarios ont donc été explorés, allant jusqu'à des volumes de raccordements de 2 GWc par an (ci-après « scénario accéléré »).

Les technologies de raccordement dépendant de la puissance de l'installation à raccorder, le montant des coûts et leur répartition entre les acteurs diffèrent selon cette puissance. Le raccordement des grandes installations s'effectuant directement sur le réseau HTA, les coûts d'infrastructure à la charge du gestionnaire de réseau de distribution pour ce domaine de tension sont intégralement refacturés<sup>22</sup> au producteur. Or le poids de ces grandes installations varie entre 30 % et 50 % de la capacité installée totale selon les scénarios. Il représente donc une incertitude significative pour l'estimation des coûts supportés par les gestionnaires des réseaux de distribution.

*iv. Au niveau du nombre de contraintes, les évaluations d'ERDF apparaissent sous-estimées de l'ordre de 20 à 30 %.*

La production photovoltaïque est inégalement répartie sur le territoire national. Si la répartition des petites installations résidentielles est à peu près uniforme (en dehors de l'île de France, du fait de l'importance de l'habitat collectif), les installations de taille moyenne sont particulièrement concentrées dans les zones rurales (Ouest et Sud-Ouest de la France, notamment). Or dans les zones rurales les départs HTA sont plus longs et disposent d'une capacité de transit plus faible.

L'évaluation faite par ERDF du nombre de contraintes reposant sur une moyenne nationale, elle a été revue à la hausse par application du modèle au niveau régional.

Par ailleurs, dans la modélisation, le nombre de départs en contrainte a été estimé en séparant les installations de taille moyenne en 3 tranches de puissance (9 à 36 kWc, 36 à 120 kWc et 120 à 250 kWc) pour refléter les différences qui existent dans les modalités de raccordement. Or en réalité, il s'agit d'installations de même nature qui cohabitent dans les mêmes zones géographiques et, souvent, sur les mêmes départs HTA. Sur ce point également, l'évaluation faite par ERDF qui suppose implicitement une indépendance des tranches de puissance, a été revue à la hausse en agrégeant les 3 classes de puissance moyenne.

*v. Inversement, au niveau du coût unitaire de levée des contraintes, les évaluations d'ERDF apparaissent 4 fois supérieures aux coûts constatés jusqu'à aujourd'hui*

Les calculs effectués par ERDF sont fondés sur l'hypothèse que chaque contrainte sur le réseau HTA entraînera à terme la construction d'un nouveau départ HTA, ce qui représente un coût unitaire de levée de la contrainte de l'ordre de 800k€.

Or, les seuls cas traités ou analysés à ce jour par ERDF se sont traduits par le remplacement d'un tronçon d'une longueur de 2 à 2,5 km, pour un coût unitaire de levée de la contrainte de l'ordre de 200k€.

C'est cette deuxième hypothèse qui a été retenue dans l'étude. En effet, c'est la seule qui soit, à ce jour, étayée sur des cas réels. Cependant, cette solution à moindre coût sera sans doute de moins en moins possible au fur et à mesure de la saturation des réseaux.

---

<sup>22</sup> Dans le cadre des règles de répartition des charges actuellement en vigueur, les coûts liés au renforcement et à la création de réseau HTB et de postes source (non chiffrés dans cette étude) sont supportés par les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution.

- vi. *La mise en service de nouveaux ouvrages, qu'ils soient financés par le gestionnaire de réseaux ou par les producteurs, induira, à terme, une augmentation des charges d'exploitation d'ERDF.*

Les nouveaux ouvrages construits pour permettre le raccordement des producteurs génèreront des charges d'exploitation pendant toute leur durée de vie. L'ensemble de ces charges d'exploitation sont supportées par le TURPE, quel que soit le mode de financement de l'ouvrage.

La production décentralisée influe notamment sur le niveau des pertes, défavorablement dans le cas des plus grandes installations et sous certaines conditions favorablement dans le cas des petites installations. En effet, dans le cas où la production est en phase avec la consommation, la réduction des pertes peut constituer un bénéfice induit par le raccordement de la production photovoltaïque sur les réseaux de distribution. A l'inverse, quand elle est produite en excédent ou quand son raccordement induit la création de nouveaux ouvrages, la production décentralisée augmente le niveau des pertes sur les réseaux de distribution. Le bilan global est donc difficile à établir et dépend des poids relatifs des différentes installations.

vii. *Conclusion*

L'étude commanditée par la CRE confirme l'existence de coûts de renforcements liés aux raccordements des installations de production photovoltaïques en basse tension. En revanche, ces coûts sont en deçà de ceux estimés par ERDF.

**Au total, les coûts qui pourraient être supportés par ERDF ont été estimés par le cabinet Adéquations à 402 M€ pour le scénario PPI (500 MWc par an, soit une puissance installée cible de 6 GWc à horizon 2020) et à 1 284 M€ pour le scénario accéléré (2 GWc par an, soit une puissance installée cible de 18 GWc à horizon 2020), soit un niveau deux à trois fois inférieur à l'estimation d'ERDF.**

Au vu des résultats de cette étude, la CRE estime qu'un tarif d'injection négatif - c'est-à-dire qui rétribuerait les producteurs raccordés aux réseaux publics de distribution - ne serait pas justifié.

