

## **CRE/CONSULTATION PUBLIQUE**

### **sur les principes et la structure du tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité**

#### **Observations de l'UNIDEN**

#### **I. Structure tarifaire**

##### **1. Timbre-poste.**

Le décret relatif à la tarification de l'accès au réseau laisse la possibilité à la CRE de pouvoir proposer une tarification de proximité basée sur le principe de la ligne directe.

Dans les cas très peu nombreux où une telle disposition pourrait être appliquée et se justifier économiquement, il importe que les établissements concernés puissent avoir accès à cette tarification.

L'UNIDEN demande donc que la tarification de proximité puisse être accessible aux sites industriels qui en feraient la demande.

##### **2. Timbre d'injection.**

Le réseau public de transport d'énergie électrique est utilisé aussi bien par les consommateurs que les producteurs.

Ces derniers devraient participer à due concurrence aux coûts générés par l'injection (lignes de connexion au RAG, génération de pertes sur les réseaux HTB2 et HTB3, construction des lignes d'interconnexion, investissements relatifs aux renforcements de s interconnexions tels que Vigy-Uchtelfangen, et les transformateurs-déphaseurs de la Praz et Pragnères).

La mutualisation des réserves mobilisables liée à un facteur de baisse de coût ne constitue pas un argument significatif d'autant que le coût de la réserve nationale qui fait l'objet d'une contractualisation entre EDF Production est susceptible d'évoluer de façon considérable eu égard à une potentielle position dominante qui s'exercerait sans aucun contrôle de la puissance publique.

Pour ce qui concerne ce dernier point, l'UNIDEN souhaite que les actifs de ces outils de réserve rapides, majoritairement les STEP, soient transférés à RTE et fassent l'objet d'un taux de rémunération équivalent à l'activité réseau classique.

D'autre part, la France se caractérise par une balance exportation beaucoup plus importante que les autres pays européens et le fait d'exonérer les exportations de participation aux coûts de réseau constituent une aide qui fausse le jeu de la concurrence à l'échelle européenne.

##### **4. Prise en compte des coûts de congestion.**

L'UNIDEN n'est pas favorable à l'introduction d'une modulation géographique. Nous préférons que les actions portent sur la résorption des congestions. Toutefois, il est important que ces congestions ne deviennent pas le prétexte aux opérateurs dominants dans ces régions d'abuser d'un pouvoir de marché qui peut devenir exorbitant.

Il serait donc souhaitable que la CRE, dans le cadre de sa recommandation sur les investissements de réseaux et d'outils de production, puisse agir de façon à limiter le coût des congestions.

Si ces congestions n'étaient pas traitées dans un laps de temps raisonnable, elles pourraient représenter des montants considérables du fait de l'accroissement des consommations d'énergie électrique et de l'absence de signaux politiques de maîtrise de la demande ou de dissuasion d'utilisation telle que le chauffage électrique.

#### 5. Tarifs HTB et HTA de base.

Par rapport à la plupart des autres pays de l'UE, RTE se caractérise par la gestion de niveaux de tension qui n'ont que peu de liens avec des réseaux de transport et de répartition.

En effet, les réseaux de transport se limitent au niveau 380 et 225 kV.

Si les réseaux HTB2 et HTB3 ne sont pas trop affectés par les phénomènes climatiques tels que le chauffage électrique quoique les pertes proportionnelles au carré de l'intensité sont plus importantes en hiver qu'en été avec une valorisation également plus élevée en hiver qu'en été, il n'en est pas de même pour les autres niveaux de tension et plus particulièrement le niveau 63 kV ou 42 kV.

Si le niveau de tension HTB1 de 90 kV peut être considéré comme un réseau de répartition et donc moins sensible aux effets climatiques, ce n'est assurément pas le cas du niveau de tension 63 kV qui s'apparente à un niveau du 20 kV.

Le niveau de tension 20 kV bénéficiant de la tarification temporelle, qui a tout son sens du fait de l'usage intensif du chauffage électrique, il serait tout à fait logique que le niveau 63 kV puisse également bénéficier de cette tarification temporelle.

L'UNIDEN souhaite donc que ce niveau de tension qui s'apparente à un niveau de distribution puisse avoir accès à la tarification temporelle qui constitue une pièce maîtresse aux actions de maîtrise de la demande de l'électricité comme le suggère le projet de loi d'orientation énergétique.

Abandonner le principe de la tarification temporelle serait donner un mauvais signal contraire aux objectifs poursuivis par le PLOE.

