



**Mémoire de l'Association québécoise de la production
d'énergie renouvelable (AQPER)**

Présenté à

La Régie de l'énergie du Québec

Dans le cadre des audiences sur le dossier :

R-3864-2013 Demande d'approbation du plan d'approvisionnement
2014-2023 du Distributeur

Montréal

14mai 2014

Table des matières

1-Mise en contexte	3
1.1 Les contrats d'énergie éolienne et le bilan énergétique du Québec.....	3
1.2 La prime reliée aux attributs environnementaux	5
1.3 Les contrats d'énergie éolienne contribuent à la gestion de la pointe.....	6
1.4 Diversification énergétique	9
1.5 Le coût compétitif des approvisionnements en énergie éolienne	10
2- Les surplus	11
3-Comment rétablir l'équilibre offre/demande au plus bas coût.....	12
3.1 Solution proposée par le Distributeur : La réduction des approvisionnements patrimoniaux	13
3.1.1 Analyse de la solution avancée par le Distributeur.....	14
3.2. Une stratégie alternative.....	14
3.2.1 La monétisation des surplus de sources éoliennes sur le marché des attributs environnementaux de la Nouvelle-Angleterre.....	15
3.2.2 Capacité de Transit vers la Nouvelle-Angleterre	19
3.2.3 Rentabilité de l'option de revente effectuée directement par le Distributeur vis-à-vis la réduction des approvisionnements patrimoniaux.....	20
3.2.4 Stratégie de revente à privilégier	21
3.2.5 Étapes à franchir.....	23
4- Recommandations.....	24

1-Mise en contexte

1.1 Les contrats d'énergie éolienne et le bilan énergétique du Québec

1 Des contrats d'approvisionnement de long terme en énergie éolienne ont été
2 conclus par le Distributeur dans le cadre de son processus de planification à long
3 terme qui vise à **combl**er les besoins en énergie du Québec identifiés aux
4 plans d'approvisionnements du Distributeur approuvés par la Régie de l'énergie.

5 Le 1^{er} bloc de 1000 MW d'énergie éolienne a été approuvé afin de combler les
6 besoins en énergie du Québec identifiés au Plan d'approvisionnement 2002-
7 2011¹, déposé par le Distributeur en 2001.

8 Le 2^e bloc de 2000 MW d'énergie éolienne est, quant à lui, venu répondre aux
9 besoins énergétiques du Québec identifiés au Plan d'approvisionnement 2008-
10 2017², déposé en 2007.

11 Au moment de la décision de contracter ces blocs d'énergie, le bilan énergétique
12 à long terme prévu par le Distributeur était, à toutes fins utiles, équilibré. Il ne
13 présentait pas de déficit ou de surplus significatif sur l'horizon du plan
14 d'approvisionnement. Les tableaux 3.3 et 5.1 de l'encadré 1, issus des dossiers
15 R-3550-2004, HQD 3 document 3 et R3648-2007, HQD 1 document 1,
16 témoignent de cette réalité.

17

¹ R-3470-2001

² R-3648-2007, HQD-1, document 1, pages 30-36.

Encadré 1

Déploiement et bilan en énergie

Tableau 3.3
Impact du déploiement de long terme (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins incluant pertes de transport et Distribution	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ gestion des approvisionnements en temps réel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
Moins: approvisionnements existants ou en cours d'acquisition										
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Approvisionnements additionnels requis avant déploiement	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins: contribution prévue du déploiement du présent Plan										
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	0,1	0,8	0,9	2,0
= Approvisionnements additionnels requis	0,8	6,4	1,5	2,2	0,8	-	0,1	0,4	0,3	0,5

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

TABLEAU 5.1
BILAN EN ÉNERGIE
EN TWh

	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Besoins visés par le plan - après Efficacité énergétique	186,2	183,8	186,7	190,2	191,5	193,8	194,9	196,3	197,7	199,8	200,8
- Volume d'électricité patrimoniale	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	7,4	5,0	7,8	11,3	12,6	15,0	16,0	17,4	18,9	21,0	22,0
- Approvisionnements non patrimoniaux	9,5	10,5	10,7	11,7	12,7	14,7	16,5	17,7	18,9	20,0	20,0
• Contrats signés :											
- Contrats Éoliens 990 MW	0,4	0,7	1,1	1,9	2,2	2,7	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0
- Contrats Autres sources d'énergie	9,0	9,9	9,7	9,7	9,5	9,4	9,7	9,7	9,7	9,7	9,7
• Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW	-	-	-	0,1	0,9	1,7	2,6	3,5	4,4	5,3	5,3
• Appels d'offres à venir											
- Cogénération - Biomasse (100 MW - Déc. 2011)	-	-	-	-	0,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
- Éolien (500 MW - Municipalités & Communautés)	-	-	-	-	0,0	0,3	0,5	0,8	1,1	1,3	1,3
= Approvisionnements additionnels requis/Surplus	(2,1)	(5,6)	(2,9)	(0,3)	(0,1)	0,2	(0,5)	(0,3)	(0,0)	0,9	2,0

1.2 La prime liée aux attributs environnementaux

- 1 Par ces contrats approuvés par la Régie de l'énergie, le Distributeur obtenait de
2 ses fournisseurs une garantie d'approvisionnement d'une quantité d'énergie, aux
3 conditions spécifiées au contrat. Il obtenait également la cession des droits
4 relatifs aux attributs environnementaux³, comme en témoigne l'encadré 2.

