

Michèle Bellon

Président du Directoire

Monsieur Philippe de LADOUCETTE
Président de la CRE
15 rue Pasquier
75379 PARIS Cédex 08

Paris La Défense, le 8 août 2013

Monsieur Le Président,

Je vous prie de bien vouloir trouver jointe à ce courrier la réponse d'ERDF à la consultation publique du 9 juillet 2013 relative aux quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4).

Ainsi que j'ai eu l'occasion de vous le présenter lors de l'audition du 24 juillet, la période qui s'ouvre est essentielle pour les réseaux de distribution.

L'accueil des énergies renouvelables, le développement des véhicules électriques, l'attente légitime d'un haut niveau de qualité d'acheminement, ou encore la modernisation des réseaux, nécessitent, pour une transition énergétique réussie, que les gestionnaires de réseau disposent des moyens nécessaires et d'un cadre de régulation solide.

ERDF partage donc les objectifs poursuivis par la Commission que vous présidez : disposer d'un cadre tarifaire stable, lisible, incitatif à l'investissement et homogène aux pratiques européennes. Il doit également prendre en compte les spécificités de la distribution publique d'électricité française.

La méthode proposée par ERDF répond à mon sens à cette ambition en définissant deux bases d'actifs régulées en fonction de l'origine réelle du financement et en leur appliquant des taux de rémunération adaptés.

Elle s'inscrit également en continuité avec la rémunération que laissaient raisonnablement espérer les périodes tarifaires précédentes. Cette continuité est essentielle pour tout investisseur, car elle constitue un signal fort de stabilité et donc d'incitation à investir. Enfin, l'apurement du passé est indispensable pour garantir la robustesse de la méthode en assurant une cohérence entre les périodes tarifaires successives.

La « *méthode alternative* » exposée dans la consultation, ne me semble, quant à elle, pas répondre aux objectifs que nous partageons. Complexe, elle s'éloigne d'une rémunération assise sur la seule valeur des actifs, retenue aujourd'hui par la quasi-totalité des régulateurs européens. En outre, cette proposition fait abstraction des méthodes tarifaires passées.

Enfin, ERDF tient à souligner que des évolutions a minima réglementaires semblent nécessaires pour rendre viables les méthodes présentées, ainsi que nous avons pu l'exposer lors de notre audition.

Espérant que ces éléments permettront d'enrichir et d'améliorer le contenu des dispositifs de régulation envisagés pour la période à venir, je vous prie d'agréer, Monsieur le Président, l'expression de toute ma considération.

Bien cordialement

M. J. Belk

Réponse à la consultation publique du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Table des matières

Avant-propos	2
A. Méthodologie de calcul des charges de capital.....	3
1. Les objectifs poursuivis par la CRE	3
2. Méthodologie de calcul des charges de capital	4
2.1. Méthode demandée par ERDF.....	4
2.2. Méthode alternative	8
B. Charges à couvrir par les tarifs.....	12
C. Structure tarifaire	13
D. Annexe 2 - projet de règles tarifaires.....	14

Avant-propos

A l'heure où les investissements nécessaires au réseau sont élevés, où l'évolution des technologies conduit à une convergence de l'électrotechnique, des télécommunications et de l'informatique, le tarif doit favoriser l'émergence d'une économie durablement dé-carbonée.

La consultation publique concerne pour l'essentiel la méthode de détermination des charges de capital.

Celle-ci est un élément essentiel pour la stabilité et la lisibilité des activités de la distribution.

Tout d'abord, ERDF tient à rappeler, comme elle l'a fait lors des précédentes consultations, les principes généraux qui doivent guider, selon elle, la détermination du tarif de distribution d'électricité :

- les signaux tarifaires doivent être stables dans la durée (au-delà d'une période tarifaire) pour donner de la visibilité aux utilisateurs, aux gestionnaires de réseau et aux investisseurs ;
- le reflet des coûts dans le tarif et leur juste attribution aux utilisateurs qui en sont responsables permet de garantir à la fois l'efficacité économique et l'équité de traitement ;
- l'allocation optimale des moyens octroyés aux différents acteurs du système doit être recherchée ;
- la régulation incitative doit être un levier de performance maîtrisable, et utile au consommateur ;
- les objectifs à atteindre doivent être cohérents avec les ressources allouées : la qualité du service public dépend également des moyens alloués ;
- un soutien aux efforts de recherche et développement doit être apporté pour répondre aux nouveaux défis (l'accueil des EnR, Linky, les Smart-Grids, les véhicules électriques, l'actionnement de flexibilités sur la demande et donc l'analyse approfondie des données de consommation).

Ensuite, l'entreprise publique tient à faire part de remarques générales au régulateur.

Si des échanges réguliers avec les services de la CRE ont permis de partager la compréhension des différentes facettes du service public de la distribution et des schémas envisageables pour élaborer une nouvelle méthodologie tarifaire, ERDF n'a eu que peu de visibilité sur la consultation et n'a disposé que de quelques jours pour transmettre ces éléments à la CRE. Ceci explique notamment les différences de présentation entre les deux méthodes exposées¹.

D'autre part, cette consultation s'inscrit d'emblée, dès son introduction, dans la lignée de la décision du conseil d'Etat annulant TURPE 3. La CRE se sent donc tenue par cette décision. Dans ce cadre, ni le scénario proposé par ERDF, ni le scénario alternatif ne semblent envisageables à droit constant.

En effet, concernant la méthode ERDF, le taux de rémunération des charges de capital est fixé, non pas en fonction des coûts comptables, mais des coûts économiques. Quant au scénario alternatif, il s'éloigne de la prise en compte des seuls coûts comptables (marge, capitaux propres régulés).

Ainsi, si le régulateur estime que l'arrêt du conseil d'Etat doit être pris en compte malgré l'évolution du droit intervenue depuis, les deux méthodes semblent nécessiter, a minima, des modifications réglementaires, ce dont la CRE ne fait pas état.

