



Consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

REPONSE des autorités concédantes – SDEG 16, SIGERLY et SIPPEREC

Préambule

Il est important de rappeler en préambule trois points :

1. Pour répondre aux exigences du droit en vigueur, le TURPE doit couvrir les coûts effectivement supportés par le distributeur et donc être élaboré selon une méthode comptable
2. Il est extrêmement regrettable que la CRE ne se soit pas attachée, en amont de la consultation, à obtenir une version plus détaillée et transparente de la « méthode ERDF », dont les principaux paramètres sont livrés sans la moindre justification.
3. L'exclusion explicite de Linky de cette consultation ne manque pas d'interroger, surtout étant donné les incertitudes quant à son coût

Les principes juridiques de transparence et de couverture des coûts *effectifs* du distributeur par le TURPE restent inchangés depuis l'adoption du TURPE 3 en 2009

Si les textes communautaires en vigueur à la date de la décision ministérielle du 5 juin 2009 approuvant le TURPE 3 (Directive 2003/54 du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et le règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers) ont, depuis, été abrogés, les dispositions qui les remplacent (Directive 2009/72 du 13 juillet 2009 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et le règlement 714/2009 du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers)¹ consacrent toujours le principe de transparence et la règle dite de la couverture des coûts: le TURPE doit assurer la couverture des coûts effectifs (ou réalisés, constatés en comptabilité) des distributeurs d'énergie et, par construction, d'ERDF.

En effet, dans sa décision du 28 novembre 2012, le Conseil d'État vise d'une part le droit communautaire et d'autre part le droit national.

- Concernant le droit communautaire, le Conseil d'Etat vise dans sa décision la directive 2003/54 du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ainsi que le règlement n°1228/2003 du 26 juin 2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité.

Ces textes ont été abrogés respectivement par la directive n°2009/72/CE du 13 juillet 2009 et le règlement n°714/2009 du 13 juillet 2009. Or, ces nouvelles dispositions consacrent également les principes de transparence et de couverture des coûts, et ce dans des termes identiques à ceux des textes abrogés : l'article 3 de la directive 2009/72 réaffirme le principe de la transparence des prix et l'alinéa 1 de l'article 14 du règlement 714/2009 celui de la fixation des redevances d'accès au réseau comme devant couvrir les « coûts *effectivement* engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace »².

- Concernant le droit national, le Conseil d'État cite dans sa décision le II de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et l'article 2 du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. A la date de la consultation publique sur le TURPE 4, les dispositions du II de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 sont codifiées à l'article L. 341-2 du code de l'énergie (codification à droit constant) et l'article 2 du décret n° 2001-365 est toujours dans sa version en vigueur à la date d'adoption du TURPE 3, ces dispositions n'ayant pas été modifiées depuis 2005. Ces dispositions nationales font application des règles de transparence et de couverture des coûts telles que définies au niveau communautaire et rappelées ci-avant.

De plus, si, depuis l'adoption du TURPE 3, la loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité, dite loi NOME, est intervenue, ce texte a révisé la procédure d'adoption du TURPE en confiant un pouvoir de décision à la Commission de régulation de l'énergie en la matière sans toutefois modifier les règles de fond applicables à l'adoption du TURPE telles qu'elles ressortent des dispositions susmentionnées de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 et de l'article 2 du décret du 26 avril 2001.

Autrement dit, la loi NOME est sans effet sur les dispositions de l'article 4 de la loi du 10 février 2000 – aujourd'hui codifiées à l'article L. 341-2 du code de l'énergie – ainsi que sur celles de l'article 2 du décret du 26 avril 2001 qui définissent les conditions de fond de calcul du TURPE en faisant application, au niveau national, des principes de transparence et de couverture des coûts consacrés au niveau communautaire. Et ce sont ces dispositions précisément sur lesquelles le Conseil d'Etat s'appuie pour rendre sa décision du 28 novembre 2012. En ce sens, les motifs de cette décision restent applicables à la date de la consultation publique sur le TURPE 4.

² « **Les redevances d'accès aux réseaux appliquées par les gestionnaires de réseau sont transparentes, tiennent compte de la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable et elles sont appliquées d'une manière non discriminatoire.** Ces redevances ne sont pas fonction de la distance. »

En définitive, donc, les règles de transparence et de couverture des coûts applicables à la date d'adoption du TURPE 3 demeurent inchangées.

Plus précisément, au regard du droit européen et national en vigueur, **le TURPE 4 se doit d'être construit pour couvrir l'ensemble des coûts effectivement supportés par ERDF, dans la mesure où ces derniers correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace** (voir l'article 14 du règlement communautaire 714/2009 et l'article L. 341-2 du code de l'énergie). Ces coûts résultent de la comptabilité générale des opérateurs et comprennent en particulier :

« 1° Les coûts de gestion et d'exploitation des réseaux publics, y compris ceux liés à la constitution de réserves d'exploitation ainsi qu'à la mise en œuvre des services de réglage et d'équilibrage ;

2° Les coûts des pertes d'énergie ;

3° Les coûts des éventuelles congestions sur les réseaux publics ;

4° Les coûts liés aux comptages et à la facturation ;

5° Les coûts de maintenance, de sécurisation, de développement et de renforcement des réseaux publics ;

5° bis La part des coûts des travaux de raccordement qui n'est pas prise en charge, directement ou indirectement, par les demandeurs de raccordement ;

5° ter Les coûts résultant de l'exécution des missions et contrats de service public ;

6° Les charges liées aux dispositions adoptées dans le cadre de l'Union européenne pour répartir les coûts liés aux transits d'électricité entre les Etats membres ;

7° La rémunération du capital investi ;

8° Les coûts de recherche et de développement nécessaires à la sécurisation des réseaux et à l'accroissement des capacités des lignes électriques, y compris des lignes destinées à l'interconnexion avec les pays voisins, et à l'amélioration de leur insertion esthétique dans l'environnement » (voir l'article 2 du décret du 26 avril 2001 précité).

De sorte que les motifs de la décision du Conseil d'Etat en date du 28 novembre 2012, qui reposent sur les dispositions communautaires et nationales susmentionnées, sont transposables à l'adoption du TURPE 4.

La seule méthode de détermination du TURPE 4 satisfaisant aux exigences du droit est donc une méthode comptable, respectueuse des particularités de l'économie concessionnaire et en particulier de l'apport au concessionnaire de ressources « gratuites », financées par les usagers.

La demande du SIPPAREC de communication d'éléments complémentaires à la consultation a reçu une réponse partielle

Par courrier du 8 juillet 2013 (reproduit en annexe), le SIPPAREC a demandé à la CRE de rendre publiques comme pièces complémentaires à la consultation une présentation plus détaillée de la méthode dite ERDF ainsi que deux études permettant de fixer certains paramètres de la méthode dite alternative. Cette demande a reçu une réponse partielle via la communication de l'étude de 2011 dénommée « Evaluation du CMPC des gestionnaires de réseaux d'électricité en France ».

Il est regrettable que la demande relative à la « méthode ERDF » n'ait pas été suivie d'effet. Elle aurait permis à tous les acteurs, et en particulier aux autorités concédantes, de mieux juger de la pertinence des méthodes exposées par la CRE dans sa consultation et aurait garanti une plus grande transparence du tarif fondant la rémunération des concessionnaires.

L'exclusion de Linky de cette consultation sur le TURPE 4 pose question

La consultation de la CRE mentionne à plusieurs reprises que Linky n'est pas couvert dans ce TURPE. Lors de la table ronde consacrée à cette consultation qui s'est tenue le 25 juillet 2013 dans les locaux de la CRE, son Président a indiqué que le financement de Linky ferait l'objet d'une consultation ultérieure concernant le TURPE. On ne peut que se réjouir du fait que le compteur Linky soit financé dans le cadre du TURPE, car cela est en conformité avec le décret n°2010-1022 qui prévoit que « les coûts effectivement engagés liés aux dispositifs de comptage mis en place dans le cadre de l'expérimentation et à ceux qui sont mis en œuvre par les gestionnaires des réseaux publics (...) entrent dans les charges à couvrir par les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité ».

En revanche la séparation du TURPE 4 entre une partie hors Linky et une partie Linky est regrettable. Ce décalage temporel dans l'élaboration du TURPE 4 est d'autant plus problématique que les estimations du coût de Linky varient considérablement : le Premier Ministre a cité le 8 juillet 2013 le chiffre de 5 milliards d'euros alors que le PDG d'EDF avait évoqué un coût compris entre 5 et 7 milliards d'euros lors de son audition du 24 avril 2013 par le Conseil national du débat sur la transition énergétique ou entre 5 et 6 milliards d'euros dans son entretien accordé au *Monde* le 30 juillet 2013. Dans ce même entretien, Henri Proglia rappelle que Linky ne coûtera rien aux utilisateurs, ainsi que le mentionnait déjà la CRE dans son étude de juin 2011 « Dossier d'évaluation de l'expérimentation Linky » : les économies permises par Linky devraient permettre de financer son investissement.

A. Méthodologie de calcul des charges de capital

1. Les objectifs poursuivis par la CRE

1.1. Prendre en compte les spécificités des concessions de distribution publique d'électricité

1.2. Assurer la capacité du gestionnaire de réseau à soutenir durablement une trajectoire d'investissement à la hausse

Question 1 : Partagez-vous l'analyse qui précède sur l'augmentation des besoins d'investissement ?

Les constats de la Commission concernant l'évolution des investissements menés par ERDF sur le réseau de distribution publique concédé sont partagés

Cependant, les affirmations de la Commission appellent les remarques suivantes.

Comme la Commission le souligne, l'amélioration de la qualité de desserte, en forte détérioration depuis 2000 sur l'ensemble du territoire national tant en zones rurales qu'en zones urbaines, nécessite des investissements de renouvellement des réseaux ainsi que de modernisation et d'automatisation des équipements de conduite et d'exploitation.

