

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

RÉSEAUX AUTONOMES

1. **Référence :** (i) HQD-9, document 1, page 4

Préambule :

La référence présente les ventes, les revenus des ventes et le revenu requis pour l'ensemble des réseaux autonomes pour les années 2009 à 2011.

Demandes :

1.1 Veuillez détailler ces informations pour chacun des réseaux autonomes selon un format similaire à celui fourni à HQD-13, document 9, pages 28 et suivantes du dossier R-3708-2009.

Réponse :

**TABLEAU R-1.1-A
VENTES, PERTES/SERVICES AUXILIAIRES / USAGE INTERNE ET
PRODUCTION PAR RÉSEAUX AUTONOMES (EN MWh)**

	Ventes (en MWh)			Pertes / services auxiliaires / usage interne (en MWh) ¹			Production (en MWh)		
	2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
Akulivik	2 380	2 641	2 656	393	236	238	2 773	2 877	2 893
Anticosti	4 060	4 065	4 145	431	510	521	4 491	4 575	4 666
Aupaluk	1 223	1 215	1 351	-15	52	58	1 208	1 266	1 409
Cap-aux-Meules	163 519	164 628	165 599	21 166	21 299	21 425	184 685	185 927	187 024
Clova	761	799	805	66	69	70	827	869	875
Île d'Entrée	837	821	807	223	249	245	1 060	1 070	1 052
Inukjuak	7 692	8 245	8 466	655	413	424	8 347	8 657	8 890
Ivujivik	1 721	1 738	1 810	20	130	135	1 741	1 867	1 945
Kangiqsualujjuaq	3 784	4 134	4 237	336	190	195	4 120	4 323	4 432
Kangiqsujuaq	3 522	3 752	3 875	133	265	275	3 655	4 018	4 150
Kangirsuk	3 035	3 201	3 233	224	148	150	3 259	3 349	3 382
Kuujuuaq	15 665	17 384	17 002	1 408	721	1 120	17 073	18 104	18 122
Lac-Robertson	59 988	61 061	61 753	12 634	12 546	12 688	72 622	73 607	74 441
La Romaine	12 612	13 081	13 505	675	532	549	13 287	13 613	14 055
Opetciwan	10 543	11 484	11 749	974	414	424	11 517	11 898	12 173
Poste-de-la-Baleine	9 653	10 824	10 885	851	668	671	10 504	11 492	11 557
Puvirnituk	7 803	8 838	9 014	919	468	492	8 722	9 306	9 505
Quaqtaq	1 798	2 116	2 126	300	152	153	2 098	2 269	2 280
Salluit	5 870	6 383	6 636	606	480	500	6 476	6 863	7 136
Schefferville	32 784	35 911	36 803	8 430	7 551	7 585	41 214	43 462	44 388
Tasiujaq	1 776	2 127	2 182	436	232	238	2 212	2 359	2 421
Umijuq	1 820	2 064	2 211	398	266	285	2 218	2 330	2 497
Total Réseaux autonomes	352 847	366 513	370 851	51 263	47 591	48 440	404 109	414 103	419 291

¹ L'ensemble « pertes, services auxiliaires et usage interne » est estimé par la différence entre la production et les ventes.

Ces informations ne sont pas disponibles séparément.

**TABLEAU R-1.1-B
REVENUS DES VENTES PAR RÉSEAUX AUTONOMES (EN \$)**

	Revenus (en \$) 2009
Akulivik	230 501
Anticosti	351 426
Aupaluk	133 009
Cap-aux-Meules	12 617 079
Clova	67 238
Île d'Entrée	69 286
Inukjuak	829 553
Ivujivik	196 093
Kangiqsualujuaq	388 859
Kangiqsujuaq	362 898
Kangirsuk	316 270
Kuujuuaq	1 607 016
Lac-Robertson	4 940 592
La Romaine	981 410
Opetciwan	898 831
Poste-de-la-Baleine	1 054 930
Puvirnituk	815 195
Quaqtaq	186 632
Salluit	641 998
Schefferville	1 460 567
Tasiujaq	181 776
Umiujaq	198 917
Total Réseaux autonomes	28 530 075

Comme le Distributeur l'a souligné au dossier R-3708-2009, il n'existe pas de prévision des revenus des ventes par réseaux autonomes.