¹ Réponse d'ERDF le 5 juillet 2013 pour une demande de la CRE du 27 juin.

A. Méthodologie de calcul des charges de capital

1. Les objectifs poursuivis par la CRE

Q1 : Partagez-vous l'analyse qui précède sur l'augmentation des besoins d'investissement ?

ERDF partage le constat de nécessaire hausse des besoins d'investissements sur le réseau de distribution.

Les besoins d'investissements sur le réseau ont d'ailleurs été récemment exposés par la Cour des Comptes dans son rapport public de 2013. Ils « *augmenteront dans les années à venir pour maintenir le niveau de qualité de l'électricité (temps de coupure moyen en hausse entre 2000 et 2010) et moderniser le réseau (raccordement des énergies renouvelables et mise en place d'un compteur communicant).* »

La Cour ajoutait également que la maîtrise d'ouvrage était partagée avec les concédants : *"Les investissements annuels d'ERDF représentent environ 3 Md€, tandis que les autorités concédantes investissent un peu moins de 1 Md€ par an. [...] L'absence de pilote unique et la multiplicité des maîtrises d'ouvrage dans les zones relevant du régime d'électrification rurale nuisent à la cohérence des actions menées, et peuvent conduire à privilégier des travaux moins prioritaires pour la sécurisation du réseau."*

A cet égard, il est dommage que le régulateur ne fasse pas état de l'ensemble des investissements réalisés sur le réseau, par les différents gestionnaires de réseau et les concédants. Il pourrait par ailleurs poser la question de la régulation de cet ensemble, sujet abordé par la Cour des Comptes.

Concernant les seuls investissements d'ERDF, l'entreprise publique a présenté au régulateur une trajectoire en hausse pour répondre aux enjeux à venir. Si la priorité est en effet donnée aux réseaux HTA (plan aléas climatiques et prolongation de la durée de vie des ouvrages), les efforts devront également porter ces prochaines années sur les postes-sources, notamment dans les grandes agglomérations, les réseaux souterrains avec la poursuite du renouvellement des câbles les plus vétustes (CPI) et, dans une moindre mesure, sur les réseaux souterrains BT, pour lesquels des points de fragilité peuvent être constatés.

Par ailleurs, il convient de rappeler que des incertitudes existent sur les niveaux d'investissements prévus pour les raccordements consommateurs, liés à l'évolution de la situation économique, et des producteurs, fonction des décisions qui seront prises à l'issue du débat national sur la transition énergétique.

Enfin, il est d'autant plus important de disposer d'un cadre réglementaire lisible, stable et incitatif, homogène aux pratiques européennes, rassurant les investisseurs et que ces principes perdurent au-delà de la période TURPE 4. A cet égard, il est paradoxal d'envisager une méthode en rupture avec les approches économiques au moment même où le niveau d'investissement sur les réseaux côté opérateur public a rejoint les niveaux les plus élevés en la matière atteints en 1992.

Q2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité que la rémunération marginale incite à investir ?

Etant donnée la durée de vie des actifs (plus de 30 ans en moyenne) et la durée des périodes tarifaires (environ 4 ans) :

- la majorité des charges de capital d'une période tarifaire n'est pas liée aux investissements réalisés durant cette période, mais à ceux réalisés dans le passé ;
- la majorité des charges de capital liées aux investissements réalisés lors d'une période ne sont pas payées par les utilisateurs dans cette période tarifaire, mais dans les suivantes.

Ainsi, c'est avant tout la persistance, à travers plusieurs périodes tarifaires, de règles de calcul des charges capital claires, transparentes, lisibles et s'appuyant sur des paramètres objectifs, qui garantit à l'investisseur une rémunération dans la durée et l'incite à investir.

A cet égard, la proposition d'une rémunération marginale ne saurait masquer une rémunération moyenne faible et peu incitative en réalité, en deçà de l'espérance de rémunération découlant des périodes tarifaires passées (cf. question 14).

Q3 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'absence d'incitation à investir dans la méthode de couverture des charges de capital du TURPE 3 HTA/BT ?

ERDF partage l'analyse de la CRE sur l'absence d'incitation à investir dans la méthode du TURPE3 HTA/BT rétroactif. En effet, celle-ci se base uniquement sur les éléments figurant au passif de l'opérateur, indépendamment des investissements réalisés.

Ainsi que la CRE l'a indiqué lors de la consultation publique du 5 février 2013 : *« s'agissant de l'élaboration de la nouvelle version du TURPE 3 HTA/BT, destinée à s'appliquer rétroactivement à la période du 1er août 2009 au 31 juillet 2013, de retenir une approche fondée sur la couverture ex post de la totalité des charges comptables engagées par ERDF augmentée de la rémunération des capitaux propres. Cette approche est conforme aux conclusions du rapporteur public, qui souligne que la méthode comptable peut être mise en œuvre dans le délai fixé par le Conseil d'Etat en retenant les chiffres réels qui sont, à la date de sa décision, connus pour l'essentiel. Par ailleurs, la CRE estime que dans le cas d'une application rétroactive, les avantages de l'approche généralement retenue par les régulateurs européens (incitations aux investissements et à la maîtrise des coûts) perdent de leur pertinence ».*

Il est ainsi évident qu'une méthode comparable à celle du TURPE 3 HTA/BT rétroactif ne peut être retenue dans le cadre de l'élaboration du TURPE 4. L'approche généralement utilisée par les régulateurs européens retrouve donc toute sa pertinence.

2. Méthodologie de calcul des charges de capital

2.1. Méthode demandée par ERDF

Q4 : Pensez-vous que la segmentation de la BAR fondée essentiellement sur la maîtrise d'ouvrage permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ? Ou pensez-vous qu'il faille retraiter de la BAR l'ensemble des actifs réputés financés par les concédants ?

