

Régie de l'énergie

DOSSIER R-3854-2013

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité de
l'année tarifaire 2014-2015

RAPPORT DE CO PHAM, PhD., ing.

Préparé à la demande de

UNION DES CONSOMMATEURS (UC)

Le 7 novembre 2013

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	4
ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS	4
1 INTRODUCTION	5
2 COÛTS RELIÉS À LA GESTION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET DES CONTRATS D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR	6
2.1 THÈSE DU DISTRIBUTEUR RELATIVE À LA POSSIBILITÉ DE DIFFÉRER L'ÉNERGIE DU CONTRAT DE BASE	6
2.2 BILAN EN ÉNERGIE ÉTABLI PAR LE DISTRIBUTEUR.....	8
2.3 PROPOSITION DE DIFFÉRER L'ÉNERGIE D'UC	9
2.3.1 <i>Année 2013</i>	10
2.3.2 <i>Année 2014</i>	12
2.3.3 <i>Stratégie proposée par UC</i>	13
2.3.4 <i>Avantages économiques dans l'immédiat du report d'énergie en 2013 et 2014</i>	15
2.3.5 <i>Estimation des avantages économiques de long terme</i>	17
2.4 ESTIMATION DES LIVRAISONS DU BLOC D'ÉNERGIE ÉOLIENNE DE 800 MW À INTÉGRER DANS LE BILAN D'ÉNERGIE DU DISTRIBUTEUR	19
2.5 ANALYSE ÉCONOMIQUE EN APPUI AU CHOIX STRATÉGIQUE PROPOSÉ QUANT À L'APPLICATION DES CONVENTIONS	24
2.6 FLEXIBILITÉ DE L'ÉNERGIE DIFFÉRÉE POUR FAIRE FACE AUX VARIATIONS DE LA DEMANDE.....	26
2.7 NÉCESSITÉ D'ANALYSES ÉCONOMIQUES RIGOREUSES	27
2.7.1 <i>Recommandation</i>	28
2.8 COÛTS À INTÉGRER DANS LES REVENUS REQUIS DU DISTRIBUTEUR DE 2014	28
2.8.1 <i>Recommandation</i>	30
3 INTRODUCTION DU NOUVEAU TARIF LG	30
3.1 JUSTIFICATION DE L'INTRODUCTION DU NOUVEAU TARIF LG.....	31
3.2 TRAITEMENT DES CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION DE LA CATÉGORIE TARIFAIRE LG	31
3.3 CONCLUSION	33
4 MODIFICATIONS À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DU COÛT DU DISTRIBUTEUR ET LEURS LIENS AVEC SA DEMANDE DE HAUSSES TARIFAIRES	33
4.1 MODIFICATIONS À LA MÉTHODE DE RÉPARTITION DES COÛTS PROPOSÉES PAR LE DISTRIBUTEUR	33
4.2 TAUX D'INDEXATION	36
4.3 RÉSULTATS DE CALCULS DES COÛTS DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE ET LEURS LIENS AVEC LA DEMANDE DE HAUSSES TARIFAIRES DU DISTRIBUTEUR	37
4.4 CONCLUSION	41
4.5 RECOMMANDATION	41
5 LISTE DES RECOMMANDATIONS À LA RÉGIE	41

ANNEXE 1	43
ANNEXE 2	45
ANNEXE 3	46

LEXIQUE

Approvisionnement :	approvisionnement en électricité
Convention :	Convention amendée modifiant le contrat d'approvisionnement en électricité – Livraisons en base – 350 MW — entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-Québec Production (Dossier R-3726-2010, HQD-1, document 3.1).
Conventions :	Conventions amendées – Livraisons en base – 350 MW et Livraisons cyclables – 250 MW.
Contrat :	Contrat d'approvisionnement en électricité pour des livraisons en base de 350 MW signé entre le Distributeur et le Producteur le 10 décembre 2002.
Distributeur :	Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité
Producteur :	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
Régie :	Régie de l'énergie
Transporteur :	Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité
TCE :	TransCanada Energy Ltd

ABRÉVIATIONS ET SIGNES CONVENTIONNELS

\$	dollar(s) canadien(s)
GWh	gigawattheure — 10^9 ou 1 000 000 000 Wh
k	kilo (mille)
kW	kilowatt
kWh	kilowattheure — 10^3 ou 1 000 Wh
M	méga (million)
MW	mégawatt
MWh	mégawattheure — 10^6 ou 1 000 000 Wh
TWh	térawattheure — 10^{12} ou 1 000 000 000 000 Wh

1 Introduction

Dans le cadre du dossier R-3854-2013 de la Régie de l'énergie (la Régie), Union des consommateurs (UC) m'a confié le mandat d'analyser la demande du Distributeur plus précisément en ce qui concerne les coûts d'approvisionnement, l'introduction du tarif LG et les modifications à la méthode de répartition des coûts.

Ce rapport présente le résultat de mon travail réalisé jusqu'à ce jour. Il contient mes analyses, conclusions et recommandations à la Régie relatives aux enjeux mentionnés ci-dessus.

Le contenu de mon rapport est comme suit :

- Section 2. Coûts reliés à la gestion des conventions d'énergie différée et des contrats d'approvisionnement du Distributeur
- Section 3. L'introduction du nouveau tarif LG
- Section 4. Modifications à la méthode de répartition du coût du Distributeur et leurs liens avec sa demande de hausses tarifaires
- Section 5. Liste des recommandations à la Régie.

2 Coûts reliés à la gestion des conventions d'énergie différée et des contrats d'approvisionnement du Distributeur

2.1 Thèse du Distributeur relative à la possibilité de différer l'énergie du contrat de base

Dans sa preuve, le Distributeur indique que les *approvisionnements* postpatrimoniaux pour l'année 2013 sont réévalués à 10,6 TWh, soit un niveau comparable à la prévision reconnue dans la décision D-2013-021¹.

Cependant, il indique que les *besoins* énergétiques des consommateurs québécois pour la période 2013-2027 diminueraient de façon importante par rapport à ceux prévus lors de l'examen de son dossier tarifaire de l'an dernier (dossier R-3814-2012).²

La nouvelle prévision de la demande du Distributeur indique une baisse importante des besoins prévus de 2015 à 2020 par rapport à ceux prévus l'an dernier, comme on peut le constater à la figure 1 de la pièce B-0020, page 6.

Le Distributeur y indique également l'accroissement de son portefeuille d'approvisionnement par l'annonce du gouvernement du Québec, le 10 mai 2013, de l'attribution de 800 MW de nouveaux projets éoliens.³

Il présente sa position relative à la possibilité de différer l'énergie du contrat de base comme suit :

« Dans une telle situation, et sans recourir à l'option de différer l'énergie d'ici 2027, le solde ne pourrait être ramené à zéro avant l'échéance des Conventions d'énergie différée (les « Conventions »).

Le Distributeur ne peut de manière raisonnable et prudente différer l'énergie du contrat de base en 2013 considérant que les besoins de long terme à approvisionner ne lui offrent pas la possibilité de rappeler cette énergie avant la fin des Conventions »⁴

¹ B-0020, page 5, lignes 11-13.

² Pièce B-0020, page 5, lignes 14 à 17.

³ Pièce B-0020, page 6, lignes 1 à 7.

⁴ Pièce B-0020, page 7, lignes 4 à 9.

Pour l'année 2013, il est clair que le Distributeur se propose de ne pas différer l'énergie du contrat de base, contrairement à la décision D-2013-021 où la Régie jugeait que 1 TWh d'énergie provenant du contrat de base pourrait être différé.⁵

Pour l'année 2014, le Distributeur présente les mêmes arguments :

« Ainsi, conformément à ses engagements contractuels et considérant le contexte offre-demande actuel, le Distributeur ne prévoit pas rappeler ni différer l'énergie du contrat en base en 2014. »⁶

Pour les années postérieures à 2014, soit de 2015 à 2027, le Distributeur poursuit la même stratégie de ne pas différer l'énergie du contrat de base tel que l'indique son bilan en énergie de la période 2014-2027⁷ et son affirmation suivante :

« Dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur ne planifie plus avoir recours à l'option de différer l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions. »⁸

Il reconnaît également qu'il n'a effectué aucune analyse économique relative à la possibilité de différer l'énergie, parce que, de son point de vue, il serait impossible de différer de l'énergie :

« Tel que démontré dans le dossier R-3726-2010, les Conventions offrent un avantage économique important lorsque les besoins de long terme permettent de rappeler l'énergie auparavant différée. Or, dans le contexte actuel où les besoins de long terme sont en baisse d'au moins 10 TWh par année, un seul scénario se présente au Distributeur étant donné l'impossibilité de différer davantage d'énergie. Par conséquent, l'analyse économique qui consisterait à comparer deux scénarios, un où le Distributeur diffère et un autre où il ne diffère pas l'énergie du contrat de base, ne se présente pas. »⁹

⁵ D-2013-021, paragraphe 46, page 15.

⁶ Pièce B-0020, page 10, lignes 3 à 5.

⁷ Pièce B-0076, page 5, tableau R-2.1, ligne intitulée « Énergie différée ».

⁸ Pièce B-0076, page 5.

⁹ Pièce B-0020, page 7, lignes 23 à 29.

2.2 Bilan en énergie établi par le Distributeur

À la suite du dépôt de la preuve en août 2013 du Distributeur, la Régie lui a demandé, le 13 septembre 2013, de lui soumettre un complément de preuve.

Le 20 septembre, le Distributeur a soumis à la Régie son complément de preuve qui contient, entre autres, un bilan en énergie de la période 2014-2027.

Ce bilan est reproduit à l'annexe 1. Le tableau suivant reproduit les éléments du bilan qui seront discutés dans ce rapport, soit l'utilisation des Conventions et de l'électricité patrimoniale, les contributions énergétiques du nouveau bloc éolien et les achats de long terme supplémentaires.

Tableau 2.2.1

Bilan en énergie (en TWh) établi par HQD (Scénario moyen de prévision des besoins) [Tableau R-2.1, B-0076, page 5]																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Besoins	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197	199	199,4	200,6	201,9		
Électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3		
Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5		
Énergie différée	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Énergie rappelée	0	0	0	0	0	0,6	0,9	0,9	0,9	1	0,5	0	0	0		
Éolien IV : 800 MW	0	0	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Achat de long terme [supplémentaire]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	1,5	5,1		
Autres ressources	9	10,5	12,7	13,2	13,5	13,9	14,5	15	15,6	16,2	17,6	17,7	17,3	15,7		
Total des ressources	183,6	182,5	185	185,7	187,3	191,6	194	194,6	195,9	197,2	199,1	199,5	200,7	202,1		

Comme mentionné précédemment, le bilan indique clairement que le Distributeur n'envisage aucun report d'énergie du contrat de base de 2014 à 2027. La pleine capacité de 3,1 TWh/an de ce contrat serait utilisée même si son prix est largement supérieur à celui de l'électricité patrimoniale.

Par contre, le plan d'utilisation des Conventions et des contrats d'approvisionnement du Distributeur indique que l'électricité patrimoniale, la ressource la moins coûteuse du Distributeur, ne serait pas exploitée à sa pleine capacité tout au long de la période 2014-2027. Le volume d'électricité patrimoniale inutilisée atteindrait des niveaux particulièrement élevés dans les cinq prochaines années.

