

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DE UC**

RÉSEAU INTÉGRÉ

**1 SURPLUS ANTICIPÉS SUR LA PÉRIODE 2014-2023 :
FAITS NOUVEAUX**

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 6
- (ii) Décret 1219-2013 adopté le 20 novembre 2013
- (iii) FerroAtlántica choisit le Québec pour l'implantation d'une nouvelle usine de silicium métal : 300 emplois de qualité créés
<http://www.premier.gouv.qc.ca/actualites/communiques/details.asp?idCommunique=2360>
- (iv) <http://www.hydroquebec.com/distribution/fr/marchequbécois/pae-201101/index.html> (Tableau sommaire des contrats signés au 21 octobre 2013)
- (v) HQD-1, document 1, page 21, Tableau 4-1

Préambule

- (i) La conjugaison de la diminution des besoins et de l'augmentation de l'offre se traduit par des surplus énergétiques plus importants que ceux prévus il y a trois ans. Ils s'élèvent dorénavant à 75,0 TWh pour la période 2014-2023, même après le déploiement des moyens de gestion, comme il appert de la figure 1-2.
 - (ii) Le gouvernement prolonge la durée du programme d'achat d'électricité produite par cogénération à partir de biomasse forestière résiduelle.
 - (iii) Extrait du communiqué
« L'obsession de mon gouvernement depuis son élection est de créer des emplois dans toutes les régions du Québec. La Politique économique Priorité emploi que j'ai lancée l'automne dernier proposait d'utiliser les importants surplus d'électricité dont nous disposons pour stimuler l'investissement et l'emploi. La venue au Québec du projet de FerroAtlántica est une répercussion concrète de cette politique. Nos surplus importants et la possibilité de proposer une tarification avantageuse ont été des facteurs déterminants », a déclaré la première ministre. (nos soulignés)
- 1.1 Veuillez mettre à jour l'estimation des surplus qui tient compte des impacts du décret 1219-2013 et de la demande additionnelle d'électricité associée à l'implantation de l'usine FerroAtlántica.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

1.2 Veuillez indiquer quels seront les besoins en puissance associés à la demande de l'usine FerroAtlántica.

Réponse :

Le Distributeur n'effectue pas sa prévision de la demande du secteur Industriel Grandes entreprises par clients. La croissance des ventes à ce secteur dépend de l'évolution des variables économiques déterminantes.

1.3 Pour le programme « PAE 2011-01- Biomasse III », le Tableau sommaire des contrats signés mentionné en référence (iv) indique que les quantités sous contrats sont de 184,2 MW, alors que le Tableau 4-1 mentionné en référence (v) indique que ces quantités sont de 205 MW. Veuillez concilier les données des références (iv) et (v). S'il y a lieu, veuillez tenir compte de cette conciliation pour votre réponse à la question 1.1.

Réponse :

L'écart observé provient de la résiliation du contrat avec Fortress Global Cellulose à Lebel-sur-Quévillon (-34 MW) et de la signature des contrats avec Kruger Énergie Bromptonville S.E.C à Bromptonville (+3,8 MW) et avec 9139-3991 Québec à Valleyfield (+9,8 MW).

2 SURPLUS ANTICIPÉS À COURT TERME : VALEUR DU DOLLAR CANADIEN

Références

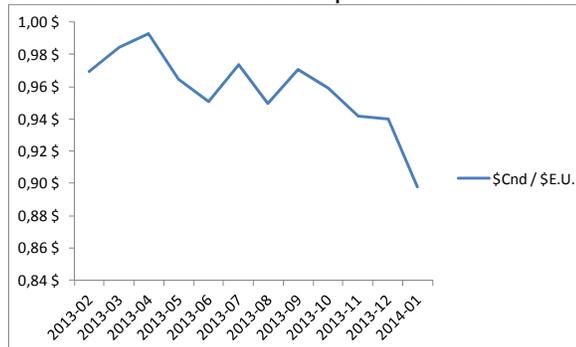
- (i) HQD-1, document 2.2, annexe 2A, page 10
- (ii) Valeur du dollar canadien en dollar É.U. Taux de fermeture mensuels, Douze derniers mois.
<http://www.banqueducanada.ca/taux/taux-de-change/taux-de-cloture-e-u-can-des-annees-anterieures/>
- (iii) Desjardins Études économiques. Prévision des devises. 14 janvier 2014.
<http://www.desjardins.com/a-propos/etudes-economiques/previsions/previsions-devises/index.jsp>
- (iv) HQD-3, document 1, pages 4 et 5.
- (v) Banque Scotia, Prévisions mondiales actualisées, 30 janvier 2014.
http://www.gbm.scotiabank.com/English/bns_econ/fore_fr.pdf
- (vi) Banque Royale du Canada, Prévision des marchés financiers, février 2014,
http://www.rbc.com/economie/economic-reports/pdf/financial-markets/rates_f.pdf

Préambule

- (i) 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. Les deux éléments n'ont pas seulement permis aux biens importés d'être plus présents sur le marché interne, ils ont aussi contribué à la baisse de la position concurrentielle des biens canadiens.
- (ii) En raison de la part importante du contenu local, les principales industries touchées ont été celles produisant des biens non durables. Ce sont généralement des industries importantes en termes de ventes d'électricité, mais qui ont souvent une valeur ajoutée moins élevée, de sorte que la consommation industrielle d'énergie a pu diminuer plus rapidement que la valeur de leur production dans ces industries.

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

- (iii) Le graphique suivant illustre les données disponibles à la référence (iii)



- (iv) Peu d'éléments militent pour une réappréciation rapide du huard à court terme. Celui-ci pourrait même encore reculer si le sentiment négatif est maintenu à son endroit et si le marché continue de croire en la possibilité d'un assouplissement monétaire au Canada. Éventuellement, l'attention devrait toutefois être portée sur des aspects plus favorables. La hausse prévue de l'inflation en 2014 et l'amélioration de la situation économique en général devrait permettre de casser la tendance baissière du huard et de le ramener plus près de 0,94 \$ US. (nos soulignés)
- (v) Les nouveaux modèles économétriques mettent directement en relation les ventes historiques d'un secteur de consommation et les variables climatiques et économiques. Ils offrent l'avantage d'expliquer par la suite les écarts de prévision des ventes par les facteurs qui influencent l'évolution de ces dernières. Ces modèles permettent également de capter rapidement tout changement

Réponses à la demande de renseignements n°1 de UC

conjoncturel dans un contexte économique et climatique caractérisé par une présence accrue d'incertitude. (nos soulignés)

(vi) Prévion de la valeur du dollar canadien :

Marchés des capitaux	2013				2014				2015			
	T3	T4	T1p	T2p	T3p	T4p	T1p	T2p	T3p	T4p		
Amérique												
(à la fin de la période)												
Dollar canadien (USD/CAD)	1,03	1,06	1,13	1,15	1,12	1,11	1,10	1,10	1,10	1,10		
Dollar canadien (CAD/USD)	0,97	0,94	0,88	0,87	0,89	0,90	0,91	0,91	0,91	0,91		

(vii) Prévion de la valeur du dollar canadien (USD/CAD)

Prévisions de taux de change (Pourcentage, à la fin de période)