Le Distributeur avait également souligné que les revenus requis par réseaux autonomes ne sont pas disponibles. Pour les raisons invoquées au dossier R-3708-2009, il dépose sous pli confidentiel les informations dont il dispose.

Voir également la réponse à la question 7.1.

2. Référence : (i) HQD-9, document 1, page 4

Préambule :

À la référence, le Transporteur présente les ventes totales pour l'ensemble des réseaux autonomes pour les années 2009 à 2011.

Demande :

2.1 Pour chacun des réseaux autonomes, veuillez fournir les informations suivantes pour chacune des trois années (données réelles pour l'année 2009 et données prévues pour les années 2010 et 2011);

- l'énergie produite ou achetée (MWh)
- la quantité de combustible servant à produire l'énergie (litres)
- les pertes électriques sur le réseau
- la consommation des services auxiliaires à la centrale
- usage interne (spécifier)
- énergie vendue (MWh)

Réponse :

Le tableau R-2.1 présente la quantité de combustible servant à produire l'énergie. Les autres informations demandées sont présentées au tableau R-1.1-A.

**TABLEAU R-2.1
QUANTITÉ DE COMBUSTIBLE POUR LA PRODUCTION D'ÉNERGIE
(MILLIERS DE LITRES)**

Diesel	2009	2010	2011
Akulivik	785	823	825
Port-Menier	1 236	1 280	1 303
Aupaluk	342	374	416
Cap-aux-Meules	637	650	654
Clova	267	287	289
Île d'Entrée	338	343	338
Inukjuak	2 197	2 311	2 376
Ivujivik	555	587	620
Kangiqsualujuaq	1 199	1 252	1 291
Kangiqsujuaq	1 047	1 169	1 215
Kangirsuk	923	963	972
Kuujuaq	4 619	4 929	4 954
Kuujuarapik	2 904	3 189	3 212
La Romaine	3 446	3 595	3 710
Lac Robertson	n.a.	n.a.	n.a.
Opetciwan	3 327	3 488	3 569
Puvirnituk	2 338	2 528	2 585
Quaqtaq	633	684	690
Salluit	1 733	1 852	1 920
Schefferville	n.a.	n.a.	n.a.
Tasiujaq	651	717	736
Umiujaq	632	677	724
Mazout lourd	2009	2010	2011
Cap-aux-Meules	39 018	39 810	40 018

- 3. Références :** (i) HQD-10, document 3, page 49
(ii) HQD-7, document 11, page 4

Préambule :

À la ligne 12 de la référence (i), il est indiqué un montant de 83,4 M\$ à l'item Achat de combustible pour l'année témoin projetée 2011. À la référence (ii) le tableau 2 présente le Détail des coûts et des volumes de combustible. À l'item Mazout – Réseaux autonomes, on voit un montant de 66,8 M\$ pour l'année témoin 2011.

Demandes :

3.1 Veuillez concilier les deux informations.

Réponse :

L'écart entre les deux montants s'explique par le coût des programmes d'efficacité énergétique (compensation mazout) s'élevant à 10,2 M\$ et par le versement aux revenus requis des soldes 2009 et 2010 du compte de frais reportés de combustibles relatifs aux réseaux autonomes.

COÛTS ÉVITÉS RÉSEAUX AUTONOMES

4. **Références :**
- (i) HQD-2, document 4, page 9
 - (ii) R-3610-2006, HQD-15, document 2, Annexe A, page 7 et 8
 - (iii) R-3708-2009, HQD-13, document 9, page 16

Préambule :

La référence (i) présente les résultats des coûts évités par réseaux autonomes selon une annuité croissante de 2011. On peut constater que les valeurs du coût évité en puissance sont très différentes selon les réseaux.

À la référence (ii), il est mentionné que les méthodes généralement reconnues pour le calcul des coûts évités sont :

- différentiel de programme d'équipements
- équipement (ou « mix » d'équipements) générique de référence.

Dans ce dernier cas, il est indiqué que le coût marginal de puissance correspond en général au coût d'investissement nécessaire à l'installation d'un équipement de référence.

À la référence (iii), il est mentionné que le Distributeur a déposé sous pli confidentiel les plans d'équipements par réseaux autonomes.

