RÉGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier R-3905-2014

Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2015-2016

MÉMOIRE DE L'ACEF DE QUÉBEC

6 novembre 2014

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
Plan	Plan d'approvisionnement 2014-2023
Producteur :	Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité
Régie :	Régie de l'énergie
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

INTRODUCTION

Dans le cadre du dossier R-3905-2014 de la Régie de l'énergie (la Régie), l'ACEF de Québec soumet le présent mémoire qui traite des enjeux suivants :

- La prévision de la demande en énergie et en puissance;
- Les coûts d'approvisionnement 2014 et 2015;
- La modification des modalités de disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on*;
- Et le nouveau tarif de développement économique proposé par le Distributeur.

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Contexte

La prévision de la demande en énergie et en puissance constitue un exercice capital dans l'établissement des tarifs d'électricité. En effet, les résultats de la prévision de la demande effectuée par le Distributeur sont utilisés dans plusieurs activités, par exemple, la gestion des approvisionnements et les calculs de leurs coûts, la détermination des tarifs de transport, la répartition des coûts et l'évaluation de la situation d'interfinancement entre les catégories de consommateurs, les calculs du revenu requis du Distributeur et les hausses tarifaires.

Dans ce contexte, l'ACEF de Québec juge qu'il est important de s'assurer que les prévisions de la demande sont objectives et rigoureuses.

Par sa décision D-2014-133, la Régie a demandé au Distributeur de tenir une séance d'information sur la méthode de prévision des ventes ainsi que sur les aléas climatiques[1]. Le but de la séance d'information tenue le 19 septembre 2014 était de contribuer à alléger le processus réglementaire et à faciliter la compréhension du présent dossier. Deux représentants de l'ACEF de Québec y étaient présents et ont bien apprécié les explications du Distributeur.

Dans ce qui suit, l'ACEF de Québec soumet à la Régie ses observations et recommandations relativement à la prévision de la demande.

Méthodologie de prévision de la demande

Le Distributeur a présenté initialement sa méthodologie de prévision de la demande à la séance d'audience du 16 juin 2014 dans le cadre de l'examen du *Plan d'approvisionnement 2014-2023* (le *Plan*)[2]. Dans le cadre du présent dossier, il a effectué certaines mises à jour dont l'ajout d'une année climatique historique (2013) et l'ajout de certaines statistiques économiques et énergétiques[3] pour les fins de la prévision de la demande de l'année 2015 (perspectives de mai 2014).

Le Distributeur a élaboré lui-même son outil de prévision de la demande, en utilisant certaines méthodes statistiques notamment la régression linéaire multiple.

À la séance d'information du 19 septembre 2014, il a affirmé que les résultats de prévision de la demande soumis dans le présent dossier découlent directement de son outil de prévision et de sa méthodologie, sans aucune autre intervention humaine ou ajustements. Cette « caractéristique » des prévisions de la demande du Distributeur était aussi confirmée dans sa réponse à la question 1.1 de l'ACEF de Québec[4]. Nous trouvons que celle-ci est rassurante, car elle éviterait l'introduction des

---

1 Décision D-2014-133, page 9.

2 Pièce HQD-4, document 2.1, page 3.

3 Idem.

4 Pièce HQD-15, document 3, page 3.

préférences ou opinions souvent subjectives, par exemple l'inclusion d'une « réserve » arbitraire, dans la prévision de la demande.

Bien que la méthodologie de prévision utilisée par le Distributeur ait été présentée lors des séances d'audience du dossier R-3864-2013 et lors de la séance d'information du présent dossier, nous soumettons que le format Power Point de ces présentations ne se prêtent pas bien à un examen adéquat des techniques utilisée par le Distributeur. Par ailleurs, les affirmations du Distributeur éparpillées dans différents dossiers découragent un examen approfondi de sa méthodologie de prévision.

L'ACEF de Québec estime donc qu'il serait utile que le Distributeur consigne la description de sa méthodologie de prévision de la demande dans un document unique afin de faciliter son examen approfondi, compte tenu de la complexité des méthodologies et techniques utilisées.

Il faut noter que les améliorations en matière de prévision de la demande du Distributeur sont récentes et les consommateurs québécois continuent à subir des conséquences financières graves de la prévision de la demande qu'il a soumise pour appuyer sa demande d'approbation du contrat d'approvisionnement avec TransCanada Energy.

Notons qu'en 2011, la Régie a écrit sans équivoque la nécessité de revoir le modèle prévisionnel du Distributeur :

> *« la Régie estime qu'il faut revoir ou modifier les données et les paramètres du modèle prévisionnel du Distributeur* »[5].

Par la suite, dans le cadre de l'examen du dossier R-3748-2011, elle a constaté la présence de biais de surestimation des ventes au secteur industriel et a invité le Distributeur à poursuivre l'étude des moyens à mettre en œuvre pour les réduire[6].

En 2012, la Régie écrit encore :

> *« La Régie note la tendance du Distributeur à surestimer les ventes au secteur industriel »*[7].

Tout récemment, la *Commission sur les enjeux énergétiques du Québec* note aussi la tendance du Distributeur de surestimer la demande en énergie dans le passé dans les termes suivants :

> « Les prévisions de croissance de la demande pour les années 2000 soumises par *Hydro Québec Distribution* ont eu tendance à sous-évaluer le succès des mesures d'efficacité énergétique,

---

[5] Décision D-2011-028, page 17 (dossier tarifaire R-3740-2010).

[6] Décision D-2011-162, page 11 (référence indiquée dans le dossier R-3864-2013, HQD-6, document 1, page 2).

[7] Décision D-2012-024, page 20.

subventionnées ou non, ainsi que la réduction de la demande industrielle. Or, c'est sur la base de ces prévisions que la *Régie de l'énergie* a approuvé le contrat pour la mise en service de la centrale au gaz naturel de *TransCanada Énergie* à Bécancour.
D'une puissance de 500 MW, cette centrale mise en service en 2006 sera utilisée jusqu'en décembre 2007 seulement. D'ailleurs, le dernier plan d'approvisionnement d'*Hydro-Québec Distribution* indique que cette centrale demeurera hors service au moins jusqu'en 2024, malgré l'obligation pour le distributeur de verser annuellement 150 M$ au producteur.[8]»

Tout récemment, en 2014, la Régie écrit :

> *« La Régie ne peut conclure à une tendance de sous-estimation de la prévision des ventes avec le modèle économétrique qui est présentement appliqué depuis deux ans »[9].*

Réduire les biais systématiques et les tendances à surestimer ou sous-estimer des ventes est très important dans la prévision de la demande.

Or, pour déterminer la présence ou l'absence de biais, le Distributeur affirme dans le présent dossier qu'il faut encore attendre quelques années :

> *« Série d'observations d'écarts sur plusieurs années nécessaire pour déterminer la présence ou l'absence de biais, afin de pouvoir réaliser les tests statistiques nécessaires.*
> *- Pour le moment, disponibilité uniquement des écarts de l'année 2013 (entre la prévision des ventes 2013 réalisée lors du dossier R-3814-2012 et les résultats réels.[10]»*

Notons que, présentement, le Distributeur ne dispose pas de comparaison de sa méthodologie avec celles d'autres entreprises comparables, tel qu'il a été indiqué dans sa réponse à la question 1.4 de l'ACEF de Québec[11].

Pour apprécier la justesse de la prévision de la demande du Distributeur, on doit se fier au fait que *« l'ensemble des modèles de prévision développés par le Distributeur reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie »[12]*.

Le Distributeur n'a pas fait évaluer non plus sa méthodologie par des experts indépendants, comme cela est manifeste dans sa réponse à la question 1.5 de l'ACEF de Québec :

---

8 *Commission sur les enjeux énergétiques du* Québec, « Maîtriser notre avenir énergétique pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous », page 179, (2 février 2014).

9 Décision D-2014-037 (dossier tarifaire R-3854-2013), page 31.

10 Pièce B-0065, page 12.

11 Pièce HQD-15, document 3, page 4.

12 Idem.

> *« 1.5 Veuillez indiquer si le Distributeur a fait évaluer ou non sa méthodologie et son outil de prévision utilisant la régression linéaire multiple par des experts indépendants. Dans l'affirmative, veuillez déposer les documents pertinents.*
> *Réponse :*
> *La méthodologie de prévision est validée selon les critères statistiques utilisés en modélisation économétrique, comme il l'indique en réponse aux questions 1.3 et 1.4. »*[13]

L'ACEF de Québec est perplexe devant l'argument du Distributeur : la justesse de ses prévisions se vérifie à l'aide de critères statistiques, sauf qu'il faut attendre quelques années pour déterminer la présence ou l'absence de biais systématiques.

Au-delà des techniques statistiques, nous pensons qu'il serait utile que le Distributeur réfléchisse sur les remarques de la *Commission sur les enjeux énergétiques du Québec* relativement aux prévisions de croissance basées sur une tendance historique à la hausse :

> « Presque partout dans les pays de l'OCDE, la demande en énergie – notamment en électricité – stagne, sous l'effet conjugué de l'efficacité énergétique, économiquement intéressante pour les entreprises, du ralentissement de croissance de la population et de la délocalisation de l'industrie manufacturière vers d'autres régions du globe. Les prévisions de croissance, basées sur une tendance historique à la hausse, s'avèrent non fondées et, pour la première fois, on assiste à un déplacement des sources d'énergie plutôt qu'à l'ajout de nouvelles. En Ontario et aux États-Unis, par exemple, la diminution de la demande et la mise en service de nouvelles centrales au gaz naturel permettent de fermer des centrales thermiques au charbon. Cette réalité frappe le Québec qui se retrouve aujourd'hui avec d'importants surplus d'électricité écoulés dans des marchés où la demande est moins forte, à des tarifs beaucoup plus bas que prévu, ce qui remet en question le modèle énergétique actuel. »[14]

L'ACEF de Québec estime qu'il serait utile que le Distributeur se compare avec les entreprises performantes en matière de prévision de la demande et obtienne au besoin les avis et conseils d'experts externes pour améliorer la qualité de ses prévisions.

<u>Recommandation</u>

L'ACEF de Québec recommande à la Régie:

- **de demander au Distributeur de lui soumettre un document décrivant en détail sa méthodologie de prévision de la demande afin de faciliter son examen approfondi;**
- **d'inviter le Distributeur à poursuivre les moyens à mettre en œuvre pour améliorer la qualité de ses prévisions qui peuvent comprendre, outre les tests statistiques, la recherche de meilleures pratiques en la matière dans l'industrie énergétique et l'aide d'experts externes.**

---

[13] Idem.

[14] Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, « Maîtriser notre avenir énergétique pour le bénéfice économique, environnemental et social de tous », page 45, (2 février 2014).

Performance de la prévision du Distributeur pour 2014

Le Distributeur présente une comparaison des ventes d'énergie (sans pertes électriques) de l'année témoin du dossier tarifaire de l'an dernier[15] et de l'année de base du présent dossier, soit l'année 2014, au tableau 5 de la pièce HQD-4, document 2. Ce tableau est reproduit ci-dessous.

On y constate qu'il y a des écarts significatifs entre les deux prévisions pour les ventes aux tarifs LG, L et contrats spéciaux. Le Distributeur explique l'écart au tarif LG par un reclassement de clients auparavant comptabilisés au secteur industriel. Quant aux ventes au tarif L et aux contrats spéciaux, le Distributeur reconnait que les écarts proviennent d'un contexte économique plus favorable que prévu[16].

Au total, l'écart des ventes totales pour 2014 se chiffre à 1 453 GWh ou 0,85%, soit un écart significatif par rapport à la croissance prévue.

Tableau 5 :
Évolution de la prévision des ventes pour l'année 2014

Années civiles (1er janv au 31 déc)	(1)	(2)	(3)	(4) = (3) - (1)
Catégorie de consommateurs	Ventes (GWh)			
	Année 2014 (D-2014-037)	Année de base		Écart
		2014 publiée	2014 normalisée	
D et DM	62 422	65 117	62 301	(121)
G et à forfait (T1, T2, T3)	10 105	10 400	10 121	16
G-9	1 063	1 045	1 045	(18)
M	29 737	29 928	29 701	(36)
LG	8 473	8 815	8 730	257
L	29 622	30 160	30 160	538
H	9	7	7	(2)
DT	3 031	3 069	3 041	10
Éclairage public et sentinelle	606	607	607	1
Contrats spéciaux	24 502	25 089	25 089	587
	169 569	**174 235**	**170 802**	**1 233**
DA marginal	-	1	1	1
MA marginal	-	26	26	26
LP	-	1	1	1
LA marginal	-	185	185	185
	-	**213**	**213**	**213**
Réseaux autonomes - D et DM	212	219	219	7
Réseaux autonomes - G et à forfait	100	92	92	(8)
Réseaux autonomes - G-9	5	4	4	(1)
Réseaux autonomes - M	68	77	77	10
Réseaux autonomes - Écl. Public et senti.	2	2	2	(0)
	387	**394**	**394**	**7**
Total Distributeur	**169 957**	**174 842**	**171 409**	**1 453**

(1) Ventes prévues de janvier à décembre.
(2) Ventes publiées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.
(3) Ventes publiées normalisées de janvier à avril et prévues de mai à décembre.

15 Dossier R-3854-2013.

16 HQD-4, document 2, page 12, lignes 1 à 10.

Prévision des ventes et des besoins pour 2015

Le tableau suivant présente la prévision des ventes totales retenue dans le présent dossier par le Distributeur.

On y constate qu'entre 2013 et 2014, il y a une légère décroissance des ventes. Par contre, pour 2015, le Distributeur prévoit une hausse des ventes de 932 GWh ou 0,54% par rapport à 2014.

Prévision des ventes totales retenue dans le présent dossier par le Distributeur				
(source: HQD-4, document 2, page 12, tableau 1)				
		Ventes totales (GWh)	Croissance (GWh)	
Année historique	2013 normalisée	171 463		
Année de base	2014 normalisée	171 409	-54	-0,031%
Année témoin projetée	2015 normalisée	172 341	932	0,544%

Le tableau suivant compare les prévisions par secteur du Distributeur pour l'année de base (2014)[17] et l'année témoin projetée (2015). On y constate que la croissance des ventes se trouve dans les secteurs Résidentiel et agricole, Commercial, institutionnel et PME industriel, ainsi que les contrats spéciaux. Par contre, les grandes entreprises au tarif L accuseront une décroissance de 203 GWh entre 2014 et 2015.