	Réel				Prévisions								Réel		Prévisions	
	T1/13	T2/13	T3/13	T4/13	T1/14	T2/14	T3/14	T4/14	T1/15	T2/15	T3/15	T4/15	2012	2013	2014	2015
Dollar australien	1,04	0,91	0,93	0,89	0,91	0,91	0,92	0,92	0,90	0,88	0,86	0,85	1,04	0,89	0,92	0,85
Dollar canadien	1,02	1,05	1,03	1,06	1,09	1,10	1,13	1,15	1,16	1,17	1,17	1,18	0,99	1,06	1,15	1,18

2.1 Lors du dépôt du Plan d’approvisionnement en novembre 2013, le Distributeur axait sa prévision sur une forte valeur du dollar canadien (référence i) bien que cette valeur avait déjà amorcé, ce qui s’est avéré après coup, une tendance baissière (référence ii) qui pourrait perdurer selon les analyses du Mouvement Desjardins (référence iii) . Compte tenu des nouveaux modèles économétriques du Distributeur qui captent rapidement tout changement conjoncturel (référence iv), 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 atteindre en moyenne à 94 ¢ US tel que suggéré dans le scénario optimiste du Mouvement Desjardins à la référence (ii)?

Réponse :

Le Plan d'approvisionnement a été préparé sur la base des informations les plus récentes disponibles et soumis à l'approbation de la Régie qui l'examine tel que présenté. Plus précisément, la prévision de la demande doit être analysée en fonction de l'information disponible en date de dépôt du dossier. Or, le Distributeur ne disposait pas lors de la préparation de ce plan de l'information dont fait état le Mouvement Desjardins à la référence (iii).

De plus, comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 5.1.3 de l'ACEF de l'Outaouais, à la pièce HQD-3, document 2, il utilise pour les fins de la prévision de la demande, dans ses modèles à long terme, 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). Cette moyenne se situe, à court terme, à près de 95 ¢ US. Par rapport à 94 ¢ US l'écart est minime, tout comme l'est l'impact sur les ventes.

- 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.

- 2.3 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 avoisiner 85 ¢ US (1/1,18) comme prévu par la Banque Royale à la référence vi?

Réponse :

Un dollar canadien à 85 ¢ US entraînerait des ventes additionnelles au secteur Industriel de 170 GWh par année, sur la période demandée, par rapport au scénario de référence du Plan.

3 IMPACT DES INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE

Références

- (i) HQD-1, document 1, tableau 3-1
- (ii) NPCC 2011 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy,
<https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Qu%C3%A9bec%20Comprehensive%20Review%202011.pdf>

Préambule

- (i) Le Distributeur indique qu'en 2013-2014, la biénergie résidentielle et chauffe-eau à trois éléments permettront un effacement de 640 MW et que les interventions en économie d'énergie ont eu un impact en puissance de 1 300 MW.
- (ii) Le Distributeur présente les impacts des programmes d'économie d'énergie de l'hiver 2011-2012 à l'hiver 2015-2016.

Table A-1.4 Incremental Impact of Energy Savings on Forecasted Winter Peak Power Requirements (in MW)

Winter Peak	Energy savings (MW)
2011 / 2012	110
2012 / 2013	280
2013 / 2014	440
2014 / 2015	600
2015 / 2016	760

- 3.1 Veuillez concilier de 2011 à 2015, les informations produites en préambule aux points (i) et (ii) en séparant l'impact en puissance mis à jour de la biénergie et l'impact des interventions en économie d'énergie.

Réponse :

L'impact en puissance des interventions en économie d'énergie de 1 300 MW de la référence (i) correspond à l'impact en puissance des interventions en économie d'énergie cumulées depuis l'hiver 2002-2003 et il n'inclut pas l'effacement en puissance de la biénergie résidentielle.

Quant au tableau à la référence (ii), il présente la croissance des impacts en puissance à la pointe des interventions en efficacité énergétique (incluant la biénergie) par rapport à l'hiver de référence 2010-2011.

- 3.2 Quel taux de réserve implicite ou explicite le Distributeur applique-t-il à la biénergie résidentielle pour respecter le critère de fiabilité?

Réponse :

La biénergie est prise en compte dans la prévision des besoins. Le Distributeur n'applique aucun taux de réserve à la biénergie.

4 CONTRAT DU PRODUCTEUR AVEC NALCOR (CHURCHILL FALLS)

Références

- (i) Hydro-Québec demande à la Cour supérieure du Québec de lui confirmer certains de ses droits contractuels
<http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/389/hydro-quebec-demande-a-la-cour-superieure-du-quebec-de-lui-confirmer-certains-de-ses-droits-contractuels/?fromSearch=1#.Uw9xaoW0MZp>
- (ii) Churchill Falls (Labrador) Corporation (CF(L)Co) responds to Hydro-Québec legal proceedings
http://www.nalcorenergy.com/uploads/CF%28L%29Co%20NR%20responds%20to%20HydroQuebec%20legal%20proceedings_July%2026%202013_Final.pdf
- (iii) NPCC 2011 Québec Balancing Authority Area Comprehensive Review of Resource Adequacy

Préambule

- (i) Extrait du communiqué

1- Livraisons d'énergie auxquelles Hydro-Québec a droit

Aux termes du Contrat qu'Hydro-Québec et CF(L)Co ont conclu en 1969, Hydro-Québec jouit de certains droits essentiels, à savoir :

- Le droit exclusif d'acheter, jusqu'au 31 août 2041, la quasi-totalité de la puissance et de l'énergie de la centrale de Churchill Falls ;
- Le droit au bénéfice d'une flexibilité opérationnelle.

Selon des prises de position récentes de CF(L)Co, Hydro-Québec n'aurait droit, pendant la durée du Contrat renouvelé de 2016 à 2041, qu'à des blocs d'énergie mensuels fixes. Cette prise de position priverait Hydro-Québec de la latitude opérationnelle de déterminer les quantités d'énergie dont elle peut demander livraison à CF(L)Co. Cette latitude confère notamment à Hydro-Québec les bénéfices d'une coordination de l'exploitation de la centrale de Churchill Falls avec celle de l'ensemble du parc de production de l'entreprise, et ce, tant sur une base saisonnière que pluriannuelle.

Hydro-Québec estime que la position récente adoptée par CF(L)Co est incompatible avec plusieurs dispositions du Contrat. Elle souhaite faire confirmer qu'Hydro-Québec n'est pas contrainte, de 2016 à 2041, à limiter ses demandes de livraison d'énergie à des blocs mensuels fixes.

2- Ventes par CF(L)Co à des tiers au-delà de 300 MW

En vertu du Contrat, jusqu'en 2041, CF(L)Co a le droit de rappeler un bloc de puissance de 300 MW et l'énergie qui y est associée, et de le vendre à une tierce partie. Ce droit est cependant circonscrit : CF(L)Co ne peut, en aucun temps avant l'expiration du Contrat, vendre à une tierce partie des quantités qui excèdent 300 MW. Or, depuis le mois de juin 2012, CF(L)Co a vendu à Newfoundland &

Labrador Hydro (NLH), une entité liée qui appartient à la province de Terre-Neuve-et-Labrador, des quantités au-delà de 300 MW, entraînant ainsi l'interruption de certaines demandes de livraison programmées par Hydro-Québec en vertu du Contrat.