Pour ce qui concerne la pondération par le coefficient de foisonnement des puissances souscrites (p7/45), la CRE indique :

*la courbe représentative des coefficients de foisonnement en fonction de la durée d'utilisation est établie désormais sur des valeurs calculées à partir d'observations réelles sur les réseaux (et non sur des valeurs théoriques). Elle présente une concavité nettement plus faible que celle qui avait été déterminée de façon théorique pour le tarif actuel.*

L'UNIDEN constate avec satisfaction une augmentation du coefficient de foisonnement de puissances souscrites.

Toutefois, l'UNIDEN ne peut se satisfaire de conclusions tirées de seules observations générales. Elle souhaite que, pour certains de ses membres telles les entreprises de transport ferroviaire, la CRE puisse étendre ses analyses sur leur profil de consommation et déterminer des coefficients pour une formule adaptée et spécifique. En effet, les principes généraux actuellement proposés ne permettront pas à ces entreprises de percevoir au travers de leur facture le bénéfice de leur propre foisonnement et du foisonnement avec les autres industriels (les appels de puissance de pointe des entreprises ferroviaires sont décalés par rapport aux heures de pointe de la consommation française).

#### 10. Facturation du réactif.

La proposition de la CRE sur le réactif comporte deux types de mesures nouvelles :

- d'une part l'intégration par pas 10 minutes,
- d'autre part des valeurs de tg Phi variables selon les domaines de tension : (0.4 pour HTB3 ; 0.3 pour HTB ; 0.2 pour HTB1 et 0.2 pour HTA).

Cette proposition sur le réactif soulève des problèmes à quatre niveaux : une exception européenne, le coût pour les utilisateurs finals, ses effets techniques non évalués et l'absence de période transitoire de mise en œuvre.

**Exception européenne :**

Cette proposition de tangente phi variable selon les domaines de tension (0.4 pour HTB3 ; 0.3 pour HTB ; 0.2 pour HTB1 et HTA) serait à notre connaissance une première dans l'UE.

Les pays européens les plus exigeants qui ont donc les valeurs les plus faibles de tangente phi sont restées au seuil de tangente phi = 0,329 qui correspond à un cosinus phi de 0,95.

Les niveaux de pénalités sur le réactif sont très différents selon les pays avec des exonérations segmentées qui concourent à rendre la comparaison globale des impositions très difficile.

**Surcoût Prévisible pour les consommateurs :**

L'analyse de cette proposition de la CRE est rendue très difficile en raison de sa présentation en «coquille vide». Des simulations réalisées en terme d'impact financier de cette seule mesure sur le réactif si tout le tarif restait strictement identique à l'actuel montrent néanmoins:

Les calculs ont été réalisés en prenant en compte les consommations enregistrées sur les deux derniers hivers et sur la base de 15 sites consommateurs sans prise en compte de l'impact aggravant du comptage du réactif en points 10 minutes.

Pour les clients raccordés en 225 kV, le passage de la tangente phi de 0.4 à 0.3 entraînerait une augmentation de la facture du transport pouvant aller jusqu'à 6% ;

Pour les clients raccordés en 90 et 63 kV, l'écart pourrait aller jusqu'à +8 % ;

Pour les clients en HTA, le coût supplémentaire dépasserait + 8 %.

Globalement, le surcoût est estimé à 2 Millions d'€ pour les 15 sites étudiés sans prendre en compte l'effet additionnel de l'échantillonnage en points 10 minutes.

Par ailleurs, si une telle mesure était appliquée et lorsque la fourniture du réactif mesuré au point de livraison de l'utilisateur dépasse largement le seuil tarifé, il faudrait envisager une rémunération des clients qui sur-compensent. Cet excès de compensation profite soit au niveau de tension supérieur soit aux autres clients à proximité. Ce service qui est rendu aux gestionnaires de réseau doit être rétribué au client final au même titre que ses défauts lorsqu'il manque de réactif.

En dernier lieu il est absolument nécessaire de prévoir comme pour les clients finals une imposition des distributeurs de réseau qui selon la loi ne sont pas reconnus comme clients mais consomment néanmoins pour leurs propres besoins du réactif et utilisent le RPT pour alimenter leurs clients.

Effets techniques à préciser:

- Effet pervers d'une diminution aussi drastique de la tangente phi :

Diminuer la tangente va imposer une augmentation du nombre de condensateurs de compensation, ce qui va avoir tendance à diminuer la fréquence de résonance. Plus la fréquence de résonance est basse, plus le risque de l'exciter augmente. Il y a donc ainsi une augmentation importante du nombre et de la gravité des perturbations électriques des sites industriels.