Il apparaît également que ces investissements sur les outils de conduite et les automatismes ne sont pas rendus uniquement nécessaires par les impératifs de nouveaux modes de consommation et de production. En effet, par exemple, le SIPPAREC a mené un contrôle suite à l'incident qui a affecté le poste source de Levallois le 12 janvier 2013 et entraîné la coupure de 70 000 usagers pendant 45h dans une zone très urbaine. Cet incident n'est nullement lié à un évènement exceptionnel.

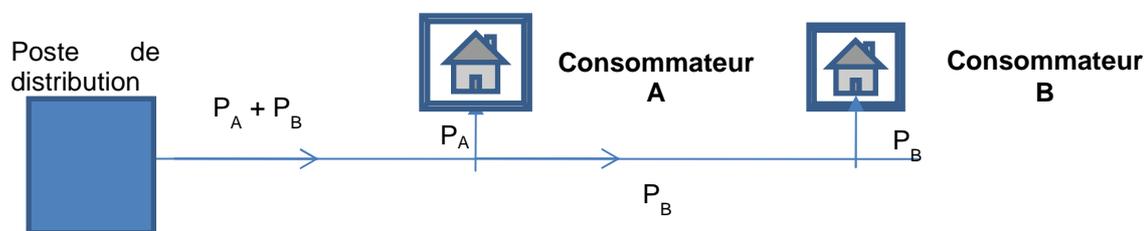
Il a pour origine un banal incident sur un transformateur de courant injectant les ordres tarifaires. Mais ce qui aurait dû rester un incident banal s'est transformé en incident majeur à cause d'un défaut de conception du poste source de Levallois et de l'obsolescence des équipements de conduite et de télécommande du poste. Le défaut électrique a été maintenu trop longtemps générant un dégagement de chaleur à l'origine des dégâts qui ont placé le poste source de Levallois hors service pendant près d'une semaine.

Il est donc nécessaire d'investir dans les équipements de conduite, de télécommande et les automatismes pour les renouveler : ces ouvrages datent de l'époque du minitel (fin des années 70 – début des années 80). ERDF dispose effectivement d'un programme pour passer au palier technique numérique mais le rythme de renouvellement constaté sur le territoire du SIPPAREC est de 20 à 30 ans pour des équipements informatiques qui ont déjà plus de 30 ans et dont la durée de vie est de l'ordre de 15 ans.

Les autorités concédantes, considèrent que ce programme d'installation et de renouvellement d'équipements de conduite, de télécommandes et d'automatismes est à accélérer indépendamment des nouveaux modes de production.

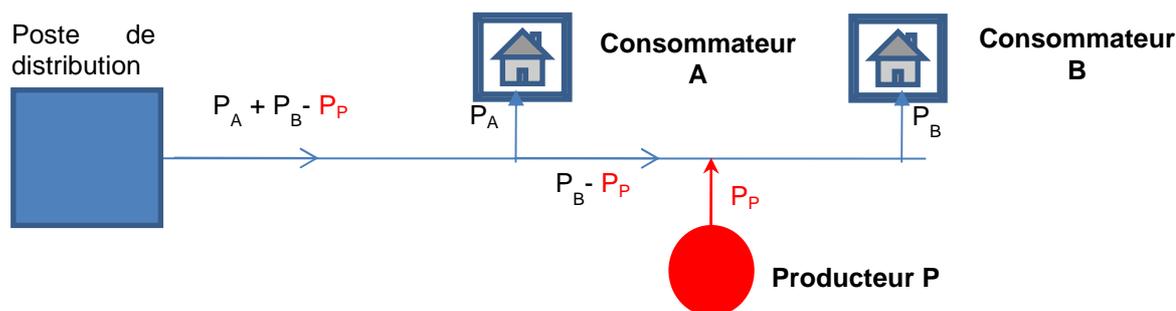
Pour ce qui concerne l'impact sur le réseau de déploiement des productions à partir d'énergies renouvelables, il est nécessaire de rappeler qu'avant de créer une contrainte sur le réseau l'injection d'énergie à côté des sites de consommation (ce qui est le cas de la production dite répartie à partie d'ENR) soulage le réseau comme l'illustre le schéma ci-dessous :

Situation avant la mise en place de la production locale :



Pour alimenter 2 consommateurs A et B appelant respectivement sur le réseau les puissances P_A et P_B , le poste de distribution publique doit injecter sur le câble la puissance $P_A + P_B$.

Situation après la mise en place de la production locale :



Si on raccorde au réseau un producteur qui injecte dans celui-ci la puissance P_p , alors le poste de distribution ne doit plus qu'injecter que la puissance $P_A + P_B - P_p$. Le réseau est donc soulagé puisqu'il n'a plus à acheminer la puissance P_p , celle-ci est fournie sur place par le producteur local.

Ainsi tant que la production injectée n'est pas supérieure à 2 fois la consommation, il n'y a aucune contrainte sur le réseau.

Donc l'injection de production locale permet de soulager les contraintes existantes dans le réseau. Par contre, ces raccordements, comme ceux des consommateurs, entraînent un renouvellement nécessaire du réseau lorsque celui-ci est d'une technologie ancienne (ex de câbles BT en papier imprégné).

Il serait donc souhaitable que *les investissements réalisés lors de raccordement au réseau de distribution des productions ENR qui, comme cela vient d'être démontré relèvent (sauf dans les cas de raccordement d'unités de production de très forte puissance) principalement d'investissement de renouvellement*, actuellement financés à 100% par les producteurs (et donc via la CSPE par les consommateurs d'énergie) soient financés par le tarif puisque ces mêmes usagers ont constitué via le tarif d'acheminement des provisions pour financer ce même renouvellement.

1.3. Créer un cadre tarifaire favorable à l'investissement

1.3.1. Stabilité et lisibilité

1.3.2. Une rémunération marginale qui incite à l'investissement

Question 2 : Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité que la rémunération marginale incite à investir ?

En situation de concurrence et dans un contexte de rareté de la ressource financière, il est bien évident qu'un double mouvement s'opère : d'une part pour l'entreprise faisant face à différents investissements, les investissements qui présentent la rentabilité la plus élevée sont ceux qui sont privilégiés ; d'autre part, les apporteurs de capitaux (prêteurs ou actionnaires via le renfort en fonds propres ou l'utilisation de dividendes) privilégient eux aussi les investissements les plus rentables parmi ceux présents dans un panel de plusieurs entreprises. Dans un tel contexte de concurrence interne à l'entreprise entre projets d'investissement et externe à l'entreprise avec le financement de projets d'investissement d'autres entreprises, la rémunération marginale des projets d'investissement est un élément essentiel pour inciter à investir.

Quel niveau de rémunération marginale des investissements nouveaux serait-il intéressant d'offrir aux distributeurs d'électricité pour que les investissements soient réalisés ?

Si l'on se place du point de vue du risque, alors ce niveau de rémunération devrait être modeste. La vocation du TURPE est de couvrir *a posteriori* l'ensemble des investissements, en particulier via le compte de régulation des charges et des produits. Le risque lié à un investissement étant quasiment nul, il devrait suffire d'une incitation modeste pour encourager l'investissement.

Si l'on se place du point de vue de l'investisseur en revanche, ce dernier doit arbitrer entre différents projets d'investissement de rentabilité et de niveaux de risques inégaux. Dans le cas d'ERDF, cet arbitrage est valable tant pour un prêteur que pour l'actionnaire EDF (via l'utilisation de la trésorerie, une remontée de dividendes moindre ou l'apport de capitaux propres). ERDF étant filiale à 100% du groupe EDF, c'est bien au regard de la rentabilité des autres projets du groupe EDF que doivent être regardées les rentabilités des investissements nouveaux menés par ERDF. Cette structure capitalistique tire mécaniquement vers le haut le niveau de rentabilité attendu des nouveaux investissements menés par ERDF. Dès lors, il est certain qu'il faudrait fixer un taux de rémunération marginale très élevée pour que les projets d'ERDF attirent les ressources financières d'EDF. Cette rémunération marginale très élevée se reporterait

naturellement sur les consommateurs d'électricité, financeurs *in fine* du TURPE.

L'introduction d'une rémunération marginale des investissements nouveaux pour inciter à investir est donc une idée intéressante mais la fixation de son niveau met en exergue la difficulté à orienter l'activité du principal distributeur de l'électricité en France, en situation de monopole sur une activité présentant un risque financier très modéré grâce au TURPE mais dont les investissements doivent être comparés à ceux que son groupe EDF mène sur des secteurs concurrentiels à la rentabilité structurellement plus élevée.

Par ailleurs, **proposer un régime incitatif à l'investissement en situation de monopole régulé fait peser un risque important d'effet pervers.** Pour être efficace, la rémunération marginale des investissements doit être incitative. Les distributeurs d'électricité, acteurs économiques rationnels, seraient donc incités à investir en niveau, sans distinction de la nature des investissements. Il y a donc un risque de surinvestissement, qui serait *in fine* reporté sur le consommateur.

Il apparaît que c'est sur ce point que la difficulté de la mission confiée au régulateur est la plus grande : il s'agit pour la CRE de s'assurer que les distributeurs d'électricité investissent justement, c'est-à-dire en ne créant pas un cadre réglementaire désincitatif à l'investissement qui nuirait *in fine* à la qualité du réseau électrique de distribution, mais en ne créant pas non plus un cadre réglementaire sur incitatif qui conduirait à des surinvestissements venant grever le coût de l'électricité en France et donc nuire au pouvoir d'achat et à la compétitivité prix des entreprises.