La requête d'Hydro-Québec vise à faire confirmer que tant que le Contrat sera en vigueur, soit jusqu'au 31 août 2041, CF(L)Co ne peut vendre à une quelconque tierce partie, y compris NLH, des quantités de puissance et l'énergie associée au-delà de 300 MW. (nos soulignés)

- (ii) July 26, 2013 - CF(L)Co has completed a preliminary review of the motion filed by Hydro-Québec in the Quebec Superior Court this week. The company remains confident it has made a full and accurate interpretation of the terms of the 1969 Power Contract and the 2016 renewal. CF(L)Co will continue to fulfill contractual obligations with Hydro-Québec.

It is not prudent at this time to comment in detail on the action while the matter is before the courts. Over the coming months, CF(L)Co will provide further information, as required for the case, to clearly articulate the strength of its position. CF(L)Co agrees with Hydro-Québec that this matter should be heard as soon as possible.

- (iii) Purchases from NALCOR at Churchill Falls are reduced by 165 MW (from 4,930 to 4,765 MW).

4.1 UC comprend que si Nalcor reste sur ses positions et se contente de livrer des blocs d'énergie mensuels fixes d'énergie jusqu'à ce qu'un Tribunal ait tranché sur la question, le Producteur ne pourrait plus compter en pointe sur les quelque 4 900 MW associés au contrat avec Churchill Falls. Selon le Distributeur, cette éventualité existe-t-elle?

Réponse :

A chaque année, le Producteur démontre sa fiabilité en puissance dans une attestation de fiabilité qui est déposée à la Régie. Dans cette attestation, le Producteur doit démontrer qu'il respecte le critère de fiabilité du NPCC. Historiquement, le Producteur a toujours démontré qu'il dispose de suffisamment de ressources pour respecter le critère de fiabilité. Dans une situation où il s'avérerait que les ressources disponibles du Producteur pourraient ne pas suffire pour respecter le critère de fiabilité du NPCC, il serait de la responsabilité du Producteur de s'assurer d'avoir les ressources requises pour respecter le critère.

- 4.2 Le Distributeur s'est-il assuré auprès du Producteur que les critères de fiabilité associés au bloc d'énergie patrimoniale, non seulement en énergie, mais également en puissance, seraient respectés advenant une modification importante des modalités d'application de son contrat d'achat d'électricité avec CF(L)Co.

Réponse :

Voir réponse à la question 4.1.

- 4.3 Dans l'éventualité où le Producteur ne pouvait plus assurer la fiabilité en puissance associée au bloc d'énergie patrimonial, quelles mesures le Distributeur envisage-t-il pour satisfaire aux besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande d'électricité?

Réponse :

Voir réponse à la question 4.1.

5 CROISSANCE ÉCONOMIQUE

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 9
- (ii) Le Conférence Board du Canada, Perspectives économiques du Québec : L'avenir s'annonce meilleur
<http://www.economistesquebecois.com/files/documents/fm/97/marie-christine-bernard-19nov2013.pdf>

Préambule

- (i) Au Québec, bien que l'activité économique soit faible, la création d'emplois est en croissance depuis un an.
- (ii)
 - L'avenir s'annonce meilleur; le rebond tant attendu dans le secteur du commerce extérieur semble enfin se concrétiser.
 - L'investissement continuera de progresser, de nouvelles mesures fiscales donnera un élan à la rénovation domiciliaire et il semble y avoir bon nombre de projets pour soutenir l'investissement privé non-résidentiel et en matériel et outillage.

5.1 Veuillez donner une définition précise d'une activité économique faible à l'aide de paramètres économiques et justifier la citation en (i).

Réponse :

Le Distributeur considère que l'activité économique est faible lorsque la croissance du PIB réel est négative ou évolue sous son potentiel, ce qui était le cas en 2013. Le tableau R-5.1 illustre cette affirmation.

**TABLEAU R-5.1
SITUATION ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC EN 2013**

Comparaison de la croissance annuelle 2013 ¹ et de la croissance annuelle moyenne 1997-2012 Économie du Québec PIB par secteurs et principaux indicateurs		
	2013	moyenne 1997-2012
PIB total	1,1%	2,3%
PIB agroforestier	0,9%	2,9%
PIB mines	8,3%	-1,1%
PIB construction	-3,8%	4,3%
PIB manufacturier	-2,1%	0,8%
PIB services	1,9%	2,5%
Emploi	1,2%	1,5%
Mises en chantier ²	37,8	42,5
Ventes au détail réelles	1,0%	2,4%

1) Croissance annuelle du PIB estimée par l'ISQ et publiée le 26 mars 2014

2) Les mises en chantier sont présentées en milliers d'unités

5.2 Veuillez concilier les deux citations du préambule.

Réponse :

Dans la citation du préambule (i), le Distributeur faisait état de la situation économique actuelle, au moment du dépôt de la preuve, soit celle de 2013, alors que dans la citation du préambule (ii), le CBOC,

énonçait des éléments positifs ayant un impact sur la situation économique future.

De l'avis du Distributeur, il n'y a pas de contradiction entre les deux citations. Qui plus est, la deuxième citation fait allusion à une amélioration du commerce extérieur et cet élément fait partie de la prévision du Distributeur.

Voir aussi la réponse à la question 5.1.

6 ÉLASTICITÉS CROISÉES ET ÉLASTICITÉS REVENU

Références

- (i) HQD-1, document 2.2, Annexe 2A, tableau 2A-7, pages 20 et 21.
- (ii) R-3748-2010, HQD-1, document 2 Annexe 2A, page 72.

Préambule

- (i) À la référence (i), le Distributeur écrit :
Quelques élasticités, ainsi que les sensibilités sous-jacentes, ont été revues depuis le Plan d'approvisionnement 2011-2020 reflétant la mise à jour des paramètres des modèles de prévision.

Le tableau suivant est ensuite présenté

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole	-0,05	sans objet
Commercial et institutionnel	-0,14	-0,29
Industriel PME	-0,02	-0,05
Industriel grandes entreprises	sans objet	sans objet
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,20	sans objet
Commercial et institutionnel	0,25	0,52
Industriel PME	0,54	1,56
Industriel grandes entreprises	0,42	0,77
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole		
Δ 10 000 ménages	180 GWh	180 GWh

- (ii) Le tableau suivant est présenté à la référence (ii)

	Court terme	Long terme
Élasticité prix de la demande		
Résidentiel et agricole _R	-0,05	s.o.
Commercial et institutionnel _{EL}	-0,16	-0,27
Industriel PME _R	-0,02	-0,02
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Élasticité revenu de la demande		
Résidentiel et agricole	0,30	s.o.
Commercial et institutionnel	0,25	0,40
Industriel PME	0,57	0,66
Industriel grandes entreprises	0,41	0,13
Élasticité prix croisée (prix du gaz et du mazout)		
Résidentiel et agricole	s.o.	s.o.
Commercial et institutionnel	0,03	0,12
Industriel PME	s.o.	s.o.
Industriel grandes entreprises	s.o.	s.o.
Sensibilité aux variables démographiques		
Résidentiel et agricole Δ 10 000 ménages	200 GWh	s.o.

Légende relativement aux étalons prix: _{EL}: variable prix de l'électricité; _R: variable de prix relatifs.

6.1 Veuillez expliquer la variation de l'élasticité revenu de la demande « Résidentiel et agricole » de 0,3 à 0,2 entre les tableaux présentés en (ii) et (i).

