

## **COÛTS ÉVITÉS**



---

**TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ .....</b>	<b>5</b>
1.1. COÛT ÉVITÉ DE FOURNITURE-TRANSPORT .....	5
1.1.1. <i>Indicateur de coût évité en énergie</i> .....	5
1.1.2. <i>Indicateur de coût évité en puissance</i> .....	5
1.1.3. <i>Structure du coût évité de la fourniture-transport</i> .....	7
1.2. COÛT ÉVITÉ DE TRANSPORT DE LA CHARGE LOCALE .....	7
1.3. COÛT ÉVITÉ DE DISTRIBUTION.....	8
1.4. RÉPARTITION DU COÛT ÉVITÉ PAR USAGES ET CATÉGORIES DE CLIENTS:.....	8
<b>2. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES .....</b>	<b>9</b>
2.1. COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION DE L'ÉLECTRICITÉ .....	9
2.1.1. <i>Planification</i> .....	9
2.1.2. <i>Méthode de l'équipement générique</i> .....	10
2.1.3. <i>Résultats</i> .....	11



## **1. COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ**

### **1.1. Coût évité de fourniture-transport**

#### **1.1.1. Indicateur de coût évité en énergie**

1 L'équilibre offre-demande est caractérisé par un ralentissement important de la  
2 croissance de la demande pour les prochaines années. Le Distributeur prévoit  
3 maintenant faire face à une situation de surplus en énergie pour les années 2010 à 2015  
4 inclusivement, malgré les moyens déployés pour rétablir l'équilibre. À partir de 2016, le  
5 bilan en énergie du Distributeur montre des besoins additionnels que le Distributeur  
6 comblera sur les marchés.

#### 7 Coût évité en énergie :

- 8 • 2010 à 2015 inclusivement : le prix moyen de revente anticipé de la période, soit  
9 4,8 ¢/kWh<sup>1</sup> ;
- 10 • à compter de 2016 : le prix du 2<sup>e</sup> appel d'offres d'énergie éolienne, soit  
11 10,5 ¢/kWh (\$ 2007, annuité croissante à l'inflation).

12 Comparé à celui présenté au dossier R-3677-2008, la mise à jour correspond à une  
13 baisse de l'indicateur de coût évité en énergie de 30 %<sup>2</sup>.

#### **1.1.2. Indicateur de coût évité en puissance**

14 Du côté de la puissance, les moyens actuels (recours à l'énergie interruptible et au  
15 marché de court terme) seront suffisants pour combler les besoins du Distributeur  
16 jusqu'en 2015 inclusivement. Par la suite, des moyens additionnels devront être  
17 identifiés et mis en place pour assurer l'équilibre offre-demande.

---

<sup>1</sup> Le prix de revente de l'énergie est le même que celui utilisé dans le cadre de la demande d'approbation de la suspension temporaire des activités de production d'électricité de la centrale de Bécancour, dossier R-3704-2009, HQD-1, document 1, page 20.

<sup>2</sup> Pourcentage évalué sur la base de l'annuité croissante de dix ans.

1 Coût évité en puissance :

- 2       • 2010 à 2013 inclusivement : maintien du signal de 10 \$/kW-hiver (\$ 2006,  
3 annuité croissante à l'inflation), correspondant aux coûts des transactions de  
4 court terme (mensuelles et saisonnières) pour des approvisionnements en  
5 puissance garantie pour la saison hivernale dans le marché de New York ;
- 6       • 2014 à 2016 inclusivement : croissance du coût de la puissance pour atteindre  
7 40 \$/kW-hiver (\$ 2009, annuité croissante à l'inflation) en 2016.

8 Actuellement, le marché de New York est le seul qui permette de trouver des  
9 approvisionnements en puissance garantie sur une base concurrentielle<sup>3</sup>, et qui soit  
10 directement accessible en période de pointe hivernale. Depuis quelques années, ce  
11 marché constitue une source d'approvisionnements privilégiée par le Distributeur, lui  
12 permettant de se procurer, sur les marchés de court terme, les quantités requises pour  
13 équilibrer son bilan en puissance. Toutefois, compte tenu de l'évolution des besoins du  
14 Distributeur et de la capacité des interconnexions, le recours à d'autres sources  
15 d'approvisionnements en puissance que le marché de New York deviendra inévitable  
16 vers 2016.