La segmentation de la BAR entre, d'une part, la proportion qui a été réellement financée par le gestionnaire de réseau et, d'autre part, celle qui a été réellement financée par les autorités concédantes et les tiers, permet d'adopter une approche conforme aux caractéristiques des contrats de concession de distribution électrique (qui confient à ces autorités concédantes une partie de la maîtrise d'ouvrage des biens de la concession et déterminent pour partie le financement).

Cette segmentation permet ainsi de tenir compte des spécificités de la concession en retenant des taux de rémunération différenciés correspondant au financement réel du concessionnaire (un taux de rémunération de 7,25% appliqué à la BAR financée par le concessionnaire) et au risque d'exploitation de la BAR financée par le concédant, à un taux de 1%.

« Retraiter la BAR de l'ensemble des actifs réputés financés par les concédants » tels qu'ils apparaissent dans la comptabilité d'ERDF, serait contradictoire avec des traitements tarifaires passés et entraînerait la non-couverture de certaines charges de capital.

La comptabilité d'ERDF reflète en effet ses engagements vis-à-vis des concédants, tels qu'ils résultent des contrats de concessions, renouvelés concession par concession à un rythme bien plus lent que les périodes tarifaires. Les méthodologies tarifaires successives ont pris en compte les spécificités concessives de manières variées, en s'écartant, dans certains cas, de la comptabilité.

La seule lecture de la comptabilité ne saurait donc renseigner sur les charges de capital déjà payées ou à payer dans le futur par les utilisateurs du réseau de distribution. L'analyse des méthodologies tarifaires passées et leur prise en compte est indispensable.

A titre d'exemple, durant la période TURPE 2, des déductions tarifaires égales au montant des actifs remis par les concédants et les tiers ont été effectuées afin de faire supporter économiquement l'investissement à ERDF (par un moindre chiffre d'affaires). En contrepartie, ces actifs intégraient la BAR, afin qu'ils soient rémunérés sur l'ensemble de leur durée de vie et que leurs amortissements soient aussi couverts dans la durée.

Ces actifs sont pourtant « *réputés financés par les concédants* » dans la comptabilité. Si la BAR était « *retraîtée* » aujourd'hui de ces actifs aux motifs qu'ils sont « *réputés financés par les concédants* » dans la comptabilité et sans qu'une prise en compte des déductions tarifaires passées ne soit effectuée, les charges de capital correspondantes ne seraient jamais payées par les utilisateurs.

De même, durant la période TURPE2, les dotations à la provision pour renouvellement n'étaient pas couvertes par le TURPE, elles étaient pour autant inscrites dans la comptabilité, conformément aux engagements de la plupart des contrats de concessions. Ainsi, une partie du financement « *réputé par le concédant* » a été en réalité effectué par ERDF : a minima, la quote-part de la provision pour renouvellement dotée durant la période TURPE2 et filée depuis. En conséquence, si la BAR concédant intégrait ces actifs comme « *financés par les concédants* », il n'y aurait pas de prise en compte de l'absence de couverture tarifaire. Finalement, les charges de capital correspondantes ne seraient jamais payées par les utilisateurs.

ERDF considère donc qu'il ne faut pas retraiter de la BAR l'ensemble des actifs « *réputés* » financés par les concédants.

Q5 : Pensez-vous que l'utilisation du CMPC normatif appliqué à la BAR définie par ERDF au paragraphe 2 de sa demande permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Dans le modèle proposé par ERDF, la spécificité du service public de la distribution, c'est-à-dire l'effort d'investissement partagé entre gestionnaires de réseau, collectivités locales et tiers, est prise en compte dans la définition des deux bases d'actifs : celle financée par ERDF et celle financée par les concédants et les tiers.

Une fois cette distinction opérée, le taux appliqué à la BAR constituée des actifs financés par ERDF doit donc représenter, ainsi que l'expose la CRE dans sa consultation, le « *rendement qu'il serait possible d'obtenir, à niveau de risque équivalent, en affectant différemment les ressources financières* ».

L'entreprise publique partage donc le constat selon lequel, « *on peut ainsi définir un coût d'opportunité du capital comme le taux en deçà duquel un investisseur considère qu'il n'a pas intérêt à affecter ses ressources au projet considéré* » (paragraphe 1.3.2 de la consultation).

L'utilisation d'un CMPC normatif sur la seule BAR financée par ERDF, s'inscrit donc dans une logique de « *gestionnaire de réseau efficace* » (article L. 341-2 du Code de l'énergie) et est compatible avec la prise en compte des spécificités concessives, en conformité avec le partage de l'effort d'investissement prévu par les contrats de concession.

De la même façon, l'entreprise publique relève que la CRE envisage de couvrir les charges opérationnelles normatives d'un « *gestionnaire de réseau efficace* » accompagné d'une régulation incitative, et non les charges opérationnelles telles qu'elles apparaîtraient dans la comptabilité, dans le cas où ERDF ne ferait pas preuve d'efficacité.

Le taux appliqué à la BAR financée par les concédants est quant à lui plus faible afin de tenir compte du seul risque d'exploitation sur ces biens (cf. question 6).

L'application des deux taux aux deux bases d'actifs, conduit ainsi à une rémunération moyenne de l'ensemble des actifs de 5,2%, inférieure au taux de 7,25% que pourrait raisonnablement espérer un gestionnaire de réseau qui aurait financé l'intégralité des actifs gérés.

De plus, il convient de rappeler qu'ERDF ne demande la couverture que des amortissements des biens financés par l'entreprise publique et non la totalité.

Cette méthode tarifaire prend ainsi en compte la spécificité concessive par la définition des deux BAR et des taux qui s'y appliquent, mais aussi par le périmètre des amortissements couverts.

La spécificité concessive est donc sans conteste prise en compte et de manière cohérente par la méthode de calcul des charges de capital proposée par ERDF.

Pour autant, cette méthode, tout comme la méthode alternative, ne peut être retenue à droit constant dans la mesure où l'article 2 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 renvoie à la prise en compte de la « *comptabilité générale des opérateurs* ».