Réponse :

Le Distributeur a réévalué l'élasticité revenu de la demande au secteur Résidentiel et agricole à la suite d'une mise à jour des données.

6.2 Veuillez expliquer la variation de l'élasticité revenu de long terme de la clientèle « Industriel grandes entreprises » de 0,13 à 0,77 entre les tableaux présentés en (ii) et (i).

Réponse :

L'élasticité revenu de long terme de 0,77 pour le secteur Industriel Grandes entreprises a été estimée selon la méthodologie établie dans la littérature économique, c'est-à-dire, à l'aide de la méthode des retards géométriques, appliquée à l'élasticité revenu de court terme obtenue du modèle de prévision. Cette valeur est d'ailleurs conforme aux élasticités de long terme fournies pour les autres secteurs de consommation.

La valeur de 0,13 présentée dans les précédents plans d'approvisionnement, est une ancienne évaluation basée sur des observations empiriques des ventes aux clients existant du secteur Industriel Grandes entreprises sans tenir compte des nouvelles implantations industrielles.

6.3 Veuillez expliquer la variation de l'élasticité revenu de long terme de la clientèle « Industriel PME » de 0,66 à 1,56 entre les tableaux présentés en (ii) et (i).

Réponse :

L'élasticité revenu de long terme pour le secteur Industriel PME a été réévaluée à 1,56. Elle a été estimée selon la méthodologie établie dans la littérature économique, c'est-à-dire, à l'aide de la méthode des retards géométriques, appliquée à l'élasticité revenu de court terme obtenue du modèle de prévision. Cette valeur est d'ailleurs conforme aux élasticités de long terme fournies pour les autres secteurs.

6.4 Veuillez expliquer pourquoi la sensibilité de la prévision passe de 200 à 180 GWh par 10 000 ménages entre les tableaux présentés en (ii) et (i).

Réponse :

La sensibilité de la prévision à une variation de 10 000 ménages est estimée à partir des résultats de ventes de la clientèle résidentielle. Elle est mise à jour régulièrement.

6.5 Pourquoi le Distributeur a-t-il exclu les élasticités prix croisées (prix du gaz et du mazout) de ses paramètres de prévision de la demande?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 17.1 et 17.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-3, document 1.1.

6.6 Nonobstant la réponse fournie à la question précédente, le Distributeur ne considère-t-il pas que la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux autres formes d'énergie doit être prise en compte dans sa prévision de la demande?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 17.1 et 17.2 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-3, document 1.1.

6.7 Le Distributeur a-t-il calculé des élasticités prix-croisées avec des juridictions hors Québec pour les catégories « Industriel grandes entreprises » et « Industriel PME »?

Réponse :

Le Distributeur n'a pas calculé les élasticités prix-croisées avec des juridictions hors Québec pour les secteurs Industriel Grandes entreprises et Industriel PME.

Toutefois, la prévision des ventes du présent Plan tient compte du contexte énergétique nord-américain par le biais de la prévision économique. Plus précisément, le Distributeur a pris en compte, dans son positionnement économique, l'impact des bas prix de l'énergie aux États-Unis, et ce, au travers du taux de change et des perspectives de croissance des secteurs manufacturiers.

6.8 Quelle interprétation donne-t-on à l'élasticité revenu de la demande à court terme?

Réponse :

L'élasticité revenu à court terme se définit comme la variation, en pourcentage, de la quantité demandée d'un produit, en l'occurrence l'électricité, au cours d'une année, survenant à la suite d'une variation de 1 % du revenu ou du PIB dans la même année.

6.9 Quelle interprétation donne-t-on à l'élasticité revenu de la demande à long terme?

Réponse :

L'élasticité revenu à long terme présentée par le Distributeur est un concept théorique découlant de la méthode des retards géométriques. Cette élasticité revenu cumule les impacts découlant de l'élasticité revenu de court terme sur un horizon de long terme, pour être plus précis, sur un horizon infini.

L'élasticité revenu à long terme est donc la variation totale, en pourcentage, de la quantité demandée d'un produit, en l'occurrence l'électricité, pour les années à venir, survenant à la suite d'une variation de 1 % du revenu ou du PIB dans une année donnée.

6.10 Pourquoi les élasticité revenu de la demande des catégories « Industriel grandes entreprises » est-elle plus importante à long terme qu'à court terme en (i) alors que l'inverse était vrai en (ii)?

Réponse :

Compte tenu de la définition donnée en réponse à la question 6.9, conceptuellement, l'élasticité à long terme est plus importante que l'élasticité à court terme.

Le Distributeur a revu ses élasticités en fonctions des méthodes utilisées dans la littérature économique.

6.11 Pourquoi n'indique-t-on pas de résultat pour l'élasticité revenu de la demande à long terme pour la catégorie « Résidentiel et agricole »? Devrait-on s'attendre à ce que celle-ci soit plus forte à court qu'à long terme, ou l'inverse? Veuillez élaborer.

Réponse :

Le fort impact des variables climatiques dans le modèle résidentiel rend problématique l'estimation de l'élasticité revenu à long terme. Conceptuellement, l'élasticité à long terme devrait être plus importante que l'élasticité à court terme.

Le Distributeur souligne par ailleurs que l'impact de l'élasticité revenu à court terme est cumulé dans son modèle de prévision à long terme au secteur Résidentiel et agricole par le biais des variables technico-économiques de pénétration des équipements.

7 L'EFFACEMENT DÛ À LA BIÉNERGIE RÉSIDENTIELLE

Références

- (i) HQD-3, document 1, pages 36 et 37
- (ii) R-3854-2013, HQD-13, document 2, section 2.3, document daté du 2 août 2013.
- (iii) Décision D-2013-174
- (iv) R-3854-2013, HQD-13, document 2, page 46.
- (v) HQD-1, document 1 page 18.

Préambule

- (i) 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.

- (ii) Le Distributeur propose que les exploitations agricoles soient admissibles au tarif DT.
- (iii) [56] En effet, le tarif DT existe déjà et sa rentabilité, pour le Distributeur comme pour les consommateurs, a été démontrée par le passé pour les clients résidentiels pour lesquels aucune facturation en puissance n'a été considérée⁴⁷. Dans sa décision D-2011-02848, la Régie constatait que « [...] la biénergie demeure une option qui permet au Distributeur de dégager un avantage économique au bénéfice de tous les consommateurs » et considérait nécessaire une promotion plus active de la biénergie et du tarif DT auprès de la clientèle existante du Distributeur.

[57] À l'occasion du recalibrage climatique dans le cadre du dossier R-3776-2011, la Régie a examiné à nouveau la rentabilité de ce tarif. La preuve a alors démontré que les clients résidentiels ayant un climatiseur et une piscine chauffée pouvaient tirer un avantage additionnel du tarif DT de l'ordre de 200 \$ par an, même sans s'effacer à la pointe. Le Distributeur a toutefois proposé à la Régie de ne pas tenir compte de cet avantage additionnel dans la calibration du tarif, pour ne pas pénaliser l'ensemble de la clientèle et fragiliser le parc biénergie actuel⁴⁹. Il est à noter que dans ces cas de figure, la calibration est effectuée à revenus constants pour le Distributeur en comparaison avec le tarif D.

