



Avant-projet d'arrêté du Gouvernement wallon présentant le projet de décret relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux GRD gaz et électricité

Avis du Conseil d'Administration du 17 novembre 2015

Synthèse

Le texte en projet établit une série de principes destinés à encadrer le travail du régulateur régional (CWAPE) dans l'encadrement des prix de distribution d'énergie.

L'hypothèse d'une évolution du modèle régulateur en tant que tel, passant d'un modèle dit « cost-plus » à un modèle « revenue-cap », favorisant une réduction progressive des coûts du service pour les consommateurs, nous semble pouvoir être validée dans son principe. Le cadre de mise en œuvre du modèle, tel que proposé dans l'avant-projet, pose toutefois d'importants problèmes.

Examiné avec le concours des acteurs du secteur de la distribution, à la lumière de l'interprétation que fait déjà la CWAPE dans l'élaboration de la méthodologie tarifaire destinée à l'encadrement de la prochaine période régulatoire (2018-2022), il apparaît en effet que le texte emporte un transfert majeur de risques sur les GRD et, par voie de conséquence, sur les villes et communes, transfert de risques que nous ne pouvons considérer comme compatible avec la bonne santé financière des pouvoirs locaux et le principe de continuité du service public.

L'interprétation des principes régulatoires par la CWAPE n'étant pas sujette à tutelle du gouvernement, nous estimons nécessaire de préciser davantage lesdits principes dans leur base décrétole. Concrètement, nous proposons un renforcement formel des principes qui suivent :

- **Procédure de concertation** : les décisions de la CWAPE relatives à l'adoption de sa méthodologie tarifaire doivent faire l'objet d'une motivation circonstanciée de la part de la CWAPE, spécialement en ce qui concerne les points de divergence de la méthodologie par rapport aux objections formulées par les GRD dans le cadre de la procédure de concertation.
- **Principe 2** : Les paramètres d'évaluation des coûts intégrés aux prix ne doivent pas ajouter aux pressions apportées par les efforts de productivité intégrés facteur « X », mais intégrer la réalité des coûts propres au secteur de la distribution d'énergie.
- **Principe 6** : La précision de la nécessité d'assurer un équilibre entre tarifs proportionnels, favorisant les économies d'énergie, et tarifs capacitaires, telle que formulée dans le texte en projet, est essentielle au financement futur des réseaux de distribution.
- **Principe 8** : la rémunération du capital investi par les associés des GRD doit non seulement être stable et suffisante, mais également attractive. Elle est sans rapport avec la compensation de l'utilisation des domaines publics par les réseaux de distribution (redevance de voirie) et n'est pas affectée par les efforts de productivité (facteur « X »).

- **Principe 9** : il est essentiel que les impôts, taxes et contributions diverses frappant le coût du service rendu par les GRD soient expressément identifiés comme intégrables d'office dans les coûts admissibles, en qualité de coûts non contrôlables, non frappés par le facteur X, qu'ils soient récupérables à brève échéance sans contrôle du régulateur sur l'opportunité de leur intégration, et qu'ils apparaissent clairement pour ce qu'ils sont dans la facturation aux clients finaux, via une rubrique séparée et spécifique dans la facturation.
- **Principe 10** : la facturation des OSP doit être réellement transparente et clairement distinguée de la facturation des services des GRD proprement dits ; les coûts des OSP sont imposés aux GRD ; ils sont récupérés à 100 % et ne sont pas constitutifs de coûts contrôlables affectés par le facteur « X » définissant les efforts de productivité.
- **Principe 12** : les charges d'emprunt du passé doivent être prises en compte dans les prix en tenant compte des durées des emprunts contractés et des taux d'intérêt du passé. L'emprunt à long terme en phase avec une vision et une stratégie d'investissement à long terme, ne doit pas être découragé par des paramètres d'admissibilité inadaptés, tels que des taux d'intérêt applicables à des emprunts à court ou moyen terme.
- **Principe 13** : Le principe est à revoir pour garantir un abaissement du risque pour les gestionnaires et leurs associés. Nous estimons qu'une fourchette réaliste des prix admissibles pour l'achat d'énergie couvrant les pertes de réseau au cours de la période régulée doit tenir compte des risques affectant les prix de l'énergie acquise pour couvrir les pertes et de la prévisibilité des événements qui les ont affectés.
- **Principe 14** : les charges de pension du secteur public sont constitutifs de coûts non gérables, dont l'accroissement, en l'absence de participation de l'état fédéral au financement des pensions du secteur public local, n'est pas susceptible de gestion à la baisse à court ou moyen terme.
- **Principe 15** : la récupération des soldes réglementaires doit être programmée et tarifée sur une seule période régulatoire, suivant immédiatement celle ayant conduit à la constitution du solde à récupérer.
- **Principe 18** : Le facteur X ne doit pas mettre en péril la rémunération des capitaux investis (dividendes aux associés). Par ailleurs, les efforts de productivité ne peuvent être envisagés et appliqués que dans la mesure où ils sont raisonnablement atteignables et sans porter préjudice à la qualité des réseaux.