Prévision des ventes par secteur			
Source: pièce HQD-4, document 2, tableaux 2 à 5.			
	2014	**2015**	**Croissance**
			2014-2015
Résidentiel et agricole	65 562	66 326	763
Commercial, institutionnel et PME industriel	41 066	41 328	261
LG	8 730	8 708	-23
H	7	7	
Éclairage public et sentinelle	609	612	3
Tarif L	30 160	29 957	-203
Contrats spéciaux	25 089	25 404	315
Total	**171 223**	**172 342**	**1 116**

[17] Pour 2014, il y a un écart entre la valeur des ventes totales de 171 409 GWh présentée au tableau 1 de la pièce HQD-4, document 2, et le total des ventes de 171 223 GWh calculé par nous sur la base des prévisions du Distributeur présentées aux tableaux 2 à 5 de la même pièce. Cet écart pourrait être dû au traitement des ventes marginales et des ventes aux réseaux autonomes (voir la réponse du Distributeur à la question 7.1 de la DDR no 2 de la Régie, HQD-15, document 1.2, page 18); elle ne serait pas due à la méthodologie de prévision du Distributeur selon nous.

Il est à noter que selon le Distributeur, l'amplitude du prochain ajustement tarifaire pour 2015-2016 n'a pas d'impact sur la croissance de la demande à l'horizon du présent dossier tarifaire:

> « Demande [de l'ACEF de Québec]:
> 3. Veuillez indiquer si les prévisions de la demande pour 2015 tiennent compte ou non de l'amplitude du prochain ajustement tarifaire sur les volumes de consommation des catégories de consommateurs. Si oui, veuillez indiquer le traitement de l'impact de l'amplitude de la prochaine hausse tarifaire sur les volumes de consommation. Si non, veuillez en fournir les raisons.
> Réponse [du Distributeur]:
> Les variations de la position concurrentielle de l'électricité ont un impact sur la diffusion des appareils de chauffage de l'eau et des locaux. Ces taux de diffusion influencent la demande sur des horizons de long terme.
> […]
> Toutefois, sur l'horizon du dossier tarifaire, l'évolution de la position concurrentielle de l'électricité n'a pas d'impact sur la croissance de la demande."[18]

L'affirmation du Distributeur reproduite ci-haut discute uniquement des impacts de la position concurrentielle de l'électricité sur la diffusion de chauffage de l'eau et des locaux qui est présente principalement dans les secteurs Résidentiel et Commercial. Nous n'avons pas pu trouver dans la preuve du Distributeur de discussions sur les impacts des hausses du prix de l'énergie ou de l'introduction du nouveau tarif de développement économique sur le volume des ventes au secteur industriel.

Notons également que selon la prévision du Distributeur, la relance du Plan Nord aurait plutôt un impact sur un horizon de long terme et non en 2015 :

> Préambule [Preuve du Distributeur, Pièce B-0015, page 10] :
> (i) « Dans le secteur minier, la baisse des investissements en 2013 pourrait causer un ralentissement de la croissance de la production en 2014. Ce n'est qu'à partir de 2015 que le raffermissement des prix et l'ajout d'investissements, entre autres grâce à la relance du Plan Nord, devraient ramener une croissance plus soutenue. »
> […]
> Demandes [de l'ACEF de Québec] :
> 4.1 Veuillez expliquer pourquoi le raffermissement des prix et l'ajout d'investissements, entre autres grâce à la relance du Plan Nord, prévus pour 2015 donneraient une croissance moins élevée pour 2014-2015 par rapport à 2013-2014.
> Réponse [du Distributeur]:
> […]
> Par ailleurs, la relance du Plan Nord, selon l'état de l'économie mondiale et du prix des ressources, aurait plutôt un impact sur un horizon de long terme. »[19]

---

[18] Pièce B-0085, page 5.

[19] Pièce HQD-15, document 3, page 6.

Aux *ventes* d'énergie mesurées au point de consommation, il faut ajouter des pertes électriques de transport et de distribution et faire certains ajustements pour déterminer les *besoins en énergie*, c'est-à-dire des quantités d'énergie à être livrées par des producteurs-fournisseurs au Distributeur.

Pour 2015, le Distributeur prévoit des besoins en énergie de 186,2 TWh et des besoins en puissance de 37 892 MW pour l'hiver 2014-2015, sous des conditions climatiques normales[20].

La croissance des besoins en puissance est de 1,0% ou de 374 MW par rapport à la pointe normalisée de l'hiver 2013-2014. Selon le Distributeur, cette croissance provient notamment de celle des ventes aux secteurs résidentiel et agricole et commercial et institutionnel[21].

[20] Pièce HQD-4, document 2, tableau 6.

[21] Pièce HQD-4, document 2, page 14, ligne 3.

COÛTS D'APPROVISIONNEMENT 2014 ET 2015

OPPORTUNITÉ DE DIFFÉRER L'ÉNERGIE DU CONTRAT EN BASE DE 350 MW EN 2014 ET 2015

Contexte

Le Distributeur a signé avec le Producteur une convention (« Convention ») lui permettant de différer l'énergie du contrat en base (ou contrat de base) de 350 MW en vue de l'utiliser ultérieurement pour satisfaire les besoins énergétiques des marchés québécois.

Cette convention a été conçue pour permettre au Distributeur de gérer de façon optimale et dans une perspective de long terme ses approvisionnements postpatrimoniaux afin de favoriser une saine gestion des coûts de ceux-ci et de maximiser l'utilisation de l'électricité patrimoniale.

En 2013, dans le cadre du dossier tarifaire R-3854-2013 Phase 1, le Distributeur a soutenu qu'il lui était impossible de différer l'énergie entre 2014 et 2027 en raison de son incapacité de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance de la Convention en 2027. Le 7 novembre 2013, l'Union des consommateurs a recommandé à la Régie l'option de différer l'énergie en 2013 et 2014, contrairement à la stratégie proposée par le Distributeur[22].

Le 6 mars 2014, dans sa décision D-2014-037, la Régie a réitéré son avis émis dans la décision D-2013-021 à l'effet que l'énergie différée en 2013 pouvait répondre à des besoins futurs, sans compromettre l'objectif du Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée à l'échéance de la Convention en 2027[23]. Considérant ceci, la Régie a retranché un montant de 30,0 M$ du compte de *pass-on* 2013 pour l'achat d'électricité, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2014.

Dans la même décision, la Régie écrit :

> « [186] Considérant ce qui précède, la Régie juge raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base <u>en 2014</u>. Néanmoins, elle lui rappelle qu'il a <u>le devoir</u> de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible. Le Distributeur doit <u>constamment</u> évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement.»[24] (nous soulignons)

Dans ce qui suit, nous étudions la possibilité de différer l'énergie du contrat de base en 2014 et 2015, selon les données et prévisions de la demande en énergie émises par le Distributeur après la parution de la décision D-2014-037.

---

22 Dossier R-3854-2013, pièce C-UC-0018, page 27 (Rapport de Co Pham).

23 D-2014-037, page 55.

24 D-2014-037, page 58.

Volume d'énergie que le Distributeur peut différer en 2014 et 2015

La capacité énergétique maximale du contrat en base est de 3,07 TWh.

Comme les besoins énergétiques de la clientèle du Distributeur sont élevés en hiver et que le Distributeur a toujours indiqué qu'il doit acheter de l'énergie de court terme pour la même période, nous estimons qu'il serait économique et nécessaire d'utiliser la capacité du contrat en base de décembre à mars pour une quantité totale de 1,02 TWh (voir le tableau ci-bas). Pour le reste de l'année, soit d'avril à novembre, l'énergie du contrat de base peut être différée pour une quantité totale de 2,1 TWh.

Cette dernière valeur est la même que celle considérée par le Distributeur comme le volume d'énergie du contrat de base qu'il peut différer en 2013[25]. Elle est également identique à celle indiquée à titre de volume d'énergie différée en 2016 et 2017 dans *l'État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2011-2020*[26].

Nous utilisons donc la valeur de 2,1 TWh comme volume d'énergie annuel que le Distributeur peut différer en 2014 et 2015, considérant que le Distributeur indique à maintes reprises qu'il a des quantités élevées de surplus énergétique. Au total, la quantité d'énergie que le Distributeur peut différer en 2014 et 2015 est de 4,2 TWh.

Contrat en base de 350 MW		
	Utilisation en hiver (TWh)	Énergie différée (TWh)
Janvier	0,26	
Février	0,24	
Mars	0,26	
Avril		0,25
Mai		0,26
Juin		0,25
Juillet		0,26
Août		0,26
Septembre		0,25
Octobre		0,26
Novembre		0,25
Décembre	0,26	
Total annuel	**1,02**	**2,05**

25 HQD, Dossier R-3814-2012, HQD-13, document 13.1, page 34, tableau R-18.1.

26 Page 22, tableau 4.1.

Pour différer l'énergie, le Distributeur doit s'assurer de pouvoir satisfaire deux conditions, selon les termes de la Convention :

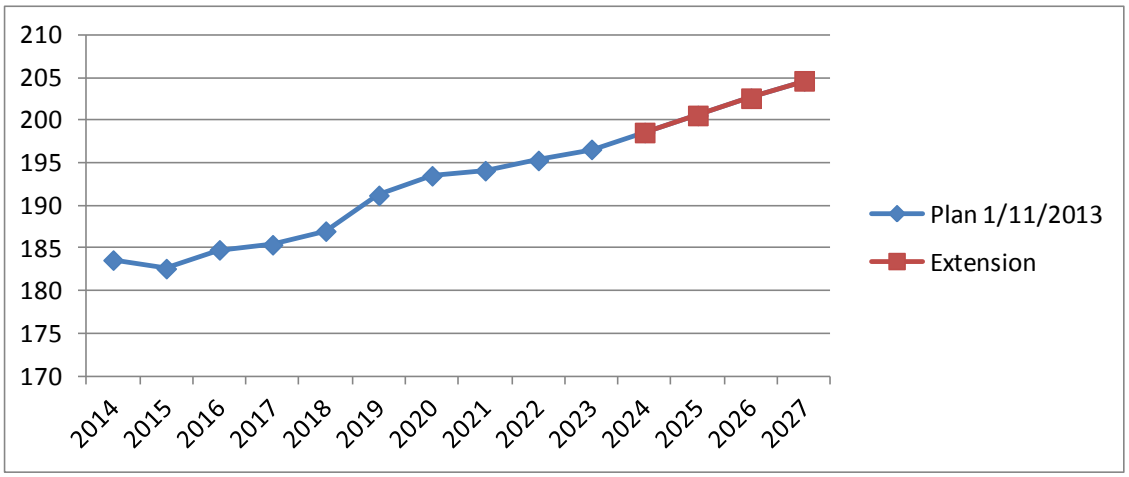
1. l'énergie différée doit servir à satisfaire les besoins des marchés québécois;
2. le solde du compte d'énergie différée doit être ramené à zéro avant l'échéance de la Convention en 2027.

Nous examinons ci-après la possibilité pour le Distributeur de satisfaire ces deux conditions.

Utilisation de l'énergie différée pour satisfaire les besoins des marchés québécois

Le 1er novembre 2013, le Distributeur a soumis son *Plan* dans lequel il émettait sa prévision des besoins énergétiques de sa clientèle de la période 2014-2023. Cette prévision constitue la plus récente prévision du Distributeur qui nous est accessible.

En utilisant le même taux de croissance prévu par le Distributeur pour les cinq dernières années du *Plan*, soit 1%, nous avons estimé les besoins de 2024 à 2027, période non couverte par le *Plan*. Notre estimation n'est en fait qu'une extension de la prévision du Distributeur (voir figure suivante).



Selon cette estimation, pour chacune des années de la période 2024-2027, le Distributeur aurait un besoin additionnel au dessus du niveau de 2023, pour un total de **20 TWh** cumulativement pour la période 2024-2027 (voir le tableau ci-bas).

	Prévision du Distributeur présentée dans le *Plan* en date du 1er novembre 2013										Extension			
	2014	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**
Besoins (TWh)	183,6	182,6	184,8	185,4	187	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6	198,6	200,6	202,6	204,7
Besoins additionnels par rapport à l'année précédente (TWh)											2,0	2,0	2,0	2,0
par rapport au niveau de 2023 (TWh)											2,0	4,0	6,0	8,1
Total des besoins additionnels de 2024 à 2027 (cumulatif) [TWh]											**20,0**			

Le 16 juin 2014, le Distributeur annonçait lors de l'examen du *Plan* que ses besoins augmenteraient de 14,4 TWh pour la période de 2014-2023 par rapport à la prévision du *Plan*[27]. Dans cette perspective, notre estimation des besoins additionnels pour la période 2024-2027 pourrait être considérée comme tout à faire plausible.

Dans le présent dossier, le Distributeur indique qu'il aurait besoin d'approvisionnements de long terme supplémentaires [en sus des approvisionnements existants et prévus par le *Plan*] à partir de **2024**:

> « Le bilan offre-demande en énergie du Distributeur présente des déficits en période d'hiver et des surplus en période d'été. De plus, des approvisionnements de long terme sont requis à compter de **2024** afin de combler des besoins fermes, notamment en hiver. »[28] (nous soulignons)

Donc, selon le Distributeur, à partir de 2024, des approvisionnements de long terme additionnels en sus des approvisionnements existants et prévus seront requis, selon une évolution moyenne et probable de la demande.

Notons également que notre estimation du volume d'approvisionnement additionnel requis pour 2024-2027 ne tient pas compte de l'impact potentiel du nouveau tarif de développement économique qui pourrait faire augmenter des besoins du Distributeur à l'horizon de 2027.

Conclusion

Dans le cas où le Distributeur diffère 4 TWh en 2014 et 2015, cette quantité d'énergie servira à satisfaire les besoins des marchés québécois tel qu'exigé la Convention**.**

---

27 Dossier R-3864-2013, pièce B-0082, page 2 (16 juin 2014).

28 Pièce B-0018, page 5.

Possibilité de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant l'échéance de la Convention en 2027

Dans le *Plan*, le Distributeur a reconnu que, dans le scénario d'une évolution moyenne de la demande [scénario de référence], le solde du compte d'énergie différée serait entièrement écoulé en **2024**, soit 3 ans avant l'échéance de 2027[29].

Comme l'évaluation du Distributeur ne tient pas compte des besoins qui s'ajouteraient après 2023 (environ 20 TWh), on peut concevoir que, dans le cas d'une évolution moyenne de la demande, le Distributeur peut ramener à zéro sans problème le solde du compte d'énergie différée avant 2027.

D'ici à 2027, la demande pourrait évoluer à un rythme plus fort ou moins fort que celui du scénario moyen. Il faut donc s'assurer que l'option Différer l'énergie en 2014 et 2015 est aussi « viable » dans ces cas.