[58] Dans sa décision D-2012-024 rendue dans le cadre dudit dossier R-3776-2011, la Régie établissait certains principes liés à la structure du tarif DT et à la façon de le calibrer :

« [621] La Régie accepte le fait de rémunérer la valeur de l'effacement à la pointe de façon à ce que, tant le client optant pour la biénergie que le Distributeur et donc l'ensemble de sa clientèle, se retrouvent gagnants avec cette option [note de bas de page omise].

[622] La Régie reconnaît les objectifs visés par le Distributeur dans le calibrage du tarif DT. La neutralité tarifaire du tarif DT par rapport au tarif D, établie pour un cas type, est un moyen utile de calculer les deux taux du tarif DT. La Régie réitère qu'il est important de veiller à ce que l'option de la biénergie demeure profitable tant aux clients optant pour le tarif DT qu'à l'ensemble de la clientèle du Distributeur.

[623] Le Distributeur propose de recalibrer le tarif DT pour tenir compte du cas type selon la normale climatique Ouranos applicable à l'année 2012, en haussant uniquement le prix de pointe. Il propose de ne pas recalibrer le tarif DT pour tenir compte des usages d'été d'une certaine partie des clients au tarif DT (climatisation, piscine) non inclus dans la consommation du cas type, mais s'engage à s'assurer que les économies générées par les usages estivaux demeurent dans des proportions qui ne nuisent pas à la rentabilité de la biénergie.

[...]

[632] La Régie constate que les ajustements proposés par le Distributeur au tarif DT permettent aux clients biénergie de maintenir la valeur des économies annuelles nettes des frais d'entretien du système et que la hausse résultant de l'ajustement des normales climatiques est de 0,7 %. Elle demeure préoccupée du fait que les clients ayant une forte consommation en été peuvent tirer avantage du tarif DT même en ne s'effaçant pas à la pointe ». [nous soulignons]

- (iv) Le Distributeur indique que le tarif DT (biénergie résidentielle) compte 125 183 abonnés au 31 décembre 2012.
 - (v) Maximiser l'utilisation des moyens existants
Pour la biénergie résidentielle, le Distributeur poursuivra ses activités de sensibilisation pour fidéliser la clientèle au tarif DT. Cette option permet une diminution des besoins en puissance de 640 MW à la pointe. De plus, suite à la décision D-2-13-177, les exploitations agricoles sont admissibles au tarif DT depuis le 31 octobre 2013. (nos soulignés)
- 7.1 Puisque l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle, 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, diminue de plus de 26 % (230 MW sur 870 MW), le tarif DT est-il rentable pour les clients qui y adhèrent, qu'ils aient ou non des usages estivaux (climatisation, chauffage de piscines)?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 du RNCREQ à la pièce HQD-3, document 10.

7.2 En consultant les profils de consommation des quelque 125 000 clients à la biénergie résidentielle (en analysant par exemple la proportion de kWh consommés en période froide), quelle est la proportion des clients qui continuent de chauffer à l'électricité en période froide?

Réponse :

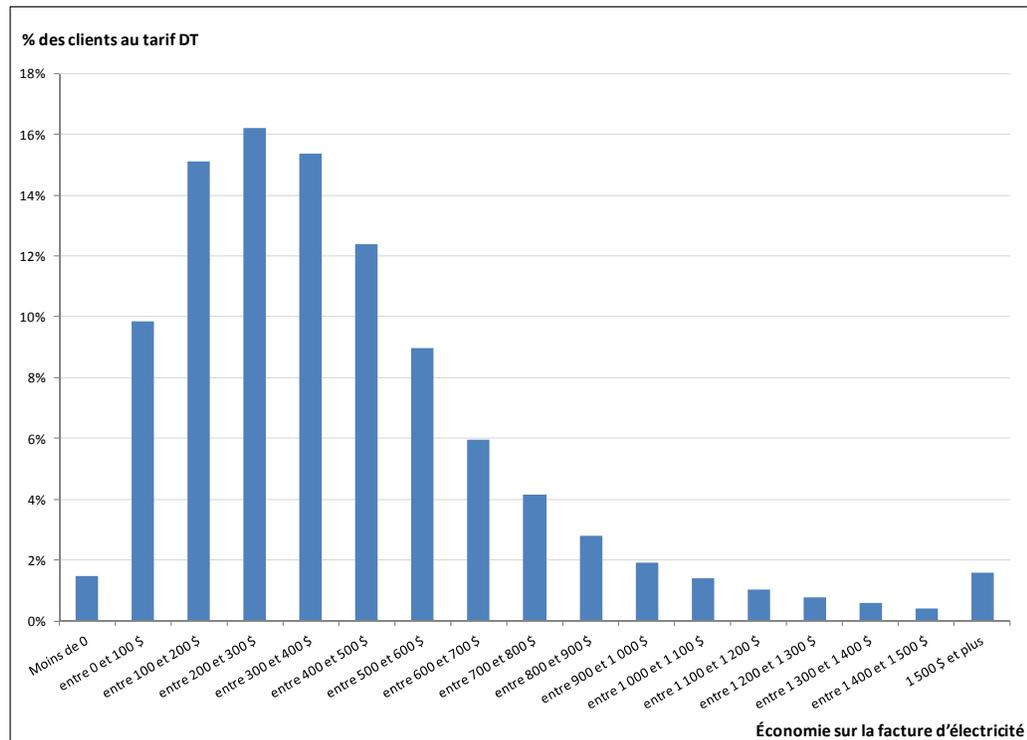
Le Distributeur n'est pas en mesure de quantifier la proportion des clients qui continuent de chauffer à l'électricité en période froide, car il ne dispose ni des profils de consommation de chauffage ni de la température à la sonde de tous les clients à la biénergie résidentielle.

7.3 Veuillez fournir une distribution de l'écart entre la facture annuelle au tarif DT et la facture annuelle au tarif D des quelque 120 000 clients au tarif DT pour l'hiver 2012-2013. UC souhaite obtenir les données réelles et non normalisées et comprend très bien que les clients au tarif DT doivent en plus assumer une facture de combustible.

Réponse :

La distribution de l'économie sur la facture d'électricité des clients au tarif DT est présentée, pour l'année 2012, à la figure R-7.3.

**FIGURE R-7.3
DISTRIBUTION DE L'ÉCONOMIE SUR LA FACTURE D'ÉLECTRICITÉ
DES CLIENTS AU TARIF DT - 2012**



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 :

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.

7.5 Puisque l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle, diminue de plus de 26 % (230 MW sur 870 MW), le tarif DT est-il toujours rentable pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 du RNCREQ à la pièce HQD-3, document 10.

7.6 Le Distributeur entend-il présenter un nouveau calibrage du tarif DT dans la prochaine demande tarifaire?

Réponse :

Le tarif DT fait l'objet d'un calibrage à chaque dossier tarifaire pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement.

7.7 Le nouveau tarif DT, calibré en tenant compte d'un effacement réduit de 26 % en pointe, pourrait-il mettre en péril la survie du parc biénergie?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 du RNCREQ à la pièce HQD-3, document 10.

7.8 Lors de l'audience tenue le 27 septembre 2013 relativement aux mesures tarifaires pour les exploitations agricoles, soit quelques semaines avant le dépôt de la présente preuve, le Distributeur était-il au courant du fait que l'effacement de la biénergie résidentielle était surévalué et que le tarif DT était conséquemment mal calibré?