Nouveau modèle réglementaire : « revenue-cap » Vs « cost plus ».

De manière générale, le modèle tarifaire envisagé prévoit de passer d'un modèle de type 'Cost Plus', ou 'rate-of return', à un modèle de type 'revenue cap'.

Dans le cas du modèle Cost plus, qui présidait à la régulation tarifaire fédérale, sous le contrôle de la CREG, et qui sert également de fondement à la régulation transitoire découlant de la régionalisation de la compétence, le régulateur définit pour une période donnée, en amont de la période tarifaire, un prix permettant à l'opérateur gestionnaire de récupérer ses coûts, ainsi qu'une marge bénéficiaire équitable, destinée à la rémunération de ses actionnaires / associés (dividendes).

Des ajustements fréquents du prix régulé sont opérés pour permettre la récupération des coûts excédentaires ou, le cas échéant, la restitution aux utilisateurs de réseau des économies de coûts.

Dans le cas du modèle 'revenue-cap', il s'agit pour l'opérateur gestionnaire de réseau de s'engager, ex ante, à un prix maximum autorisé pour la période régulée, à charge pour lui d'assumer le risque du caractère plus ou moins suffisant des revenus par rapport aux coûts de

gestion réels des services et réseaux et à leurs évolutions, quitte à réduire voire supprimer les dividendes aux associés pour assurer le respect du niveau de revenus concerté par avance.

Le transfert de risques est d'autant plus important que la concertation du niveau de revenus n'est pas conçue comme permettant aux gestionnaires de rattraper les pertes d'une période régulatoire à l'autre en proposant des prix plus élevés, puisqu'un objectif du modèle est de comprimer à la baisse les revenus en poussant l'opérateur, d'une période régulatoire à l'autre, à une plus grande efficacité et à une compression des prix. Cette compression s'opère par l'intégration d'un facteur, appelé « facteur X », dans le calcul du prix maximum autorisé, qui définit une trajectoire de réduction du coût du service rendu au client final.

Un des éléments essentiels de la mise en œuvre du facteur X consiste en l'évaluation par la CWAPE du caractère contrôlable des dépenses opérationnelles (OPEX), dans la mesure où le facteur X postulerait une réduction (actuellement envisagée à 1.5 % par an) opérée sur les dépenses considérées comme contrôlables ou partiellement contrôlables.

Appréciation générale du modèle 'revenue-cap'

Sous réserve qu'une place puisse être réservée, par des incitants spécifiques, à la qualité des services et de l'infrastructure, L'hypothèse d'une évolution du modèle régulatoire en tant que tel, passant d'un modèle dit « cost-plus » à un modèle « revenue-cap », favorisant une réduction progressive des coûts du service pour les consommateurs, nous semble pouvoir être validée dans son principe.

Toutefois, il apparaît que les principes régulatoires précisant le cadre de mise en œuvre du modèle, examinés à la lumière des propositions de mise en œuvre des principes en cours de discussion par la CWAPE avec les GRD, sont libellés de manière à faire peser un niveau de risque inacceptable sur les gestionnaires de réseaux et leurs associés communaux. Ce niveau de risque devrait être abaissé par l'intégration de garanties complémentaires dans la définition des principes régulatoires dans lesquels devra s'inscrire le régulateur régional.

Pour une bonne compréhension de l'importance d'une définition suffisamment garantie des principes régulatoires, il faut souligner que dans son principe de fonctionnement, la CWAPE échappe à toute forme de tutelle de la part du gouvernement. Les garanties à obtenir pour pallier un accroissement trop important des risques pour les GRD et leurs associés communaux dans l'interprétation des principes régulatoires doivent donc s'opérer par le biais d'une modification des textes décrets encadrant la fonction régulatoire.

