

**Réponse du GRAME à la demande de renseignements numéro 1 de la Régie de l'énergie (la Régie)
relative à la *Demande d'approbation du taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de
traitement des écarts de rendement***

MÉCANISME DE TRAITEMENT DES ÉCARTS DE RENDEMENT

1. Références :

- (i) Pièce C-GRAME-0011, p. 23 et p. 24;
- (ii) Pièce B-0020, p. 35 ;
- (iii) Pièce B-0020, p. 36.

Préambule :

(i) « *Dans le cas du Distributeur, le GRAME déduit de la réponse des Demandeurs, que l'expert, M Yardley, n'a pas réalisé son analyse en excluant les comptes d'écart maintenus afin de déterminer l'amplitude des zones du MTÉR.*

[...]

Suite à l'exclusion de ces écarts, le GRAME recommande que les Demandeurs présentent une nouvelle proposition de zone de partage à la Régie, qui tienne compte d'une analyse sans les comptes d'écart maintenus ».

(ii) « *One measure of the risks inherent in the "normal ebb and flow of business" is the average of the absolute ROE variances. However, it is necessary to first correct the data for changes in variance and deferral accounts to produce a consistent measure of earnings volatility over the historical period as these accounts affect earnings volatility. This has been accomplished by assuming that the variance accounts in place in 2012, have been in place throughout the historical period [...]* ». [Nous soulignons]

(iii)

Table R-15.3B

HQ Distribution - Revenue Requirements, Expenses and Return												
	2007	2008	2009	2010	2011	2012						
ROE Variance M\$	9.4	26.6	105.7	171.4	101.2	111.4						
ROE variance %	0.31%	0.90%	3.16%	4.94%	2.86%	3.32%						
Adjustments for retroactive application of all Variance Accounts since 2004+ yearly allowance for major breakdowns												
Patrimonial and Post-Patrimonial E	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a						
Transmission Services	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a						
Weather Normalization Account	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a						
Fuel Purchases	-7.3	-5.3	n/a	n/a	n/a	n/a						
Load Support Tariff Account	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a						
Pension Costs	0.7	-3.2	-31.5	-37.2	n/a	n/a						
Major Breakdowns	0	5.7	n/a	n/a	n/a	n/a						
Allowance for major breakdowns	8	8	n/a	n/a	n/a	n/a						
Total Variance Accounts	1.4	-26.6	-31.5	-37.2	0	0						
Adjusted ROE Variance M\$	10.8	3.0	74.2	134.2	101.2	111.4						
Adjusted ROE Variance %	0.3%	0.1%	2.2%	3.8%	2.8%	3.2%						
Absolute Value ROE Variance %	0.3%	0.1%	2.2%	3.8%	2.8%	3.2%						
<table border="1" style="float: right;"> <thead> <tr> <th colspan="2">5-Year Mean Values</th> </tr> <tr> <th>2007-2011</th> <th>2008-2012</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1.8%</td> <td>2.4%</td> </tr> </tbody> </table>							5-Year Mean Values		2007-2011	2008-2012	1.8%	2.4%
5-Year Mean Values												
2007-2011	2008-2012											
1.8%	2.4%											
<table border="1" style="float: left;"> <tbody> <tr> <td colspan="2">Standard deviation of adjusted ROE Variance</td> </tr> <tr> <td>2007-2011</td> <td>1.6%</td> </tr> <tr> <td>2008-2012</td> <td>1.4%</td> </tr> </tbody> </table>							Standard deviation of adjusted ROE Variance		2007-2011	1.6%	2008-2012	1.4%
Standard deviation of adjusted ROE Variance												
2007-2011	1.6%											
2008-2012	1.4%											

Demande :

1.2 Veuillez préciser comment la démarche de l'expert du Distributeur décrite en (ii) et illustrée en (iii) ne permet pas de répondre aux attentes de l'intervenant telles que formulées en (i). Veuillez élaborer sur une méthode alternative permettant de répondre adéquatement à ces attentes.