17 Par ailleurs, dans plusieurs zones de contrôle (ou *Independent System Operator*) nord-  
18 américains émergent certaines préoccupations quant à la possibilité d'assurer une  
19 croissance des ressources qui soit suffisante pour satisfaire les nouveaux besoins, si les  
20 règles de marché actuelles continuent de s'appliquer. Dans certains marchés, dont celui  
21 de New York, l'opportunité d'implanter un marché à terme de la puissance, à l'instar de  
22 celui qui est actif en Nouvelle-Angleterre, est présentement analysée. Dans ce contexte,  
23 les prix de la puissance sur les différents marchés devraient normalement converger.  
24 Compte tenu de la nature des engagements qui découlent des marchés à terme de  
25 puissance, les volumes transigés sur les marchés mensuel ou saisonnier pourraient  
26 devenir moins importants.

---

<sup>3</sup> Voir à cet effet, le Plan d'approvisionnement 2008-2017 (R-3648-2007 Phase 1, HQD-1, document 2, annexe 4D)

1 Ces changements, combinés à la saturation du marché de New York, sont de nature à  
2 favoriser l'éclosion de prix plus élevés, se rapprochant du coût d'un équipement de  
3 référence (40 \$/kW pour un service de puissance d'hiver). Les coûts évités reflètent une  
4 situation où ce seuil maximal serait atteint vers 2016, alors que le Distributeur devra  
5 miser sur d'autres sources d'approvisionnements en puissance que celles provenant du  
6 marché de court terme de New York.

### 1.1.3. Structure du coût évité de la fourniture-transport

7 La différenciation entre les heures de pointe et les heures hors pointe applicable au prix  
8 de l'énergie garantie est maintenue à 1,5 ¢/kWh. Cet écart permet de refléter la structure  
9 du marché de référence sur lequel la valeur de l'énergie est transigée. La moyenne  
10 annuelle de cet écart pour l'année 2008, qui est de 1,67 ¢/kWh, confirme la pertinence  
11 de ce choix.

12 **TABLEAU 1.1 : COMPARAISON DES PRIX DAM, NEW YORK- ZONE M**  
13 **HEURES DE POINTE VS HEURES HORS POINTE**  
14 **(EN \$CAN / MWH)**

	2000 <sup>1</sup>	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	Moyenne
\$ CAN / MWh										
Pointe	62,02	64,98	59,25	77,68	71,05	97,72	71,09	69,05	79,19	72,45
Hors-pointe	43,39	47,40	44,41	57,16	55,25	75,68	54,54	54,53	62,46	54,98
Écart	18,63	17,58	14,84	20,52	15,79	22,04	16,55	14,52	16,73	17,47
Écart %	43%	37%	33%	36%	29%	29%	30%	27%	27%	32%

15 <sup>1</sup> Excluant le 29<sup>e</sup> jour de février

### 1.2. Coût évité de transport de la charge locale

16 La planification annuelle d'Hydro-Québec TransÉnergie (Transporteur) confirme de  
17 nouveau le niveau élevé des investissements destinés à la croissance de la charge  
18 locale sur un horizon de dix ans. Ces investissements incluent plusieurs projets de  
19 construction de postes satellites et des portions du réseau principal.

1 Le Distributeur maintient le niveau de l'indicateur de coût évité de transport de la charge  
2 locale à 42,7 \$/kW-an (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation)<sup>4</sup>.

### **1.3. Coût évité de distribution**

3 Les investissements associés au programme d'équipement du Distributeur demeurent  
4 élevés sur un horizon de cinq ans. Ces investissements sont notamment, le reflet des  
5 investissements du Transporteur au niveau des postes satellites.

6 Le Distributeur maintient le niveau de l'indicateur de coût évité de distribution à  
7 15,5 \$/kW-an (\$ 2010, annuité croissante à l'inflation)<sup>5</sup>.

### **1.4. Répartition du coût évité par usages et catégories de clients**

8 La répartition du coût évité par usages et catégories de clients est présentée, sur une  
9 base annuelle, à l'annexe A. Elle prend en compte la répartition des consommations des  
10 usages et des clients entre les heures de pointe et les heures hors pointe, ainsi que les  
11 pertes en énergie associées aux catégories de clients.

