

**Le Plan global d'efficacité énergétique (PGEÉ) 2003-2006  
d'Hydro-Québec Distribution  
Budget 2004**

**Analyse des coûts évités**

**Mémoire du**

**Groupe de recherche appliquée en macroécologie  
(GRAME)**

**Par :**

**Cristina Maria Romanelli (CMR Enviro Consultants)**

**et Jean-François Lefebvre (GRAME)**

Déposé le 12 mars 2004

## TABLE DES MATIÈRES

### Analyse des coûts évités

<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>3</b>
<b>I- LE COÛT ÉVITÉ DOIT CORRESPONDRE AU COÛT DE LA NOUVELLE PRODUCTION DÈS 2004</b> .....	<b>5</b>
<b>II- LACUNES MÉTHODOLOGIQUES ET OMISSION DU COÛT DES GES</b> .....	<b>9</b>
<b>CONCLUSION</b> .....	<b>12</b>

## INTRODUCTION

Nous avons souligné dans plusieurs dossiers de la Régie que les coûts environnementaux et sociaux (les coûts externes, ou externalités) doivent être incorporés dans le calcul du coût marginal, sous entendu ici comme étant le coût évité, du Distributeur (voir par exemple les pièces GRAME-UDD 2, doc.1 et GRAME UDD 2, doc.2 pour la cause R-3473-2001 ; pièces GRAME-UDD 3, doc.1 et GRAME-UDD 3, doc.2 pour la cause R-3470-2001).

Cependant, les dépenses en efficacité énergétique envisagées par le Distributeur dans la cause R-3519-2003, persiste à ne tenir compte que d'un coût évité équivalent au coût de l'électricité patrimoniale de 2,79 ¢/kWh avec un coût évité de transport fixé à 0 pour les années 2003 et 2004 (HQD-1, doc. 1, p. 29). Dans la réponse 2.1 aux questions du GRAME, HQD affirme :

« Le Distributeur réitère que les coûts évités associés aux mesures d'économies, reflètent les économies de coût de fourniture d'électricité que le Distributeur réalise lorsqu'une mesure est appliquée. Tant que le volume d'électricité patrimoniale n'est pas atteint, le Distributeur n'économise que les coûts correspondant à l'électricité patrimoniale. C'est la raison pour laquelle, ce sont les coûts associés à l'énergie patrimoniale qui figurent pour les années 2003 et 2004. » (HQD-2, doc.8 p.4)

D'ailleurs, dans sa preuve, le Distributeur estime que le volume d'électricité patrimoniale serait atteint à partir de 2005.

« L'évolution récente de la croissance globale de la demande d'électricité fait en sorte que le volume pour l'électricité patrimoniale sera atteint dès 2005. Pour des fins d'analyse, le signal de prix de moyen et long terme est donc appliqué à compter de 2005. » (HQD1, doc.1 p.29)

Nous constatons au moins deux problèmes avec les affirmations et les calculs d'HQD par rapport aux coûts évités. En premier lieu, sous prétexte que les mesures d'efficacité énergétique viennent réduire la demande, le Distributeur sous-estime le coût

évité en utilisant le coût de l'électricité patrimoniale comme signal de coûts évités de fourniture pour les années 2003-2004. Cette constatation a pour effet d'exclure des projets d'efficacité énergétique qui auraient autrement été rentables. De plus, compte tenu de sous-estimations passées de la demande d'électricité par HQD, l'électricité patrimoniale pourrait être atteinte plus rapidement que prévu. Deuxièmement, la méthodologie utilisée pour calculer le coût évité post-2004 ne tient pas compte de tous les facteurs pouvant influencer le coût des nouveaux approvisionnements en énergie comme nous verrons à la section 2.

Dans son ensemble, compte tenu que le Distributeur maintient un objectif d'économies d'énergie que nous considérons comme excessivement conservateur, même lorsque la demande continue d'augmenter au-delà des prévisions initiales (voir pièce HQD-1, doc.1, cause R-3515-2003), si les économies d'énergie ne sont pas revues à la hausse rapidement, par le biais de nouvelles mesures pouvant engendrer des économies plus robustes, l'électricité patrimoniale sera atteinte plus rapidement que prévu. Notons également qu'une sous-estimation des économies d'énergie susceptibles d'être engendrées dans le PGEÉ entraîne une surestimation de la demande.