Dans le cas où la demande en 2025 et 2026 s'avère plus faible que le niveau prévu dans le scénario moyen, il serait toujours possible pour le Distributeur de rappeler les quantités d'énergie qu'il aurait différées en 2014 et 2015 (4 TWh) et de réduire en conséquence le volume d'électricité patrimoniale pour ramener à zéro le solde avant 2027.

Le coût actualisé de ce scénario peu probable (Différer l'énergie en 2014 et 2015 et Rappeler l'énergie en 2025 et 2026) sera inférieur à celui de l'option « Ne pas différer l'énergie en 2014 et 2015 », dans la mesure où les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale et du contrat de base évoluent au même rythme (la croissance des coûts est supposée égale au taux d'inflation de 2%; le taux d'actualisation approuvé par la Régie est de 5,85%[30]). [La section suivante discute des avantages économiques de l'option Différer l'énergie en 2014 et 2015]

Donc, même dans le cas d'une évolution faible de la demande, différer l'énergie en 2014 et 2015 ne compromettrait pas la possibilité pour le Distributeur de ramener à zéro le solde du compte d'énergie différée avant 2027.

Dans le cas où la demande en 2025 et 2026 s'avère plus forte que le niveau prévu dans le scénario moyen, l'écoulement du solde se réalisera plus facilement.

Il faut souligner que le Distributeur dispose de 13 ans pour ramener à zéro le solde en 2027 et que l'application de certaines clauses de la Convention pourrait faciliter son écoulement.

Dans le *Plan*, le Distributeur a invoqué que, dans un scénario de demande faible, le solde du compte d'énergie différée serait de 1,9 TWh pour justifier sa stratégie de ne pas différer l'énergie au cours de la période 2014-2027[31].

---

[29] Dossier R-3864-2013, Plan d'approvisionnement 2014-2023, pièce HQD-1, document 1, page 24, lignes 24-26.

[30] Pièce B-0018, page 11, tableau A2.

[31] Dossier R-3864-2013, Plan d'approvisionnement 2014-2023, pièce HQD-1, document 1, page 25.

Notons en premier lieu que la probabilité d'occurrence du scénario faible est plus faible que celle du scénario moyen et qu'on parle ici d'un volume d'énergie équivalent à environ 0,9% de la demande prévue pour 2027[32].

En second lieu, notons qu'existe plusieurs moyens pour écouler le solde de 1,9 TWh pendant la période de 2014-2027, à savoir :

- l'application de l'article 2.2.6 de la Convention relative aux livraisons majorées;
- et de l'article 2.2.8 de la même convention relative à la disposition d'un solde positif éventuel en 2027;

Dans le pire des cas, le Distributeur peut utiliser ce solde de 1,9 TWh pour satisfaire les besoins des marchés québécois et réduire d'une même quantité d'électricité patrimoniale un an avant l'échéance de 2027, soit en 2026.

Il faut préciser que le scénario de faible demande n'est pas un scénario utilisé par le Distributeur pour planifier sa gestion de l'offre et de la demande [voir le *Plan*].

L'argument invoqué par le Distributeur, basé uniquement sur le scénario faible, semble être biaisé.

Résumé
Il serait possible de différer l'énergie en 2014 et 2015 (4 TWh), tout en ramenant à zéro le solde du compte d'énergie différée avant 2027, même dans le cas d'une évolution faible de la demande d'ici 2027.

Avantage économique de différer l'énergie en 2014 et 2015

Le tableau suivant montre notre évaluation de l'avantage économique de la stratégie de différer l'énergie du contrat de base en 2014 et 2015.

Comme l'indique le tableau, la stratégie de différer l'énergie du contrat de base hors des saisons hivernales permettrait au Distributeur d'économiser pour sa clientèle **63,4 et 65,4 M$** respectivement en 2014 et 2015, en raison de l'écart appréciable entre le coût de l'énergie du contrat de base et de l'électricité patrimoniale. [Tous les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale et du contrat en base proviennent des données du Distributeur; le détail des calculs et des sources de données se trouve à l'annexe 1. Les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale présentés dans le tableau suivant sont basés sur les coûts indiqués dans les décrets. Selon les données du Distributeur reproduites à l'annexe 1, ces derniers sont de 2,825 et 2,842 ¢/kWh en 2014 et 2015 respectivement. Les coûts unitaires de l'électricité patrimoniale indiqués dans le tableau suivant sont inférieurs à ceux indiqués dans les décrets

---

[32] Besoin prévu en 2027 (scénario moyen) : 204,65 TWh; solde : 1,9 TWh (1,9/204,65x100=0,9%).

parce que les premiers tiennent compte des pertes électriques afin de les comparer sur la même base avec les coûts du contrat de base en 2014 et 2015].

Avantage économique de la stratégie de différer l'énergie en 2014 et 2015		
	2014	**2015**
Volume d'énergie différée (TWh) [A]	2,1	2,1
Coût unitaire d'électricité patrimoniale (¢/kWh)	2,62	2,63
Coût unitaire d'énergie du contrat en base (¢/kWh)	5,64	5,75
Écart de coût (¢/kWh) [B]	3,02	3,12
Avantage économique (M$ courants) [A x B]	**63,4**	**65,4**

Puisque le Producteur est le fournisseur à la fois de l'électricité patrimoniale et de l'énergie du contrat en base, la stratégie de différer l'énergie en 2014 et 2015 lui causera certes une baisse de revenus par rapport à la stratégie proposée par le Distributeur de ne pas différer l'énergie.

Nous ne tenons pas compte de l'intérêt du Producteur dans la présente étude.

Selon nous, la stratégie de différer l'énergie en 2014 et 2015 respecte entièrement l'orientation de la Régie indiquée dans sa décision D-2014-037, à savoir une gestion optimale des approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible pour les consommateurs québécois. Cette stratégie respecte également l'esprit et la lettre de la Convention.

Les avantages économiques de long terme du report d'énergie en 2014 et 2015 sont présentés au tableau suivant.

Ils sont évalués à 116,8 M$ et 119,2 M$ respectivement pour 2014 et 2015.

Ces avantages s'expliquent par l'écart important entre le prix d'achat d'énergie de long terme (environ 11 ¢/kWh en $ de 2014) et le prix d'énergie rappelée (environ 5,6 ¢/kWh).

Notre évaluation des gains économiques de long terme a pour but d'indiquer un ordre de grandeur de ces gains, mais nous n'en tenons pas compte dans notre évaluation des coûts d'approvisionnement de 2014 et 2015. Par conséquent, la précision des données retenues dans notre évaluation des gains de long terme ne change pas notre conclusion et recommandation présentée ci-après.

Gains économiques de long terme de la stratégie de différer l'énergie en 2014 et 2015

	2014	2015
Volume d'énergie rappelée (TWh)	2,1	2,1
Coût unitaire de l'énergie rappelée (¢/kWh)	5,64	5,75
Coût unitaire d'approvisionnement de long terme [¢/kWh]	11,2	11,4
Écart de coût (¢/kWh)	5,56	5,67
Gains [M$]	**116,8**	**119,2**

Le coût d'approvisionnement de long terme a été calculé sur la base d'un coût de 11,2 ¢/kWh en $ de 2014 tel qu'évalué par le Distributeur (pièce B-0018, page 5).

Considérant la perspective que le Distributeur aura besoin d'approvisionnements additionnels à partir de 2024 et que ces approvisionnements coûteraient deux fois plus chers que l'énergie rappelée, l'ACEF de Québec estime qu'il serait **prudent** et économique de différer l'énergie en 2014 et 2015. Faire le contraire exposerait les consommateurs québécois à une recherche inutile et coûteuse d'approvisionnement additionnel.

Gestion optimale et dynamique des approvisionnements

L'ACEF de Québec soumet qu'il serait toujours difficile de prévoir avec exactitude l'évolution de la demande en énergie à l'horizon de 2027. C'est pour cette raison qu'il ne faut pas gérer les approvisionnements en se basant uniquement sur une seule prévision de la demande. Il faut plutôt considérer que la demande peut évoluer dans une fourchette aux alentours d'une évolution moyenne pour concevoir une stratégie optimale permettant de minimiser les coûts d'approvisionnement.

Il ne serait donc pas raisonnable que la stratégie relative au report d'énergie en 2014 et 2015 soit basé sur un seul scénario d'évolution de la demande, d'autant plus si ce scénario n'est pas mis à jour régulièrement.

L'ACEF de Québec soumet également qu'au-delà de la précision des prévisions des besoins à long terme, le Distributeur doit gérer les approvisionnements de façon **prudente** et économique. L'énergie du contrat de base représente la source d'énergie la moins chère du Distributeur, juste après l'électricité patrimoniale. Il serait donc prudent de la « conserver », par le truchement du report permis par la Convention, pour substituer ultérieurement aux autres approvisionnements qui pourraient coûter deux fois plus chers [voir tableau ci-haut]. C'est sur cette base que la Régie a approuvé les Conventions.

Préavis d'énergie différée

Comme on l'a vu précédemment, le 1er novembre 2013, le Distributeur a indiqué dans son *Plan* qu'il serait en mesure de liquider entièrement le solde du compte d'énergie différée en 2024.

Si le Distributeur avait voulu différer l'énergie pour la période du 1er avril au 30 novembre 2014, est-ce qu'il avait eu suffisamment de temps pour en aviser le Producteur?

Pour répondre à cette question, voyons les articles 2.1.2 et 2.1.3 de la Convention :

> « 2.1.2 Afin de reporter en totalité ou en partie *l'énergie contractuelle,* le Distributeur pourra, en faisant parvenir un préavis écrit au Fournisseur (le *«préavis d'énergie différée* »), réduire le *taux de livraison horaire* auquel le Fournisseur doit livrer l'énergie en vertu du *contrat* au cours des périodes suivantes:
>
> (i) La période débutant le 1er décembre et se terminant le 31 mars (la *«période d'hiver»)* ;
> (ii) La période débutant le 1er avril et se terminant le 30 septembre (la *«période d'été* ») ; et
> (iii) La période débutant le 1er octobre et se terminant le 30 novembre (la *«période d'automne* »),
> (ci-après collectivement désignées les *«périodes»* et individuellement la *«période»).*
>
> 2.1.3 Le Distributeur devra faire parvenir au Fournisseur le *préavis d'énergie différée* avant la date limite applicable indiquée ci-dessous:
> (i) Pour toute réduction du *taux de livraison horaire* visant la *période d'hiver:* au plus tard le 15 septembre précédant le début de cette *période;*
> (ii) Pour toute réduction du *taux de livraison horaire* visant la *période d'été:* au plus tard le 1er mars précédant le début de cette *période;*
> ou
> (iii) Pour toute réduction du *taux de livraison horaire* visant la *période d'automne:* au plus tard le 1er septembre précédant le début de cette *période.* »[33]

Donc, selon les articles 2.1.2 et 2.1.3, le Distributeur devait fournir au Producteur un préavis avant le 1er mars 2014, et le 1er septembre 2014 pour des reports des périodes d'été et d'automne respectivement.

Le Distributeur avait eu donc assez de temps entre le 1er novembre 2013 et le 1er mars 2014 pour envoyer des préavis au Producteur s'il voulait différer l'énergie en été de 2014. L'échéance du 1er septembre 2014 pour différer l'énergie en *« période d'automne »* de 2014 ne posait aucun problème au Distributeur.

Décision D-2014-037

Dans sa décision D-2014-037 rendue le 6 mars 2014, la Régie a jugé raisonnable la stratégie du Distributeur de ne pas différer l'énergie du contrat de base en 2014, en rappelant en même temps le Distributeur de son devoir de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible et de constamment évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement[34].

---

[33] Dossier R-3726-2010, HQD-1, Document 3.1, page 5.

[34] D-2014-037, paragraphe 186, page 58.

Cette décision a été rendue après le 1er novembre 2013, soit la date de dépôt du *Plan*. La décision D-2014-037 ne doit donc être un prétexte pour le Distributeur de ne pas envoyer des préavis de report au Producteur, s'il avait voulu différer l'énergie en 2014, selon une approche de saine gestion des approvisionnements et de maximisation de l'utilisation de l'électricité patrimoniale tel qu'indiqué dans la Convention.

Dossier R-3864-2013 et le présent dossier

Nous attirons l'attention de la Régie sur le fait que la formation examinant le *Plan* (dossier R-3864-2013) n'a pas rendu de décision et par conséquent, la position défendue par le Distributeur dans le *Plan* ne constitue pas une preuve que son option de ne pas différer l'énergie de 2014 à 2027 est bien justifiée.

Notons également que, dans le présent dossier, le Distributeur n'a pas fourni ni d'analyses économiques ni de démonstrations sérieuses pour défendre son choix de ne pas différer l'énergie en 2014 et 2015.

Recommandations

Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de :

- **de retrancher un montant de 63,4 M$ associés aux dépenses d'achat de l'électricité de 2014;**
- **d'indiquer au Distributeur qu'elle juge prudent et raisonnable de différer 2,1 TWh hors de la période hivernale de 2015 selon les termes de la Convention, considérant les avantages économiques de cette option en 2015 et à plus long terme;**
- **de retrancher un montant de 65,4 M$ de la demande soumise par le Distributeur relative aux coûts d'approvisionnement de 2015, aux fins du calcul des revenus additionnels requis pour l'année témoin 2015;**
- **de rappeler le Distributeur qu'il a le devoir de s'assurer d'une gestion optimale de ses approvisionnements afin d'obtenir le meilleur coût possible et qu'il doit constamment évaluer toutes les stratégies lui permettant de réduire ses coûts d'approvisionnement.**

MODIFICATION DES MODALITÉS DE DISPOSITION DES SOLDES 2013 ET 2014 DU COMPTE DE *PASS-ON*

Contexte

Dans sa preuve, le Distributeur propose l'introduction d'une mesure ponctuelle afin de disposer du solde exceptionnel de 2013 et 2014 du compte de *pass-on* sur une période de cinq ans à compter de l'année 2016. Le Distributeur privilégie le maintien de l'approche actuelle pour les soldes futurs[35].

L'importance de cet enjeu dans le présent dossier a été mentionnée par la Régie dans sa décision procédurale comme suit :

> « [12] Le dossier tarifaire 2015-2016 se distingue notamment par une demande exceptionnelle concernant la disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* pour l'achat de l'électricité (totalisant 380 M$, excluant les intérêts) sur une période de cinq ans à compter de 2016 plutôt que leur versement intégral dans le coût de service de 2015, comme l'exigerait la pratique reconnue. Considérant cette proposition, le Distributeur limite l'ajustement tarifaire demandé à 3,9 % pour le 1er avril 2015. »[36]

De plus, le Distributeur est d'avis que le coût moyen pondéré du capital, calculé pour l'année tarifaire faisant l'objet de la fixation du tarif, est le taux le plus approprié pour rémunérer les soldes des comptes d'écarts et de report (CER)[37].

