



**Demande relative à l'établissement  
des tarifs d'électricité pour  
l'année tarifaire 2012-2013**

**Dossier R-3776-2011**

**Mémoire du RNCREQ**

**Présenté à la Régie de l'énergie**

**14 novembre 2011**

## **Rédaction**

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

Philip Raphals, expert-conseil, Centre Hélios

## **Collaboration**

Me Annie Gariépy, avocate

Cédric Chaperon, chargé de projet en énergie et changements climatiques,  
Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec

Philippe Bourke, directeur général, Regroupement national des conseils régionaux  
de l'environnement du Québec

## SOMMAIRE

Sommaire .....	3
Présentation du RNCREQ.....	4
Introduction de la preuve du RNCREQ.....	6
1. Plan d’approvisionnement – transactions financières avec HQP .....	7
2. Tarif DT (biénergie) .....	11
2.1 Modification du tarif .....	11
2.2 Rentabilité du système bi-énergie .....	13
3. Coûts évités dans les réseaux autonomes .....	18
3.1 Coûts évités en énergie.....	19
3.2 Coûts évités en puissance .....	21
4. Coûts évités du réseau intégré .....	24
5. Réseau de Schefferville : centrale de réserve .....	29
6. Réseau de Schefferville : évaluation des besoins de production.....	32
6.1 Consommation des clients.....	32
6.2 Pertes électriques.....	33
7. Revenus requis des réseaux autonomes.....	35
7.1 Déficit des réseaux autonomes .....	35
7.2 Comparaison des données de 2010 vs celles de 2009 et 2008.....	38
7.3 Coûts unitaires .....	41
7.4 Fiabilité.....	43

## **PRESENTATION DU RNCREQ**

Les seize (16) conseils régionaux de l'environnement (CRE) interviennent en faveur de la protection et de l'amélioration de l'environnement à l'échelle de chacune des régions administratives du Québec. Par leurs actions, ils cherchent à favoriser l'intégration des préoccupations environnementales dans les processus de développement régional.

Pour eux, ce développement doit se faire dans le respect de la capacité de support des écosystèmes. C'est une condition essentielle au développement durable.

Les CRE sont des organismes autonomes, issus du milieu, reconnus comme interlocuteurs privilégiés du Gouvernement sur les questions environnementales. Ils regroupent un nombre croissant de membres d'horizons divers poursuivant des objectifs communs. Ce réseau unique constitue un acteur influent dans le domaine de l'environnement au Québec.

En tenant compte des réalités locales et régionales, les CRE privilégient l'action, la concertation, l'éducation, l'information, la sensibilisation et la veille environnementale, pour atteindre leurs objectifs. Ils défendent des valeurs fondamentales comme la solidarité, l'équité et le respect.

Fondé en 1991, le Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) a quant à lui pour mission de contribuer au développement et à la promotion d'une vision nationale du développement durable au Québec, de représenter l'ensemble des CRE et d'émettre des opinions publiques en leur nom. Le RNCREQ œuvre dans la plupart des grands dossiers environnementaux (changements climatiques, matières résiduelles, gestion de l'eau, énergie, forêts, agriculture, etc.).

En regroupant et représentant l'ensemble des régions du Québec, le RNCREQ facilite les échanges d'expertise entre les régions, assure la diffusion de la vision particulière des CRE et encadre les relations avec les intervenants politiques, sociaux, économiques et environnementaux au niveau national.

Comme en témoigne leur mission, les CRE se sentent interpellés de multiples façons dans la mise en œuvre du développement durable par le gouvernement du Québec. Rappelons en outre que dans le cadre de l'entente de partenariat formel qu'il a conclue avec les CRE depuis bientôt 15 ans : « le gouvernement du Québec reconnaît que les Conseils régionaux de l'environnement ont le mandat de contribuer au développement d'une vision régionale de l'environnement et du

développement durable et de **favoriser la concertation de l'ensemble des intervenants régionaux en ces matières** ».

« La ministre du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs reconnaît les CRE comme **interlocuteurs privilégiés du gouvernement du Québec en région pour la concertation en matière d'environnement et de développement durable** ».

## **INTRODUCTION DE LA PREUVE DU RNCREQ**

Dans le cadre du dossier R-3776-2011 portant sur l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année tarifaire 2012-2013, le présent mémoire du Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (« RNCREQ ») aborde principalement les aspects suivants de la preuve du Distributeur :

1. L'approvisionnement en énergie, notamment les transactions financières avec Hydro-Québec Production (HQD-5, document1) ;
2. Les modifications proposées au tarif DT (HQD-12, document 2, section 6) ;
3. Coûts évités sur le réseau intégré et coûts évités des réseaux autonomes (HQD-2, document 4) ;
4. Alimentation du réseau de Schefferville (HQD-13, document 1);
5. Revenu requis des réseaux autonomes : comparaison des revenus requis avec les revenus des ventes découlant des tarifs en vigueur (HQD-13, document 1) .

Le RNCREQ se réserve toutefois le droit de traiter en audience dans le cadre de son contre-interrogatoire et/ou de son argumentaire des autres sujets dont traite la preuve d'HQD et qui intéresse l'intervenant.

## 1. PLAN D'APPROVISIONNEMENT – TRANSACTIONS FINANCIERES AVEC HQP

Le Distributeur affirme que, considérant la mise à jour de la prévision de la demande de mai 2011, l'ensemble des contrats de long terme, avant déploiement des moyens de gestion, procurerait des approvisionnements en énergie de 13,0 TWh en 2012. Compte tenu des besoins post patrimoniaux évalués à 6,5 TWh, le Distributeur fait donc face à des surplus énergétiques de 6,6 TWh.

Afin de rétablir l'équilibre offre-demande, le Distributeur exercera son option de suspension de la livraison des 4,3 TWh associés au contrat avec TCE en 2012. Il entend également conclure des transactions financières avec le Producteur portant sur les quantités d'énergie associées au contrat en base et au contrat cyclable qui autrement seraient soit différées, soit revendues sur les marchés de court terme.<sup>1</sup>

Son intention de conclure ces transactions financières se fonde sur le fait qu'en l'absence de ces transactions en 2012, le solde des Conventions d'énergie différée serait de 2 TWh à la fin des conventions, en 2027. Il ajoute que ce résultat repose sur l'hypothèse que l'énergie du contrat cyclable ne serait plus différée et que l'utilisation modulable de TCE serait reportée en 2018.<sup>2</sup>

Selon le Distributeur, la baisse des besoins observée au cours des dernières années sur l'horizon 2011-2027 est telle qu'il ne peut plus différer d'énergie en 2012 et espérer la reprendre avant la fin des conventions. Considérant l'incertitude au niveau de l'évolution de la demande et de l'offre, le Distributeur minimise ses risques en revendant ces surplus dès 2012. Ce faisant, il affirme se conformer ainsi à l'esprit et à la lettre des conventions, en vertu desquelles les reports d'énergie doivent raisonnablement être faits en vue de répondre aux besoins futurs de la clientèle, et le solde du compte ramené à zéro à l'expiration des contrats.