Encadré 2

Extrait des contrats d'achat d'énergie éolienne⁴

24.3 Attributs environnementaux

Le **Fournisseur** reconnaît que le **Distributeur** est titulaire de tous les droits existants et futurs relativement à des permis, crédits, unités ou tous autres titres qui pourraient être créés, obtenus ou reconnus à l'égard :

- i) de réductions d'émissions ou d'émissions évitées de gaz à effet de serre ou de tout autre polluant, consécutives au déplacement réel ou présumé de moyens de production par la mise en service du *parc éolien* ;
- ii) des attributs ou caractéristiques des sources de production d'énergie renouvelable pour des fins de vente, d'échange, d'étiquetage, de certification, de publicité ou autres.

Le **Fournisseur** s'engage à effectuer toutes les démarches nécessaires et à produire tous les documents requis auprès des autorités compétentes pour obtenir et maintenir en vigueur les droits visés au présent article. Les frais ainsi encourus sont remboursés au **Fournisseur** par le **Distributeur**.

Si, en vertu des lois applicables, les droits visés au présent article sont émis au nom du **Fournisseur**, ce dernier s'engage à les céder et à les transférer, sans frais, au **Distributeur** afin de donner effet aux présentes.

- 5 Or, ces attributs ont une valeur monétaire dans certains marchés, tel que
6 l'explique en détail le rapport d'expertise commandé par l'AQPER. La demande

³ Voir clause 24.3 des contrats d'approvisionnements en énergie éolienne

⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/3569-05/Requete/HQD-01_Doc01-02_3569_29avr05.pdf

1 en énergie renouvelable variera selon les États et les instruments développés
2 pour atteindre les cibles établies prendront diverses formes.
3 Néanmoins, nous constatons que le marché pour les Renewable Energy
4 Certificates (REC) de CLASS 1 est substantiellement en pénurie d'offres, ce qui
5 se reflète par des prix des REC qui se rapprochent de ceux dictés par la limite
6 supérieure fixée par les Alternative Compliance Payments (ACP). Cette prime
7 accordée pour les attributs environnementaux reliés aux énergies renouvelables
8 avoisine les 50 à 60 millions de dollars US du TWh. Cette importante prime
9 accordée aux énergies renouvelables par les réseaux voisins américains confère
10 un avantage marqué pour ce type d'énergie sur le marché de la revente.

11 La vente de ces attributs environnementaux par toutes les régions⁵ qui en
12 disposent constitue une source additionnelle très importante de revenu et une
13 opportunité commerciale que toute entreprise se doit de saisir.

14 Il en résulte une plus grande création de valeur pour l'entreprise qui
15 commercialise ses produits⁶ sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre.

16 **1.3 Les contrats d'énergie éolienne contribuent à la gestion de la pointe**

17 Conformément aux dispositions des règlements du gouvernement relatifs aux
18 contrats d'approvisionnements en énergie éolienne, le Distributeur, à travers une
19 *Entente d'intégration de l'énergie éolienne* conclue et renouvelée⁷ avec Hydro-
20 Québec Production⁸, transformait les approvisionnements éoliens, donc
21 variables d'heure en heure, en un service de base, c'est à dire un service de

⁵ L'état de New York, le Québec et Hydro-Québec Production, de même qu'HQD.

⁶ Soit l'énergie, la puissance et les attributs environnementaux.

⁷ À noter qu'une nouvelle entente d'intégration éolienne a été soumise à la Régie (Dossier R-3848-2013). La Régie est actuellement en délibération sur ce dossier.

⁸ D-2006-27; D-2011-012; D2011-198; D-2012-144.

1 livraison d'énergie uniforme tout au long de l'année avec une puissance garantie
2 égale à 35 %⁹ de la puissance installée totale des parcs éoliens.

3 Si l'on ajoute à la contribution en puissance de l'énergie éolienne celle des
4 projets de biomasse (incluant ceux au biogaz) et de petite hydraulique, la
5 contribution totale de ces contrats s'établit à :

994 MW en 2013/14
1270 MW en 2014/15
1443 MW en 2015/16¹⁰

6 L'encadré 3, qui suit, présente le tableau 1.2, page 6, extrait du dossier R-3550-
7 2004, HQD 3 document 3 ainsi que le tableau 5.2, page 38, du dossier R-3648-
8 2007, HQD 1 document 1.

9

10 Les contrats en énergie éolienne viennent ainsi contribuer de façon significative
11 à répondre aux besoins en puissance du Distributeur et évitent de ce fait même
12 des achats onéreux en période de pointe sur les marchés de court terme des
13 réseaux voisins durant la période hivernale.

⁹ À noter que déjà le NPCC créditait Hydro-Québec Distribution pour 30 % de la puissance des parcs éoliens.

¹⁰ Voir dossier R-3864-2013 HQD-1, document 2.3, annexe 3C, Tableau 3C-3, page 36.

Encadré 3

Besoins en puissance

Tableau 1.2
Puissance additionnelle requise (MW)

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	257	258	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance installée requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139
- Approvisionnements existants et à venir	38 002	38 002	38 646	39 317	39 557	39 743	39 798	39 856	39 897	39 897
• Électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
• Réserve sur électricité patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
• Électricité interruptible ¹	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
• TransCanada Energy ²	-	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de court terme signés en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de biomasse	-	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	-	77	131	171	208	263	321	361	361
• Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	-	200	350	350	350	350	350
= Puissance additionnelle requise	-	668	417	331	390	478	607	781	999	1 242

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.

² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

³ La puissance associée aux appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peuvent servir à remplir la critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.

⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

TABLEAU 5.2
BILAN EN PUISSANCE
EN MW

	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014	2014 - 2015	2015 - 2016	2016 - 2017
Besoins à la pointe visés par le plan	35 968	36 219	36 851	37 129	37 418	37 701	37 948	38 193	38 380	38 681
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 538	3 705	3 906	4 083	4 116	4 147	4 174	4 201	4 222	4 255
<i>Taux de réserve requise</i>	8,6%	10,2%	10,6%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%	11,0%
- Électricité patrimoniale (incluant réserve)	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
= Puissance requise au-delà de l'électricité patrimoniale	2 064	2 482	3 315	3 770	4 092	4 406	4 681	4 952	5 160	5 494
- Approvisionnements non patrimoniaux	2 057	2 353	2 458	2 583	2 859	3 033	3 168	3 303	3 438	3 438
• Contrats signés ⁽¹⁾⁽²⁾	1 257	1 303	1 408	1 443	1 499	1 538	1 538	1 538	1 538	1 538
• Appel d'offres éolien en cours - 2000 MW ⁽²⁾	0	0	0	90	180	285	390	495	600	600
• Appels d'offres à venir										
- Cogénération-Biomasse (100 MW - Déc. 2011)	0	0	0	0	100	100	100	100	100	100
- Éolien (500 MW - Municipalités & Communautés)	0	0	0	0	30	60	90	120	150	150
• Électricité interruptible ⁽³⁾	550	800	800	800	800	800	800	800	800	800
• Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
= Puissance additionnelle requise	0	130	860	1 190	1 230	1 370	1 510	1 650	1 720	2 060
• Contribution des marchés de court terme (Partage de réserve)	0	130	500	500	500	500	500	500	500	500
= Puissance additionnelle requise	0	0	360	690	730	870	1 010	1 150	1 220	1 560

(1) Incluant une puissance additionnelle de 40 MW durant les mois d'hiver pour le contrat avec TCE.

(2) Selon des hypothèses de contribution de 35% pour Éolien (990MW) et de 30% pour Éolien (2000 MW)

(3) Pour la prochaine pointe, les quantités ont été réduites pour éviter d'excéder les besoins

1.4 Diversification énergétique

1 Les approvisionnements en énergie éolienne sont une base minimale de
 2 diversification énergétique et de développement économique régional.
 3 L'ensemble de ces contrats d'approvisionnement en énergie éolienne ne
 4 représenteront que 6,2% des approvisionnements totaux¹¹ une fois toutes les
 5 mises en service réalisées. Ceci est une base minimale souhaitée par le
 6 gouvernement pour permettre au Québec de diversifier son portefeuille
 7 d'approvisionnement énergétique, de se doter de nouveaux outils pour intégrer
 8 cette nouvelle source d'énergie aux opérations du Distributeur et de favoriser
 9 l'émergence d'une base industrielle au Québec pour la réalisation de certaines
 10 composantes de ce nouveau système.¹²

11 L'encadré 4 qui suit est tiré du dossier R-3864-2013, HQD 1 document 1, page
 12 27.

Encadré 4 Bilan en énergie

**TABLEAU 4-2
BILAN EN ÉNERGIE**

	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)

¹¹ Voir dossier R-3864-2013, HQD-1, document 1 tableau 4.2, page 27.

¹² Le gouvernement a reconnu dans sa politique énergétique « L'énergie au service du Québec » que la production d'énergie éolienne peut favoriser l'émergence d'une infrastructure industrielle dans ce domaine et ouvrir une voie au développement économique pour les régions. Le décret 353-2003 relié aux contrats d'approvisionnement éolien de 1000 MW exigeait des contenus régionaux et québécois variant entre 40 % et 60 % de la valeur des contrats.

1 Ces contrats post-patrimoniaux, dont font partie les contrats éoliens, doivent
2 selon la loi refléter les prix du marché. Les prix des nouveaux contrats de long
3 terme sont dictés par les coûts marginaux élevés des nouveaux projets mis en
4 service. Rappelons que le consommateur ne paiera pas ces coûts marginaux,
5 puisque les tarifs de l'électricité sont basés sur les coûts moyens de tous les
6 approvisionnements énergétiques du Distributeur.

7 Il était donc clair et prévu que les contrats post-patrimoniaux, qu'ils soient de
8 source éolienne ou de provenance de la « grande » hydraulique, allaient
9 augmenter **le prix moyen** d'approvisionnement énergétique du Distributeur et
10 les tarifs payés par le consommateur,.

11 Ainsi, en 2014, l'ensemble des approvisionnements énergétiques post-
12 patrimoniaux du Distributeur occasionnent 21 % des coûts totaux
13 d'approvisionnement. (1189,3 M\$ vs 5672.6 M\$)¹³, bien qu'ils ne représentent
14 que 6,5 %¹⁴ des approvisionnements énergétiques totaux, et ce, en raison du
15 prix relativement très faible de l'électricité patrimoniale (26,15 \$/MWh vs 99,62
16 \$/MWh en 2014)¹⁵, conditionné par les très faibles coûts de développement des
17 complexes de Churchill Falls, de Manic-Outardes et du complexe de la Baie
18 James.