Q6 : Que pensez-vous, dans le cadre d'une telle approche, de la « rémunération du risque d'exploitation » définie par ERDF au paragraphe 5 de sa demande ? Quelle est votre appréciation sur le niveau de cette rémunération ?

Du fait du partage de l'effort d'investissement entre gestionnaires de réseau, collectivités locales et tiers, ERDF n'a pas financé certains actifs qu'elle exploite. Cependant, en tant que concessionnaire, le gestionnaire du réseau public de distribution est le seul responsable, dans le cadre de la délégation du service public de la distribution, de la gestion et de l'exploitation du réseau, en particulier de la continuité et de la qualité de la desserte. **L'entreprise publique supporte, à ce titre, des risques sur les actifs qu'elle n'a pas financés.**

Ils se traduisent notamment par le nécessaire maintien de liquidités afin d'être en mesure de faire face aux besoins de renouvellement anticipé des actifs liés à un aléa climatique majeur, les dépenses opérationnelles non prévues initialement par le tarif, ou la possibilité de malus découlant de la régulation incitative.

Ainsi, un cabinet d'économistes a fourni, à la demande d'ERDF, des éléments complémentaires sur la rémunération des actifs non financés par ERDF qui confirment l'existence de situations comparables en Allemagne et en Grande-Bretagne, avec des taux supérieurs.

En voici la synthèse : « Nous avons soutenu que l'allocation supplémentaire pour couvrir les risques d'exploitation et régulateur sur les actifs qu'ERDF opère, mais ne possède pas, est nécessaire afin de permettre à ERDF de couvrir ses coûts et son exposition au risque. Nous avons également montré que cette rémunération est une pratique courante dans d'autres secteurs régulés. Sur la base des conclusions ci-dessus, la marge d'exploitation dans l'approche ERDF de 1% sur des actifs gérés mais non détenus par ERDF semble raisonnable »

Q7: Que pensez-vous de l'indication d'ERDF selon laquelle les provisions pour renouvellement ne sont pas couvertes dans cette méthode ?

La couverture tarifaire des dotations à la provision pour renouvellement correspondrait à une logique de préfinancement : les consommateurs paieraient aujourd'hui le prochain renouvellement de l'actif. Cette approche est différente des méthodologies reposant sur une base d'actifs régulée, retenues par la majorité des régulateurs en Europe dans différents secteurs, dans lesquelles les actifs sont financés initialement par les opérateurs. Ces méthodologies garantissent aux utilisateurs de ne payer que pour « *le service rendu* ». A cet égard, ERDF rappelle que l'article 14 du règlement n°714/2009 fait référence aux « *coûts effectivement engagés* », qui correspondent au service dont les utilisateurs bénéficient réellement, et non des engagements de renouvellements futurs inscrits en comptabilité.

La logique est identique pour la couverture tarifaire des dotations aux amortissements du financement concédant.

L'approche proposée par ERDF conduit à s'écarter des seuls enregistrements comptables, qui relèvent de l'entreprise et traduisent l'engagement du concessionnaire vis-à-vis des concédants. Elle permet de se

focaliser sur la valeur des actifs, et par conséquent d'éviter une adhérence trop forte aux pratiques comptables des opérateurs, au profit d'une approche plus économique.

Q8 : Le retraitement tarifaire proposé par ERDF est lié pour une large part à une restitution des dotations aux provisions pour renouvellement et à l'amortissement du financement des concédants des tarifs antérieurs. Que pensez-vous de ces « traitements tarifaires passés » ?

Du fait du décalage entre la durée d'une période tarifaire, environ 4 ans, et la durée de vie des ouvrages, plus de 30 ans en moyenne, les charges de capital liées à un actif sont payées par les utilisateurs sur plusieurs périodes tarifaires. En conséquence, pour s'assurer que chaque charge de capital sera bien payée une et une seule fois par les utilisateurs, les évolutions de méthodologie de calcul des charges de capital ne peuvent s'abstraire de celles retenues antérieurement.

La méthodologie de calcul des charges de capital proposée par ERDF ne couvre ni les dotations aux amortissements du financement concédant, ni les dotations à la provision pour renouvellement (cf. question 7). Il convient donc de rendre aux utilisateurs la part des stocks d'amortissements du financement concédant et de provision pour renouvellement, couverte de janvier 2009 à décembre 2013.

De plus, l'intégration de ces retraitements tarifaires passés constitue un signal économique de stabilité pour l'ensemble des acteurs: si le régulateur est obligé de modifier un élément d'importance, il tient compte du passé.

Le même cabinet d'économistes confirme la nécessité de réaliser les apurements :

«Un système régulateur stable est celui qui est capable d'attirer des investissements efficaces dans le secteur réglementé, tout en adressant aux consommateurs les signaux de coût les plus efficaces.

Selon l'approche alternative proposée, ERDF ne serait pas couvert d'une partie des coûts des investissements passés. Ne pas couvrir ces coûts passés augmentera le risque régulateur et donc le coût du capital. Ces refus de financement pourraient également influencer sur la capacité de financement d'ERDF (et de sa société mère EDF) et donc sa capacité à attirer des capitaux pour de nouveaux investissements.

Nous rappelons l'importance d'un cadre réglementaire stable qui ne revient pas sur les engagements passés, tels que perçus par les investisseurs. En outre, nous avons expliqué que les clients doivent faire face au coût total de la fourniture d'un service, dans la durée, pour assurer un niveau efficace de la consommation. »

Q9 : Avez-vous d'autres remarques sur la méthode proposée par ERDF ?