L'incitation à investir générée par une rémunération marginale étant faible et porteuse d'importants effets pervers, les autorités concédantes considèrent qu'une meilleure incitation à investir serait de renforcer les dispositifs de sanction financière :

- **Il conviendrait de renforcer les mécanismes de sanctions financières déjà existants en cas de non respect des critères de qualité** (par exemple le temps moyen de coupure sur une année par abonné). Relever le barème des sanctions serait une mesure beaucoup plus rapide et efficace à mettre en œuvre que l'incitation via la rémunération marginale des investissements qui apparaît plutôt comme une fausse bonne idée.
- Pour limiter les effets pervers (sur investissements) liés à l'introduction d'un signal prix dans le TURPE, il conviendrait de trouver un dispositif désincitatif. Les investissements étant gérés par construction en masses financières, il apparaît difficile d'attribuer un signal prix à la fois incitatif et désincitatif aux investissements nouveaux. La seule possibilité pour ce faire est de traiter les investissements individuellement afin de qualifier leur nature et leur intérêt. **Les autorités concédantes proposent donc que les investissements soient définis contractuellement au niveau local entre les concédants et le concessionnaire³ puis consolidés afin de déterminer le niveau des investissements couverts par le TURPE. Des trajectoires locales d'investissement seraient ainsi définies conjointement par le concédant et le concessionnaire, puis consolidées au niveau national. Le non respect des différentes trajectoires d'investissement (locales et nationales) entraînerait alors des sanctions financières pour les concessionnaires.**

Question 3 : 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 ?

³ Les travaux réalisés dans le cadre des conférences inter départementales prévues par l'article 21 de la loi NOME peuvent fournir une base de travail.

Les autorités concédantes se prononcent en faveur d'une rémunération des moyens de financement réellement engagés par le distributeur et d'eux seuls.

De ce point de vue elles ont pleinement adhéré à la logique du TURPE 3 HTA/BT (même si, ainsi que l'exprimait leur réponse à la consultation du 7 février, plusieurs modalités de mise en œuvre ne recueillaient pas leur assentiment).

Elles ne comprendraient pas que la CRE revienne à la logique de rémunération de financements qui n'ont nullement été mis en œuvre par ERDF, faisant fi par là même de l'économie concessionnaire, de la Décision du Conseil d'Etat et de la réalité économique.

Concrètement, les provisions et amortissements des concédants, utilisés ou non, tout autant que la contre-valeur des remises gratuites, ne sauraient en aucun cas donner lieu à une rémunération.

Il apparaît ainsi que la CRE ferait fausse route en fondant l'incitation à investir sur la seule rémunération des capitaux investis. Pour réorienter vers le distributeur la ressource (rationnée) du groupe EDF, la Commission serait contrainte de surestimer soit l'assiette, soit le taux de ceux-ci et donc d'en revenir à une surtarification de l'acheminement. Et encore, sans garantie d'atteinte de l'objectif. La période 2009-2012 l'a bien montré : un taux de rémunération conséquent (au regard de la chute des taux d'intérêt depuis 2008 et de l'ampleur de la prime de risque incluse) de 7,25% n'a pas suffi à ce que soit simplement atteinte la trajectoire d'investissement. En quatre ans, ERDF a investi 10,6 Mds € là où la trajectoire programait 11,9 Mds €. Jusqu'où faudrait-il aller pour inverser l'arbitrage de la société et de son groupe ?

Il est très étonnant que la CRE s'exonère de toute appréciation sur le principe posé par ERDF selon lequel « *Sur la période 2014-2017, ERDF ne prévoit pas à ce stade de recourir à des emprunts pour financer ses investissements* », alors même que :

- la nature des équipements édifiés par ERDF justifie économiquement le recours à une dose d'emprunt,
- le tarif est précisément conçu selon une logique d'étalement du coût des investissements (amortissement + financement) sur leur durée de vie,
- cette règle d'autofinancement intégral risque fort d'entrer en conflit avec le respect de la trajectoire d'investissement,
- le versement de dividendes au taux de 75% sera venu ponctionner en amont une part non-négligeable de cet autofinancement.

Il semble que la consultation reste dans une large mesure un exercice de style :

- en n'abordant pas la question première de la compatibilité entre la trajectoire d'investissement de 3,4-3,5 Mds € d'investissements hors Linky et la politique financière du groupe EDF,
- en s'abstenant de tout commentaire sur l'assujettissement d'ERDF à cette politique de groupe : taux de distribution des dividendes, interdiction d'endettement pour ne pas affecter les comptes consolidés, état de la trésorerie (dont il faut rappeler que, à 3,4 Mds €, elle représente plus d'une année d'investissement et qu'elle permet un allègement de l'ordre de 10% de la dette nette consolidée d'EDF).

Pour permettre aux différentes parties consultées de se prononcer en toute connaissance de cause, la consultation aurait dû au minimum comporter des simulations chiffrant de manière prospective sur 2014-2017, pour chacune des deux méthodes proposées, l'enveloppe maximale d'investissements réalisable par ERDF sous la double contrainte d'autofinancement intégral et de maintien du taux de distribution des dividendes de 75%.

Les projections effectuées par les autorités concédantes, nécessairement sommaires compte tenu de l'information fournie, aboutissent à des valeurs sensiblement inférieures à la trajectoire de 3,4-3,5 M€/an hors Linky. Il n'en irait différemment que si la trésorerie du distributeur (3,4 Mds € fin 2012) était mobilisée.

La raison de cette impasse s'exprime simplement. En l'absence de dette, tout euro de rémunération des capitaux investis apporté à ERDF vient constituer du résultat. Après paiement de l'impôt sur les sociétés (34,66%), puis distribution des dividendes (75%), seuls 16% se retrouvent en capacité d'autofinancement, capacité dont une partie peut être librement affectée par l'entreprise en trésorerie (par opposition au financement des investissements).

En conclusion, la CRE se doit de traiter le véritable nœud qu'est la subordination des investissements d'ERDF à la politique financière du groupe. De leur point de vue, il ne saurait y avoir de régulation efficace, en particulier pour garantir l'indépendance du gestionnaire du réseau de distribution, sans prise en compte des flux financiers et des interactions avec l'entreprise verticalement intégrée à laquelle ce gestionnaire appartient.

Sur ce point, il revient à la CRE de veiller à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution⁴ en évaluant l'indépendance décisionnelle, financière et fonctionnelle de ces opérateurs par rapport à leur maison mère. La CRE doit ainsi s'assurer que le gestionnaire de réseau de distribution d'électricité procède au développement du réseau de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt lié à l'activité de fourniture gérée par sa société mère⁵.

A cet égard, la CRE a relevé s'agissant des relations financières entre le gestionnaire de réseau de distribution et sa maison mère :

« Ces relations sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale (comme par exemple pour ce qui concerne la remontée de dividendes). **Dans ce cadre, les problématiques de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées restent entières.** De ce point de vue, la CRE continue à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres. » (Rapport de la CRE transmis à la DG ENER en juillet 2011).

C'est ainsi que la CRE a pu regretter qu'ERDF ne prévoit pas suffisamment dans son code de bonne conduite de mesures garantissant son indépendance institutionnelle et l'absence de subvention croisée avec sa société mère⁶.

Or, c'est en particulier par le biais du TURPE que l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution peut être assurée. Ce tarif permet en effet au gestionnaire de réseau de distribution d'exercer ses missions en disposant des ressources financières adéquates, sans dépendre de l'entreprise verticalement intégrée à laquelle il appartient.

Dans ces conditions, et conformément à la règle de transparence consacrée par les textes communautaires et nationaux mentionnés plus haut, il est essentiel que le TURPE soit calculé de façon à garantir effectivement l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des intérêts de leur société mère. Il conviendrait donc que la CRE procède au calcul du TURPE 4 en veillant à ce

⁴ Article L. 134-15 du code de l'énergie.

⁵ Article L. 111-61 du code de l'énergie.

⁶ Rapport 2011, *Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Le rapport 2012 n'étant pas encore publié à la date de la présente.*

que toute considération liée à la politique financière du groupe EDF soit bien écartée de manière à ce que les décisions prises par ERDF pour le développement des réseaux qu'elle exploite le soit en toute indépendance par rapport à des activités autres que celle de la distribution publique d'électricité.

Ceci posé, les autorités concédantes se prononcent en faveur d'une programmation des investissements associant les concédants et qui s'imposerait à ERDF. Conscients de ce que cette évolution ne relève pas de la mécanique tarifaire elle-même, ils demandent que TURPE 4 sanctionne le sous-investissement via un renforcement substantiel des pénalités pour insuffisance de qualité (plafonnées à 50 M€ sous TURPE 4) selon une approche déclinée à la maille départementale ou interdépartementale.

1.3.3. Principaux enseignements de l'étude des pratiques européennes de régulation

2. Méthodologie de calcul des charges de capital

2.1. Méthode demandée par ERDF

Question 4 : 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 ?

En préambule, il apparaît que la méthode ERDF est très pauvre en informations fournies. La présentation littérale et le tableau chiffré de l'annexe 3 sont beaucoup trop succincts (en apparence une synthèse effectuée par ERDF elle-même) pour autoriser une analyse fine de la proposition. Les autorités concédantes s'en tiendront donc, à regret, aux principes.

La segmentation de la BAR et de sa rémunération imaginée par ERDF n'est pas acceptable en l'état. En assimilant visiblement les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements de financements des concédants (quelque 5,2 Mds € fin 2012 selon le schéma de la page 6) à des financements de l'entreprise, en omettant de considérer que les provisions et amortissements de financements de concédants non-affectés (20,1 Mds € au total fin 2012) constituent des financements gratuits, elle réintroduit en substance la mécanique de TURPE 3 avant annulation, laquelle isolait déjà en substance les « apports historiques » des concédants antérieurs à 2005. Seul est corrigé le pervers traitement des remises gratuites postérieures à 2005, mais sans réelle évolution au plan économique.

La « méthode ERDF », par delà la façade de la scission de la BAR, ignore donc très largement les spécificités concessives cosignées dans les contrats de concession. Elle ne tire aucun enseignement, autre que purement facial, de la Décision du Conseil d'Etat et maintient au plan économique une surestimation des capitaux investis. Pour ces deux motifs, sa mise en œuvre exposerait à un risque juridique incompatible avec la nécessaire stabilisation des règles tarifaires.

L'application de la méthode ERDF légitimerait de fait la propension du distributeur à remettre en cause les droits financiers et patrimoniaux des concédants, au mépris des contrats. Le Conseil d'Etat a pourtant récemment confirmé la portée du pouvoir de l'autorité concédante dans le cadre des concessions de distribution d'électricité dans le souci de préserver les droits patrimoniaux de cette dernière (CE, 21 décembre 2012, *Commune de Douai*, n° 342788). Un exemple (parmi d'autres) réside dans l'appropriation récurrente des provisions soit lors de changements d'estimation comptable soit au terme des contrats de concession. Ce faisant, la méthode ERDF aboutirait à l'inverse de l'objectif recherché, à savoir favoriser l'investissement dans les réseaux.