Finalement, le Distributeur prévoit avoir à acheter certaines quantités d'électricité supplémentaires de 2024 à 2027 par des contrats de long terme pour un total de 7,3 TWh.

Selon le Distributeur, les achats de long terme correspondent aux quantités d'énergie à acquérir afin d'assurer l'équilibre offre-demande, après l'utilisation des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux du Distributeur, de même que la contribution prévue des marchés de court terme¹⁰.

Les données du Distributeur ont donc reconnu l'existence des besoins de long terme qui seraient susceptibles d'être satisfaits à moindre coût par une meilleure stratégie d'utilisation des Conventions et des contrats d'approvisionnement.

2.3 Proposition de différer l'énergie d'UC

Toute la stratégie d'utilisation des Conventions du Distributeur repose sur sa thèse qu'il lui serait impossible de ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro avant 2027.

Il faut noter que Distributeur n'a jamais fait de démonstration chiffrée de cette impossibilité alléguée.

De plus, il n'a pas fait d'évaluation des impacts sur les coûts des approvisionnements que doivent supporter les consommateurs québécois de sa stratégie de ne pas différer l'énergie de 2013 à 2027.

En réponse à la question 28.1 d'UC au Distributeur relativement à la prise en compte des incertitudes liées à la prévision des besoins dans sa stratégie de gestion des approvisionnements et du solde du compte d'énergie différée à l'horizon de 2027, le Distributeur réfère UC à sa réponse à la question 24.1 de la DDR no 1 de la FCEI¹¹. Dans cette réponse, le Distributeur indique que le solde du compte d'énergie différée serait **nul dès 2024**, soit 3 ans avant l'échéance de 2027 (voir l'évolution du solde du compte d'énergie différée établie par le Distributeur à l'annexe 3)¹².

Il serait donc pertinent d'examiner la possibilité de ramener le solde du compte d'énergie à zéro avant la fin des Conventions dans le cas où certaines quantités d'énergie seraient différées en 2013 et 2014. Pour ce faire, il faut tout d'abord estimer ces quantités.

¹⁰ Pièce B-0099, page 58, réponse du Distributeur à la question 3111.1 de la DDR no 3 d'UC.

¹¹ B-0099, page 53.

¹² Pièce B-0093, page 60, tableau R-24.1.

2.3.1 Année 2013

Pour l'année 2013, dans le cadre du dossier tarifaire de l'an dernier (R-3814-2012), UC, appuyée par l'AQCIE/CIFQ, le RNCREQ et l'UMQ, a proposé une stratégie qui consiste à différer 2,1 TWh et la Régie a estimé que les calculs d'UC étaient justes :

[42] La stratégie proposée par l'UC, appuyée par l'AQCIE/CIFQ, le RNCREQ et l'UMQ, consiste à différer de l'énergie des mois de mars à novembre 2013 pour une quantité de 2,1 TWh et à utiliser un même volume d'électricité patrimoniale afin de combler les besoins de la clientèle du Distributeur. L'UC démontre que l'option de différer une quantité d'énergie égale à 2,1 TWh en 2013 est plus économique de 63,0 M\$ par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur. La Régie est d'avis que les calculs de l'UC sont justes.

[43] La Régie note que la stratégie proposée par les intervenants utilise la flexibilité d'approvisionnement permise par les Conventions, maximise l'utilisation de l'électricité patrimoniale en 2013 et réduit les revenus additionnels requis de l'année témoin. »¹³

Cependant, pour diverses raisons, la Régie a décidé de réduire le coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base qu'elle considère pouvant être différée en 2013:

[44] Tout comme les intervenants le suggèrent, la Régie est d'avis qu'il est possible de considérer une stratégie de différer l'énergie en 2013 qui permet de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance des Conventions en 2027. Le Producteur n'ayant donné aucune indication sur la disponibilité des rappels additionnels non garantis de 400 MW après 2014, il est possible que le Distributeur puisse procéder à des rappels d'énergie plus importants dans le futur. En outre, la preuve démontre que le Distributeur pourrait ne pas différer l'énergie du contrat de base avant l'échéance des Conventions, tout en différant une certaine quantité au cours des prochaines années.

[45] De plus, des variations imprévues de la demande doivent être prises en compte sur la durée restante des Conventions car, comme le soulignait le Distributeur, « l'énergie vendue trop hâtivement peut occasionner des rachats plus tard à un prix plus élevé ». La Régie retient d'ailleurs, comme elle l'a mentionné précédemment, que le Distributeur prévoit lui-même faire des achats de long terme à compter de 2021 pour une vingtaine de TWh au total.

¹³ Régie de l'énergie, D-2013-021, page 15.

[46] En conséquence, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2013, la Régie privilégie une approche prudente et raisonnable en réduisant le coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$, soit l'équivalent d'environ 1,0 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourrait être différée. »¹⁴

Ainsi, la Régie a décidé d'orienter le Distributeur vers un report de seulement 1 TWh en 2013, soit environ la moitié de la quantité recommandée par les intervenants mentionnés précédemment.

Cette orientation de la Régie tenait compte de la prévision de la demande du Distributeur présentée l'an dernier dans le cadre du dossier R-3714-2012. Dans le présent dossier, le Distributeur présente de nouvelles hypothèses relatives à l'évolution des besoins énergétiques et aux contributions du bloc éolien récemment annoncé par le gouvernement. Il serait donc pertinent de vérifier si le Distributeur avait raison ou non de décider de son propre chef, **entre mars et septembre 2013**¹⁵, de ne pas différer l'énergie contrairement à l'orientation de la Régie, en utilisant même ses nouvelles hypothèses.

¹⁴ Régie de l'énergie, D-2013-021, page 15.

¹⁵ Dates limites d'envoi au Producteur des préavis d'énergie différée pour les périodes d'été et d'automne respectivement (dossier R-3726-2010, « Convention amendée », HQD-1, document 2.1, page 3).

2.3.2 Année 2014

Pour l'année 2014, UC considère que l'énergie du contrat en base serait requise pour satisfaire les besoins relativement élevés des consommateurs de janvier à mars et en décembre (environ 1 TWh) [voir tableau suivant].

Par contre, compte tenu de l'état des surplus énergétiques du Distributeur, UC estime que l'énergie du contrat de base pourrait être différée d'avril à novembre, soit 2,1 TWh.

Cette dernière valeur est la même que celle¹⁶ considérée par le Distributeur comme le volume d'énergie du contrat de base qu'il peut différer en 2013¹⁷. Elle est également identique à celle indiquée à titre de volume d'énergie différée en 2016 et 2017 dans *l'État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020*¹⁸.

Tableau 2.3.1

Contrat en base de 350 MW		Capacité maximale	Approvisionnement décembre-mars	Report avril-novembre
	Nb.Jours	Nb.Heures		
Janvier	31	744	0,26	0,26
Février	28	672	0,24	0,24
Mars	31	744	0,26	0,26
Avril	30	720	0,25	0,25
Mai	31	744	0,26	0,26
Juin	30	720	0,25	0,25
Juillet	31	744	0,26	0,26
Août	31	744	0,26	0,26
Septembre	30	720	0,25	0,25
Octobre	31	744	0,26	0,26
Novembre	30	720	0,25	0,25
Décembre	31	744	0,26	0,26
Total annuel	365	8760	3,07	1,02

Au total, le scénario d'UC ajoute au solde du compte d'énergie différée environ 3,1 TWh (1+2,1=3,1).

¹⁶ 2,087 TWh arrondi à 2,1 TWh.

¹⁷ HQD, Dossier R-3814-2012, HQD-13, document 13.1, page 34, tableau R-18.1 (Réponse du Distributeur à la question 18.1 d'UC).

¹⁸ Page 22, tableau 4.1, ligne intitulée « Énergie différée » (1^{er} novembre 2012).

Les soldes du compte d'énergie différée en 2013 et 2014 seraient donc respectivement de 5,65 et 7,75 TWh tel que le montre le tableau suivant (calculs d'UC basés sur les données relatives aux retraits d'énergie fournies par HQD)¹⁹.

Cette dernière valeur sera utilisée pour étudier l'évolution du solde du compte d'énergie différée de 2014 à 2027, selon certaines stratégies de gestion des Conventions et des contrats d'approvisionnement proposées par UC.

Tableau 2.3.2

Évolution du solde du compte d'énergie différée			TWh
Solde du compte d'énergie à la fin de 2012 (B0093, p. 60):			5,22
Retraits d'énergie en 2013 (plan HQD):			-0,57
Quantité d'électricité différée en 2013 (UC):			1,00
Solde à la fin de 2013 (scénario UC)			5,65
Retraits d'énergie en 2014 (plan HQD):			0,00
Quantité d'électricité différée en 2014 (UC):			2,10
Solde à la fin de 2014 (scénario UC):			7,75

2.3.3 Stratégie proposée par UC

Afin de satisfaire les besoins énergétiques des Québécois, UC propose que le Distributeur diffère 3,1 TWh en 2013 et 2014 et augmente l'utilisation de l'électricité patrimoniale dont le prix est nettement inférieur à celui du contrat de base.

De cette manière, le Distributeur réaliserait une diminution des coûts d'approvisionnement en 2013 et 2014, tout en conservant la flexibilité d'utilisation du solde du compte d'énergie différée pour satisfaire aux besoins des Québécois tout au long de la période 2015 — 2027.

En effet, les quelque 3,1 TWh d'énergie différée en 2013 et 2014 serviraient à éliminer les achats de long terme supplémentaires en 2025 à 2026 prévus dans le plan d'utilisation des Conventions et des approvisionnements du Distributeur et à diminuer quelque peu le volume d'électricité patrimoniale inutilisée (voir le tableau suivant).

¹⁹ Selon HQD, le solde du compte d'énergie différée à la fin de 2012 est de 5,2 TWh (HQD, B-0099, page 55, Réponse du Distributeur à la question 29.1 d'UC).

Comme le montre le tableau suivant, la stratégie d'UC propose de rappeler les 3,1 TWh en 2025 et 2026 portant le solde du compte d'énergie différée à **zéro en 2026**, soit bien avant l'échéance des Conventions²⁰.

Ce résultat découle d'une stratégie différente de celle du Distributeur pour 2013 et 2014, mais elle utilise les mêmes hypothèses que celles utilisées par le Distributeur en ce qui concerne la prévision de la demande et des ressources disponibles pour la période 2013-2027.

Certes, un solde nul du compte d'énergie différée en 2026 contredit l'affirmation du Distributeur à l'égard de la possibilité de différer l'énergie en 2013 et 2014 et de ramener le solde du compte d'énergie à zéro avant 2027.

UC prie la Régie de bien vouloir noter que les affirmations du Distributeur à cet égard ne sont appuyées par aucune démonstration chiffrée.

Dans son affirmation de ne plus pouvoir différer l'énergie d'ici 2027²¹, le Distributeur fait allusion à l'absence de besoins futurs pour une utilisation de l'énergie du compte d'énergie différée. Pourtant, ses propres données montrent des besoins futurs nécessitant des achats de long terme supplémentaires même en supposant la disponibilité et l'utilisation de la totalité du bloc d'énergie éolien récemment annoncé par le gouvernement. En effet, le bilan en énergie établi par le Distributeur (tableau R-2.1 de la pièce B-0076) indique des achats de long terme supplémentaires étalés de 2024 à 2027 pour un total de 7,3 TWh.