Principes régulatoires à renforcer

Remarque générale : motivation de la méthodologie

La procédure d'adoption par la CWAPE d'une méthodologie tarifaire applicable à une période régulatoire est définie par le texte en projet (art. 2 et ss). Elle prévoit un mécanisme de concertation avec les GRD au terme duquel la CWAPE est en mesure d'imposer son point de vue.

Compte tenu des enjeux, et afin de donner aux GRD comme aux pouvoirs locaux associés en leur sein les moyens de défendre utilement leur point de vue en cas de recours contre les décisions de la CWAPE, nous estimons qu'il est légitime et sain d'exiger de la CWAPE une motivation

circonscrite des décisions de la CWAPE quant à l'adoption de sa méthodologie tarifaire, compte tenu des objections émises par les gestionnaires, comme cela est par ailleurs prévu dans le cas des procédures d'approbation individuelle des tarifs des GRD.

Paramètres d'admissibilité des coûts (principe 2°)

Le choix des paramètres définissant les structures de coûts ou la notion de rémunération équitable des capitaux ne peut s'opérer de manière à intégrer des facteurs « x' » cachés, créant, par le choix de paramètres financiers d'analyse des coûts défavorables aux gestionnaires de réseaux, des pressions supplémentaires à la baisse sur les prix de manière non transparente ou à appliquer des efforts de réduction sur des postes qui ne sont pas censés être soumis au facteur X (cf. rémunération équitable des capitaux, notamment).

Ainsi, par exemple, le recours à l'IPC (indice des prix à la consommation) comme paramètre de correction de la formule d'application du facteur X au prix du service produit par un GRD ne permet pas de prendre en considération la réalité de l'évolution des coûts du personnel, liée à des mécanismes d'évolution barémique que l'IPC ne suffit pas à couvrir.

Les paramètres d'évaluation des coûts intégrés aux prix ne doivent pas ajouter aux pressions apportées par les efforts de productivité intégrés facteur « X » mais intégrer la réalité des coûts propres au secteur de la distribution d'énergie.

Equilibres réalisés par les tarifs (principe 6°)

La précision de la nécessité d'assurer un équilibre entre tarifs proportionnels, favorisant les économies d'énergie, et tarifs capacitaires, telle que formulée dans le texte en projet, est essentielle au financement futur des réseaux de distribution.

La base du coût de gestion des réseaux de distribution réside en effet dans des coûts fixes, indépendants de la consommation réelle des utilisateurs, de sorte que le développement présent et à venir de la production domestique d'énergie et des micro-réseaux met en effet en péril non seulement l'équité du mode de financement (simples consommateurs de plus en plus amenés à financer le service au profit des prosumers, dans le système de facturation actuel) mais la soutenabilité globale du financement des réseaux et de leurs gestion.

Rémunération équitable des capitaux investis (principe 8°)

Le principe 8° du texte en projet met l'accent, d'une part, sur les capacités d'investissement, de maintenance et de développement des infrastructures et, d'autre part, sur la stabilité sur le long terme du taux de rendement de la rémunération équitable des associés. La stabilité du rendement est une nécessité mais ne saurait être satisfaisante en l'absence de la garantie d'un niveau suffisant de rendement.

Il nous semble tout d'abord essentiel de nous assurer que l'existence de la redevance de voirie pour l'occupation du domaine public ne puisse, spécialement dans le contexte d'un modèle réglementaire déplaçant les risques vers les opérateurs et poussant à une réduction des prix, servir de prétexte à une diminution voire une disparition de la rémunération du capital investi (dividendes). **La redevance de voirie**, rémunérant l'utilisation des réseaux de voiries gérées par

les communes qui accueillent les réseaux de distribution de gaz et d'électricité, **ne constitue pas une rémunération des parts des associés communaux dans les GRD.**

La notion de rémunération équitable doit être précisée de manière à éviter une telle confusion, et aussi à garantir une rémunération équitable non seulement stable, mais également suffisante.