L'ACEF de Québec présente ci-dessous ses observations er recommandations relativement à cet enjeu.

Création du compte de *pass-on*

Le compte de *pass-on* a été autorisé par la Régie pour la première fois par sa décision D-2005-34 dans laquelle la Régie opte, aux fins du dossier R-3541-2004, pour une protection <u>partielle</u> du Distributeur contre les risques associés aux approvisionnements. À cette fin, la Régie écrit :

> « Ces comptes de *pass-on* permettent d'indemniser le Distributeur de toute conséquence d'une variation des coûts de fourniture. De tels mécanismes visent à limiter le risque des distributeurs associé à des <u>éléments hors de leur contrôle</u>.
> […]
> Toutefois, la Régie est sensible aux risques financiers auxquels serait soumis le Distributeur, dans le cas où aucune protection ne lui était accordée et où les coûts d'approvisionnement s'avéraient en réalité différents du budget soumis pour 2005.
> Dans les circonstances, <u>pour le présent dossier</u>, la Régie opte pour une <u>protection partielle</u> contre les risques associés aux approvisionnements. La Régie autorise le Distributeur à créer un

---

35 pièce B-0013, page 6.

36 D-2014-133, page 6.

37 Pièce B-0012 (HQD-3, document 3), page 22, lignes 3-5.

> compte de *pass-on* qui couvrira l'ensemble des risques d'approvisionnement auxquels fait face le Distributeur, au-delà d'un seuil équivalant à un aléa climatique de +/- un écart type, soit 1,9 TWh.
> Ainsi, pour 2005, si le Distributeur doit satisfaire des besoins qui excèdent la prévision de la demande d'un volume de 1,9 TWh, en plus ou en moins, la Régie l'autorise à verser au compte de *pass-on* les montants correspondants aux volumes excédant le seuil fixé, multipliés par le coût moyen des approvisionnements postpatrimoniaux. »[38] (nous soulignons)

Le 27 juillet 2005, par sa décision D-2005-132[39], la Régie révise la décision D-2005-34 et autorise le Distributeur à comptabiliser, à même le compte de frais reportés par la décision D-2005-34, les écarts nets reliés aux coûts d'approvisionnement au-delà de volume d'électricité patrimoniale. Ainsi, la totalité des volumes au-delà de l'électricité patrimoniale sont reconnus et doivent se refléter dans les tarifs.

Selon la compréhension de l'ACEF de Québec, depuis la décision D-2005-132, tous les coûts et les **risques** associés à l'approvisionnement en électricité, par exemple les aléas climatiques et les variations de prix d'achat d'énergie, sont assumés entièrement par la clientèle du Distributeur.

Par conséquent, en toute logique, ce dernier ne doit pas réaliser de profits ou de rendement grâce à l'activité « approvisionnement » ou « fourniture » ou « achat d'énergie », incluant l'énergie requise pour contrer les aléas hors du contrôle du Distributeur.

Mode de rémunération du compte de *pass-on*

Par la décision D-2006-34[40], la Régie reconduit le compte de *pass-on* pour l'année 2006 et les suivantes. Elle y précise que le compte de *pass-on* doit être traité **hors base** et porter intérêt au taux moyen du coût en capital, en **cohérence** avec les autres comptes de frais reportés[41].

Il est important de noter que la décision D-2006-34 opte pour le taux moyen du coût en capital comme paramètre de rémunération du compte de *pass-on*, en raison de la cohérence avec les autres comptes de frais reportés, **mais non une question de principe**.

À ce sujet, dans le présent dossier, le Distributeur écrit :

> « À la connaissance du Distributeur, la Régie (tout comme l'ancienne Régie du gaz naturel) n'a rendu **aucune décision de principe** sur le taux de rémunération pour l'ensemble des CER à

---

38 D-2005-34, pages 48-49.

39 D-2005-132, page 27.

40 D-2006-34, page 22.

41 D-2006-34, page 22. Dans cette même décision (page 23), la Régie précise ce qui suit : « Quant à la disposition de ce compte, la Régie accepte la demande du Distributeur de traiter ce sujet au terme de la première année, soit l'année 2005. Elle demande donc au Distributeur de présenter les modalités de disposition dans le prochain dossier tarifaire ».

> l'égard des entreprises qu'elle réglemente. Cependant, elle a systématiquement reconnu l'application du coût moyen pondéré du capital, chaque fois qu'un tel compte était établi. »[42] (nous soulignons)

À titre de comparaison, la *British Columbia Utilities Commission* (BCUC) et *l'Ontario Energy Board* (OEB) ont rendu certaines décisions de principe relativement à la rémunération des comptes de frais reportés.[43]

On trouvera plus loin nos observations sur ce sujet.

Modalités de traitement et de disposition du compte de *pass-on* actuellement en vigueur

Les modalités de transfert des écarts de prix et de volume entre les coûts d'approvisionnement réels et ceux prévus dans un compte de *pass-on* actuellement en vigueur (avant la proposition de modification du Distributeur dans le présent dossier) sont acceptées par la Régie de façon permanente en février 2007, par sa décision D-2007-12[44] :

> « Par conséquent, la Régie accepte de façon permanente la modalité de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*, telle que proposée par le Distributeur ».

La Régie décrit la modalité proposée par le Distributeur comme suit :

> « […] le Distributeur demande à la Régie d'approuver une nouvelle modalité en deux étapes de transfert des écarts dans le compte de *pass-on*. Dans un premier temps, il propose de <u>disposer</u>, dans l'exercice subséquent, des écarts de coûts d'approvisionnement postpatrimonial pour une année de référence établie sur la base de <u>quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écart projetés</u>. Dans un deuxième temps, il propose de reconnaître les ajustements requis dans un deuxième exercice subséquent afin de refléter les écarts finaux.
> Il précise que cette nouvelle modalité s'applique tant pour un solde créditeur que pour un solde débiteur." (nous soulignons)

Il s'agit donc d'une modalité de traitement du solde du compte de *pass-on* en deux étapes.

La Régie est d'avis que la prise en compte des données quatre mois réels et huit mois projetés contribue à un meilleur appariement des coûts aux bonnes générations de clients et réduit le coût de financement applicable à ce compte[45].

---

42 Pièce B-0012, page 8, lignes 20-23.

43 Voir le balisage réalisé par le Distributeur, à la pièce B-0012, pages 11-12.

44 D-2007-12, pages 15-16.

45 D-2007-12, page 6, 4ème paragraphe.

La modalité de disposition actuellement en vigueur est illustrée par le Distributeur pour le cas des soldes de 2013 et 2014 de la façon suivante :

> « Tel que présenté à la pièce HQD-9, document 7, le solde du compte pour chacune des années s'élève à :
> · *Pass-on* 2013 : 54,9 M$ correspondant à la différence entre le montant constaté dans les revenus requis de 2014 et l'écart réel de l'année 2013, additionné des intérêts débiteurs de 3,7 M$ en 2014 ;
> · *Pass-on* 2014 : 325,1 M$ évalué sur une base de quatre mois réels et de huit mois projetés.
> En fonction des modalités de disposition du compte de *pass-on* actuellement en vigueur, la totalité de ces sommes, soit 380,0 M$, <u>devrait être versée dans les revenus requis 2015</u> augmentant ces derniers de 11 857 M$ à 12 237 M$. »[46] (nous soulignons)

Ainsi, selon la modalité de disposition actuelle des soldes du compte de *pass-on*, les hausses tarifaires de 2015-2016 devraient couvrir, en plus de la hausse moyenne de 3,9% proposée par le Distributeur, 380 M$ ou environ 3,8% de hausses tarifaires relativement à la disposition des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on*.

Dans sa décision D-2007-12, la Régie a également accepté une autre modalité de traitement du compte de *pass-on* proposée par le Distributeur, soit de *« procéder au calcul du coût de financement au taux moyen du coût du capital sur la variation entre le solde final du compte de pass-on et le solde au 31 décembre de l'année de base, le coût de financement courant à partir du 1er janvier suivant. »*[47]

Opportunité de réviser certaines modalités de traitement du compte de *pass-on*

Tel que mentionné précédemment, la décision D-2007-12 accepte de façon permanente les modalités de transfert des écarts dans le compte de *pass-on* présentement en vigueur.

Serait-il souhaitable que la formation présidant la présente cause accepte de modifier certaines de ces modalités de façon exceptionnelle pour l'exercice tarifaire 2015-2016 ou de façon permanente sauf exceptions pour les prochains dossiers tarifaires?

À ce sujet, l'ACEF de Québec rappelle que la décision D-2007-12 contient déjà une décision d'exception concernant la règle de « quatre mois d'écarts réels et huit mois d'écart projetés » :

> « En conséquence, exceptionnellement pour le présent dossier, la Régie demande au Distributeur d'utiliser les données neuf mois réels et trois mois projetés dans l'établissement du compte de *pass-on* évalué à 250,9 M$ »[48]

---

46 Pièce B-0013, pages 4-5.

47 D-2007-12, page 18-19.

48 D-2007-12, page 17.

Selon le Distributeur, en 2008, la Régie a aussi jugé qu'une mesure exceptionnelle était de nouveau justifiée et par conséquent elle a accueilli la demande du Distributeur d'utiliser les données établies sur une base de neuf mois réels et trois mois projetés[49].

L'ACEF de Québec est donc d'accord avec le Distributeur relativement à la pertinence d'ajuster les modalités de disposition en fonction du contexte tarifaire:

> « […] au fil des années, la Régie a reconnu à deux reprises la pertinence d'ajuster les modalités de disposition en fonction du contexte tarifaire, en privilégiant une approche au cas par cas »[50]

Signal de prix et Stabilité tarifaire

La décision D-2006-34 comporte certaines remarques de la Régie en lien avec la notion de stabilité tarifaire évoquée par le Distributeur dans le présent dossier pour justifier sa demande de disposer le solde du compte de *pass-on* sur 5 ans.

À l'époque, le Distributeur proposait d'étaler la récupération d'une partie de son coût de service de 2006 sur une période de 8 ans, soit de 2006 à 2014.

Dans sa décision D-2006-34, la Régie exprime son souhait de ne pas permettre la consommation d'électricité sous son prix coûtant comme suit:

> « La Régie considère que fausser le signal de prix en permettant de consommer l'électricité sous le prix coûtant – soit à un tarif moindre que ce qu'il en coûte pour la fournir, la transporter et la distribuer – est non souhaitable. Acquiescer à la demande du Distributeur reviendrait, en fait, à permettre aux clients du Distributeur de consommer de l'électricité à crédit. »[51]

Selon l'ACEF de Québec, il faut comprendre la remarque de la Régie ci-dessus reproduite dans son contexte.

D'abord en 2006, l'électricité patrimoniale constituait la source principale d'approvisionnement du Distributeur; le poids des coûts de l'électricité postpatrimoniale était relativement faible par rapport à celui de l'électricité patrimoniale. En contraste, en 2014, le coût de l'électricité postpatrimoniale est relativement important (1 681 M$ en 2014 selon les données du Distributeur[52]), et certains approvisionnements postpatrimoniaux ont été contractés sans égard au niveau de la consommation de la clientèle du Distributeur (surplus énergétiques).

Ensuite, en 2006, la Régie a examiné la proposition d'étalement de la récupération des coûts du Distributeur et suite à cet examen, elle a trouvé qu'une charge d'intérêt supplémentaire pouvant

---

49 Pièce B-0013 (HQD-3, document 4), page 4.

50 Pièce B-0013 (HQD-3, document 4), page 4.

51 D-2006-34, page 17.

52 Pièce B-0020, page 17.

s'élever à 100 M$ n'apporterait aucun avantage tangible aux consommateurs durant la période de 2006-2014[53]. En contraste, dans le présent dossier, une modification du taux de rémunération des comptes de frais reportés pourrait très bien contribuer à améliorer le caractère juste et raisonnable des tarifs.

En 2006, la Régie a statué que les justifications du Distributeur dans sa demande de hausse tarifaire pour 2006-2007 n'ont pas le caractère exceptionnel ou ponctuel qui permettrait de justifier un compte d'étalement tarifaire sur la période de 2007-2014. Elle y précise que *« les hausses de coûts à la base de l'augmentation du revenu requis sont récurrentes et présentent donc, de ce point de vue, un caractère structurel* »[54]. En contraste, dans le présent dossier, on discute de la pertinence d'étaler les impacts sur les coûts d'un événement ponctuel, soit le froid exceptionnel de 2014, sur un certain nombre d'années.

Finalement, pour rendre sa décision D-2006-34, la Régie a pris soin de préciser qu'elle a considéré le contexte particulier et les circonstances propres au dossier R-3579-2005[55].

Le contexte tarifaire de 2006 serait donc très différent de celui de 2014 et il faut comprendre le souhait de 2006 de la Régie à l'égard du signal de prix dans son contexte.

Conclusion

Compte tenu de ce qui précède et du contexte particulier du présent dossier tarifaire, l'ACEF de Québec est favorable à une révision des modalités de traitement et de disposition du solde du compte de *pass-on* dans le but d'améliorer le caractère juste et raisonnable des tarifs.

Modification exceptionnelle et ponctuelle de la règle de 4 mois réels et de 8 mois projetés

En calculant le compte de *pass-on* de 2014 sur une base de neuf mois réels et de trois mois projetés, le solde du compte de *pass-on* tel que calculé par le Distributeur se chiffre à 309,2 M$, soit une baisse de **15,9 M$** par rapport au solde de 325,1 M$ calculé sur une base de 4 mois réels et de 8 mois projetés (voir détail de calculs à la réponse du Distributeur à la question 5.1 de la DDR no 2 de la Régie[56]).

Selon nous, cette façon de calculs reflète mieux la réalité des coûts et éviterait aux consommateurs de payer des intérêts inutilement[57].

---

53 D-2006-34, page 17 (3ème paragraphe).

54 D-2006-34, page 18.

55 D-2006-34, page 19, 2ème paragraphe.

56 Pièce HQD-15, document 1.2, page 14.

57 Voir la réponse du Distributeur à la question 15.2 de l'ACEF de Québec (HQD-15, document 3, page 24) sur autres mesures exceptionnelles qui pourraient être prises pour réduire l'amplitude des hausses tarifaires de 2015-2016 (l'écart créditeur 2014 relatif au BEIÉ et solde de 129 M$ du compte de nivellement pour aléas climatiques au 30 septembre 2014).

Recommandation

L'ACEF de Québec recommande que la Régie adopte, de façon exceptionnelle et ponctuelle pour l'année tarifaire 2015-2016, le mode de calcul du compte de *pass-on* de 2014 sur une base de neuf mois réels et de trois mois projetés ou sur des données plus à jour que le Distributeur pourrait lui soumettre.