Pour autant, l'introduction d'un tarif à l'injection positif pour les producteurs raccordés sur les réseaux publics de distribution ne semble pas pertinente pour le moment.

Comme indiqué précédemment pour le transport, une des propriétés intéressantes d'un timbre d'injection est la possibilité d'introduire un signal prix incitant les producteurs à préférer les investissements les moins coûteux pour les réseaux. Toutefois, la problématique de la coordination entre les investissements dans les moyens de production et dans les réseaux de distribution se pose différemment et devra être traitée en prenant en compte l'inscription des moyens de production EnR dans les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, dont découleront les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

**Q19 : Selon vous, la mise en place des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables devrait-elle être couplée par l'introduction d'un signal prix, tel que le timbre d'injection, pour les producteurs raccordés sur les réseaux publics de distribution et si oui sur quels principes devrait se fonder ce signal prix ?**

## 5. Modalités de la consultation publique

Les personnes intéressées sont invitées à adresser leur réponse, au plus tard le 6 avril 2012 :

- par courrier électronique, à l'adresse suivante : [dare.cp1@cre.fr](mailto:dare.cp1@cre.fr) ;
- en contribuant directement sur le site Internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), dans la rubrique « Documents / Consultations publiques » ;
- par courrier postal à l'adresse suivante :

Commission de régulation de l'énergie  
Direction de l'accès aux réseaux électriques  
15, rue Pasquier  
75379 PARIS Cedex 08  
France

- en rencontrant les services de la CRE, en s'adressant à la Direction de l'accès aux réseaux électriques – Tél. : +33 (0)1 44 50 41 02 ;
- ou en demandant à être entendues par le Collège de la CRE.

### *Confidentialité des réponses*

Toutes les contributions sont susceptibles d'être publiées par la CRE.

Toutefois, sur demande expresse, la confidentialité et/ou l'anonymat de la contribution seront garantis.

Une synthèse de toutes les contributions sera publiée par la CRE, sous réserve de la préservation des secrets protégés par la loi.

**Annexe 1 : Grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité**

**Annexe 2 : Grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité**

**Annexe 3 : Liste des questions posées aux acteurs**

## Annexe 1 - Grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité

### HTB3

Nouvelle structure	<b>a2 (€/kW)</b>	<b>b (€/kW)</b>	<b>c</b>
	5,10	16,98	0,91

### HTB2

Nouvelle structure			d (c€/kWh)				
	a2 (€/kW/an)		PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
MU	8,30		0,50	0,43	0,33	0,33	0,25
LU	13,57		0,35	0,30	0,23	0,22	0,16
TLU	16,79		0,28	0,24	0,18	0,17	0,12
<b>Coefficients de puissance réduite</b>							
MU			100%	87%	72%	56%	22%
LU			100%	87%	72%	56%	22%
TLU			100%	87%	73%	56%	22%

### HTB1

Nouvelle structure			d (c€/kWh)				
	a2 (€/kW/an)		PTE	HPH	HCH	HPE	HCE
MU	14,26		1,09	0,92	0,70	0,66	0,50
LU	18,78		0,99	0,83	0,63	0,57	0,41
TLU	25,16		0,85	0,71	0,53	0,47	0,32
<b>Coefficients de puissance réduite</b>							
MU			100%	85%	70%	53%	21%
LU			100%	86%	70%	53%	21%
TLU			100%	86%	71%	54%	21%

Les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite à prendre en compte sont identiques à celles définies dans la délibération de la CRE du 12 mai 2011.

## Annexe 2 - Grilles de la version projet de la composante de soutirage du tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

### HTA

Nouvelle structure	<b>Tarif BASE HTA</b>	a2 (€/kW)	b (€/kW)	c
	Concave	21,18	77,58	0,68

Nouvelle structure	<b>TARIF HTA DT5</b>	d (c€/kWh)				
	a2 (€/kW/an)	HHPP	HPH	HCH	HPE	HCE
	9,04	2,90	2,47	1,41	1,23	0,80
	k	100%	92%	55%	40%	12%

Nouvelle structure	<b>TARIF HTA DT8</b>	d (c€/kWh)							
	a2 (€/kW/an)	HHPP	HPH	HPD	HCH	HCD	HPE	HCE	JA
	9,04	2,93	2,65	2,16	1,47	1,12	1,28	0,79	1,00
	k	100%	93%	72%	56%	46%	40%	21%	10%

### BT>36kVA

Nouvelle structure	<b>LU DT5</b>	HHPP	HPH	HCH	HPE	HCE
	a2 (€/kW/an)	d1 (c€/kWh)	d2 (c€/kWh)	d3 (c€/kWh)	d4 (c€/kWh)	d5 (c€/kWh)
	20,56	3,44	3,44	2,31	1,77	1,35
	k	100%	95%	49%	31%	8%