Demandes :

- 4.1 Veuillez préciser la méthode qui a été utilisée par le Distributeur pour l'évaluation du coût évité en puissance des réseaux autonomes.

Réponse :

La méthode utilisée pour l'évaluation du coût évité en réseaux autonomes a été présentée à la section 2 de la pièce HQD-2, document 5 du dossier R-3708-2009.

- 4.2 S'il s'agit de la méthode par différentiel de programmes d'équipement, veuillez présenter les programmes d'équipements ainsi que les hypothèses relatives à l'évolution des besoins.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.1. La méthode utilisée est plutôt celle de l'équipement générique.

- 4.3 S'il s'agit de la méthode par équipement générique, veuillez donner les caractéristiques de cet équipement ainsi que son coût d'investissement.

Réponse :

Le Distributeur a transmis ces données sous pli confidentiel en réponse à la question 7.1 du RNCREQ à la pièce HQD-13, document 9 (tableau R-7.1) du dossier R-3708-2009.

- 4.4 Veuillez expliquer les écarts de coût évité en puissance entre les réseaux autonomes.

Réponse :

Pour la majorité des réseaux autonomes, les écarts constatés sont liés à trois facteurs, soit le coût du moyen de pointe additionnel, la date prévue de sa mise en service et le type d'équipement requis.

- 4.5 Habituellement le facteur d'utilisation d'une centrale est :

production annuelle de la centrale/(capacité installée * heures annuelles).

Veillez indiquer si les valeurs du facteur d'utilisation apparaissant au tableau de la référence (i) correspondent à cette définition. Si cela n'est pas le cas, veuillez préciser les paramètres utilisés pour le calcul du facteur d'utilisation et justifier leur utilisation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

5. Référence : HQD-2 document 4, page 9

Préambule :

Le tableau de la référence présente les valeurs du coût évité en énergie pour chaque réseau autonome.

Demandes :

5.1 Veuillez préciser si les valeurs indiquées correspondent uniquement au coût du combustible.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a expliqué à la section 2.1.2 de la pièce HQD-2, document 5 du dossier R-3708-2009, les coûts d'énergie incluent également les coûts d'exploitation et de maintenance.

5.2 Si les valeurs comprennent d'autres coûts que celui du combustible, veuillez les identifier, les justifier et les quantifier pour chacun des réseaux autonomes.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

5.3 Veuillez indiquer les hypothèses quant au coût du combustible et à son évolution dans le temps.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

5.4 Veuillez préciser les hypothèses quant au rendement des groupes (kWh/litre) et quant aux pourcentages des pertes électriques.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.3.

RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE

- 6. Référence :**
- (i) R-3648-2007, HQD-2, document 2, pages 53
 - (ii) R-3648-2007, HQD-2, document 2, pages 46
 - (iii) HQD-12, document 5, page 6
 - (iv) HQD-12, document 5, page 11
 - (v) HQD-12, document 5, page 7

Préambule :

La référence (i) présente le nombre d'abonnements domestiques et agricoles prévus pour le réseau de Schefferville pour la période 2007-2017.

La référence (iii) présente la prévision de la demande du réseau de Schefferville pour la période 2010-2024.

Pour l'année 2010, on peut calculer que la consommation unitaire s'élève à 67,7 MWh par abonnement et que la demande unitaire en puissance s'élève à 15,7 kW par abonnement. À titre de comparaison, les données de la référence (ii) permettent de faire un calcul semblable pour le réseau du Lac Robertson et on obtient respectivement 31,9 MWh/abonnement et 8,9 kW/abonnement pour l'année 2010. À priori, les valeurs unitaires du réseau de Schefferville apparaissent donc élevées.

À la référence (iv), il est mentionné que des audits énergétiques ont eu lieu afin de préciser l'état et la condition de l'enveloppe thermique des résidences unifamiliales.

À la référence (v), le Distributeur mentionne qu'il entend réaliser des interventions en efficacité énergétique qui contribueront à des économies annuelles d'énergie de 1 GWh à l'horizon 2024.

Demandes :

- 6.1** Veuillez indiquer si les audits énergétiques ont permis d'expliquer le niveau élevé de consommation unitaire du réseau de Schefferville. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Oui, les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes au niveau de l'isolation et de l'étanchéité des habitations. Ces deux facteurs peuvent expliquer en partie le niveau élevé de consommation dans cette région.