La stratégie proposée par UC utilise l'énergie différée pour éliminer justement une partie de ces achats de long terme qui risqueraient d'être fort coûteux.

²⁰ Selon la Régie, les contrats d'approvisionnement en électricité en base et cyclable prendront fin le 28 février 2027 (D-2010-099, page 6, paragraphe 15). Si requis, le Distributeur peut donc rappeler certaines quantités d'énergie en janvier et février 2027 afin de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée.

²¹ B-0076, page 5.

Tableau 2.3.3.

Scénario d'UC basé sur les hypothèses de l'offre et de la demande du Distributeur

Scénario Différer l'énergie en 2013 (1 TWh) et en 2014 (2,1 TWh) [UC] - Bilan en énergie [TWh]																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Besoins	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197	199	199,4	200,6	201,9		
Électricité patrimoniale	173,6	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173	173,1	173,8	174,4	175,2	175,2	175,7	178,3		
Base	1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5		
Énergie différée	-2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Énergie rappelée	0	0	0	0	0	0,6	0,9	0,9	0,9	1	0,5	1	2,1	0		
Éolien IV : 800 MW	0	0	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Achat de long terme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0	0	5,1		
Autres ressources	9	10,5	12,7	13,2	13,5	13,9	14,5	15	15,6	16,2	17,6	17,7	17,3	15,7		
Total	183,6	182,5	185	185,7	187,3	191,6	194	194,6	195,9	197,2	199,1	199,5	200,7	202,1		
Solde du compte d'én. diff.	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,2	6,3	5,4	4,5	3,5	3,0	2,0	-0,1	-0,1		

2.3.4 Avantages économiques dans l'immédiat du report d'énergie en 2013 et 2014

La stratégie proposée par UC procurerait au Distributeur et donc aux consommateurs québécois des avantages économiques en 2013 et 2014, en raison de l'écart important entre les coûts de l'électricité patrimoniale et de l'énergie du contrat de base.

Pour l'année 2013, la Régie a évalué, dans sa décision du dossier tarifaire de l'an dernier, cet avantage à **30 M\$** pour 1 TWh d'énergie différée (décision D-2013-021, page 15, paragraphe 46). Dans le présent dossier, après avoir mis à jour les besoins prévus pour 2013, le Distributeur a indiqué que les approvisionnements postpatrimoniaux sont à un niveau comparable à la prévision reconnue dans la décision D-2013-021²². Il n'est donc pas nécessaire de réévaluer l'avantage de 30 M\$ pour 2013 dans le présent dossier.

Pour 2014, les données du Distributeur indiquent que le coût du contrat de base serait de 5,64 cents par kilowatt-heure mesuré à la sortie des centrales (énergie mesurée avant la prise en compte des pertes électriques encourues dans les réseaux de transport et distribution d'électricité)²³.

²² Pièce B-0020, page 5, lignes 6 à 13.

²³ Pièce B-0020, page 23, ligne intitulée « Base », colonne Année 2014 (Année témoin).

Quant à l'électricité patrimoniale, le Distributeur évalue son coût à 2,8 ¢/kWh mesuré au point de consommation²⁴. En tenant compte d'un taux de pertes électriques de 7,9 %²⁵, le coût unitaire de l'électricité patrimoniale revient à 2,6 ¢/kWh mesuré à la sortie des centrales (voir le tableau suivant).

Le coût unitaire de l'électricité patrimoniale serait donc environ la moitié de celui du contrat de base.

Comme le montre le tableau suivant, pour chaque térawatt-heure d'énergie différée, les consommateurs québécois auraient un avantage économique de 30,25 M\$.

Pour 2,1 TWh d'énergie différée, les avantages économiques dans l'immédiat représenteraient donc **63,5 M\$** (2,1 x 30,25).

Au total, la stratégie proposée par UC procurerait au Distributeur des avantages économiques évalués à **93,5 M\$** [30 + 63,5] dans l'immédiat, c'est-à-dire en 2013 et 2014.

Tableau 2.3.4

Année 2013		
Réduction du coût des approvisionnements en différant 1 TWh en 2013 évaluée par la Régie (dossier R-3814-2012, D-2013-021, page 15, par. 46):		30 M\$
Année 2014		
Coût du contrat de base par kWh mesuré à la sortie des centrales (B-0020, p. 23):	5,64 ¢/kWh	
Coût total d'électricité patrimoniale (HQD, B-0018, page 5, tableau 2 et B-0045, page 16)	4485,8 M\$	(A)
Quantité d'électricité patrimoniale mesurée au point de consommation (B-0045, p. 16)	158,98 TWh	(B)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré au point de consommation (même valeur indiquée à la pièce B-0049, page 8 et B-0045, page 16).	2,822 ¢/kWh	C=A/B
Taux de pertes électriques de l'électricité patrimoniale (B-0043, page 8)	7,90%	(D)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré à la sortie des centrales	2,615 ¢/kWh	
Écart entre le coût du contrat de base et celui de l'électricité patrimoniale		
* pour 1 TWh	30,25 M\$	
* pour 2,1 TWh	63,5 M\$	

²⁴ Pièces B-0049, page 8 et B-0045, page 16.

²⁵ Pièce B-0045, page 16.

2.3.5 Estimation des avantages économiques de long terme

Les avantages économiques de long terme du report d'énergie en 2013 et 2014 sont estimés au tableau suivant.

Ces avantages s'expliquent par la substitution des achats d'énergie de long terme prévus dans le plan d'utilisation des Conventions et des approvisionnements du Distributeur par des rappels d'énergie (0,5 et 1,5 TWh respectivement en 2025 et 2026).

Il serait téméraire de vouloir prévoir avec précision le prix d'achat d'énergie de long terme à un horizon aussi loin que 2025-2026. UC estime raisonnable de se baser sur le prix plafond de 9,5 ¢/kWh [\$ de 2014] du prochain bloc d'énergie éolien (*Projet de règlement du 28 août 2013*). À titre de comparaison, les prix de plusieurs projets éoliens des blocs Éolien II et III varient entre 10 et 13 ¢/kWh²⁶. Le prix de 9,5 ¢/kWh retenu pour notre estimation pourrait donc être considéré comme une valeur conservatrice.

Les avantages de long terme sont évalués à 77 M\$ au tableau suivant qui s'expliquent par l'écart important entre le prix d'achat d'énergie de long terme et le prix d'énergie rappelée.

Ces avantages sont contrebalancés par des désavantages associés à la diminution de l'électricité patrimoniale par le restant des quantités d'énergie rappelée pour équilibrer l'offre et la demande. Le tableau suivant estime ces désavantages à 33 M\$ pour la période 2025-2026.

Au net, les avantages économiques de long terme seraient donc de 44 M\$ (77 M\$ moins 33 M\$).

Certes, une variation quelconque des paramètres utilisés pour notre estimation fait varier le montant des avantages nets de long terme, mais tant que ce dernier reste positif il serait plus économique de différer l'énergie en 2013 et 2014.

²⁶ B-0020, page 23.

Tableau 2.3.5

Estimation des avantages économiques de long terme (Période 2025-2026)	
Coût en \$ de 2014	
<u>Substitution des achats de long terme supplémentaires par des rappels d'énergie</u>	
Prix d'achat d'énergie de long terme (basé sur le prix plafond de l'Éolien IV)	9,5 ¢/kWh
Prix de l'énergie rappelée	5,64 ¢/kWh
Écart de coût	3,86 ¢/kWh
Volume d'achat d'énergie de long terme substitué par des rappels (0,5+1,5)	2 TWh
Avantage	77 M\$
<u>Diminution du volume d'électricité patrimoniale par des rappels</u>	
Prix de l'énergie rappelée	5,64 ¢/kWh
Prix d'électricité patrimoniale (kWh mesuré à la sortie des centrales)	2,615 ¢/kWh
Écart de coût	3,025 ¢/kWh
Volume d'électricité (3,1-2)	1,1 TWh
Désavantage	33 M\$
Avantage net de long terme	44 M\$

Dans son complément de preuve, le Distributeur affirme ce qui suit :

« Continuer à exercer l'option de différer l'énergie constituerait sans nul doute de la spéculation [...], une telle utilisation des Conventions ne procurerait aucun avantage économique au Distributeur »²⁷

Cette affirmation du Distributeur n'est basée sur aucune analyse économique qui est justement demandée par la Régie au Distributeur dans sa décision D-2013-021²⁸. Elle est également très différente de ce que le Distributeur a soutenu lors de sa demande d'approbation des Conventions amendées :

« [9] Ces conventions d'énergie différée devaient procurer au Distributeur une flexibilité de gestion de ses approvisionnements en prévision des surplus énergétiques [...], de façon à minimiser les coûts des approvisionnements pour la clientèle québécoise.

[...]

²⁷ Pièce B-0076, page 6 (Réponse du Distributeur à la question 2.2 de la Régie).

²⁸ Régie de l'énergie, D-2013-021, paragraphe 48, page 16.

[13] Le Distributeur soumet que la flexibilité accrue des conventions amendées lui permettra de réduire considérablement le coût de ses approvisionnements. Selon son analyse, ces amendements lui permettront de réaliser un gain annuel moyen de 60 M\$ pour la période 2012-2020 et de près de 220 M\$ en moyenne pour les années 2021 à 2024, pour une valeur actualisée en 2010 de 812 M\$ »²⁹ [Dossier R-3726-2010 – Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée] (nous soulignons).

2.4 Estimation des livraisons du bloc d'énergie éolienne de 800 MW à intégrer dans le bilan d'énergie du Distributeur

Dans son bilan en énergie³⁰ le Distributeur a fait une estimation des livraisons du bloc d'énergie éolienne de 800 MW pour la période 2016-2027. La précision de cette estimation est importante dans le présent dossier, car elle permettrait à la Régie d'apprécier la capacité du Distributeur de différer l'énergie du contrat en base de 350 MW en 2013 et 2014.

Comme on peut le voir au tableau suivant, le Distributeur estime qu'à partir de 2019, il peut compter sur la pleine capacité énergétique du bloc éolien de 800 MW récemment annoncé par le gouvernement, soit 2,5 TWh/an sur la base d'un taux de livraison de 35 % de la puissance installée des éoliennes :

$$800 \times 35 \% \times 8760 \times 1^e-6 = 2,5 \text{ TWh}$$

Relativement à l'ajout dans les prochaines années de 800 MW d'énergie éolienne au Québec, on peut lire ce qui suit sur le site de la première ministre du Québec le 10 mai 2013:

«PAULINE MAROIS : (Première ministre du Québec) C'est avec un grand plaisir que j'annonce le développement d'un bloc de 800 mégawatts pour de nouveaux projets d'énergie éolienne.

[...]