**I- LE COÛT ÉVITÉ DOIT CORRESPONDRE AU COÛT DE LA NOUVELLE PRODUCTION DÈS  
2004**

Tel que soulevé par l'expert du GRAME-UDD, Pierre Lasserre, dans la pièce GRAME-UDD-3, doc. 2, lors de la cause R-3470-2001, le coût évité doit correspondre au coût de la nouvelle production du Distributeur (et non à la patrimoniale) :

« Lorsque l'on envisage une augmentation de capacité la notion de coût marginal est assez évidente : c'est le coût social, exprimé par exemple en cents par kWh, de l'installation la moins coûteuse qui peut être ajoutée au parc existant : prochain barrage, ou prochaine centrale à gaz, par exemple.

Lorsque l'on envisage des dépenses d'amélioration de l'efficacité énergétique, qui peuvent mener à une baisse de la demande ou à une croissance moins rapide de la demande, la question est parfois un peu plus obscure : si le coût (en omettant pour simplifier les externalités) de la production est de 2,79 cents (...) étant donné que les mesures d'efficacité énergétiques viennent réduire la demande, alors le coût marginal (le coût évité comme on l'appelle) est de 2,79 cents. Ce raisonnement serait exact dans un contexte où :

1. On n'envisage aucune augmentation de capacité
2. Il n'y a aucun usage alternatif à la capacité existante.

Ces deux conditions sont violées dans le contexte actuel. Dans un contexte où Hydro-Québec demande l'autorisation d'augmenter sa capacité et appuie sa demande sur des prévisions selon lesquelles la demande va dépasser la capacité, le coût évité grâce à des mesures d'efficacité énergétique est celui d'une nouvelle unité de production et c'est à ce dernier que l'on doit comparer le coût marginal du kWh économisé par des mesures d'efficacité énergétique. Si ce dernier est plus bas c'est que le projet d'efficacité énergétique est le projet marginal (le meilleur). » (Témoignage écrit de M. Pierre Lasserre, pièce GRAME-UDD-3, doc.2, Cause R-3470-2001, p.6)

Or, dans le présent cas, la Société d'état envisage clairement une augmentation de la capacité et il y a indéniablement une possibilité d'exportation à un prix dépassant de loin 2,79 ¢/kWh.

L'application d'une formule qui tienne compte du coût évité d'une nouvelle unité de production est particulièrement importante dans le contexte énergétique actuel et compte tenu du fait qu'un usage alternatif de la capacité existante peut être envisagé. Les récents records de consommation québécois laissent peu de doutes sur le fait qu'une hausse de la capacité devrait être demandée par le Distributeur. Il est également important de noter que le Distributeur peut bénéficier de l'énergie économisée grâce aux mesures d'efficacité énergétique en l'exportant :

« Si l'entreprise ne souscrit pas à cet argument qui est celui de l'intérêt social, c'est parce qu'elle doit savoir qu'en investissant dans de la capacité nouvelle, elle augmentera ses revenus à long terme d'un montant excédant le coût du nouveau projet, alors qu'en dépensant de l'argent pour freiner la hausse de la demande, elle réduira, ou augmentera moins, ses profits. La seule façon dont ceci peut être vrai, c'est si la tarification des kWh de capacité supplémentaire est très différente (plus haute) de celle des kWh actuels. » (pièce GRAME-UDD-3, doc.2, Cause R-3470-2001, pp.6-7).

Notons que, comme le montre le bilan financier d'Hydro-Québec, il y a un coût d'opportunité à la vente d'un kWh aux consommateurs québécois. Ainsi, tel qu'indiqué par le Ministère de ressources naturelles, de la Faune et des Parcs, en 2002, les exportations de la société d'état ont représenté 26 % des ventes, mais 40 % des revenus<sup>1</sup>.

D'ailleurs, le Distributeur même affirme que « entre 1996 et 2002, son chiffre d'affaires a augmenté de près de 70%, son bénéfice net a pratiquement triplé et les produits de ses ventes hors Québec ont plus que quintuplé » (Hydro-Québec, *Plan Stratégique 2004-2008*, Octobre 2003 p. 21).

Le fait que le Distributeur considère des coûts évités de 2,79 ¢/kWh à court terme l'amène à sous-évaluer ceux-ci, ce qu'amplifie le jeu de l'actualisation. Dans sa preuve le Distributeur affirme que :

---

<sup>1</sup> Cité dans la preuve de l'expert du GRAME, voir pièce GRAME-2, doc. 2, Cause R-3492 phase 2, p.6.