12 Ces coûts évités par usages et catégories de clients sont appliqués aux différentes  
13 mesures en tenant compte de leur impact. Ainsi lorsque la mesure consiste à installer  
14 des thermostats électroniques, le coût évité approprié est celui du chauffage des locaux.  
15 Pour la proportion de thermostats électroniques programmables, seule la portion énergie  
16 du coût évité de fourniture – transport est considérée. Ainsi, le coût évité pour un  
17 thermostat électronique non programmable est de 7,31 ¢/kWh en 2010 (voir le  
18 tableau A-1 de l'annexe A), alors qu'il est de 4,92 ¢/kWh pour un thermostat électronique  
19 programmable<sup>6</sup>.

---

<sup>4</sup> Pour plus de détails (justification, hypothèses et calculs), voir la section 2.2 de HQD-14, document 1, annexe D du dossier R-3677-2008.

<sup>5</sup> Pour plus de détails (justification, hypothèses et calculs), voir la section 2.3 de HQD-14, document 1, annexe D, du dossier R-3677-2008.

<sup>6</sup> La méthodologie détaillée de calcul a déjà été présentée à l'annexe A de HQD-15, document 2, pages 17 à 19, du dossier R-3610-2006.



## **2. COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES**

### **2.1. Coûts évités de production de l'électricité<sup>7</sup>**

1 Le coût évité de fourniture est le coût engendré par une demande additionnelle, compte  
2 tenu de l'équilibre offre-demande dans un réseau autonome<sup>8</sup> donné. Les installations de  
3 production de l'électricité sont thermiques (au diesel ou au mazout lourd), à l'exception  
4 des réseaux du Lac-Robertson et de Schefferville, alimentés par des centrales  
5 hydrauliques.

#### **2.1.1. Planification**

6 Le plan d'équipement d'un réseau est constitué des investissements et des charges  
7 d'exploitation nécessaires pour faire face à la croissance des besoins des clients sur un  
8 horizon de long terme, en général 15 à 20 ans. La planification s'effectue dans une  
9 optique de minimisation des coûts et de respect des critères de fiabilité.

10 La croissance de la demande est essentiellement fonction de celle du nombre de  
11 ménages et tient compte du maintien des programmes d'utilisation efficace de l'énergie  
12 (PUEÉRA) et de la tarification existante.

13 Étant donné le contexte particulier des réseaux autonomes, la taille des centrales et des  
14 groupes de production sont planifiées de façon à rencontrer la croissance de la  
15 demande sur une longue période de temps. Les investissements nécessaires à la  
16 pérennité des centrales constituent une opportunité d'augmenter la puissance disponible  
17 pour répondre à la croissance des besoins.

---

<sup>7</sup> La méthodologie des coûts évités de mazout n'est pas abordée dans le présent document. Pour plus d'informations, voir la réponse à la question 17.1 de la demande de renseignements no. 2 de la Régie, HQD-15, document 1.1 du dossier R-3644-2007.

<sup>8</sup> Un réseau autonome se définit comme les équipements de production et de distribution qui permettent de répondre aux besoins en énergie et en puissance d'une clientèle donnée, généralement un village, et qui n'est pas raccordé au réseau principal.

### **2.1.2. Méthode de l'équipement générique**

1 En réponse aux préoccupations de la Régie formulées dans la décision D-2009-016  
2 concernant l'utilisation d'un coût évité uniforme pour tous les réseaux de même type ou  
3 d'un même territoire administratif<sup>9</sup>, le Distributeur présente une mise à jour des coûts  
4 évités des réseaux autonomes en utilisant la méthode de l'équipement générique. Cette  
5 méthode consiste à évaluer le coût évité sur la base des caractéristiques du prochain  
6 groupe de production requis pour faire face à la croissance des besoins en puissance.  
7 Elle permet d'obtenir un coût évité par réseau autonome en utilisant les données des  
8 plans d'équipement.

9 Les plans d'équipement des réseaux autonomes permettent d'obtenir les informations  
10 suivantes sur chacun des réseaux autonomes :

- 11 • la prévision de la demande annuelle en puissance ;
- 12 • la taille, le coût d'investissements et l'année de mise en service de chaque  
13 groupe de production de référence ajouté sur un horizon de 15 ans, soit de 2009  
14 à 2024 ;
- 15 • le rendement global de la centrale et les charges d'exploitation et d'entretien de  
16 la centrale, plutôt que ceux des groupes ajoutés, car ces éléments sont plus  
17 représentatifs de l'impact des ajouts de groupes sur les heures d'utilisation de  
18 l'ensemble des groupes de la centrale.