Question 5 : 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 ?

Du point de vue des autorités concédantes, deux options techniques permettraient de prendre en compte les spécificités concessives et plus précisément les ressources gratuites que l'économie concessionnaire procure à ERDF :

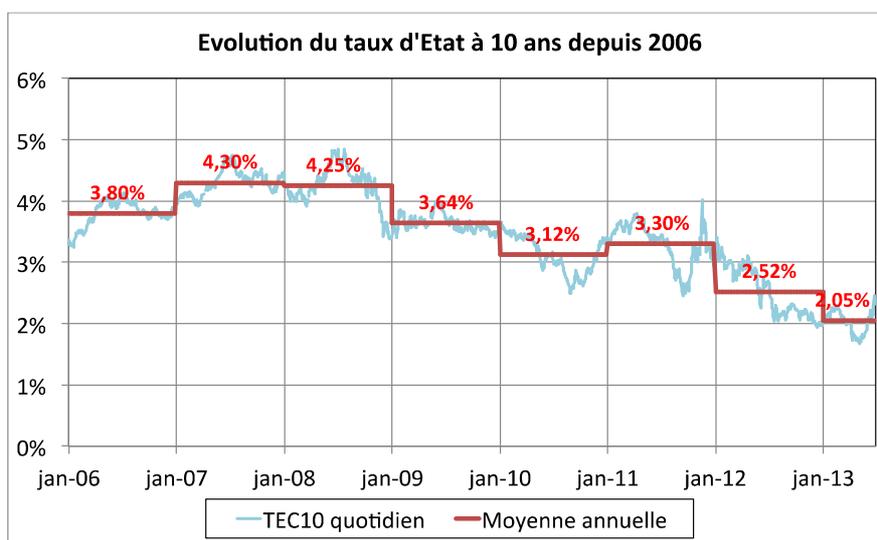
- la première écarterait ces ressources gratuites de la BAR, autrement dit de l'assiette de calcul de la rémunération des capitaux investis,
- la seconde ne retraiterait pas la BAR, mais insérerait dans les termes de calcul du taux de rémunération les ressources gratuites dont bénéficie ERDF au regard de leur poids effectif.

La méthode ERDF écarte la première option (cf. question 4) et de facto la seconde puisque le taux de 7,25%, bien que nullement étayé dans le document de consultation, se situe clairement dans la continuité de TURPE 3 avant annulation. Or le TURPE 3, ainsi que l'a jugé le Conseil d'Etat ignorait l'économie concessionnaire.

Il ne peut donc être répondu que par la négative à la question 5, en soulignant là encore le risque juridique et l'incohérence économique de la méthode proposée.

Indépendamment de la négation des contrats de concession et des droits des concédants, la reconduction du taux de 7,25% adopté en 2008-2009 est inenvisageable.

Depuis cette époque, le « taux sans risque » (rendement d'une obligation d'Etat à long terme), auquel la rémunération des capitaux investis est directement corrélée selon la méthodologie même de la CRE, a chuté de l'ordre de 2 points (cf. graphique).



L'étude évoquée par la CRE dans la consultation et qui a été communiquée au SIPPEREC le 7 août (« Evaluation du CMPC des gestionnaires de réseaux d'électricité en France ») se prononce bien pour un taux sans risque de 3,6% à 4,0% (page 18). Mais c'est dans le contexte du deuxième trimestre 2011. La même méthode mi-2013, induirait un taux inférieur d'1,5 point.

Maintenir le taux de rémunération à 7,25% reviendrait donc mutatis mutandis à relever celui-ci de 1,5 à 2 points alors même que l'autre paramètre majeur du calcul – la prime de risque issue de l'estimation du bêta des actifs – n'a strictement aucune raison d'augmenter à champ du « CRCP » constant.

Au contraire, il serait permis de défendre que la prime de risque évaluée lors de la conception de TURPE 3 était déjà surévaluée au regard de l'étendue que le CRCP rabat sur les utilisateurs du réseau (soutirage, niveau des investissements, assurance tempête, coût d'achat des pertes, ...).

Question 6 : 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 ?

Là encore, le manque d'informations sur les ressorts du taux d'1% affiché par ERDF est regrettable. La proposition détaillée de l'entreprise se devrait d'étayer ce taux, notamment en le mettant en relation avec le degré de risque encouru après assurance par le CRCP.

Les autorités concédantes se considèrent donc dans l'incapacité de répondre précisément à la question de la Commission. Elles se borneront à deux remarques.

Premièrement, dans la logique assurantielle qui est celle d'ERDF, la rémunération d' 1% est vue comme une prime qui serait annuellement versée par les usagers afin de couvrir les risques liés à l'exploitation des actifs. En poussant la logique jusqu'au bout et en appliquant le taux d' 1% à la totalité des immobilisations nettes gérées⁷, elle représenterait 450 M€ à 500 M€ par an. Il est permis de se demander si l'espérance mathématique (au sens statistique de l'expression) des risques encourus par ERDF après effet CRCP atteint une telle somme. Les autorités concédantes n'en sont intuitivement pas convaincues, mais auraient souhaité que la CRE, par delà la stricte reprise de la demande d'ERDF, formulât une analyse éclairante sur cette question.

Deuxièmement, comment ne pas observer le hiatus entre d'un côté la marge pour risque d' 1% appliquée à la BAR des concédants et de l'autre côté la prime de risque incluse dans le taux de 7,25% appliqué à la BAR ERDF, incomparablement supérieure, surtout au regard du niveau actuel du taux sans risque (cf. question 5 supra) ? Or aucune considération juridique, technique ou économique ne semble justifier que les actifs respectivement édifiés par ERDF et par les concédants induisent des risques d'exploitation différents.

Question 7 : Que pensez-vous de l'indication d'ERDF selon laquelle les provisions pour renouvellement ne sont pas couvertes dans cette méthode ?

En l'absence de toute prise de position de la CRE sur le sujet, il a toujours été défendu par les autorités concédantes que TURPE 2 et TURPE 3 (avant annulation) couvraient *implicitement* les dotations à la provision pour renouvellement au travers de la sur-rémunération des capitaux investis procurée à ERDF.

⁷ en toute cohérence, le taux de 7,25%, appliqué à la BAR ERDF doit logiquement inclure cette composante d' 1%

Elles rappellent en préambule que :

- La passation des provisions (de même que la mise en réserve des amortissements de financements des concédants) est une obligation contractuelle pour ERDF qui découle de la grande majorité de contrats de concession en vigueur, que le TURPE est censé prendre en compte en vertu de l'article L. 341-2 du code de l'énergie et de l'article 2 du décret du 26 avril 2001 qui font application au niveau national du principe de couverture des coûts consacré par le droit communautaire. S'il ignorait cette caractéristique majeure de l'économie concessionnaire, le TURPE 4 serait exposé à un risque évident de recours.
- Il est avéré que TURPE 1 et TURPE 3 bis/ter, construits en vertu de l'approche comptable, ont explicitement couvert les dotations aux provisions. Les autorités concédantes soutiennent que TURPE 2 et le tarif intégré d'avant 2002 les supportaient implicitement⁸ de manière indiscutable. Dès lors, il importe de déduire le stock de provisions (affectées ou non) de la BAR et, par cohérence, de maintenir la règle de couverture.

Si elle était in fine adoptée, la position d'ERDF aboutirait à graver explicitement dans le marbre de la décision TURPE 4 que :

- Premièrement : le tarif ne couvre plus les flux de dotations annuelles aux provisions (et les amortissements des financements des concédants) ... mais sans pour autant baisser.
- Deuxièmement : le stock de provisions accumulé au fil des ans (10 Mds € fin 2012) et qui continuera d'être alimenté par de nouvelles dotations a le statut d'une ressource mobilisée par l'entreprise (et non des usagers).

Le « premièrement » et le « deuxièmement » sont cohérents entre eux : si l'on admet que les usagers ne supportent pas les dotations aux provisions, il faut admettre aussi que l'argent provient d'un effort propre d'ERDF et le lui rémunérer (à 7,25%/an dans la proposition), sous réserve de restitutions aux utilisateurs au titre des périodes tarifaires antérieures (cf. question 8).

Le lien entre le traitement des dotations et celui du stock est important. Lors de la table-ronde du 25 juillet 2013 organisée dans les locaux de la CRE, des propositions ont pu défendre :

- qu'il fallait amender la proposition d'ERDF dans le sens d'une prise en charge tarifaire des dotations aux provisions,
- mais qu'il ne fallait pas déduire le stock des provisions des financements à rémunérer à 7,25%, autrement dit le considérer comme un financement ERDF.

Une telle option si elle était mise en œuvre reviendrait à demander aux usagers de payer 7,25%/an de rémunération d'un stock de provision qu'ils ont eux-mêmes constitué (soit plus de 700 M€/an) ! Ce qui serait juridiquement et économiquement inadmissible.

Au moins aussi grave, ne pas ôter le stock de provisions de la BAR à rémunérer validerait la proposition avérée d'ERDF à dénier aux concédants tout droit sur ce stock. Un moyen de financement du réseau serait ainsi détourné de son objet.

⁸ Avant 2002, le tarif intégré permettait à EDF de dégager des résultats bénéficiaires, rémunérant les fonds propres à plus de 10% après constatation des provisions. C'est dire que celles-ci étaient bien couvertes. Quant à TURPE 2, il attribuait à EDF/ERDF une rémunération de 7,25% au titre du stock de provision en place, laquelle rémunération permettait largement de couvrir les nouvelles dotations.

La position que formule ERDF dans sa proposition est claire. Le distributeur veut s'appuyer sur le TURPE pour clore définitivement en sa faveur tout débat avec les concédants sur le sujet des provisions. Cette position n'est pas acceptable.