« D'un point de vue méthodologique, le Distributeur établit dorénavant les coûts évités de fourniture et transport<sup>2</sup> pour le moyen et long terme (post 2004), sur la base de la valeur économique découlant de l'appel d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement...

Ce coût est indexé à l'inflation pour le long terme. Le signal de prix utilisé est l'indicateur de coût le plus adéquat pour évaluer la rentabilité économique et financière du PGEÉ dans la mesure où les programmes sont développés dans une perspective de long terme, couvrent plusieurs usages et s'adressent à toutes les catégories de clientèle. »

De plus, comme l'a fait remarquer le Distributeur dans une réponse aux questions du GRAME pour ce dossier :

« Les coûts associés à l'énergie post patrimoniale sont représentés par l'annuité croissante à l'inflation de 6,1 ¢/kWh à partir de 2007. Désinflationnée en 2003 et 2004, cette annuité est alors de l'ordre de 5,6 ¢/kWh. » (HQD-2, doc.8, p.3)

Les coût évités devraient être calculés en considérant dès maintenant le coût résultant des appels d'offre. L'impact sur les résultats, divisés par classe tarifaire, auraient été significatif comme le démontre le tableau ci-dessous :

**Tableau 1**  
**Coûts évités en appliquant dès maintenant les prix résultants des appels d'offre**

<b>Tarif</b>	<b>Annuité constante (10 ans) en ¢/kWh</b>
<b>Tarif D</b>	<b>6,56</b>
<b>Tarif G</b>	<b>6,47</b>
<b>Tarif M</b>	<b>6,39</b>
<b>Tarif L (haute tension)</b>	<b>6,11</b>

**Source :** Tableau HQD-2, doc.8 p.4 réponses aux questions du GRAME.

---

<sup>2</sup> Les coûts de transport pris en compte ici ne concernent que les coûts pour l'intégration des nouvelles centrales de production au réseau de transport et le renforcement du réseau principal de transport.

En résumé, considérant que la limite de l'énergie patrimoniale, de 165 TWh, sera atteinte très rapidement, possiblement à partir de cette année et compte tenu des bénéfices à long-terme soulevés par l'expert Pierre Lasserre, les coûts évités résultants des appels d'offre devrait, au minimum, être calculés à partir de 2004. De plus, ce coût devrait se baser effectivement sur un coût évité « médian », tel qu'utilisé par le Distributeur dans sa preuve (HQD-1, doc. 1, p.30). Cependant, ce coût évité médian devrait être revu à la hausse compte tenu de lacunes méthodologiques qui perdurent dans les calculs effectués par le Distributeur pour cette cause comme nous verrons dans la section suivante.

## II- LACUNES MÉTHODOLOGIQUES ET OMISSION DU COÛT DES GES

Dans sa décision de la cause relative au plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la Régie exprimait son souci que les provisions d'économies d'énergie était faibles, entre autres, à cause de la méthodologie utilisée par le Distributeur pour ses calculs des coûts évités :

« La Régie est d'avis que la provision de 0,4 TWh d'économies d'énergie établie par le Distributeur est faible et découle, en partie, de la méthodologie utilisée pour estimer les coûts évités. La Régie considère que les coûts évités à l'horizon 2005-2006 doivent être basés sur le coût de l'électricité en dépassement prévu de l'énergie patrimoniale. En conséquence, la Régie demande à Hydro-Québec de réviser au cours de la phase 2 du dossier la méthodologie du calcul des coûts évités » (Décision D-2002-17, dossier R-3470-2001, 21 janvier 2002, pp. 15 et 16).

Nous appuyons fortement cette affirmation et considérons qu'elle demeure pertinente dans le présent dossier. À partir de 2005, le Distributeur base ses calculs des coût évités de fourniture et de transport, « sur la base de la valeur économique découlant des appels d'offres de 2002 pour les premiers contrats d'approvisionnement ». D'autant plus, le Distributeur affirme que :

«L'indicateur de coût repose dorénavant sur l'anticipation des prix de marché pour les contrats de long terme associés au processus d'appels d'offres, sans égard aux types d'équipements ou d'installation proposés par les promoteurs.