Alors, comment se répartit maintenant ce nouveau bloc de 800 mégawatts? Il y a un premier 150 mégawatts pour un projet du regroupement des trois communautés micmaques de la Gaspésie. Un bloc de 300 mégawatts, octroyé

²⁹ Régie de l'énergie, D-2010-099, page 5, paragraphes 9 et 13 (Dossier R-3726-2010 – Demande d'approbation des amendements aux conventions d'énergie différée)

³⁰ HQD, pièce B-0076, page 5, tableau R-2.1, ligne intitulée « Éolien IV : 800 MW ».

par appels d'offres dans les régions, est réservé aux régions de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent 200 mégawatts seront réservés à Hydro-Québec Production. Et finalement, 150 mégawatts seront attribués par appels d'offres, et cela pour l'ensemble du Québec. Les appels d'offres viseront des projets initiés par des communautés locales ou des coopératives, en partenariat avec des développeurs privés. Mais les appels d'offres sont réservés aux communautés locales, donc ce qu'on appelle plus communément des projets communautaires ou coopératifs. »³¹

Source : <http://www.premier.gouv.qc.ca/premier-ministre/videos/details-video.asp?annee=2013&mois=mai&dossier=eolien-05-13&persiste=1>

Le 28 août 2013, *La Presse* a fait état de la volonté du gouvernement de développement de nouveaux projets d'énergie éolienne en ces termes :

« La ministre [Mme Martine Ouellet] vient de publier son projet de règlement pour lancer un appel d'offres, de 300 MW pour le Bas-Saint-Laurent et la Gaspésie, ainsi qu'un autre 150MW pour l'ensemble du Québec. Elle y plafonne le prix de vente à 9,5 sous par kW/heure.

Ce 450 MW s'ajoute au 150 MW qui sera accordé de gré à gré à des communautés autochtones, et au 200 MW réservé à Hydro-Québec Production. Au total, Québec ajoute donc 800 MW en commande. »³²

Selon ces deux sources d'information, le nouveau bloc éolien de 800 MW se compose donc de 4 composantes :

- Projet des communautés micmaques de la Gaspésie : 150 MW;
- Bloc éolien réservé aux régions de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent : 300 MW;
- Bloc éolien attribué par appels d'offres pour l'ensemble du Québec : 150 MW;
- Bloc éolien réservé à Hydro-Québec Production : 200 MW.

Le *projet de règlement* du 28 août 2013 du gouvernement indique les mêmes quantités d'énergie éolienne réservées aux régions de la Gaspésie et du Bas-Saint-Laurent ainsi qu'à l'ensemble du Québec.

³¹ Une partie de cet extrait se trouve également à la pièce B-0093, page 67 (référence (iii) de la question 29.1 de la DDR no 1 de la FCEI au Distributeur).

³² *La Presse* (Paul Journet), 28 août 2013.

Ces deux sources d'information ne précisent pas l'usage souhaité par le gouvernement de l'énergie éolienne réservée à Hydro-Québec Production, par exemple, les usages propres à Hydro-Québec Production, les ventes éventuelles d'énergie à l'exportation, au Distributeur ou aux autres utilisateurs.

Par sa question 30.5 de la demande de renseignements no 3, UC a demandé au Distributeur de confirmer (ou d'infirmer) que les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW » indiquées dans son bilan en énergie excluent celles de 200 MW d'éolien réservés au Producteur³³. Le Distributeur référait UC à sa réponse à la question 1.3 de l'AQCIE-CIFQ qui se lit comme suit :

« [Question 1.3 de l'AQCIE-CIFQ]:

1.3. À la référence (ii), pourquoi indiquez-vous « 800 MW » et une contribution à terme de 2,5 TWh (soit 800 MW selon un FU de 35 %) à « Éolien IV »?

Réponse [du Distributeur]:

Depuis l'année 2003, année de la publication du règlement concernant le premier bloc de 1 000 MW d'énergie éolienne, le Distributeur a procédé à l'acquisition de plus de 3 000 MW d'énergie éolienne.

Le 10 mai 2013, le gouvernement du Québec a annoncé sa volonté de poursuivre le développement de la filière éolienne avec l'attribution de 800 MW de nouveaux projets de centrales éoliennes situés au Québec.

La Loi n°16 a introduit **l'article 74.1.1** à la *Loi sur la Régie de l'énergie* afin de permettre au gouvernement de **dispenser** le Distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres afin de conclure certains contrats d'approvisionnement en électricité auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone et relatifs à un bloc d'énergie qu'il détermine.

Dans ces circonstances, le Distributeur inclut à son bilan 800 MW d'énergie éolienne provenant de futurs projets, et ce, en conformité avec l'annonce gouvernementale.³⁴ (nous soulignons)

Le Distributeur a donc invoqué l'article 74.1.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* pour justifier son inclusion de la totalité des 800 MW d'énergie éolienne dans son bilan en énergie.

³³ Pièce B-0099, page 56-57.

³⁴ Pièce B-0090, page 4.

L'article 74.1.1 se lit comme suit :

74.1.1. Le gouvernement peut, afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone, dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour les contrats suivants:

1° les contrats relatifs à un bloc d'énergie qu'il détermine, sans excéder 150 MW;

2° les contrats relatifs à l'approvisionnement nécessaire à l'intégration de tout bloc d'énergie visé au paragraphe 1° ou au paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.

Lorsqu'il accorde une dispense, le gouvernement peut, conformément aux engagements intergouvernementaux et internationaux du Québec en matière de commerce, déterminer ses modalités, les fournisseurs et la quantité d'électricité visée par chaque contrat d'approvisionnement ainsi que son prix maximal aux fins de l'établissement du coût de fourniture de l'électricité visé à l'article 52.2 ou du plan d'approvisionnement prévu à l'article 72.

2013, c. 16, a. 5, a. 8.

(Source Gouvernement du Québec, Éditeur officiel du Québec – Loi sur la Régie de l'énergie – Version à jour au 1^{er} août 2013).

L'article 74.1.1 indique bien le but de la dispense que le gouvernement peut accorder au Distributeur : « *afin de permettre la conclusion de contrats d'approvisionnement auprès de fournisseurs liés à une communauté autochtone* ». Or, Hydro-Québec Production n'est pas un fournisseur lié à une communauté autochtone, il est à se demander si l'interprétation du Distributeur de l'article 74.1.1 pour justifier l'inclusion du bloc éolien de 200 MW réservés à Hydro-Québec Production dans son bilan en énergie est conforme à la Loi ou non.

Si, pour une raison quelconque, le Distributeur ne pouvait inclure les contributions énergétiques du bloc de 200 MW réservé à Hydro-Québec Production dans son bilan, il faudrait réduire les contributions énergétiques du nouveau bloc éolien et par conséquent la quantité de surplus énergétiques³⁵ calculées par le Distributeur de **5,5 TWh**:

$$200 \text{ MW} \times 0,35^{36} \times 8760 \text{ heures} \times 1^{\text{e}-6} \times 9 \text{ ans}^{37} = 5,5 \text{ TWh}$$

Mentionnons que le Distributeur n'a pu fournir à UC une ventilation des contributions énergétiques par composantes du bloc éolien de 800 MW :

³⁵ Supposition : Contribution débutant en 2019.

³⁶ Facteur d'utilisation des éoliennes supposé à 35 %.

³⁷ Supposition de contribution énergétique de 2019 à 2027 (9 ans).

« Question 30.6 d'UC

30.6 Veuillez ventiler les contributions énergétiques du projet « Éolien IV : 800 MW » par ses composantes indiquées dans le « Projet de règlement – Bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne » (Gazette officielle du Québec, 28 août 2013, page 3565A), et autres projets non indiqués dans ledit projet de règlement.

Réponse [du Distributeur]:

La contribution énergétique attendue, à un taux de livraison de 35 %, est de 2,5 TWh annuellement pour une puissance contractuelle de 800 MW. »³⁸.

D'autre part, il faut se rappeler que le *Projet de règlement* fixe le prix de la fourniture d'énergie du bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne à un plafond de 9,5 ¢/kWh incluant le service d'équilibrage et de puissance complémentaire³⁹. Il n'y a rien qui garantit que le Distributeur obtienne la totalité de ce bloc de 450 MW dans les délais fixés par le gouvernement, soit :

- 225 mégawatts au plus tard le 1^{er} décembre 2017;
- 225 mégawatts au plus tard le 1^{er} décembre 2018.

En somme, UC est d'avis qu'il existe certaines **incertitudes** liées à l'inclusion, dans le bilan en énergie du Distributeur, des contributions énergétiques du bloc éolien de 200 MW réservés au Producteur et du bloc de 450 MW identifié dans le *Projet de règlement*.

Par conséquent, on devrait considérer avec **réserve** les valeurs calculées par le Distributeur relativement aux contributions énergétiques du nouveau bloc éolien récemment annoncé par le gouvernement et à ses surplus énergétiques.

³⁸ Pièce B-0099, page 57.

³⁹ Gazette officielle du Québec, 28 août 2013, 145e année, no 35A, 3565A.

2.5 Analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions

Dans sa décision D-2013-021, la Régie a demandé au Distributeur de lui soumettre une analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions dans les termes suivants :

« [48] Par ailleurs, considérant l'importance des enjeux économiques liés à la gestion des Conventions, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain dossier tarifaire, une analyse économique en appui au choix stratégique proposé quant à l'application des Conventions. Cette analyse devra notamment tenir compte des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir ainsi que des risques de variations de la demande à long terme. »⁴⁰

Cette demande de la Régie au Distributeur est claire : le Distributeur devrait lui soumettre une analyse économique dans le présent dossier et cette dernière devrait tenir compte des variations de la demande à long terme.

Tel que vu précédemment, le Distributeur n'a pas soumis d'analyse économique demandée par la Régie, en invoquant erronément son impossibilité de différer de l'énergie⁴¹.

Le Distributeur utilise sa prévision de la demande de la période 2013-2027⁴² comme une pièce maîtresse pour justifier son choix stratégique de ne pas différer l'énergie en 2013 et 2014 et dans les années suivantes jusqu'à la fin des Conventions⁴³.

Cette prévision de la demande de mai 2013 n'a jamais fait l'objet d'examen de la Régie. Il serait donc pertinent sinon essentiel d'examiner sa méthodologie et ses hypothèses.

Dans le cadre de la demande de renseignements du présent dossier, UC a demandé au Distributeur d'expliquer 4 points spécifiques par rapport à cette prévision de la demande du Distributeur, mais ce dernier considère que les explications demandées par UC dépassent le cadre du présent dossier tarifaire :

⁴⁰ Régie de l'énergie, D-2013-021, paragraphe 48, page 16.

⁴¹ B-0020, page 7, lignes 23 à 29.

⁴² B-0020, page 6, figure 1 et B-0076, page 5, tableau R-2.1.

⁴³ « Le Distributeur ne planifie plus avoir recours à l'option de différer l'énergie d'ici la fin des Conventions. » (Pièce B-0076, page 5, Réponse du Distributeur à la question 2.2 de la Régie).

« [Question d'UC]

27.2 Veuillez expliquer la baisse des besoins de 2015 estimés à 182,6 TWh par rapport à ceux de 2014 estimés à 183,6 TWh [référence (ii)].

Réponse [du Distributeur]:

L'explication des variations des besoins prévus au-delà de 2014 dépasse le cadre du dossier tarifaire.