#### 19 Coût évité en puissance :

20 Le coût évité en puissance, exprimé en \$/kW-an<sup>10</sup>, correspond aux coûts  
21 d'investissements de chaque groupe de production de référence prévu sur l'horizon de  
22 planification, et prend en compte sa durée de vie (15 ans) et la puissance requise pour

---

<sup>9</sup> D-2009-016, pages 114 et 115.

<sup>10</sup> Le coût unitaire de puissance en \$/kW est obtenu en actualisant d'une part le coût d'investissements du groupe de référence et, d'autre part, les kW requis pour rencontrer les besoins. Ce coût unitaire (\$/kW) est ensuite traduit en annuité, exprimée en \$/kW-an, sur la base de la durée de vie prévue du groupe de 15 ans.

1 rencontrer les besoins. Le coût évité en puissance est ensuite exprimé en ¢/kWh en  
2 appliquant un facteur d'utilisation approprié.

3 La variation des coûts évités en puissance par réseau autonome s'explique par la  
4 conjugaison de trois facteurs : la croissance de la demande en puissance, la taille des  
5 groupes<sup>11</sup>, et l'année où les ajouts sont requis.

6 Coût évité en énergie :

7 Le coût évité en énergie, exprimé en ¢/kWh, est constitué du coût évité de combustible  
8 (incluant son transport) et des coûts évités en exploitation et entretien de la centrale sur  
9 la période de planification :

- 10 • Le rendement global de la centrale (exprimé en kWh/l), conjugué au prix du  
11 combustible (exprimé en ¢/l) permet d'obtenir le coût évité de combustible ;
- 12 • Les coûts évités d'exploitation et d'entretien de la centrale correspondent à la  
13 portion variable des charges d'exploitation et d'entretien moyennes de la  
14 centrale.

### **2.1.3. Résultats**

15 Le coût évité de chacun des réseaux est présenté dans le tableau ci-après.

---

<sup>11</sup> Le coût unitaire des groupes de plus petite taille est plus élevé.

1  
2

**TABLEAU 2.1 : COÛT ÉVITÉ PAR RÉSEAUX AUTONOMES  
ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH DE 2010**

	Coût évité en énergie ¢/kWh	Coût évité en puissance			Coût évité total ¢/kWh
		\$/kW-an	Facteur d'utilisation	¢/kWh	
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	14,42	23	55%	0,49	14,90
<b>Basse-Côte-Nord</b>					
Anticosti (Port Meunier)	32,69	0	47%	0,00	32,69
<b>Haute-Mauricie</b>					
Opitciwan	30,10	111	46%	2,76	32,86
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	47,48	90	56%	1,85	49,32
Aupaluk	52,28	0	51%	0,00	52,28
Inukjuak	38,85	45	61%	0,85	39,70
Ivujivik	48,32	0	55%	0,00	48,32
Kangihsualujuaq	53,85	100	60%	1,91	55,76
Kangihsujuaq	45,14	118	61%	2,21	47,35
Kangirsuk	45,07	192	55%	3,97	49,03
Kuujuuaq	47,02	50	65%	0,88	47,90
Kuujuarapik	40,80	115	66%	1,99	42,79
Puvirnituq	42,03	751	62%	13,80	55,83
Quaqtaq	55,80	127	61%	2,39	58,19
Salluit	39,59	95	58%	1,87	41,45
Tasiujaq	49,98	116	60%	2,21	52,19
Umiujaq	45,93	90	55%	1,85	47,79
Schefferville	2,22	344	54%	7,31	9,53

3  
4

- 5
- Les coûts évités en énergie des réseaux Anticosti, Cap-aux-Meules (Îles-de-la-Madeleine) et Opitciwan sont significativement plus bas que les autres réseaux situés au Nunavik. Ce résultat reflète l'utilisation du mazout lourd dans le réseau Îles-de-la-Madeleine au lieu du diesel et d'un coût de transport du combustible moins élevé dans les réseaux Anticosti, Cap-aux-Meules (Îles-de-la-Madeleine) et Opitciwan.
- 6
- Lorsqu'aucun projet d'ajout de puissance n'est requis sur l'horizon de planification, le coût évité en puissance est nul. C'est le cas des réseaux Anticosti, Aupaluk et Ivujivik.
- 7  
8  
9  
10  
11  
12  
13

- 1       • Lorsque le projet d'ajout de puissance ne peut être reporté à court terme dans  
2       un réseau autonome, le coût d'investissements associé à ce projet ne peut plus  
3       être évité. Seul le coût d'investissements des ajouts de puissance subséquents  
4       sur l'horizon de planification peut encore être évité. C'est le cas des réseaux  
5       Akulivik, Inukjuaq, et Kuujuaq.

