

M. Vincent MAILLARD
mél : vincent.maillard@laposte.net

Villennes-sur-Seine, le 15 juin 2009

à

M. Eric DYEUVRE
Commissaire à la CRE
Président du GT "Pertes sur les réseaux électriques"
mél : gtpe@cre.fr

Monsieur,

le groupe de travail que vous présidez a mis en place une large consultation des parties concernées par la couverture des pertes des réseaux publics, et je vous en remercie. Etant intéressé par les évolutions du secteur de l'énergie¹, je me propose par la présente de contribuer à ce débat.

La question de la compensation des pertes de réseau revêt une importance particulière en France du fait de la coexistence, sans doute encore durable, entre un marché de détail réglementé de fait et des marchés de gros libéralisés.

La hausse des tarifs demandée par ERDF, bien qu'officiellement justifiée par les seuls besoins d'investissement, résulte principalement de la nécessité de compenser l'augmentation du prix auquel ERDF couvre ses pertes par des achats effectués, *in fine*, auprès de son actionnaire EDF. Cette hausse considérable en comparaison des marges des fournisseurs alternatifs risque d'impacter directement leur viabilité² et donc le fonctionnement du marché français.

Le groupe de travail que vous présidez a commencé à étudier un certain nombre de questions. Je souhaite ici aborder quelques points qui me semblent importants : le caractère incitatif du dispositif pour diminuer les volumes et les coûts d'approvisionnement, l'impact sur les marchés de gros, le lien avec l'intégration verticale des opérateurs, l'articulation avec le mécanisme du CRCP.

Mes remarques sont formulées dans le cadre d'un achat de la compensation des pertes par RTE et ERDF. Elles peuvent cependant être adaptées le cas échéant dans le cas d'un dispositif de compensation « physique » par les fournisseurs ou les producteurs.

L'incitation à diminuer les volumes

A court et moyen termes, il apparaît difficile pour les gestionnaires de réseau de diminuer fortement le volume des pertes techniques qui sont conditionnées par l'état du réseau existant et les contraintes d'exploitation du système de

¹ J'ai personnellement travaillé pendant de nombreuses années au sein du Groupe EDF, notamment au sein des équipes responsables des questions de régulation sectorielle et dans la filiale EDF Trading à Londres, où j'étais chef analyste. Ayant quitté EDF il y a plus de deux ans et demi (j'étais alors Directeur des Tarifs), le point de vue que j'exprime ici ne saurait évidemment engager cette entreprise.

² Mon propos ici n'est pas de soutenir ou de justifier les mécanismes « en faveur » des fournisseurs alternatifs, ce qui relève d'un autre débat, mais de souligner que la cohérence de la politique publique en faveur de ces opérateurs et de leurs clients demande que la question des pertes soit aussi prise en compte.

production. Il y a donc à ces horizons deux leviers d'action principaux : les pertes non techniques, l'optimisation des injections et soutirages en THT.

Les pertes non techniques concernent, d'après la présentation ERDF du 27 avril 2009, un volume important (8 TWh/an) et constituent un levier de diminution des pertes qui ne nécessite par nature pas d'investissement. Il serait utile de faire une comparaison internationale de ces pertes non techniques, afin de fixer un objectif raisonnable de réduction de ces volumes.

La présentation de RTE du 27 avril 2009 indique que les pertes en 400 kV sont peu influencées par la consommation. Même si cette présentation ne fournit pas d'étude statistique claire à l'appui, il apparaît, dans le tableau « *Facteurs influençant le volume des pertes* », que les imports/exports et la répartition de la production sont les principaux facteurs possibles induisant les pertes sur ce niveau de tension. Si tel est le cas, l'efficacité économique impose que les coûts des pertes sur le réseau à 400 kV soient répercutés directement sur les opérateurs induisant ces pertes et non mutualisés entre les consommateurs.

A *long terme*, les pertes techniques ne peuvent être optimisées qu'en adaptant le réseau et son dimensionnement. Cette optimisation nécessite que les gestionnaires de réseau puissent disposer d'un approvisionnement de couverture reflétant les coûts sur le long terme, à un horizon cohérent avec la durée de vie économique de leurs investissements. Pour inciter à une localisation optimale des moyens de production, il serait aussi utile que le mécanisme de recouvrement des pertes reflète les différences de taux de perte marginal liées par exemple au plus ou moins grand éloignement des moyens de production.