Néanmoins, le Distributeur tient à rappeler qu'il faut être prudent lors de comparaison de prévision de production entre les villages. D'une part, les valeurs citées en préambule correspondent à la production, soit 67,7 MWh/abonnement à Schefferville, alors qu'elles correspondent aux ventes pour le 31,9 MWh/abonnement pour le réseau du Lac Robertson. L'équivalent en production sur le réseau du Lac Robertson est plutôt de 38,4 MWh/abonnement.

D'autre part, plusieurs autres éléments peuvent faire varier le ratio production/abonnement résidentiel et agricole, notamment :

- les conditions climatiques ;**
- la part des ventes commerciales et institutionnelles dans l'ensemble des ventes ;**
- la part des ventes industrielles dans l'ensemble des ventes ;**
- les pertes reliées aux types d'équipement de transport et de distribution ;**
- la consommation des centrales et l'usage interne ;**
- la proportion de clients dont le chauffage est électrique (TAE).**

- 6.2** Dans ce contexte, veuillez justifier le niveau d'économie d'énergie annuelle de 1 GWh, soit seulement 1,68% des besoins de l'année 2024.

Réponse :

Comme il est mentionné en réponse à la question précédente, la région de Schefferville se caractérise par un niveau élevé de consommation unitaire qui s'explique en grande partie par le manque d'isolation et d'étanchéité des habitations. C'est donc au niveau de l'enveloppe du bâtiment que les gains potentiels sont les plus grands. Ces mesures relèvent de l'Agence de l'efficacité énergétique (AEE). Or, les

informations obtenues de l'AEÉ ne permettent pas au Distributeur de cibler des interventions particulières à Schefferville. Toutefois, le Distributeur assurera un suivi des programmes entrepris par l'AEÉ afin d'intégrer leurs impacts le plus rapidement possible s'ils s'avèrent significatifs.

Compte tenu du contexte particulier de la région de Schefferville, les interventions qui peuvent être mises de l'avant par le Distributeur (voir la réponse à la question 8.5 a de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-13, document 10) ne peuvent pas générer, en comparaison, d'importantes économies d'énergie. Voir également la réponse à la question 8.5 b de SÉ-AQLPA à la pièce HQD-13, document 10 qui explique les facteurs de réussite de tout programme en efficacité énergétique.

7. **Référence :** HQD-12, document 5, page 13

Préambule :

Pour ces raisons, le Distributeur maintient la proposition présentée aux dossiers tarifaires R-3644-2007 et R-3677-2008 qui est d'exempter le réseau de Schefferville de l'application des tarifs et conditions de service prévus pour le nord du 53e parallèle ou de toute tarification spécifique. Il propose également de poursuivre la transition amorcée vers les tarifs applicables au sud du 53e parallèle.

Demandes :

7.1 Veuillez présenter le revenu requis du réseau de Schefferville selon les items suivants :

- Coût du capital
- Charge d'exploitation
- Amortissement
- Taxes
- Autres

Réponse :

Le tableau R-7.1 présente le coût de prestation ainsi que le rendement du réseau de Schefferville pour l'année témoin projetée 2011. Il est à noter que les montants indiqués ne concernent que les coûts pouvant être attribués directement au réseau de Schefferville. Le tableau exclut entre autres la répartition des coûts communs, de même que la part du rendement sur les actifs incorporels (voir la réponse à la question 1.1

pour les mises en garde relatives à l'établissement des revenus requis par réseaux autonomes).

TABLEAU R-7.1
COÛTS DIRECTS RELATIFS AU RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE (M\$)
ANNÉE TÉMOIN PROJÉTÉE 2011

Rubrique	M\$
Coût de prestation direct	
Charges d'exploitation	8,4
Amortissement	2,6
Total Coût de prestation direct	11,0
Rendement sur les immobilisations directes	2,7
Total	13,7

7.2 Pour le coût en capital, veuillez préciser la valeur nette des immobilisations et identifier la valeur nette du contrat location-acquisition.