Les autorités concédantes rejettent donc avec force toute solution qui : i) ne couvrirait pas les dotations aux provisions, ii) ne déduirait pas des financements à rémunérer le stock de provisions accumulées. Toute méthode qui n'assurerait pas simultanément la couverture des dotations et la non-rémunération du stock engendrerait un appauvrissement patrimonial des collectivités publiques (via la fonte des « droits des concédants ») et serait contre-productive à l'heure où la CRE s'interroge sur les moyens d'inciter ERDF à investir.

Les autorités concédantes soutiennent strictement la même demande au sujet des amortissements des financements des concédants, autre obligation des contrats de concession dont le point 4 de la proposition d'ERDF exclut la couverture⁹.

Question 8 : 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 » ?

Il a été exposé en réponse aux questions précédentes la profonde opposition à la méthode ERDF du double point de vue juridique et économique. Mais si la méthode ERDF devait être in fine, retenue, de multiples retraitements de mise en cohérence avec les tarifs antérieurs s'imposeraient naturellement.

Là encore, par delà le principe, le manque d'informations nécessaires à la compréhension de la régularisation de 0,8 Md € est regrettable. En tout état de cause, ce montant paraît sous-estimer au minimum d'un facteur 20 l'ordre de grandeur des sommes qu'ERDF devrait restituer aux utilisateurs, à savoir :

- les dotations nettes aux provisions explicitement passées sous TURPE 1 et TURPE 3 recalculé ainsi que les dotations aux amortissements des financements des concédants,
- les dotations aux provisions implicitement couvertes avant 2002 et sous TURPE 2,
- la rémunération des capitaux investis qu'ERDF a perçue au titre de la ressource provision sous TURPE 2.

Question 9 : Avez-vous d'autres remarques sur la méthode proposée par ERDF ?

Six points complémentaires doivent être pris en compte. Ils sont tous communs à la méthode ERDF et à la méthode alternative et qu'il convient donc de reproduire en réponse à la question 15 infra.

⁹ Rappel : tant les provisions que les amortissements des financements des concédants sont des « réserves » destinées à l'investissement dans les réseaux. Fin 2012, leurs stocks non-encore affectés sont comparables : respectivement 10,0 Mds € et 10,1 Mds €.

Point 1 : La surévaluation des coûts de financement d'ERDF, loin de conforter la capacité d'investissement de l'entreprise, procurerait à son actionnaire une rentabilité économiquement indéfendable :

L'application de la méthode ERDF procurerait au distributeur un résultat normatif de 2,2 à 2,5 M€ avant impôt et de 1,4 à 1,6 après, ainsi que le montre le tableau ci-dessous, directement issu de l'annexe 3 du document de consultation établie par ERDF :

Méthode ERDF : niveau global des charges à couvrir (en M€ courants)

Source : annexe 3 du document de consultation

| | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 |
|--|----------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Achats liés au système électrique | 1 | -4 737 | -4 813 | -4 951 | -5 088 |
| OPEX brutes hors achats liés au système électrique | 2 | -6 880 | -7 098 | -7 251 | -7 351 |
| Produits à déduire des charges à couvrir | 3 | 2 584 | 2 662 | 2 745 | 2 816 |
| 1- CHARGES NETTES D'EXPLOITATION | A | -9 033 | -9 249 | -9 457 | -9 623 |
| Rémunération BAR ERDF | 4 | -2 232 | -2 331 | -2 429 | -2 526 |
| Amortissements tarifés | 5 | -1 712 | -1 809 | -1 895 | -1 981 |
| Rémunération BAR concédants | 6 | -158 | -163 | -168 | -172 |
| 2- CHARGES DE CAPITAL | B | -4 102 | -4 303 | -4 492 | -4 679 |
| CRCP incitations | 7 | 7 | 7 | 7 | 7 |
| Apurements liés au changement de modèle | 8 | 219 | 219 | 219 | 219 |
| 3- APUREMENTS PASSES | C | 226 | 226 | 226 | 226 |
| Résultat avant impôt calculé : -4-6+C | D | 2 164 | 2 268 | 2 371 | 2 472 |
| Impôt sur les bénéfices = 34,43%*D | | 745 | 781 | 816 | 851 |
| Résultat après impôt | | 1 419 | 1 487 | 1 555 | 1 621 |
| Dividendes (à 75%) | | 1 064 | 1 115 | 1 166 | 1 216 |

Rapporté aux 4 Mds € de fonds propres d'ERDF, le bénéfice net moyen d' 1,5 Md € extérioriserait une rentabilité actionnaire moyenne d' 1,5 / 4 ≈ 37,5% ...

Un tel rendement net s'agissant d'une activité dont les risques sont largement couverts par le CRCP est-il économiquement admissible ? Il est permis d'en douter et il est regrettable que la CRE ne soit pas allée au bout de l'exercice pour souligner ce point crucial. Ces dernières années, elle a pu communiquer sur le fait que le TURPE était conçu pour procurer une rentabilité actionnaires de 10%.

La projection montre en creux l'invalidité de l'argument selon lequel réduire le TURPE en mettant fin à la sur-rémunération des capitaux investis affecterait la capacité d'investissement du distributeur.

La réduction du TURPE viendrait d'abord diminuer les résultats distribués au taux de 75% ainsi que l'impôt sur les bénéfices. Comme démontré en réponse à la question 3, l'impact sur la capacité d'autofinancement serait dilué d'un facteur 6 (100 de TURPE en moins = 16 de revenu net en moins pour ERDF)

Et en tout état de cause, dans la mesure où la méthode comptable, que prônent ici les autorités concédantes, dédommagerait au réel les conséquences financières des investissements entrepris – amortissements, provisions et rémunération *raisonnable* des fonds propres -, il est impossible d'affirmer qu'elle désinciterait à investir.

Point 2 : La correction de la sur-rémunération d'ERDF pourrait (devrait) être en partie affectée à rémunérer correctement les investissements des concédants

Les collectivités concédantes, dans leur ensemble, réalisent bon an mal an 1/4 des investissements sur le réseau de distribution, soit près d' 1 Md €/an. A cet effet, elles bénéficient de deux retours tarifaires : le FACE en zone rurale ainsi que les redevances R2 et « article 8 » (0,6 Md € au total). Elles financent donc sur ressources propres plus d' 1/3 de leurs investissements.

La différence de traitement entre ERDF et les autorités concédantes est étonnante. Il serait souhaitable qu'une partie de la sur-rémunération actuelle d'ERDF soit redéployée vers la couverture en une fois ou de manière étalée sur la durée de vie des équipements de ce solde à financer par les concédants.

Le schéma suggéré ici est celui traditionnellement institué dans les affermages de services publics locaux (eau, assainissement, ports, réseaux télécoms, ...) : une partie du prix facturé aux usagers est levée non au profit du délégataire, mais afin de dédommager à la collectivité investisseuse des amortissements nets (et le cas échéant des frais financiers) qu'elle supporte, sur la durée de vie des équipements.

Point 3 : Il est regrettable que le document de consultation ne présente pas le contenu du « compte de régulation des charges et produits » (CRCP)

A plusieurs reprises, que ce soit pour présenter la « méthode ERDF » ou la « méthode alternative », la Commission se réfère au risque d'exploitation encouru par le distributeur.

Or le risque est indissociable de la nature des postes inclus au CRCP. Il semble que le périmètre du CRCP serait peu ou prou inchangé eu égard à la version initiale de TURPE 3 (hors éventuellement les créances irrécouvrables des fournisseurs alternatifs et la rémunération versée au titre de la gestion des contrats uniques) et la présente réponse est rédigée sur cette base. Mais, à tout le moins, la carence d'information sur cette question fondamentale est regrettable.

Point 4 : L'inclusion des redevances de concession au CRCP

Page 19, la CRE présente la trajectoire des redevances et du FACE telle que communiquée par ERDF. la communication de cette information est d'autant plus appréciable qu'elle était absente de la version initiale de TURPE 3 (il avait à l'époque été impossible de discuter d'égal à égal avec ERDF lorsque l'entreprise affirmait, sans le démontrer, que les redevances devenaient insoutenables pour elle au regard des apports du TURPE).

Il serait nécessaire que la CRE réexamine l'inclusion au CRCP de ces reversements aux concédants, perspective qu'elle avait écartée lors de la consultation TURPE 4 du 6 novembre 2012. Il y a accord sur ce point avec ERDF : maintenir les redevances hors du CRCP transfère de facto au concessionnaire la régulation de ce flux, dont les ressorts spontanés lui sont largement extérieurs et doivent le rester.

Point 5 : Le défaut de transparence des charges nettes d'exploitation couvertes par le tarif

Le tableau page 18 de la consultation expose les « charges nettes de fonctionnement » que le tarif est appelé à couvrir selon la demande d'ERDF.

Quelque 5,1 à 5,8 Mds € de dépenses annuelles nettes y sont globalisées en une ligne sans la moindre information sur leur contenu (hors les redevances de concession évoquées au point précédent et les trois charges nouvelles dont ERDF sollicite la couverture : décret DT/DICT, créances irrécouvrables des alternatifs et gestion des contrats uniques par les alternatifs).

A nouveau ce manque de transparence sur le contenu des charges d'exploitation qui méconnaît les dispositions de la directive 2009/72, du règlement 714/2009 et de l'article L. 341-2 du code de l'énergie susmentionnées est regrettable. Parallèlement, il aurait été souhaitable que la CRE fût plus

explicite sur le contenu, le traitement et le contrôle des pratiques qui permet de transformer des charges d'exploitation, couvertes de manière forfaitaire par le tarif, en des dépenses d'investissement, éligibles elles au CRCP. A titre d'exemples, on peut citer:

- la « production immobilisée », autrement dit les actifs réalisés par ERDF elle-même (plus d' 1 Md €/an),
- le versement de la « PCT », c'est-à-dire de la « part couverte par le tarif » des coûts de raccordement lorsque ceux-ci sont réalisés par les collectivités concédantes, qui s'est substituée à de la redevance de concession R2 (cf. depuis protocole ERDF-FNCCR de juin 2009).