Il ajoute que la décision de cesser de différer l'énergie des contrats en base et cyclable n'est pas le résultat d'analyses économiques.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> HQD-5, document 1, page 10

<sup>2</sup> HQD-5, document 1, page 8

<sup>3</sup> HQD-14, document 11, page 5

Selon lui, la solution la plus avantageuse pour la clientèle afin de disposer de ces surplus est de procéder aux transactions financières avec le Producteur, ce qui évite d'assumer tous les frais associés à la revente sur les marchés.<sup>4</sup>

Ainsi, un montant de 17,3 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur, pour la revente de 2,1 TWh du contrat en base, est inclus dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. Le Distributeur estime que ces transactions lui procureront un gain d'environ 24 M\$ par rapport à un scénario de revente sur les marchés de court terme.<sup>5</sup>

En réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur renvoie à une réponse à une demande de la Régie où il présente le détail de son évaluation de 17,3 M\$. Ce montant représente essentiellement la différence entre le prix de l'énergie du contrat de base en 2012 et le prix moyen de la zone M ajusté selon la quantité d'énergie annuelle faisant l'objet des transactions, multiplié par la quantité d'énergie.<sup>6</sup>

Par ailleurs, le gain de 24 M\$ associé aux transactions financières avec le Producteur en 2012, est détaillé en réponse à une demande du RNCREQ.<sup>7</sup> Il s'explique par les frais que le Distributeur aurait dû encourir s'il avait revendu l'énergie sur les marchés de court terme.

Selon le RNCREQ, l'analyse du Distributeur démontre qu'il est plus avantageux de conclure des transactions financières avec le Producteur au lieu de revendre l'énergie sur les marchés de court terme. Cependant elle ne démontre pas que l'application de cette option dès 2012 est la plus avantageuse. En effet, comme mentionné plus haut, sa décision n'est pas le résultat d'analyses économiques.

Par ailleurs, il est pertinent de rappeler que le solde de 2 TWh prévu à l'année 2027, soit dans 15 ans, est une quantité très faible par rapport à la consommation totale prévue sur la période 2012-2027. L'évaluation de ce solde est basée sur la meilleure prévision disponible, mais une très faible variation de cette prévision entraînerait une variation importante du solde. Une façon de réduire le risque d'une erreur de prévision est de réduire la période de la prévision. Ceci peut se

---

<sup>4</sup> *Idem*

<sup>5</sup> HQD-5, document 1, page 13

<sup>6</sup> HQD-14, document 8, page 38 et HQD-14, document 1.1, pages 45 et 46

<sup>7</sup> HQD-14, document 8, page 38



faire en retardant la décision quand cela est possible. Selon le RNCREQ, c'est le cas dans le dossier actuel. La preuve ne démontre pas qu'il y a une urgence à conclure des transactions financières dès l'année 2012. L'énergie en surplus de l'année 2012 pourrait être différée et, selon l'évolution des besoins, il serait possible de reconsidérer plus tard la mise en application de l'option des transactions financières avec le Producteur.

Le RNCREQ a donc procédé à une analyse où le surplus d'énergie de l'année 2012 serait différé et où l'option de transactions financières serait mise en application ultérieurement.

Les données de base utilisées sont les suivantes (taux de change \$CAN/\$US =1) :

- prix NYISO zone M<sup>8</sup> ;
- frais divers<sup>9</sup> ;
- prix de l'énergie du contrat de base (350 MW)<sup>10</sup> ;

**Tableau 1: Paiement à HQP pour 2,145 TWh**

Paiement à HQP pour 2,145 TWh											
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
coût unitaire:premier TWh (\$ courant)	-7,45	-7,78	-6,95	-6,08	-5,26	-4,43	-3,68	-3,07	-2,43	-2,02	-1,78
coût unitaire deuxième TWh (\$ courant)	-8,45	-8,78	-7,95	-7,08	-6,23	-5,43	-4,68	-4,07	-3,43	-3,02	-2,78
coût unitaire troisième TWh (\$ courant)	-9,45	-9,78	-8,95	-8,08	-7,23	-6,43	-5,68	-5,07	-4,43	-4,02	-3,78
Paiement total à HQP M\$ courant	-17,27	-17,99	-16,21	-14,35	-12,52	-10,8	-9,18	-7,89	-6,51	-5,63	-5,11
paiement actualisé M\$2012	-17,27	-16,95	-14,4	-12,01	-9,88	-8,03	-6,44	-5,21	-4,05	-3,30	-2,83

Les résultats montrent que le paiement au Producteur diminue à chaque année en terme réel à partir de l'année 2013. Ceci s'explique par le fait que le prix prévu sur le marché NYISO zone M augmente à un taux plus élevé que le prix fixé au contrat d'achat d'énergie de base et que le prix payé au Producteur est la différence entre le prix du contrat et un prix basé sur le prix NYISO.

<sup>8</sup> HQD-14, document 1.1, page 45 pour 2012 et HQD-14, document 8 page 35 pour les autres années

<sup>9</sup> HQD-14, document 8 page 35

<sup>10</sup> HQD-14, document 1.1, page 46 pour 2012, puis indexé à 2%

De plus, le report dans le temps de l'application des transactions financières permet également de réduire le prix payé en dollars actualisés de 2012. Par exemple, l'application des transactions financières en 2017 pour la même quantité d'énergie coûterait 8,03 M\$ actualisés au lieu des 17,27 M\$ si les transactions sont conclues en 2012. À ce moment-là, il resterait encore 10 ans avant le terme des Conventions, ce qui laisse une bonne marge de manœuvre au Distributeur.

Ces résultats montrent que sur le plan économique, il serait préférable de retarder l'option de conclure des transactions financières dès l'année 2012.

**En conséquence, le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la demande du Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012 et de ne pas inclure le montant de 17,3 M\$ relié à ces transactions dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. S'il y a lieu, de tels transactions pourraient être envisagés plus tard.**

## **2. TARIF DT (BIENERGIE)**

Le Distributeur mentionne que le tarif DT est un outil de gestion de la demande qui lui permet de réduire les besoins de puissance de pointe d'environ 860 MW. Il y a actuellement environ 127 000 clients au tarif DT, alors que quelques 8900 clients ont délaissé ce tarif depuis 2008. Le Distributeur vise à maintenir la clientèle bi-énergie existante et à éviter les conversions vers le TAE, sans affecter le nombre de clients au mazout.<sup>11</sup>

Le RNCREQ traitera d'abord de la modification proposée au tarif DT et ensuite de la rentabilité de ce système par rapport à un système de chauffage à plinthes.

### **2.1 MODIFICATION DU TARIF**

Le Distributeur rappelle que le tarif DT est calibré sur la base d'une résidence unifamiliale moyenne (158 m<sup>2</sup>) située à Montréal pour laquelle les besoins de chauffage des locaux ainsi que le profil de consommation d'électricité sans usage estival particulier sont établis actuellement en fonction de la normale climatique 1963-1991.

Les prix d'énergie du tarif DT sont établis pour assurer la neutralité tarifaire avant effacement de telle sorte qu'à conditions climatiques normales, la facture au tarif DT du cas type en mode TAE soit identique à celle au tarif D.

C'est en fonctionnant en mode bi-énergie que le client au tarif DT réalise ses économies. L'économie nette incite le client à demeurer au tarif DT et sert à financer une partie du différentiel des coûts d'acquisition du système bi-énergie par rapport à un système TAE.

Au 1<sup>er</sup> avril 2011, le tarif bi-énergie est de 4,30 cent/kWh en période hors pointe et 18,32 cent/kWh en pointe alors que le tarif D est 5,39 cent/kWh pour les 30 premiers kWh journaliers et 7,51 cents pour les kWh additionnels.

Selon le Distributeur, le réchauffement climatique constaté ces dernières années réduit les degrés-heures de chauffage ainsi que le nombre d'heures en période de

---

<sup>11</sup> HQD-12, document 2, page 28, référence 12, acétate 4

pointe. Il en résulte que le tarif DT actuel, basé sur la normale climatique 1963-1991, confère aux clients au tarif DT une économie avant effacement.<sup>12</sup>

Pour corriger cette situation le Distributeur propose d'ajuster annuellement le cas type sur la base de la normale climatique Ouranos définie en 2007 aux fins de la prévision de la demande. Celle-ci est basée sur la moyenne des conditions climatiques observées de 1971 à 2006 ajustées pour un réchauffement climatique de 0,30 °C par décennie à partir de 1971.