Réponse :

La moyenne 13 soldes de la valeur nette des immobilisations directes du réseau de Schefferville est de l'ordre de 35,3 M\$. La valeur nette du contrat de location-acquisition se chiffre à 33,8 M\$.

7.3 Pour les charges d'exploitation veuillez spécifier les charges reliées au réseau et celles reliées à la centrale Menihek.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

7.4 Pour l'amortissement, veuillez identifier le montant relatif au contrat location-acquisition.

Réponse :

La charge d'amortissement pour 2011 du contrat de location-acquisition est de 2,4 M\$.

8. Référence : HQD-12, document 5, page 9

Préambule :

À la page 6, le Distributeur mentionne :

« Le réseau de Schefferville a ainsi été doté de deux groupes électrogènes de 1,7 MW pour pallier le non-fonctionnement possible du plus gros groupe turbine alternateur de la centrale hydroélectrique. »

Puis à la page 9 :

« Pour combler ces besoins, la solution la moins coûteuse consiste à installer un groupe électrogène de 2,7 MW au coût de 3 M\$. Sur la base du critère de service équivalent et afin de justifier l'utilisation d'un groupe électrogène comme signal de coût évité, le Distributeur considère que le coût de la « permanentisation » des groupes électrogènes au coût approximatif de 7,7 M \$ doit également être intégré au calcul du coût évité. »

Demandes :

- 8.1** Étant donné que des groupes électrogènes sont nécessaires immédiatement, veuillez indiquer si le coût de la permanentisation des groupes électrogènes peut être évité. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur rappelle qu'il y a présentement deux groupes électrogènes disponibles et qu'un troisième groupe est prévu à l'horizon 2016 dans le cadre de la mise à jour de sa planification. Pour l'instant, l'exercice de planification indique que les groupes électrogènes ne sont requis qu'en cas d'indisponibilité de groupes à la centrale hydraulique.

Toutefois, l'expérience récente du Distributeur montre que la permanentisation des groupes est également requise pour assurer le bon fonctionnement et ainsi assurer la livraison de la puissance requise. Par conséquent, ce coût ne peut être évité.

- 8.2** Si ce coût ne peut pas être évité, veuillez justifier de le prendre en considération pour le calcul du coût évité du réseau de Schefferville. Veuillez notamment expliquer que cette démarche respecte la méthodologie du calcul des coûts évités présentée à R-3610-2006, HQD-15, document 2, Annexe A, pages 7 et 8.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

PGEÉ

- 9. Références :**
- (i) HQD-8, document 8, page 59
 - (ii) R-3708-2009, HQD-8, document 8, page 64

Préambule :

La référence (i) présente les résultats de l'analyse économiques des divers programmes du PGEÉ pour la période d'investissement 2011-2015.

La référence présente le même type de résultats pour la période d'investissement 2010.

Si on exclut le programme OIEÉB et OIEÉSI, le test TCTR montre en général une détérioration de la rentabilité.

Les résultats du test TP du dossier actuel montrent un gain appréciable pour les participants par rapport aux résultats du même test du dossier R-3708-2009.

Les résultats du test TNT du dossier actuel montrent une nette détérioration par rapport aux résultats du même test du dossier R-3708-2009, ce qui se traduit par une pression à la hausse sur les tarifs.

Demandes :

- 9.1** Veuillez expliquer la nette augmentation du gain des participants.

Réponse :

Le gain du participant correspond à la différence entre la facture d'électricité que le client s'évite en participant au programme et les investissements engagés pour y participer. Ainsi, l'amélioration du gain s'explique essentiellement par l'augmentation du montant économisé sur la facture d'électricité, qui lui-même résulte de la prise en compte de l'impact de la hausse du coût de l'électricité du bloc patrimonial sur les tarifs à partir de 2014.

- 9.2 Étant donné la pression à la hausse sur les tarifs et l'ampleur du gain des participants, veuillez justifier le niveau des subventions.