Cet indicateur de coût reflète les prix de marché qui permettent de satisfaire sur une base ferme, les besoins additionnels du Distributeur pour les livraisons de base et cyclables. Afin de tenir compte de **tous les facteurs qui peuvent influencer l'approvisionnement** (e.g. prix du gaz, taille des centrales, besoins à satisfaire), le Distributeur situe le coût des intervalles entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh.

**Le signal utilisé pour les analyses économiques et financière est de 6,1 ¢/kWh (qui est le point médian)** » (HQD-1, doc.1, p.30, emphase ajoutée).

Malgré l'affirmation contraire du Distributeur, nous notons que ce calcul ne tient pas compte de « tous » les facteurs qui pourraient influencer l'approvisionnement.

Le coût évité proposé ne tient ainsi pas compte du coût environnemental engendré par l’approvisionnement d’énergie thermique. Le minimum serait de prendre en compte les émissions de gaz à effet de serre associées, à l’instar de la récente Décision de la *British Columbia Utilities Commission*.

Dans une décision sans précédent au Canada, la *British Columbia Utilities Commission* (BCUC)<sup>3</sup> a attribué une valeur additionnelle, quantifiée en termes monétaires, à **3,60 \$ par MWh (ce qui correspond à environ 10 \$ / tonne de CO<sub>2</sub> équivalent)** pour le nouvel approvisionnement en énergie à partir d’une centrale de gaz naturel à cycle combiné.

**« The Commission Panel determines that a GHG<sup>4</sup> emission offset cost of 3.60/MWh in real 2002 dollars should be used in the analysis of VIGP »**  
(Voir pièce GRAME 5, doc. 2, extrait de la decision de la BCUC p. 52).<sup>5</sup>

Cette somme correspond non seulement au coût du respect du Protocole de Kyoto pour les nouveaux approvisionnements en énergie, mais à l’engagement du Canada pour réduire ses GES. Ce coût a été quantifié, puisque le nouvel approvisionnement provenant d’une source de combustible fossile, en tenant compte des coûts de l’achat éventuel de crédits échangeables pour les émissions occasionnées par cette source d’énergie.

Tel que retenu par le Distributeur dans son dernier appel d’offre, tout approvisionnement au-delà de la patrimoniale proviendrait au moins à 50 % de production thermique (voir pièce HQD-1, doc.1, cause R-3515-2003).

Vu les délais requis pour réaliser des projets hydroélectriques et les coûts plus élevés des parcs éoliens, il serait justifié de considérer pour le coût évité, que le prochain

---

<sup>3</sup> Commission des services publics de la Colombie Britannique

<sup>4</sup> GHG est l’acronyme anglais pour greenhouse gas emissions, ou Gaz à effet de serre (GES).

<sup>5</sup> British Columbia Utilities Commission, Vancouver Island Energy Corporation, *Vancouver Island Generation Project (VGIP) Application for a Certificate of public convenience and necessity*, Decision, September 8, 2003.

appel d'offre pourrait être emporté exclusivement par de la production thermique additionnelle à partir de centrales au gaz naturel.

Notons également que dans ses réponses aux questions de la Régie, le Distributeur indique que la borne inférieure des intervalles des nouveaux approvisionnements à long terme, qui se situent entre 5,7 et 6,5 ¢/kWh, est atteinte « en utilisant un scénario bas de prix du gaz » (HQD-2, doc.1, p. 34).

Cette borne, toutefois, ne reflète pas « tous les facteurs qui peuvent influencer l'approvisionnement ». Ainsi, l'achat éventuel de crédits échangeables a été négligé. Il serait donc logique pour le Distributeur d'incorporer ce coût - qui représente non seulement un coût social mais également un coût économique éventuel pour l'achat de crédits échangeables - dans son calcul des coûts évités.

Si on se base sur le chiffre conservateur de 3,60 \$ par MWh approuvé par la BCUC dans sa décision du 8 septembre 2003, ceci correspondrait à une hausse de l'ordre de 0,360 ¢/kWh. Ainsi, l'intervalle de 5,7 et 6,5 ¢/kWh indiqué par le Distributeur, passerait à 6,06 et 6,86 ¢/kWh ce qui **correspondrait à un point médian de 6,46 ¢/kWh**. De plus, dans la décision D-2002-169 de la cause R-3470-2001, la Régie avait demandé au Distributeur d'intégrer un critère de développement durable avant son prochain appel d'offre à long- terme. Ainsi, la hausse de 0,36 ¢/kWh pour les coûts évités aurait l'avantage additionnel de permettre au Distributeur de respecter, au moins en partie, le critère de développement durable qu'il s'est engagé à incorporer :

« Le Distributeur présentera à la Régie, au cours de 2004 et avant le prochain appel d'offres de long terme ne portant pas sur un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, un critère relatif au développement durable. » (Cause R-3470-2001, État d'avancement du Plan 2003, p.10 de 39).