Réponse :

Le tarif DT n'est pas mal calibré.

Voir la réponse à la question 7.6 et la réponse à la question 2.1 du RNCREQ à la pièce HQD-3, document 10.

7.9 Puisque les exploitations agricoles désormais au tarif DT chauffaient au combustible avant le 31 octobre 2013, que veut dire le Distributeur par « de plus » au point (v) du préambule?

Réponse :

Le Distributeur veut simplement indiquer qu'en plus de ses activités de sensibilisation pour fidéliser la clientèle actuellement au tarif DT, le Distributeur s'attend à ce que de nouveaux clients, en l'occurrence des exploitations agricoles, viennent s'ajouter au parc biénergie.

7.10 Compte tenu de l'importance de la biénergie résidentielle comme moyen de gestion de la demande en puissance, de la possibilité que ce moyen de gestion ne soit plus rentable (pour le client ou pour le Distributeur) et que le parc biénergie s'effrite ultimement, par quel moyen de gestion de la demande en puissance le Distributeur pourrait-il la remplacer?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.4 de la FCEI à la pièce HQD-3, document 7.

8 POINTES DE JANVIER 2014

Références

- (i) R-3848-2013, notes sténographiques du 11 février 2014.
- (ii) Communiqué d'Hydro-Québec. Pointe record d'électricité : Hydro-Québec demande à ses clients de poursuivre leurs efforts de réduction de la consommation d'électricité en période de pointe et les remercie de leur collaboration (22 janvier 2014)
<http://www.newswire.ca/en/story/1293163/pointe-record-d-electricite-hydro-quebec-demande-a-ses-clients-de-poursuivre-leurs-efforts-de-reduction-de-la-consommation-d-electricite-en-periode-de>
- (iii) <http://www.hydroquebec.com/residentiel/economiser-l-energie/comprendre-et-agir/consommation-hivernale/>
- (iv) R-3740-2010, HQD-12, document 6. Rapport final du Projet tarifaire Heure Juste.
- (v) R-3854-2013, HQD-13, document 4. Chapitre 4, Section 8 – Option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance

Préambule

- (i) Lors de l'audience du 11 février 2014, il a été maintes fois question de la pointe du 2 janvier 2014.
- (ii) Le communiqué d'Hydro-Québec indique :

Une pointe de consommation historique de 39 240 MW a été atteinte ce matin à 7 h 26. Hydro-Québec continue de solliciter la précieuse contribution de ses clients afin de réduire la consommation d'électricité en cette période de pointe, compte tenu de la vague de froid qui persiste.

Hydro-Québec anticipe que la consommation d'électricité continuera d'être très importante ce soir et pourrait même atteindre un nouveau record jeudi matin. C'est pourquoi l'entreprise demande aux clients de poursuivre leurs efforts de réduction de la consommation aux heures de pointe suivantes :

Mercredi 22 janvier : de 16 h à 20 h

Jeudi 23 janvier : de 6 h à 9 h et de 16 h à 20 h

- (iii) Sur son site Web, le Distributeur propose aux clients de s'inscrire à un service d'alerte texto.



**SOYEZ LES PREMIERS INFORMÉS,
INSCRIVEZ-VOUS À UN SERVICE D'ALERTE TEXTO !**

Hydro-Québec pourrait solliciter l'appui de ses clients en leur demandant de réduire leur consommation d'électricité pour de courtes périodes, au moment de froid intense lors d'une pointe exceptionnelle de la demande d'électricité. Si vous acceptez de recevoir un texto, vous aurez l'information rapidement et pourrez faire ainsi des petits gestes qui comptent !

Abonnez-vous à partir de votre cellulaire

Textez le mot **FROID** au **500500**. Vous recevrez un texto de confirmation. [Frais standards applicables.](#)

Abonnez-vous sur le Web

Remplissez le [formulaire](#).

- (iv) Le tarif Réso+ comporte également un prix pour des heures critiques soit pour une centaine d'heures venant par blocs de quatre heures qui peuvent être déclarées en période d'hiver par le Distributeur de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h sans tenir compte :

- du samedi et du dimanche ;
- des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1^{er} et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint et du lundi de Pâques, lorsque ces jours sont en période d'hiver. (nos soulignés)

- (v) « période d'interruption » : une séquence de 4 heures d'interruption pouvant survenir durant les jours de semaine en période d'hiver en excluant les jours fériés, le tout tel qu'indiqué à la définition des heures utiles.

« heures utiles » : toutes les heures de 7 h à 11 h et de 17 h à 21 h, sans tenir compte

- a) du samedi et du dimanche ;
- b) des 24, 25, 26 et 31 décembre, des 1^{er} et 2 janvier ainsi que du Vendredi saint et du lundi de Pâques, quand ces jours sont en période d'hiver ;
- c) des jours au cours desquels le client interrompt sa puissance en vertu de la présente section.

8.1 Au cours de la période décembre 2013 – janvier 2014, combien de fois le Distributeur a-t-il fait appel aux consommateurs pour qu'ils réduisent leur consommation d'électricité et, pour chacune de ces dates, à combien de MW par marché évalue-t-il la diminution de la consommation en réponse à ces appels?

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.2 de AHQ-ARQ à la pièce HQD-3, document 3.

8.2 Jusqu'à présent, combien de clients se sont inscrits pour recevoir l'alerte texto?

Réponse :

Ce niveau de détail ne relève pas d'un dossier portant sur les stratégies d'approvisionnement de long terme.

8.3 Combien d'alertes texto ont été émises au cours de la période décembre 2013 – janvier 2014?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

8.4 Des clients inscrits à l'alerte texto se sont-ils désabonnés au cours de l'hiver 2013-2014?

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

8.5 Veuillez justifier la différence entre les plages horaires spécifiées dans l'appel au public du 22 janvier 2014 et les plages horaires d'interruptions précisées pour le tarif Réso+ et l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance.

Réponse :

Les plages horaires spécifiées dans le cadre des récents appels au public ont été déterminées en prenant soin de minimiser la durée de ces

plages, et ce, dans l'optique d'obtenir une contribution maximale de l'ensemble de la population. L'appel au public n'est pas une option tarifaire mais bien une contribution volontaire de la population.

- 8.6 Le Distributeur entend-il proposer des modifications aux modalités de l'option d'électricité interruptible pour la clientèle de moyenne puissance pour rendre les plages horaires conformes à celles utilisées lors de l'appel au public du 22 janvier 2014?

Réponse :

Les plages applicables à l'option d'électricité interruptible ont été déterminées en tenant compte des conditions d'exploitation des clients ciblés et des besoins de gestion du réseau.

- 8.7 Au cours de la période de décembre 2013 – janvier 2014, à combien de reprises et pour combien d'heures à chaque fois, le Distributeur a-t-il requis des interruptions de consommation des clients abonnés aux diverses options d'électricité additionnelle?

Réponse :

La demande dépasse le cadre du présent dossier.