1.5 Le coût compétitif des approvisionnements en énergie éolienne

19 Les contrats d'approvisionnement en énergie éolienne présentent des prix très
20 compétitifs par rapport au coût des projets éoliens¹⁶ disponibles sur les marchés

¹³ Voir dossier R-3864-2013, HQD-1, document 2.3, annexe 4B, tableau 4B-1, page 37

¹⁴ Ibidem

¹⁵ Ibidem

¹⁶ Incluant les coûts de transport applicables

1 voisins du Québec. Ceci était d'ailleurs une condition *sine qua non* pour leur
2 approbation par la Régie de l'énergie.

3 Lors de l'approbation des contrats par la Régie, le consultant retenu par le
4 Distributeur a indiqué, preuve à l'appui, **que le coût moyen des combinaisons**
5 **choisies se situait parmi les coûts les plus bas identifiés dans les projets**
6 **faisant l'objet de ses études**. Cette conclusion a été entérinée par la Régie qui,
7 de ce fait, reconnaissait que les projets éoliens choisis étaient hautement
8 concurrentiels par rapport au coût des projets éoliens (incluant les coûts de
9 transport applicables) disponibles sur les marchés voisins du Québec¹⁷.

2- Les Surplus

10 Les approvisionnements post-patrimoniaux ont dû être et ont été contractés
11 longtemps à l'avance et, au moment de leur approbation, ils contribuaient, selon
12 les prévisions à long terme du temps, à équilibrer un bilan énergétique de long
13 terme du Québec. Dû aux longs délais de réalisation des projets, leur mise en
14 service permettait d'éviter des pénuries énergétiques au Québec. L'existence
15 des surplus énergétiques ne peut donc pas leur être directement imputée.

16 Les surplus sont directement attribuables au déséquilibre offre/demande sur un
17 horizon de long terme occasionné par la chute **brutale, majeure, structurelle et**
18 **inattendue** de la demande du secteur industriel, notamment le secteur des pâtes
19 et papiers et, dans une moindre mesure, le secteur de la fonte et de l'affinage
20 (aluminium).

21 Cette chute importante de la demande a commencé à se manifester à partir de
22 2007, au moment où la grande majorité des engagements contractuels en
23 approvisionnement énergétique post-patrimoniaux avait été conclue. Cette chute

¹⁷ Voir D-2005-84 ; D-2008-132 et D-2011-175

1 a pris de l'ampleur depuis. Ainsi, à chaque révision de la prévision de la
2 demande, année après année, celle du secteur industriel a été considérablement
3 révisée à la baisse, et ce, même à l'occasion du dernier Plan d'approvisionnement.

4 Les surplus occasionnés par le déséquilibre entre une offre fixe à toutes fins
5 utiles et une demande à la baisse se sont par conséquent élargis d'année en
6 année.

7 Ces quantités s'accumulant, le Distributeur se voyait confronté à une sérieuse
8 situation de déficit financier.

9 Pour faire face à cette situation, le Distributeur a mis en place plusieurs mesures
10 conçues pour **minimiser l'important coût** occasionné par les surplus :

- 11 • Suspensions temporaires (sur une année à la fois) et permanente (par la
12 suite) du contrat d'approvisionnement avec TCE (4,3 TWh);
- 13 • Convention d'énergie différée pour l'approvisionnement en énergie de
14 base et cyclable conclu avec Hydro-Québec Production;
- 15 • Report des mises en service de certains contrats et annulation de certains
16 autres, lorsque les circonstances le permettaient;
- 17 • Réduction des approvisionnements patrimoniaux.

18 Malgré ces efforts, l'impact de la crise économique sur la demande d'électricité
19 continue à se faire sentir.

3-Comment rétablir l'équilibre offre/demande au plus bas coût

20 Avec l'accroissement de l'intensité et de la durée des surplus identifiés au
21 présent Plan d'approvisionnement, ces mesures s'avèrent insuffisantes pour
22 rééquilibrer le bilan énergétique du Distributeur.

1 Suite à l'application des mesures ci-haut mentionnées, des **surplus résiduels**
2 importants apparaissent au bilan du Distributeur. Ils se chiffrent pour les trois
3 prochaines années à :

4	7,4 TWh	en 2014
5	10,1 TWh	en 2015
6	9,7 TWh	en 2016 ¹⁸

3.1 Solution proposée par le Distributeur : La réduction des approvisionnements patrimoniaux

7 Pour résorber ces surplus résiduels au moindre coût, le Distributeur, dans son
8 Plan d'approvisionnement, opte pour une réduction équivalente de ses
9 approvisionnements patrimoniaux.

10 *« À l'exception des livraisons du contrat cyclable, les*
11 *engagements d'achat de long terme du Distributeur sont fermes*
12 *(contrat de type « take or pay ») et les livraisons ne peuvent être*
13 *réduites. Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le*
14 *Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons de*
15 *l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus*
16 *énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long*
17 *terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons est*
18 *sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts*
19 *appelés à croître au cours des prochaines années en raison de*
20 *l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. »*¹⁹

¹⁸ Voir dossier R-3864-2013, HQD-1, document 1, tableau 4.2, page 27.

¹⁹ Voir dossier R-3864-2013, HQD-1, document 1 page 27.

3.1.1 Analyse de la solution avancée par le Distributeur

1 À cause de son très bas coût, de 2,79 ¢/kWh en 2013 et indexé par la suite,
2 l'électricité patrimoniale constitue pour le Distributeur et pour sa clientèle un
3 avantage économique indéniable.