Il s'agit non seulement de garantir des recettes nécessaires au financement des services publics locaux, mais également de conserver aux participations dans le secteur de la gestion des réseaux de distribution une attractivité suffisante si la nécessité d'attirer de nouveaux capitaux, notamment privés, se fait jour. **La rémunération du capital doit donc non seulement être stable et suffisante, mais également attractive.**

Les efforts de productivité (facteur « X ») n'impactent pas la rémunération des associés.

Impôts et taxes (principe 9°)

Il est essentiel que les impôts, taxes et contributions diverses frappant le coût du service rendu par les GRD soient expressément identifiés comme intégrables d'office dans les coûts admissibles, en qualité de **coûts non contrôlables**, et donc non frappés par le facteur X, et qu'ils soient récupérables à brève échéance. L'absence de contrôle du régulateur sur l'opportunité de leur intégration en tant que tels ne doit pas faire de doute.

Il est également essentiel **qu'ils apparaissent clairement pour ce qu'ils sont dans la facturation aux clients finaux**, de sorte que les GRD et les pouvoirs locaux ne doivent supporter ni le prix des impositions fixées par les autres niveaux de pouvoir, ni la responsabilité apparente de leur impact sur le niveau de coût total.

Ils doivent dès lors faire l'objet d'une **rubrique séparée et spécifique dans la facturation** (et pas uniquement dans les notices explicatives de la facturation, dont on sait qu'elles n'ont pas d'impact sur la lecture que font de leur facture la majorité des utilisateurs du réseau).

Financement des obligations de service public (principe 10°)

Les principes tarifaires permettent à la CWAPE de faire intégrer les coûts des OSP au prix du service de distribution d'énergie et ainsi de procéder à une mise sous pression à la baisse de la facturation de ces coûts, qui sont IMPOSES aux GRD par les autorités, essentiellement régionales, dans le cadre de l'application de la méthode revenue Cap.

Le risque de couverture insuffisante de ces coûts nous paraît double. D'une part, il y a un risque de définition d'un revenu total qui ne soit finalement pas couvert par le développement imprévisible des coûts des OSP. D'autre part, les coûts des OSP que la CWAPE considère comme stables car matures (OSP non récentes) seraient à considérer comme des coûts opérationnels contrôlables ou partiellement contrôlables, et dès lors soumis à la pression du facteur X de réduction des coûts.

Nous ne pensons pas que le coût d'une OSP puisse être considéré comme une dépense opérationnelle contrôlable pour le GRD : d'abord parce qu'il s'agit fondamentalement toujours d'une dépense imposée par un autre niveau de pouvoir qui n'a pas à en faire supporter, in fine, le coût sur la rémunération du capital des pouvoirs locaux, et ensuite parce que le caractère « mature » d'une OSP n'en rend pas les coûts pour autant contrôlables et prévisibles (ex. : cas de l'explosion des demandes de compteurs à budgets des années après la mise sur pied de l'OSP).

Nous estimons que la couverture du coût des obligations de services publics doit être garantie à 100 % et pour l'ensemble des OSP.

A l'instar des impôts et surcharges, nous estimons qu'ils doivent faire l'objet d'une rubrique spécifique de la facturation aux clients finaux qui, dans un souci de transparence, doivent pouvoir identifier à quels services se rapportent les montants qui lui sont facturés.

En ce sens, nous relevons qu'une solution de financement par le biais d'une surcharge régionale spécifique, alimentant par exemple un fonds de financement des OSP, comme c'est le cas en région bruxelloise, s'avérerait plus opportune que l'orientation à la fois complexe, et porteuse de risques pour les GRD, envisagée par la CWAPE. Dans un tel cadre, la question du caractère stable ou contrôlable du coût des OSP ne se pose plus.

Embedded Costs – financement des investissements et prise en compte des emprunts (principe 12°)

La répercussion des charges d'emprunt dans les prix est prévue par le texte en projet.

Il nous revient toutefois que la mise en œuvre de ce principe par la CWAPE se ferait sur la base de la fixation d'un plafond de charges admissibles établi sur la base d'un taux moyen applicable aux emprunts sur 10 ans (alors que des emprunts sur 20 ou 30 ans sont en cours et peuvent à l'avenir toujours s'avérer des choix judicieux en termes de modes de financement) et compte tenu de la moyenne des taux applicables aux emprunts récemment contractés (sans tenir compte des taux plus élevés du passé auxquels des emprunts en cours ont été contractés).