Taux de rémunération du solde du compte de *pass-on* : un enjeu à débattre dans ce dossier

La rémunération des comptes d'écarts, incluant le compte de *pass-on*, a été reconnue comme enjeu à débattre dans le présent dossier par la décision D-2014-160 :

> « [42] Dans sa décision D-2014-037, la Régie annonçait qu'elle examinera, dans le présent dossier tarifaire, la rémunération des comptes d'écarts ainsi que la pertinence de les conserver, compte tenu de leur importance relative.
> [43] Considérant le nombre important de sujets qui seront traités dans le cadre du présent dossier, la Régie reporte l'examen de la pertinence des comptes d'écarts dans un dossier ultérieur. Elle retient cependant, pour le présent dossier, l'enjeu spécifique de la rémunération des comptes d'écarts. »[58]

Taux de rémunération actuellement en vigueur pour le compte de *pass-on*

Le taux de rémunération actuellement en vigueur pour le compte de *pass-on* est le coût moyen pondéré du capital (CMPC), tel que décidé par la Régie dans sa décision D-2006-34, considérant la cohérence avec les autres comptes[59].

Ce taux est calculé sur la base du coût de la dette globale d'Hydro-Québec (6,511%), du coût des capitaux propres du Distributeur (8,200%), et de la structure de capital présumée du Distributeur (65%-35%).

Pour 2015, le CMPC est de 7,102% tel que montré au tableau 2 de la pièce B-0012, page 20.

Le tableau ci-dessous présente le détail des composantes du CMPC et leurs sources.

---

[58] D-2014-160, pages 11-12.

[59] D-2006-34, page 22.

Composantes du coût moyen pondéré du capital du Distributeur (CMPC)			
	Taux	Structure de capital présumée	Taux pondéré
	(A)	(B)	C=AxB
Taux de la dette globale d'Hydro-Québec (intégrée) (1)	6,511%	65,0%	4,232%
Taux de rendement des capitaux propres (2)	8,200%	35,0%	2,870%
CMPC			**7,102%**
(1): Pièce B-0017, page 9, tableau 2.			
(2): D-2014-034, p. 62 et p. 104.			

Ainsi, à titre d'exemple, pour un solde de 325,1 M$ du compte de *pass-on* 2014, les intérêts calculés sur la base du CMPC (7,102%) seront de 23,1 M$ (325,1 x 7,102%= 23,1 M$)[60].

Est-ce que le CMPC est un paramètre approprié pour déterminer la rémunération du compte de *pass-on*?

Avant de répondre à cette question, il serait intéressant de rappeler le but et la nature du compte de *pass-on*.

But et nature du compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité

Le compte de *pass-on* est un compte créé pour protéger le Distributeur contre les impacts des éléments hors de son contrôle tels les aléas climatiques, les aléas de la demande en énergie, la volatilité des prix de l'électricité[61].

À titre d'exemple, l'hiver froid de 2014 a nécessité des dépenses pour l'achat de l'électricité supérieures au budget autorisé par la Régie pour ce poste de dépense. Ces dépenses supplémentaires sont alors inscrites dans le compte de *pass-on* pour dédommager le Distributeur. Ce dernier recevra aussi des compensations pour les intérêts encourus depuis le moment de ces dépenses supplémentaires jusqu'au moment de la récupération complète de ses dépenses.

À l'inverse, lors d'un hiver plus chaud que normalement, le coût d'achat d'électricité réel peut être inférieur à celui retenu pour l'établissement des tarifs, et dans ce cas, le Distributeur remboursera à sa clientèle les montants en surplus (passif réglementaire). Le compte de *pass-on* protège dans ce cas la

60 HQD-15, document 1, tableau R-5.1, page 15.

61 Pièce B-0012, page 7, tableau 1, ligne intitulée « Compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité ».

clientèle du Distributeur. Ceci a été confirmé par le Distributeur dans sa réponse à la question 13.4 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec[62].

Les aléas climatiques et les aléas de la demande en énergie sont par définition imprévisibles. Il faut noter aussi que le budget afférent à l'achat d'électricité autorisé par la Régie est basé sur des prévisions des besoins en énergie à température « normale ». Des ajustements selon les données réelles sont donc requis.

Le compte de *pass-on* a donc le caractère d'un compte d'ajustements, pour protéger à la fois le Distributeur et sa clientèle.

En 2006, la Régie a mentionné de façon distincte les coûts de capital et d'exploitation du Distributeur dans sa décision D-2006-34:

> « Aux fins réglementaires, le Distributeur – Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité – est une entité indépendante et distincte. Il peut, selon la *Loi sur la Régie de l'énergie*, faire modifier ses tarifs afin de récupérer ses coûts de capital et d'exploitation, ce qui inclut un rendement raisonnable déterminé par la Régie sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec. Ces coûts constituent le « revenu requis » du Distributeur.»[63]

Dans cette décision, la Régie a bien expliqué que le rendement que détermine la Régie est fondé sur les investissements consacrés à la distribution de l'électricité au Québec.

Par conséquent, si le Distributeur n'a pas effectué d'investissements consacrés à atténuer ou contrer les effets des aléas climatiques et de la demande, il serait illogique de lui donner un rendement sur le capital en ce qui concerne le compte de *pass-on*.

La preuve du Distributeur ne démontre pas qu'il a fait des investissements pour contrer les impacts des aléas climatiques et de la demande. Les dépenses faisant l'objet du compte de *pass-on* sont donc des **dépenses d'exploitation**, par opposition aux dépenses d'investissement qui conduisent à un rendement sur le capital.

Il faut noter aussi que le compte de *pass-on* fait partie des comptes d'écarts de nature **purement réglementaire**. Ces comptes sont maintenus hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.

Le Distributeur explique les buts et la nature des comptes d'écarts et de report (CER), incluant le compte de *pass-on* comme suit :

> « […] les comptes d'écarts et de report (CER) sont regroupés en deux catégories :

---

62 Pièce HQD-15, document 3, page 21.

63 D-2006-34, page 9.

> · les comptes créés pour comptabiliser des coûts qui seront constatés aux charges lors d'exercices financiers subséquents ;
> · les comptes d'écarts de nature purement réglementaire, créés pour la prise en compte ultérieure dans les revenus requis, des coûts encourus pendant une année témoin et dont les montants étaient imprévus au moment de la fixation des tarifs de distribution ou dont les montants réels ont été différents de ceux initialement prévus.
> L'utilisation de ces comptes d'écarts constitue, par conséquent, une modalité de récupération de coûts dans les tarifs.
> En principe, les comptes appartenant à la deuxième catégorie sont maintenus hors de la base de tarification jusqu'au moment où il est justifié d'intégrer leurs soldes dans les tarifs.
> Un rendement s'ajoute aux coûts versés dans les comptes d'écarts, et ce, jusqu'au moment de l'inclusion de ces comptes dans la base de tarification ou de leur intégration dans les revenus requis. »[64]

Il est donc clair que le compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité fait partie des comptes d'écarts et de report réglementaires (voir la liste des comptes d'écarts réglementaires reconnus par la Régie à la pièce HQD-3, document 3, page 7, tableau 1).

Incompatibilité du taux de rendement des capitaux propres avec la rémunération du compte de *pass-on* pour l'achat d'électricité

Le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur constitue une composante du CMPC. Il représente le rendement financier du capital investi par le Distributeur dans certains actifs comme par exemple les lignes et postes de distribution d'électricité.

Le rendement des capitaux propres du Distributeur est déterminé par la Régie en considérant certains critères et principes dont la comparabilité avec les autres entreprises présentant un risque analogue et le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée (« stand-alone ») :

> « [18] Selon ces trois critères, pour être raisonnable, un TRCP [Taux de rendement des capitaux propres] doit :
>
> - être comparable à celui que rapporterait le capital investi dans une autre entreprise présentant un risque analogue (critère de l'investissement comparable);
> - permettre à l'entreprise d'attirer des capitaux additionnels à des conditions raisonnables (critère de l'effet d'attraction des capitaux);
> - permettre à l'entreprise réglementée de préserver son intégrité financière (critère de l'intégrité financière).
>
> [19] La Régie doit également prendre en considération certains principes d'évaluation du rendement raisonnable, dont celui de l'indépendance de l'entreprise réglementée (*stand alone*),

[64] Pièce B-0012, page 5, 8-22.

> le principe du coût d'opportunité, ainsi que la prise en considération de plusieurs méthodes et modèles d'évaluation. »[65]

Or, le Distributeur n'investit pas pour ses « approvisionnements »; il a plutôt des dépenses d'exploitation pour l'achat d'électricité, que ce soit pour les besoins énergétiques réguliers de sa clientèle ou pour les besoins irréguliers lors du temps très froid par exemple.

De plus, le Distributeur ne court aucun risque pour ses dépenses d'achat d'électricité; la totalité de ces dépenses sont « refilées » à sa clientèle.

L'ACEF de Québec juge donc que l'utilisation du taux de rendement des capitaux propres du Distributeur – une composante du CMPC – dans la rémunération du compte de *pass-on* est **incompatible** avec sa nature.

L'ACEF de Québec attire l'attention de la Régie sur la décision G-110-12 de la *British Columbia Utilities Commission* relativement aux coûts de financement des comptes d'écarts réglementaires (« Deferral Account Financing Costs ») :

> "I. Deferral Account Financing Costs
> […]
> **Commission Panel Determination**
> The Commission Panel agrees with the ICG *[Industrial Customers Group]* that deferred expenditures or credits ought not to be included in rate base or attract a rate base rate of return. The Panel notes that deferral accounts are <u>regulatory assets</u>, <u>not true capital assets</u>. Capital assets which are recognized as such under standard accounting rules such as US GAAP do not require deferral account treatment. It is only amounts which would otherwise be required to be expensed under standard accounting principles for which deferral account treatment is needed. However, in the Panel's view, amounts which represent operating costs or other costs which would commonly be expensed as current period charges but which are deferred for rate-smoothing purposes do not become capital investments, simply by the fact of the deferral. Normally, a utility, whether a Crown corporation or shareholder-owned, <u>is not entitled to receive a return on operating costs</u> or current period charges but simply recovery of those amounts from its ratepayers, assuming recovery is otherwise justified. Current period charges are not "investments" which attract a capital return, they are deferred operating costs/current period expenses which, as noted above, in the Panel's view, <u>should not attract rate base rate of return.</u> **The Panel finds that a more appropriate financing cost is an interest return.** For expenditures which are amortized beyond one year, the Panel finds that the appropriate return is FortisBC's WACD *[Weighted Average Cost of Debt]*. The Panel further finds

[65] D-2014-034, page 8.

> that for true-up deferral accounts which are, by their very nature, a short term deferral, the appropriate interest return is FortisBC's short term interest cost."[66] (nous soulignons)

La décision G-110-12 de la BCUC a clarifié plusieurs points importants concernant les coûts de financement des CER selon notre compréhension [traduction libre]:

- les dépenses ou les crédits des comptes de report ne doivent pas être inclus dans la base tarifaire ou attirer un rendement sur l'avoir propre;
- les comptes de report représentent des actifs réglementaires, et non de véritables actifs;
- les montants représentant les dépenses d'exploitation ou d'autres dépenses qui seraient normalement encourues comme charges de la période considérée mais qui sont reportées aux fins de lissage tarifaire ne deviennent pas un coût d'investissement, simplement par le fait qu'elles sont reportées;
- une entreprise de service public ne doit pas recevoir de rendement sur les dépenses d'exploitation, mais simplement les récupérer dans la mesure où ces dépenses sont justifiées;
- le coût de la dette (« interest return ») serait approprié pour traiter les coûts de financement des comptes de frais reportés;
- le coût moyen pondéré de la dette [dans le cas de Fortis] sera approprié pour traiter les coûts de financement des comptes de frais reportés qui sont amorties sur plus qu'un an.

L'utilisation du rendement des capitaux propres – une composante du CMPC- dans la rémunération des CER confond les dépenses d'exploitation avec le coût du capital, ainsi que la nature de leurs risques.

Le Distributeur a effectué une revue de l'expérience de la Colombie-Britannique en matière de traitement des CER qui renferme plusieurs points intéressants:

> « La BCUC est d'avis que les CER ne devraient pas être inclus dans la base de tarification ou <u>être rémunérés au coût moyen pondéré du capital</u>. Ainsi, elle estime, d'une part, que les coûts d'exploitation ou autres, qui, plutôt que d'être normalement comptabilisés dans les dépenses de l'exercice en cours sont reportés à des fins de lissage tarifaire, ne deviennent pas pour autant des investissements en capitaux par le simple fait d'être reportés et, d'autre part, que <u>le mode de rémunération le plus approprié est un rendement d'intérêt.</u>
> Pour les comptes qui sont amortis sur plus d'un an, l'organisme constate que le rendement approprié est le coût moyen pondéré de la dette de FortisBC. La BCUC estime également, que pour les comptes amortis sur un an, il serait alors plus approprié d'utiliser le taux d'intérêt de court terme de FortisBC.[67]» (nous soulignons)

---

66 British Columbia Utilities Commission, Order G-10-12, pages 104-105 (August 15, 2012).

67 Pièce B-0012, page 11.

Le coût moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec et la rémunération du compte de *pass-on*

Le coût moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec, évalué à 6,511% pour 2015, est utilisé dans la rémunération du compte de *pass-on* comme le montre le tableau précédent. Ce coût est une composante dominante (65%) du CMPC que le Distributeur désire maintenir pour déterminer le coût des comptes de frais reportés (CER).

Le Distributeur explique l'utilisation du coût moyen de la dette intégrée d'Hydro-Québec dans la rémunération des CER comme suit :

> « Concernant le coût de la dette, compte tenu du fait qu'Hydro-Québec gère ses programmes de financement d'une manière globale et intégrée, ce qui implique qu'aucun financement spécifique n'est effectué pour ses différents secteurs d'activité (i.e. production, transport et distribution) ou n'est relié à un actif en particulier, c'est le coût de la dette intégrée de l'entreprise qui est utilisé pour calculer le coût de la dette des divisions réglementées et ce, depuis la décision D-2002-95. Ainsi, dès 2003, la Régie a retenu le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec comme estimateur du coût présumé de la dette du Distributeur et le coût moyen pondéré du capital pour établir le bénéfice net réglementé. Sur ces bases, la prévision du coût de dette réglementaire de l'année 2015 s'élève à 6,511 % et celle du coût moyen pondéré du capital est de 7,102 %. »[68] [notes de bas de page omises](nous soulignons)

Le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec représente le coût moyen des obligations émises par l'entreprise, allant de court terme à plus long terme. Le tableau E-1 préparé par le Distributeur[69] et reproduit ci-dessous montre des taux historiques de 2013 et des taux prévisionnels de 2014 et de 2015. On observe que plus l'échéance d'une obligation est longue, plus le taux d'intérêt est élevé.