27.3 Le Distributeur présente à la référence (ii) les «besoins visés par le Plan» pour chacune des années de la période 2014-2027. Veuillez justifier la faible croissance des besoins entre 2024 et 2027.

Réponse :

L'explication des variations des besoins prévus au-delà de 2014 dépasse le cadre du dossier tarifaire.

27.4 Veuillez fournir les hypothèses et données ainsi que la méthodologie de prévision des besoins utilisés par le Distributeur lui permettant de prévoir que les « besoins visés par le Plan » en 2025 ne seraient que de 0,4 TWh de plus que ceux de 2024 (référence [ii]).

Réponse :

L'explication des variations des besoins prévus au-delà de 2014 dépasse le cadre du dossier tarifaire.

27.5 Veuillez préciser si la prévision des besoins de la période 2014-2027 retenue par le Distributeur dans le présent dossier tient compte ou non des impacts potentiels d'une reprise plus accélérée de l'économie et/ou de l'électrification des moyens de transport. Dans l'affirmative, veuillez les quantifier, dans la négative, veuillez expliquer.

Réponse :

L'explication de la prévision des besoins au-delà de 2014 dépasse le cadre du dossier tarifaire.⁴⁴

Le Distributeur désire obtenir des revenus supplémentaires reliés à son choix de ne pas différer l'énergie qui s'appuie fortement sur sa prévision de la demande à long terme, mais il refuse de donner la moindre explication ou justification sur cette dernière.

UC considère donc que la prévision de la demande à long terme du Distributeur n'est pas suffisamment expliquée et que, par conséquent, les montants de 30 M\$ et 63,5 M\$ réclamés par le Distributeur à titre de coûts d'approvisionnement respectivement pour 2013 et 2014 le sont également.

⁴⁴ B-0099, pages 52-53.

Même si une prévision de la demande est bien expliquée et centrée, il serait important de tenir compte de ses variations possibles dans le choix stratégique quant à la gestion des Conventions comme la Régie l'a bien indiqué dans sa décision D-2013-021 (voir l'extrait au début de cette section).

UC rappelle que Distributeur n'a pas étudié de façon quantitative le cas où la demande serait plus élevée que sa prévision du scénario moyen.

2.6 Flexibilité de l'énergie différée pour faire face aux variations de la demande

Dans l'éventualité d'une hausse de la demande par rapport à celle prévue dans le scénario moyen, l'énergie du compte d'énergie différée pourrait être utilisée pour satisfaire cette demande supplémentaire. Comme le coût d'énergie rappelée est de manière générale plus faible que celui des nouveaux approvisionnements, le Distributeur ferait des économies dans ce cas.

Dans l'éventualité d'une baisse de la demande par rapport à celle prévue dans le scénario moyen, le Distributeur serait obligé tout de même de prendre livraison de l'énergie différée avant la fin des Conventions. Dans ce cas, pour équilibrer l'offre et la demande, le Distributeur réduirait le volume d'électricité patrimoniale et/ou revendrait certaines quantités d'énergie postpatrimoniale sur les marchés, dépendant de l'évolution des prix. Dans ce cas, le Distributeur pourrait accuser certains coûts, mais il réussirait à ramener le solde du compte d'énergie à zéro avant la fin des Conventions.

Au niveau de la sécurité et la fiabilité des approvisionnements, l'option de maintenir certaines quantités de réserve dans le compte d'énergie différée serait plus avantageuse que celle basée sur une vision déterministe qui suppose que la demande évoluerait exactement comme prévu.

À l'égard des variations possibles de la demande prévue, notons que le Distributeur a établi l'aléa sur la demande en énergie prévue (excluant l'aléa climatique) à 4 et 5,7 TWh respectivement en 2016 et 2017, soit des valeurs bien supérieures à la quantité d'énergie (3,1 TWh) que le Distributeur pourrait différer en 2013 et 2014⁴⁵.

Le maintien d'un solde positif raisonnable du compte d'énergie différée permettrait donc au Distributeur d'avoir une certaine flexibilité pour faire face aux variations de la demande.

⁴⁵ HQD, État d'avancement 2012 du Plan d'approvisionnement 2011-2020, page 13, tableau 2.5-1.

Compte tenu de ce qui précède, UC soumet respectueusement que **l'option de différer l'énergie en 2013 et 2014 devrait être privilégiée par la Régie.**

Pour les années postérieures à 2014, UC estime qu'on devrait, chaque année, réévaluer de façon détaillée l'état de la situation de l'offre et de la demande ainsi que du compte d'énergie différée.

Notons finalement qu'une évolution de la demande différente de celle prévue par le Distributeur devrait vraisemblablement modifier sa stratégie à l'égard de la gestion des Conventions et de ses contrats d'approvisionnement.

UC est d'avis qu'il serait imprudent d'adopter la stratégie de ne plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des Conventions comme le propose le Distributeur à la pièce B-0076, page 5.

2.7 Nécessité d'analyses économiques rigoureuses

Il importe de souligner que l'objectif premier des Conventions d'énergie différée est la minimisation des coûts d'approvisionnement, en maximisant l'utilisation de l'électricité patrimoniale et en considérant le fait que les besoins en électricité des consommateurs sont sujets à des aléas de prévisions et des aléas climatiques (voir les « attendus » des Conventions amendées dans le dossier R-3726-2010).

Ainsi, ramener le solde du compte d'énergie à zéro avant l'échéance des Conventions ne serait pas l'objectif premier ni le seul objectif des Conventions.

Dans plusieurs cas, le Distributeur peut réduire l'utilisation de l'électricité patrimoniale pour ramener le solde du compte d'énergie à zéro avant l'échéance des Conventions, mais il faut que l'opération soit économique pour le Distributeur et sa clientèle.

Par ailleurs, UC rappelle que pour ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à la fin des Conventions, le Distributeur dispose de plusieurs autres moyens possibles. Ceux-ci sont :

- L'utilisation de la deuxième tranche de 400 MW conditionnelle à l'obtention d'un accord avec le Producteur (capacité maximale de retrait de 2,3 TWh/an);
- L'application de l'article 2.2.6 de la Convention (capacité de retrait de 6,6 TWh de 2024 à 2026);
- La revente d'énergie (voir discussion sur ces moyens dans le rapport de Co Pham, dossier R-3814-2012, pièce C-UC-0013).

Pour étudier les moyens de minimiser les coûts d'approvisionnement, il serait donc requis d'effectuer diverses analyses économiques. Dans cet esprit, UC formule la recommandation suivante à la Régie.

2.7.1 Recommandation

UC recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre une analyse économique dans chacun des prochains dossiers tarifaires relativement aux coûts d'approvisionnement reliés à la gestion des Conventions et des contrats d'approvisionnement du Distributeur. Cette analyse devra notamment tenir compte des risques de variation de la demande à long terme ainsi que de différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir, comme la Régie l'a exigé dans la décision D-2013-021 pour le présent dossier.

2.8 Coûts à intégrer dans les revenus requis du Distributeur de 2014

Dans les sections précédentes, UC a démontré qu'il serait économique de différer 1 TWh en 2013 et 2,1 TWh en 2014, tout en pouvant ramener le solde du compte d'énergie différée avant l'échéance des Conventions, même dans l'hypothèse que la nouvelle prévision de la demande du Distributeur soit réaliste et centrée.

Cette proposition d'UC aurait pour effet de diminuer les coûts d'approvisionnement de 30 M\$ en 2013 et de 63,5 M\$ en 2014, sans compter les avantages économiques relativement élevés à long terme.

Pour l'année 2013, la Régie a réduit de 30 M\$ le coût des approvisionnements réclamés par le Distributeur dans le dossier tarifaire de l'an dernier.

Cependant, cette année, le Distributeur, en invoquant son impossibilité de ne pouvoir différer l'énergie du contrat en base en 2013 a ajouté 30 M\$ dans son revenu requis de 2014 par le truchement du compte de *pass-on* :

« Demande [de la Régie]:

1.1 Veuillez préciser à quel(s) endroit(s) de la preuve est reflétée la réduction du coût des approvisionnements d'un montant de 30,0 M\$. Veuillez fournir les informations et les tableaux complémentaires nécessaires, le cas échéant, à la compréhension de votre réponse.

Réponse [du Distributeur]:

La réduction de 30 M\$ du coût des approvisionnements demandée par la Régie a été intégrée aux revenus requis pour l'établissement des tarifs en vigueur à partir du 1er avril 2013 conformément aux décisions D-2013-021 et D-2013-037,

et ce, tel que présenté aux pages 6 et 9 de la pièce B-0171/HQD-17, document 1 du dossier R-3814-2012.

Toutefois, en raison des motifs détaillés à la section 1.2 de la pièce B-0020/HQD-5, document 1, le Distributeur ne peut différer d'énergie du contrat de base pour l'année 2013. Le coût d'approvisionnement de l'année de base 2013 reflète cette situation. De ce fait, comme pour l'ensemble des coûts d'approvisionnement, l'écart généré par cette situation entre le coût réel et celui intégré pour établir les tarifs au 1er avril 2013 est comptabilisé dans le compte de *pass-on*.⁴⁶ [UC souligne]

UC rappelle que la décision partielle D-2013-021 a été rendue le 8 février 2013 pour permettre justement au Distributeur de reconsidérer sa stratégie de gestion des Conventions et d'aviser le Producteur, le cas échéant, avant le 1^{er} mars 2013, de sa décision de différer l'énergie du contrat de base :

« [6] Dans le contexte de l'administration de ses ententes sur les conventions d'énergie différée (les Conventions) conclues avec Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur), le Distributeur doit décider de différer ou non l'énergie du contrat de base avant le 1^{er} mars 2013. En conséquence, la Régie rend la présente décision en temps opportun pour permettre au Distributeur de reconsidérer sa stratégie et, au besoin, choisir de différer certaines quantités d'énergie provenant du contrat de base de 350 MW signé avec le Producteur. »⁴⁷

Du 8 février au 1er mars 2013, UC note qu'il n'y ait **aucun événement sérieux** justifiant le non-respect par le Distributeur de la conclusion de la Régie qu'elle privilégie une approche prudente et raisonnable dans la gestion des Conventions et qu'elle considère que 1 TWh du contrat de base pourrait être différé.⁴⁸

Pour la période postérieure à mai 2013, de l'avis d'UC, la nouvelle prévision de la demande du Distributeur et le lancement du nouveau bloc éolien par le gouvernement ne constitueraient pas en soi des raisons valables pour ne pas choisir l'option de différer l'énergie en 2013 et 2014 (voir démonstrations d'UC dans les sections précédentes).

La décision du Distributeur de ne pas différer l'énergie en 2013 est certes une mauvaise décision de sa part et non conforme à la décision D-2013-021 (paragraphe 46).

⁴⁶ Pièce B-0076, page 3.

⁴⁷ Régie de l'énergie, D-2013-021, pages 4 à 5.

⁴⁸ Régie de l'énergie, D-2013-021, paragraphe 46, page 15.

UC est d'avis que le Distributeur doit être **responsable** de son acte et, par conséquent, la Régie devrait retrancher les 30 M\$ associés aux coûts d'approvisionnement de 2014 par le Distributeur (compte de pass-on).