Réponse :

Voir la réponse à la question 67.1 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

10. **Référence :** HQD-8, document 8, page 60

Préambule :

À la référence, le Distributeur mentionne :

« La rentabilité des programmes et activités du Distributeur dans le présent dossier diffère de celui du dossier R-3708-2009 dû à :

- *l'année d'actualisation des flux monétaires (2011 vs 2010) ;*
- *la période d'implantation des mesures (cinq ans vs un an) ;*
- *la nouvelle structure des coûts évités de fourniture-transport. »*

Demande :

- 10.1 Veuillez illustrer les effets des trois raisons mentionnées en préambule en présentant un exemple concret, par exemple le programme Thermostats – NC. Veuillez spécifier les hypothèses et les données de base retenues dans le dossier actuel et celles retenues dans le dossier R-3708-2009, ainsi que le détail des calculs.

Réponse :

La différence dans la rentabilité des programmes entre les deux dossiers R-3708-2009 et R-3740-2010 résulte de trois effets interdépendants.

Un premier effet, le plus marginal, concerne l'année d'actualisation des flux monétaires. Lorsque l'année de base est différente, cela engendre un écart au niveau des valeurs actualisées, écart attribuable au taux d'inflation ainsi qu'au taux d'actualisation mis à jour chaque année.

Un second effet concerne l'effet volume. Plus précisément, dans le dossier R-3708-2009, l'analyse ne couvrait que les mesures implantées en 2010. Donc, seuls étaient comptabilisés les coûts d'investissement de 2010 et les économies d'énergie associées (sur la durée de vie des mesures). Or, dans le présent dossier, l'analyse couvre les mesures implantées de 2011 à 2015. Par conséquent, le flux d'énergie est beaucoup plus important et s'étend sur une période plus longue, ce qui explique qu'en valeur absolue, les montants soient beaucoup plus élevés dans le présent dossier (TCTR de 1 624 M\$ contre 422 M\$ dans le dossier R-3708-2009).

Un troisième effet, le plus important, concerne l'ajustement à la baisse des coûts évités de fourniture-transport. Afin de refléter une situation de surplus en énergie qui devrait s'étendre jusqu'en 2022, le Distributeur a ajusté ses coûts évités (voir la pièce HQD-2, document 4). Les coûts évités ne reflèteront le prix du 2^e appel d'offre d'énergie éolienne qu'à partir de 2023 et non de 2016 comme cela était le cas dans le dossier R-3708-2009. La réduction des coûts évités entraîne celle de la rentabilité des programmes du Distributeur.

Les effets définis ci-dessus ne sont pas additifs. Ainsi, la présentation d'un exemple concret ne permettrait pas de comparer les résultats entre les deux dossiers.

APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

11. **Référence :** HQD-5, document 1, page 5

Préambule :

« Toutefois, compte tenu des quantités impliquées et dans la perspective d'atténuer les impacts sur les coûts d'approvisionnements, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une transaction de nature financière, réalisée en vertu de la Convention de transactions d'achat et de vente d'électricité en place entre les parties, concernant les quantités d'énergie ne pouvant plus être différées. » (nos soulignés)

Demandes :

11.1 Veuillez identifier les articles de la Convention qui permettent *une transaction de nature financière*. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 22 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-13, document 3.

11.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si ce type de transaction est possible uniquement avec le Producteur.

Réponse :

Compte tenu de sa nature même qui permet un règlement financier sur les quantités non requises par le Distributeur en vertu des contrats de base et cyclable, et ce, à quelques heures d'avis, cette transaction est uniquement possible avec le Producteur. De plus, aucune autre contrepartie ayant signé une convention de transactions avec le Distributeur n'aurait pu offrir un produit aussi flexible que celui convenu avec le Producteur.

Voir également la réponse à question 23.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1.

11.3 Veuillez indiquer si d'autres acheteurs potentiels ont été contactés.

Réponse :

Non. Voir également la réponse à la question 11.2.

11.4 Veuillez justifier que la procédure d'appel d'offres n'ait pas été retenue.

Réponse :

L'obligation de procéder par appel d'offres est applicable aux achats d'électricité. Voir de plus la réponse à la question 23.4 de la Régie à la pièce HQD-13, document 1 quant à l'opportunité de procéder par appel d'offres.