4 Le Distributeur devrait dès lors avoir pour **objectif d'utiliser au maximum** cette
5 énergie peu chère pour satisfaire les besoins de sa clientèle et éviter de réduire
6 autant que possible cet approvisionnement avantageux auprès d'Hydro-Québec
7 Production.

8 C'est d'ailleurs la stratégie adoptée par le Distributeur par le passé, lorsqu'il a
9 tenté de gérer les 8760 bâtonnets horaires de l'approvisionnement annuel
10 d'énergie patrimoniale pour les utiliser tous autant que possible. Le Distributeur
11 minimisait, autant que faire se peut, le montant d'énergie patrimoniale inutilisée
12 et permettait ainsi à sa clientèle de bénéficier au maximum de cet
13 approvisionnement énergétique à très bas coût.

14 **Ce n'est donc qu'en dernier recours**, après avoir épuisé toutes les options
15 alternatives économiquement plus intéressantes, que le Distributeur devrait se
16 résoudre à réduire les approvisionnements en énergie patrimoniale pour résorber
17 ses surplus.

3.2. Une stratégie alternative

18 Selon le rapport d'expertise déposé en preuve, il existe une autre avenue plus
19 rentable que celle proposée par le Distributeur, et qui permettrait d'utiliser au
20 maximum l'énergie patrimoniale à des fins internes. Cette autre avenue, c'est la
21 revente, sur le marché d'énergie de la Nouvelle-Angleterre, de l'énergie
22 disponible au Distributeur en provenance des approvisionnements éoliens, de
23 biomasse et de petite hydraulique.

1 Dans ce même ordre d'idées, pour augmenter ses revenus en période de
2 surplus, le Distributeur devrait explorer toutes les avenues économiquement
3 rentables pour valoriser également ses surplus de puissance durant certaines
4 périodes de l'année où les réseaux voisins éprouvent des besoins accrus en
5 puissance.

6 En somme, il s'agit pour le Distributeur de maximiser la valeur du portefeuille
7 Énergie, Puissance et Attributs environnementaux.

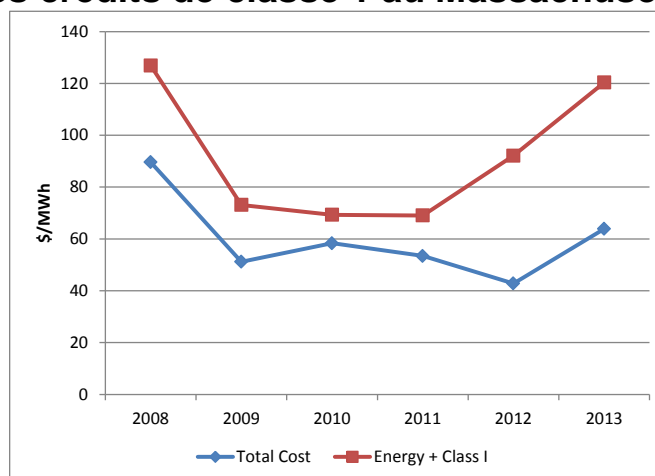
3.2.1 La monétisation des surplus de sources éoliennes sur le marché des attributs environnementaux de la Nouvelle-Angleterre

8 La revente d'une partie des approvisionnements en énergie renouvelable,
9 notamment les approvisionnements en énergie éolienne, sur le marché de la
10 Nouvelle-Angleterre permettrait au Distributeur de bénéficier des primes
11 importantes offertes sur le marché des attributs environnementaux. Les revenus
12 de cette prime s'ajouteraient à ceux provenant de la vente de l'énergie sur les
13 marchés de gros de la Nouvelle-Angleterre.

14 Comme l'illustre la figure 1, extraite du rapport d'expertise déposé en preuve ²⁰,
15 la prime offerte pour de l'énergie « CLASS I », telle que l'énergie éolienne,
16 accroît considérablement le prix de vente obtenu sur le marché de gros de la
17 Nouvelle-Angleterre. Compte tenu de l'état du marché des attributs
18 environnementaux en 2012 et 2013, cette prime—(qui se chiffrait alors entre 50
19 et 60 \$US/MWh)—venait plus que doubler le prix de l'énergie sur le marché de
20 gros de l'État du Massachusetts.

²⁰ Voir rapport d'expertise de l'AQPER, figure 2, page 5.

Figure 1
Moyenne annuelle des coûts et revenus du marché de gros,
comparée au prix de l'énergie
pour les crédits de classe 1 au Massachusetts