---

68 B-0012, pages 17-18.

69 Pièce B-0017, page 29 et pièce B-0082, page 22.

Tableau E-1 :
Prévision des variables économiques 2014 et 2015

	Historique [1]	Prévisions [2]			
	2013	Août 2014 Horizon 3 mois	Mai 2015 Horizon 12 mois	2014	2015
Acceptations bancaires canadiennes - 1 mois	1,220%	1,217%	1,339%	1,229%	1,328%
Acceptations bancaires canadiennes - 3 mois	1,278%	1,267%	1,388%	1,280%	1,377%
Bons du Trésor canadiens - 3 mois	0,968%	0,940%	1,062%	0,935%	1,051%
Bons du Trésor américains - 3 mois	0,053%	0,083%	0,304%	0,089%	0,283%
Taux LIBOR américain - 3 mois	0,203%	0,230%	0,451%	0,225%	0,430%
Taux LIBOR américain - 6 mois	0,340%	0,345%	0,566%	0,335%	0,545%
Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	2,249%	2,583%	3,099%	2,490%	3,051%
Taux des obligations 10 ans du gouvernement canadien	2,271%	2,708%	3,224%	2,655%	3,177%
Taux des obligations 30 ans d'Hydro-Québec en dollars canadiens	3,948%	4,350%	4,866%	4,304%	4,819%

[1] Les données historiques sont tirées de Bloomberg.

[2] Les prévisions sont établies à partir du *Consensus Forecasts*, Consensus Economics Inc., Mai 2014.

<u>Durée de vie utile des immobilisations</u>

Les experts de l'AQCIE-CIFQ et du Distributeur semblent être d'accord sur le principe d'appariement en financement (« matching principle »), c'est-à-dire que les actifs de long terme sont généralement financés par l'émission d'obligations de long terme, comme on peut le voir à la réponse de Concentric [expert du Distributeur dans ce dossier] à la question 1.5 de l'expert de l'AQCIE-CIFQ :

> "1.5 In terms of the maturity of financing would HQD also accept the matching principle that long run assets should generally be financed with long run financing, such as long term debt? If not please explain in detail why not?
> Réponse de Concentric :
> Concentric agrees that it is generally advisable to match the financing term <u>to the life of the asset being financed</u>. This is so the financing costs can be offset by the revenue stream generated by the asset."[70] (nous soulignons)

[70] Pièce B-0089, page 4 (Réponse du Distributeur à la question 1.5 de la DDR no 2 de l'AQCIE-CIFQ).

Or, la vie utile des actifs du Distributeur se varie entre 5 ans et 47 ans, pour une moyenne de 18 ans comme on peut le voir aux réponses du Distributeur aux questions 1.6 et 1.7 de l'AQCIE-CIFQ reproduites ci-dessous[71] :

1.6 Please provide the average depreciation rate for HQD's physical plant and equipment and the associated estimated useful life for the 2015 test year.

Réponse :

Les durées moyennes d'amortissement des immobilisations en exploitation mises en services en 2015 sont les suivantes :

- **équipements de mesurage : 15 ans ;**
- **postes de distribution : 16 ans ;**
- **lignes aériennes de distribution : 40 ans ;**
- **lignes souterraines de distribution : 33 ans ;**
- **réseaux autonomes : entre 5 et 47 ans ;**
- **autres actifs de réseau : entre 31 et 43 ans ;**
- **actifs de soutien : entre 5 et 34 ans.**

1.7 Please provide the value weighted average maturity of HQD's debt outstanding as of the end of fiscal 2013 and the forecast for the 2015 test year.

Réponse :

À la fin de l'année 2013, la durée de vie moyenne de la dette d'Hydro-Québec était de 19 ans. À la fin de l'année 2015, celle-ci sera de 18 ans.

Le taux de la dette intégrée d'Hydro-Québec reflète également le coût relativement élevé des obligations nécessaires à la mise en place des installations de production et de transport d'électricité dont la vie utile peut atteindre 50, voire même 75 ans, 100 ans.

Il s'ensuit donc que le coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec (6,511% en 2015) pour financer l'ensemble de ses installations de durée de vie relativement élevée ne serait pas un bon estimateur pour le coût de financement des dettes de quelques années applicables au compte de *pass-on* du Distributeur.

À titre indicatif, le taux moyen de dette de court terme, sans frais de garantie de 0,5%, serait de 1,607% selon une évaluation du Distributeur[72]; le taux de la dette intégrée d'Hydro-Québec est de 6,511%.

---

71 Pièce B-0089, page 5.

72 Pièce B-0085, page 17 (Réponse du Distributeur à la question 11.1 de l'ACEF de Québec).

Risques

D'autre part, les **risques** associés aux activités intégrées (production, transport et distribution) d'Hydro-Québec et aux comptes réglementaires de *pass-on* sont très différents les uns des autres.

Généralement, les taux d'intérêt exigés par les prêteurs sont proportionnels au risque perçu par ces derniers, tel qu'indiqué la décision D-2014-034 rendue dans le cadre du dossier R-3842-2013 relativement au taux de rendement des capitaux propres et du mécanisme de traitement des écarts de rendement du Distributeur et du Transporteur:

> « [100] Plus fondamentalement, le rendement exigé est généralement proportionnel au risque perçu par les investisseurs.»[73]

Or, dans le dossier R-3842-2013, la Régie a noté que le risque associé aux activités de production d'électricité est généralement perçu comme étant supérieur à celui associé aux activités de transport et de distribution :

> [46] Concentric [expert du Distributeur et du Transporteur] considère toutefois qu'une réduction du TRCP des Demandeurs de 41 points de base par rapport à celui des entreprises comparables américaines n'est pas nécessaire. En effet, le fait que ces dernières possèdent très majoritairement des opérations de production d'électricité, un secteur clairement plus risqué que celui de la distribution et du transport, serait compensé par le fait que le Transporteur et le Distributeur ont moins de capitaux propres que les entreprises américaines.
>
> [47] La Régie note, comme les Demandeurs le reconnaissent, « *que des entreprises réglementées incluses dans les groupes de référence possèdent des actifs de production et que le risque associé à ces activités est généralement perçu comme étant supérieur aux activités de transport et de distribution d'électricité, à hauteur de 41 points de base selon les données étudiées par Concentric en lien avec des sociétés de services publics verticalement intégrées* ».
>
> [48] Les Demandeurs affirment également que « *l'étude de Concentric fait conclure que le risque additionnel associé aux activités de production est largement compensé par le risque financier accru des Demandeurs en raison de leur taux de capitalisation considérablement inférieur à la moyenne des taux de capitalisation des sociétés formant le groupe de référence américain et canadien* ». [notes de bas de page omises][74] (nous soulignons)

Comme Hydro-Québec réalise des activités de production d'électricité et du commerce d'électricité à l'étranger, le taux moyen du coût de la dette intégrée d'Hydro-Québec refléterait un niveau de risque plus élevé que celui de la distribution et davantage de celui associé aux comptes réglementaires d'écarts et de report.

---

[73] D-2014-034, paragraphe 100, page 31.

[74] D-2014-034, pages 15- 16.

Au sujet des comptes d'écarts et de report réglementaires, la Régie a reconnu que leur mise en place réduit les risques du Distributeur et du Transporteur dans sa décision D-2014-034:

> « [56] Du côté du Distributeur, l'évolution de son risque d'affaires depuis la décision D-2003-93 a été marquée par l'ajout d'un grand nombre de comptes de frais reportés et autres comptes de nivellement au fil des années, notamment le compte de nivellement pour aléas climatiques, ainsi que le compte de *pass-on* des coûts d'approvisionnement post patrimoniaux, avec pour résultat une réduction notable de la fluctuation de ses revenus. Tout comme pour le Transporteur, le risque réglementaire du Distributeur a été réduit de façon importante. Le levier financier étant demeuré inchangé depuis 2003, il en résulte donc une réduction nette du risque global du Distributeur.»[75]

Et :

> « ***Opinion de la Régie***
> [354] Depuis l'adoption de la Loi, les Demandeurs sont assujettis à un cadre réglementaire basé sur le coût de service. Ce cadre prévoit le dépôt de dossiers tarifaires sur la base de l'année témoin projetée. Il prévoit également la mise en place de comptes d'écarts permettant aux entreprises assujetties de réduire l'impact d'événements hors de leur contrôle, ce qui permet de réduire leur risque d'affaires. «[76]

Si la mise en place des comptes d'écarts et de report réduit les risques du Distributeur, il serait logique de concevoir que **les risques associés à ces comptes réglementaires sont bien inférieurs** à ceux attribuables aux activités du Distributeur et d'Hydro-Québec.

Dans sa demande de renseignements no 1 au Distributeur, l'ACEF de Québec a demandé au Distributeur des informations sur la prise en compte des risques associés aux comptes de CER:

> « 9.3 Dans le cas hypothétique où le solde des CER était financé entièrement par l'émission d'une dette de court terme, est-ce que les prêteurs, selon le Distributeur, considéreraient que leurs prêts comporteraient moins ou plus de risques que ceux associés aux dettes d'Hydro-Québec, compte tenu du caractère « réglementaire » des CER?
> Réponse :
> Tel que mentionné à la réponse 9.1 de la demande de renseignements no 1 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1 (B-0070), les créanciers qui détiennent une dette d'Hydro-Québec, en excluant la garantie de la province de Québec, disposent d'un recours contre l'ensemble des actifs de l'entreprise pour le remboursement de leur prêt. <u>C'est donc le risque global des actifs de l'entreprise qui est considéré et non le risque spécifique d'un actif</u>. »[77] (nous soulignons)

---

[75] D-2014-034, page 18.

[76] D-2014-034, page 90.

[77] Pièce B-0085, page 14.

Concentric, témoin-expert du Distributeur, exprime aussi l'opinion suivante en réponse à la question 1.2 de la DDR no 2 de l'AQCIE/CIFQ :

> « 1.2 Does HQD accept that using the weighted average cost of capital for variance and deferral accounts includes both the deemed common equity ratio and fair ROE as set by the Regie, consistent with the above definition?
> Réponse de Concentric :
> Yes. Concentric accepts that the weighted average cost of capital (WACC) incorporates the risk of the enterprise by weighting the respective required returns on debt and equity in accordance with the Company's deemed capital structure. However, Concentric disagrees that investors consider the riskiness of certain accounts within the company. The risks associated with the deferral and variance accounts (DVA) are exposed <u>to the same risks of cost recovery</u> as the rest of Hydro-Québec's rate base."[78] (nous soulignons)

L'ACEF de Québec comprend des réponses ci-haut du Distributeur qu'en raisonnant sur la base de la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec, il n'y a pas de différentiation entre les risques fort différents associés aux installations de production d'Hydro-Québec et aux CER.

Évidemment, ce raisonnement favorise le secteur le plus risqué d'Hydro-Québec, soit la production et les exportations d'électricité, et défavorise le « secteur » le moins risqué, soit le financement occasionnel et de court terme des CER.

En résumé, compte tenu de la nature réglementaire et de court terme des CER, leur coût de financement serait bien inférieur à celui de la dette intégrée d'Hydro-Québec.

Le coût moyen pondéré du capital du Distributeur et le coût de financement du compte de *pass-on*

L'ACEF de Québec a démontré précédemment que les deux composantes du coût moyen pondéré du capital du Distributeur (CMPC), soit le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur et le taux de la dette intégrée d'Hydro-Québec, ne sont pas des éléments appropriés pour la détermination du coût de financement du compte de *pass-on*. Il s'ensuit donc que le CMPC est un mauvais estimateur du taux d'intérêt applicable au compte de *pass-on*.

Voici une comparaison de certains taux :

- Taux de rendement des capitaux propres du Distributeur (présumé) : 8,2%;
- CMPC du Distributeur: 7,102%;
- Taux de la dette globale (intégrée) d'Hydro-Québec : 6,511%;

[78] Pièce B-0089, page 3.

- Taux des obligations 3 ans d'Hydro-Québec : 2,284%;
- Taux des obligations 5 ans d'Hydro-Québec : 3,051 %[79];
- Taux de court terme : 1,6% à 2,1%.

Dans sa DDR no 1, la Régie a demandé au Distributeur d'évaluer l'impact sur le calcul des intérêts de l'année 2015 des comptes d'écarts maintenus hors base de tarification, selon les différents taux de rendement. Les résultats de la simulation effectuée par le Distributeur sont présentés à la pièce B-0070, page 14. On y voit que les intérêts pour 2015 calculés selon le CMPC et selon le taux de court terme de 2,1% sont respectivement de 25,5 et 7,6 M$, soit un écart de **17,9 M$.**

Au sujet des taux d'intérêt reflétant les taux des marchés financiers, l'ACEF de Québec attire l'attention de la Régie sur la directive administrative de *l'Ontario Energy Board* (OEB) mentionnée dans le balisage effectué par le Distributeur et reproduit ci-dessous :

> « En 2006, l'Ontario Energy Board (OEB) a publié une directive administrative sur la question de la rémunération des comptes réglementaires. Cette directive s'applique à l'ensemble des distributeurs gaziers et électriques.
> Les objectifs poursuivis par l'OEB étaient, d'une part, l'utilisation d'un taux d'intérêt **reflétant les taux des marchés financiers** et qui puisse s'adapter aux changements pouvant survenir dans ces marchés et, d'autre part, la mise en place d'une approche qui serait bénéfique dans un régime de réglementation incitative où la révision des taux d'intérêt pour ces comptes ne soit pas tributaire d'un processus annuel d'établissement des tarifs.
> L'OEB a décidé qu'un taux d'intérêt correspondant au taux des acceptations bancaires d'une échéance de trois mois, auquel est ajouté un écart de 25 points de base, s'appliquerait comme rémunération des comptes. Ce taux est fixé trimestriellement et est modifié seulement si la variation est supérieure à 25 points de base par rapport au taux précédent.»[80] (nous soulignons)

Si le Distributeur peut contracter des dettes de court terme à 2% ou 3% aux fins du financement du compte de *pass-on* et qu'il applique un taux de 7,1% dans les calculs de son coût aux fins d'établissement des tarifs, ceci revient à demander à la clientèle du Distributeur de payer des coûts qui ne correspondent pas avec le prix de marché.

On s'éloignerait alors de la notion de *« coûts réels des contrats d'approvisionnement conclus par le distributeur d'électricité pour satisfaire les besoins des marchés québécois »* de l'article 52.2 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

---

[79] Les taux des obligations 3 ans et 5 ans d'Hydro-Québec sont estimés par le Distributeur pour 2015 (pièce HQD-15, document 3, page 18, tableau R-11.2 – Réponse du Distributeur à la question 11.2 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec).