Il faut souligner que ce retranchement ne réparerait pas l'inconvénient causé au Distributeur et aux consommateurs d'avoir 1 TWh de moins dans le compte d'énergie différée pour faire face aux variations de la demande et aux aléas climatiques d'ici 2027. Au bas mot, la valeur économique d'un térawattheure représenterait environ 26 M\$ en 2014⁴⁹.

Pour 2014, le Distributeur a encore du temps pour différer 2,1 TWh et économiser 63,5 M\$ de coûts d'approvisionnement qu'il inclut dans son revenu requis de 2014.

2.8.1 Recommandation

UC recommande respectueusement que, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2014, la Régie privilégie une approche prudente et raisonnable en réduisant le coût des approvisionnements d'un montant de 93,5 M\$, soit le coût total associé à 1 TWh et 2,1 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourraient être différés respectivement en 2013 et 2014.

3 Introduction du nouveau tarif LG

Dans le présent dossier, le Distributeur propose d'introduire un nouveau tarif, en l'occurrence le tarif LG, pour les clients non industriels de grande puissance⁵⁰. L'introduction de ce nouveau tarif pourrait avoir des impacts sur le traitement des coûts et la détermination des tarifs des consommateurs résidentiels que représente UC.

Dans cette section, UC présente son point de vue sur la justification du Distributeur de l'introduction du tarif LG et sur son traitement de leurs caractéristiques de consommation qui auraient des incidences sur la répartition des coûts entre les différentes catégories de consommateurs et sur les calculs des indices d'interfinancement.

⁴⁹ Valeur calculée sur la base du prix de l'électricité patrimoniale en 2014 :

$1 \text{ TWh} \times 2,8 \text{ ¢/kWh} \times (1/1,079) \times 10 = 26 \text{ M\$}$

Taux de pertes électriques: 7,9 %.

⁵⁰ B-0003, (Demande tarifaire – 2014-2015), page 5, paragraphe 32.

3.1 Justification de l'introduction du nouveau tarif LG

Selon le Distributeur, l'entrée en vigueur de la *Loi sur le budget du 30 mars 2010* et de la *Loi sur le budget du 20 novembre 2012* a modifié la LRÉ afin de réserver le tarif L aux clients industriels de grande puissance et d'introduire le tarif LG pour les autres clients de grande puissance.⁵¹

À la pièce B-0049, page 5, le Distributeur précise ce qui suit :

« En vertu de la LRÉ, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale est indexé annuellement à compter de 2014 au rythme de l'indice des prix à la consommation du Québec. Cette indexation est assumée par l'ensemble des clients à l'exception de ceux au tarif L, dorénavant réservé à l'abonnement de grande puissance lié principalement à une activité industrielle, et aux contrats spéciaux. Ces changements se traduisent par des hausses différenciées et amènent également l'introduction du nouveau tarif LG applicable à la clientèle de grande puissance non admissible au tarif L. »⁵²

L'introduction du nouveau tarif LG découle donc des changements d'ordre juridique. Elle n'est pas motivée par des raisons techniques habituelles telles que la réforme de la structure des tarifs et le reflet des coûts dans les tarifs.

3.2 Traitement des caractéristiques de consommation de la catégorie tarifaire LG

Le Distributeur propose que le domaine d'application proposé pour le tarif LG corresponde au domaine d'application du tarif L actuel auquel est ajouté le qualificatif « général » pour signifier qu'il n'est réservé à aucun usage spécifique :

« *Le tarif général LG s'applique à l'abonnement annuel dont la puissance à facturer minimale est de 5 000 kilowatts ou plus.* »⁵³

La proposition du Distributeur nous semble appropriée, puisqu'il serait souhaitable, d'une part, de distinguer les deux tarifs L et LG, et d'autre part, de rappeler la règle générale de ne retenir que les caractéristiques techniques des consommateurs⁵⁴ et non les usages spécifiques (chauffage, fabrication des produits, etc.) dans la conception des tarifs.

⁵¹ Pièce B-0049, page 18, ligne 9.

⁵² B-0049, page 5 à 6.

⁵³ B-0049, page 19

⁵⁴ Telle que la consommation en puissance et en énergie.

Selon la proposition du Distributeur, le nouveau tarif LG fait donc partie des tarifs généraux tels les tarifs G, M et H, alors que la catégorie « Grands clients industriels » ne regroupe plus que le « nouveau » tarif L et les contrats spéciaux⁵⁵.

Selon le Distributeur, le tarif L est défini à l'article 52.1.1 de la LRÉ de la façon suivante :

« 52.1.1 Pour l'application des articles 52.1 et 52.2, le tarif L est le tarif applicable à un abonnement annuel d'une puissance à facturer minimale de 5 000 kilowatts ou plus et dont l'abonnement est lié principalement à une activité industrielle. Une activité industrielle est l'ensemble des actions assurant la fabrication, l'assemblage ou la transformation de marchandises ou de denrées, ou l'extraction de matières premières. »⁵⁶

L'article 52.1.1 de la LRÉ a donc défini le tarif L et l'activité industrielle.

Il serait donc opportun que le Distributeur s'assure que les abonnements au tarif L sont liés principalement à une activité industrielle et que ceux au tarif LG ne le sont pas.

Pour ce faire, le Distributeur affirme que :

« Le Distributeur, par l'entremise de ses délégués, connaît ses clients et peut s'assurer qu'un client réponde à la définition d'activités industrielles incluse aux Tarifs et conditions du Distributeur. Au besoin, l'information pourra être validée. »

Selon les données du Distributeur, les nombres d'abonnements (sans multiplicateur) des tarifs LG et L sont respectivement de 100 et 145 actuellement.⁵⁷

La clientèle du tarif LG se compose des réseaux municipaux, des commerces et des institutions.⁵⁸ En tenant compte des caractéristiques de consommation des clients du tarif LG, le Distributeur a déterminé son facteur d'utilisation à 70 %⁵⁹.

Ce dernier est plus faible que celui des clients du tarif M évalué à 75,5 %⁶⁰.

⁵⁵ B-0045, page 7, tableau 1.

⁵⁶ B-0049, page 29, lignes 1 à 9.

⁵⁷ B-0045, page 45, tableau 28.

⁵⁸ Voir description de la clientèle du nouveau tarif LG, selon les données de facturation de 2012, à la pièce HQD-13, document 2, page 47, tableau A-10.

⁵⁹ B-0045, page 80, tableau 53, colonne 6.

⁶⁰ Idem.

Le Distributeur explique cet écart par le fait que la moitié de la consommation au tarif LG provient des réseaux municipaux, dont le profil de consommation se rapproche de celui du Distributeur étant donné la forte présence du chauffage, alors que les clients au tarif M sont pour une large part des clients industriels ayant des facteurs d'utilisation plus élevés, comme ceux au tarif L⁶¹.

Par ailleurs, le Distributeur affirme que les consommations de tous les clients de grande puissance (L, LG et contrats spéciaux) font l'objet d'un mesurage⁶². La détermination de leurs facteurs d'utilisation conduit donc normalement aux résultats plus précis que ceux basés sur les estimations.

Sans vouloir endosser les calculs des facteurs d'utilisation des tarifs L et LG du Distributeur, UC est d'avis que le mode de détermination de leurs caractéristiques de consommation par le Distributeur serait adéquat.

3.3 Conclusion

L'introduction du nouveau tarif LG découle des changements d'ordre juridique. Elle n'est pas motivée par des raisons techniques habituelles telles que la réforme de la structure des tarifs et le reflet des coûts dans les tarifs.

Sur le plan purement technique, le traitement du Distributeur des caractéristiques de consommation de la catégorie tarifaire LG nous apparaît adéquat.

4 Modifications à la méthode de répartition du coût du Distributeur et leurs liens avec sa demande de hausses tarifaires

4.1 Modifications à la méthode de répartition des coûts proposées par le Distributeur

Selon le Distributeur, la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012* vient modifier la Loi sur la Régie de l'énergie (« LRÉ »).⁶³

Dans sa preuve, le Distributeur indique également que :

⁶¹ B-0099, page 73, réponse du Distributeur à la question 42.4 d'UC.

⁶² B-0099, page 73, réponse du Distributeur à la question 42.3 d'UC.

⁶³ B-0043, page 5, lignes 1 à 6.

« Selon la LRÉ modifiée, le coût de l'électricité patrimoniale est indexé à compter de 2014 en fonction de l'IPC du Québec, les grands clients industriels (5 000 kW et plus) au tarif L et les contrats spéciaux étant exemptés de cette hausse. »⁶⁴

C'est dans ce contexte que le Distributeur présente dans ce dossier certaines modifications apportées à la méthode de répartition du coût de fourniture patrimoniale par catégories de consommateurs. Ces modifications visent à refléter, d'une part, l'indexation du coût de l'électricité patrimoniale et, d'autre part, l'exemption accordée aux grands clients industriels et aux contrats spéciaux⁶⁵.

Pour ce faire, le Distributeur a adapté la formule de calculs des coûts unitaires utilisée jusqu'à 2013⁶⁶ pour calculer les coûts de l'électricité patrimoniale des catégories tarifaires autres que le tarif L et les contrats spéciaux. Les coûts d'électricité patrimoniale de ces deux dernières catégories ne sont pas affectés par l'indexation.

La formule adaptée est reproduite ci-dessous⁶⁷.

FORMULE 2

$$C_{cat} = \frac{[(C_{Patrim} + Hausse) \times V_{Patrim} - C_L \times V_L - C_{CS} \times V_{CS}^{Patrim}]}{\sum_{Cat} \left[\left(\frac{FU_{Patrim} + (1 - FU_{Patrim}) \times \frac{FU_{Cat}}{FU_{Patrim}} \right) \times \frac{(1 + TP_{Cat})}{(1 + TP_{Patrim})} \right]} \times \left(FU_{Patrim} + (1 - FU_{Patrim}) \times \left(\frac{FU_{Patrim}}{FU_{Cat}} \right) \right) \times \frac{(1 + TP_{Cat})}{(1 + TP_{Patrim})}$$

Où :

C_{cat} = Coût de fourniture unitaire de la catégorie

C_{Patrim} = Coût de fourniture unitaire patrimonial (sans indexation)

FU_{Patrim} = Facteur d'utilisation du Distributeur pour la consommation patrimoniale

FU_{Cat} = Facteur d'utilisation de la catégorie

TP_{Patrim} = Taux de pertes du Distributeur pour la consommation patrimoniale

TP_{Cat} = Taux de pertes de la catégorie

Hausse = Indexation du coût patrimonial

V_{Patrim} = Volume de consommation patrimoniale du Distributeur

C_L = Coût unitaire patrimonial du tarif L

C_{CS} = Coût unitaire patrimonial des contrats spéciaux

V_L^{Patrim} = Volume de consommation patrimoniale du tarif L

V_{CS}^{Patrim} = Volume de consommation patrimoniale des contrats spéciaux

V_{cat}^{Patrim} = Volume de consommation patrimoniale de la catégorie

On note que la formule adaptée requiert comme intrants, entre autres, les facteurs d'utilisation de chacune des catégories de consommateurs autres que le tarif L et les contrats spéciaux.

⁶⁴ B-0043, page 5, lignes 7 à 9.

