

Mémoire

HQD - Demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2014-2023
R-3864-2013



Préparé par
Marc-Olivier Moisan-Plante
Viviane de Tilly

Analystes d'UC

15 mai 2014

Table des matières

TABLE DES MATIERES	2
UNION DES CONSOMMATEURS, LA FORCE D'UN RESEAU	4
1 CONTEXTE	5
2 LA PREVISION DE LA DEMANDE	5
2.1 LA PRÉVISION DU TAUX DE CHANGE DU DOLLAR CANADIEN.....	5
2.2 LES VENTES AUX ALUMINERIES	9
3 LES APPROVISIONNEMENTS EN RI : MOYENS CHOISIS	12
3.1 LES ECONOMIES D'ENERGIE : DETERMINATION DES OBJECTIFS.....	12
3.2 LES ACHATS D'ENERGIE PRODUITE A PARTIR DE BIOMASSE : RISQUES COMMERCIAUX.....	19
3.2.1 A/O 2003/01	19
3.2.2 A/O 2009-01.....	19
3.2.3 PAE 2011-01.....	20
3.3 L'ENERGIE EOLIENNE : RISQUES REGLEMENTAIRES	22
3.3.1 L'entente d'intégration éolienne.....	22
3.3.2 L'appel d'offres A/O 2013-01.....	23
4 LES BILANS APRES ALEAS ET RISQUES REGLEMENTAIRES	24
5 LES APPROVISIONNEMENTS EN RI : MOYENS EXCLUS	25
5.1 LA CONTRIBUTION DE LA CENTRALE TCE	25
5.2 LES CONVENTIONS D'ENERGIE DIFFEREE AVEC HQP	26
6 LES APPROVISIONNEMENTS EN RI : ENJEUX ET INCERTITUDES	28
6.1 LE PARC DE BIENERGIE RESIDENTIELLE	28
6.2 LA PUISSANCE INTERRUPTIBLE	33
7 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS	35

Liste des tableaux

TABLEAU 1 PREVISION DU TAUX DE CHANGE DU DOLLAR CANADIEN (\$ US).....	7
TABLEAU 2 COMPARAISON PAR RAPPORT A L'ETAT D'AVANCEMENT 2012 PREVISION DES VENTES AU SECTEUR INDUSTRIEL GRANDES ENTREPRISES (TWH)	9
TABLEAU 3 ÉCONOMIES ANNUELLES D'ÉNERGIE CUMULEES (TWH)	12
TABLEAU 4 SURPLUS D'APPROVISIONNEMENT SELON LES ECONOMIES D'ÉNERGIE REALISEES	14
TABLEAU 5 SCENARIOS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ETUDIÉS PAR BC HYDRO	15
TABLEAU 6 COUT TOTAL EN RESSOURCES PAR SCENARIOS D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE ETUDIÉS PAR BC HYDRO (\$/MWH)	15
TABLEAU 7 TEST DE RENTABILITÉ DES PROGRAMMES DU PGEÉ DU DISTRIBUTEUR (M\$ ACTUALISÉS)	18
TABLEAU 8 CONTRIBUTION EN ENERGIE DES CONTRATS BIOMASSE	20
TABLEAU 9 CONTRIBUTION DES CONTRATS EXISTANTS BIOMASSE (2013-2023).....	21
TABLEAU 10 BILAN EN ENERGIE (BIOMASSE)	21
TABLEAU 11 BILAN EN ENERGIE (EOLIEN)	23
TABLEAU 12 CONTRIBUTION DE LA FILIERE EOLIENNE AU BILAN EN ENERGIE SOUS HYPOTHESE D'UN RETOUR D'ÉNERGIE A 30 %.....	23
TABLEAU 13 BILAN EN ENERGIE APRES CORRECTIONS	24
TABLEAU 14 BILAN EN PUISSANCE APRES CORRECTIONS	25
TABLEAU 15 COUT VARIABLE PREVU D'ACQUISITION DE L'ÉNERGIE PRODUITE PAR LA CENTRALE DE TCE (2009-2014)	26
TABLEAU 16 UTILISATION DES CONVENTIONS D'ÉNERGIE DIFFÉRÉE ET RAPPELÉE DANS LE SCÉNARIO DE DEMANDE DE RÉFÉRENCE	27
TABLEAU 17 EFFACEMENT DES CLIENTS DE LA BIENERGIE RESIDENTIELLE (TARIF DT).....	29
TABLEAU 18 DONNEES DE CALIBRAGE DU TARIF DT.....	30
TABLEAU 19 IMPACT SUR LA FACTURE D'ELECTRICITE D'UN EFFACEMENT MOINDRE EN POINTE DU CAS TYPE BIENERGIE	30
TABLEAU 20 FACTURE DE MAZOUT DU CAS TYPE BIENERGIE.....	32
TABLEAU 21 ANALYSE DE RENTABILITE DE LA BIENERGIE RESIDENTIELLE	33

Liste des figures

FIGURE 1 COURS DU DOLLAR CANADIEN PAR RAPPORT AU DOLLAR AMÉRICAIN, JANVIER 2002 - MAI 2014.....	6
FIGURE 2 COURS DU DOLLAR CANADIEN PAR RAPPORT À L'EURO, JANVIER 2002 – MAI 2014	6
FIGURE 3 PRÉVISION DU PRIX DE L'ALUMINIUM SELON LE FMI	11
FIGURE 4 PREVISION DU PRIX DE L'ALUMINIUM SELON EIU.....	11
FIGURE 5 DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITE DES CLIENTS AU TARIF DT – 2012	31

Union des consommateurs, la force d'un réseau

Union des consommateurs est un organisme à but non lucratif qui regroupe dix Associations coopératives d'économie familiale (ACEF), l'Association des consommateurs pour la qualité dans la construction (ACQC) ainsi que des membres individuels. La mission d'UC est de représenter et défendre les consommateurs, en prenant en compte de façon particulière les intérêts des ménages à revenu modeste. Les interventions d'UC s'articulent autour des valeurs chères à ses membres : la solidarité, l'équité et la justice sociale, ainsi que l'amélioration des conditions de vie des consommateurs aux plans économique, social, politique et environnemental.

La structure d'UC lui permet de maintenir une vision large des enjeux de consommation tout en développant une expertise pointue dans certains secteurs d'intervention, notamment par ses travaux de recherche sur les nouvelles problématiques auxquelles les consommateurs doivent faire face; ses actions, de portée nationale, sont alimentées et légitimées par le travail terrain et l'enracinement des associations membres dans leur communauté.

Union des consommateurs agit principalement sur la scène nationale, en représentant les intérêts des consommateurs auprès de diverses instances politiques ou réglementaires, sur la place publique ou encore par des recours collectifs. Parmi ses dossiers privilégiés de recherche, d'action et de représentation, mentionnons le budget familial et l'endettement, l'énergie, les questions liées à la téléphonie, la radiodiffusion, la télédistribution et l'inforoute, la santé, l'agroalimentaire et les biotechnologies, les produits et services financiers ainsi que les politiques sociales et fiscales.

Finalement, dans le contexte de la mondialisation des marchés, UC travaille en collaboration avec plusieurs groupes de consommateurs du Canada anglais et de l'étranger. Elle est membre de l'*Organisation internationale des consommateurs* (CI), organisme reconnu notamment par les Nations Unies.

Depuis plus de 40 ans, les ACEF travaillent sans relâche au Québec auprès des personnes à faible revenu. Tout en revendiquant des améliorations aux politiques sociales et fiscales, les ACEF ont, depuis le début de leur existence, offert des services directs aux familles, dont des services de consultation budgétaire personnalisés.

1 Contexte

Le 1^{er} novembre 2013, le Distributeur demande à la Régie d'approuver son Plan d'approvisionnement 2014-2023.

UC traite dans son mémoire des enjeux suivants :

- la prévision de la demande particulièrement en ce qui concerne le taux de change utilisé et les ventes aux alumineries
- les objectifs d'économie d'énergie
- la prévision de la contribution au bilan offre-demande de la production d'énergie éolienne et biomasse
- les approvisionnements délaissés par le Distributeur
- la pérennité du parc biénergie résidentielle.

Les recommandations d'UC viseront principalement à s'assurer que la stratégie d'approvisionnement du Distributeur en réseau intégré (RI) se fait au plus bas coût possible particulièrement en ce qui concerne la gestion des surplus d'approvisionnement.

2 La prévision de la demande

2.1 La prévision du taux de change du dollar canadien

L'analyse économique du Distributeur se rapportant à l'évolution récente du taux de change nous a laissés perplexes à certains égards. Le Distributeur indique :

Le secteur manufacturier, qui comptait pour plus de 21 % du PIB au Québec il y a 10 ans à peine, n'en représente plus que 14 %. L'explosion du commerce extérieur des économies émergentes et l'appréciation du dollar canadien ont contribué au déclin de la production manufacturière québécoise.

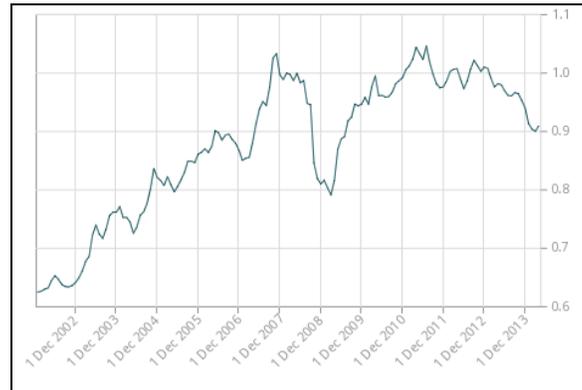
(...)

La tendance ne s'est pas inversée au cours de la dernière année alors que la valeur du dollar canadien est demeurée élevée.¹

Si UC ne remet pas en question l'appréciation du dollar canadien entre 2002 et 2012, il lui semble que depuis plus d'un an et demi la devise canadienne s'est plutôt dépréciée vis-à-vis nos principaux partenaires commerciaux. Par exemple, on remarque dans le graphique présenté à la Figure 1 que depuis décembre 2012, le dollar canadien s'est déprécié de façon pratiquement ininterrompue vis-à-vis le dollar américain.

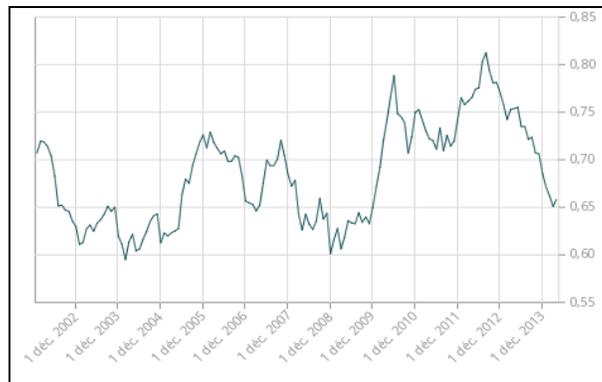
¹ HQD-1, document 2.2, page 10.

Figure 1
Cours du dollar canadien par rapport au dollar américain, janvier 2002 - mai 2014²



De plus, il appert que cette dépréciation a également eu cours vis-à-vis les devises des autres principaux partenaires commerciaux du Canada (Communauté européenne, Japon, Chine, et Mexique)³. À titre d'exemple, le graphique présenté à la Figure 2 montre la chute du huard qui sévit depuis 2012 vis-à-vis l'Euro :

Figure 2
Cours du dollar canadien par rapport à l'Euro, janvier 2002 – mai 2014⁴



² **Banque du Canada**, Canadian Dollar Vis-a-Vis Selected Currencies, 1 January 2002 - 1 May 2014, [En ligne] : <http://www.bankofcanada.ca/rates/exchange/cad-selected-currencies/#IEXM0102>, page consultée le 6 mai 2014.