Pour contrer ce risque il sera nécessaire d'installer des commutateurs à gradins ou des stato-compensateurs pour ajuster la compensation en fonction de la consommation. Ceci rendra très compliqué voir quasi-impossible la maîtrise correcte des fréquences d'accord.

Nous connaissons déjà les difficultés que posent les batteries disposées en filtres d'harmoniques et ces difficultés ne pourront qu'augmenter dès lors que la compensation de réactif s'accroît. Ces risques croissants de perturbation des unités de fabrication en cas de déclenchement se produiront à l'identique chez les gestionnaires qui par contre-coup de l'augmentation de la réactance des clients utilisateurs devront s'équiper de selfs.

Les industriels ont tous massivement investis ces vingt dernières années dans des équipements à vitesse variable. La plupart de ceux qui sont installés aujourd'hui, le sont sans compensation de réactif (inutile pour tangente phi 0,4). Si le seuil est abaissé à 0,2, alors il faudra compenser.

Ce surcoût deviendra vite dissuasif et cet équipement qui a participé à baisser nos pointes de consommations électriques va se transformer en outil à fabriquer des pénalités de réactif...

- Obligations et contraintes des producteurs d'actif à fournir du réactif :

Un point de rédaction de la proposition de la CRE devrait être amendé.

Le paragraphe qui donne les valeurs de réactif ne vise pas les producteurs. Les producteurs historiques ne sont pas contraints par la fourniture de réactif ; cela concerne les installations neuves.

La proposition de la CRE bousculant de manière considérable les seuils qui prévalent jusqu'alors il serait logique qu'un effort symétrique et similaire soit demandé aux producteurs qui n'ont pas d'imposition spécifique sur l'énergie réactive.

Ces derniers bénéficient déjà d'un avantage considérable relatif à la gratuité totale de l'utilisation du réseau de transport de l'électricité ; il conviendrait de les faire participer à l'effort collectif de maîtrise de l'énergie réactive.

- Sérieux doutes d'existence d'étude sérieuse confiée à des experts réseau qui conduirait à asseoir techniquement cette proposition de la CRE.

Aujourd'hui, les clients ont des dispositifs de compensation « spartiates » qui sont enclenchés au début de l'hiver et déclenchés à la fin. Si ces clients doivent augmenter leur capacité de compensation, de sérieux problèmes sont attendus presque partout sur le réseau.

Dans une enquête sur le réactif menée en 2000, EDF avait relevé que les niveaux variaient selon l'activité des clients. Ainsi, pour les clients domestiques, la tangente Phi était inférieure à 0,1. Par ailleurs, certaines dispositions récentes comme l'enfouissement des câbles BT et HTA permettent d'augmenter la compensation naturelle du réseau.

A l'évidence, la densité de clients n'est pas équitablement répartie sur le territoire et par conséquent le réseau n'a pas besoin partout de moyens de compensation supplémentaires.

Il est très vraisemblable que si des besoins supplémentaires de compensation sont ressentis au niveau du réseau alors ils doivent une nouvelle fois être centrés dans les « déserts électriques ».

Avoir les mêmes exigences pour tous les consommateurs en terme de dispositif non discriminatoire est une bonne chose mais ne doit pas se traduire par un gaspillage et une dissémination des moyens de compensation partout en France et notamment dans des zones où elles ne sont absolument pas nécessaires voire néfastes.

L'UNIDEN souhaite que s'applique une règle minimale telle que tangente  $\phi=0,4$  ; il convient de prévoir ensuite une modulation géographique réalisée par les gestionnaires de réseau qui serait mutualisée dans le tarif à chaque niveau de tension (les coûts de compensation HTA seraient inclus en HTA, les coûts de compensation HTB1....).

L'UNIDEN demande qu'une étude des gestionnaires de Réseau soit lancée et/ou rendue publique afin :

- 1) d'identifier les zones où des capacités de réactif sont nécessaires,
- 2) de déterminer dans ces zones identifiées la meilleure solution de compensation en terme technico-économique,
- 3) de hiérarchiser ces besoins identifiés afin de planifier les investissements nécessaires dans les zones les plus à risques.

### **Absence de période d'adaptation**

La dernière modification de seuil de tangente phi datait des années 1986 –1987 où celui-ci était passé de la valeur de 0,6 à 0,4. A l'époque, un délai de 18 à 24 mois avait été accordé aux industriels pour mettre leur installation en conformité avec les nouveaux seuils.