La méthode ERDF répond aux objectifs poursuivis par la CRE :

- par la définition de deux BAR distinctes auxquelles s'appliquent deux taux différents, elle prend en compte, de manière lisible et simple, la réalité du système français, où l'effort d'investissement est partagé entre gestionnaires de réseau, collectivités locales et tiers ;
- en retenant, pour les actifs effectivement financés par ERDF, un taux de rémunération normatif, elle respecte le principe de couverture des coûts d'un « opérateur efficace » ;
- en tenant compte des traitements tarifaires passés, elle adresse un signal de stabilité à l'ensemble des parties prenantes ;
- en liant le niveau de rémunération à la valeur des actifs et ainsi, en établissant « un lien direct entre rémunération du gestionnaire de réseau et le service rendu à l'utilisateur », elle est incitative à l'investissement et homogène aux pratiques européennes.

La méthode ERDF, tout en tenant compte des spécificités françaises, offre ainsi plus de continuité et de cohérence avec les approches économiques classiques, largement prédominantes dans le secteur des infrastructures, et permet d'assurer une lisibilité certaine.

Par ailleurs, l'entreprise publique rappelle, ainsi qu'elle a eu l'occasion d'en faire part lors de la troisième consultation relative au TURPE 4, de novembre 2012, qu'elle « *estime nécessaire de développer une incitation à la recherche et à l'innovation par l'augmentation de la rémunération des investissements d'avenir, ainsi que cela peut être constaté dans d'autres pays.*

Les activités d'études de matériels, d'expérimentations et de prototypages comportent intrinsèquement des risques bien supérieurs dans leurs réalisations et portent sur des actifs à durée de vie inférieure (NTIC).

Une rémunération de ces actifs supérieure donnerait un signal positif aux différentes parties prenantes que ces opérations de tests et de pré-déploiement ont un caractère stratégique. L'impact sur le niveau du TURPE serait de plus très faible compte tenu des volumes financiers concernés.

Aussi ERDF pense que la mise en œuvre d'un mécanisme réellement incitatif serait un plus, soit sur la base de ce qui est énoncé ci-dessus, à savoir un CMPC plus élevé sur les investissements innovants comme pratiqué dans certains pays, soit en privilégiant un mécanisme plus simple, tel qu'un bonus, fondé par exemple sur un compte rendu annuel du gestionnaire de réseau permettant au régulateur de s'assurer que les montants prévus, en croissance, ont bien été consacrés aux activités de R&D et d'innovation. »

ERDF maintient donc cette demande de CMPC plus élevé ou de bonus, permettant, pour des montants faibles, d'afficher un signal économique d'encouragement, qui devrait bien évidemment pour être crédible avoir vocation à être appliqué de manière durable.

2.2. Méthode alternative

Q10 : Pensez-vous que cette méthode permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

En ne s'appuyant que sur la comptabilité, cette méthode ne permet pas une correcte prise en compte de la réalité des financements effectivement engagés à chaque investissement de renouvellement du réseau.

En effet, la comptabilité d'ERDF reflète les obligations du concessionnaire vis-à-vis de ses concédants telles qu'elles résultent de l'application des contrats de concessions, qui préexistaient au TURPE.

Les méthodologies tarifaires successives ont pris en compte les spécificités concessives de manière variée en s'écartant, dans certains cas, de la comptabilité. Des exemples ont été exposés précédemment en réponse à la question 4.

La seule lecture de la comptabilité ne saurait donc renseigner sur les charges de capital déjà payées ou à payer dans le futur par les utilisateurs du réseau de distribution. Ainsi, en faisant abstraction de la prise en compte des spécificités concessives par les méthodologies retenues dans le passé et en ne s'appuyant que sur la comptabilité, la méthode alternative ne permet donc pas une correcte prise en compte des spécificités concessives à travers les différentes périodes tarifaires.

Comme le souligne le même cabinet, ces apurements non traités s'assimilent à de véritables coûts échoués affectés de manière indue aux gestionnaires de réseau de distribution : « *Dans la méthode alternative, la CRE devrait présenter au moins quelques « apurements » pour permettre à ERDF de couvrir le coût de ses investissements passés. En revanche, la méthode d'ERDF est déjà configurée pour couvrir les coûts des investissements passés.* »

Q11 : Que pensez-vous du principe d'appliquer une marge sur la totalité des actifs gérés par ERDF ? Que pensez-vous du niveau de cette marge ?

ERDF juge qu'il serait plus lisible et transparent de distinguer les actifs suivant leur mode de financement effectif, soit par ERDF soit par les concédants et les tiers, et ensuite appliquer des taux de rémunération différents, reflétant les risques spécifiques à chacune de ces deux catégories.

La CRE soutient que l'approche proposée présente l'avantage d'être homogène à l'approche classique adoptée par les autres régulateurs « ce qui permet de s'appuyer sur des comparables pour fixer le niveau de cette marge et de créer un lien entre le niveau de rémunération et le niveau d'actifs en service (et donc du service rendu à l'utilisateur) ».

L'existence de ce lien n'est pas évidente et la notion de marge « raisonnable » contient une grande part d'appréciation, ce qui en fait une notion fragile.

Q12: Pensez-vous que le calcul des capitaux propres régulés devrait inclure les immobilisations en cours ?

Cette notion de « *capitaux propres régulés* » est complexe et s'éloigne d'une « *approche de tarification reposant sur l'application d'un taux de rémunération à une base d'actifs régulés* » auxquelles ont recours « *la quasi-totalité des régulateurs européens* » comme cela est indiqué au 1.3.3.a de la consultation.

Pour autant, les immobilisations en cours génèrent des risques et un besoin de financement.

Elles doivent être rémunérées comme les autres actifs financés par ERDF, au même taux : à ce titre, elles ont été intégrées dans la BAR ERDF du modèle proposé par ERDF. ERDF avait, avant l'annulation de TURPE3, fait part de sa demande de rémunération des immobilisations en cours.

Par ailleurs, ERDF rappelle que le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, RTE, est rémunéré sur ces immobilisations en cours.

D'autres régulateurs européens, notamment au Royaume-Uni et en Allemagne, reconnaissent les immobilisations en cours des réseaux de distribution comme des actifs à rémunérer.