9 OBJECTIF D'ÉCONOMIE D'ÉNERGIE

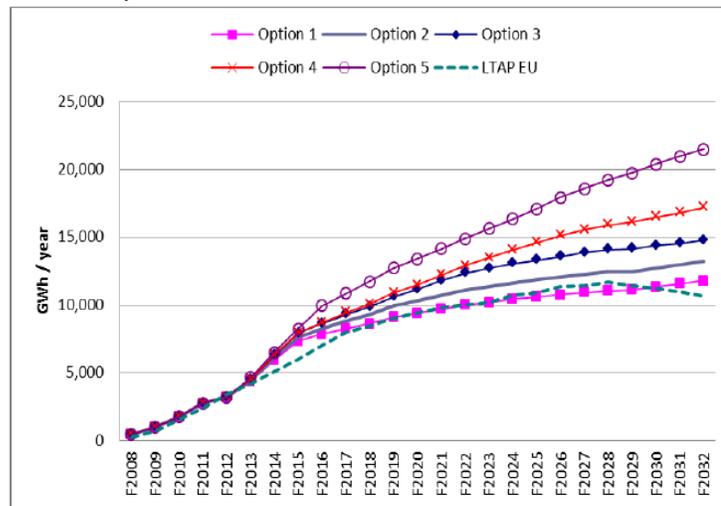
Références

- (i) HQD-1, document 1.
- (ii) BC Hydro, 2012 Integrated Resources Plan, Chapter 3, Resource Options, pages 3-18 et 3-20
https://www.bchydro.com/content/dam/hydro/medialib/internet/documents/planning_regulatory/iep_ltap/2012q2/draft_2012_irp_chapter1.pdf
- (iii) Rapport de la Commission sur les enjeux énergétiques du Québec. MAÎTRISER NOTRE AVENIR ÉNERGÉTIQUE <http://consultationenergie.gouv.qc.ca/>

Préambule

- (i) 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.

- (ii) 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. Le tableau suivant présente les scénarios analysés dont les objectifs varient d'environ 10 à plus de 20 TWh cumulés à l'an 2032.



Le tableau suivant 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.

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

- (iii) **Recommandation 40**
 Qu'un Prix d'achat fixe selon les opportunités de marché (PASO), correspondant à la valeur de l'électricité sur les marchés d'exportation hors pointe, soit utilisé pour évaluer la rentabilité :
 – de tout nouvel achat d'approvisionnement par Hydro-Québec Production ou Hydro-Québec Distribution;
 – de 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 Hydro-Québec Distribution, incluant le renouvellement de l'ensemble des contrats APR 91;

- de l'achat d'électricité provenant de petits autoproducteurs privés (50 kW et moins);
- des programmes de maîtrise de l'énergie;
- des nouveaux marchés québécois où Hydro-Québec Distribution pourrait vendre ses surplus à court ou moyen terme. (nos soulignés)

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.

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.

10 INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 16.
- (ii) HQD-1, document 1, page 27, tableau 4.2.
- (iii) HQD-1, document 1, page 28, tableau 4.3.

Préambule

- (i) Avec les investissements prévus pour les années 2013 à 2015, le Distributeur s'assure d'atteindre la cible de 8 TWh. Jumelé au projet CATVAR et aux activités du Bureau de l'efficacité et de l'innovation énergétique (BEIÉ), ce sont environ 10 TWh en économies d'énergie électrique qui seront implantés à l'horizon 2015.

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. Une telle modulation des interventions en économie d'énergie offre de la souplesse au Distributeur, mais exige aussi une planification soutenue de façon à s'ajuster rapidement au marché en temps opportun afin de capter le maximum d'opportunités au moindre coût.

- 10.1 Veuillez mettre à jour les tableaux 4.2 et 4.3, en ajoutant deux lignes qui indiqueront clairement : 1- les besoins visés par le plan avant les mesures d'efficacité énergétique envisagées dans la partie (i) du préambule, et 2- l'importance de ces mesures pour chacune des années (en TWh ou MW selon le cas).

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de OC, à la pièce HQD-3, document 9.

11 CONVENTIONS POUR DIFFÉRER L'ÉNERGIE DES CONTRATS AVEC LE PRODUCTEUR

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 24.
- (ii) Maîtriser notre avenir énergétique, page 180, [En ligne] : <http://consultationenergie.gouv.qc.ca/pdf/Rapport-consultation-energie.pdf>
- (iii) Québec s'engage à long terme dans la filière éolienne, [En ligne] : <http://www.premiere-ministre.gouv.qc.ca/actualites/communiques/details.asp?idCommunique=1335>

Préambule

- (i) Compte tenu de cette situation, le Distributeur doit d'abord et avant tout prendre les moyens requis pour s'assurer que les quantités cumulées dans le compte d'énergie différée puissent être utilisées pour alimenter les besoins attendus du marché québécois. À cet égard, le Distributeur doit gérer différents risques liés à l'évolution des besoins et des moyens, notamment la possibilité d'un scénario de demande plus faible et l'ajout de nouveaux approvisionnements. 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. La figure 4-2 présente l'évolution du solde du compte d'énergie différée, si aucune quantité n'était différée d'ici l'échéance des conventions, selon les scénarios de demande de référence et faible. (nos soulignés)
- (ii) Les promoteurs de l'industrie éolienne québécoise réclament du gouvernement des appels d'offres additionnels d'au moins 350 MW par an de 2017 à 2025 – au-delà des 800 MW annoncés au printemps 2013 – pour un total de 3 200 MW correspondant à une puissance installée de 7 300 MW qui produirait environ 19 TWh par an.
- (iii) Grâce à cette nouvelle attribution de 800 MW, le gouvernement confirme son engagement et son soutien envers l'industrie éolienne. De plus, il s'assurera que le secteur industriel demeure fort à long terme et, à cet égard, l'horizon 2024 est déterminant. En effet, à partir de 2025, le renouvellement du parc éolien actuel va débiter », a conclu la première ministre.

11.1 Veuillez indiquer les anticipations du Distributeur quant à l'ajout de nouveaux approvisionnements, qui ne sont présentement pas annoncés. Quelles quantités pourraient être ajoutées au-delà de celles déjà connues? Quelles seraient les filières retenues?

Réponse :

Les approvisionnements prévus au moment du dépôt du Plan ont été intégrés dans les bilans du Distributeur.

11.2 En regard du préambule, veuillez indiquer si la notion de « besoins attendus » utilisée par le Distributeur peut-être traduite par « des besoins qui se matérialisent dans un scénario de demande faible, mais pas dans le scénario de référence ». Veuillez commenter à propos du sens à retenir de la notion de « besoins » utilisée par le Distributeur.

Réponse :

Les besoins attendus du marché québécois correspondent aux besoins visés par le Plan, soit les besoins relatifs à l'alimentation de la charge locale dont est responsable le Distributeur.

11.3 Considérant la situation de surplus énergétique à laquelle fait face le Distributeur, celui-ci entend-il s'opposer à l'acquisition de nouveaux approvisionnements ne correspondant pas à ses besoins ou à ceux de sa clientèle québécoise, mais que voudrait lui imposer le gouvernement? Veuillez indiquer quelles mesures seront prises. Dans le cas contraire, veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur se conforme aux lois et aux règlements auxquels il est assujéti.

12 IMPACTS DE LA POLITIQUE ÉCONOMIQUE DU QUÉBEC SUR LES SURPLUS ÉNERGÉTIQUES

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 30.
- (ii) HQD-1, document 1, page 15.
- (iii) HQD-1, document 1, page 30.