COÛTS ÉVITÉS

- 12 Références :** (i) HQD-2, doc. 4, p. 5
(ii) HQD-2, doc. 4, p. 13

Demandes :

12.1 Veuillez décrire en détail la méthodologie de calcul des coûts évités.

Réponse :

La méthodologie de calcul des coûts évités a été présentée dans le dossier R-3519-2003. Elle a fait l'objet de deux rencontres techniques avec les intervenants et la Régie au cours desquelles la méthode a été détaillée : la première au mois d'août 2004, en suivi du dossier R-3519-2003, Phase II, dans le cadre du groupe de travail aux fins de l'étude du potentiel technico-économique ; la seconde en mai 2006 en suivi de la décision D-2006-56 (dossier R-3584-2005).

12.2 Veuillez fournir le coût évité en énergie pour chaque année entre 2011 et 2022, inclusivement.

Réponse :

Tel que mentionné à la page 5 de la pièce HQD-2, document 4, les coûts évités en énergie (hiver et été) sur la période 2011-2022 sont exprimés en annuité croissante en dollars de 2010 et indexés à l'inflation par la suite.

TABLEAU R-12.2 : COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE (\$/MWH)

(\$/MWh)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Coût évité appliqué en période d'hiver	5,4	5,5	5,6	5,7	5,8	6,0	6,1	6,2	6,3	6,5	6,6	6,7	6,8
Coût évité appliqué en période d'été	3,4	3,5	3,5	3,6	3,7	3,8	3,8	3,9	4,0	4,1	4,1	4,2	4,3

12.3 Veuillez préciser les intrants utilisés pour calculer ce dernier, dont notamment :

- a. Les prix à terme de mai 2009 à avril 2010;
- b. L'indexation utilisée pour la période 2011 à 2022 inclusivement;
- c. La source des estimations des quantités d'énergie prévues d'être achetées et vendues chaque année 2011 à 2022;
- d. Tout autre intrant nécessaire pour calculer les coûts évités de chaque année.

Réponse :

- a. **Pour les années 2011 et 2012, le prix de l'électricité est basé sur la moyenne des prix à terme du NYMEX, du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010, à la zone A du marché de New York. À compter de 2013, le prix est indexé au prix du gaz naturel :**
 - **Prix d'achat : Prix de l'électricité ajusté sur la base des mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre du dossier R-3726-2010 (pièce HQD-1, document 1, annexes 3 et 4),**
 - **Prix de revente : Prix de l'électricité ajusté sur la base des mêmes hypothèses que celles utilisées dans le cadre du dossier R-3726-2010 (pièce HQD-1, document 1, annexes 3 et 5).**

Le prix du gaz naturel est basé sur la moyenne des « futures » du NYMEX à Henry Hub, pour la période du 1^{er} mai 2009 au 30 avril 2010.

- b. **Voir la réponse 12.3.a.**
- c. **Les estimations proviennent des bilans en énergie et en puissance du Distributeur, établis sur la base de la plus récente prévision de la demande. Voir la réponse à la question 9.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2.**
- d. **Voir la pièce HQD-2, document 1 et la section 1.1.1 de la pièce HQD-2, document 4.**

12.4 À l'égard des prix à terme de mai 2009 à avril 2010 utilisés pour estimer les coûts évités :

- a. Veuillez préciser la source des quotations utilisées;
- b. Veuillez fournir copies de chacune des quotations utilisées;
- c. Veuillez préciser si les quotations utilisées comportaient des prix à terme pour chaque année entre 2011 et 2022.
- d. Sinon, veuillez :

- i. Préciser les années mentionnées dans la quotation, et
- ii. Préciser le calcul utilisé pour obtenir les valeurs utilisées pour les années qui ne sont pas mentionnées dans la quotation.

Réponse :

- a. Voir la réponse 12.3 a.
- b. Les données proviennent du NYMEX et sont disponibles quotidiennement sur le site Internet

Le Distributeur ne peut fournir les données demandées par l'intervenant. Les données du NYMEX, bien qu'elles soient publiques et puissent être utilisées à des fins personnelles, ne peuvent être retransmises (voir à cet effet « *Usage Restrictions* » à l'adresse <http://www.cmegroup.com/disclaimer.html>).

- c. Voir la réponse à la question 12.3.a.
- d. Voir la réponse à la question 12.3.a.

12.5 Veuillez préciser les prix utilisés de chaque année :

- a. Pour les achats d'énergie;
- b. Pour la revente de l'énergie.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

12.6 Est-ce que le prix de marché est présumé constant pendant l'année ? Sinon, veuillez préciser :

- a. Les prix utilisés par période (mensuel, saisonnier, etc.) chaque année, et
- b. La méthode utilisée pour produire un seul prix de marché par année.