6       **TABLEAU 2.2 : COMPARAISON AVEC LES COÛTS ÉVITÉS DE PRODUCTION EN ÉLECTRICITÉ**  
7       **PAR RÉGION DU DOSSIER R-3677-2008**  
8       **– ANNUITÉ CROISSANTE EN ¢/KWH**

RÉGION	R-3677-2008 COÛT ÉVITÉ ¢/KWH DE 2009	R-3708-2009 COÛT ÉVITÉ ¢/KWH DE 2010
ÎLES-DE-LA-MADELEINE	16,82	14,90
BASSE-CÔTE-NORD	51,64	32,69
HAUTE-AURICIE	36,40	32,86
SCHEFFERVILLE	9,86	9,53
NUNAVIK	60,02	39,70 – 58,19

9

10 L'utilisation de la méthode de l'équipement générique n'apporte pas de changements  
11 significatifs par rapport aux résultats présentés dans le dossier R-3677-2008. La baisse  
12 des coûts évités du présent dossier est essentiellement le reflet de la prévision de prix  
13 de combustible plus faibles.



**ANNEXE A : COÛTS ÉVITÉS PAR USAGES ET  
PAR CATÉGORIES DE CLIENTS**





**TABLEAU A-1 : COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF D  
EN ¢/KWH DE 2010**

		Annuité constante									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Domestique - tarif D</b>	<b>10 ans</b>										
<b>chauffage de l'eau</b>	<b>9,40</b>	<b>6,28</b>	<b>6,31</b>	<b>6,33</b>	<b>6,36</b>	<b>6,52</b>	<b>6,69</b>	<b>14,91</b>	<b>15,21</b>	<b>15,51</b>	<b>15,82</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,29</b>	5,26	5,26	5,27	5,27	5,41	5,56	13,76	14,03	14,31	14,59
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,82</b>	0,75	0,77	0,78	0,80	0,81	0,83	0,85	0,86	0,88	0,90
<i>distribution</i>	<b>0,30</b>	0,27	0,28	0,28	0,29	0,29	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33
<b>chauffage des locaux</b>	<b>10,70</b>	<b>7,31</b>	<b>7,36</b>	<b>7,41</b>	<b>7,46</b>	<b>7,76</b>	<b>8,09</b>	<b>16,47</b>	<b>16,80</b>	<b>17,14</b>	<b>17,48</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,39</b>	5,19	5,19	5,20	5,20	5,46	5,74	14,08	14,36	14,65	14,94
<i>transport - charge locale</i>	<b>1,69</b>	1,56	1,59	1,62	1,66	1,69	1,72	1,76	1,79	1,83	1,87
<i>distribution</i>	<b>0,61</b>	0,56	0,58	0,59	0,60	0,61	0,62	0,64	0,65	0,66	0,68
<b>Tous les usages</b>	<b>9,97</b>	<b>6,74</b>	<b>6,77</b>	<b>6,81</b>	<b>6,84</b>	<b>7,06</b>	<b>7,30</b>	<b>15,59</b>	<b>15,90</b>	<b>16,22</b>	<b>16,54</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,34</b>	5,24	5,25	5,25	5,26	5,44	5,65	13,91	14,18	14,47	14,75
<i>transport - charge locale</i>	<b>1,19</b>	1,10	1,12	1,14	1,16	1,19	1,21	1,24	1,26	1,29	1,31
<i>distribution</i>	<b>0,43</b>	0,40	0,41	0,41	0,42	0,43	0,44	0,45	0,46	0,47	0,47

*note : taux d'actualisation utilisé de 5,678 %*
**TABLEAU A-2 : COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF G  
EN ¢/KWH DE 2010**