³ Plus de 95 % des échanges commerciaux canadiens sont faits avec les États-Unis et ces pays ou membres de l'UE. Voir : <http://www.bankofcanada.ca/rates/exchange/ceri/>

⁴ **Banque du Canada**, Cours du dollar canadien par rapport à certaines devises, mai 2014, [En ligne] : [http://www.banqueducanada.ca/taux/taux-de-change/currencies/?_utma=1.662830931.1399383572.1400015380.1400078292.5&_utmb=1.4.10.1400078292&_utmc=1&_utmz=1.1400015380.4.3.utmcsr=google|utmccn=\(organic\)|utmcmd=organic|utmctr=\(not%20provided\)&_utmv=-&_utmh=97471647#IEXM_EUROCAE01](http://www.banqueducanada.ca/taux/taux-de-change/currencies/?_utma=1.662830931.1399383572.1400015380.1400078292.5&_utmb=1.4.10.1400078292&_utmc=1&_utmz=1.1400015380.4.3.utmcsr=google|utmccn=(organic)|utmcmd=organic|utmctr=(not%20provided)&_utmv=-&_utmh=97471647#IEXM_EUROCAE01)

À propos de la valeur du taux de change à retenir pour l'horizon du plan, le Distributeur s'en remet à la moyenne de prévisions provenant de deux sources différentes :

Sur l'horizon du Plan d'approvisionnement, le Distributeur utilise dans ses modèles de prévision de la demande, la moyenne des prévisions de taux de change provenant de deux organismes de prévision économique, soit le Conference Board du Canada (CBOC) et IHS Global-Insight (IHS).

Sur la période 2017-2023, le CBOC prévoit que le dollar canadien se maintiendra près de la parité alors qu'IHS anticipe une dévaluation de la devise canadienne. La moyenne de ses deux prévisions se situe à près de 95 ¢ US.⁵

Ces prévisions apparaissent plutôt disparates : puisque le CBOC (« Conference Board of Canada ») prévoit que le dollar canadien va se maintenir près de la parité, on en déduit qu'IHS prévoit plutôt un taux de change près de 90 ¢ US, puisque la moyenne des deux prévisions se situe à près de 95 ¢ US.

Si l'on en juge par les prévisions actuelles des grandes banques canadiennes et de Desjardins, c'est la prévision du CBOC semble s'écarter du consensus. Comme le démontre le Tableau 1 les prévisions de taux de change de la RBC⁶, de la Banque Scotia⁷ et de la TD Bank⁸ se situent globalement en dessous de 90 ¢ US.

Tableau 1
Prévision du taux de change du dollar canadien (\$ US)

	<u>2014</u>	<u>2015</u>
RBC	0,87	0,85
Banque Scotia	0,89	0,90
TD Bank	0,87	0,95

Finalement, Desjardins offre une analyse de plus long terme dans une note datée de janvier 2014 :

Or, si l'on se base sur la parité des pouvoirs d'achat (PPA) calculée depuis 1970, à 0,90 \$ US, la devise se situerait à son niveau d'équilibre.⁹

⁵ HQD-13, document 2, page 14.

⁶ **Service économique RBC**, Prévisions des marchés financiers – Prévisions des taux de change, , Avril 2014, [En ligne] : http://www.rbc.com/economie/economic-reports/pdf/financial-markets/rates_f.pdf . Nous avons calculé le taux de change comme étant 1/1.15 et 1/1.18.

⁷ **Banque Scotia**, Prévisions mondiales actualisées, Marché des Capitaux, 1^{er} mai 2014, [En ligne] : http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf .

⁸ **TD Economics**, Dollar and Sense, , Mai 2014, [En ligne] : http://www.td.com/document/PDF/economics/finances/DollarsAndSense_May2014.pdf

⁹ **Desjardins Études économiques**, Le taux de change a rejoint la parité des pouvoirs d'achat : la correction est-elle terminée?, 27 janvier 2014, [En ligne] : <http://www.desjardins.com/ressources/pdf/nf140127-f.pdf?resVer=1390834532000>

Il est intéressant de noter que Desjardins conserve cette valeur d'équilibre de long terme pour le dollar canadien au fil du temps. Au mois de juillet 2013, Desjardins voyait également la valeur de long terme du dollar canadien à 0,90 \$ US :

Les indices de prix à la consommation (IPC) sont couramment utilisés pour estimer la PPA. Selon nos estimations, le taux de change canadien évoluerait depuis plusieurs années au-dessus de cette marque (graphique 9). La valeur du huard pourrait ainsi converger vers 0,90 \$ US dans un horizon de long terme.¹⁰

Ainsi, le consensus des grandes banques canadiennes sur un horizon de court terme et de Desjardins sur un horizon de long terme, prévoit un taux de change pour le dollar canadien à 90 ¢ US pour les années à venir. **UC recommande à la Régie de retenir 90 ¢ US comme valeur du taux de change aux fins de l'estimation des besoins en électricité du Distributeur pour la durée du plan.**

Les impacts du cours de la devise canadienne par rapport au dollar américain sur les ventes au secteur industriel ont été estimés par le Distributeur dans une réponse à nos DDR :

2.2 Veuillez quantifier à court terme (2014-2015) les impacts sur la demande d'électricité en énergie et les surplus anticipés du Distributeur si le dollar canadien devait se maintenir en moyenne à sa valeur actuelle et à celle prévue par la Banque Scotia (référence v) soit autour de 90 ¢ US?

Réponse :

Un dollar canadien à 90 ¢ US entraînerait des ventes additionnelles au secteur Industriel de 100 GWh par année, sur la période demandée, par rapport au scénario de référence du Plan.¹¹ (nos soulignés)

Par ailleurs, il semble naturel de penser que le cours de la devise canadienne affecte également les ventes du secteur Résidentiel et agricole en vertu de l'impact sur les exportations agricoles. À titre d'exemple, c'est ce qu'indique le Bulletin des agriculteurs du Québec à propos des cultures horticoles:

Quand on est producteur horticole, pas besoin d'être économiste pour comprendre le dur impact de la vigueur du dollar canadien. Même ceux qui n'exportent pas en subissent les conséquences. Il n'y a que deux options : innover ou abandonner la production. (...)

Un dollar canadien fort a un impact direct sur les exportations. En se basant sur les chiffres de 2006 à 2009 du plus récent Profil sectoriel de l'industrie bioalimentaire au Québec, on note une nette régression des exportations québécoises de légumes frais.¹²

¹⁰ Id, Tendence pour le dollar canadien, 10 juillet 2013, [En ligne]

http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/actualites/point_vue_economique/pv130710.pdf

¹¹ HQD-13, document 3, page 7.

¹² **Bulletin des agriculteurs**, juin 2011. <http://www.lebulletin.com/autres/survivre-au-huart-34714>

Puisque les estimations de l'impact du taux de change sur les besoins en électricité faites par le Distributeur ne tiennent pas compte du secteur agricole, UC considère que l'impact estimé de 100 GWh en ventes additionnelles annuelles sous-estimera quelque peu l'impact réel d'un taux de change établi à 90 ¢ US plutôt qu'à 95 ¢ US tel que le suggère le Distributeur.

Néanmoins, pour faire suite à sa recommandation d'établir le taux de change du dollar canadien à 90 ¢ US, **UC recommande à la Régie d'augmenter les besoins prévus du Distributeur de 100 GWh pour chacune des années du plan (2014 à 2013)**. Il s'en suit une augmentation de 1 TWh des besoins sur l'horizon du Plan.

2.2 Les ventes aux alumineries

À la pièce HQD-1, document 1, le Distributeur indique qu'il ne prévoit aucune croissance significative des ventes aux alumineries à l'horizon 2013¹³. Non seulement, le Distributeur ne prévoit pas de croissance, mais comme le démontre le Tableau 2, extrait d'une réponse du Distributeur à une demande de renseignement d'OC¹⁴, les prévisions de ventes aux alumineries du Distributeur semblent particulièrement pessimistes lorsque comparées aux ventes projetées lors de l'État d'avancement 2012:

Tableau 2
Comparaison par rapport à l'état d'avancement 2012
Prévision des ventes au secteur Industriel Grandes Entreprises (TWh)

En TWh	2010 ¹	2011 ¹	2012 ^{2,3}	2013 ⁴	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Croiss. 2010-20
Alumineries												
Plan d'approvisionnement 2014-2023	25,1	23,9	23,0	23,2	20,7	19,2	19,3	19,1	19,8	22,5	23,0	-2,0
État d'avancement 2012	25,1	23,9	23,3	24,3	24,2	24,3	26,7	26,9	27,4	27,9	28,5	3,5
Écart	0,0	0,0	-0,2	-1,1	-3,6	-5,2	-7,3	-7,7	-7,6	-5,4	-5,5	

Ainsi, par rapport à sa prévision de novembre 2012, ce sont **43,3 TWh** de moins sur la période 2014-2020 que le Distributeur prévoit vendre aux alumineries, soit environ **6,2 TWh** par année.

La description des perspectives du secteur par le Distributeur semble également peu encourageante :

Pour le secteur de l'aluminium, les bas prix depuis la mi-année en 2012 et les surplus d'inventaires mondiaux indiquent une demande faible et de fortes pressions sur la réduction des coûts. Dans ce contexte de coûts de production trop élevés pour les prix de marché, les investissements sont reportés et certaines usines, ailleurs dans le monde, arrêtent temporairement de produire ou ferment simplement. En 2013, le taux d'utilisation de la capacité mondiale de production d'aluminium primaire est à un creux historique de 80 %. À long terme, la demande mondiale devrait reprendre suffisamment

¹³ Page 11.

¹⁴ HQD-3, document 9, page 9.

pour que l'ensemble des capacités de production ayant été arrêtées puissent reprendre et que les entreprises recommencent à investir¹⁵.

Ceci détonne avec les déclarations publiques d'Alcoa qui décidait récemment d'investir dans ses usines afin de pouvoir être en mesure de répondre à la demande¹⁶ :

En vertu de cette entente, Alcoa s'engage à procéder à des investissements prévus d'une valeur de 250 millions de dollars au cours des cinq prochaines années dans ses alumineries du Québec afin d'en améliorer leur compétitivité à l'échelle mondiale. Ces investissements comprendront notamment l'optimisation du centre de coulée de l'Aluminerie de Baie-Comeau dans le but de répondre à la demande des fabricants d'automobiles nord-américains qui se tournent de plus en plus vers l'aluminium pour produire des véhicules performants au niveau écoénergétique. Notons que selon les manufacturiers automobiles, la quantité de feuilles d'aluminium utilisées dans les véhicules nord-américains devrait quadrupler d'ici 2015 et décupler d'ici 2025 en comparaison de 2012.

(...)

« Cette entente représente un nouveau départ pour nos alumineries québécoises et nous remercions la première ministre et son équipe pour leur vision et leur engagement à l'égard d'Alcoa, de nos employés et des intervenants locaux », a affirmé Martin Brière, président d'Alcoa Canada Groupe Produits primaires. « Les installations d'Alcoa au Québec peuvent maintenant se consacrer à répondre à la demande croissante pour l'aluminium à l'échelle mondiale et continuer à produire d'importantes retombées économiques pour la région. » (nos soulignés)

De plus, plusieurs prévisions, dont celle du *Fonds monétaire international* (IMF) et celle de *The Economist* (EIU) présentées aux figures suivantes, laissent entrevoir des jours meilleurs pour les prix de l'aluminium dans les années à venir.

¹⁵ HQD-1, document 2.2, page 11.