Cette base de la normale climatique Ouranos a été reconnue par la Régie dans sa décision D-2008-024.

Selon le Distributeur l'utilisation de cette normale permet de se rapprocher des conditions climatiques réelles observées depuis 2007.

Le Distributeur propose de recalibrer, au 1<sup>er</sup> avril 2012, le tarif en haussant uniquement le prix de pointe. Cette stratégie vise à maintenir l'intérêt des clients pour la bi-énergie et à assurer leur effacement en pointe. Il ajoute que la hausse du prix de pointe contrairement à celle du prix hors pointe, atténue l'impact du recalibrage sur les économies du client.<sup>13</sup>

Ainsi, la proposition du Distributeur est de maintenir le tarif de 4,3 cents/kWh pour la consommation durant la période hors pointe et de hausser le tarif à 21,56 cents pour la consommation en période de pointe.<sup>14</sup>

**Selon le RNCREQ, un changement de tarif pour s'adapter aux nouvelles conditions climatiques est souhaitable pour refléter une réalité environnementale reconnue. Considérant les réserves du RNCREQ sur l'utilisation du mazout, exposées ci-bas et dans la mesure où il ne s'est pas penché dans sa preuve sur l'ensemble des considérations de la proposition du Distributeur, il ne se prononce cependant pas sur celles-ci puisqu'elles ont des implications diverses, notamment sur la pression sur l'utilisation de carburants fossiles que le RNCREQ ne peut endosser.**

---

<sup>12</sup> HQD-12, document 2, page 28 et 29 et 30

<sup>13</sup> HQD-12, document 2, page 32 à 34

<sup>14</sup> HQD-12, document 2, page 38

## 2.2 RENTABILITE DU SYSTEME BI-ENERGIE

Le RNCREQ comprend que le Distributeur favorise le maintien du tarif DT parce que ce moyen lui permet de mieux gérer ses besoins en pointe et de combler ces besoins de façon plus économique. Le RNCREQ est d'accord avec cet objectif car il est favorable à l'implantation de moyens qui permettent de gérer et de diminuer les besoins de pointe, tout comme les besoins globaux d'ailleurs. Cela dit, effectivement, le RNCREQ préconise une démarche qui favorise la substitution de l'utilisation des carburants fossiles vers d'autres sources d'énergies moins polluantes plutôt que d'encourager l'utilisation de celles-ci.

Selon le RNCREQ, il y a d'autres moyens de gérer la pointe, notamment par l'implantation de mesures d'économie d'énergie et l'incitation à moins consommer aux heures de pointe par la mise en place d'un tarifs différencié dissuasif.

Néanmoins, si le Distributeur tient à maintenir son tarif DT, le RNCREQ est d'avis que le rôle de celui-ci n'est pas de soutenir le marché du mazout, mais au contraire de mettre en place les conditions pour favoriser les options de bi-énergie renouvelables et moins émettrice de GES , notamment la biomasse. Les technologies concernant cette filière sont de plus en plus performantes, et elle offre, en plus, l'avantage de favoriser l'autonomie énergétique ses approvisionnements locaux.

Cependant, le RNCREQ est sensible aux difficultés que pourrait rencontrer le marché du mazout, advenant une diminution importante des besoins de cette filière, et des répercussions que en résulteraient notamment quant aux risques de rupture d'approvisionnement qui pourraient résulter en les régions éloignées. En effet, le mazout est notamment utilisé pour des équipements agricoles et pour les bateaux de pêche pour lesquels la substitution est difficile.

Pour le RNCREQ, si le marché du mazout doit être soutenu, il n'appartient pas à Hydro-Québec de le faire via ses politiques tarifaires mais plutôt au gouvernement, voire à l'industrie, de faire les choix appropriés.

D’ailleurs, l’analyse économique présentée ci-dessous montre que la rentabilité du système bi-énergie (mazout) n’est pas atteinte, tant pour un nouveau client que pour un client qui devrait renouveler son système.

En effet, le RNCREQ a examiné l’analyse de rentabilité de la bi-énergie présentée par le Distributeur. Celui-ci y évalue la rentabilité du point de vue du client bi-énergie et du point de vue du Distributeur selon trois types de clients et obtient les résultats suivants :<sup>15</sup>

**Tableau 2 : Rentabilité de la bi-énergie (taux d’actualisation de 6,099%)**

Coûts actualisés (\$2012)	Cas type (Ouranos) sans usages estivaux	Cas type avec climatisation (+800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+4800 kWh)
Rentabilité du client	3144	3658	6546
Rentabilité du Distributeur	2804	2358	-155

Selon le Distributeur, ces résultats illustrent la rentabilité de la bi-énergie en supposant l’application de ces paramètres pour les 20 prochaines années.

Cependant, le RNCREQ signale que ces résultats sont obtenus en supposant un coût de capital identique de 6,099%<sup>16</sup> pour les clients bi-énergie et pour le Distributeur. Si on applique aux clients bi-énergie un coût de capital de 10%, soit un taux à peine plus élevé que celui que la Régie accorde aux actionnaires de Gazifère (9,1%)<sup>17</sup>, le bénéfice du client bi-énergie est réduit considérablement comme on peut le voir au tableau ci-dessous.

<sup>15</sup> HQD-12, document 2, page 36

<sup>16</sup> B-0082, feuille Intranst - divers

<sup>17</sup> R-3776-2011, HQD-2, document 3.2, page 15

**Tableau 3 : Rentabilité de la bi-énergie (taux d'actualisation de 10%)**

Coûts actualisés (\$2012)	Cas type (Ouranos) sans usages estivaux	Cas type avec climatisation (+800 kWh)	Cas type avec climatisation et piscine chauffée (+4800 kWh)
Rentabilité du client	2363	2745	4884
Rentabilité du Distributeur	2804	2358	-155

Ainsi, en vue d'évaluer l'intérêt économique qui pourrait inciter un nouveau client à adhérer au tarif bi-énergie, le RNCREQ a demandé au Distributeur de lui fournir le coût supplémentaire d'installer un système bi-énergie dans une nouvelle habitation par rapport au coût d'installer un système TAE avec plinthes. En réponse à cette demande, le Distributeur renvoie l'intervenant à une information fournie dans le cadre du dossier R-3708<sup>18</sup>. À cette référence, il est indiqué que le coût d'acquisition et d'installation est évalué à 3005 \$ en \$2009 pour un système avec plinthes, et à 10709\$ pour un système bi-énergie au mazout, soit un différentiel de 7704\$. On peut donc constater que le propriétaire d'une nouvelle habitation n'a pas d'intérêt économique à faire installer un système bi-énergie au lieu d'un système avec plinthes, à moins de recevoir un incitatif monétaire important.

En ce qui concerne le maintien d'un client bi-énergie existant lorsque celui-ci doit renouveler son système de chauffage, la situation est également préoccupante. En effet, le surcoût associé à un renouvellement complet d'un système bi-énergie par rapport à un système TAE s'élève à 5 007 \$ en 2012<sup>19</sup> alors que ses gains anticipés sont de 3144 \$ en dollars actualisés de 2012 au taux de 6,099% ou de 2363\$ en dollars actualisés de 2012 au taux de 10% comme on l'a vu plus haut. Il apparaît donc que les gains anticipés ne compensent pas les coûts encourus supplémentaires. L'écart est de 1863\$, si on considère un coût du capital de 6,099%, et de 2644%, si on considère un coût du capital de 10%.

Devant ce constat, le Distributeur mentionne que les clients font rarement face à un renouvellement complet de leur système bi-énergie. Le renouvellement s'étale

<sup>18</sup> HQD-14, document 8, page 41

<sup>19</sup> HQD-12, document 2, page 37, note 20

plutôt sur la période analysée au fur et à mesure du remplacement des principales composantes du système.<sup>20</sup>

Selon le RNCREQ, même en supposant un étalement des principales composantes du système bi-énergie dans le temps, il n'est pas assuré que le client bi-énergie a un intérêt économique à remplacer son système bi-énergie au lieu d'opter pour un système à plinthes.