		Annuité constante									
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Général - tarif G</b>	<b>10 ans</b>										
<b>chauffage des locaux</b>	<b>10,48</b>	<b>7,09</b>	<b>7,14</b>	<b>7,18</b>	<b>7,23</b>	<b>7,54</b>	<b>7,88</b>	<b>16,28</b>	<b>16,60</b>	<b>16,94</b>	<b>17,28</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,42</b>	5,20	5,20	5,21	5,21	5,49	5,79	14,14	14,42	14,71	15,01
<i>transport - charge locale</i>	<b>1,51</b>	1,39	1,42	1,45	1,48	1,51	1,54	1,57	1,60	1,63	1,66
<i>distribution</i>	<b>0,55</b>	0,50	0,51	0,52	0,54	0,55	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	<b>9,51</b>	<b>6,36</b>	<b>6,39</b>	<b>6,42</b>	<b>6,44</b>	<b>6,62</b>	<b>6,81</b>	<b>15,05</b>	<b>15,35</b>	<b>15,66</b>	<b>15,97</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,27</b>	5,23	5,23	5,23	5,24	5,39	5,56	13,77	14,04	14,32	14,61
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,91</b>	0,83	0,85	0,87	0,89	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
<i>distribution</i>	<b>0,33</b>	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36
<b>Tous les usages</b>	<b>9,53</b>	<b>6,38</b>	<b>6,41</b>	<b>6,43</b>	<b>6,46</b>	<b>6,64</b>	<b>6,83</b>	<b>15,07</b>	<b>15,37</b>	<b>15,67</b>	<b>15,99</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,29</b>	5,24	5,25	5,25	5,25	5,41	5,58	13,79	14,06	14,34	14,63
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,91</b>	0,83	0,85	0,87	0,89	0,90	0,92	0,94	0,96	0,98	1,00
<i>distribution</i>	<b>0,33</b>	0,30	0,31	0,31	0,32	0,33	0,33	0,34	0,35	0,35	0,36

*note : taux d'actualisation utilisé de 5,678 %*

**TABLEAU A-3 : COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF M  
EN ¢/KWH DE 2010**

	Annuité constante										
	10 ans	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Général - tarif M</b>	<b>10,47</b>	<b>7,10</b>	<b>7,14</b>	<b>7,19</b>	<b>7,23</b>	<b>7,55</b>	<b>7,89</b>	<b>16,24</b>	<b>16,56</b>	<b>16,89</b>	<b>17,23</b>
<i>chauffage des locaux</i>	<b>10,47</b>	<b>7,10</b>	<b>7,14</b>	<b>7,19</b>	<b>7,23</b>	<b>7,55</b>	<b>7,89</b>	<b>16,24</b>	<b>16,56</b>	<b>16,89</b>	<b>17,23</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,38</b>	5,17	5,17	5,18	5,18	5,46	5,76	14,06	14,34	14,63	14,93
<i>transport - charge locale</i>	<b>1,54</b>	1,42	1,45	1,47	1,50	1,53	1,57	1,60	1,63	1,66	1,69
<i>distribution</i>	<b>0,56</b>	0,51	0,52	0,53	0,54	0,56	0,57	0,58	0,59	0,60	0,61
<b>Tous les usages (sans chauffe)</b>	<b>9,11</b>	<b>6,04</b>	<b>6,06</b>	<b>6,08</b>	<b>6,10</b>	<b>6,25</b>	<b>6,42</b>	<b>14,58</b>	<b>14,87</b>	<b>15,17</b>	<b>15,47</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,13</b>	5,13	5,13	5,14	5,14	5,27	5,42	13,56	13,83	14,11	14,39
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,72</b>	0,66	0,68	0,69	0,70	0,72	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79
<i>distribution</i>	<b>0,26</b>	0,24	0,25	0,25	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29
<b>Tous les usages</b>	<b>9,18</b>	<b>6,10</b>	<b>6,12</b>	<b>6,14</b>	<b>6,16</b>	<b>6,31</b>	<b>6,48</b>	<b>14,64</b>	<b>14,93</b>	<b>15,23</b>	<b>15,53</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>8,20</b>	5,19	5,20	5,20	5,20	5,34	5,48	13,62	13,89	14,17	14,45
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,72</b>	0,66	0,68	0,69	0,70	0,72	0,73	0,75	0,76	0,78	0,79
<i>distribution</i>	<b>0,26</b>	0,24	0,25	0,25	0,25	0,26	0,27	0,27	0,28	0,28	0,29
<b>Hors pointe</b>	<b>7,81</b>	<b>5,00</b>	<b>5,00</b>	<b>5,00</b>	<b>5,00</b>	<b>5,01</b>	<b>5,01</b>	<b>13,01</b>	<b>13,27</b>	<b>13,53</b>	<b>13,80</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>7,81</b>	5,00	5,00	5,00	5,00	5,01	5,01	13,01	13,27	13,53	13,80
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<i>distribution</i>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*note : taux d'actualisation utilisé de 5,678 %*
**TABLEAU A-4 : COÛT ÉVITÉ PAR USAGES POUR LA CATÉGORIE DE CLIENTS AU TARIF L  
EN ¢/KWH DE 2010**