De plus, cette nouvelle « structure » des coûts évités pourrait répondre à d'importantes constatations de la Régie lors de la décision R-3473-2001 :

« Malgré que le Distributeur affirme que le niveau des coûts évités a peu d'impact sur le choix des mesures d'économie d'énergie, la preuve démontre qu'une nouvelle structure de coûts évités pourrait avoir des impacts sur les mesures proposées, notamment dans le marché résidentiel, et que la rentabilité de certaines mesures pourrait s'avérer compromise. (D-2003-110, dossier R-3473-2001, pp. 34 et 35.)

Il va de soi que l'intégration du coût de l'achat de crédits échangeables éventuels, qui viendrait augmenter le coût évité des programmes en efficacité énergétique, reflèterait non seulement, de manière plus juste, les coûts évités réels de tout nouvel approvisionnement, mais il rendrait rentables des projets qui aurait autrement été exclus. Dans cette éventualité, notre proposition de mettre en place un projet pilote de compteurs intelligents auprès de la clientèle résidentielle, entre autre, (pièce GRAME-1, doc.1 et GRAME-1, doc.2) accroîtrait d'autant plus sa rentabilité.

La prise en compte d'une valeur minimale pour les GES doit se faire dès maintenant, il en est de même des prix résultants des appels d'offres, tel que démontré dans la première section. Le résultat, tel que présenté dans le tableau 2, nous apparaît comme la valeur minimale que devrait retenir la Régie pour les coûts évités dans l'évaluation des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur.

**Tableau 2**  
**Coûts évités en appliquant dès maintenant les prix résultants des appels d'offre avec et sans prise en compte des GES**

Tarif	Annuité constante (10 ans) en ¢/kWh	Avec 0,36 ¢/kWh pour les GES (Proposition du GRAME)
<b>Tarif D</b>	<b>6,56</b>	<b>6,92</b>
<b>Tarif G</b>	<b>6,47</b>	<b>6,83</b>
<b>Tarif M</b>	<b>6,39</b>	<b>6,75</b>
<b>Tarif L (haute tension)</b>	<b>6,11</b>	<b>6,47</b>

**Sources :** Tableau du GRAME avec les données de HQD-2, doc.8 p.4 réponses aux questions du GRAME (colonne 2) et de la Décision de la BCUC 2003 (Voir pièce GRAME-5, doc. 2).

Le précédent tableau représente les valeurs minimales, qui reposent sur des bases solides, afin d'estimer les coûts évités.

Ces valeurs demeurent minimales :

- Les hypothèses du Distributeur sous-estiment les hausses anticipées du prix du gaz naturel tel que plusieurs analystes semblent l'indiquer. La pression à la hausse anticipée résulterait de la hausse fulgurante de la demande découlant de l'ajout de production de centrales thermiques aux États-Unis :

« “Aux États-Unis seulement, pour suffire à la hausse de la demande d'énergie, on a construit depuis 1999 assez de centrales au gaz pour produire 215 000 megawatts d'électricité, l'équivalent des besoins de la Grande-Bretagne, de la France et de l'Allemagne réunis. Entre-temps, les nouveaux puits de gaz ne suffisent plus à compenser le déclin de la production des vieux gisements, qui s'accroît même », a expliqué Andrew D. Weissman, président de la firme-conseil Energy Ventures Group, de Washington, et un analyste de renom » (Martin Vallières, p.A-1).<sup>6</sup>

- L'estimé pour la valeur des GES (10 \$/tonne) demeure très prudent.
- Le coût d'opportunité dû aux exportations n'est pas pris en compte.

Considérant ce qui précède (principalement que l'estimé pour les GES demeure très prudent, que le Distributeur a utilisé un scénario de prix pour le gaz naturel qui néglige la progression fulgurante de la demande aux États-Unis), le GRAME considère que les coûts évités, incluant l'ajout de 0,3 cents par kWh pour les émissions de GES, devraient être majorés de 20 % afin d'évaluer les mesures d'efficacité énergétique potentiellement intéressantes.