Par ailleurs, le Distributeur entend faire la promotion du système bi-énergie. Le 25 mai dernier, au cours d'une séance d'information sur la bi-énergie et le tarif DT, le Distributeur a fait part de ses stratégies promotionnelles en regard de la bi-énergie. Il souhaite rappeler à ses clients du tarif DT les avantages du tarif et leur communiquer des conseils pour en maximiser les bénéfices. Il souhaite également susciter un intérêt pour ce tarif auprès des anciens clients DT qui ont toujours un système de chauffage bi-énergie fonctionnel. Enfin, il entend sensibiliser les clients au mazout qui entreprennent des démarches de conversion de leur système de chauffage à l'existence du tarif DT et à ses avantages.<sup>21</sup>

Le RNCREQ doute du succès d'une telle campagne promotionnelle car il a été démontré que les gains anticipés d'un système bi-énergie ne compensent pas le différentiel de coûts par rapport à un système avec plinthes.

**En conclusion, le RNCREQ retient que le système bi-énergie est un outil existant efficace pour diminuer la demande de pointe du Distributeur. Le RNCREQ n'est cependant pas convaincu de l'intérêt de maintenir les systèmes de bi-énergie qui utilisent des carburants fossiles non-renouvelable (mazout), dont l'impact sur l'environnement est très négatif.**

**Dans la mesure où le Distributeur présente un intérêt à maintenir le tarif DT comme outil de gestion de la pointe, principe accepté par le RNCREQ, celui-ci recommande à la Régie d'inciter le Distributeur à mettre en place des incitatifs économiques facilitant l'application élargie de ce tarif à différentes utilisations mixtes de l'énergie (biomasse pour la chauffe, etc.) qui permettraient une diminution de consommation électrique en pointe, à**

---

<sup>20</sup> HQD-14, document 8, page 41

<sup>21</sup> HQD-8, document 8, Annexes, page 31



**l'instar du système bi-énergie conventionnel, sans pour autant favoriser l'utilisation de carburant fossile.**

### 3. COÛTS EVITES DANS LES RESEAUX AUTONOMES

Les coûts évités des réseaux autonomes sont établis selon une méthodologie différente de celle utilisée pour le réseau intégré. De plus, comme chaque réseau autonome possède des caractéristiques spécifiques, il y a un coût évité différent pour chacun d'eux. Le tableau ci-dessous présente les coûts évités des réseaux autonomes, tels que fournis par le Distributeur.<sup>22</sup>

**Tableau 4 : Coûts évités par réseaux**

Coûts évités par réseaux annuité croissante exprimée en cent/kWh de 2012					
	Énergie cent/kWh	puissance \$/kW	FU	Puissance cent/kWh	Total cent/kWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	19,79	206,28	55%	4,27	24,06
<b>Basse Côte-Nord</b>					
<b>Anticosti</b>	32,64	0	47%	0	32,64
<b>Haute-Mauricie</b>					
Clova	36,35	80,71	46%	2,02	38,37
Opitciwan	29,9	368,4	44%	9,55	39,45
<b>Nunavik</b>					
Akulivik	39,39	535,74	56%	10,99	50,38
Aupaluk	48,12	0	52%	0	48,12
Inukjuak	30,56	484,09	61%	9,1	39,67
Ivujivik	41,88	517,82	56%	10,6	52,48
Kangiqualujuaq	45,76	589,17	58%	11,55	57,31
Kangijsujuaq	40,8	1488,07	57%	29,71	70,51
Kangirsuk	39,78	1271,52	55%	26,21	65,99
Kuujuaq	41,54	373,93	63%	6,73	48,27
Kuujuarapik	35,41	584,85	63%	10,6	46,01
Puvirnituk	36,7	1137,15	61%	21,22	57,92
Quaqtaq	49,94	1124,91	55%	23,43	73,37
Salluit	34,57	1089,85	59%	20,94	55,52
Tasiujaq	41,91	831,88	57%	16,53	58,44
Umiujaq	40,75	782,24	56%	16,06	56,81
<b>Schefferville</b>	2,25	176,29	54%	3,74	5,99

<sup>22</sup> HQD-2, document 4, page 10

**Selon le RNCREQ, il est nécessaire de bien comprendre chacune des composantes des coûts évités afin de s'assurer de mettre en place les meilleures mesures de gestion de la consommation ou d'économies d'énergie.**

### **3.1 COUTS EVITES EN ENERGIE**

Concernant le coût évité en énergie apparaissant à la deuxième colonne, le RNCREQ a demandé au Distributeur de fournir séparément la valeur du coût unitaire relatif au combustible et celui relatif aux frais d'entretien et d'exploitation. Le Distributeur n'a pas fourni cette information :

*« Le Distributeur considère que de présenter les coûts évités en énergie en distinguant la composante carburant et la composante coûts d'exploitation n'a pas de valeur ajoutée pour la compréhension du dossier ».*<sup>23</sup>

EN l'absence de ces informations, que le Distributeur a refusé de fournir, le RNCREQ a évalué quelle serait la composante reliée au carburant en utilisant le coût du carburant fourni par le Distributeur dans le dossier R-3756<sup>24</sup> et le rendement des groupes diesel du Nunavik fourni dans le dossier R-3748.<sup>25</sup>

Le prix du carburant indiqué au dossier R-3746 est de 1,46 \$/litre pour l'année 2016 et de 2,57 \$/litre en 2030, pour un taux de croissance annuelle de 4,1%. L'intervenant a appliqué ce même taux pour ramener ce prix à l'année 2012 et a obtenu un prix de 1,24 \$/litre.

---

<sup>23</sup> HQD-14, document 8, page 30

<sup>24</sup> R-3756-2011, HQD-1, document 1, page 19

<sup>25</sup> R-3748-2010 HQD-3, document 1, page 19

Les résultats sont les suivants :

**Tableau 5 : Prix des composantes du coût évité en énergie**

Prix des composantes du coût évité en énergie				
Hypothèse: combustible à 1,24 \$/litre				
<b>Nunavik</b>	Énergie cent/kWh	combustible cent/kWh	frais cent/kWh	
Akulivik	39,39	35,13	4,26	89,2%
Aupaluk	48,12	35,03	13,09	72,8%
Inukjuak	30,56	32,63	-2,07	106,8%
Ivujivik	41,88	39,49	2,39	94,3%
Kangiqsualujjuaq	45,76	35,53	10,23	77,6%
Kangiqsujuaq	40,8	36,05	4,75	88,3%
Kangirsuk	39,78	35,13	4,65	88,3%
Kuujjuaq	41,54	33,51	8,03	80,7%
Kuujjuarapik	35,41	34,25	1,16	96,7%
Puvirmituk	36,7	33,24	3,46	90,6%
Quaqtaq	49,94	37,35	12,59	74,8%
Salluit	34,57	33,16	1,41	95,9%
Tasiujaq	41,91	36,47	5,44	87,0%
Umiujaq	40,75	35,33	5,42	86,7%
moyenne	40,51	35,16	5,34	86,8%

**Tel qu'il apparaît au tableau ci-dessus, le combustible compte pour près de 90% du coût évité en énergie pour les réseaux du Nunavik.**

Étant donné que le prix du combustible n'est pas connu pour les autres réseaux autonomes alimentés par des groupes diesel, l'intervenant a déduit le coût évité dû au combustible en soustrayant au coût évité total en énergie de ces réseaux le coût moyen des frais d'exploitation et d'entretien du Nunavik. Les résultats présentés au tableau suivant montrent que le coût du combustible constitue une proportion importante du coût évité en énergie.