¹⁶ <http://www.newswire.ca/fr/story/1312575/alcoa-conclut-une-entente-d-approvisionnement-en-energie-pour-accroitre-la-competitivite-de-ses-alumineries-au-quebec-et-preserver-3-000-emplois>

Figure 3
Prévision du prix de l'aluminium selon le FMI¹⁷

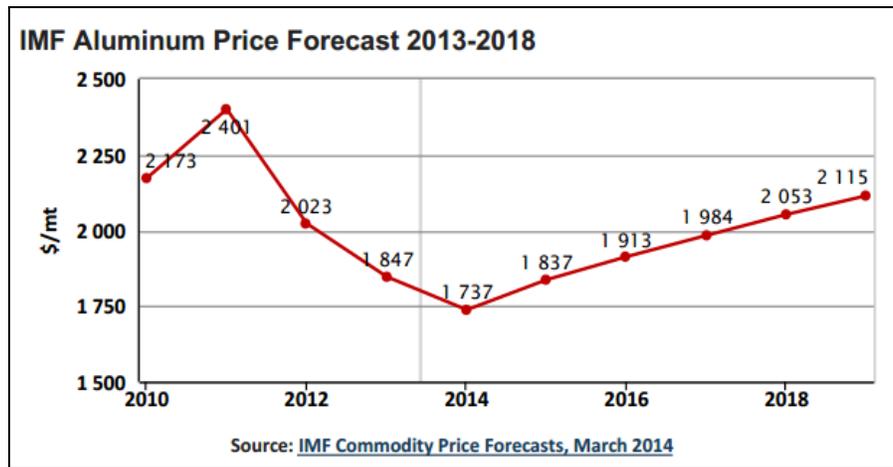
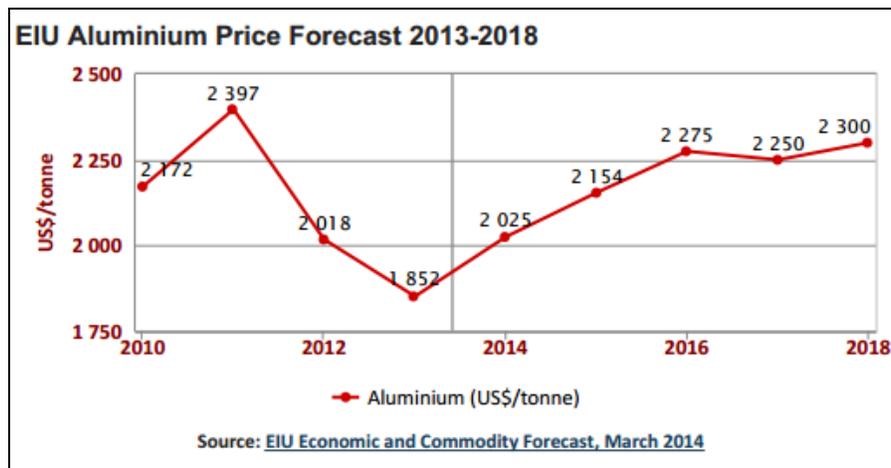


Figure 4
Prévision du prix de l'aluminium selon EIU¹⁸



Cet optimisme semble partagé par le nouveau premier ministre du Québec, qui promettait récemment une nouvelle aluminerie à Dolbeau¹⁹.

La prévision du Distributeur mérite donc s'être mise à jour, ce qui a été fait sous pli confidentiel dans une réponse du Distributeur à une demande de renseignement de la Régie²⁰.

¹⁷ IMF, Medium Term Commodity Price Baseline - Aluminum, Aluminium Price Forecast 2013-2018, mars 2014,

[En ligne] : <http://knoema.fr/ffzioof/aluminium-prices-forecast-long-term-to-2025>

¹⁸ EIU, Aluminum (US\$/Tonne), Aluminium Price Forecast 2013-2018, mars 2014,

[En ligne] : <http://knoema.fr/ffzioof/aluminium-prices-forecast-long-term-to-2025>

¹⁹ Couillard promet une aluminerie à Dolbeau, TVA Nouvelles, 9 mars 2014,

[En ligne] : <http://tvnouvelles.ca/lcn/infos/national/electionsquebec2014/archives/2014/03/20140309-214803.html>

²⁰ HQD-13, document 1.1, réponse à la question 14.2, page 23.

À ce stade du dossier, il est difficile d'évaluer la prévision initiale du Distributeur²¹. Néanmoins UC souligne que plusieurs dizaines de TWh pourraient être en jeu sur l'horizon du Plan. A priori, UC croit possible que la demande du secteur de l'aluminium soit fortement sous-estimée. Si cela était avéré, les surplus d'énergie prévus seraient moindres qu'anticipés et le Distributeur aurait davantage de marge de manœuvre pour avoir recours aux Conventions d'énergie différée avec le Producteur²² au cours des trois prochaines années.

3 Les approvisionnements en RI : moyens choisis

3.1 Les économies d'énergie : détermination des objectifs

Le Distributeur indique dans sa preuve²³

À compter de l'année 2016, et ce, afin de tenir compte de l'état évolutif du contexte de l'équilibre offre-demande, le Distributeur propose de combler le tiers de la croissance des ventes par des interventions en économie d'énergie. Sur la base de la prévision des ventes actuelle, cela représente des économies annuelles implantées variant de 0,6 TWh à 1,0 TWh sur l'horizon du Plan.

En réponse à une question d'UC sur la valeur plus précise des économies d'énergie qui seront réalisées, le Distributeur fournit le tableau suivant.²⁴

Tableau 3
Économies annuelles d'énergie cumulées (TWh)

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Économies d'énergie tendancielle	0,2	0,4	0,6	1,2	1,5	1,9	2,3	2,7	3,0	3,4	3,7
Interventions en économies d'énergie	0,7	1,5	2,2	2,9	3,5	4,2	4,9	5,7	6,7	7,7	8,6
Total	0,9	1,9	2,8	4,1	5,0	6,1	7,2	8,4	9,7	11,1	12,3

Dans sa demande de renseignements au Distributeur, UC voulait également comprendre les tenants et aboutissants des contributions annuelles des économies d'énergie au bilan du Distributeur. Les réponses du Distributeur n'ont été pas d'une grande utilité à cet égard.²⁵

9.1 Veuillez présenter les principaux scénarios d'économie d'énergie analysés par le Distributeur.

Réponse :

Le scénario d'économie d'énergie proposé par le Distributeur est établi en fonction du scénario de croissance des ventes utilisé pour le Plan d'approvisionnement. Conséquemment, le Distributeur n'a pas analysé d'autres scénarios d'économie d'énergie. Voir également la réponse à la question 9.1 de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-3, document 2.

²¹ UC n'a pas consulté la réponse déposée sous pli confidentiel.

²² Voir la page 27 à ce sujet.

²³ HQD-1, document 1, page 17.

²⁴ HQD-3, document 13.2, page 4.

²⁵ HQD-3, document 13.

9.2 Veuillez présenter les analyses économiques sous-jacentes à la détermination des objectifs d'économie d'énergie.

Réponse :

Le Distributeur développera des interventions respectant les critères de rentabilité usuels (TCTR, TP et TNT) et les analyses économiques qui en découlent seront déposées annuellement dans les dossiers tarifaires.

9.3 Veuillez indiquer quelles seraient les économies annuelles implantées si le Distributeur utilisait un coût évité tel que précisé en (iii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.2.

Dans sa correspondance à la Régie datée du 16 avril 2014, le Distributeur indique, en relation aux questions 9.2 et 9.3 d'UC :

Le Distributeur rappelle que l'objectif de combler le tiers de la croissance des ventes par des économies d'énergie est déterminé à des fins de planification à long terme. Les économies d'énergie annuelles tiennent compte notamment de l'évolution des besoins futurs et de l'impact des interventions sur les tarifs et maintiennent une certaine présence du Distributeur dans le marché. Les analyses économiques demandées par l'intervenant ne peuvent être réalisées, car la finalité des programmes qui sous-tendent cet objectif n'est pas encore définie. Le Distributeur s'assure toutefois de réaliser des économies d'énergie au moindre coût en se basant sur les résultats de l'évaluation du potentiel technico-économique (PTÉ) d'économie d'énergie, soit les mesures qui peuvent être implantées à des coûts inférieurs aux coûts évités.

Lorsque les programmes et leurs modalités seront développés, le Distributeur présentera les analyses économiques dans le cadre des dossiers tarifaires annuels et s'assurera à nouveau de respecter les critères de rentabilité usuels.

Pour cette raison, le Distributeur n'a pas préparé d'analyse ou d'évaluation économique du type de celles que souhaite obtenir UC. Le Distributeur estime donc avoir répondu adéquatement aux questions 9.2 et 9.3. (nos soulignés)

Voilà qui paraît plutôt contradictoire : sur un horizon annuel, le Distributeur se dit préoccupé par l'impact sur les tarifs des interventions en efficacité énergétique, alors que sur un horizon de long-terme, le Distributeur n'est pas en mesure de fournir une analyse économique sous-jacente à la détermination des cibles d'économie d'énergie.

Dans sa décision D-2014-067, la Régie juge néanmoins satisfaisantes les réponses fournies,

[25] Pour les motifs invoqués par le Distributeur et pour les motifs énoncés ci-après, la Régie juge que les réponses recherchées par les intervenants aux questions suivantes ne sont pas pertinentes ou excèdent ce qui est requis aux fins de l'examen d'un plan d'approvisionnement :

[...]

[26] Dans le cadre d'un plan d'approvisionnement, le rôle du Distributeur est de procurer des approvisionnements suffisants et fiables, au plus bas coût possible compte tenu des risques. Il n'a pas le mandat de veiller à la position concurrentielle des industries québécoises, à moins que le gouvernement lui indique des préoccupations à cet égard en vertu de l'article 72, al. 2 de la Loi. (nos soulignés)

UC met en relation le commentaire épistolaire du 16 avril du Distributeur et le paragraphe 26 de la décision de la Régie. Le Distributeur indique qu'aux fins de planification, il fixe au tiers de la croissance des ventes la contribution des économies d'énergie au bilan en énergie. Pourquoi le tiers ? Pourquoi pas la moitié ou le huitième ? L'ampleur de cet objectif est importante puisque les économies projetées aujourd'hui influent directement sur les surplus du Distributeur sur l'horizon du Plan.

Le Tableau 4 présente, à titre illustratif, les surplus d'approvisionnement selon le bilan du Distributeur qui tient compte des économies d'énergie et selon un scénario alternatif où les économies d'énergie réalisées sont la moitié de celles prévues par le Distributeur à partir de 2015. Selon ce scénario alternatif, les surplus ne seraient plus que de 0,8 TWh en 2023, avec un impact cumulatif impliquant une réduction de quelque **20 TWh** sur l'horizon du Plan.

Tableau 4
Surplus d'approvisionnement selon les économies d'énergie réalisées

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus après économies d'énergie	7,4	10,2	9,7	9,9	9,5	7,2	5,7	6	5,4	4,7
Surplus avec 50% des ÉÉ à partir de 2015	7,4	9,5	8,6	8,6	7,8	5,2	3,3	3,1	2,0	0,8

Afin de procurer des approvisionnements suffisants et fiables, au plus bas coût possible compte tenu des risques, la démonstration doit être faite *a priori* que les moyens utilisés pour satisfaire à la demande, tant en énergie et en puissance, sont les moins coûteux dans leur ensemble.

UC soumet que cette démonstration n'a pas été faite, car le Distributeur n'a pas présenté les diverses stratégies d'approvisionnement qu'il a évaluées, ni fourni de preuve à l'effet que la stratégie retenue assure réellement des approvisionnements suffisants au plus bas coût possible compte tenu des risques²⁶. UC souligne que ceci est contraire aux exigences énoncées dans le Guide de dépôt sur les demandes d'approbation du Plan d'approvisionnement.

UC convient que la demande d'approbation du plan d'approvisionnement n'est pas le forum pour débattre finement des programmes d'économie d'énergie, ni de leur rentabilité. Toutefois, UC aurait souhaité un minimum de justification des volumes prévus d'économies en prenant comme exemple la démarche suivie par BC Hydro.

En effet, lors de la mise à jour de son plan des ressources, BC Hydro a démontré que le choix d'un objectif d'économie d'énergie doit reposer sur une analyse rigoureuse des tenants et aboutissants économiques et financiers²⁷.

²⁶ Régie de l'énergie, Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité, 11 juin 2010, page 23.