Réponse :

Bien que l'expert indique qu'il utilise la moyenne des écarts absolus, il indique aussi qu'il corrige les données relatives aux variations des comptes d'écarts et de report. L'expert souligne qu'il n'est pas surprenant que le Distributeur ait de grandes variations de gains dans l'exercice de ses activités normales, dont des variations de charges d'exploitation, de même que de son chiffre d'affaires.¹

Concernant le chiffre d'affaires, le GRAME a démontré dans son rapport l'impact des variations de revenus (ventes d'électricité) sur les écarts de rendement et il est d'avis que l'expert aurait dû considérer la méthode de détermination des tarifs, qui ne se base pas sur une moyenne des coûts pour, soit ajuster la catégorie ventes d'électricité, ce qui complexifie la méthode, soit l'exclure de l'analyse pour la détermination de la sensibilité pour la zone sans partage.

¹ Pièce B-0020, p. 35

Plusieurs facteurs déterminent le prix de vente de l'électricité, selon le type de client. Nous savons pertinemment que les tarifs ne sont pas basés sur une moyenne des coûts et qu'ils comportent une partie d'inter-financement entre eux. De plus, une réduction de la consommation, donc des ventes à la marge, aura un impact différencié, selon que cette réduction provient de l'efficacité énergétique, donc de la consommation à la marge de la clientèle, ou de la fermeture d'industries. À titre d'illustration, la stratégie du Distributeur concernant les tarifs résidentiels comporte une hausse deux fois plus importante sur la deuxième tranche d'énergie que sur la première, accompagnée du gel de la redevance, bien que les coûts liés à la distribution soient impliqués dans la hausse totale des charges d'exploitation, la redevance reste identique et ne reflète pas la hausse des charges d'exploitation.

De l'avis du GRAME, les variations dans le chiffre d'affaires (revenus de ventes d'électricité) impliquent de nombreuses variables difficiles à quantifier précisément, de sorte qu'il est pratiquement impossible d'ajuster leurs effets, puisque ces variations résultent d'ajustements entre le coût des achats et les tarifs des ventes d'électricité.

De l'avis du GRAME, la zone sans partage doit être le reflet des efforts d'efficience du Distributeur et elle doit exclure de tels ajustements. Ce commentaire est d'autant plus important, puisque si aucun autre compte d'écart n'est créé, pour notamment les écarts provenant des ventes d'électricité, et ceux proposés par le GRAME (PGEÉ et Réseaux autonomes), il faut, minimalement, réduire l'impact de ces écarts sur la zone sans partage.

Ainsi, le GRAME ne propose pas de refaire une méthode alternative de sensibilité, basée sur une somme de variations comme au tableau R-15.3.B, mais reconnaît plutôt le bienfondé du résumé de la Régie à son tableau 18.1². Ainsi, le GRAME recommande plutôt que la détermination de la zone de partage se base sur les écarts de rendement, en excluant les écarts reliés aux ventes d'électricité nettes des achats d'électricité, de même que ceux liés aux réseaux autonomes et au PGEÉ.

Par conséquent, si la Régie optait pour une zone sans partage, ce qui reste à déterminer, une zone sans partage de l'ordre de 50 points de base nous apparaît raisonnable, considérant que les moyennes 2007-2012 du Transporteur et du Distributeur sont relativement semblables, tel que démontré au tableau 18.1³, et considérant que le GRAME est d'avis que les charges liées au PGEÉ et aux réseaux autonomes doivent être exclues et qu'il faille aussi considérer le fait que la valeur monétaire des points de base est différente pour le Transporteur et le Distributeur⁴.

² R-3842-2013, A-0006, question 18.1. Tableau 18.1 Écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur et du Transporteur excluant les écarts de revenus (en M\$)

³ R-3842-2013, A-0006, question 18.1. Tableau 18.1 Écarts de rendement 2007-2012 du Distributeur et du Transporteur excluant les écarts de revenus (en M\$)

⁴ R-3842-2013, B-0020, RDDR 18.1.