**Tableau 6 : Prix des composantes du coût évité en énergie**

(Frais d'entretien et d'exploitation fixés à 5,34 \$/kWh)				
	Énergie cent/kWh	combustible cent/kWh	frais cent/kWh	
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>				
Cap-aux-Meules	19,79	14,45	5,34	73,0%
<b>Basse Côte-Nord</b>				
<b>Anticosti</b>	32,64	27,30	5,34	83,6%
<b>Haute-Mauricie</b>				
Clova	36,35	31,01	5,34	85,3%
Opitciwan	29,9	24,56	5,34	82,1%

**Ces résultats montrent que les mesures les plus efficaces pour réduire les coûts des réseaux autonomes sont celles reliées au combustible.**

### **3.2 COÛTS EVITES EN PUISSANCE**

En ce qui concerne le coût évité en puissance, on peut constater que la valeur du coût unitaire exprimée en \$/kW diffère grandement selon les réseaux. Ainsi, on retrouve une valeur unitaire de 484 \$/kW pour le réseau Inukjuak et une valeur unitaire de 1488 \$/kW pour le réseau de Kangiqsujuaq.

Par ailleurs, une comparaison entre les valeurs du coût évité unitaire en puissance du dossier actuel et celles du dossier antérieur montre des variations importantes, comme on peut le voir au tableau suivant. Le prix unitaire est réduit de plus de moitié dans les cas de Opitciwan et de Puvirnituk, et est pratiquement le double dans le cas de Kangiqsujuaq.

**Tableau 7 : Coût évité en puissance de 2011 vs 2012:**

	année 2011	année 2012	Écart en %
	Coût évité en puissance \$/kW-an	Coût évité en puissance \$/kW-an	
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>			
Cap-aux-Meules	169	206,28	22,1%
<b>Basse Côte-Nord</b>			
Anticosti (Port Meunier)	0	0	
<b>Haute-Mauricie</b>			
Opitciwan	888	368,4	-58,5%
<b>Nunavik</b>			
Akulivik	784	535,74	-31,7%
Aupaluk	0	0	
Inukjuak	390	484,09	24,1%
Ivujivik	0	517,82	
Kangiqsualujjuaq	836	589,17	-29,5%
Kangiqsujuaq	747	1488,07	99,2%
Kangirsuk	1082	1271,52	17,5%
Kuujjuaq	418	373,93	-10,5%
Kuujjuarapik	677	584,85	-13,6%
Puvirmituk	2980	1137,15	-61,8%
Quaqtaq	1235	1124,91	-8,9%
Salluit	827	1089,85	31,8%
Tasiujaq	950	831,88	-12,4%
Umiujaq	697	782,24	12,2%
Schefferville	292	176,29	-39,6%

Pour bien comprendre la méthodologie du calcul, le RNCREQ a demandé au Distributeur de fournir quelques exemples de calcul qui expliqueraient les coûts présentés.

Le Distributeur n'a pas fourni les exemples demandés en précisant que la méthodologie n'a pas été modifiée depuis les derniers dossiers tarifaires et que le coût évité en puissance a été expliqué en détail pour le cas du réseau de Kangirsuk et que cette information a été déposée sous pli confidentiel dans le cadre du dossier R-3740-2010.<sup>26</sup>

<sup>26</sup> HQD-14, document 8, page 30

**Selon le RNCREQ, cette réponse ne permet pas de comprendre la diversité des coûts unitaires en puissance pour les réseaux autonomes ainsi que leur variation entre les années 2011 et 2012. La présentation d'un seul exemple ne permet pas d'expliquer le fait que des coûts unitaires peuvent varier du simple au triple d'un réseau à l'autre, et doubler ou être réduit de moitié d'une année à l'autre. En effet, il est bon de rappeler que le coût évité en puissance est basé sur le même type d'équipement, soit des groupes diesel. Le RNCREQ entend revenir sur ce sujet lors des audiences orales.**

#### 4. COÛTS ÉVITÉS DU RÉSEAU INTÈGRE

Dans son document sur les Coûts évités, le Distributeur présente les coûts évités en énergie de « court terme », soit de 2011 à 2022 inclusivement, comme suit<sup>27</sup> :

- 14 • 2011 à 2022 inclusivement :
- 15 ○ pour la période hivernale (décembre à mars) : le coût moyen anticipé des
- 16 achats, soit 4,9 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;
- 17 ○ pour la période estivale (avril à novembre) : le revenu net moyen anticipé
- 18 des reventes, soit 3,0 ¢/kWh (\$ 2011) indexé à l'inflation ;

Il explique qu'il doit procéder à des achats d'énergie l'hiver et à des reventes d'énergie lors des autres mois, de manière récurrente. Conséquemment, en suivant la méthodologie introduite dans le dossier R-3740-2010, le calcul des coûts évités en énergie prend en considération une référence basée sur le coût des achats en hiver et sur le revenu et de revente en été.

Il explique la définition de la période de court terme comme suit<sup>28</sup> :

**Le Distributeur distingue sa période de court terme et de long terme en se basant sur le type d'approvisionnement qui satisfait ses besoins en énergie, soit les marchés de court terme ou les appels d'offres de long terme. Or, pour la période 2011-2022, aucun appel d'offres de long terme n'est nécessaire afin de combler les besoins en énergie du Distributeur sur une base annuelle.**

Les calculs du Distributeur pour fixer les prix d'achat et les prix de vente ont été fournis dans une réponse au RNCREQ<sup>29</sup> :

---

<sup>27</sup> HQD-2, doc. 4, p. 5.

<sup>28</sup> HQD-14, doc. 1.1, p. 22, R. 8.1.

<sup>29</sup> HQD-14, doc. 8, p. 35, Tableaux 23.2-1 et 23.2-2. Soulignons en passant une erreur dans ce dernier tableau, quant au prix du Service de point à point de TransÉnergie pour les années 2021 et 2022. Une faute de frappe a apparemment réduit ce prix de 8,63 à 0,86, avec des conséquences importantes pour le prix de revente pour ces deux années, et aussi sur le VAN.



Tableau 23.2-1 – Prix d'achat

Composantes du prix d'achat		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix à terme de l'électricité sur le marché de New York, à la zone A, tiré du NYMEX		\$/M	38,10	38,35	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.	s.o.
+ "base" entre la zone A et la zone M obtenu à partir d'une évaluation historique entre les deux marchés		\$/M	3,37	3,45								
= Prix sur le marché de New York, à la zone M		\$/M	41,47	42,03	44,57	46,37	48,17	48,94	51,80	53,29	54,96	57,73
+ Frais de courtage		\$/M	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
+ Frais de sortie de NY		\$/M	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11	5,11
= Prix d'achat		\$/M	47,33	48,89	56,43	62,23	64,83	66,80	67,54	69,16	69,82	69,89
x Taux de change		\$/CAN / \$/M	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
= Prix d'achat		\$/CAN	47,33	48,89	56,43	62,23	64,83	66,80	67,54	69,16	69,82	69,89
			VAN		45,99 à ajustés de 2011 / 100%							
			ou		4,9 à ajustés de 2011 / 100%							
					Taux d'actualisation de 6,00%							

Tableau 23.2-2 – Prix de la revente

Composantes du prix de revente		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix sur le marché de New York, à la zone M		\$/M	41,47	42,03	44,57	46,37	48,17	48,94	51,80	53,29	54,96	57,73
- Perte de 5,4% sur le réseau de TransÉnergie		\$/M	2,12	2,19	2,28	2,30	2,47	2,59	2,65	2,73	2,82	2,99
- Frais de courtage		\$/M	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
- Frais de réservation sur New York		\$/M	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
- Abattement à la baisse du prix		\$/M	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
= Prix de revente		\$/M	33,41	34,71	36,38	38,06	39,77	41,65	43,11	44,83	46,22	47,90
x Taux de change		\$/CAN / \$/M	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
- Service piloté de TransÉnergie		\$/CAN	0,64	0,61	0,63	0,63	0,63	0,61	0,63	0,63	0,63	0,66
= Prix de revente		\$/CAN	26,37	26,17	27,72	29,63	31,14	32,84	34,47	36,00	37,59	46,74
			VAN		29,53 à ajustés de 2011 / 100%							
			ou		3,0 à ajustés de 2011 / 100%							
					Taux d'actualisation de 6,00%							

Telles que mentionnées par le Distributeur dans cette même réponse, les prévisions des prix d'achat et de revente sur les marchés de court terme sont basées sur les « prix à terme » du marché de New York à la Zone A (la zone à l'ouest de l'État)<sup>30</sup> :

**23.2** Veuillez présenter les données d'origine et les calculs précis ayant mené aux valeurs de 4,9 ¢/kWh (\$2011) et de 3,0 ¢/kWh (\$2011) pour les périodes hivernale et estivale, respectivement.