Pour le cabinet d'économistes : « *Nous avons montré que la rémunération des immobilisations en cours est à la fois soutenue par la littérature économique et est une pratique courante dans de nombreux pays européens.*

En France, la CRE octroie d'ailleurs une rémunération des immobilisations en cours pour les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniers, mais seulement au niveau du coût de la dette (4,6%). Nous comprenons que la CRE permet cette rémunération parce que les investissements dans ces secteurs sont généralement très importants. Toutefois, ne pas rémunérer les immobilisations en cours dans d'autres secteurs régulés ne serait pas cohérent. En effet, retenir la taille des investissements unitaires comme critère de reconnaissance de ces coûts serait arbitraire et, à tout le moins, ne tiendrait pas compte du montant total des coûts (par exemple, de petites quantités peuvent cumulativement avoir un impact important). En fin de compte, l'importance du coût en capital des immobilisations en cours ne peut être déterminé qu'en calculant le total d'investissements prévus, au-delà de 3 milliards € par an, ce coût est susceptible d'être élevé.

Dans tous les cas, le taux de rémunération approprié à appliquer aux immobilisations en cours est le CMPC complet et pas seulement le coût de la dette. »

Q13 : Etes-vous favorable à une couverture explicite ou implicite des dotations aux provisions pour renouvellement ?

Les tarifs doivent « *couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux* » conformément à l'article L341-2 du Code de l'énergie.

La question des dotations aux provisions pour renouvellement ne doit donc pas être posée en termes de couverture « *explicite* » ou « *implicite* », mais de **couverture par anticipation, ou une fois la charge effectivement constatée.**

Ainsi, afin de ne faire payer aux utilisateurs que « les coûts effectivement engagés » (article 14 du règlement n°714/2009) qui correspondent au « service rendu », et non les charges de renouvellements futurs, il est logique de ne faire payer la charge de capital qu'une fois le renouvellement effectué.

Q14 : Pensez-vous que le niveau de rémunération marginale des nouveaux investissements est satisfaisant ?

Ce taux, appliqué à une assiette aussi réduite, n'a guère de signification.

C'est la persistance, à travers plusieurs périodes tarifaires, des règles de calcul des charges capital claires, transparentes, lisibles et s'appuyant sur des paramètres objectifs qui garantit à l'investisseur une rémunération dans la durée et l'incite à investir.

La méthode alternative ne reconnaissant pas les méthodologies tarifaires passées, rien ne garantit les investisseurs que les investissements seront rémunérés à un taux proche de 8,6% au-delà de la période TURPE4. Une rémunération marginale garantie sur une période d'environ 4 ans seulement ne constitue ainsi pas un cadre favorable aux investissements.

De plus, la forte baisse du taux de rémunération « espéré » proche de 7,25% à 2,5% appliquée aux investissements passés n'est pas un bon signal, qui ne saurait être masqué par le principe d'une rémunération marginale.

En faisant abstraction des méthodologies tarifaires passées, la méthode alternative conduit à une rémunération moyenne des actifs de 3,2% et n'est donc pas satisfaisante.

Le cabinet d'économistes confirme : « Le coût du capital devrait être fixé à un niveau qui représente le coût d'opportunité d'immobilisation des capitaux dans des actifs du réseau de distribution. Si le CMPC autorisé est inférieur à ce coût d'opportunité, la CRE (et ERDF) ne seront pas en mesure d'attirer les capitaux nécessaires pour financer le programme d'investissement. »

Q15 : Avez-vous d'autres remarques sur cette méthode ?

La méthode alternative ne répond qu'imparfaitement aux objectifs poursuivis par la CRE et partagés par ERDF.

Au-delà des points déjà soulevés dans la réponse à la question 10, l'entreprise publique considère que :

- la notion complexe de « *capitaux propres régulés* », qui soustrait à des actifs « *réputés financés par ERDF* » des passifs liés aux financements « *réputés* » des concédants et,
- l'application d'une « *marge raisonnable* » à l'ensemble des actifs, indépendamment de leur mode de financement,

ne permettent pas de « *prendre en compte les spécificités des concessions de distribution publique d'électricité* » de manière lisible.

A l'inverse, la méthode, proposée par ERDF, prend en compte ces spécificités plus explicitement en distinguant les actifs suivant leur financement.

ERDF considère également que la méthode alternative ne permet pas de « *créer un cadre tarifaire favorable à l'investissement* » et d'« *assurer la capacité du gestionnaire de réseau à soutenir durablement une trajectoire d'investissement à la hausse* ».

En effet, du fait de l'écart entre la durée d'une période tarifaire (environ 4 ans) et la durée sur laquelle les charges de capital lié à un actif sont payées par les utilisateurs (plus de 30 ans, ordre de grandeur de la durée de vie des ouvrages), le cadre tarifaire ne peut être incitatif que s'il est cohérent avec les cadres

tarifaires précédents. En particulier, un investisseur ne sera prêt à réaliser un nouvel investissement que si les espérances de rémunération sur ses précédents investissements se sont concrétisées.

Comme cela est indiqué au 1.3.1 : *« s'agissant d'investissement sur longue période (typiquement 40 ans), les apporteurs de capitaux que sont les actionnaires et les prêteurs ont besoin de stabilité et de lisibilité. En leur absence, non seulement les prêteurs et les actionnaires seront réticents à apporter de nouvelles ressources financières, mais les actionnaires auront tendance à limiter les investissements de l'entreprise par crainte d'une modification du cadre tarifaire. »*

La méthode alternative, telle qu'elle est présentée, fait abstraction des méthodologies tarifaires précédentes et des espérances de rémunérations qui en découlaient : en particulier la rémunération à un taux proche de 7,25% de l'ensemble de la BAR d'entrée du TURPE 2 des investissements réalisés depuis le 1^{er} janvier 2006 et des remises d'ouvrages en contrepartie des déductions tarifaires.

Cette méthode constituerait une modification profonde du cadre tarifaire dissuadant les investisseurs de réaliser de nouveaux investissements sur le réseau de distribution.