[80] Pièce B-0012, page 12.

Rappelons que le Distributeur s'est appuyé sur la notion de coût réel des approvisionnements pour obtenir la compensation de la totalité des coûts associés aux aléas climatiques et de la demande[81].

L'ACEF de Québec soumet que la Régie devrait appliquer la notion de « coût réel » à la totalité des coûts d'approvisionnement postpatrimoniaux du Distributeur, y compris la rémunération du compte de pass-on.

Analyse de la position du Distributeur relative au taux de rémunération des CER

Dans sa preuve, le Distributeur prend position en faveur de l'utilisation du CMPC pour rémunérer les soldes des CER. Il argumente que le CMPC reflète la réalité du financement intégré effectué par Hydro-Québec et est cohérent avec la gestion globale qui en est faite[82]. Cet argument est présenté à maintes reprises par le Distributeur. En voici quelques exemples :

> « Ainsi, dans la réflexion sur le mode de rémunération des CER, il est nécessaire de prendre en compte certaines spécificités propres à la situation du Distributeur, notamment l'importance relative de la valeur des CER qui peut avoir un impact significatif sur la structure de capital du Distributeur et la politique de gestion intégrée du financement de la dette suivie par l'entreprise. »[83]

> « Il [le coût moyen pondéré du capital] reflète la réalité du financement intégré effectué par Hydro-Québec et est cohérent avec la gestion globale qui en est faite. »[84]

> « C'est donc le risque global des actifs de l'entreprise qui est considéré et non le risque spécifique d'un actif »[85]

L'ACEF de Québec soumet que l'objectif premier dans le cas qui nous occupe c'est la détermination d'un taux de rémunération des CER qui serait juste et raisonnable pour le Distributeur et sa clientèle, et non le reflet de la gestion intégrée d'Hydro-Québec.

Elle est d'avis que le critère du reflet de la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec est en **contradiction** avec le principe de l'entreprise indépendante soutenue à maintes reprises par le Distributeur et reconnue par la Régie.

---

81 Voir Décision D-2005-132, page 6.

82 Pièce B-0012, page 22, lignes 3 à 7.

83 Pièce B-0012, page 17, lignes 18-22.

84 Pièce B-0012, page 22, lignes 5-7.

85 Pièce HQD-15, document 3, page 14 (Réponse à la question 9.3 de la DDR no 1 de l'ACEF de Québec).

La Régie décrit le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée de la façon suivante :

> « [231] La Régie a également, depuis longtemps, reconnu le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée (*stand alone*). Ainsi, dès la décision D-2003-93, elle affirmait :
> « *La Régie est d'avis que le taux de rendement accordé au Distributeur doit lui permettre d'assurer et de maintenir sa capacité d'attirer les fonds à des conditions raisonnables, comme s'il était une entreprise indépendante. Selon ce principe, le taux de rendement doit être équivalent à ceux qui sont offerts par les titres comparables en termes de risques*». »[note de bas de page omise][86]

Ainsi, le taux de rendement des capitaux propres du Distributeur a été déterminé par la Régie en considérant le principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée (« *stand-alone* »).

Selon la compréhension de l'ACEF de Québec, puisque la division Hydro-Québec Distribution est considérée comme une entreprise indépendante d'Hydro-Québec, les consommateurs québécois n'ont jamais pu profiter des bénéfices résultant des exportations rentables d'Hydro-Québec depuis qu'Hydro-Québec Distribution est réglementée. De plus, pour la même raison, sa clientèle doit payer à Hydro-Québec Production des frais relativement élevés reliés à l'usage des installations de production d'Hydro-Québec pour l'intégration de l'énergie éolienne.

En 2004, dans le cadre du dossier R-3541-2004, le Distributeur a affirmé que, *« pour les fins réglementaires, il n'est pas une compagnie intégrée. Il n'a pas d'actifs de production, ni d'avoir propre de production.*»[87]. Sur cette base, la Régie lui a accordé le transfert des écarts de coûts d'approvisionnement par le truchement du compte de *pass-on*, malgré l'abondance de moyens de gestion de l'énergie d'Hydro-Québec.

Il serait donc surprenant que maintenant, pour calculer le coût de financement des CER qui constitue une composante des coûts d'approvisionnement du Distributeur[88], ce dernier désire absolument refléter *« la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec*».

L'ACEF de Québec comprend mal pourquoi le Distributeur est considéré comme indépendant et autonome (*« stand alone »)* dans le financement de sa base tarifaire d'une valeur de 10,7[89] milliards de dollars, mais pour financer quelques centaines de millions de dollars de dettes de court terme associées aux CER, il dépend complètement de la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec.

---

86 D-2014-034, page 54.

87 D-2005-34, page 40.

88 Pièce HQD-15, document 3, ligne 4.

89 Pièce B-0089, réponse à la question 2.3 de l'AQCIE/CIFQ.

Elle ne comprend pas non plus pourquoi les distributeurs gaziers et électriques de l'Ontario peuvent appliquer les taux de court terme sur les marchés pour leurs comptes CER, et le Distributeur indépendant « *stand-alone* » ne veut pas le faire.

Dans le dossier R-3842-2013, il a été démontré que les frais d'émission des obligations n'existent pas ou ne sont pas réellement encourus par le Distributeur, mais sur la base du principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée, le Distributeur a pu bénéficier de 30 points de base additionnels reliés aux frais d'émission:

> « [247] Le RNCREQ soumet qu'il comprend qu'un ajustement pour des frais d'émission puisse être ajouté au rendement sur les capitaux propres lorsque ces frais sont réellement encourus par les entreprises. L'intervenant souligne que la situation des Demandeurs est différente puisque ni le Transporteur, ni le Distributeur n'encourent de tels frais.
>
> [248] L'ajustement pour frais d'émission vise à assurer aux entreprises assujetties un TRCP net des frais d'émission qui atteint celui des sociétés dont les actions sont émises et transigées en bourse. Il ne s'agit pas d'une rémunération additionnelle du capital. À mon avis, le principe d'indépendance de l'entreprise réglementée ne devrait pas être appliqué de façon à accorder une bonification au TRCP.
>
> [249] Un tel ajustement afin de permettre un rendement raisonnable, tel que requis par la Loi, conduirait la Régie à octroyer 30 points de base à titre d'ajustements pour des frais qui ne sont pas réellement encourus, puisqu'Hydro-Québec ne fait pas appel aux marchés boursiers. »
> […]
> [251] Avec égard pour l'opinion contraire, j'estime que l'ajustement pour frais d'émission ne devrait pas être accordé puisque la preuve ne démontre pas que les Demandeurs encourent de tels coûts. En conséquence, le TRCP du Transporteur et du Distributeur devrait être réduit de 30 points de base et être établi à 7,90 %. [90] (nous soulignons)

Pour déterminer le taux de rendement des capitaux propres présumés du Distributeur, ce dernier est considéré comme une entité indépendante *« stand alone »* sans lien avec la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec. Pourquoi pour déterminer le taux de rémunération des CER, faudrait-il tenir compte de la gestion intégrée du financement d'Hydro-Québec?

Selon l'ACEF de Québec, sur la base du principe de l'indépendance de l'entreprise réglementée, la Régie devrait rejeter l'argument de reflet de la réalité du financement intégré d'Hydro-Québec avancé par le Distributeur. Ce reflet n'a pour effet, en ce qui concerne le financement des CER, que d'imposer aux consommateurs québécois des coûts supérieurs au prix de financement sur les marchés.

---

[90] D-2014-034, (Opinion dissidente du Régisseur Pierre Méthé relative au taux de rendement des capitaux propres), pages 63-64.

Dans son complément de preuve, le Distributeur a évoqué que l'importance relative de la valeur des CER peut avoir un impact significatif sur sa structure de capital et la politique de gestion intégrée d'Hydro-Québec pour le financement de sa dette[91].

L'ACEF de Québec soumet qu'en raison essentiellement du froid des hivers 2013 et 2014, les soldes des CER ont été élevés; cependant, dans le futur, il serait possible que le contraire se produise pour qu'au fil des ans les effets se compensent.

Ainsi, les effets potentiels du financement du compte de *pass-on* sur la structure de capital du Distributeur (65%-35%) **vont dans les deux sens**, dépendant des aléas qui ne sont pas sous le contrôle du Distributeur et davantage moins de sa clientèle.

L'ACEF de Québec rappelle aussi que la justesse de la structure présumée de capital du Distributeur actuellement en vigueur ne fait pas partie des enjeux à débattre du présent dossier.

Recommandation

Compte tenu de ce qui précède, l'ACEF de Québec recommande que la Régie fixe le taux de rémunération de tous les comptes de *pass-on* sur la base des taux de marché de court terme.

Amortissement des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on*

Selon une évaluation du Distributeur, son revenu additionnel requis en 2015 serait de 799 M$ exigeant une hausse tarifaire de 7,3% pour sa clientèle industrielle et de 7,6% pour le reste[92].

Ce niveau de hausse tarifaire ne respecterait pas la capacité de payer de sa clientèle, notamment les ménages à faibles revenus. Il serait donc souhaitable de voir en premier lieu si les coûts soumis par le Distributeur sont justifiés pour être inclus dans son revenu requis de 2015 et en second lieu d'étudier la possibilité de reporter la récupération de certains coûts.

Dans le présent dossier, le Distributeur propose de reporter l'intégration des soldes 2013 et 2014 du compte de *pass-on* dans son revenu requis de 2015 et d'inclure ces soldes ainsi que les intérêts courus en 2015 dans sa base de tarification de 2016. Le Distributeur propose d'amortir les soldes 2013 et 2014 à la fin de 2015 des comptes de *pass-on* sur une période de 5 ans, soit de 2016 à 2020.

Selon les données du Distributeur, avant l'examen de la Régie, le solde total des comptes de *pass-on* de 2013 et 2014 à la fin de 2014 serait de 380 M$. Ce solde sera de 407 M$ à la fin de 2015 compte tenu

---

91 Pièce B-0082, page 4.

92 Pièce B-0070, page 25, tableau R-10.1A.

des intérêts courus en 2015; les intérêts sont calculés au taux de 7,1% (CMPC). Évidemment, si la Régie décide de calculer les intérêts sur la base des taux de court terme, le solde à la fin de 2015 sera moins élevé.

Dans sa DDR, la Régie a demandé au Distributeur d'évaluer également un scénario d'amortissement des soldes sur 3 ans.

Les résultats de l'évaluation du Distributeur de l'impact tarifaire de ces deux scénarios d'amortissement sont reproduits au tableau suivant.

On y observe que les impacts tarifaires de l'amortissement du solde total des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 sont importants, dans un cas comme dans l'autre.

Le scénario d'amortissement sur 3 ans exige 28,9 M$ d'intérêts de moins que le scénario sur 5 ans, mais il exige des montants très élevés durant la période 2016-2018.

Impact tarifaire des modalités de disposition du pass-on (M$)							
Hypothèses du Distributeur							
Référence: HQD-15, document 1, page 40, tableau R-11.4							
Taux de rendement des capitaux propres: 7,1%							
		2016	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**Total**
Scénario Amortissement sur 5 ans		104,5	98,7	93	87,2	81,4	464,8
Scénario Amortissement sur 3 ans		154,9	145,3	135,7			435,9
Écart		50,4	46,6	42,7	-87,2	-81,4	-28,9
Solde prévu fin décembre 2014:	380						
Solde prévu fin décembre 2015:	407						
Croissance 2014-2015 du solde:	7,1%						

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur a soumis deux scénarios de hausses tarifaires : Avec et Sans Modification des modalités de disposition du compte de *pass-on*. Le Distributeur n'a fourni aucune information sur ces scénarios, il nous est donc impossible d'apprécier leur plausibilité. Dans ces circonstances, il nous ne serait pas possible de se prononcer sur la pertinence d'intégrer les soldes 2013 et 2014 dans la base tarifaire du Distributeur et sur leur durée d'amortissement.

Scénarios de hausses tarifaires étudiés par le Distributeur						
Hypothèses du Distributeur						
Référence: Pièce B-0068, page 38.						
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Avec Modification des modalités	3,9%	3%	3%	2%	2%	2%
Sans Modification des modalités	7,6%	<0,5%	<0,5%	2,5%	2,5%	2,5%

Considérant les impacts très importants de l'inclusion éventuelle des soldes du compte de *pass-on* dans la base tarifaire en 2016, que l'amortissement se fasse sur 3 ans ou sur 5 ans, l'ACEF de Québec estime qu'il faut maintenir les soldes de 2013 et 2014 hors de la base tarifaire du Distributeur jusqu'à la fin de la prochaine année tarifaire, soit le 31 mars 2016 afin de permettre à toutes les parties concernées d'approfondir la question.

Recommandation

Considérant le niveau très élevé du revenu additionnel requis de 2015 tel que soumis par le Distributeur, l'ACEF de Québec recommande à la Régie de modifier de façon exceptionnelle la modalité actuelle de disposition des comptes de *pass-on* pour ne verser aucun montant relatif aux soldes des comptes de *pass-on* 2013 et 2014 dans le revenu requis du Distributeur de 2015 et de les maintenir hors de la base tarifaire du Distributeur jusqu'à la fin de la prochaine année tarifaire, soit le 31 mars 2016 et de les rémunérer sur la base des taux des marchés de court terme. L'ACEF de Québec recommande également que la Régie réévalue la situation des comptes de *pass-on* au prochain dossier tarifaire.

TARIF DE DÉVELOPPEMENT ÉCONOMIQUE

Dans le présent dossier, le Distributeur demande à la Régie d'approuver un nouveau tarif dit « Tarif de développement économique ».

Le Distributeur souhaite bonifier son offre tarifaire au soutien de l'économie québécoise. Ainsi, il propose d'introduire un tarif de développement économique à l'intention de la clientèle de moyenne et de grande puissance œuvrant dans des secteurs d'activité porteurs de développement économique pour de nouvelles charges d'au moins 1 000 kW[93].

Les clients de ce nouveau tarif bénéficieront d'une réduction tarifaire de 20% par rapport au tarif L pendant la période 2015-2024.[94]

Les calculs des coûts de ce nouveau tarif ainsi que la réduction tarifaire sont présentés au tableau suivant tel que soumis par le Distributeur[95].