Ce délai avait été accordé non seulement car il correspondait au temps d'étude et de réalisation sur les sites mais également au temps nécessaire aux industriels du secteur électrique pour mettre en production la quantité astronomique de batteries de condensateur.

A cette même époque, EDF démarchait les grands industriels consommateurs pour centraliser et mutualiser les investissements en batteries via des conventions bipartites. L'industriel participait à l'investissement commun sur le réseau au meilleur endroit déterminé par EDF permettant ainsi de résoudre la congestion sur le réseau au meilleur coût technico-économique.

## II – Dispositions spécifiques

### 1. Utilisateurs disposant de plusieurs points de connexion.

Antérieurement à l'année 2000, certains industriels, dans le cadre des tarifs intégrés, avaient contracté avec EDF des contrats généraux.

A la suite du passage à l'éligibilité et en application de la loi de février 2000 suivie du décret de juillet 2002, le nombre de ces contrats ont été multiplié par dix et ont entraîné une augmentation des puissances souscrites globale, du fait de la perte de foisonnement, avec pour conséquence un impact financier annuel très important.

Nous défendons l'idée que ces sites devraient bénéficier du foisonnement des puissances souscrites.

Sur ce dernier point, le document présenté dans cette consultation publique reconduit quasiment à l'identique les règles précédentes.

Redevance de regroupement (p14, p15 et p38/45).

Tout en notant l'évolution de la formule de calcul de la redevance de regroupement, l'UNIDEN considère que, pour certains de ses membres telles les entreprises de transport ferroviaire pour lesquelles le regroupement contractuel de leurs points de raccordement pourrait alléger un coût moyen du transport d'électricité particulièrement élevé, la nouvelle formule, avec une valeur forte du coefficient « k » (voir page 16/45), ne répondra absolument pas à leurs attentes.

D'autre part, le calcul de la redevance du regroupement s'appuie encore sur la notion de longueur du réseau électrique existant permettant physiquement le regroupement. Cette prise en compte de la distance ne semble pas cohérente avec le principe de base qui fonde la tarification d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, à savoir une tarification de type timbre-poste, indépendante de la distance.

### 3. Utilisations ponctuelles.

Il serait souhaitable d'introduire un élément tarifaire pour une sous-utilisation ponctuelle, permettant de prendre en compte la « restitution » de puissance lors des arrêts pour maintenance de longue durée.

En effet, beaucoup d'industriels procèdent régulièrement, lors d'activités en continu, à des arrêts longs pour maintenance des installations et libèrent ainsi de la capacité sur le réseau. Ils devraient pouvoir pour ces périodes souscrire une puissance réduite.

La possibilité dépassements ponctuels de puissance à un tarif spécifique (Section 7 du décret du 19 juillet 2002) ne permet pas de répondre à des besoins particuliers des industriels, notamment pour les opérations de maintenance de turbo-alternateurs.

Ces opérations de courtes durées (3 à 6 semaines) peuvent se dérouler tout au long de l'année, en particulier du fait des problèmes de disponibilités des sociétés spécialisées pour la maintenance des turboalternateurs.

Aussi, la reconduction de tarif spécifique pour l'utilisation ponctuelle du réseau, envisagée par la CRE devrait intégrer ces caractéristiques de périodes et de durées afin de mieux correspondre aux contraintes industrielles.

### 4. Dispositifs applicables aux gestionnaires de réseaux publics de distribution.

Les distributeurs ne devraient pas bénéficier de dispositions relatives à leur spécificité technique ou alors certaines dispositions devraient être étendues aux consommateurs industriels. Ainsi, nous devrions bénéficier de la disposition relative aux bornes-postes équivalente à celle qui prévaut pour les distributeurs raccordés directement dans un poste de transformation public.

Les distributeurs bénéficient de l'écrêtement de la puissance souscrite en cas de froid rigoureux ; cette disposition pourrait être également adoptée pour les industriels qui ont choisi comme vecteur énergétique l'électricité (séchage, pompe à chaleur,...). Pourquoi l'enrichissement sans cause serait-il lié aux dépassements des seuls distributeurs.

La CRE indique que les recettes liées à la facturation des dépassements de puissance pourraient constituer des recettes non justifiées par les coûts.

Il est symptomatique de constater que RTE indique dans son communiqué de presse du 16 mars 2004 une progression (et non un montant global) des recettes relatives aux dépassements de puissance de 80 M€ alors que la plupart des distributeurs sont encore au tarif de cession.