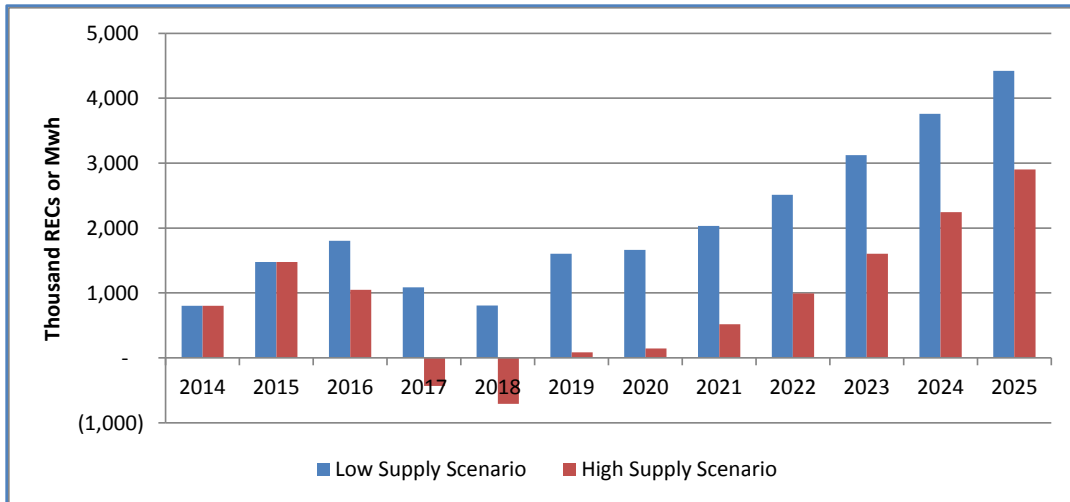
1 Cette valeur élevée de la prime en 2012 et 2013 reflète, comme il est
2 abondamment explicité dans le rapport d'expertise, une offre d'énergie de Class
3 1 inférieure à la demande pour ce type d'énergie. Cette demande est prescrite
4 par l'objectif obligatoire, imposé par chaque État de la Nouvelle-Angleterre, qui
5 fixe le pourcentage d'énergie renouvelable devant être atteint à l'intérieur du plan
6 d'approvisionnement énergétique de chaque État.

7 Cette situation tendue sur le marché des attributs environnementaux devrait
8 perdurer pour les prochaines années, tel que le démontre le rapport d'expertise
9 déposé en preuve.

10 Les différents scénarios d'offre et de demande d'énergie de Class1 en Nouvelle-
11 Angleterre illustrés au rapport d'expertise²¹ déposé en preuve, reproduits à la
12 figure 2, démontrent la présence de déficits de ce type d'énergie pouvant varier
13 selon le cas entre un minimum à court terme de 800 GWh et un maximum
14 pouvant atteindre à long terme les 5 TWh.

²¹ Rapport d'expertise, figure 9, page 23.

Figure 2
Sous-alimentation du marché de la Nouvelle-Angleterre
en fonction du scénario retenu



1 Ce déficit peut être comblé par des reventes d'énergie de Class 1 du Québec en
 2 Nouvelle-Angleterre sans affecter de façon significative la valeur de la prime
 3 élevée accordée pour ce type d'énergie.

4 Selon le rapport d'expertise déposé en preuve, cette prime devrait, pour les
 5 quantités de revente ne dépassant pas le déficit prévu sur le marché des
 6 attributs environnementaux, se maintenir à un niveau élevé, comme l'illustre le
 7 graphique 10 du rapport d'expertise soumis à titre confidentiel à la Régie.

8 Dans le cas du scénario de faible offre de REC analysé au rapport d'expertise, la
 9 valeur des attributs environnementaux pourrait même se rapprocher des valeurs
 10 des ACP prescrites qui passent de 65 millions de dollars US par TWh en 2014 à
 11 80 millions de dollars US par TWh en 2023, à l'horizon du Plan
 12 d'approvisionnement 2014-2023.

13 ▪ Pour rencontrer les cibles de contenu d'énergie renouvelable dans leur
 14 plan d'approvisionnement énergétique, les États de la Nouvelle-Angleterre

1 seront en quête de quantités de plus en plus importantes d'énergie de
2 Class 1, telle que l'énergie éolienne.

3 ▪ Hydro Québec Distribution dispose de quelques 8,7 TWh de production
4 annuelle provenant de ressources renouvelables correspondant à la
5 définition que s'en font les États de la Nouvelle-Angleterre pour que cette
6 énergie soit éligible à la catégorie de REC très lucrative de Class 1.

7 ▪ Ces ressources étant en surplus pour une période prolongée sont ainsi
8 disponibles pour être vendues sur le marché de l'énergie de la Nouvelle-
9 Angleterre.

10 ▪ Il est clair, à nos yeux, que pour Hydro-Québec Distribution, la situation de
11 pénurie de ressources renouvelables de Class 1 représente une
12 opportunité d'affaires des plus intéressantes pour sa clientèle, opportunité
13 qu'Hydro-Québec Distribution ne peut absolument pas ne pas saisir.

14 • Pour chaque TWh de ce type d'énergie vendu sur le marché de la
15 Nouvelle-Angleterre, les seuls attributs environnementaux procureraient
16 aux environs de 50 à 60 millions de dollars US en revenu.

17 ▪ L'envergure de cette opportunité économique et son partage éventuel
18 devrait permettre d'établir des stratégies de concertation entre les
19 différentes instances impliquées dans le processus de revente en
20 surmontant les contraintes à sa réalisation et en rendant sa réalisation
21 possible.

3.2.2 Capacité de Transit vers la Nouvelle-Angleterre

1 Le Plan d'Approvisionnement 2014-2023²², ne fait aucune mention explicite de
2 contraintes de transport vers la Nouvelle-Angleterre lorsqu'il traite des attributs
3 environnementaux et de la décision d'Hydro-Québec Distribution de ne pas
4 effectuer de revente d'énergie sur ce marché.

5 Cependant, en réponse aux nombreuses questions de la Régie, de l'AQCIE/CFQ
6 et de l'AQPER sur ce sujet le Distributeur mentionne qu'un risque de l'option de
7 revente est lié à la congestion des interconnexions entre le Québec et la
8 Nouvelle-Angleterre.