Les remarques précédentes valent dans le cas d'un achat de couverture des pertes par les gestionnaires de réseau. Dans le cas d'un mécanisme de compensation physique des pertes par les fournisseurs ou les producteurs, il est possible de mettre en place des systèmes de bonus / malus en fonction des volumes physiques de pertes des gestionnaires de réseau.

La réduction des coûts d'approvisionnement

Les coûts d'approvisionnement constituent le premier facteur d'évolution des charges des gestionnaires de réseau. L'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 prévoit que « *le service public de l'électricité est géré dans le respect des principes d'égalité, de continuité et d'adaptabilité, et dans les meilleures conditions de sécurité, de qualité, de coûts, de prix et d'efficacité économique, sociale et énergétique* » ; il revient donc à RTE et à ERDF de s'approvisionner aux meilleures conditions de coûts possibles pour compenser les pertes sur leurs réseaux respectifs.

On a vu que l'efficacité économique et la recherche d'une optimisation des investissements, nécessitent une forme d'approvisionnement de long terme. Contrairement à ce qui est parfois prétendu, cet objectif n'est pas forcément contraire à une minimisation des coûts d'approvisionnement sur le court terme : il se peut en effet très bien, comme c'est en apparence le cas aujourd'hui, que les coûts de court terme soient supérieurs aux coûts de long terme³.

Les règles européennes de la concurrence n'interdisent pas en tant que tels les contrats à long terme, comme cela a été réaffirmé par le Conseil de la Concurrence à l'occasion de son avis 05-A-23⁴.

Le droit sectoriel ne l'interdit pas plus.

³ En revanche, le choix d'un approvisionnement à long terme a un coût implicite du fait que l'acheteur renonce à l'option de pouvoir acheter à des conditions qui pourraient dans le futur lui être plus favorables.

⁴ § 56 : « *Si les contrats à long terme ne sont pas interdits "per se" par le droit de la concurrence, il convient néanmoins de les analyser dans leur contexte et, notamment, de veiller à ce qu'ils ne portent pas une atteinte excessive au bon fonctionnement du reste du marché* ».

L'article 14, paragraphe 5, de la directive 2003/54/CE prévoit certes que « *les gestionnaires de réseau se procurent l'énergie qu'ils utilisent pour couvrir les pertes d'énergie [...] dans leur réseau selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché* ». Ceci n'empêche cependant pas que les gestionnaires de réseau puissent sélectionner une offre de long terme voire même une offre réglementée.

Le Conseil de la Concurrence a ainsi considéré que la directive 300/54/CE n'empêche pas le recours au « tarif de cession » dès lors qu'ont été « *mis en œuvre les procédures prévues par la directive et que celles-ci [auront] permis de considérer que les tarifs de cession constituent la meilleure offre.* »⁵.

A l'inverse, le fait que les gestionnaires de réseau s'interdiraient *a priori* de se fournir de telle ou telle manière serait incompatible avec les obligations découlant de l'article 1^{er} de la loi du 10 février 2000 et pourrait contrevenir aux règles européennes de la concurrence.

Au total, la question de la minimisation des coûts de compensation des pertes ne peut se limiter à la seule question du choix de l'optimisation des achats sur les marchés de gros organisés. Compte-tenu du manque de liquidité du marché sur les horizons compatibles avec les investissements des gestionnaires de réseau, des mécanismes de type « tarif de cession » ou « exeltium » seraient plus appropriés.

Un droit de tirage sur des STEPs « pures »⁶ pourrait le cas échéant compléter le portefeuille d'actifs à disposition de RTE pour compenser les pertes et limiterait les risques afférents au mécanisme d'ajustement. A cet égard, les conditions de tarification de l'accès des STEPs au réseau devraient être revues : elles pénalisent en effet la rentabilité d'un mode de production important pour l'équilibre du système et incitent les producteurs à désoptimiser son exploitation.

L'impact sur les marchés de gros

Il est souvent considéré que les achats d'ERDF et RTE permettent d'assurer la liquidité du marché de gros. Cet argument est quelque peu contre-intuitif sur un marché qui semble globalement court en approvisionnement : les achats d'ERDF et RTE ne peuvent que dégrader encore ce déséquilibre.