Par ailleurs, si telle qu'elle est présentée, la méthode alternative conduit à un niveau tarifaire relativement proche de la méthode ERDF, une part importante des charges tarifées sont justifiées par l'application d'une « *marge raisonnable* » de 2,5% sur l'ensemble des actifs gérés (cf. Q14). Une révision à la baisse de ce taux se traduirait par une moindre recette tarifaire qui pourrait remettre en cause « *la capacité du gestionnaire de réseau à soutenir durablement une trajectoire d'investissement à la hausse* ».

Par ailleurs, ERDF rappelle que le régulateur avait fait part lors de sa consultation publique pour Turpe 4 en novembre 2012 des principes qui devaient gouverner la mise en œuvre d'un dispositif réglementaire spécifique pour Linky. Le gestionnaire du réseau de distribution, portant « *sa part des risques inhérents à ce projet et à son calendrier* », la CRE avait ainsi déclaré être disposée « *à accueillir favorablement la demande que soit attribuée, sur la durée de vie des compteurs, une prime de rémunération à ce projet* ». Elle avait également déclaré qu'elle était « *disposée à accueillir favorablement la demande de disposer d'un cadre de régulation adapté, assurant une répartition dans le temps de la couverture des coûts, de manière à la faire coïncider avec la période de réalisation des gains attendus du projet* ».

Ainsi qu'ERDF l'avait répondu lors de sa réponse à la consultation de novembre 2012, il conviendra de s'assurer, en complément du taux de rémunération majoré pour les projets innovants, que la régulation incitative soit cohérente avec les leviers de performance effectifs du gestionnaire de réseau, tels que :

- la réalisation du déploiement ;
- l'efficacité du système ;
- la réalisation des gains maîtrisables par l'opérateur.

Pour autant, ce dispositif spécifique doit s'appuyer sur un cadre tarifaire général stable, lisible et incitatif pour investir.

Aussi, ERDF attire l'attention du régulateur sur le fait qu'il devra tenir compte des éventuelles répercussions sur des projets tels que les compteurs intelligents de son choix de méthode de calcul des charges de capital pour la période TURPE 4.

Enfin, cette méthode, tout comme la méthode proposée par ERDF, ne peut être retenue à droit constant. En effet, au-delà de ses nombreuses fragilités économiques, et donc juridiques, elle nécessite une évolution à minima réglementaire du droit applicable.

B. Charges à couvrir par les tarifs

Q 16 : Que pensez-vous des évolutions tarifaires proposées ?

Ces évolutions tarifaires sont construites à partir des charges de capital et des charges d'exploitation. A moyen terme, ouvrir la possibilité d'arbitrages entre investissements et charges d'exploitation sera un pré-requis pour que le gestionnaire de réseau ne soit pas pénalisé dans le développement de solutions optimales pour la collectivité, et notamment pour le développement des réseaux intelligents.

Les charges d'exploitation présentées par ERDF intègrent la poursuite des objectifs de productivité qui incombent à un gestionnaire de réseau efficace, sur un périmètre maîtrisable.

Par ailleurs, comme elle l'a indiqué dans sa réponse à la 2^{ème} consultation publique, « *ERDF, [...] n'est, juridiquement, que concessionnaire des « autorités organisatrices de la distribution. » et constate que les flux financiers vers les collectivités territoriales dépendent largement de critères qui ne relèvent ni du contrôle ni de la régulation du gestionnaire de réseau [...]* ».

Ce constat a également été dressé par la Cour de Comptes dans son rapport public annuel de février 2013 qui a exposé qu' « *en pratique, ERDF ne dispose que d'une faible latitude sur le montant de ces redevances* ».

A ce titre, l'entreprise ne peut ni en prendre la responsabilité, ni supporter le poids de leur maîtrise.

ERDF rappelle donc sa demande d'intégrer ces flux au compte de régulation des charges et des produits, non pour réduire un quelconque risque, mais pour lever toute incompréhension ou conflit en la matière.

Enfin, ERDF est favorable à une première hausse tarifaire au 1^{er} janvier 2014, qui permettrait de refléter au mieux l'évolution des charges à couvrir.

Q17 : Etes-vous favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

En application de l'article L337-6 du Code de l'Energie, une synchronisation au 1^{er} août faciliterait la mise en place de la nouvelle méthodologie de calcul des Tarifs Réglementés de Vente par empilement des coûts.

De plus, compte tenu des assiettes en volume d'énergie sur lesquels s'appliquent les mouvements tarifaires, ERDF considère qu'il serait plus pertinent de réaliser les ajustements des tarifs de distribution d'électricité pendant la période estivale, moins volatile que la période hivernale en termes de volumes.

ERDF est donc favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs transport et distribution, après la hausse au 1^{er} janvier 2014.

ERDF réaffirme l'importance de la hausse du 1^{er} janvier 2014, qui permettra d'assurer la trajectoire des CAPEX dédiés à l'amélioration de la qualité de la distribution d'électricité, au regard des besoins croissants des réseaux HTA (poursuite du plan aléas climatiques), des réseaux souterrains avec le renouvellement des câbles les plus vétustes et des postes sources.

Pour TURPE3, les composantes de soutirage, de comptage et de gestion faisaient l'objet d'ajustements mécaniques annuels. Pour TURPE4, il est proposé d'élargir les composantes ajustées mécaniquement (règle 13). Indépendamment du niveau de l'ajustement, le nombre de paramètres ajustés augmente ainsi que les opérations de contrôle. Ces opérations d'indexation annuelle mobilisent des ressources chez l'ensemble des parties prenantes, et en particulier à ERDF.

La synchronisation avec les ajustements annuels du TURPE-Transport permettrait mieux utiliser ces ressources internes en les mutualisant.

C. Structure tarifaire

ERDF considère que la structure du TURPE HTA/BT doit renforcer les leviers qui permettent aux tarifs de refléter au plus juste les coûts des réseaux de distribution.