Cette approche ne tient compte ni des effets des emprunts déjà en cours, ni des impératifs d'une politique de financement optimal dans le cadre de laquelle le risque le plus important est celui de trouver l'argent. Elle tend également à induire une réduction généralisée des durées d'emprunt que nous n'estimons pas nécessairement souhaitable, dans la perspective du financement d'investissements structurels, qui s'inscrivent naturellement dans une vision à long terme.

Le principe 12 doit donc être précisé en matière telle que les charges d'emprunt du passé soient prises en compte dans les prix en tenant compte des durées des emprunts contractés et des taux d'intérêt du passé. Il doit également éviter de décourager l'emprunt à long terme pour le financement d'investissements, en garantissant notamment que les plafonds applicables à la prise en charge d'emprunts long terme ne soient pas calculés sur la base de taux se rapportant à des emprunts moyen terme.

Achat des pertes de réseau (principe 13°)

Dans sa manière d'appréhender les achats des pertes de réseaux, le pouvoir d'appréciation laissé à la CWAPE en application du principe 13° la conduit vraisemblablement à considérer sur la base de données évaluées ex-post ce qu'elle estime que le GRD aurait du faire ex ante, indépendamment des informations disponibles au moment de la prise de décision et de la prévisibilité des événements affectant l'évolution des prix d'achat de l'énergie destinée à couvrir les pertes de réseau.

En d'autres termes, en contrôlant et comparant à posteriori les prix d'achat des pertes par les différents opérateurs, on sanctionne les GRD en tenant compte de ce qu'ils auraient pu faire s'ils avaient su comment les choses allaient tourner, alors qu'au moment de réaliser les marchés pour les achats de pertes de réseau, le GRD ne peut agir qu'en « bon père de famille », selon la

formule consacrée, en fonction des informations à sa disposition au moment de prendre la décision.

Le principe est à revoir pour garantir un abaissement du risque pour les gestionnaires et leurs associés. Nous estimons qu'une fourchette réaliste des prix d'achat admissibles au cours de la période régulée doit tenir compte des risques affectant les prix de l'énergie acquise pour couvrir les pertes et de la prévisibilité des événements qui les ont affectés.

Financement des pensions (principe 14°)

Le principe 14 prévoit que la méthodologie tarifaire du régulateur doit déterminer les modalités d'intégration et de contrôle des coûts des pensions du personnel des GRD, notamment du personnel nommé. Il nous revient que la CWAPE entend procéder à cette précision en considérant qu'il s'agit de coûts gérables. Notre lecture de l'évolution des charges de pension du secteur public nous mène pour notre part à considérer qu'il s'agit de coûts non gérables, dont l'accroissement, en l'absence de participation de l'état fédéral au financement des pensions du secteur public local, est constitutif d'un fait inéluctable, non susceptible de gestion à la baisse à court ou moyen terme.

Soldes régulatoires (principe 15°)

La récupération des surcoûts éligibles non plafonnés des périodes régulatoires antérieures s'effectue à posteriori via l'intégration à la tarification de soldes régulatoires.

Or, 80 % des soldes régulatoires de la période régulée 2008-2014 sont encore à récupérer, outre les soldes des périodes régulées transitoires.

La CWAPE voudrait plafonner la récupération des soldes régulatoires (on évoque un plafond de 5% de l'enveloppe budgétaire annuelle). A ce rythme, la récupération du dû des GRD va s'échelonner sur plusieurs périodes régulatoires successives. Nous pouvons comprendre qu'une récupération en un seul exercice annuel serait trop brutale pour le client final, mais estimons que la récupération des soldes régulatoires doit être programmée et tarifée sur une seule période régulatoire, suivant immédiatement celle ayant conduit à la constitution du solde à récupérer.

Efforts de productivité – facteur « X » (principe 18°)

Le facteur X ne doit pas mettre en péril la rémunération des capitaux investis (dividendes aux associés). Par ailleurs, les efforts de productivité ne peuvent être envisagés et appliqués que dans la mesure où ils sont raisonnablement atteignables et sans porter préjudice à la qualité des réseaux.

Les efforts de productivité sont définis de manière transparente par le biais du facteur X et non doublés par le choix de paramètres d'évaluation de l'admissibilité des coûts défavorables aux GRD compte tenu des réalités du secteur (voir principe 2°)

AMA/anf/17.11.2015