Point 6 : L'absence de prise en compte de la situation particulière des entreprises locales de distribution du point de vue des charges en capital

Il apparaît qu'un autre risque juridique est susceptible de peser sur le TURPE 4 : celui lié à l'absence de prise en considération des investissements réellement supportés par les entreprises locales de distribution, traitées, rappelons-le, sur le mode ERDF.

Si les différentiels de charges d'exploitation sont *en théorie* compensés au travers du Fonds de Péréquation de l'Electricité (FPE), aucun mécanisme ne vient les dédommager de la réalité de leurs investissements.

De même, les mécanismes de régulation incitative calculés à partir des performances d'ERDF s'appliquent aveuglement à elles.

Il serait techniquement aisé de prendre en compte la réalité de leurs situations sans remise en cause de l'unicité du tarif national. Les différentiels financiers, positifs ou négatifs, leur seraient compensés en années n+1/n+2 après avoir été transité par le CRCP.

2.2. Méthode alternative

Question 10 : Pensez-vous que cette méthode permet une correcte prise en compte des spécificités concessives ?

Les autorités concédantes donnent acte à la CRE de ce que la « méthode alternative » prend scrupuleusement en compte les spécificités concessives. Dans le détail :

- elle couvre les dotations aux provisions ;
- elle couvre les dotations aux amortissements des financements des concédants ;
- en cohérence avec ces deux couvertures et avec les pratiques des périodes tarifaires antérieures, elle ôte des capitaux à rémunérer l'intégralité du stock de provisions et d'amortissements des concédants, affectés ou non ; le pertinent concept de « capitaux propres régulés » qui, en l'absence de besoin en fonds de roulement, est homogène à la différence entre capitaux propres comptables et la trésorerie, rend parfaitement compte de l'assiette de financement effectivement mis en œuvre par ERDF ;
- elle confirme l'abandon de la déduction du TURPE des remises gratuites des concédants, déjà effective dans TURPE 3 bis/ter, une pratique qui aboutissait à ce les deux parties – collectivités et ERDF – puissent légitimement se prévaloir d'avoir financé les ouvrages en

question et entachait d'une lourde ambiguïté la notion comptable de « droits des concédants ».

De par son strict respect des spécificités concessionnaire et de par son caractère comptable, cette méthode paraît de nature à minimiser le risque de recours.

Néanmoins, si le cadre de la méthode s'avère donc approprié, son paramétrage appelle des ajustements, du point de vue de la rémunération des capitaux propres régulés (cf. § à suivre) et de la marge sur actifs gérés (cf. infra réponse à la question 11).

Les capitaux propres, compte tenu de l'existence d'une marge sur actifs destinée à couvrir le risque d'exploitation, sont logiquement rémunérés sur la base du taux sans risque.

Ce point a déjà été évoqué en réponse à la question 5. En substance, le taux retenu de 4% que retient la Commission, soit 6,1% avant impôt sur les bénéficiaires, ne reflète plus, et de loin, les conditions qui prévalent sur les marchés financiers depuis quelques années.

Lors de la conception de TURPE 3, la CRE avait fixé à 4,20% le taux sans risque. C'était à l'époque adapté (cf. courbe fournie en réponse à la question 5). Mais entre-temps, les taux d'emprunt d'Etat à long terme ont été divisés par 2. La CRE se doit d'en tenir compte et de ramener de 6,1% à environ 3,1% le taux sans risque avant impôt.

Au demeurant, si le risque de rebond des taux d'intérêt apparaissait tangible (scénario peu probable en août 2013), il serait imaginable, plutôt que de prendre une marge de précaution exorbitante de 2 points, de rendre éligible au CRCP ce paramètre typiquement non-maîtrisable.

Question 11 : 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 ?

Sur le fond de la question posée, les autorités concédantes considèrent qu'il faut une nouvelle fois distinguer le cadre de la méthode de son paramétrage.

Le principe d'une marge de rémunération du risque d'exploitation proportionnelle aux actifs gérés, qui aboutira in fine à compléter le taux sans risque appliqué aux capitaux propres régulés, convient conceptuellement.

En revanche, le niveau de cette marge paraît (très) excessif au regard de plusieurs arguments :

- La marge de 2,5%/an découle d'un calcul attribuant à ERDF un coefficient de risque – en jargon financier un « bêta » - dans la moyenne de 17 autres distributeurs européens, soit 0,33. Or nulle démonstration n'est faite dans le document de consultation et dans l'étude transmise de ce que ces autres distributeurs supportent en moyenne le même risque d'exploitation qu'ERDF. Rien n'est dit de l'existence ou non d'un système d'assurance analogue au « CRCP » dans ces pays, du périmètre de cette « assurance ». Vu l'étendue des risques couverts par le « CRCP français », vu la fréquence quadriennale du recalage tarifaire, le bêta d'ERDF ne saurait dépasser, voire atteindre, les plus basses valeurs européennes, soit 0,2 (selon le graphique de la page 14). La marge de 2,5% serait alors réduite en proportion.
- Les 2,5%, appliqués à 48 Mds € d'actifs nets moyens, procureraient à ERDF une rémunération d' 1,2 Md €/an. Or une prime d'assurance, puisque c'est ainsi qu'il faut considérer cette

somme, doit économiquement correspondre à la moyenne pondérée par les probabilités (l'« espérance mathématique ») des sinistres envisageables. Par construction, elle est donc inférieure au montant maximal des sinistres en question (sinon, à quoi bon s'assurer ? ...). Or, il est difficile d'imaginer quel aléa *non-couvert par le CRCP* pourrait causer à ERDF, à l'échelle d'une période tarifaire de 4 ans, une perte de produits ou une dérive de charges approchant simplement 1,2 Md €/an ...

- La meilleure démonstration de la surestimation de cette marge de 2,5% figure dans la méthode d'ERDF elle-même : au § 5, l'entreprise évalue la marge pour risque d' 1% des actifs nets gérés (en l'occurrence, ceux des concédants).

A vrai dire, il semblerait plutôt que ce taux de 2,5% a été calibré, non pas en fonction du risque réel du distributeur ERDF, mais afin d'assurer une quasi-équivalence avec la méthode ERDF et une continuité haussière avec le TURPE 3 avant annulation, c'est-à-dire avec deux approches viciées en ce qu'elles recèlent une sur-rémunération des capitaux investis.

Question 12 : Pensez-vous que le calcul des capitaux propres régulés devrait inclure les immobilisations en cours ?

La question aurait pu être posée de la même manière au sujet de la « méthode ERDF ».

Les « immobilisations en cours », dénomination comptable des ouvrages en cours de construction, représentent une masse financière permanente de l'ordre d' 1 Md € au bilan d'ERDF. La CRE, jusqu'à présent, avait choisi de les écarter des actifs à rémunérer, attendant pour ce faire qu'elles entrent en service.

Les inclure aux capitaux propres régulés à rémunérer augmenterait les charges à couvrir d'une soixantaine de M€/an, au regard des paramètres qu'a retenus la Commission. Toutes choses égales par ailleurs, une hausse de 0,5% du TURPE en résulterait.

Les autorités concédantes ne perçoivent pas l'événement nouveau qui amènerait la CRE à inverser sa position traditionnelle sur le sujet.

En tout état de cause une raison de fond s'impose à l'appui de leur thèse: en effet, selon l'approche comptable que les autorités concédantes appellent de leurs vœux dans le sillage du Conseil d'Etat, et que la CRE met largement en œuvre au travers de cette « méthode alternative », la réponse doit prendre en considération l'intégralité du bilan d'ERDF, au-delà des postes inclus dans le calcul des capitaux propres régulés.

On peut observer que les postes de bas de bilan élargi¹⁰, eux aussi traditionnellement écartés du raisonnement par la CRE, dégagent un excédent conséquent et structurel de liquidités : 3,2 Mds € au 31/12/2011, 3,5 Mds€ au 31/12/2012. Ces surplus incluent notamment un stock permanent de 0,2 Md € d'acomptes perçus sur les raccordements ou encore 0,6 Md € de crédit fournisseurs sur travaux (source de tous les montants : rapports financiers 2011 et 2012 d'ERDF).

Il y a donc là de quoi couvrir plus de 3 fois le financement du Md € d'immobilisations en cours dont ERDF demande la rémunération.

¹⁰ Créances d'exploitation hors compte courant auprès d'EDF SA + charges constatés d'avance – provisions hors renouvellement (dont avantages au personnel) – dettes non-financières – produits constatés d'avance.

Ainsi, il n'y a aucune raison objective de rémunérer les immobilisations en cours de réalisation ou alors, il faut être cohérent et ne pas s'arrêter aux seules rubriques qui génèrent un besoin de trésorerie chez le distributeur. L'ensemble des composantes du bas de bilan, pourvoyeuses d'importantes liquidités devrait être introduit dans le raisonnement.

Question 13 : Etes-vous favorable à une couverture explicite ou implicite des dotations aux provisions pour renouvellement ?

Telle que présentée par la CRE, la « méthode alternative » couvre *explicitement* les dotations aux provisions pour renouvellement. Cela est indispensable dans la mesure où :

- la couverture implicite exposée au § 2.2.7 de la consultation paraît inutilement compliquée,
- il est impératif de lever enfin toute ambiguïté sur le statut tarifaire des provisions,
- le Rapporteur public, dans le cadre de la Décision qui annula le TURPE le 26 novembre 2012, a pris une position tranchée en novembre dernier.

Question 14 : Pensez-vous que le niveau de rémunération marginale des nouveaux investissements est satisfaisant ?

La Commission aura compris, à la lecture des réponses aux questions 11 et 12 que, pour les autorités concédantes, la rémunération marginale de 8,6% était exagérée.

Sur la base d'un taux sans risque avant impôt de 3,1% et d'une marge sur actifs gérés d'1% (à l'image de ce que sollicite ERDF dans sa proposition), la rémunération marginale des nouveaux investissements revient à 4,1%.