**Réponse :**

**Le Distributeur rappelle qu'en mode prévisionnel, les prix d'achat et de revente de l'électricité sur les marchés de court terme sont basés sur les « prix à terme » du marché de New York à la zone A.**

Comme l'indique le premier tableau, des prix à terme tirés du NYMEX pour la zone A se limitent à deux années 2012 et 2013. Alors, quoique les chiffres utilisés pour ces deux années pour la Zone M (HQ) sont dérivés directement des prix à

<sup>30</sup> Ibid., R. 23.2.

terme du NYMEX, les prévisions pour la Zone M utilisée pour 2014 à 2022 sont apparemment des projections basées sur les années 2012 et 2013 seulement.

Le Distributeur n'a pas précisé sa méthodologie pour ces projections. Le tableau suivant indique le taux d'augmentation d'année en année des prix prévisionnels pour la Zone M utilisés par le Distributeur.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Prix prévisionnel Zone M	41.47	42.83	44.57	46.37	48.17	49.94	51.68	53.29	54.96	56.42	57.73
augmentation		3.3%	4.1%	4.0%	3.9%	3.7%	3.5%	3.1%	3.1%	2.7%	2.3%

Aucune explication de ces taux de croissance n'est présentée.

La méthodologie de base utilisée par le Distributeur est celle introduite dans le dossier tarifaire R-3677-2008, où le prix de l'énergie sur les marchés de court terme a été fixé en fonction des prix à terme de 2009 et appliqués aux années 2009 à 2011<sup>31</sup>. Dans le dossier R-3708-2009, cette méthodologie a été appliquée à une période plus longue, soit de 2010 à 2015. Dans le dossier R-3740-2010, l'application de la même méthodologie a été étendue à une période toujours plus longue, soit de 2011 à 2022. La Régie a accepté les valeurs proposées<sup>32</sup>. Toutefois, le RNCREQ souligne que, à la lecture de cette décision, il semble qu'aucun intervenant n'aurait remis en question l'application de cette méthodologie sur une période aussi étendue.

Le RNCREQ considère que l'application d'un taux d'inflation à un prix à terme de 2013 est une méthodologie acceptable pour de courtes périodes, mais que la validité de cette méthodologie diminue avec la durée de la période pendant laquelle elle est appliquée. Aucune justification n'a été présentée par le Distributeur, ni dans le présent dossier ni dans les dossiers antérieurs, pour l'application de cette méthodologie sur une période aussi longue.

La Régie a soulevé cette question dans son DDR #1 :

**Demandes :**

- 8.1 Outre le fait que l'année 2023 correspond au moment où le bilan en énergie du Distributeur montre des besoins fermes, veuillez justifier l'utilisation de la période 2011-2022 pour établir le coût évité en énergie de « court terme », considérant notamment le fait que les prix à terme de l'électricité tirés du NYMEX ne vont pas, à ce jour, au delà de décembre 2013.

<sup>31</sup> P. Raphals, Les coûts évités d'Hydro-Québec Distribution, rapport d'expert pour le RNCREQ, R-3708-09, p. 10-11.

<sup>32</sup> D-2011-028, para. 52, p. 22.

Dans sa réponse, le Distributeur mentionne pour la première fois une autre méthodologie, basée sur les prix à terme du gaz naturel<sup>33</sup> :

Bien que les prix à terme de l'électricité ne soient pas disponibles au-delà de 2013, le Distributeur effectue une extrapolation à partir des prix à terme du gaz naturel pour estimer les prix à terme de l'électricité des années 2014 et suivantes. Cette approche se justifie par une relation étroite entre les prix de gaz et d'électricité dans le nord-est des États-Unis, relation qui s'explique par une utilisation importante du gaz pour la production de l'électricité.

Or, le Distributeur ne précise aucunement comment il a fait cette extrapolation, ni avec quelles données, ni comment il réconcilie les résultats de cette démarche avec la méthodologie principale présentée ci-dessus, basée sur celle acceptée auparavant par la Régie. Il ne précise pas non plus si les résultats de cette démarche divergent de l'extrapolation basée sur les prix à terme de l'électricité pour 2013 ni, le cas échéant, le degré de divergence. Et il ne précise pas non plus comment il réagirait si les deux approches divergeaient de façon importante.

Le RNCREQ est d'accord que, pour estimer les prix de marché futurs, il est important de réfléchir sur les facteurs qui influenceront sur ces prix. Le prix du gaz naturel est évidemment un facteur important, mais pas le seul. Selon le RNCREQ, il serait surprenant qu'une société de l'envergure d'Hydro-Québec ne fasse pas preuve d'efforts plus importants pour maintenir des prévisions des prix de l'électricité dans les marchés avoisinants. Il considère qu'il serait important d'utiliser les meilleures prévisions disponibles dans l'établissement des coûts évités de moyen terme (horizon 2022).

Les coûts évités en réseau intégré servent plusieurs fonctions, dont une des plus importantes est comme intrant dans les calculs de rentabilité des programmes d'efficacité énergétique, dont notamment le Test de neutralité tarifaire (TNT).

Dans sa première demande de renseignements, la Régie a compilé les résultats du TNT pour l'ensemble des programmes d'ÉE du Distributeur depuis 2004<sup>34</sup> :

Données financières (M\$)	Année tarifaire								
	2004 Ref (i)	2005 Ref (ii)	2006 Ref (iii)	2007 Ref (iv)	2008 Ref (v)	2009 Ref (vi)	2010 Ref (vii)	2011 Ref (viii)	2012 Ref (ix)
Budget total du PGEE*	40,4	119,3	169,3	245	252	262,2	249	333	233
TNT	(21,3)	(113)	(20,6)	554	71	575	84	(1 043)	(795)

<sup>33</sup> HQD-14, doc. 1.1, p. 22, R. 8.1.

<sup>34</sup> Document A-006, p. 38, Préambule à la question 44 de la DDR.

On constate que, depuis 2011, les TNT sont devenus fortement négatifs, indiquant une pression à la hausse sur les tarifs.

Dans sa réponse, le Distributeur nous rappelle de la formule de calcul du test de neutralité tarifaire, comme suit<sup>35</sup> :

[Coûts évités – Investissements du Distributeur – Charges d'exploitation du Distributeur – Pertes de revenus].

Il en découle évidemment que la forte réduction des coûts évités utilisés par le Distributeur dans les dernières années contribue à cette réduction du TNT.

**Le RNCREQ est d'avis que, étant donné l'importance du TNT dans le choix de programmes d'efficacité énergétique, il incombe au Distributeur de faire l'effort requis pour faire une estimation valable de ses coûts évités de moyen terme. Selon nous, l'application sur le moyen terme (9-10 ans) d'une méthodologie de court terme n'est pas une approche adéquate.**

---

<sup>35</sup> HQD-14, doc. 1.1, p. 90, R. 44.1.