Le graphique 3 de la présentation d'EPEXSPOT du 2 juin 2009 montre par ailleurs que les achats de compensation des pertes par ERDF et RTE représentent 85% des volumes vendus par les VPPs. On peut comprendre que les intermédiaires qui achètent les VPPs et revendent à ERDF et RTE souhaitent le maintien d'un mécanisme qui leur assure des marges⁷, pour autant ce mécanisme n'améliore pas nécessairement le bon fonctionnement du marché. On doit enfin s'interroger au regard de l'objectif initial des VPPs, qui était qu'EDF mette de l'énergie « *à disposition de ses concurrents* »⁸.

Le lien avec l'intégration verticale des acteurs

Le fait que la concurrence sur la fourniture se fasse entre opérateurs intégrés verticalement d'une part et acteurs non intégrés⁹ d'autre part pose une question particulière. La prise en compte du coût des pertes dans le TURPE fait en effet peser un risque asymétrique entre ces acteurs puisque les acteurs intégrés pourront compenser les

⁵ Conseil de la Concurrence – Avis 04-A-11 - §64. On peut *a contrario* se demander pour quelle raison ERDF n'a pas cherché à faire valoir auprès des autorités de la concurrence son droit à bénéficier d'un tarif de cession équivalent à celui dont bénéficient les DNNs. Le Conseil de la Concurrence l'y invitait en effet directement au point 66 du même avis en rappelant l'obligation de non discrimination entre les DNNs et ce qui devait devenir ERDF.

⁶ Telles que Revin ou Montézic.

⁷ En particulier, le fait que la stratégie d'achat des volumes par ERDF et RTE soit connue publiquement favorise la capacité des intermédiaires à consolider leurs marges sans pour autant créer beaucoup de valeur. Il en va de même si la CRE devait publier le mode de calcul des achats de pertes utilisé comme référence : les acteurs auraient tôt fait d'en induire le comportement d'achat des gestionnaires de réseau.

⁸ Communiqué de presse IP 01/175 de la Commission européenne.

⁹ Il s'agit principalement de Poweo et Direct Energie. Même si ces acteurs affichent leur volonté de s'intégrer verticalement, leur degré d'intégration est nettement plus faible que celui d'EDF.

variations (en plus ou en moins) par leur activité en amont, ce qui n'est pas le cas des autres acteurs. Cette situation serait d'autant plus grave si un des acteurs intégrés avait la possibilité d'agir sur les prix d'approvisionnement des pertes et de faire peser ainsi une menace de « ciseau tarifaire » sur ses concurrents via une augmentation du TURPE (à TRV et prix de détail constants).

Là encore, la solution classiquement retenue pour résoudre ce problème est d'imposer une forme de contractualisation à long terme qui limite les effets de la position dominante en amont.

Le mécanisme du CRCP

L'intégration du coût des pertes dans le CRCP pose une difficulté complémentaire. En effet, tant que l'approvisionnement se fera sur des marchés de gros organisés, les incertitudes sur le prix des pertes seront énormes et le mécanisme de lissage via le CRCP pourrait s'avérer insuffisant.

En outre, le fait que le CRCP ne soit pas pris en compte dans la comptabilité des entreprises fait peser un risque complémentaire si l'actionnaire décidait de prélever sous forme de dividendes tout ou partie de revenus « comptables », pourtant implicitement gagés par le CRCP¹⁰. Ce risque est d'autant plus important que le taux de prélèvement des dividendes est élevé.

Là encore, ce risque serait sensiblement réduit en cas d'approvisionnement à prix stable sur le long terme.

En conclusion, il me semble qu'une forme d'approvisionnement sur le long terme de la compensation des pertes présente de nombreux avantages et que cette piste devrait être privilégiée. Je me tiens bien évidemment à votre disposition ainsi qu'à celle de vos services si vous souhaitez discuter tel ou tel point de manière plus approfondie et vous prie enfin, Monsieur, d'agréer mes salutations respectueuses.

Vincent Maillard

¹⁰ Cette remarque vaut d'ailleurs pour les autres composantes entrant dans le mécanisme du CRCP tels que les revenus des interconnexions.