⁶⁵ B-0043, page 5, lignes 15 à 18.

⁶⁶ Voir détail de la formule utilisée jusqu'à 2013 à la pièce B-0043, page 6, « formule 1 ».

⁶⁷ B-0043, page 7.

Par définition, le facteur d'utilisation d'une catégorie de consommateurs donnée est le rapport entre son volume de consommation et sa puissance. Ainsi, la formule pour déterminer le facteur d'utilisation d'une catégorie de consommateurs présentée ci-dessous requiert comme intrant son volume de consommation projetée ou prévue⁶⁸ :

$$\text{Facteur d'utilisation} = \frac{\text{Volume d'énergie (projeté pour 2014)}}{\text{Puissance x 8760 (heures)}}$$

Par ailleurs, la formule adaptée indique explicitement que les volumes de consommation de l'électricité patrimoniale respectifs du tarif L, des contrats spéciaux et des autres catégories de consommateurs sont requis comme intrants pour déterminer les coûts de l'électricité patrimoniale de ces dernières (voir la partie du bas de la formule adaptée).

Par conséquent, la projection ou la prévision des volumes d'énergie des catégories de consommateurs en 2014 est un intrant important à la détermination de leurs coûts de l'électricité patrimoniale⁶⁹.

Si la Régie ou le gouvernement adoptait une prévision de la demande pour 2014 différente de celle retenue par le Distributeur dans ce dossier, tous les coûts calculés par le Distributeur devraient être révisés.

Dans sa preuve, le Distributeur affirme que les résultats de ses calculs des coûts unitaires de l'électricité patrimoniale en ¢/kWh par catégories de consommateurs correspondent à ceux qui seront fixés par le décret du gouvernement à venir au cours

⁶⁸ Notre explication relative au facteur d'utilisation concorde avec l'affirmation suivante du Distributeur :
« Les facteurs d'utilisation présentés au tableau 53 cité en référence (iv) sont ceux servant à l'établissement du coût de fourniture de l'électricité patrimoniale. Il s'agit des facteurs d'utilisation basés sur les 300 heures les plus chargées du réseau. » (B-0099, page 73, réponse du Distributeur à la question 42.3 d'UC).

⁶⁹ « La règle de proportionnalité des volumes de consommation d'électricité patrimoniale selon les volumes de consommation totale est désormais inscrite dans la LRÉ :

[...] La part du volume de consommation patrimoniale annuelle allouée à une catégorie de consommateurs, incluant la catégorie des contrats spéciaux conclus en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (chapitre H-5), correspond à la proportion du volume de consommation de cette catégorie sur le volume de consommation de l'ensemble des catégories de consommateurs ayant accès au volume d'électricité patrimoniale ; » HQD, Pièce B-0043, pages 5 à 6.

des prochains mois⁷⁰. Selon UC, ceci représente bien une possibilité, peut être probable même, mais on ne peut le considérer comme une certitude en ce moment.

4.2 Taux d'indexation

Quant au taux d'indexation du coût de l'électricité patrimoniale, le Distributeur fournit les renseignements suivants :

« L'article 52.2 de la LRÉ a été modifié par l'entrée en vigueur de la *Loi sur le budget du 30 mars 2010* et par la *Loi sur le budget du 20 novembre 2012*.

Dans ce dernier cas, il est mentionné, à l'article 3 :

pour chaque année à compter de l'année 2014, le coût moyen de fourniture de l'électricité patrimoniale doit correspondre au coût moyen fixé pour l'année précédente, indexé le 1er janvier de chaque année selon le taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, pour la période de 12 mois qui se termine le 31 mars de l'année qui précède celle pour laquelle une demande a été présentée en vertu de l'article 52.1. Le taux d'indexation ne peut être inférieur à zéro. »⁷¹

Le taux d'indexation du coût de l'électricité patrimoniale applicable pour 2014 serait de 1,6 %, selon les calculs du Distributeur reproduits ci-dessous⁷².

Tableau 4.2.1

TABLEAU R-43.1
DONNÉES MENSUELLES DE L'INDICE DES PRIX À LA CONSOMMATION (QUÉBEC)
ET CALCUL DU TAUX D'INDEXATION

Période	04	05	06	07	08	09	10	11	12	01	02	03	MOYENNE	IPC (variation)
Avril 2011 @ mars 2012	118,5	118,9	118,2	118,3	118,5	118,7	119,0	119,3	118,7	119,7	120,4	120,8	119,1	1,6%
Avril 2012 @ mars 2013	121,3	121,1	120,6	120,5	120,9	120,9	121,3	121,1	120,5	120,4	122,1	121,8	121,0	

⁷⁰ Pièce B-0043, page 5, lignes 19 à 22.

⁷¹ Pièce B-0099, page 74, réponse du Distributeur à la question 43.1 d'UC.

⁷² Pièce B-0099, page 75, tableau R-43.1.

4.3 Résultats de calculs des coûts de l'électricité patrimoniale et leurs liens avec la demande de hausses tarifaires du Distributeur

Le Distributeur présente, au tableau 1 de la pièce B-0043, page 8, les résultats de la répartition du coût de l'électricité patrimoniale par catégories de consommateurs en 2014, en appliquant les modifications discutées précédemment.

Le tableau suivant présente les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale de différentes catégories tarifaires en 2013 (sans indexation) et 2014 (avec indexation), ainsi que leurs variations. Tous les coûts sont calculés par le Distributeur.

On y voit qu'effectivement le coût de l'électricité patrimoniale applicable aux contrats spéciaux en 2014 a été gelé au niveau de 2013, soit 2,40 ¢/kWh.

Le coût du tarif L (excluant le tarif LG) en 2014 se trouve identique à celui des contrats spéciaux (leurs facteurs d'utilisation sont de 96,0 % et 96,1 % respectivement⁷³).

Quant à la catégorie des tarifs domestiques, sa variation de coût est de 2,2 % entre 2013 et 2014, bien supérieure au taux d'indexation de 1,6 % (voir le tableau suivant).

Ceci est dû essentiellement au fait que les catégories de consommateurs autres que les catégories « Tarif L » et « Contrats spéciaux » devraient compenser le gel des coûts accordé à ces derniers tout en ramenant l'indexation de l'ensemble des catégories à 1,6 %. [Certaines catégories ont des variations de coûts inférieures à 1,6 % en raison probablement des changements de leurs caractéristiques de consommation, soit les facteurs d'utilisation et les taux de pertes électriques].

⁷³ Pièce B-0043, page 8, tableau 1.

Tableau 4.3.1

Coûts unitaires de l'électricité patrimoniale (¢/kWh) calculés par le Distributeur			
	2013	2014	Variation 2013-2014
	(a)	(b)	
Domestique			
Tarifs D et DM	3,16	3,23	2,22%
Tarif DT	2,68	2,74	2,24%
Petite et moyenne puissance			
Tarifs G et à forfait	2,90	2,98	2,76%
Tarif d'éclairage public et sent.	2,61	2,62	0,38%
Tarif M	2,67	2,71	1,50%
Tarif G9	2,82	2,80	-0,71%
Tarif LG	n/a	2,72	n/a
Tarif H	2,66	2,71	1,88%
Grands clients industriels			
Tarif L (incluant le tarif LG)	2,47		n/a
Tarif L (excluant le tarif LG)		2,40	n/a
Contrats spéciaux - sans ajustements	2,41	2,40	-0,41%
Total Électricité Patrimoniale	2,77	2,82	1,81%
Taux d'indexation: 1,6% (HQD, B-0099, page 75)			
(a) Dossier R-3814-2012, pièce B-0046, tableau 9A.			
(b) Dossier R-3854-2013, pièce B-0045, tableau 9A			

Ainsi, l'application de la méthode de répartition des coûts de l'électricité patrimoniale du Distributeur se solde en des augmentations de coûts unitaires de l'électricité patrimoniale entre 2013 et 2014 supérieures au taux d'indexation de 1,6 % pour la plupart des catégories de consommateurs autres que le tarif L et les contrats spéciaux.

Selon UC, les indices d'interfinancement entre les catégories tarifaires calculés par le Distributeur ne pourraient pas refléter correctement cette réalité.

En effet, à titre illustratif, le tableau suivant montre les indices d'interfinancement calculés par le Distributeur pour les années 2013 et 2014. On y voit que les indices d'interfinancement de la catégorie « Domestiques » passent de 83 % en 2013 à 83,3 % en 2014.

Par contre, ceux de la catégorie « Grands industriels » augmentent de 115 % en 2013 à 116,6 % en 2014 suggérant que cette catégorie « interfinance » davantage les autres catégories en 2014, malgré le fait que son coût de l'électricité patrimoniale ait été gelé au niveau du coût applicable aux contrats spéciaux de 2013.

Tableau 4.3.2

Indices d'interfinancement calculés par le Distributeur

	2013	2014
Domestiques	83	83,3
Grands industriels (Grande puissance)	115	116,6
Total	100	100

Sources:

Année 2013: Dossier R-3814-2012, page 15, tableau 8B, Scénario ajustement uniforme.

Année 2014: Pièce B-0045, page 15, tableau 8B, scénario "Ajustements différenciés reflétant la variation des coûts.

Le Distributeur tient compte des augmentations de coûts de l'électricité patrimoniale et de celles d'autres types de coûts (électricité postpatrimoniale, transport, distribution, etc.) dans ses calculs des indices d'interfinancement et des ajustements tarifaires requis basés sur le reflet de la variation des coûts⁷⁴.

En plus de ces augmentations, la proposition tarifaire du Distributeur comporte une deuxième composante de hausse tarifaire qu'il présente sous le vocable de « rééquilibrage des tarifs généraux ».

Ce « rééquilibrage » a pour effet de hausser les tarifs domestiques de 3,4 % (avant la prise en compte de la hausse éventuelle du rendement), au lieu de 2,9 % basé strictement sur leurs variations de coûts.

En revanche, les catégories tarifaires G, M, LG et « grands industriels » verront des propositions d'ajustements tarifaires inférieures à leurs variations de coûts⁷⁵ (voir le tableau suivant).

Selon le scénario d'ajustements tarifaires sans hausse de rendement, le « rééquilibrage des tarifs généraux » proposé par le Distributeur a donc pour effet de demander aux consommateurs résidentiels de subventionner les autres catégories de consommateurs.

⁷⁴ Pièce B-0049, page 11, tableau 1 et pièce B-0045, page 15, tableau 8B.

⁷⁵ Pièce B-0049, page 11, tableau 1.

Tableau 4.3.3

Ajustements tarifaires proposés par le Distributeur (Scénario sans hausse du rendement)			
Source: HQD, pièce B-0045, page 15, tableau 8B			
	Ajustements reflétant la variation des coûts	Rééquilibrage des tarifs généraux	Refllet du patrimonial et Rééquilibrage des tarifs généraux
	(A)	(B)	(C=A+B)
Domestiques	2,9%	0,5%	3,4%
Généraux			
Tarif G	4,7%	-0,7%	4,0%
Tarif M	3,3%	-0,3%	3,0%
Tarif LG	5,6%	-1,2%	4,4%
Grands industriels	2,8%	-0,2%	2,6%

Le Distributeur a calculé aussi les ajustements reflétant la variation des coûts et le rééquilibrage des tarifs généraux selon le scénario d'une hausse de rendement. Les résultats des calculs du Distributeur sont reproduits au tableau 4.3.4.