Ces leviers sont notamment :

- **une part fixe du tarif plus importante, pour un meilleur reflet de la structure des coûts réseaux;**
- **un signal tarifaire permettant un ajustement de la pointe au niveau local ;**
- **une tarification des injections sur le réseau de distribution afin de couvrir les coûts d'investissement engendrés par les producteurs.**

ERDF souhaite rappeler l'importance du poids de la part fixe dans la composante de soutirage. Comme rappelé par la CRE dans sa consultation publique du 9 juillet 2013, « *le principal service offert par le gestionnaire de réseaux consiste à mettre à la disposition d'un utilisateur, au point de connexion et à tout moment, un niveau de puissance égal à la puissance souscrite.* », la part fixe – puissance souscrite - de la composante de soutirage est centrale pour différentes raisons et principalement car la tarification à la puissance permet d'assurer une couverture des coûts qui dépendent peu de la consommation d'énergie des utilisateurs.

Par ailleurs, conscient des enjeux de flexibilité à moyen et long terme, et afin d'approfondir les conditions de mise en œuvre d'une relance des tarifs à effacement souhaitée par le ministre, ERDF est favorable à ce que la possibilité d'une révision de la structure du tarif en cours de période tarifaire soit prévue.

En outre, ERDF souhaite rappeler qu'une évolution majeure de structure peut conduire à des développements dans les systèmes d'information qui peuvent être lourds pour les distributeurs, mais également pour les fournisseurs.

Il est donc souhaitable de prévoir un délai de prévenance raisonnable pour l'application de telles décisions.

Enfin, ERDF rappelle une position, défendue lors de la consultation publique du 6 mars 2012, l'importance d'engager des réflexions sur les fondamentaux réglementaires (composante d'injection, équilibre part fixe part variable, signal de localisation, périmètre des coûts de raccordement, ...) afin que le TURPE soit en capacité de refléter plus fidèlement le coût de la distribution et de s'intégrer dans une organisation du marché propice aux évolutions de la politique énergétique française : la croissance de la production sur le réseau public de distribution, les nouveaux comportements du type autoconsommation qui ne manqueront pas de se développer dans la prochaine décennie.

Question 18 : Que pensez-vous des évolutions de grilles tarifaires proposées ?

La comparaison avec les grilles de la consultation de novembre montre que la suppression de l'option Moyenne Utilisation Sans Différentiation Temporelle permet effectivement d'orienter certains utilisateurs vers un tarif horosaisonnalisé. Néanmoins, l'une des conséquences directe est la diminution de la part fixe de la composante de soutirage.

ERDF considère que des solutions alternatives existent et pourraient être étudiées, avant de décider de la suppression d'une option tarifaire qui conduit de fait à moins bien refléter les coûts pour les utilisateurs disposant d'un compteur simple index.

D'un point de vue opérationnel, la solution proposée par la CRE concernerait environ quatre millions de clients (ou plus généralement les fournisseurs pour leur compte) et ce dès le 1er janvier 2014. Pour la quasi-totalité des utilisateurs concernés (99,99% comme cela est précisé dans la consultation), le fournisseur, chargé d'optimiser la facture TURPE pour le compte de l'utilisateur, effectue le choix de l'option tarifaire : celui-ci ne peut donc pas être celui d'ERDF.

Des modalités de mise en œuvre transitoires devront être définies : ERDF fera des propositions dans ce sens au régulateur.

Par ailleurs, la CRE indique qu'elle examinera l'opportunité de faire évoluer la structure tarifaire sur la base des nouveaux profils RES1 et RES11.

L'entreprise publique ERDF souhaite rappeler que les profils répondent à des problématiques spécifiques liées à leur utilisation dans le mécanisme national qu'est la reconstitution des flux. Ils n'ont pas pour objectif de traduire finement les caractéristiques de la consommation ou de la production des utilisateurs du réseau de distribution, qui ont des impacts sur les coûts de la distribution que la structure du TURPE doit refléter. Par ailleurs, ERDF signale qu'utiliser le même outil pour répondre aux deux problématiques très différentes, que sont la reconstitution des flux et la structure du TURPE, crée un risque d'interdépendance sur chacune d'entre elles. C'est d'ailleurs pour éviter ces interactions que le cahier des charges de Linky prévoit une double grille de comptage, une avec les index pour le TURPE, une avec les index pour le fournisseur, le profilage pour la reconstitution des flux devant s'appliquer à la grille fournisseur.

D. Annexe 2 - projet de règles tarifaires

Annexe 2 - Partie 14 – dispositions transitoires

En l'absence de précision, un utilisateur du réseau pourrait demander plusieurs changements de formule tarifaire dans les 6 mois, sans que ceci soit fondé. Aussi, ERDF demande que la phrase suivante soit ajoutée à la fin du paragraphe :

« Cette disposition ne peut être activée qu'une seule fois et avec prise d'effet à date de réalisation. »

Annexe 2 - Partie 4 – Composante de comptage

ERDF souhaite rappeler par ailleurs que l'entreprise avait demandé que la mention « et pour chaque contrat d'accès » soit rétablie dans l'annexe 2- Partie 4.

Ainsi qu'elle l'a développé dans sa réponse à la précédente consultation :

- Pour les sites à la fois en injection et en soutirage, les nouvelles Conditions Particulières du contrat CARD-I permettent l'accès au réseau à la fois pour l'injection et pour le soutirage des auxiliaires (une seule composante de gestion et une seule composante de comptage sont donc facturées y compris en maintenant les règles TURPE3) ;
- le nombre de sites à la fois en injection et en soutirage pour lesquels le soutirage n'est pas limité aux auxiliaires est très faible ;
- dans plus de 80% des cas, les producteurs auront physiquement deux ou plusieurs compteurs, ce qui en soi plaide pour un maintien des règles en vigueur, soit une facturation des composantes de comptage (et de gestion) par contrat.