## 5. RESEAU DE SCHEFFERVILLE : CENTRALE DE RESERVE

Le Distributeur mentionne qu'il prévoit des investissements de 3,5 M\$ en 2012 pour la construction de la centrale thermique de réserve de Schefferville.<sup>36</sup>

En réponse à une demande de renseignement du RNCREQ de préciser la différence entre la *permanентisation des groupes diesel* et une *centrale thermique de réserve*, du point de vue technique et du point de vue des coûts<sup>37</sup>, le Distributeur renvoie à une réponse faite à la Régie où il précise que cette centrale thermique de réserve de Schefferville est bel et bien le projet de la *permanентisation* des groupes existants présenté au dossier R-3740-2010.<sup>38</sup>

Il précise, par ailleurs, que le coût total prévu de 7,7 M\$ à l'origine, pour une construction en 2011 et 2012 a été réévalué à 8,13 M\$, pour une construction en 2012-2013.<sup>39</sup>

Or, dans le dossier R-3740-2010, la Régie a rendu la décision suivante relativement à la permanентisation des groupes diesel :

*« [626] Enfin, la Régie prend note que, selon la preuve, il n'y a aucun besoin de puissance additionnelle avant l'hiver 2015-2016 et que les groupes électrogènes existants, tout comme le troisième groupe que le Distributeur prévoit installer, ne fonctionneraient qu'en cas d'urgence. Pour respecter ce critère, la Régie considère qu'il n'est pas nécessaire de procéder à la « permanентisation » au coût de 7,7 M\$.*

*[627] Pour tous ces motifs, la Régie juge prématurée la décision du Distributeur de procéder à court terme à l'investissement de 7,7 M\$ pour la « permanентisation » des groupes diesel existants à Schefferville et refuse l'inclusion de ce montant au budget de l'année 2011 ».*<sup>40</sup>

---

<sup>36</sup> HQD-8, document 5, page 11

<sup>37</sup> HQD-14, document 8, page 21

<sup>38</sup> HQD-14, document 1, page 35

<sup>39</sup> HQD- 14, document 8, page 21

<sup>40</sup> D-2011-028, page 147 et 148

Le RNCREQ comprend donc que le Distributeur entend débiter la réalisation d'un projet qui a déjà été refusé par la Régie. Étant donné que la Régie a refusé d'inclure au budget de l'année 2011 un montant pour la permanentisation des groupes, il est surprenant que le Distributeur inclut au budget de l'année 2012 un montant de 3,5 M\$ pour le début de la réalisation du même projet en donnant pour toute justification l'affirmation qu' « *Il est impératif de mettre ces groupes à l'abri, dans une centrale thermique de réserve, afin qu'ils puissent remplir leur rôle essentiel* ». <sup>41</sup>

Lors de la rencontre technique du 5 octobre, le RNCREQ a constaté que les groupes diesel sont installés dans des roulottes. L'intervenant a donc demandé au Distributeur de lui préciser pourquoi « *il est impératif de mettre ces groupes à l'abri* » <sup>42</sup>. Le Distributeur renvoie à une réponse à la Régie :

*« Le Distributeur a installé des chauffe-blocs dans les moteurs des groupes électrogènes et du chauffage d'appoint dans les remorques. Ces remorques sont cependant des installations temporaires d'appoint et ne sont pas conçues pour permettre le fonctionnement des groupes électrogènes par grand froid. En conditions hivernales, le Distributeur ne peut actuellement assurer la fiabilité du démarrage et du fonctionnement des groupes électrogènes de secours. L'air froid est aspiré dans la remorque par le fonctionnement même du groupe électrogène ou lors de l'ouverture de la porte pour accéder aux équipements. Lors de froids extrêmes, l'énorme courant d'air expose tous les équipements au froid, ce qui peut entraîner l'arrêt des composantes de contrôle ou du groupe électrogène. La graisse fige, les mécanismes gèlent, les contrôles ne fonctionnent plus et il faut alors envoyer en urgence par avion nolisé des experts afin de réparer et redémarrer les groupes électrogènes. Cela peut entraîner des délais d'intervention de plusieurs jours pendant lesquels l'alimentation électrique de la communauté n'est pas assurée.*

*C'est pourquoi le Distributeur envisage la construction d'une centrale thermique de réserve. Le Distributeur rappelle que l'alimentation électrique de la région de Schefferville provient exclusivement de la centrale de Menihek sous la responsabilité de Nalcor. En cas de panne affectant ces équipements et occasionnant une perte d'alimentation électrique pour la région de Schefferville, Hydro-Québec n'a aucun pouvoir sur les délais*

---

<sup>41</sup> HQD-13, document 1, page 29

<sup>42</sup> HQD-14, document 8, page 20

*d'intervention requis par Nalcor pour rétablir le service. En cas d'urgence, cette centrale thermique de réserve sera sous contrôle exclusif d'Hydro-Québec, et lui permettra de rétablir l'alimentation en électricité et en chauffage à ses clients de la région de Schefferville. Cette centrale thermique de réserve constitue la solution optimale pour garantir en tout temps un service adéquat à ses clients.*

*En outre, comme le démontre la réponse à la question 16.1 du RNCREQ (HQD-14, document 8), d'autres raisons qu'une panne à la centrale peuvent rendre nécessaire l'utilisation des groupes électrogènes de secours. »<sup>43</sup>*

Le RNCREQ comprend qu'il faudrait une panne prolongée du réseau actuel pour que les chauffe-blocs dans les moteurs des groupes électrogènes et le chauffage d'appoint dans les remorques ne soient pas alimentés au point de ne pas pouvoir démarrer les groupes, et il faudrait que cette panne survienne lors de froids extrêmes. Selon le RNCREQ, s'il est prévu qu'une panne sera prolongée, les groupes pourraient être démarrés dès le début de la panne alors que les conditions de démarrage sont favorables.

Les autres raisons mentionnées par le Distributeur, qui ont rendu nécessaire l'utilisation de la centrale thermique<sup>44</sup> ne justifient pas de les « mettre à l'abri » puisque les événements ne se sont pas produits lors de froids extrêmes. Selon les informations fournies par le Distributeur, la centrale a été utilisée en période hivernale uniquement en décembre 2009 et janvier 2010, lors de verglas. Un tel événement ne se produit pas lors de froid extrême.

**Selon le RNCREQ, les raisons invoquées par le Distributeur ne justifient pas la dépense de 3,5 M\$ pour « mettre à l'abri » les groupes en réserve à Schefferville. Il est à souligner que cette dépense est le début de la réalisation du projet de la permanentisation des groupes réévalué à 8,13 M\$. La Régie a refusé d'inclure les coûts relatifs à ce projet dans le budget de l'année 2011.**

---

<sup>43</sup> HQD-14, document 1.2, page 115

<sup>44</sup> HQD-14, document 8, page 27

## 6. RESEAU DE SCHEFFERVILLE : EVALUATION DES BESOINS DE PRODUCTION

L'évaluation des besoins de production totaux du réseau de Schefferville en puissance et en énergie comprend une composante correspondant à la consommation des clients et une composante correspondant aux pertes électriques sur le réseau.