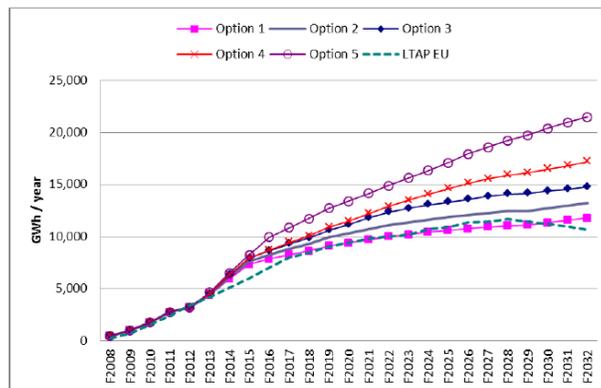
²⁷ Le texte traitant des objectifs d'économies d'énergie de BC Hydro est tiré du Mémoire d'UC présenté à la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec.

http://consultationenergie.gouv.qc.ca/memoires/20130920_134_Union_Consummateurs_M.pdf

En effet, fin 2012, BC Hydro a publié une version préliminaire de son plan des ressources énergétiques tout en appelant aux commentaires du public intéressé²⁸.

L'efficacité énergétique est l'un des moyens clés prévus par BC Hydro pour assurer son équilibre énergétique à long terme dans un contexte où la croissance de la demande industrielle pourrait créer une pénurie énergétique. Dans le cadre des consultations, cinq scénarios d'économies à l'horizon 2032 ont été développés, chacun reposant sur des hypothèses précises en matière de réglementation, de programmes commerciaux et de structures des tarifs d'électricité (notons que le Distributeur ne s'impute pas d'économies associées aux structures tarifaires ni à la réglementation). Le Tableau 5 présente les scénarios analysés dont les objectifs varient d'environ 10 à plus de 20 TWh cumulés à l'an 2032.

Tableau 5
Scénarios d'économie d'énergie étudiés par BC Hydro²⁹



Le Tableau 6, tiré des documents de BC Hydro, présente les coûts économiques de chaque scénario. Chacune des options visant des volumes de plus en plus élevés, le coût unitaire des économies passe graduellement de 3,9 ¢/kWh à 4,9 ¢/kWh.

Tableau 6
Coût total en ressources par scénarios d'économie d'énergie étudiés par BC Hydro (\$/MWh)³⁰

Energy-Focused Option	Total Resource Cost (\$/MWh)
1	39
2	41
3	44
4	49
5	49

²⁸ BC Hydro, *Integrated Resources Plan*,

https://www.bchydro.com/energy-in-bc/meeting_demand_growth/irp.html

²⁹ BC Hydro, *2012 Integrated Resources Plan, Chapter 3, Resource Options*, page 3-18.

https://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/planning_regulatory/iep_itap/2012q2/draft_2012_irp_chapter1.pdf

³⁰ *Ibid.*, page 3-20.

L'exemple de BC Hydro appelle à la prudence, à une analyse coût/bénéfice rigoureuse et à des choix de société qui tiendront compte des impacts tarifaires imputables aux programmes d'économie d'énergie.

UC soumet finalement que la Régie doit aujourd'hui prendre en compte que le coût évité en énergie pourrait être révisé, sur l'horizon du plan. À titre indicatif, UC rappelle le coût évité fixé par la Régie dans sa décision D-2014-037³¹.

[129] Considérant ce qui précède, la Régie ne retient pas le coût évité en énergie proposé par le Distributeur et, aux fins de l'établissement des tarifs 2014-2015, le fixe de la manière suivante :

- *de 2013 à 2023 inclusivement :*
 - *le signal de prix de la période hivernale (décembre à mars) est de 5,0 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation;*
 - *le signal de prix de la période estivale (avril à novembre) est de 2,7 ¢/kWh (\$ 2013), indexé à l'inflation;*
- *à compter de 2024 : le signal de prix est fixé à 9,0 ¢/kWh (\$ 2014) indexé à l'inflation, soit le prix de l'appel d'offres d'énergie éolienne pour un bloc de 450 MW fixé par règlement le 6 novembre 2013. (note de bas de page omise)*

Bien que la Régie ne soit d'aucune façon liée aux recommandations de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec, UC rappelle que dans son rapport, la Commission propose que le prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO) soit utilisé comme balise des interventions de maîtrise de l'énergie³².

Le Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO) correspond à la valeur de l'électricité sur les marchés d'exportation hors des heures de pointe.

Ce prix devrait être utilisé pour évaluer la rentabilité

- *de tout nouvel achat d'approvisionnement par Hydro-Québec Distribution ou Hydro-Québec Production;*
- *des nouveaux projets hydroélectriques d'Hydro-Québec Production; et pour déterminer la valeur de référence*
- *du renouvellement de tout contrat d'approvisionnement signé par Hydro-Québec Production ou par Hydro-Québec Distribution, notamment le renouvellement de l'ensemble des contrats APR91;*
- *de l'achat d'électricité provenant de petits autoproducteurs privés (50 kW et moins);*
- *des programmes de maîtrise d'énergie économisant l'électricité, pour la SMEQ*³³;
- *des nouveaux marchés québécois où Hydro-Québec Distribution pourrait écouler ses surplus à court ou à moyen terme. (nos soulignés)*

Selon le rapport de la Commission, le PASO de 2013, basé sur le prix moyen des exportations hors pointe de 2012, aurait été d'environ 3 ¢/kWh³⁴, ce qui est pour 2013 nettement inférieur au signal de prix de la période hivernale de 5,0 ¢/kWh et légèrement supérieur au signal de prix de

³¹ Page 40.

³² **Roger Lanoue et Normand Mousseau**, Maîtriser notre avenir énergétique, Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec., 2 février 2014, page 182 <http://consultationenergie.gouv.qc.ca/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>

³³ Ibid., page 30. La Commission propose la création d'une société d'État, la Société pour la maîtrise de l'énergie (SMEQ) responsable de proposer et de gérer les programmes pertinents aux objectifs, incluant ceux qui relèvent actuellement des distributeurs d'énergie et du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétiques.

³⁴ Ibid., page 181.

la période estivale de 2,7 ¢/kWh. UC ajoute qu'en 2013, le Producteur a vendu 19 TWh à 3,18 ¢/kWh en moyenne en vertu de son permis d'exportation EPE-359.³⁵

Dans le cadre de la cause tarifaire 2014-2015, plusieurs intervenants ont suggéré à la Régie un ajustement des coûts évités comme le rappelle cet extrait de la décision D-2014-037.

[124] La FCEI recommande de modifier le coût évité de long terme en énergie afin qu'il soit désormais basé sur le prix plafond du dernier appel d'offres d'énergie éolienne de 450 MW annoncé par le gouvernement du Québec le 28 août 2013, soit 9,5 ¢/kWh (\$ 2014), indexé à l'indice des prix à la consommation (IPC).

[125] Le ROÉÉ demande que le prix unitaire de l'énergie patrimoniale ne soit pas utilisé pour baliser le coût évité en énergie, afin de ne pas nuire aux objectifs d'efficacité énergétique et de rendre non rentables certaines mesures qui y sont associées.

[126] Le RNCREQ est préoccupé par une augmentation brusque de 256 % du coût évité en énergie entre 2025 et 2026. En conséquence, l'intervenant recommande à la Régie d'exiger que pour le prochain dossier tarifaire, le Distributeur présente une approche basée sur le prix de marché et qui ne présente pas d'augmentation brusque. Il propose également que le prix à terme du contrat de base de 350 MW conclu entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur) soit utilisé en tant que coût évité de long terme en énergie.

[127] L'UC est d'avis que le coût évité de court terme en énergie doit être fixé en tenant compte des importants surplus énergétiques prévus annuellement jusqu'en 2025. Elle recommande donc de le fixer au prix unitaire de l'électricité patrimoniale, tant en hiver que pour le reste de l'année. (notes de bas de page omises)

Dans l'éventualité d'une révision des coûts évités, la rentabilité des programmes d'économie d'énergie pourrait être revue et une réflexion pourrait même être faite sur la pertinence de certaines activités. UC rappelle, comme le démontre le Tableau 7³⁶, que les programmes actuels augmentent les tarifs des clients résidentiels, qu'ils participent ou non aux PGEÉ.

³⁵ ONE, Exportations et importations d'électricité, Statistiques mensuelles pour décembre 2013. Il s'agit du prix moyen pour les 19,5 TWh vendus selon le permis EPE-359.

³⁶ R-3854-3013, HQD-9, document 1, page 25.

Tableau 7
Test de rentabilité des programmes du PGÉÉ du Distributeur (M\$ actualisés)

M\$ actualisés de 2014	TCTR	TP	TNT
Marché résidentiel	78	145	-45
Marché affaires - commercial et institutionnel	145	203	-27
Marché affaires - industriel	41	69	-17
Réseaux autonomes	3	1	2
Innovations technologiques et commerciales	-8	5	-12
Gestion de la demande en puissance	1	0	1
Tronc commun	-13	0	-13
Total programmes et activités HQD	247	423	-111

Alors, non seulement les programmes d'économie d'énergie contribuent à augmenter les tarifs de clients qui pourraient être dans l'impossibilité d'y participer, la sous-optimisation du portefeuille d'approvisionnement du Distributeur (par exemple trop d'économie d'énergie qui empêchent l'utilisation des Conventions d'énergie différée) pourrait avoir la même conséquence.

Le Distributeur indique que les économies d'énergie prévues au Plan ne servent qu'aux fins de planification. Or, UC s'inquiète que la contribution prévue sur l'horizon 2014-2023 des économies d'énergie au bilan du Distributeur devienne une donne immuable alors que le Distributeur n'a ni présenté les diverses stratégies d'approvisionnement qu'il a évaluées ni démontré que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle, et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.

Pour le présent dossier, **UC recommande à la Régie de ne constater aux bilans en énergie et en puissance que 50 % des économies d'énergie prévues par le Distributeur à partir de 2015.**

De plus, UC recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur, qu'il dépose les bases économiques de ses objectifs pluriannuels d'économie d'énergie dans une prochaine cause tarifaire.

UC recommande aussi à la Régie dans le cadre de la prochaine cause tarifaire du Distributeur, de réévaluer les coûts évités utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes. Cette nouvelle évaluation devrait à tout le moins prendre en considération les recommandations de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec.

UC recommande aussi que soit inclus dans cette évaluation le coût d'opportunité associé aux Conventions d'énergie différée. Non seulement un kWh de plus consommé par les clients du Distributeur augmente les revenus du Distributeur, mais comme le précise l'extrait suivant³⁷, à la marge et tant que subsisteront les surplus énergétiques, cela permet de reporter dans le temps un kWh qui, à long terme, coûtera moins cher que les approvisionnements requis.

Les Conventions permettent aussi de bénéficier, à l'horizon 2020-2027, de rappels d'énergie d'environ 1,4 TWh par année, à un prix bien inférieur à celui des nouveaux approvisionnements de long terme. De fait, le coût des nouveaux approvisionnements de

³⁷ R-3814-2012, HQD-13, document 1, page 55.

long terme à l'horizon 2020 s'élève à 13,6 ¢/kWh, alors que le coût des rappels s'élève à environ 6,3 ¢. À titre illustratif, cet avantage se traduit par des bénéfices récurrents de 102 M\$ par année, ce qui correspond à un gain actualisé d'environ 470 M\$ en dollars de 2012. (Notes de bas de page omises)

3.2 Les achats d'énergie produite à partir de biomasse : risques commerciaux

3.2.1 A/O 2003/01

En 2003, le Distributeur procédait à l'appel d'offres A/O 2003-01 afin d'acquérir un bloc d'énergie produite à partir d'une capacité installée de 100 MW la biomasse constituant au moins 75 % de la source d'approvisionnement. Il ne réussit alors qu'à combler 39 % de la capacité recherchée.³⁸

Le 5 mars 2003, le gouvernement du Québec adoptait le décret 352-2003 édictant le Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite par la biomasse (le "Règlement"). Dans le cas de la biomasse, le Règlement comporte l'obligation pour Hydro-Québec Distribution de lancer un appel d'offres au plus tard le 15 avril 2003, et prévoit un bloc d'énergie produite au Québec à partir d'une capacité installée de 100 MW, la biomasse constituant au moins 75 % de la source d'approvisionnement. Une première partie de ce bloc devait être livrée au plus tôt en 2005, et le solde de ce bloc au plus tard en 2010.

[...]