Il faut noter que ce taux reste (légitimement) supérieur au coût de la ressource mobilisable :

- le groupe EDF emprunte à long terme à moins de 3% (en tout état de cause, si ERDF emprunte, les intérêts induits seront rémunérés au réel via le CRCP) ;
- le coût d'opportunité de la trésorerie disponible est plus bas encore.

Plus fondamentalement, cela renvoie à la réponse de la question 3. En résumé, ériger le taux de rémunération en incitateur exclusif de l'investissement du distributeur est vain et aboutira inéluctablement, eu égard à la politique de groupe, à une sur-rémunération substantielle. Il importe de rémunérer ERDF au regard du coût réel de la ressource effectivement mobilisée et de l'intensité des risques encourus.

Quant à l'incitation à investir, elle doit passer par d'autres canaux comme un renforcement des sanctions tarifaires en cas de sous-qualité (et l'inverse en cas d'atteinte des objectifs) ou se transformer en une obligation d'investir après synthèse d'informations collectées auprès des concédants.

Question 15 : Avez-vous d'autres remarques sur cette méthode ?

Les 6 points détaillés en réponse à la question 9 sont directement transposables ici.

B. Charges à couvrir par les tarifs

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

L'évolution tarifaire évaluée par la CRE, dans un scénario d'ajustement en une fois en 2014, s'établit à 8,9% avec la « méthode ERDF » et à 7,4% avec la « méthode « alternative ».

Du point de vue des autorités concédantes, seule la méthode alternative s'avère juridiquement et économiquement recevable.

Avant toute prise en compte d'un éventuel complément de retour tarifaire vers les concédants (cf. point 2 des réponses aux questions 9 et 15), les révisions à la baisse qui apparaissent nécessaires au vu des démonstrations supra - d'une part du taux sans risque appliqué aux capitaux propres, d'autre part de la marge pour risque appliquée aux immobilisations nettes gérées - détermineraient une réfaction de l'ordre 0,9 Md € (respectivement 0,15 et 0,75 Md €), soit 7% à 8% du TURPE.

C'est dire que du point de vue des autorités concédantes, aucune hausse ne serait requise pour mener à bien la trajectoire d'investissement de 3,3 à 3,5 Mds €/an.

Les autorités concédantes rappellent avec force que la réfaction d'au moins 0,9 Md € n'impliquerait pas une baisse des moyens d'ERDF pour investir. En effet :

- à plus de 80%, elle aboutirait à une réduction des dividendes et de l'impôt sur les bénéfices payés par ERDF (cf. réponse à la question 3) ;
- elle ne remettrait nullement en cause la couverture au réel par le TURPE des conséquences financières de l'investissement pour l'entreprise : rémunération des capitaux propres régulés mobilisés, intérêts de la dette éventuelle, amortissements, prime de risque sur actifs.

Question 17 : Etes-vous favorable à une synchronisation des mouvements tarifaires des tarifs de transport et de distribution d'électricité ?

Toute mesure en faveur d'une meilleure compréhension et d'une plus grande transparence des tarifs de l'électricité conformément aux dispositions de la directive 2009/72, du règlement 714/2009 et de l'article L. 341-2 du code de l'énergie susmentionnés est la bienvenue.

Cette synchronisation y contribuerait, particulièrement si elle était étendue aux tarifs réglementés de vente (TRV).

Les autorités concédantes y sont donc favorables.

La synchronisation serait plus lisible encore si les actualisations intervenaient au 1^{er} janvier en ce :

- qu'elle ferait concorder exercice tarifaire et exercice comptable d'ERDF, RTE et EDF, facilitant par là même le rapprochement entre les paramètres du TURPE (par exemple la trajectoire d'investissement) et les actions d'ERDF,
- qu'elle offrirait une visibilité aux acteurs qui établissent un budget annuel calé sur l'année civile, à l'image des collectivités locales et de beaucoup d'entreprises.

C. Structure tarifaire

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

Afin de répondre aux orientations ministérielles souhaitant que « la structure (tarifaire) permette d'orienter les usagers qui ont déjà fait le choix du chauffage électrique vers des tarifs variables au sein de la journée à même de mieux lisser les pointes journalières », la Commission propose de répartir les coûts de réseaux entre les différents types d'utilisateurs en fonction des coûts que leurs caractéristiques de consommation respectives engendrent pour les réseaux.

Ainsi la CRE propose une structure tarifaire qui implique « que deux utilisateurs raccordés au même domaine de tension et qui consomment le même volume d'énergie sur l'année ne paieront pas le même niveau de tarif de réseaux si leur consommation n'est pas répartie de manière identique sur toutes les heures de l'année. »

Ciblant tout particulièrement les usagers dont la puissance souscrite est inférieure à 36kVA et très précisément, les usagers domestiques disposant d'un chauffage électrique, la Commission soumet à la consultation une grille tarifaire qui a pour conséquence :

- d'orienter les usagers disposant d'un chauffage électrique vers un TURPE avec une différenciation temporelle (en moyenne ou longue utilisation) ;
- ces derniers verront leur facture d'acheminement augmenter, notamment du fait de l'augmentation de la part énergie de leur tarif (de +5% à +28% pour les puissances >18kVA) ;
- les usagers ne disposant pas de chauffage électrique verront leur facture d'acheminement diminuer.

Le tarif réglementé de vente d'électricité étant à terme construit par addition dont l'un des termes est le TURPE, cette différenciation sera à terme répercutée sur la facture finale des usagers.

Comme le soulignait le SIPPAREC dans sa réponse à la consultation de la CRE du 6 mars 2012, une telle évolution ne peut être envisagée sans la réalisation d'une étude d'impact complète, détaillée et publique.

Il y était suggéré dans le cadre de la consultation de mars 2012 que pour mieux appréhender les conséquences d'une telle modification de la structure tarifaire dans un contexte prégnant de précarité énergétique que les études et analyses complémentaires suivantes soient menées :

- Une cartographie du parc du chauffage électrique identifiant la part du chauffage électrique dans le parc social au niveau départemental ou régional ;
- Des études sectorielles permettant notamment de disposer de données relatives à :
 - o la prévalence du chauffage électrique dans le « logement social de fait » particulièrement en Ile-de-France
 - o la présence ou l'absence d'une corrélation entre chauffage électrique et précarité énergétique.

Il est regrettable qu'en 1 an et 4 mois aucune de ces études n'ait été réalisée et rendue publique afin de porter une analyse éclairée en toute transparence sur ces questions.

La question d'une facturation différenciée de l'usage du réseau en fonction du mode de chauffage apparaît susceptible d'entraîner des conséquences financières, et la proposition soumise à consultation ne suffit pas en l'état pour en évaluer l'importance, pour certaines catégories de la population.

Enfin, il faut rappeler que la diffusion du chauffage électrique a été durablement encouragée, notamment à l'initiative du fournisseur historique. Dès lors, la question de l'acceptabilité sociale d'une augmentation du tarif d'acheminement supérieure à la moyenne pour ces catégories de consommateurs se pose.

Il est donc impossible de porter une appréciation sur cette question sans disposer d'une évaluation approfondie des conséquences pour les foyers concernés et sans que ne se tienne un débat préalable et largement ouvert que les autorités concédantes appellent de leurs vœux.

Annexe : échange entre le SIPPEREC et la CRE – communication de pièces



Paris, le 26 juillet 2013

Philippe de Ladoucette
Président
Commission de Régulation de l'Energie
15, rue Pasquier
75379 PARIS Cedex 08

Lettre recommandée avec AR

Nos Réf. : SIP/ ARH-13-1254
Affaire suivie par : Thomas BASSET (tbasset@sipperec.fr – 01.44.74.85.65)
Objet : Demandes complémentaires pour la consultation publique du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité

Monsieur le Président,

Le SIPPEREC souhaite répondre à la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie du 9 juillet 2013 sur les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité, consultation qu'il examine avec la plus grande attention.

Il apparaît au SIPPEREC que certains éléments ne sont abordés que de manière partielle ou allusive dans le texte de la consultation. Ceci rend difficile l'appréciation de tous les fondements et de toutes les conséquences des deux méthodes proposées. Afin de répondre de la manière la plus éclairée possible à la consultation, le SIPPEREC souhaiterait que la Commission de Régulation de l'Energie rende publiques comme pièces annexes à la consultation les informations complémentaires suivantes :

- La méthode dite ERDF est présentée de manière très succincte. Serait-il possible d'en avoir les éléments détaillés plutôt que ce qui apparaît comme un résumé de la philosophie générale ? En particulier, mais de manière non exclusive, le SIPPEREC souhaiterait savoir quels raisonnements permettent de proposer une rémunération de 1% de rémunération du risque d'exploitation sur la base d'actifs régulée financée par les concédants et les tiers (pages 1 et 12) et des traitements tarifaires passés, la « mise en cohérence conduisant à un écart en faveur des utilisateurs du réseau de distribution estimé par ERDF à 0,8 M€ » (page 12).
- La méthode dite alternative fait référence page 13 à deux études ayant permis de fixer le paramètre beta retenu pour déterminer le coût moyen pondéré du capital. Le SIPPEREC souhaiterait pouvoir prendre connaissance de ces deux études. Il est ainsi fait mention d'une « étude confiée à un consultant externe sur le CMPC pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel » ainsi que de « travaux menés en interne, au cours desquels [la CRE] a actualisé les données relatives aux bêtas utilisés par les autres régulateurs européens ». En l'absence de ces études, il est difficile de se prononcer sur la validité du niveau de 0,33 proposé par la CRE pour le beta. En particulier, le beta des actifs étant une mesure de volatilité, la comparaison européenne n'a de sens que par rapport à des systèmes offrant une stabilité des revenus comparable à celle offerte aux distributeurs d'électricité en France. L'anonymisation du graphique page 14 rend ainsi difficile d'évaluer si l'ensemble des pays européens constitue un référentiel de comparaison pertinent par rapport au système français.