Selon ce scénario, comme le montre le tableau 4.3.4, le rééquilibrage des tarifs généraux a pour effet d'augmenter la hausse des tarifs M et des « grands industriels » au profit des catégories domestique, tarif G et tarif LG.

Tableau 4.3.4

Ajustements tarifaires proposés par le Distributeur (Scénario avec hausse du rendement)			
Source: Pièce B-0090, HQD-15, doc. 3, page 43, tableau R-16.1			
	Ajustements reflétant la variation des coûts	Rééquilibrage des tarifs généraux	Refllet du patrimonial et Rééquilibrage des tarifs généraux
	(A)	(B)	(C=A+B)
Domestiques	6,1%	-0,3%	5,8%
Généraux			
Tarif G	7,0%	-0,6%	6,4%
Tarif M	5,1%	0,3%	5,4%
Tarif LG	7,5%	-0,7%	6,8%
Grands industriels	4,1%	0,9%	5,0%

Les impacts du rééquilibrage des tarifs généraux sur diverses catégories de consommateurs seraient donc différents d'un scénario à l'autre.

4.4 Conclusion

Les modifications à la méthode de répartition des coûts proposées par le Distributeur cette année ont été conçues pour respecter la *Loi concernant principalement la mise en œuvre de certaines dispositions du discours sur le budget du 20 novembre 2012*⁷⁶.

L'application de la méthode de répartition des coûts de l'électricité patrimoniale du Distributeur entraîne des augmentations de coûts unitaires de l'électricité patrimoniale entre 2013 et 2014 supérieures au taux d'indexation de 1,6 % pour la plupart des catégories de consommateurs autres que le tarif L et les contrats spéciaux.

Selon UC, les indices d'interfinancement entre les catégories tarifaires ne reflètent pas cette réalité.

4.5 Recommandation

UC recommande respectueusement que la Régie tienne compte, dans ses réflexion et décision relatives à la demande de hausse tarifaire du Distributeur pour l'année tarifaire 2014-2015, du fait que les indices d'interfinancement ne reflètent pas la réalité que les catégories des consommateurs autres que les catégories « Tarif L » et « Contrats spéciaux » ont des hausses de coûts de l'électricité patrimoniale supérieures au taux d'indexation fixé par le gouvernement.

5 Liste des recommandations à la Régie

Recommandation no 1

UC recommande respectueusement que la Régie demande au Distributeur de lui soumettre une analyse économique dans chacun des prochains dossiers tarifaires relativement aux coûts d'approvisionnement reliés à la gestion des Conventions et des contrats d'approvisionnement du Distributeur. Cette analyse devra notamment tenir compte des risques de variation de la demande à long terme ainsi que des différents moyens d'approvisionnement disponibles ou à venir, comme la Régie l'a exigé dans la décision D-2013-021 pour le présent dossier.

⁷⁶ Pièce B-0043, lignes 1 à 6.

Recommandation no 2

UC recommande respectueusement que, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2014, la Régie privilégie une approche prudente et raisonnable en réduisant le coût des approvisionnements d'un montant de 93,5 M\$, soit le coût total associé à 1 TWh et 2,1 TWh d'énergie provenant du contrat de base qui pourraient être différés respectivement en 2013 et 2014.

Recommandation no 3

UC recommande respectueusement que la Régie tienne compte, dans ses réflexions et décisions relatives à la demande de hausse tarifaire du Distributeur pour l'année tarifaire 2014-2015, du fait que les indices d'interfinancement ne reflètent pas la réalité que les catégories des consommateurs autres que les catégories « Tarif L » et « Contrats spéciaux » ont des hausses de coûts de l'électricité patrimoniale supérieures au taux d'indexation fixé par le gouvernement.

Annexe 1

Tableau A1.1

Bilan en énergie (en TWh) établi par HQD (Scénario moyen de prévision des besoins) [Tableau R-2.1, B-0076, page 5]															
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	Total
Besoins	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197	199	199,4	200,6	201,9	
Électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3	
Appro. Non-pat. Requis	12,1	13,7	15,7	16,9	18	20	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	23,6	24,3	23,6	
TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	0	
HQP-Base et Cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4	0,8	
Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4	
Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5	
Énergie différée	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Énergie rappelée	0	0	0	0	0	0,6	0,9	0,9	0,9	1	0,5	0	0	0	0
Autres contrats long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7	
Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	
Biomasse II: 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	
Biomasse III: 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	
Éolien I: 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,2	
Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	
Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	
Éolien IV : 800 MW			0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	
Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	
Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3	3	3	3	
Achat de long terme [supplémentaire]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0,5	1,5	5,1	7,3
Écart Offre-Demande (après gestion des surplus)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Surplus selon HQD	7,3	9,9	9,8	10,2	9,8	7,4	5,9	5,8	5,1	4,4	3,7	3,1	2,6	0,5	

Notes :

Les valeurs des surplus indiquées dans le tableau ci-haut représentent les volumes d'électricité patrimoniale inutilisée (exemple pour 2014 : $178,9 - 171,5 = 7,4$).

Pour calculer les surplus avant gestion, il faut ajouter la capacité de TCE (4,3 TWh/an) et celle du contrat cyclable (2 TWh/an) et soustraire les achats de court terme.⁷⁷

⁷⁷ Pièce B-0099, page 69 (Réponse du Distributeur à la question 38.1 de la DDR no 3 d'UC).

Selon HQD, les modalités du contrat cyclable permettent de moduler les livraisons sur une base horaire, pour une quantité allant de 0 à 250 MW. L'énergie non programmée ne génère aucun coût pour le Distributeur.⁷⁸

Bilan en énergie du Distributeur dans son format original (Pièce B-0076, page 5)

Tableau A1.2

**TABLEAU R-2.1
BILAN EN ÉNERGIE (EN TWH)**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
= Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197,0	199,0	199,4	200,6	201,9
- Volume d'électricité patrimoniale	171,5	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173,0	173,1	173,8	174,4	175,2	175,7	176,3	178,3
- Appro. non patrimoniaux	12,1	13,7	15,7	16,9	18,0	20,0	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	23,6	24,3	23,6
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	-
• HQP - Base et cyclable	3,3	3,2	3,2	3,3	3,3	4,1	4,5	4,5	4,6	4,7	4,3	3,9	4,0	0,8
• Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4
• Base	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5
• Énergie différée	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Énergie rappelée	-	-	-	-	-	0,6	0,9	0,9	0,9	1,0	0,5	-	-	-
• Autres contrats de long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7
• Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
• Biomasse II : 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
• Biomasse III : 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
• Éolien I : 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,5	2,2
• Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
• Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
• Éolien IV : 800 MW	-	-	0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
• Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3,0	3,0	3,0	3,0
• Achat de long terme	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,2	0,5	1,5	5,1
= (Surplus)	(7,3)	(9,9)	(9,8)	(10,2)	(9,8)	(7,4)	(5,9)	(5,8)	(5,1)	(4,4)	(3,7)	(3,1)	(2,6)	(0,5)

⁷⁸ Pièce B-0099, page 59.

Annexe 2

Tableau A2.1

Scénario d'UC (basé sur les hypothèses de l'offre et de la demande du Distributeur)

Scénario Différer l'énergie en 2013 (1 TWh) et en 2014 (2,1 TWh) [UC]																
Bilan en énergie (en TWh)																
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027		
Besoins	183,6	182,6	184,8	185,6	187,1	191,4	193,8	194,4	195,7	197	199	199,4	200,6	201,9		
Électricité patrimoniale	173,6	168,9	169,1	168,7	169,1	171,5	173	173,1	173,8	174,4	175,2	175,2	175,7	178,3		
Appro. Non-pat. Requis	10	13,7	15,7	16,9	18	19,9	20,8	21,3	21,9	22,6	23,8	24,2	24,9	23,6		
TransCanada Energy	0	0	0	0	0	0	0	0,7	0,7	1,1	1,1	1,1	0,7	0		
HQP-Base et Cyclable	1,2	3,2	3,3	3,3	3,4	4,2	4,6	4,6	4,7	4,8	4,4	5	6,1	0,9		
Cyclable	0,2	0,1	0,2	0,2	0,3	0,5	0,6	0,6	0,7	0,7	0,8	0,9	0,9	0,4		
Base	1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	0,5		
Énergie différée	-2,1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Énergie rappelée	0	0	0	0	0	0,6	0,9	0,9	0,9	1	0,5	1	2,1	0		
Autres contrats long terme	8,6	10,4	12,4	13,4	14,4	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,2	15,1	15,1	14,7		
Biomasse (incluant Tembec)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1		
Biomasse II: 125 MW	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4		
Biomasse III: 300 MW	0,8	1,1	1,8	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2		
Éolien I: 990 MW	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,2		
Éolien II : 2000 MW	4,3	5,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2		
Éolien III : 500 MW	0,1	0,5	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9		
Éolien IV : 800 MW			0,1	0,7	1,6	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5		
Petite hydraulique : 150 MW	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3		
Achat de court terme	0,2	0,1	0,1	0,2	0,4	0,6	1,1	0,9	1,4	1,6	3	3	3	3		
Achat de long terme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,2	0	0	5,1		
Écart Offre-Demande	0,0	0,0	-0,1	0,0	-0,2	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	-0,1	0,0	0,0	-0,1		
Élect. pat. Inutilisée	5,3	10,0	9,8	10,2	9,8	7,4	5,9	5,8	5,1	4,5	3,7	3,7	3,2	0,6		
Solde du compte d'én. diff.	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,2	6,3	5,4	4,5	3,5	3,0	2,0	-0,1	-0,1		
Solde selon plan HQD	4,7	4,7	4,7	4,7	4,7	4,0	3,2	2,3	1,4	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0		
Écart	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0	2,0	-0,1	-0,1		

Note: Le plan d'utilisation des conventions du Distributeur (B-0093, page 60, tableau R-24.1) ne prévoit pas aucun rappel de 2025 à 2027.

Annexe 3

Tableau A3.1

**Solde du compte d'énergie différée selon le plan d'utilisation des conventions
 établi par le Distributeur**

Source : HQD, pièce B-0093 (HQD-15, document 6, page 60) [24 novembre 2013]

TABLEAU R-24.1

UTILISATION DES CONVENTIONS SELON LE SCÉNARIO MOYEN

En MW	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Janvier	600	400	0	0	0	0	0	400	400	400	400	400	400	0	0	0
Février	400	400	0	0	0	0	0	350	400	400	400	400	245	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	0	0	0	0
Avril	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mai	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Juillet	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Août	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Septembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Octobre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	100	400	400	400	400	0	0	0	0
Total annuel	0,725	0,566	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,607	0,874	0,864	0,864	0,976	0,468	0,000	0,000	0,000
Total différé	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000											
Total rappelé	0,725	0,566	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,607	0,874	0,864	0,864	0,976	0,468	0,000	0,000	0,000
Solde	-5,219	-4,652	-4,652	-4,652	-4,652	-4,652	-4,652	-4,045	-3,172	-2,308	-1,444	-0,468	0,000	0,000	0,000	0,000