Trois soumissionnaires ont été retenus pour la préparation d'un contrat, soit Kruger inc. (19 MW dont 3 MW de livraisons en base mensuelles), Bowater Produits forestiers du Canada inc. (20,4 MW dont 3,4 MW de livraisons en base mensuelles), et Boralex inc. (offre de 34,5 MW).

Suite à l'impossibilité de conclure un contrat avec Boralex inc., les deux contrats d'approvisionnement finalement signés suite à l'appel d'offres A/O 2003-01 sont les suivants :

<i>Kruger inc.:</i>	<i>Livraisons en base annuelles</i>	<i>16 MW</i>
	<i>Livraisons en base mensuelles</i>	<i>3 MW</i>
<i>Bowater inc.</i>	<i>Livraisons en base annuelles</i>	<i>17 MW</i>
	<i>Livraisons en base mensuelles</i>	<i><u>3,4 MW</u></i>
		<i>Total 39,4 MW</i>

Sur les deux contrats signés, seul celui de la papetière Kruger procure encore de l'énergie au Distributeur dans le cadre de cet appel d'offres pour un volume annuel de 0,1 TWh.³⁹

3.2.2 A/O 2009-01

En 2009, le Distributeur a lancé l'appel d'offres A/O 2009-01 pour un approvisionnement de 125 MW d'énergie produite par cogénération à la biomasse conformément au *Règlement sur l'énergie produite par cogénération à la biomasse* (décrets D.916-2008 et D.9-2009). Sur les

³⁸ R-3533-2004. HQD-2, document 1, page 3.

³⁹ HQD-2, document 2.3, annexe 3C, page 25.

125 MW disponibles, le Distributeur n'a réussi à récolter que 53 MW⁴⁰ répartis sur six contrats ou 42 % du volume attendu.

Les six contrats sont toujours en vigueur et procurent 0,4 TWh sur une base annuelle.⁴¹

3.2.3 PAE 2011-01

Le programme d'achat de 150 MW d'électricité produite à partir de centrales de cogénération à base de biomasse forestière résiduelle a été instauré par le Distributeur suite aux décrets 1085-2011 et 1086-2011. Le décret 1086-2011 a été modifié à deux reprises, d'abord pour porter la quantité visée par le Programme à 300 MW (décret 530-2012) puis pour prolonger la durée du programme jusqu'à la fin de 2014 (décret 1219-2013).

À la pièce HQD-1, document 2.3, annexe 3C, pages 25 et 26, le Distributeur indique la contribution des contrats en énergie et en puissance résultants du PAE 2011-01. Parmi ces contrats figure celui signé avec Énergie Quévillon, pour 0,2 TWh à partir de 2015 et 34 MW à partir de l'hiver 2014-2015. Dans les semaines qui ont suivi le dépôt de la présente preuve du Distributeur, Énergie Quévillon a toutefois annoncé qu'elle mettait fin à son entente avec le Distributeur⁴².

En date du 25 mars 2014⁴³, 198,9 MW de capacité de production à partir de biomasse étaient sous contrat avec le Distributeur, soit 66 % du volume disponible de 300 MW. Compte tenu des résultats mitigés des appels d'offres A/O 2003-01 et A/O 2009-01 par rapport aux volumes demandés, force est d'admettre que l'atteinte des 300 MW demeure hypothétique.

Le Tableau 8 résume les contributions en énergie et puissance des contrats existants d'approvisionnement à partir de biomasse.

Tableau 8
Contribution en énergie des contrats biomasse

	Objectif MW	Réalisé MW	% de réalisation	Énergie (1) TWh
A/O 2003-01	100	16	0,16	0,1
A/O 2009-01	125	53	0,42	0,4
PAE-2011-01				0,9 en 2014
au 24 mars 2014	300	199	0,66	1,4 en 2023
				1,4 en 2014
Total				2,0 en 2023

1 : sur la base des 11 contrats disponibles sur le site Web du Distributeur
<http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/pae-201101/index.html>

Comme l'indique le Tableau 8, entre 2014 et 2023, la contribution totale en énergie des contrats biomasse déjà signés passera de 1,4 à 2,0 TWh. Le tableau suivant apporte plus de détails sur la progression de cette contribution.

⁴⁰ R-3731-2010, HQD-2, document 1, pages 6 et 7.

⁴¹ HQD-2, document 2.3, annexe 3C, page 25.

⁴² <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201311/19/01-4712145-lebel-sur-quevillon-projet-de-300-millions-compromis.php> (consulté le 30 avril 2014)

⁴³ <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbecois/pae-201101/index.html> (consulté le 29 avril 2014).

Tableau 9
Contribution des contrats existants biomasse (2013-2023)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Biomasse corrigé	1,4	1,6	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0

Le Tableau 10⁴⁴ reprend le bilan en énergie du Distributeur. On constate que les approvisionnements d'énergie produite à partir de biomasse passent de 1,6 à 2,8 TWh de 2014 à 2023.

Tableau 10
Bilan en énergie (biomasse)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
– Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
– Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
• TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
• Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
• Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8						
• Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
• Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
• Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

L'écart entre les prévisions du Distributeur (Biomasse du Tableau 10) et les contrats signés (Biomasse corrigé du Tableau 9) passe de 0,2 TWh en 2014 à 0,8 TWh en 2023. UC convient qu'il reste encore quelques mois aux fournisseurs potentiels pour s'entendre avec le Distributeur et qu'un décret pourrait à nouveau prolonger le programme d'achat d'énergie produite à partir de biomasse. En revanche, compte tenu de l'insuccès relatif des appels d'offres A/O 2003-01 et A/O 2009-01, UC soumet à la Régie que les contrats à venir dans le cadre du programme d'achat PAE-2011-01 pourraient impliquer des quantités d'énergie très marginales et que, conséquemment, la contribution des approvisionnements d'énergie produite à partir de biomasse qui apparaît au bilan du Distributeur tel que produit au tableau 3 devrait être diminuée de façon importante.

UC soumet que la non-réalisation des objectifs d'achat d'énergie produite à partir de biomasse est probable et recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il inclut dans sa planification de l'équilibre offre-demande et surtout sa gestion des surplus en énergie les implications d'un tel scénario.

⁴⁴ HQD-1, document 1, page 27.

3.3 L'énergie éolienne : risques réglementaires

3.3.1 L'ENTENTE D'INTEGRATION EOLIENNE

En juin 2013, dans le cadre de la demande R-3848-2013, le Distributeur a déposé à la Régie une demande d'approbation des caractéristiques du service d'intégration éolienne et de la grille d'analyse en vue de l'acquisition de ce service. La Régie n'a pas encore rendu de décision sur ce dossier.

UC rappelle que le service d'intégration éolienne recherché par le Distributeur suppose entre autres que le fournisseur retourne, en tout temps, une quantité d'électricité correspondant à 35 % de la quantité contractuelle⁴⁵. UC a soumis, dans le cadre de cette demande, que le service recherché par le Distributeur coûtait cher, et ce, particulièrement dans le contexte où le Distributeur devait renoncer, en raison de surplus chroniques, à une partie du bloc d'énergie patrimoniale.

Comme on l'a vu précédemment, l'application de ce niveau de retours d'énergie dans l'entente actuelle a été une des causes de certaines situations désavantageuses pour le Distributeur en 2011 et 2012. En effet, en ces années, le Distributeur avait été contraint d'acheter de l'énergie chez le Producteur — fournisseur de service d'intégration éolienne — alors qu'il se trouve en situation de surplus énergétique.⁴⁶

Parmi les recommandations d'UC, figurait la suivante :

UC recommande donc que la Régie limite la garantie en puissance dans les contrats de service d'équilibrage à un niveau équivalant à la contribution propre en puissance évaluée par le Distributeur à 30 % de la puissance installée des éoliennes, sous réserve que cette dernière valeur soit encore appropriée dans le contexte énergétique actuel du Distributeur.⁴⁷

La contribution de la filière éolienne au bilan en énergie du Distributeur telle qu'elle apparaît au Tableau 11 prend comme hypothèse la contribution associée à l'entente d'intégration éolienne, soit l'équivalent de 35 % de la puissance installée des éoliennes.⁴⁸

⁴⁵ R-3848-2013, HQD-1, document 1, page 7.

⁴⁶ R-3848-2013, C-UC-0009, page 22.

⁴⁷ Ibid., page 31.

⁴⁸ HQD-1, document 1, page 21, note au bas de tableau 4-1.

Tableau 11
Bilan en énergie (éolien)

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan	183,6	182,6	184,8	185,4	187,0	191,2	193,5	194,1	195,3	196,6
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Approvisionnements non patrimoniaux	12,2	13,8	15,7	16,3	17,6	19,5	20,3	21,2	21,7	22,3
* TransCanada Energy	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
* HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
* Autres contrats de long terme	8,7	10,6	12,3	12,8	13,9	14,5	14,6	15,1	15,1	15,1
* Biomasse	1,6	1,9	2,4	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
* Éolien	6,8	8,4	9,6	9,7	10,8	11,5	11,5	12,1	12,1	12,1
* Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
* Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus)	(7,4)	(10,1)	(9,7)	(9,7)	(9,5)	(7,1)	(5,7)	(5,9)	(5,3)	(4,6)

Comme le dossier R-3848-2013 est encore à l'étude, la probabilité existe que la Régie révise à la baisse les retours d'énergie associés à la quantité contractuelle. À titre illustratif le Tableau 12 présente la contribution de la filière éolienne en fonction d'une entente d'intégration éolienne avec un retour d'énergie correspondant à 30 % de la quantité contractuelle⁴⁹. On constate, dès 2014, un écart de 1 TWh entre la valeur qui figure au Tableau 11 (6,8 TWh) et la valeur corrigée (5,8 TWh). Sur l'horizon complet du plan, la contribution de la filière éolienne serait de 14,6 TWh inférieure⁵⁰.

Tableau 12
Contribution de la filière éolienne au bilan en énergie
sous hypothèse d'un retour d'énergie à 30 %

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Éolien corrigé	5,8	7,2	8,3	8,3	9,3	9,9	9,9	10,4	10,4	10,4

UC soumet que la décision attendue de la Régie à l'égard des caractéristiques de l'entente d'intégration éolienne pourrait avoir comme conséquence de réduire la contribution de l'énergie éolienne au bilan du Distributeur et recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il inclut un tel scénario dans sa planification de l'équilibre offre-demande et surtout sa gestion des surplus en énergie.

3.3.2 L'APPEL D'OFFRES A/O 2013-01

Plus encore que les impacts possibles sur le bilan en énergie d'une décision de la Régie qui réviserait à la baisse les retours d'énergie associés à la quantité contractuelle des contrats d'approvisionnement d'énergie éolienne, le risque existe que l'achat de 450 MW d'énergie éolienne (A/O 2013-01) imposé par le gouvernement par les décrets 1149-2013 et 1150-2013 ne se réalise pas étant donné la requête en irrecevabilité déposée par l'AQCIE dans le cadre du dossier R-3866-2013.⁵¹

⁴⁹ Soit 30 % / 35 % ou 86 % des contributions annuelles inscrites au tableau 6.

⁵⁰ Soit 14 % des 104,6 TWh que le Distributeur prévoit recevoir de la filière éolienne entre 2014 et 2023.

⁵¹ R-3866-2013, C-AQCIE-0005.

Le calendrier de livraison en vertu de cet appel d'offres est fixé ainsi par le décret 1149-2013 :

- 100 mégawatts au plus tard le 1^{er} décembre 2016
- 350 mégawatts au plus tard le 1^{er} décembre 2017.

Étant donné que la contribution de la filière éolienne au bilan en énergie du Distributeur prend comme hypothèse la contribution associée à l'entente d'intégration éolienne, soit l'équivalent de 35 % de la puissance installée des éoliennes, 1,4 TWh⁵² d'énergie éolienne pourrait disparaître du bilan en énergie du Distributeur à partir de 2018⁵³ (Tableau 11) ou 1,2 TWh si une contribution de 30 % de la puissance installée des éoliennes est prise comme hypothèse.