Tour Gemma B - 193-197 rue de Bercy - 75582 PARIS CEDEX 12
Tél. : 01 44 74 32 00 - Fax Direction Générale : 01 44 74 31 90 - Fax SIPPEREC : 01 44 74 83 91 - Mail : sipperec@sipperec.fr - www.sipperec.fr

La communication de ces pièces annexes à la consultation en cours ne pourrait que renforcer la transparence sur les tarifs de l'électricité et, ce faisant, leur acceptabilité par l'ensemble des acteurs ainsi que leur robustesse juridique.

La fin de la consultation étant fixée au 16 août 2013, il serait souhaitable de pouvoir disposer de ces éléments le 2 août 2013 afin d'avoir le temps de les analyser et d'intégrer les enseignements dans la réponse à la consultation.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes salutations les meilleures.

Le Directeur Général



Etienne ANDREUX



Directeur, adjoint au directeur général
CRE/DARE/SD/IP/894

Monsieur Etienne ANDREUX
Directeur Général

SIPPEREC
Tour Gamma B
193-197 rue de Bercy
75582 Paris cedex 12
France

Paris, le 7 Août 2013

Monsieur le Directeur Général,

Par lettre du 26 juillet vous m'interrogez sur certains éléments de la consultation publique de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) du 9 juillet 2013 relative aux quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

En premier lieu, s'agissant de la méthode proposée par ERDF, la CRE a cité dans le texte de consultation publique l'ensemble des éléments de justification exposés par ERDF dans sa demande transmise à la CRE par courrier du 5 juillet 2013.

La CRE approfondira son analyse de la pertinence des mécanismes de rémunération proposés à la lumière des réponses apportées à cette consultation et de ses échanges avec le gestionnaire de réseau.

S'agissant des « traitements tarifaires passés » présentés dans la demande d'ERDF, le montant des retraitements proposés par ERDF dans son courrier (soit 0,8 M€ en faveur des utilisateurs) a fait l'objet d'une demande de précisions quant au détail des retraitements envisagés par ERDF. A ce jour, la CRE ne dispose pas d'éléments suffisamment fiables pour être portés à la connaissance des acteurs intéressés.

En second lieu, le SIPPEREC souhaite également disposer des éléments suivants :

- l'étude menée durant l'été 2011 et confiée à un consultant externe sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel ;
- les travaux menés en interne, au cours desquels la CRE a actualisé les données relatives aux bêtas utilisés par les autres régulateurs européens.

En réponse à votre demande, je vous prie de bien vouloir trouver en pièce jointe la partie de cette étude consacrée au transport et à la distribution d'électricité. Vous noterez à ce titre que la fourchette de bêta des actifs recommandée par le consultant est de 0,30 à 0,45 tant en transport qu'en distribution (cf. tableau page 56 de cette étude). Le bêta des actifs envisagé dans la méthode alternative se situe donc dans le bas de cette fourchette.

15 rue Pasquier
75379 PARIS Cedex 08
www.cre.fr
Tél. : 01 44 50 41 00
Fax. : 01 44 50 41

S'agissant des travaux menés en interne, dont est issu le graphique de la page 14 du document de consultation, ils s'appuient notamment sur des travaux réalisés en collaboration avec les autres régulateurs européens. Les bêtas des actifs présentés dans le graphique précité ont été recueillis auprès des régulateurs européens dans le cadre des travaux du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). Les données recueillies dans ce cadre sont considérées comme confidentielles. Ainsi, seule une version anonymisée de ces informations pouvait être rendue publique. Toutefois, dans la mesure où votre question porte in fine sur le lien entre le bêta des actifs et le cadre de régulation, vous trouverez en pièce jointe deux tableaux présentant pour chaque bêta des actifs le système de régulation tarifaire indiqué par le régulateur correspondant. Je tiens par ailleurs à souligner que la fourchette des bêtas des actifs présentés dans ces tableaux est de 0,21 à 0,61. Le bêta des actifs envisagé dans le cadre de la méthode alternative se situe donc au sein de cette fourchette.

Je vous prie d'agréer, Monsieur le Directeur Général, l'expression de ma meilleure considération.



Francis HAUGUEL

Pièces jointes : Etude de Frontier Economics sur l'évaluation du CMPC des gestionnaires de réseaux d'électricité en France.

Tableaux indiquant pour chaque bêta des actifs présenté dans le graphique de la page 14 du document de consultation, le système de régulation tarifaire indiqué par le régulateur correspondant (source : travaux du CEER).



A Paris, le 12 Aout 2013

Monsieur Philippe de LADOUCKETTE
Président
Commission de Régulation de l'Energie
15 rue Pasquier
75379 Paris Cedex 08

Vos Réf. : CRE/DARE/SD/IP/894
Nos Réf. : SIP/ YRT-13-1299
Affaire suivie par : Thomas BASSET – Tél. : 01 44 74 85 65 – E-mail : tbasset@sipperec.fr
Objet : Réponse demande SIPPEREC CP TURPE 4 HTA BT

Monsieur le Président,

Par courrier du 7 août courant, la Commission de régulation de l'énergie a adressé au SIPPEREC certains des éléments qu'elle a utilisés dans le cadre de la consultation publique relative aux quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité.

Il s'agit plus précisément de l'étude menée en 2011 par un consultant extérieur sur le coût moyen pondéré du capital pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel et des travaux menés au sein de la Commission de régulation de l'énergie sur les données relatives aux bêtas utilisés par les autres régulateurs européens pour déterminer le lien entre le degré de risque de l'activité et la rémunération du gestionnaire de réseau.

Le SIPPEREC remercie vivement la Commission de régulation de l'énergie de cet envoi.

Le SIPPEREC regrette néanmoins que la Commission de régulation de l'énergie indique ne pas être en mesure de transmettre davantage d'informations s'agissant des éléments sur lesquels la société ERDF s'est appuyée pour établir sa méthode de calcul des tarifs.

La communication de ces données est pourtant indispensable pour juger de la pertinence de cette méthode qui est très pauvre en explications. A défaut, il est impossible de vérifier le calcul des tarifs et ce en méconnaissance du principe de transparence consacré par les textes communautaires et nationaux.

A cet égard, la Commission de régulation de l'énergie reconnaît dans son courrier du 7 août courant devoir approfondir son analyse de la méthode proposée par la société ERDF et indique que, pour ce faire, elle s'appuiera sur les observations exposées dans le cadre de la consultation.

Or, du fait de l'insuffisance des informations transmises par la société ERDF, les observations exprimées par les participants à la consultation publique ne peuvent qu'être limitées.

Le SIPPEREC note également que, s'agissant des « traitements tarifaires passés » présentés par la société ERDF, la Commission de régulation de l'énergie indique dans son courrier ne pas disposer d'éléments suffisamment fiables pour être communiqués. Dans ces conditions, il est bien évident que les participants à la consultation publique du 9 juillet 2013 ne sont pas en mesure de répondre pleinement à la question 8 qui leur est posée, alors pourtant qu'il s'agit d'un point important pour évaluer la méthode proposée par la société ERDF.

.....
Tour Gamma B - 193-197 rue de Bercy - 75582 PARIS CEDEX 12
Tél. : 01 44 74 32 00 - Fax Direction Générale : 01 44 74 31 90 - Fax SIPPEREC : 01 44 74 63 91 - Mail : sipperec@sipperec.fr - www.sipperec.fr

La communication des données sur lesquelles repose l'analyse de la société ERDF est donc un préalable nécessaire à l'engagement d'une discussion éclairée sur le choix de la méthode de calcul du TURPE dans le cadre de la consultation publique actuellement menée sous l'égide de la Commission de régulation de l'énergie.

Toujours dans ce souci de transparence, le SIPPAREC considère que les données que la Commission de régulation de l'énergie a bien voulu lui adresser par courrier du 7 août courant devraient être mises à la disposition de l'ensemble des participants, en étant intégrés aux documents de la consultation et publiés sur le site du régulateur.

Le SIPPAREC souhaite en effet qu'une discussion s'engage avec l'ensemble des participants sur ces éléments en vue de l'évaluation des méthodes de calcul du TURPE. Ce n'est que dans ces conditions que l'efficacité de la consultation publique et la transparence des tarifs seront garanties.

Par ailleurs, le SIPPAREC a pris connaissance du tableau que la Commission de régulation de l'énergie a bien voulu lui transmettre, indiquant, pour chaque bêta des actifs présentés dans le graphique de la page 14 du document de consultation, le système de régulation tarifaire indiqué par le régulateur correspondant.

La Commission de régulation de l'énergie fait valoir dans son courrier que le bêta retenu dans la méthode alternative qu'elle propose se situe dans la fourchette des bêtas appliqués dans les autres Etats membres.

Toutefois, la comparaison des bêtas ne saurait avoir de sens que si le risque supporté par l'ensemble des gestionnaires de réseaux concernés par cette étude était similaire à celui pesant sur la société ERDF. Or, ce n'est pas le cas compte tenu des caractéristiques des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (dispositif du compte de régulation des charges et des produits, révision quadriennale des tarifs).

Ce constat conduit le SIPPAREC à étudier pour sa réponse à la consultation publique le calcul d'une nouvelle estimation du bêta de la société ERDF en tenant compte des spécificités du dispositif français.

L'intérêt de l'étude comparative menée auprès des différents régulateurs européens demeure néanmoins ce qui conduit le SIPPAREC à solliciter de la Commission de régulation de l'énergie qu'elle lui fournisse des précisions permettant une bonne compréhension des systèmes de régulation tarifaire visés dans le tableau qu'elle lui a transmis. La connaissance des modalités de fonctionnement de ces différents systèmes permettra d'évaluer le niveau de risque supporté par les distributeurs concernés. A cette fin, les services du SIPPAREC se tiennent à la disposition de la Commission de régulation de l'énergie pour échanger sur ce sujet et obtenir toute information utile.

Je vous prie de croire, Monsieur le Président à l'expression de ma haute considération.

Le Directeur Général



Etienne ANDREU

Tour Gamma B - 193-197 rue de Bercy - 75582 PARIS CEDEX 12
Tél : 01 44 74 32 00 - Fax Direction Générale : 01 44 74 31 90 - Fax SIPPAREC : 01 44 74 83 91 - Mail : sipparec@sipparec.fr - www.sipparec.fr