9 *Réponse à la question 7.1 de la Régie No1 :*

10 « Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, il est limité par des
11 contraintes de transport. »

12 *Réponse à la question 8.1 de l'AQCIE/CFQ :*

13 « Les réservations actuellement détenues par les utilisateurs du
14 réseau de transport (essentiellement HQP et EBMI) reflètent les
15 capacités d'absorption des réseaux voisins. Toute quantité qui
16 serait ajoutée sur le transit des interconnexions viendrait créer de la
17 congestion, ce qui serait susceptible de diminuer les prix reçus pour
18 ces quantités. La détention de transport ferme n'assure
19 aucunement le Distributeur d'obtenir des prix plus élevés que
20 l'électricité patrimoniale. »

21 La section 6.3 du rapport d'expertise qui traite de la question de la disponibilité
22 de capacité de transit vers la Nouvelle-Angleterre conclut :

23 *The analysis shows that space is indeed available at various times*
24 *should HQD choose to move additional renewable energy (and*
25 *RECs) into New England.²³ Unlike energy, REC values do not vary*
26 *based on the time of day, hence off-peak REC deliveries add*
27 *proportionally more value to off-peak energy revenues than to on-*
28 *peak energy revenues. Assuming power is being generated and*

²² R-3864-2013, HQD-1 document 1 page 39.

²³ Rapport d'expertise. Page 28

1 *can be delivered to the border, there appears to be available*
2 *transmission reservations during this time period.*

3 Compte tenu de ce constat, Le Distributeur, pour pouvoir effectuer directement la
4 revente de son énergie de Class I, devrait prendre les réservations appropriées
5 sur les liens d'interconnexion vers la Nouvelle-Angleterre et demander à certains
6 des producteurs éoliens d'obtenir dans les meilleurs délais leur certification les
7 rendant éligibles à transiger sur le marché des attributs environnementaux.

3.2.3 Rentabilité de l'option de revente effectuée directement par le Distributeur vis-à-vis la réduction des approvisionnements patrimoniaux

8 Afin de démontrer la rentabilité de l'option de revente sur le marché de la
9 Nouvelle-Angleterre, nous présentons un exemple chiffré qui retient à dessein
10 des hypothèses très conservatrices au niveau des revenus issus de cette
11 revente.

12 Ainsi, retenons, aux fins d'illustration, un **scénario très pessimiste** au niveau de
13 l'obtention de revenus pour la revente de l'énergie sur le marché de gros de la
14 Nouvelle-Angleterre en période hors pointe (off-peak).

15 • **POSTULAT 1-** Un prix de 10 \$US/MWh pour l'énergie vendue.

16 Retenons également un scénario conservateur pour les attributs
17 environnementaux :

18 • **POSTULAT 2-** Obtention de la marge inférieure des revenus possibles.

19 L'encadré 5, ci-après, démontre qu'en escomptant tous les frais de transit et de
20 courtage, l'option revente directe par HQD rapporterait au Distributeur des
21 revenus nets de 49,62 \$CDN/MWh.

- 1 Face aux économies de 27,9 \$CDN/MWh engendrées par l'option de réduction
- 2 des approvisionnements d'énergie patrimoniale, l'option de revente s'avère plus
- 3 rentable pour le Distributeur.

Encadré 5

Analyse de rentabilité de l'option de revente

Rentabilité de l'option de revente		
1- Revenus de l'énergie hors pointe sur le marché de gros Nouvelle-Angleterre (\$US/MWh)	10	
	+	
2- Revenus obtenus par les attributs environnementaux (\$US/MWh)	50	
3- Revenus bruts de la revente (\$US/MWh)	60	60,00
Moins		
4- pertes sur réseau de TÉ (Tx de pertes de 5,2%) (\$US/MWh)	3,12	
5- tarif de transit sur réseau TÉ (tx de change 0.9/ 1.0 (\$US/MWh)	7,44	
6- tarif de transit sur réseau NA (\$US/MWh)	4,03	
7- frais de courtage (\$US/MWh)	0,75	
8- Total des frais de transit et de courtage (\$US/MWh)	15,34	15,34
9- Revenus nets de la revente en \$US/MWh (ligne 3 moins ligne 8)		44,66
10- Revenus nets de la revente en \$CDN/MWh (tx de change 1.0/0.9)		49,62
<u>VS</u>		
11- Économies sur achat de l'énergie patrimoniale en \$CDN/MWh selon la méthode actuellement utilisée par le Distributeur, soit la renonciation à de l'électricité issue du bloc patrimonial		27,90
 Constat : 49,62 \$/MWh > 27,90 \$/MWh		

3.2.4 Stratégie de revente à privilégier

- 4 L'implication directe d'Hydro-Québec Distribution dans les opérations de revente
- 5 est une activité rentable. HQD pourrait cependant tirer un meilleur parti de cette
- 6 opération si elle adoptait une stratégie faisant appel aux acteurs directement
- 7 impliqués dans les activités d'exportation d'électricité.

1 À ce sujet, le rapport d'expertise fait état de réservations importantes prises par
2 des intervenants majeurs sur le marché de la Nouvelle-Angleterre.