Il peut être ainsi convenable d'indiquer que le calage du montant des dépassements est en cause et qu'il est nul besoin de décréter des journées de grand froid ou alors faudrait-il proposer également des journées de canicule ou de grande activité industrielle ou de départ en vacances.



### III - Niveau tarifaire.

En l'absence de la totalité valeurs numériques fixant les nouvelles règles tarifaires, nous considérons que la consultation publique est très parcellaire et que notre réponse correspond à une contribution provisoire.

#### Taux de rémunération.

Le niveau de rémunération de l'opérateur devrait être variable selon la formule OAT 10 ans + marge liée au faible risque d'une activité en monopole.

En conséquence, le taux proposé aujourd'hui par la CRE de 6,5 % nominal avant impôt est trop élevé eu égard à l'évolution actuelle des marchés financiers.

D'autre part, à la lumière des résultats de RTE de 2003, on s'aperçoit que la rentabilité économique se situe à 7,1 % mais que RTE la corrige des aléas climatiques pour faire apparaître une valeur de 6,2 % beaucoup plus conforme à la proposition de la CRE.

Nous considérons qu'il n'y a pas lieu d'introduire de corrections relatives aux aléas climatiques ; en conséquence le niveau de la tarification actuelle est trop élevée eu égard d'une part à l'atteinte d'un objectif bien supérieur à celui de la CRE et d'autre part à un taux nominal trop élevé dans les circonstances actuelles.

#### Pertes du réseau.

Indéniablement, RTE constitue le premier acheteur du marché et le plus identifiable et les appels d'offres de RTE perturbent le marché. Effectivement, les fournisseurs et traders utilisent des pratiques opportunistes pour maximiser les profits. Chaque information a une valeur intrinsèque.

Dès lors que RTE lance un appel d'offres public avec une stratégie d'achat publique, l'information donnée au marché représente beaucoup de valeur.

RTE sera donc nécessairement perdant au profit des traders et des fournisseurs.

Ce point n'a toutefois peu d'importance pour le gestionnaire du réseau de transport puisque ces coûts seront intégralement pris en charge par les utilisateurs du réseau, en l'occurrence les seuls consommateurs selon la proposition de la CRE.

L'UNIDEN propose donc que les fournisseurs injectent dans le réseau un pourcentage d'énergie supplémentaire lié aux pertes de RTE. Ainsi, le volume très significatif des pertes par RTE ne sera pas acheté par le seul RTE en quelques opérations mais lors de chaque négociation commerciale entre fournisseur et consommateur.

Si un tel système apparaît difficile à mettre en œuvre, nous proposons que les pertes soient achetées par chaque consommateur en augmentant virtuellement l'énergie réellement comptée.

#### Services du système.

Il est indiqué en page 23/45 : pour le réglage de la tension, la rémunération est liée aux coûts engendrés par le surdimensionnement des alternateurs et des transformateurs requis pour la fourniture de ce service ainsi qu'aux surcoûts de maintenance et de pertes liés à la participation au réglage.

A notre connaissance, les alternateurs et transformateurs requis pour la fourniture du système sont amortis depuis de longues années ; dans ce contexte, le service correspondant devrait être facturé à un très faible niveau.

## Projet de règles tarifaires

### § 1-7 Domaine de tension.

La CRE propose une nouvelle définition de seuils en introduisant le seuil HTA2 ( $40 \text{ kV} < U_n < 50 \text{ kV}$ ) alors que ce seuil de tension était jusqu'à présent considéré comme faisant partie intégrante du niveau HTB (jugement de la CRE PEMA...).

Le niveau de tension précité concerne moins de 10 sites industriels situés en Savoie dans les vallées de la Maurienne et de la Tarentaise ainsi qu'un site.....

Créer une grille pour ces seuls sites et pour une classe de tension en voie d'extinction ne constitue pas nécessairement une solution sauf à considérer que le niveau tarifaire de HTA2 devrait être équivalent à celui du niveau de HTB.



Dans le cas contraire, il faudrait tenir compte que ces réseaux construits pour la plupart avant-guerre sont complètement amortis et ils génèrent pour les sites industriels en question un surcoût dès lors qu'il s'agit de commander des transformateurs spécifiques.

Autre solution, imposer à RTE de délivrer une tension normalisée (i.e. 63 kV) à charge pour le gestionnaire de réseau de prendre à sa charge tous les coûts induits par ce nouveau plan de tension.

Pour une question d'optimum économique pour l'ensemble des acteurs concernés, l'UNIDEN souhaite donc que les sites concernés puissent bénéficier de la tarification HTB1.