Nouvelle structure	<b>MU DT4</b>		HPH	HCH	HPE	HCE
		a2(€/kW/an)	d1(c€/kWh)	d2(c€/kWh)	d3(c€/kWh)	d4(c€/kWh)
		11,90	4,08	2,92	2,03	1,50

### BT ≤ 36 kVA

Nouvelle structure	<b>CU</b>		a2 (€/kVA)	d (c€/kWh)
		<9	3,41	3,34
		9-18	6,14	3,09
	>18	12,56	2,66	
	<b>MU</b>	<9	5,16	3,13
		9-18	9,59	2,77
		>18	21,14	2,08
<b>LU</b>		54,37	1,27	

Nouvelle structure	<b>MU DT</b>		HP	HC	
		a2 (€/kVA/an)	d1 (c€/kWh)	d2 (c€/kWh)	
		<9	4,14	3,77	2,27
		9-18	7,16	3,49	2,10
	>18	14,00	2,96	1,78	

Les composantes mensuelles de dépassement de puissance souscrite à prendre en compte sont identiques à celles définies dans la délibération de la CRE du 12 mai 2011.

## Annexe 3 - liste des questions posées aux acteurs

### Composante de soutirage du TURPE

- Q1 : Quelle est votre analyse des formes des grilles tarifaires envisagées pour les utilisateurs des domaines de tension HTB3, HTB2 et HTB1?
- Q2 : Selon vous, la définition de trois versions tarifaires pour les tarifs proposés aux utilisateurs des domaines de tension HTB2 et HTB1 est-elle adéquate ?
- Q3 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle un TURPE à pointe mobile fondé sur la pointe de consommation nationale ne serait pas pertinent pour les réseaux ?
- Q4 relative à la question de la gouvernance d'un tarif à pointe mobile : Etes-vous favorable à un TURPE à pointe mobile dont certains jours de pointe seraient décidés localement par le gestionnaire de réseau ? Que pensez-vous d'un transfert de la gouvernance du signal d'activation de la pointe mobile aux gestionnaires de réseaux ? Ce transfert devrait-il être partiel ou total ? Selon vous, quels sont les délais nécessaires à la mise en place de ce dispositif ?
- Q5 : Selon vous, un TURPE à pointe mobile fondée sur les pointes locales devrait-il distinguer plusieurs plages de pointe ?
- Q6 : Selon vous, un tarif de réseau à 4 index permettrait-il aux fournisseurs de proposer des offres attractives au cours de la prochaine période tarifaire ?
- Q7 : Pensez-vous qu'un nouveau découpage des options tarifaires Base BT  $\leq$  36kVA selon le niveau de puissance souscrite serait pertinent pour répondre aux problématiques de la pointe saisonnière ?
- Q8 : L'utilisation des nouveaux profils RES1 et RES11 devrait-elle être complétée par la création de nouveaux profils ?
- Q9 : La création d'un profil ciblant spécifiquement les utilisateurs les plus thermosensibles (chauffage électrique, climatisation...) serait-elle pertinente ?
- Q10 : Pensez-vous qu'une autre solution serait plus appropriée pour traiter la problématique de la thermo-sensibilité de la consommation électrique, et si oui laquelle ?

### Composante d'injection du TURPE

- Q11 : Partagez-vous le constat d'un besoin d'une meilleure coordination entre les investissements de production et les investissements dans les réseaux de transport ?
- Q12: Des trois solutions évoquées laquelle vous semble répondre au mieux à la problématique posée? D'autres solutions vous semblent-elles envisageables ?
- Q13: Si le choix d'un timbre d'injection différencié géographiquement était retenu, quel serait selon vous son périmètre optimal d'application ?
- Q14 : Quels seraient selon vous les critères pertinents à prendre en compte dans la définition des zones tarifaires ?
- Q15 : Comment, selon vous, devrait être fixée la répartition entre part à la puissance et part à l'énergie du tarif à l'injection?
- Q16: Selon vous, l'introduction d'un tarif d'injection serait-elle susceptible d'avoir un effet sur les choix de sites d'implantation de nouvelles unités de production ? Quelle devrait être selon vous l'amplitude de la différenciation tarifaire nécessaire pour rendre un tarif à l'injection différencié géographiquement réellement efficace?
- Q17: Serait-il pertinent de faire évoluer le niveau moyen du timbre d'injection, actuellement de 0,19€/MWh, pour répondre concrètement à la problématique de la localisation des producteurs?
- Q18 : Quel serait selon vous le mécanisme d'évolution le plus approprié pour un éventuel tarif à l'injection différencié géographiquement ?
- Q19 : Selon vous, la mise en place des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables devrait-elle être couplée par l'introduction d'un signal prix, tel que le timbre d'injection, pour les producteurs raccordés sur les réseaux publics de distribution et si oui sur quels principes devrait se fonder ce signal prix ?