	Annuité constante										
	10 ans	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
<b>Général - tarif L</b>	<b>8,00</b>	<b>5,07</b>	<b>5,08</b>	<b>5,08</b>	<b>5,09</b>	<b>5,22</b>	<b>5,36</b>	<b>13,28</b>	<b>13,54</b>	<b>13,81</b>	<b>14,09</b>
<i>Tous les usages</i>	<b>8,00</b>	<b>5,07</b>	<b>5,08</b>	<b>5,08</b>	<b>5,09</b>	<b>5,22</b>	<b>5,36</b>	<b>13,28</b>	<b>13,54</b>	<b>13,81</b>	<b>14,09</b>
<i>fourniture et transport</i>	<b>7,88</b>	4,97	4,97	4,97	4,97	5,10	5,24	13,16	13,42	13,69	13,96
<i>transport - charge locale</i>	<b>0,12</b>	0,11	0,11	0,11	0,11	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,13
<i>distribution</i>	<b>0,00</b>	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

*note : taux d'actualisation utilisé de 5,678 %*

**ANNEXE B : SUIVI DE LA DÉCISION D-2009-016**



1

**TABEAU B-1 : SUIVI DES DEMANDES DE LA RÉGIE**

<b>Demandes de la Régie</b>		<b>Réponses / commentaires du Distributeur</b>
<b>Réseau intégré</b>	Revoir l'année à partir de laquelle s'appliquera, comme coût évité de l'énergie, la valeur du deuxième appel d'offres éolien, en tenant compte des contrats d'énergie différée avec le Producteur.  Déposer, lors du prochain dossier tarifaire, les coûts évités révisés par usage et par catégorie de clients, en tenant compte des corrections demandées. (p. 112)	La mise à jour des coûts évités en énergie tient compte des changements dans l'équilibre offre – demande en énergie qui, malgré les contrats d'énergie différée avec Hydro-Québec Production (HQP), présentent un achat de 1 TWh en 2016. Voir la section 1.1.1.
	Maintenir l'utilisation d'un coût de 10 \$/kW-hiver comme coût évité de puissance (en particulier pour le tarif DT) jusqu'à ce que le Distributeur puisse présenter des données provenant de l'appel d'offres qu'il doit conduire en 2009. (p. 113)	La mise à jour des coûts évités en puissance tient compte des changements dans l'équilibre offre – demande en puissance et de l'évolution des marchés du nord-est américain. Voir la section 1.1.2.
<b>Réseaux autonomes</b>	Dans le cas du réseau de Schefferville, si la croissance de la demande à la marge ou les critères de fiabilité en puissance doivent être assurés par de nouveaux équipements, la Régie considère que le Distributeur ne doit pas calculer les coûts évités uniquement sur la base de la production d'énergie des équipements hydroélectriques existants à Méhinek. (p. 115)	Les coûts évités en énergie et en puissance pour le réseau de Schefferville sont calculés en fonction de la solution de long terme qui serait retenue pour faire face à la croissance, soit l'ajout d'une turbine supplémentaire à la centrale Méhinek.
	Présenter, lors du prochain dossier tarifaire, un nouveau mode de calcul des coûts évités en réseaux autonomes qui tiendra compte du fait que l'augmentation des besoins cause ultimement une révision à la hausse des capacités à installer pour respecter les critères de fiabilité en puissance. (p. 115)	Le Distributeur présente à la section 2, un nouveau mode de calcul qui tient compte de l'augmentation des besoins spécifiques de chaque réseau autonome.

2