Tableau R-6.1 :

Simulation de la rentabilité

Année	Tarif	Coût à la marge						Écart	Tarif de développement économique		
		Patrim.	Achats	Puis.	Fourn	Trans	Total		Prix cible moyen	Réduction	Tarif L
2015	TDE	2,8	0,2	0,2	3,2	0,2	3,4	0,5	4,0	-20,0%	4,9
2016	TDE	2,9	0,2	0,2	3,3	0,2	3,5	0,6	4,0	-20,0%	5,1
2017	TDE	2,9	0,2	0,2	3,4	0,2	3,5	0,6	4,1	-20,0%	5,1
2018	TDE	3,0	0,2	0,6	3,8	0,2	3,9	0,2	4,1	-20,0%	5,2
2019	TDE	3,1	0,3	0,6	3,9	0,2	4,1	0,1	4,2	-20,0%	5,2
2020	TDE	3,1	0,4	0,6	4,1	0,2	4,3	(0,1)	4,2	-20,0%	5,3
2021	TDE + transition	3,2	0,7	0,6	4,5	0,2	4,6	(0,1)	4,5	-15,0%	5,3
2022	TDE + transition	3,3	0,7	0,6	4,6	0,2	4,8	0,1	4,9	-10,0%	5,4
2023	TDE + transition	3,3	0,8	0,6	4,7	0,2	4,9	0,3	5,2	-5,0%	5,4
Annuité *5,847%*		**3,0**	**0,4**	**0,5**	**3,9**	**0,2**	**4,0**	**0,3**	**4,3**	**-17,3%**	**5,2**

Les coûts du tarif de développement économique calculés par le Distributeur sont des coûts à la marge[96]. À l'opposé, les coûts des autres catégories tarifaires sont basés sur les coûts moyens, selon le

93 Pièce B-0078, page 5.

94 Pièce B-0078, page 6.

95 Pièce HQD-15, document 1.4, page 12.

96 Pièce HQD-15, document 1.4, page 11.

principe appliqué par la Régie jusqu'à présent. Rappelons que la tarification aux coûts moyens traite tous les clients, anciens ou nouveaux, de la même façon, sans égard à leur vocation économique ou commerciale.

Pour la composante « fourniture », le coût du tarif de développement économique est basé essentiellement sur le coût de l'électricité patrimoniale, soit l'approvisionnement le moins cher alors que les clients aux tarifs réguliers doivent assumer le coût moyen des approvisionnements patrimoniaux et postpatrimoniaux, incluant les coûts de fermeture de la centrale de TransÉnergie et de l'énergie éolienne.

La composante fourniture de 3,2 ¢/kWh du tarif de développement économique représente seulement 81% du coût de fourniture moyen de 3,95 ¢/kWh en 2015 pour l'ensemble des clients aux tarifs réguliers[97]. Les clients au tarif de développement économique seront donc avantagés sur le plan des coûts de fourniture par rapport aux clients aux tarifs réguliers.

Pour la composante « transport », le coût à la marge applicable au tarif de développement économique est évalué par le Distributeur à 0,2 ¢/kWh, puisque ce coût couvre seulement les dépenses associées au raccordement du client au réseau. Comme le coût unitaire de transport de l'ensemble des clients aux tarifs réguliers est de 1,92 ¢/kWh selon les données du Distributeur[98], un client au tarif de développement économique ne payera qu'environ 10% du coût de transport assumé par les clients aux tarifs réguliers.

Durant la période 2015-2024, la facture de transport du Distributeur augmentera en fonction de la puissance totale de l'ensemble des clients du Distributeur, incluant les clients au tarif de développement économique. Par conséquent, les clients aux tarifs réguliers financeront une grande partie des coûts de transport attribuables aux clients au tarif de développement économique durant cette période.

Pour la composante « distribution et services à la clientèle », tout est gratuit pour les clients au tarif de développement économique, comme le montre le tableau précédent (tableau R-6.1 de la réponse du Distributeur à la DDR no 3 de la Régie).

Pour le cas hypothétique d'un client au tarif de développement économique demandant une puissance de 100 MW et d'une énergie annuelle de 0,87 TWh, l'écart entre son coût de fourniture et de transport, déterminé par le Distributeur selon la méthode à la marge, et celui d'un client «tout moyen » aux tarifs réguliers se situe à **21 M$/an** (voir le tableau suivant). Sur une période de 10 ans, le montant de subvention indirecte des clients aux tarifs réguliers aux clients au tarif de développement économique pourrait être appréciable.

---

97 Pièce HQD-12, document 3, pages 13 et 16.

98 Pièce HQD-12, document 3, page 13.

Cas hypothétique d'un client au tarif de développement économique			
Puissance (MW)	100		
Énergie (TWh)	0,876		
	Fourniture	Transport	Total
Tarifs réguliers (¢/kWh)	3,95	1,92	5,87
Tarif de dév. économ. (¢/kWh)	3,2	0,2	3,40
Écart (¢/kWh)	0,75	1,72	2,47
Écart (M$)	**6,6**	**15,1**	**21,6**

Il serait donc logique de concevoir que la situation de l'interfinancement entre les catégories de consommateurs serait modifiée au cours de la période 2015-2024, si l'on applique les principes de répartition des coûts approuvés par la Régie.

Dans sa réponse à la question 6.4 de la DDR no 3 de la Régie, le Distributeur a reconnu que les indices d'interfinancement entre les catégories de consommateurs seront modifiés :

> « Cependant, l'application d'une réduction tarifaire viendra temporairement modifier les indices d'interfinancement»[99]

L'ACEF de Québec juge très longue la situation « temporaire » de dix ans évoquée par le Distributeur.

Conclusion

Il ressort de notre analyse ainsi que de la preuve du Distributeur que la situation d'interfinancement entre les catégories tarifaires serait modifiée au cours des dix prochaines années dans le cas où la Régie approuve la demande du Distributeur relative au tarif de développement économique.

Or, la restriction inscrite à l'article 52.1 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que : *« La Régie ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs.»*.

L'ACEF de Québec invite la Régie à considérer cet enjeu dans sa réflexion sur ce nouveau tarif proposé par le Distributeur.

[99] Pièce HQD-15, document 1.4, page 13.

Option alternative

Avant de discuter de l'option alternative que nous proposons, notons tout d'abord que selon l'option proposée par le Distributeur, aucune division d'Hydro-Québec (Production, TransÉnergie et Distribution) ne contribuera pas à la compensation des impacts des rabais tarifaires qui seront accordés aux clients au tarif de développement économique. Ce seront à l'ensemble des consommateurs québécois de toutes catégories tarifaires de le faire, toujours selon l'option proposée par le Distributeur.

Le tarif de développement économique découlerait des initiatives du gouvernement du Québec pour utiliser les surplus énergétiques d'Hydro-Québec dans le développement économique de la province.

Au sujet des surplus, examinons les caractéristiques des surplus du Distributeur et du Producteur.

Dans le cas du Distributeur, ses « surplus » seraient causés essentiellement par les contrats d'énergie éolienne qui ont été mis en place suite aux différents décrets gouvernementaux, malgré le fait que la capacité de l'électricité patrimoniale et d'autres contrats du Distributeur suffise largement pour satisfaire les besoins de sa clientèle. Les contrats éoliens ont le caractère de prise de livraison et paiement obligatoires *« take or pay »*. C'est à cause de cette condition que pour équilibrer l'offre et la demande, le Distributeur délaisse certains volumes d'électricité patrimoniale qu'il aurait utilisés normalement (« électricité patrimoniale inutilisée »). Cependant, le Distributeur n'est pas obligé de payer pour de l'électricité patrimoniale inutilisée et ceci a été confirmé par le Distributeur dans le présent dossier[100]. Donc, les surplus du Distributeur représentent plutôt un droit d'usage et n'ont pas de conséquence financière pour le Distributeur. Par contre, les surplus du Distributeur ont des impacts très importants sur sa clientèle, notamment les ménages à faibles revenus.

L'électricité patrimoniale inutilisée appartient en réalité au Producteur. Elle s'ajouterait aux autres surplus du Producteur qui pourraient se produire à certains moments en raison d'un déséquilibre entre ses moyens de production et la demande des marchés. Sur le plan financier, l'introduction du tarif de développement économique selon l'option proposée par le Distributeur permettrait au Producteur de vendre certaines quantités d'électricité patrimoniale supplémentaires et de réaliser plus de profits, car le coût de revient de l'électricité patrimoniale est très faible. D'autre part, avec ses grands moyens de production, le Producteur pourrait assurer l'approvisionnement aux nouvelles industries plus facilement que le Distributeur. Considérant ces caractéristiques, le Producteur pourrait être un acteur clé pour appuyer les initiatives gouvernementales visant le développement économique du Québec (programme de développement économique).

On peut concevoir un scénario où le Producteur (ou Hydro-Québec) fait des ententes avec les clients participant au programme de développement économique permettant à ces derniers de payer au Distributeur les tarifs réguliers; le partage des bénéfices entre le Producteur (ou Hydro-Québec) et ces clients fera l'objet de leurs ententes. Cela permettrait au Distributeur de continuer à traiter tous ses clients de la même façon, sans égard à leurs vocations économiques ou commerciales. De plus, la

[100] Pièce B-0088, réponse du Distributeur à la question 7.3 de la DDR no 1 de l'AQCIE/CIFQ.

situation d'interfinancement entre les catégories de consommateurs ne serait pas modifiée à cause des initiatives gouvernementales visant le développement économique.

Dans le présent dossier, le Distributeur a affirmé qu'il ne prévoit pas de nouveaux clients au tarif de développement économique en 2015[101]. Par conséquent, l'introduction du tarif de développement économique n'a pas un caractère d'urgence et la Régie peut prendre le temps nécessaire pour s'assurer que toutes les options possibles sont étudiées.

Recommandation

L'ACEF de Québec recommande à la Régie de demander au Distributeur de s'informer auprès du Producteur ou d'Hydro-Québec si ces entreprises peuvent faire des ententes avec les concernés afin que les clients participant au programme de développement économique payent leur consommation d'électricité selon les tarifs réguliers du Distributeur, et de lui rapporter des résultats au moment qu'elle fixera.

[101] Pièce HQD-15, document 1.4, page 18 (réponse du Distributeur à la question 10.1 de la DDR no 3 de la Régie).

ANNEXE 1

Volumes et Coûts d'électricité patrimoniale et du contrat en base

Taux de pertes électriques (HQD-4, document 2, tableau 6)		
	2014	**2015**
	(normalisé)	**(projetée)**
Consommation à approvisionner (A)	171,80	172,60
Pertes de distribution et de transport (B)	13,40	13,60
Pertes calculées (B/A)	7,80%	7,88%
Taux de pertes arrondis selon HQD-4, doc. 2, tableau 6	7,8%	7,9%
Taux de pertes utilisés dans ce mémoire	7,80%	7,90%

Électricité patrimoniale-Année 2014			
(HQD-6, document 2, tableau 2)	**2014**		
Coût total d'électricité patrimoniale	4553,8	M$	(A)
Quantité d'électricité patrimoniale mesurée au point de consommation	161,191	TWh	(B)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré au point de consommation (calculé et utilisé)	**2,825**	¢/kWh	C=A/B
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré au point de consommation (selon HQD)	2,830	¢/kWh	
Électricité patrimoniale moins Élect. Pat. Inutilisée (B-0020, p. 6, tableau 1)	174,000		
Pertes calculées	7,95%		
Taux de pertes électriques selon HQD et utilisé dans ce mémoire	**7,80%**		(D)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré à la sortie des centrales	**2,621**	**¢/kWh**	

Coût unitaire de l'électricité patrimoniale au point de consommation (¢/kWh) selon le dossier tarifaire de l'an dernier

(dossier R-3854-2013, pièce B-0045, tableau 9A) **2,82**

Électricité patrimoniale-Année témoin projetée 2015			
(HQD-6, document 2, tableau 2)	**2015**		
Coût total d'électricité patrimoniale	4538,7	M$	(A)
Quantité d'électricité patrimoniale mesurée au point de consommation	159,693	TWh	(B)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré au point de consommation	**2,842**	¢/kWh	C=A/B
Électricité patrimoniale moins Élect. Pat. Inutilisée (HQD-6, doc. 1, tableau 2)	172,300		
Pertes calculées	7,89%		
Taux de pertes électriques selon données de HQD et utilisé dans ce mémoire	**7,90%**		(D)
Coût d'élect. pat. par kWh mesuré à la sortie des centrales	**2,634**	**¢/kWh**	

La répartition des coûts d'HQD établit aussi pour 2015 la consommation patrimoniale totale à 159 693 GWh.

coût 4 538,7 M$ et coût unitaire 2,84 ¢/kWh (HQD-12, doc. 3, page 16)

Contrat en base		
(HQD-6, document 1, page 17)	**Année 2014**	
Volume d'électricité incluant les rappels	3,6	TWh
Volume d'électricité maximal sans rappels	3,07	TWh
Volume d'électricité rappelée	0,53	TWh
Coût incluant coût de garantie de puissance	205	M$
Coût de garantie de puissance	3,4	M$
Coût excluant garantie de puissance	201,6	M$
Coût unitaire de l'énergie (base et rappelée) sans garantie de puissance	56	$/MWh
Coût de l'énergie rappelée selon HQD-15, doc. 3, p. 28:	56,4	$/MWh
Coût unitaire de l'énergie utilisé dans ce mémoire (sans garantie de puissance)	**56,4**	**$/MWh**

Contrat en base		
(HQD-6, document 1, page 17)	**Année 2015**	
Volume d'électricité maximal sans rappels (350 MW, 8760 heures)	3,07	TWh
Coût (HQD-6, doc. 1, p. 17)	176,3	M$
Coût unitaire calculé	57,4	$/MWh
Coût unitaire selon HQD (HQD-6, doc. 1, p. 17)	**57,5**	**$/MWh**
Coût unitaire utilisé dans ce mémoire	57,5	$/MWh

HQD-15, doc. 3, p. 27, Réponse à la question 17.1 de l'ACEF de Québec confirme que le coût de l'énergie rappelée est égal au prix de l'électricité du contrat en base.

	2014	**2015**	**Croissance**
Coût unitaire de l'électricité patrimoniale au point de consommation (¢/kWh)	2,825	2,842	0,603%
Coût unitaire de l'électricité patrimoniale à la sortie des centrales (¢/kWh)	2,621	2,634	0,510%
Coût unitaire du contrat en base à la sortie des centrales (¢/kWh)	5,64	5,75	1,950%

Coût unitaire de l'électricité patrimoniale au point de consommation (¢/kWh)	
(dossier R-3854-2013, pièce B-0045, tableau 9A)	2,82

Évolution des coûts unitaires (¢/kWh)		
	2014	**2015**
Coût unitaire de l'électricité patrimoniale mesurée à la sortie des centrales	2,621	2,634
Coût unitaire du contrat en base (kWh mesuré à la sortie des centrales)	5,64	5,75
Écart de coût	3,019	3,116