Si la décision qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3866-2013 avait pour conséquence de mettre fin à l'appel d'offres A/O 2013-01, UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur dès la prochaine demande tarifaire, une mise à jour de sa gestion des surplus.

4 Les bilans après aléas et risques règlementaires

Le Tableau 13 présente un bilan en énergie conçu à partir du bilan présenté par le Distributeur⁵⁴ et ajusté en fonction des aléas de la demande (taux de change) et de l'offre identifiés par UC tout en limitant la contribution des programmes d'économie d'énergie à 50 % des objectifs du Distributeur à partir de 2015.

Tableau 13
Bilan en énergie après corrections

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Besoins visés par le Plan avec la moitié des ÉÉ à partir de 2015 et 100 GWh de plus par année	183,7	183,4	186,0	186,9	188,8	193,4	196,1	197,2	198,9	200,7
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
- Volume non patrimoniaux (corrigé)	11,0	12,5	13,6	13,9	14,1	15,9	16,7	17,5	18,1	18,7
• TCE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
• HQP - Base et cyclable	3,2	3,2	3,2	3,3	3,3	4,3	4,6	4,6	4,6	4,8
•Autres contrats de long terme										
Biomasse corrigé	1,4	1,6	1,8	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Éolien corrigé (intégration à 30 % sans A/O 2013-01)	5,8	7,2	8,2	8,0	8,1	8,7	8,7	9,2	9,2	9,2
Petite hydraulique	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
•Achats de court terme	0,2	0,1	0,1	0,3	0,4	0,6	1,1	1,4	2,0	2,4
= Approvisionnements additionnels requis (surplus) corrigé	(6,2)	(8,0)	(6,6)	(5,9)	(4,2)	(1,4)	0,5	0,8	1,9	3,1

⁵² Soit 450 MW * 35 % * 8 760 h.

⁵³ Avant 2018, les quantités livrées seraient marginales.

⁵⁴ HQD-1, document 1, page 27.

Les surplus prévus par le Distributeur sur l'entièreté de l'horizon de son Plan laissent place, après corrections, à des approvisionnements additionnels requis dès 2020⁵⁵, ce qui laisse de la place pour différer les livraisons des contrats avec en base et cyclable avec le Producteur.

Le Tableau 14 présente le bilan en puissance correspondant au tableau précédent. Le bilan corrigé d'UC indique quelque 2 100 MW de puissance additionnelle requise après contribution des marchés de court terme à l'hiver 2022-2023, alors que le Distributeur en prévoit 1 200 MW. L'écart s'explique par une augmentation des besoins visés par le Plan et de la réserve requise pour un total de 500 MW et une diminution globale de 430 MW de la production d'énergie éolienne et biomasse.

Tableau 14
Bilan en puissance après corrections

	2013/2014	2014/2015	2015/2016	2016/2017	2017/2018	2018/2019	2019/2020	2020/2021	2021/2022	2022/2023
Besoins visés par le Plan avec 50% des ÉÉ à partir de 2015 et la puissance associée à 100 GWh de plus par année	37 388	37 282	37 681	38 078	38 506	39 240	39 656	40 045	40 415	40 784
100 GWh avec 80 % de FU	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
+Réserve requise	3 563	3 648	3 930	4 139	4 185	4 265	4 401	4 443	4 483	4 523
- Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
- Approvisionnements post patrimoniaux (corrigé)	2 747	3 004	3 119	3 303	3 365	3 884	4 084	4 192	4 242	4 242
•TCE	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
•HQP - Base et cyclable	600	600	600	600	600	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
•Autres contrats										
Biomasse (moins 100 MW)	181	265	265	276	276	276	276	276	276	276
Éolien (4000 MW) avec 30 % de contribution et sans A/O 2013-01	668	825	940	913	925	994	994	1 052	1 052	1 052
Petite hydraulique	48	64	64	64	64	64	64	64	64	64
•Gestion de la demande en puissance	1 000	1 000	1 000	1 200	1 250	1 300	1 500	1 550	1 600	1 600
Électricité interruptible	850	850	850	850	850	850	850	850	850	850
Contrat d'interruptible avec Alouette	150	150	150	300	300	300	450	450	450	450
Autre interventions en gestion de la demande	-	-	-	50	100	150	200	250	300	300
•Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise avant contribution des marchés de court terme	763	485	1 050	1 472	1 885	2 179	2 531	2 854	3 214	3 623
- Contribution des marchés de court terme	650	360	750	1 050	1 290	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500
= Puissance additionnelle requise	113	125	300	422	595	679	1 031	1 354	1 714	2 123

Le scénario d'UC n'est pas un scénario nécessairement optimal. Il s'agit plutôt d'un scénario réaliste qui intègre des aléas au niveau de l'offre. Pour parvenir à un équilibre, le Distributeur pourrait faire appel à des moyens qu'il a exclus de facto de son bilan et qui s'avèrent moins coûteux que les moyens qu'il privilégie.

5 Les approvisionnements en RI : moyens exclus

5.1 La contribution de la centrale TCE

Le 20 juin 2003, au terme de l'appel d'offres A/O-2002-01, le Distributeur a conclu un contrat d'approvisionnement avec TransCanada Energy Ltd (TCE). D'une durée de 20 ans, ce contrat porte sur l'approvisionnement en base de 507 MW d'électricité produite à partir d'une centrale de cogénération au gaz naturel.

Le contrat vient à échéance en septembre 2026. Toutefois, les livraisons de la centrale sont, conformément aux demandes successives du Distributeur et approbations de la Régie, suspendues depuis 2008. Dans la demande R-3875-2014 sur laquelle la Régie ne s'est pas

⁵⁵ UC convient qu'il s'agit d'un exercice théorique où sont entre autres maintenus des achats de court terme prévus par le Distributeur.

encore prononcée, le Distributeur demande l'approbation d'amendements à l'Entente de suspension en cours. Selon le Distributeur, suspendre les livraisons demeure le seul scénario envisageable, voir réaliste pour le Distributeur, à plus forte raison lorsqu'il s'agit de mettre en marché plus de 4 TWh par année sur une plus longue période.

Le 20 décembre 2013, le Distributeur et TCE ont signé une entente apportant certains amendements à l'Entente de suspension de 2009 avec entre autres la suspension des livraisons jusqu'au 31 décembre 2017. Par la suite, la période de suspension peut être prolongée année après année sous réserve d'un préavis de trois ans.

UC indiquait dans ses observations à la Régie que d'ici décembre 2017, la situation d'équilibre énergétique du Distributeur n'était pas un enjeu pour les prochaines années⁵⁶. En revanche, sur l'horizon du Plan, il pourrait être envisagé d'avoir recours aux livraisons de la centrale, quitte à revendre sur les marchés les volumes non utilisés.

UC souligne que les coûts d'acquisition de l'énergie de la centrale de TCE sont liés au prix du gaz naturel. Comme le démontrent les données Tableau 15 présentées lors des demandes annuelles de suspension des activités de la centrale, le coût variable d'acquisition de la production de TCE n'a cessé de diminuer depuis 2009, passant d'une prévision de 8,88 ¢/kWh à 4,19 ¢/kWh pour 2014. Même si le Distributeur fait, année après année dans un contexte de surplus récurrents, la démonstration que le scénario de suspension est plus avantageux que le scénario de revente et comme le Tableau 13 le démontre, un portefeuille d'approvisionnement différent de celui proposé par le Distributeur ou encore la prise en compte de risques commerciaux ou règlementaires pourrait favoriser, à moyen terme, la reprise des activités de la centrale TCE.

Tableau 15
Coût variable prévu d'acquisition de l'énergie produite
par la centrale de TCE (2009-2014)

	Coût de l'énergie de TCE	
	(M\$ courants)	¢/kWh
R-3673-2008, Requête d'HQD, page 5	364,0	8,88
R-3704-2009, HQD-1, document 1, page 15	307,0	7,49
R-3734-2010, HQD-1, document 1, page 11	239,1	5,83
R-3765-2011, HQD-1, document 1, page 10	210,3	5,13
R-3803-2012, HQD-1, document 1, page 10	179,0	4,37
R-3850-2013, HQD-1, document 1, page 9	171,9	4,19

UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il étudie et présente, lors du prochain suivi de son Plan d'approvisionnement, un scénario qui implique la reprise des livraisons de la centrale TCE au-delà de 2017.

5.2 Les Conventions d'énergie différée avec HQP

Le Distributeur dispose de Conventions pour différer les livraisons des contrats de 350 MW (contrat en base) et 250 MW (contrat cyclable) avec le Producteur. Les termes de ces Conventions permettraient au Distributeur de différer une partie de ses surplus d'énergie et de combler des besoins, en énergie et en puissance.

Le Distributeur planifie ne pas utiliser les Conventions sur l'horizon du Plan.

⁵⁶ R-3875-2014, C-UC_0003, page 3.

Par exemple, dans le scénario de demande de référence, si aucune quantité additionnelle n'était différée et aucun bloc d'énergie additionnel à ceux planifiés par le Distributeur n'était ajouté, le solde serait entièrement écoulé en 2024. Par contre, dans un scénario de demande faible, les besoins du Distributeur justifieraient le rappel de seulement 2,7 TWh d'ici la fin des conventions et un solde de 1,9 TWh ne pourrait alors être écoulé. [...]

*Par conséquent, et dans le contexte actuel de l'équilibre offre-demande, le Distributeur ne planifie plus avoir recours à l'option de différer de l'énergie du contrat de base d'ici la fin des conventions.*⁵⁷

UC soumet à la Régie que, dans l'hypothèse où la demande s'avérait plus élevée que prévu ou que les risques commerciaux et réglementaires diminuassent les volumes d'électricité post-patrimoniale, le recours aux Conventions pour différer l'énergie pourrait s'avérer rentable sur l'horizon du Plan⁵⁸.

Le Tableau 16 présente la prévision de l'utilisation du Distributeur des Conventions⁵⁹. Compte tenu des approvisionnements additionnels qui pourraient être requis dès 2020, il serait possible de différer de l'énergie, par exemple en 2015 et 2016, pour la rappeler à partir de 2020 et ramener le solde du compte d'énergie différée à 0 pour 2027.

Tableau 16
Utilisation des Conventions d'énergie différée et rappelée dans le scénario de demande de référence

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Total différé	-2,1	-4,2	-0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Total rappelé	0,0	0,0	0,0	1,1	0,7	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	0,9	0,9	0,9	1,0	0,4	0,0	0,0	0,0
Solde	-2,1	-8,3	-7,0	-5,9	-5,2	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-4,7	-3,9	-3,1	-2,2	-1,3	-0,4	0,0	0,0	0,0	0,0

Ainsi, attendus

- les forts aléas négatifs de l'offre (risques commerciaux dans la filière de biomasse, risques réglementaires sur les retours d'énergie éolienne, et les risques réglementaires sur l'opérabilité du décret sur l'appel d'offres de 450 MW d'énergie éolienne)
- l'absence de justifications économiques sur les objectifs d'économie d'énergie et la recommandation d'UC de les réduire aux fins de la prévision de la demande et
- les forts aléas positifs de la demande, notamment sur la valeur de long terme du taux de change et sur les ventes aux alumineries;

UC recommande à la Régie de retenir comme stratégie prioritaire de gestion des surplus d'énergie, l'utilisation des Conventions et l'option de différer de l'énergie, et ce, pour la durée du Plan. De façon complémentaire, UC recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une analyse économique visant l'utilisation optimale des Conventions d'énergie différée pour sa clientèle, et en présente les résultats dans le cadre du prochain dossier tarifaire

⁵⁷ HQD-1, document 1, page 25.

⁵⁸ Voir à ce propos la preuve de l'expert Co Pham sur les avantages économiques de différer de l'énergie (R-3814-2012, C-UC-0013, section 14, pages 32 et suivantes).

⁵⁹ HQD-1, document 2.3, Annexe 5C, page 41.