3 Le Dossier R-3777-2011 relatif à la *demande de modification des tarifs et*
4 *conditions de service de transport pour l'année témoin 2012*, fait état des
5 réservations long terme suivantes vers le marché de la Nouvelle-Angleterre²⁴ :

6 Hydro-Québec Production

- 7 • 1265 MW d'une durée de 35 ans pour livraison à NE
- 8 • 316 MW pour 2012 pour livraison à NB : 2 x 158 MW
- 9 • 237 MW pour livraison à HIGH jusqu'en décembre 2015

10 Autres clients

- 11 • 322 MW pour livraison vers NE

12 Ces intervenants sont fort actifs sur le marché de gros de la Nouvelle-Angleterre.
13 Les produits vendus par ces intervenants ne sont pas, par ailleurs, éligibles²⁵ aux
14 primes reliées aux attributs environnementaux.

15 Ainsi comme le mentionne le rapport d'expertise en page 31:

16 « *Thus, excepting long-term, firm commitments to deliver power,*
17 *there may be reservations that could be shifted to accomodate*
18 *flows of power that woud be eligible for premium REC markets.*²⁶
19 *Based on forecasted REC values it is evident that delivery of RECs*
20 *at a price of more than \$60/MWh adds significant value to energy*».

21
22 La forte prime offerte par les RECs rendrait possible cette substitution d'une
23 partie de l'énergie transitée par ces intervenants, et qui n'est pas éligible aux

²⁴ R -3777-2011. HQT 10 Document 2 page 6

²⁵ Seuls Hydro-Québec Production effectue des ventes de Class I et ce pour de très faibles quantités.

²⁶ C'est d'ailleurs ce que Hydro-Québec Production a effectué en valorisant ses transactions à l'exportation par la vente de ses approvisionnements éoliens de Mount Miller et de Mount Cooper (voir rapport d'expertise pages 26 et 27).

1 RECs, par la revente de l'énergie de Class I détenue par Hydro-Québec
2 Distribution et qui, elle, est éligible aux RECs.

3 Les deux parties à cette opération, soit Hydro-Québec Distribution d'une part et
4 l'un de ces intervenants d'autre part, y trouveraient un intérêt en se partageant
5 cette lucrative prime.

6 Les contraintes liées à la congestion des liens d'interconnexion seraient
7 complètement levées et le Québec pourrait ainsi maximiser la revente d'énergie
8 excédentaire de Class I et tirer le maximum de cette opportunité économique.

3.2.5 Étapes à franchir

9 Pour ce faire, Hydro Québec Distribution devrait sans plus tarder exiger des
10 producteurs qui l'approvisionnent en énergie de Class I qu'ils fassent certifier
11 leurs installations dans les meilleurs délais pour les rendre éligibles aux RECs de
12 Class I. Les producteurs d'énergie éolienne, membres de l'AQPER, sont tout à
13 fait disposés à collaborer à cet effet afin de maximiser la création de richesse
14 dans l'économie québécoise.

15 Hydro-Québec Distribution devrait mettre aux enchères ses droits et ses
16 approvisionnements de Class I et, suite à ce processus d'appel d'offres, retenir
17 les offres les plus intéressantes pour sa clientèle.

18 Rappelons que ce qui est en jeu ici est une opportunité économique pouvant
19 aller jusqu'à 60 millions de dollars pour chaque TWh de revente d'énergie de
20 Class I et que le marché des RECs résiduels disponibles au Québec, qui évolue
21 actuellement à près de 1 TWh, pourrait atteindre à terme jusqu'à 5 TWh.

22 C'est définitivement une opportunité des plus intéressantes que le Québec ne
23 peut absolument pas ne pas saisir. Ne pas prendre action dès 2014 revient à
24 renoncer à un revenu supplémentaire de 30 millions de dollars, revenu qui

1 devrait revenir aux consommateurs d'électricité québécois en réduction de tarifs.
2 En 2015, cette somme augmenterait à plus de 60 millions de dollars. C'est autant
3 d'argent qui devrait être affecté à la réduction des tarifs de la clientèle d'Hydro-
4 Québec Distribution.

4- Recommendations

5 En définitive, l'énergie post-patrimoniale contractée par le Distributeur sert à
6 supporter la croissance de la charge locale. Pour ce faire, il a contracté des
7 achats d'électricité sur des périodes de 20 ans. Ces contrats d'achat ont été
8 approuvés par la Régie de l'énergie. Des chocs économiques sont toutefois
9 venus perturber l'équilibre offre-demande, laissant le Distributeur avec un surplus
10 conjoncturel. Pour gérer la situation, le Distributeur avance que le refus de
11 prendre livraison de l'énergie patrimoniale est la façon la plus rentable et la plus
12 flexible dont il dispose. Or, notre simulation, effectuée avec des postulats très
13 conservateurs, propose à la Régie de l'énergie une façon encore plus
14 avantageuse pour le consommateur québécois de disposer desdits surplus
15 conjoncturels.

16 Si rien n'est fait, les consommateurs québécois auront à supporter inutilement
17 une charge tarifaire de 30 millions de dollars en 2014 et de 60 millions de dollars
18 en 2015. C'est pourquoi l'AQPER recommande fortement à la Régie de l'énergie
19 d'ordonner au Distributeur de :

- 20 • Maximiser l'utilisation de l'énergie patrimoniale;
- 21 • Appliquer la disposition contractuelle obligeant les producteurs éoliens,
22 de biomasse, de petite hydraulique et de biogaz à faire reconnaître
23 leur centrale de production sur les marchés de la Nouvelle-Angleterre;
- 24 • Mettre en vente l'énergie post-patrimoniale excédentaire dotée
25 d'attributs environnementaux auprès des acteurs actifs sur ces
26 marchés par l'entremise d'une enchère.