Préambule

- (i) Ainsi, à l'exception du scénario accéléré, le Distributeur disposerait de suffisamment de surplus énergétiques afin de répondre aux nouveaux besoins sur l'horizon du Plan. En fonction de l'atteinte des objectifs de la Politique économique, le Distributeur intégrera progressivement à sa planification les projets qui auront reçu les approbations requises.

- (ii) Par rapport à l'état d'avancement 2012, l'écart type de l'aléa global sur les besoins en énergie augmente d'abord de 0,2 TWh et atteint 0,4 TWh à l'horizon 3 ans. Cette augmentation s'explique par une révision à la hausse de l'aléa associé aux forts consommateurs d'énergie, notamment compte tenu de l'incertitude dans le marché de l'aluminium. Ensuite, le report de projets dans le secteur de l'aluminium au-delà de l'horizon 5 ans entraîne la diminution de 0,9 TWh de l'aléa global.

Par ailleurs, l'aléa global sur les besoins en puissance du Plan est supérieur à celui de l'état d'avancement 2012. L'augmentation de l'écart type de l'aléa global varie entre 20 MW et 50 MW et découle notamment de la révision à la hausse de l'aléa sur la demande prévue.

- (iii) Tableau 4-4.

12.1 En regard de la partie (i) du préambule, veuillez confirmer que dans le scénario de référence, le Distributeur n'incorpore aucun impact de la Politique économique du Québec. Si tel n'est pas le cas, veuillez élaborer.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

12.2 En regard de la partie (ii) du préambule, veuillez indiquer si la Politique économique du Québec est prise en compte de façon particulière dans le calcul de l'aléa sur la demande prévue. Veuillez commenter.

Réponse :

L'aléa sur la demande prévue du Plan d'approvisionnement 2014-2023 ne prend pas en compte de façon explicite la *Politique économique du Québec*.

Le Distributeur souligne que l'aléa sur la demande prévue couvre néanmoins un grand ensemble d'évolutions possibles des besoins supérieurs à ceux du scénario de référence. À titre indicatif, la figure 2B-4 de l'annexe 2B de la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0007) présente l'ensemble des écarts possibles des besoins visés par le Plan en énergie par rapport au scénario de référence pour l'année 2018.

12.3 En regard de la partie (iii) du préambule, veuillez identifier des probabilités de réalisation des scénarios « accéléré », « intermédiaire », et « modéré ».

Réponse :

Le Distributeur n'a pas évalué la probabilité de réalisation de chacun des scénarios présentés au tableau 4-4. Tel que mentionné à la page 30 de la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), le Distributeur intégrera progressivement à sa planification les projets qui auront reçu les approbations requises.

12.4 En regard de la partie (iii) du préambule, veuillez quantifier l'impact moyen de la Politique économique du Québec sur les besoins en énergie et en puissance pour les années sur la durée du plan.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 22.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1. et 9.3 de AHQ-ARQ à la pièce HQD-3, document 3.

13 ENTENTE AVEC L'ALUMINERIE ALOUETTE

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 28, Tableau 4-3.
- (ii) <http://tvanouvelles.ca/lcn/infos/national/archives/2013/10/20131031-185546.html>

Préambule

- (i) Gestion de la demande en puissance - Contrats interruptible avec Alouette
- (ii) Après Alcoa qui menace de fermer ses trois usines, c'est au tour du consortium Alouette de Sept-Îles de mettre en veilleuse un projet d'expansion de 2 \$ milliards.

13.1 Veuillez indiquer si des ententes fermes ont été signées avec l'aluminerie Alouette à propos des moyens de gestion de la demande en puissance.

Réponse :

Voir le décret gouvernemental D-352-2012.

14 BILANS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE

Références

- (i) HQD-1, document 1, page 27, Tableau 4-2.
- (ii) HQD-1, document 1, page 28, Tableau 4-3.

14.1 La croissance des besoins en énergie et en puissance est environ deux fois plus importante entre les années 2017-18 et 2018-2019 qu'entre n'importe quelles autres années au cours de la durée du plan. Veuillez expliquer pourquoi.

Réponse :

Voir la réponse à la question 25.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

15 REVENTE D'ÉNERGIE

Références

- (i) HQD-3, document 1, page 34, (B-0021)
- (ii) R-3854-2013, C-UC-0034

Préambule

- (i) APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

7. Référence : Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 67.

Préambule :

« [225] Pour ces raisons, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie. » [Nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer les orientations que le Distributeur a poursuivies pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie, tel que demandé par la Régie au paragraphe 225 de la décision D-2011-162.

Réponse :

Le Distributeur a procédé à une analyse du marché de court terme visant à accroître le potentiel de contreparties.

L'analyse s'est effectuée auprès des participants du marché de New York qui disposent de production et qui ont des activités de courtage à l'extérieur de leur marché immédiat. Elle a permis de conclure qu'une grande majorité des participants vendent leur production sur le marché du NYISO et ne font pas de transactions bilatérales.

Les démarches de prospection du Distributeur ont permis d'entreprendre des discussions avec deux entreprises afin d'en arriver à la signature de EEI.

Par ailleurs, une analyse du marché de court terme a été amorcée pour le marché de l'Ontario. Elle se poursuivra en 2014. Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, il est limité par les contraintes de transport.

(ii)

Capacité de transfert, réservations et capacité disponible sur les interconnexions.

Références R-3823-2102 HQT-9, document 1, page 18
R-3823-2012 HQT-10, document 2, page 7

		Capacité en livraison MW	réservations 2014		Disponibilité MW
			HQP MW	Autres MW	
			Ontario	HQT-ON	
New York	HQT-MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					1920,75

Le tableau indique qu'il y aurait une capacité de transfert total de plus de 1900 MW, dont plus de 1000 MW vers le Nouveau-Brunswick. On peut donc conclure que les possibilités d'exportation des surplus du Distributeur seraient principalement vers le Nouveau-Brunswick, mais également vers la Nouvelle-Angleterre et New York.

15.1 Veuillez indiquer les orientations que le Distributeur a poursuivies pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie vers le Nouveau-Brunswick.

Réponse :

Le Nouveau-Brunswick ne possédant pas de bourse de l'énergie, le Distributeur ne peut donc s'adresser qu'à une seule contrepartie sur ce marché, NB Power, laquelle doit avoir des besoins pour être intéressée à acheter l'énergie en surplus du Distributeur.

De plus, le Distributeur ajoute qu'il est en contact régulier avec l'ensemble de ses contreparties, incluant NB Power.

Voir également la réponse à la question 24.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie, à la pièce HQD-3, document 1.1.

15.2 Identifier les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie vers le Nouveau-Brunswick.

Réponse :

Voir la réponse à la question 15.1.

15.3 Veuillez indiquer les quantités d'énergie qu'il serait possible de vendre vers la Nouvelle-Angleterre malgré les limitations des contraintes de transport.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.8 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-3, document 4.

15.4 Qu'est-ce que le Distributeur va faire afin d'amoindrir l'obstacle que représentent les limitations inhérentes aux capacités de transport?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 11.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1 (B-0021) et 24.1 de la demande de renseignements n°2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.

15.5 Est-ce que le Distributeur compte vendre de l'électricité aux parties intéressées dans l'État de New York? Combien de parties seraient susceptibles d'être intéressées par l'achat d'électricité?

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-3, document 1.1.