6 Les approvisionnements en RI : enjeux et incertitudes

6.1 Le parc de biénergie résidentielle

À la pièce HQD-1, document 1, page 18, le Distributeur indique que la clientèle au tarif DT permet une diminution des besoins en puissance de 640 MW à la pointe. Dans le cadre de la demande d'approbation du Plan d'approvisionnement 2011-2020, l'effacement prévu en pointe par cette clientèle s'élevait à 870 MW⁶⁰ pour un nombre similaire de clients.

La Régie a questionné le Distributeur à propos de cette différence.⁶¹

Question de la Régie

8.2 Veuillez élaborer sur les écarts par rapport aux valeurs annoncées dans le précédent plan d'approvisionnement, notamment la baisse de 870 MW à 640 MW, soit de 230 MW, de l'effacement de la biénergie résidentielle pour 2013-2014 et 2014-2015 [références (i) et (ii)].

Réponse du Distributeur

L'écart constaté entre les références (i) et (ii) s'explique par un raffinement de l'estimation de l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle. Il est à noter que ce raffinement affecte autant les valeurs historiques que celles prévisionnelles. L'impact de l'effacement en puissance à la pointe est désormais établi sur la base d'une comparaison entre le profil de chauffage mesuré d'un échantillon de clients représentatifs au tarif DT et celui d'un échantillon de clients comparables au tarif D. Ainsi, il ne s'agit pas d'une réduction attribuable à l'évolution du parc biénergie résidentielle.

En plus d'augmenter les besoins en pointe de 230 MW, la diminution constatée de 26 % de l'effacement moyen des clients au tarif DT ne peut être sans conséquence sur la rentabilité du tarif et sur son calibrage.

Pourtant, en réponse à la question 2.1 du RNCREQ, le Distributeur indique que malgré la diminution de plus de 25 % de l'effacement en pointe, la biénergie résidentielle demeure rentable⁶²

Question 2.1 du RNCREQ

Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé une analyse de rentabilité pour déterminer si le tarif DT est toujours adéquat. Le cas échéant, veuillez déposer cette analyse.

Réponse du Distributeur

Dans son analyse de rentabilité de la biénergie résidentielle et du tarif DT présentée à la section 6.2 de la pièce HQD-12, document 2 (B-0054), du dossier R-3776-2011, le Distributeur a utilisé un effacement en puissance à la pointe de 6,7 kW basés sur l'ancienne méthode d'estimation.

La nouvelle méthode d'estimation de l'effacement, qui reflète la diversité des comportements et des tailles des systèmes biénergie de l'ensemble de la clientèle au tarif

⁶⁰ R-3748-2010, HQD-1, document 1, page 14.

⁶¹ HQD-3, document 1, pages 36 et 37.

⁶² HQD-3, document 10, page 5.

DT, évalue l'effacement moyen à la pointe à 5,8 kW pour le cas type. À ce niveau d'effacement, la biénergie résidentielle demeure toujours rentable.

Il faut souligner que, aux fins de l'analyse de rentabilité, l'utilisation de l'effacement observé dans le marché biénergie est une approche conservatrice puisqu'elle exclut les revenus supplémentaires provenant des clients qui ne s'effacent pas et qui paient une facture équivalente à celle au tarif D.

Le Distributeur considère ainsi que les résultats de la dernière analyse économique pour la biénergie et le tarif DT demeurent pertinents. (nos soulignés)

UC s'étonne des propos du Distributeur. A priori, une diminution aussi marquée du « service rendu » par un moyen de gestion ne peut être sans conséquence sur sa rentabilité. UC croit qu'à tout le moins, cette rentabilité doit être reconfirmée. À titre indicatif, le tableau suivant reprend les informations disponibles sur l'effacement en pointe des clients biénergie.

Tableau 17
Effacement des clients de la biénergie résidentielle (tarif DT)

Effacement prévu MW (a)	Nbre de clients (b)	Effacement en pointe kW	
		Moyen (c= a/b)	Cas type
870 (1)	125 183 (3)	6,9	
			6,7 (4)
640 (2)		5,1	5,8 (4)

1 : R-3748-2010, HQD-1, document 1, page 14

2 : HQD-1, document 1, page 18

3 : R-3854-2013, HQD-13, document 2, page 46

4 : HQD-3, document 10, Réponse à la demande de renseignement 2.1, page 5.

Jusqu'au dépôt du présent dossier, l'effacement moyen d'un client biénergie était de 6,9 kW alors que l'effacement du cas type utilisé était de 6,7 kW, effacements somme toute assez similaires bien que le cas type était légèrement inférieur à l'effacement moyen, ce qui s'explique probablement par la présence d'immeubles multi locatifs parmi la clientèle. Or, selon les données disponibles, l'effacement moyen des clients biénergie est désormais de 5,1 kW alors que l'effacement du cas type serait désormais selon le Distributeur de 5,8 kW, ce qui est plus surprenant et soulève des questions sur la rentabilité du tarif DT tant pour l'ensemble de la clientèle que pour le client participant.

Le Tableau 18 est tiré d'une présentation sur la biénergie résidentielle réalisée par le Distributeur⁶³. Selon les données de ce tableau, la consommation pour le chauffage en pointe du cas type selon la normale Ouranos est de 2 611 kWh, ce qui signifie qu'en passant en mode combustible pendant les heures de pointe, le cas type biénergie consomme 2 611 kWh de moins en pointe.

⁶³ Séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, Suivi de la décision D-2011-028, 25 mai 2011, page 9.

Tableau 18
Données de calibrage du tarif DT

Usages	Cas type selon la normale 1963-1991			Cas type selon la normale Ouranos 2011		
	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)	kWh annuels	dont kWh pointe	% en pointe (avant effacement)
Chauffage des locaux	14 035	3 163	23%	12 688	2 611	21%
Usages de base et chauffage de l'eau	12 449	1 211	10%	12 449	944	8%
Total	26 484	4 374	17%	25 137	3 555	14%

Bien que la présentation dont est tirée le Tableau 18 n'indique pas la puissance effacée en pointe par un client au tarif DT, UC suppose que l'hypothèse alors en vigueur était de 6,7 kW, tel qu'indiqué au Tableau 17. Le Tableau 19 illustre comment la diminution de l'effacement de la charge d'un client biénergie en pointe affecte la neutralité du tarif.

Tableau 19
Impact sur la facture d'électricité d'un effacement moindre en pointe du cas type biénergie

	Effacement en kW	kWh de chauffage effacés en pointe (1)	kWh additionnels facturés en haut prix par rapport au cas type du calibrage	Augmentation de la facture du cas type (2)
Cas type du Distributeur qui a servi au calibrage du tarif DT	6,7	2 611		
Nouvel effacement selon le Distributeur	5,8	2 260	351	67
Effacement moyen	5,1	1 987	624	119

1 : Avec hypothèse que le FU du chauffage et le nombre d'heures de pointe sont constants dans les 3 cas.
2 : Avec 4,56 ¢/kWh en bas prix et 23,69 ¢/kWh en haut prix (tarif DT au 1er avril 2014), chaque kWh non effacé augmente la facture de 19,13 ¢/kWh.

UC convient que la contrepartie d'un nombre plus important de kWh en pointe est de consommer moins de mazout pour le chauffage. Toutefois, les impacts sur la facture présentés au Tableau 19 laissent présager qu'après effacement en pointe et facture de mazout, les clients biénergie pourraient ne pas y trouver leur compte⁶⁴ UC s'inquiète à propos de cette possibilité⁶⁵.

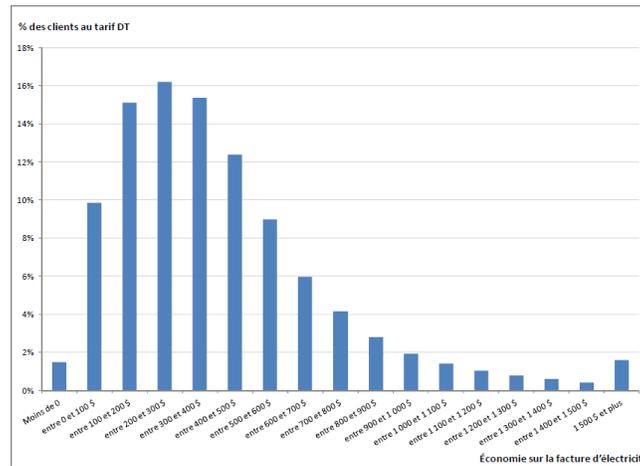
Déjà, comme l'indique la Figure 5 fournie par le Distributeur en réponse à une question d'UC⁶⁶, il est alarmant que des clients au tarif DT perdent de l'argent ou gagnent peu par rapport au tarif D.

⁶⁴ Clients sans usages d'été.

⁶⁵ À moins que les données de consommation du cas type ne soient bouleversées avec comme objectif d'assurer la neutralité tarifaire sur la facture d'énergie du client au tarif DT actuel, par exemple en décidant qu'il y a désormais moins d'heures de haut prix ou qu'il y a plus de kWh pour les usages de base en bas prix ou moins de kWh pour les usages de base en haut prix. Les variations sont multiples.

⁶⁶ HQD-3, document 12, page 21.

Figure 5
Distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT – 2012



L'inquiétude d'UC est amplifiée par le fait que les factures d'électricité des clients biénergie ne leurs fournissent par d'information sur leurs pertes par rapport au tarif D alors qu'elles leur présentent leurs gains. Questionné à ce sujet par UC, le Distributeur indique prévoir faire totalement disparaître le calcul comparatif par rapport au tarif D.

Question d'UC

7.4 Les factures d'électricité des clients au tarif DT leur indiquent s'ils font un gain par rapport au tarif D (Le tarif DT vous fait économiser XX \$ par rapport au tarif D). Les factures des clients au tarif DT les informent-elles lorsqu'ils réalisent une perte par rapport au tarif D? Si oui, comment? Sinon, pourquoi?

Réponse du Distributeur:

Le Distributeur examine actuellement la pertinence de continuer de présenter cette information.

Comme la réponse à la question 7.3 permet de le constater, le tarif DT est globalement avantageux sur une base annuelle pour la presque totalité des clients qui y adhèrent. (notre note : la réponse à la question 7.3 apparaît à la Figure 5).

La réponse du Distributeur est stupéfiante : il envisage retirer l'information partielle fournie sur la facture plutôt que de la compléter afin que le client au tarif biénergie obtienne un portrait juste de la situation et puisse faire les meilleurs choix énergétiques! En effet, UC aurait plutôt souhaité que le Distributeur ajoute sur toutes les factures des clients biénergie, le cas échéant, leurs pertes par rapport au tarif D et produise même un bilan annuel⁶⁷.

Qu'il y ait eu peu de clients qui perdaient de l'argent en 2012 n'est probablement pas étranger au fait que l'année 2012 a été une année plus chaude que la normale⁶⁸, signifiant vraisemblablement moins de passages en haut prix. En outre, les données de la Figure 5 ne

⁶⁷ Pour assister leurs clients dans le choix d'une option tarifaire, plusieurs distributeurs d'électricité fournissent des outils sur leur page Web permettant des estimations de factures par rapport au tarif régulier. Voir par exemple, http://www.portlandgeneral.com/residential/your_account/billing/payment/time_of_use/calculator.aspx <https://www.pplelectric.com/my-account/start-tracking-start-saving/time-of-use-option/rate-calculator.aspx>

⁶⁸ Rapport annuel 2012 du Distributeur, HQD-4, document 3, page 10.

prennent pas en compte la facture de mazout qui s'ajoute à la facture d'électricité. C'est ainsi qu'en prenant comme hypothèses qu'un litre de mazout représente 8,09 kWh⁶⁹ et un prix du mazout léger de 1,17 ¢/litre⁷⁰, les factures mazout du cas type du Distributeur seraient les suivantes selon les trois scénarios d'effacement présentés au Tableau 19.

Tableau 20
Facture de mazout du cas type biénergie

	Effacement en kW	kWh de chauffage effacés en pointe (1)	Facture mazout avant taxes \$
Cas type du Distributeur qui a servi au calibrage du tarif DT	6,7	2 611	378
Nouvel effacement selon le Distributeur	5,8	2 260	327
Effacement moyen	5,1	1 987	287

Conséquemment, l'économie avant effacement devrait être de l'ordre de 300 \$ pour que les clients biénergie ne soient pas perdants. La Figure 5 nous indique que près de 40 % des clients n'obtiennent pas cette économie.