---

<sup>6</sup> Martin Vallières, « L'essor des centrales au gaz risque de provoquer une crise : Selon des experts, pénurie et hausse majeure de prix sont à prévoir », La Presse Affaires, 29 janvier 2004, p. A-1 et A-2.

## CONCLUSION

Compte tenu des problématiques soulevées dans les sections précédentes nous constatons plusieurs problèmes fondamentaux :

- Le Distributeur sous-estime le coût évité en utilisant le coût de l'électricité patrimoniale (de 2,79 ¢/kWh) comme signal de coûts évités de fourniture à court terme.
- Le Distributeur n'a pas intégré le critère de développement durable qu'il s'est engagé à incorporer suite à la décision D-2002-169 de la cause R-3470-2001. Si des critères environnementaux sont reconnus par la Régie comme nécessaires pour comparer la valeur de projets de production d'électricité, ils sont aussi pertinents afin de comparer des options de production et d'économies d'énergie, ce à quoi servent les coûts évités.
- Les gaz à effet de serre sont reconnus comme un très bon indicateur de la performance environnementale d'un projet. Les changements climatiques sont perçus comme le plus grand défi environnemental de l'heure au niveau international.
- Le Distributeur s'appuie sur des scénarios faibles, principalement en ce qui a trait aux prix anticipés pour le gaz naturel.

**Pour tenter de remédier ces lacunes, cinq recommandations de premier ordre devraient être considérées.**

- **En premier lieu, les coût évités devraient tenir compte des bénéfices sociaux à long-terme, en calculant le coût évité comme étant le coût de fourniture d'une nouvelle unité de production à partir de 2004.**
- **Deuxièmement, la méthodologie des coût évités devrait être revue à la hausse pour tenir compte du coût social et du respect du protocole de Kyoto, soit un minimum de 10 \$ par tonne de GES équivalent qui seraient engendrés par le nouvel approvisionnement de gaz naturel. Cela impliquerait d'intégrer dès maintenant, à l'instar de la décision de la *British Columbia Utilities Commission (BCUC)*, une addition de 0,36 cents par kWh à tous les estimés de coûts évités. Ainsi le coût évité « médian » actuellement proposé par le Distributeur passerait de 6,1 à 6,46 ¢/kWh auquel il faudra ajouter l'ajustement découlant de la prise en compte du prix des appels d'offre dès 2004. Le GRAME rappelle qu'il s'agit d'une valeur MINIMALE que la *BCUC* vient de reconnaître.**

- Troisièmement, le coût évité devrait être basé sur une estimation moyenne et non faible du prix du gaz.
- Quatrièmement, le coût d'opportunité lié à la valeur des exportations de chaque kWh vendu doit être également pris en compte.
- Cinquièmement, considérant ce qui précède le GRAME estime que les coûts évités, incluant l'ajout de 0,36 cents par kWh pour les émissions de GES, devraient être majorés de 20 % afin d'évaluer les mesures d'efficacité énergétique potentiellement intéressantes.

**Tableau 3**

**Coûts évités en appliquant dès maintenant les prix résultants des appels d'offre avec et sans prise en compte des GES et avec majoration de 20 %.**

<b>Tarif</b>	<b>Annuité constante (10 ans) en ¢/kWh</b>	<b>Avec 0,36 ¢/kWh pour les GES (Proposition du GRAME)</b>	<b>Coûts évités incluant majoration de 20 %</b>
<b>Tarif D</b>	<b>6,56</b>	<b>6,92</b>	<b>8,30</b>
<b>Tarif G</b>	<b>6,47</b>	<b>6,83</b>	<b>8,20</b>
<b>Tarif M</b>	<b>6,39</b>	<b>6,75</b>	<b>8,10</b>
<b>Tarif L (haute tension)</b>	<b>6,11</b>	<b>6,47</b>	<b>7,76</b>

**Sources :** Tableau du GRAME avec les données de HQD-2, doc.8 p.4 réponses aux questions du GRAME (colonne 2) et de la Décision de la BCUC 2003 (Voir pièce GRAME-5, doc. 2) ; colonne équivalent à la colonne 2 majoré de 20 %.