Réponse :

- a. Les prix de 2011 et 2012 sont basés sur une moyenne mensuelle. À compter de 2013, les prix sont constants pendant l'année.

Prix en \$CAN/MWh

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de RNCREQ**

	janv-11	févr-11	mars-11	avr-11	mai-11	juin-11	juil-11	août-11	sept-11	oct-11	nov-11	déc-11
Achat	53,06	53,47	50,19	49,76	47,41	49,28	50,95	52,15	49,05	49,80	50,05	49,80
Revente	30,43	29,91	27,70	27,01	25,06	26,56	28,42	29,56	26,34	27,33	27,29	27,33
	janv-12	févr-12	mars-12	avr-12	mai-12	juin-12	juil-12	août-12	sept-12	oct-12	nov-12	déc-12
Achat	56,14	56,32	56,14	56,02	56,14	56,02	55,75	56,54	55,20	56,54	56,02	55,35
Revente	32,20	31,79	32,20	31,81	32,20	31,81	31,83	32,58	31,03	32,58	31,81	31,45

b. Voir les réponses aux questions 12.6.a. et 12.3.a.

12.7 Veuillez fournir :

- a. Les quantités d'énergie dont l'achat et la vente sont prévues de 2011 à 2022, sur une base annuelle;
- b. Les quantités d'énergie dont l'achat et la vente sont prévues de 2011 à 2022, sur une base mensuelle.

Réponse :

- a. Voir la réponse à la question 9.b de l'ACEF de l'Outaouais à la pièce HQD-13, document 2).
- b. Les données mensuelles sont disponibles uniquement pour l'année 2011.

TABLEAU R-12.7 : ACHAT ET REVENTE MENSUELS

en TWh	janv-11	févr-11	mars-11	avr-11	mai-11	juin-11	juil-11	août-11	sept-11	oct-11	nov-11	déc-11
Achat	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1
Revente	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

12.8 Veuillez confirmer que les prévisions utilisées tiennent compte de l'approbation par la Régie des amendements aux conventions d'énergie différée (R-3726-10).
Sinon:

- a. veuillez les modifier en conséquences de cette décision, et;
- b. veuillez ajuster les estimations des coûts évités en énergie en fonction de cette modification.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

12.9 Est-ce que la source utilisée, pour les estimations des quantités d'énergie dont l'achat et la vente sont prévues de 2011 à 2022, comporte soit des scénarios fort et faible, soit des analyses de sensibilité pour encadrer l'incertitude?

- a. Veuillez préciser votre réponse.

Réponse :

L'évaluation des quantités d'achat et de reventes d'énergie est établie, comme d'habitude, sur la base d'un scénario moyen. Elle ne comporte aucune estimation basée sur des scénarios fort ou faible, non plus qu'elle ne comporte d'analyse de sensibilité des quantités d'énergie.

- 12.10** Veuillez fournir, en fonction des scénarios et/ou des cas de sensibilité, le cas échéant, de plus forte demande et de plus faible demande :

- a. les ventes et achats mensuels et annuels 2011-2022;
b. les coûts évités annuels

Réponse :

- a. **Voir la réponse à la question 12.9.**
b. **Voir la réponse à la question 12.9.**

- 12.11** Est-ce que le Distributeur est d'avis que le volume de ventes ou d'achats d'Hydro-Québec sur les marchés externes peut influencer les prix d'achat ou de vente?

- a. Sinon, veuillez préciser pourquoi.
b. Si oui, veuillez :
i. élaborer sur la nature et la portée de cette influence;
ii. expliquer comment les prévisions de prix de marché utilisées pour le calcul des coûts évités tiennent compte de cette influence.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis qu'un fort volume de transactions d'achat ou de vente d'énergie aura un impact sur le prix des transactions. C'est pourquoi le Distributeur applique une correction à la baisse de 5 \$US/MWh au prix de la revente d'énergie en raison des volumes en cause. Cependant, le Distributeur n'applique aucun ajustement au prix d'achat d'énergie sur les marchés de court terme considérant les faibles volumes.