En résumé, la diminution de l'effacement moyen en pointe des clients biénergie soulève de nombreuses questions sur la rentabilité du tarif. Le Tableau 21 est extrait d'une réponse du Distributeur à une question du RNCREQ lors de l'étude du dossier R-3776-2011⁷¹. UC a indiqué les nombreux impacts sur l'analyse de rentabilité du tarif DT, du point de vue des clients et du Distributeur, de la révision de l'effacement en pointe du cas type.

⁶⁹ R-3776-2011, HQD-14, document 8, page 5.

⁷⁰ <http://www.regie-energie.qc.ca/energie/archives/mazout/mazout2014.pdf>, page 5, ligne 6, moyenne cumulative.

⁷¹ Ibid., page 2.

Tableau 21
Analyse de rentabilité de la biénergie résidentielle

R-3776-2011, HQD-14, document 8, page 2 Réponse à la question 26.1 (extrait)		Impacts sur la rentabilité de la biénergie de la diminution de 25 % de l'effacement en pointe
Système bi-énergie AIR CHAUD		
Du point de vue du client VAN 2012-2031		
FACTURE ÉNERGÉTIQUE (en \$)		
Clients fonctionnant à la bi-énergie		
Facture de mazout pour un client (taxes incluses)	5 220	En baisse puisque moins d'effacement
Facture d'électricité pour un client (taxes incluses)	22 872	En hausse puisque plus de kWh en haut prix
Facture d'énergie (taxes incluses)	28 092	À déterminer
Clients fonctionnant au TAE		
Facture de mazout pour un client (taxes incluses)	0	
Facture d'électricité pour un client (taxes incluses)	33 027	
Différentiel de facture d'énergie bi-énergie p/r au TAE	-4 935	À déterminer
ENTRETIEN (en \$)		
Frais d'entretien pour un système bi-énergie	4 253	
Frais d'entretien pour un système TAE	2 462	
Différentiel de frais d'entretien bi-énergie p/r au TAE	1 791	
Économie DT nette des frais d'entretien (taxes incluses)	3 144	
Du point de vue du Distributeur		
Coûts évités par le Distributeur (en \$)		
<i>coût de l'énergie \$</i>	2 887	En baisse puisque plus de kWh en pointe
<i>coût de la puissance \$</i>	3 177	En baisse puisque moins d'effacement
<i>coût de transport \$</i>	4 204	En baisse puisque moins d'effacement
<i>coût de la distribution \$</i>	1 522	En baisse puisque moins d'effacement
<i>coût en émission de gaz à effet de serre \$</i>	-154	Moins de crédit puisque plus chauffage mazout
Coûts évités si un client reste à la bi-énergie (en \$)	11 636	
Perte de revenus si un client reste à la bi-énergie (en \$)	8 832	En baisse puisque plus de kWh à haut prix
Rentabilité pour le Distributeur	2 804	À déterminer

UC convient que le calibrage du tarif DT n'est pas un enjeu du Plan d'approvisionnement. Toutefois, la plus que nécessaire mise à jour du calibrage du tarif D ainsi que l'analyse de rentabilité du parc biénergie pourraient avoir des conséquences commerciales importantes qui se refléteraient ultimement sur l'équilibre offre-demande..

UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur de déposer, dans le cadre de la prochaine demande tarifaire, une mise à jour du calibrage du tarif DT tenant compte des nouvelles hypothèses d'effacement en pointe ainsi qu'une mise à jour de son analyse de rentabilité. Considérant l'impact que pourrait avoir cette mise à jour du calibrage sur l'attrait commercial du tarif DT, UC recommande également à la Régie de demander au Distributeur d'envisager un scénario incluant un effritement significatif du parc biénergie résidentielle.

6.2 La puissance interruptible

Le Distributeur indique qu'il continuera également à miser sur l'électricité interruptible pour répondre aux besoins en puissance de sa clientèle. Il maintient l'hypothèse d'une contribution de 850 MW provenant de ce programme dans le bilan en puissance. À cette quantité s'ajoute un bloc interruptible lié au contrat particulier avec Aluminerie Alouette.⁷²

⁷² HQD-1, document 1, page 18.

Dans sa demande d'intervention, EBM souhaitait ⁷³

11. Selon EBM, il y a lieu d'évaluer la gestion des approvisionnements du Distributeur afin de déterminer si elle est optimale et au moindre coût et si d'autres stratégies ne devraient pas être privilégiées;

12. Dans ce contexte, EBM veut s'assurer du respect de l'article 74.1 de la Loi qui prévoit la procédure d'appel d'offres en vue de favoriser l'octroi de contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et des conditions demandées, tel que la Régie l'a réitéré dans le cadre de la décision procédurale du présent dossier (D-2013-183, par. 18);

13. Ainsi, la proposition du Distributeur préconisant de recourir à de l'électricité interruptible (HQD-1, document 1, p. 18 et 19) pour répondre à de nouveaux besoins en puissance doit être revue pour tenir compte de l'obligation de recourir à des appels d'offres en puissance; Dans sa décision

Dans sa décision D-2014-017, la Régie exclut l'enjeu soulevé par EBM.

[38] La Régie n'entend pas traiter de l'enjeu soulevé par EBM. L'article 74.1 de la Loi prévoit des appels d'offres applicables « à toutes les sources d'approvisionnement de même qu'à des projets d'efficacité énergétique ». Bien que l'électricité interruptible soit un moyen de gestion de la demande en puissance, la Régie est d'avis qu'elle ne constitue pas un « projet » d'efficacité énergétique au sens de la Loi. Elle constitue, au même titre que le tarif bi-énergie, une option tarifaire permettant la gestion de la pointe d'hiver.

L'intervenant a porté la décision de la Régie en appel. (R-3878-2014) et une décision est attendue dans le dossier. Or, nonobstant la décision qui sera rendue, UC souligne qu'elle a déjà porté à l'attention de la Régie les coûts importants de ce moyen de gestion et précisé qu'il serait peut-être temps de procéder à une révision du tarif compte tenu des conditions de marché⁷⁴.

« Or, comme l'indique le Distributeur, depuis l'adoption de la structure tarifaire actuelle de l'électricité interruptible en 2009⁷⁵, ce programme a toujours été appelé moins que 45 heures; ainsi le prix moyen observé de l'électricité interruptible est plus élevé que le prix applicable des 300 heures de plus grandes valeurs horaires de l'électricité mobilisée au titre de l'électricité patrimoniale de la présente entente.

En effet, selon les estimations d'UC réalisées sur la base des informations fournies dans le Rapport annuel 2012 du Distributeur relatives à l'option d'électricité interruptible et dont l'essentiel apparaît à l'annexe 4, le coût moyen des kWh interrompus au cours des hivers 2011-2012 et 2012-2013 a été respectivement de l'ordre de 2,30 \$/kWh⁷⁶ et 42 ¢/kWh.⁷⁷ (les notes de bas de page font partie du document d'origine)

⁷³ C-EBM-002, page 2.

⁷⁴ R-3861-C-UC-002, page 8.

⁷⁵ Crédit de 8,5 \$/kW de puissance interruptible effective plus 12,00 ¢/kWh de puissance interruptible effective.

⁷⁶ 230 ¢/kWh.

⁷⁷ UC souligne que les prix de cette option n'ont pas été revus depuis 2009. Compte tenu de l'apparition d'énormes surplus dans le bilan offre-demande du Distributeur depuis 2009 ainsi que de l'effondrement des prix de l'énergie sur les marchés, une mise à jour des paramètres de l'option d'électricité interruptible serait peut-être judicieuse pour en réduire les coûts au bénéfice de l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

C'est pourquoi, afin d'obtenir des approvisionnements au meilleur coût possible, **UC recommande à la Régie d'exiger du Distributeur une révision des paramètres de l'option d'électricité interruptible dans le cadre de la prochaine demande tarifaire.**

7 Conclusion et recommandations

Le Plan d'approvisionnement 2014-2023 soumis par le Distributeur permet de satisfaire aux besoins de la clientèle tout en respectant les critères de fiabilité d'usage.

En revanche, le Distributeur n'a, en aucun cas, fait la démonstration que le portefeuille de moyens qu'il propose soit celui qui coûte le moins cher.

Les ménages québécois ont de plus en plus de difficultés à payer leurs factures d'électricité alors que le gouvernement annonce qu'ils devront encore plus se serrer la ceinture. La dernière hausse tarifaire, essentiellement due aux approvisionnements éoliens justement imposés par le gouvernement par décrets, demande aux ménages à faibles revenus et à revenus modestes de financer des approvisionnements coûteux.

Non seulement les approvisionnements éoliens coûtent cher, ils obligent de plus le Distributeur à renoncer à l'énergie peu chère du bloc patrimonial. S'ajoute à cela le coût important des programmes d'économie d'énergie justifiés par des coûts évités surévalués voire irréalistes. Sur tous les fronts, les ménages québécois sont financièrement perdants.

Dans ce contexte, tout doit être fait aujourd'hui, maintenant pour approvisionner la clientèle au meilleur coût afin que les ménages à faibles revenus et à revenus modestes bénéficient des tarifs d'électricité les plus bas possible.

UC recommande donc à la Régie

- **de retenir 90 ¢ US comme valeur du taux de change aux fins de l'estimation des besoins en électricité du Distributeur pour la durée du plan.**
- **d'augmenter les besoins prévus du Distributeur de 100 GWh pour chacune des années du plan (2014 à 2013).**
- **de ne constater aux bilans en énergie et en puissance que 50 % des économies d'énergie prévues par le Distributeur à partir de 2015.**
- **De plus, UC recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur, qu'il dépose les bases économiques de ses objectifs pluriannuels d'économie d'énergie dans une prochaine cause tarifaire.**
- **de réévaluer, dans le cadre de la prochaine cause tarifaire du Distributeur, les coûts évités utilisés pour évaluer la rentabilité des programmes d'économie d'énergie. Cette nouvelle évaluation devrait à tout le moins prendre en considération les recommandations de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec.**

- que soit inclus dans cette évaluation le coût d'opportunité associé aux Conventions d'énergie différée.
- d'exiger du Distributeur d'inclure dans sa planification de l'équilibre offre-demande et surtout sa gestion des surplus en énergie les implications d'un scénario de non-réalisation des objectifs d'achat d'énergie produite à partir de biomasse.
- d'exiger du Distributeur d'inclure dans sa planification de l'équilibre offre-demande et surtout sa gestion des surplus en énergie les implications d'un scénario dans lequel la contribution de l'énergie éolienne au bilan du Distributeur serait réduite.
- d'exiger du Distributeur dès la prochaine demande tarifaire, une mise à jour de sa gestion des surplus si la décision qui sera rendue dans le cadre du dossier R-3866-2013 avait pour conséquence de mettre fin à l'appel d'offres A/O 2013-01.
- d'exiger du Distributeur qu'il étudie et présente, lors du prochain suivi de son Plan d'approvisionnement, un scénario qui implique la reprise des livraisons de la centrale TCE.
- de retenir comme stratégie prioritaire de gestion des surplus d'énergie, l'utilisation des Conventions et l'option de différer de l'énergie, et ce, pour la durée du Plan. De façon complémentaire, UC recommande à la Régie d'exiger que le Distributeur dépose une analyse économique visant l'utilisation optimale des Conventions d'énergie différée pour sa clientèle, et en présente les résultats dans le cadre du prochain dossier tarifaire.
- d'exiger du Distributeur de déposer, dans le cadre de la prochaine demande tarifaire, une mise à jour du calibrage du tarif DT tenant compte des nouvelles hypothèses d'effacement en pointe ainsi qu'une mise à jour de son analyse de rentabilité. Considérant l'impact que pourrait avoir cette mise à jour du calibrage sur l'attrait commercial du tarif DT, UC recommande également à la Régie de demander au Distributeur d'envisager un scénario incluant un effrètement significatif du parc biénergie.