### 6.1 CONSOMMATION DES CLIENTS

Dans sa décision D-2011-162, la Régie rappelle que le territoire de Schefferville compte environ 4,3% de la clientèle des réseaux autonomes alors que ses besoins totalisent environ 10% de la demande de ces réseaux. Elle résume ainsi la situation de la consommation du réseau de Schefferville :

*« [362] Le territoire de Schefferville compte environ 4,3 % de la clientèle des réseaux autonomes et ses besoins en électricité totalisent environ 10 % de la demande de ces réseaux. La centrale hydraulique de Menihek, située au Labrador, produit l'énergie nécessaire aux clients du territoire et aucun PUEÉ n'est offert à la clientèle de Schefferville. .... »*

*[363] Les besoins en énergie de Schefferville atteindront 54,1 GWh en 2020 et les besoins en pointe s'élèveront à 12,6 MW. Le réseau de Schefferville nécessite une augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers 2015.*

*[364] Le Distributeur indique que l'option d'une augmentation de la capacité hydraulique de la centrale de Menihek a été envisagée, à la demande de la Régie, mais que cette option s'avère moins économique qu'une solution thermique de relève. Une centrale thermique de réserve, qui ne fonctionnera qu'en cas d'urgence, est donc prévue. Par ailleurs, le Distributeur a également considéré diverses mesures visant à réduire la demande de pointe, telles que les accumulateurs thermiques et la puissance interruptible, afin de retarder l'augmentation de puissance, mais aucune mesure n'a montré un potentiel suffisant en puissance.*

*[...]*



*[366] Le RNCREQ souligne que la consommation unitaire des clients domestiques de Schefferville est très élevée et recommande une analyse rigoureuse de cette consommation. À cet égard, la Régie constate que la consommation annuelle moyenne par abonnement résidentiel et agricole à Schefferville doit croître de 38 198 kWh en 2010 à 39 653 kWh en 2020. Le Distributeur explique cette forte consommation unitaire principalement par les conditions climatiques, la qualité des habitations, la faible participation des ménages au PGEÉ, la proportion d'habitations unifamiliales ainsi que par les taux de diffusion du chauffage de l'espace et de l'eau à l'électricité<sup>311</sup>.*

*[367] Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers. »<sup>45</sup>*

**Étant donné cette décision, le RNCREQ considère qu'il est prématuré de statuer immédiatement sur les besoins en équipement de production du réseau de Schefferville. Il est plus prudent d'attendre les résultats du plan d'action demandé par la Régie concernant autant les actions relatives aux économies d'énergie et à la gestion de la consommation que celles relatives aux stratégies tarifaires et de recouvrement.**

## **6.2 PERTES ELECTRIQUES**

Le Distributeur évalue qu'en 2010 le taux des pertes électriques en énergie sur réseau de Schefferville s'élève à 23,8%.<sup>46</sup> Ce taux est supérieur à celui de l'année 2009 qui était de 21% comme cela est indiqué dans le document déposé lors de la rencontre technique du 5 octobre 2011. Dans ce même document, le Distributeur présente également un calcul théorique des pertes électriques. Il mentionne que la simulation du réseau à la pointe permet de déterminer la perte en puissance et que les pertes en énergie peuvent être évaluées en appliquant une formule qui prend en compte le facteur de charge du réseau. Il détermine ainsi que les pertes techniques

---

<sup>45</sup> D-2011-162, page 100

<sup>46</sup> HQD-14, document 8, page 7

en énergie devraient s'élever à 11,5% et qu'il y a donc des pertes non techniques de 10%.<sup>47</sup>

Par ailleurs, en réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur fournit, pour chacune des composantes du réseau de Schefferville, les pertes en puissance à la pointe du réseau obtenues par une simulation. Les pertes totales sont de 907 kW<sup>48</sup>, ce qui correspond à un taux de perte de 9,16%, soit un taux légèrement inférieur à celui des pertes en énergie. Le Distributeur mentionne qu'il n'a pas d'évaluation des pertes non techniques en puissance<sup>49</sup>. Cependant, selon le RNCREQ, étant donné la relation qui existe entre les pertes en puissance et les pertes en énergie, les pertes non techniques en puissance devraient être supérieures à 10%.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne que les pertes en énergie ne représentent aucun coût supplémentaire en 2009 et 2010 puisqu'il « a l'obligation d'acheter 40 GWh annuellement à 2 ¢/kWh et que la quantité d'énergie requise en 2009 et en 2010 était moindre que l'obligation contractuelle minimale ». Il ajoute qu'il n'a pas évalué le coût des pertes en puissance mais il juge ce coût non significatif.<sup>50</sup>

**Selon le RNCREQ, cette dernière affirmation demande des explications puisque le Distributeur a dû installer des groupes diesel de réserve pour assurer la fiabilité en puissance du réseau de Schefferville et il entend investir 3,5 M\$ pour mettre ces groupes à l'abri. Il y a lieu de se demander si l'élimination des pertes non techniques permettrait d'éliminer également le besoin des groupes diesel de réserve.**

**Selon le RNCREQ, il est nécessaire de se préoccuper des pertes non techniques en vue de les éliminer.**

**L'élimination des pertes électriques non techniques et les conclusions du plan d'action demandé par la Régie, permettront d'avoir une meilleure connaissance de la situation particulière du réseau de Schefferville en vue de recommander les actions pertinentes.**

---

<sup>47</sup> B-0061, acétates 40 à 44

<sup>48</sup> HQD-14, document 8, page 24

<sup>49</sup> HQD-14, document 8, page 28

<sup>50</sup> HQD-14, document 8, page 28

## 7. REVENUS REQUIS DES RESEAUX AUTONOMES

### 7.1 DEFICIT DES RESEAUX AUTONOMES

Dans le dossier actuel, le Distributeur accorde une attention particulière aux réseaux autonomes en y consacrant une section complète de son dossier déposé à la Régie et en organisant une rencontre technique sur ce sujet spécifique.

Il rappelle qu'en réseaux autonomes, le Distributeur est responsable non seulement de la distribution de l'électricité nécessaire à l'alimentation de l'ensemble des clients, mais également de sa production et son transport. Il poursuit les mêmes objectifs qu'en réseau intégré, soit d'assurer l'approvisionnement des clients au moindre coût, tout en offrant un service de qualité.<sup>51</sup>

Il ajoute que le territoire desservi couvre 30 communautés, réparties en six territoires : les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (au nord du 53e parallèle), la Basse-Côte-Nord, l'île d'Anticosti, la Haute-Mauricie et la région de Schefferville. La population totale de ces communautés compte à peine un peu plus de 34 000 habitants. Les Îles-de-la-Madeleine représentent 38 % de la population totale mais environ 45 % des ventes d'électricité en réseaux autonomes. Quant au territoire du Nunavik (14 communautés inuites et une communauté crie) il comprend 37 % de la population mais seulement 20 % des ventes d'électricité, du fait que la clientèle n'utilise pas l'électricité pour les fins de chauffage. La Basse-Côte-Nord comprend sept villages le long de la rive Nord du golfe du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc-Sablon. La centrale diesel installée à l'île d'Anticosti, dessert la communauté de Port-Menier. Deux communautés de la Haute-Mauricie font partie des réseaux autonomes : la réserve attikamek d'Opitciwan et Clova. Enfin, la desserte de la région de Schefferville (trois communautés : Schefferville, Matimekush – Lac John et Kawawachikamach) a été prise en charge par le Distributeur en décembre 2005. Le tableau ci-dessous présente un historique de la situation énergétique des réseaux autonomes sur la période 2005-2010.<sup>52</sup>

---

<sup>51</sup> HQD-13, document 1, page 5

<sup>52</sup> HQD-13, document 1, page 8

**TABLEAU 1**  
**ÉVOLUTION DE LA CLIENTÈLE, DES BESOINS ET DE LA CAPACITÉ DE PRODUCTION**  
**ENSEMBLE DES RÉSEAUX AUTONOMES – PÉRIODE 2005-2010**

	2005	2006	2007 <sup>2</sup>	2008 <sup>3</sup>	2009	2010	Croiss. Ann. moy. 2005-2010
Population	33 385	33 595	33 712	33 759	33 889	34 265	0,2%
Nombre d'abonnements résidentiels et agricoles	12 458	12 760	13 021	13 420	13 997	14 423	3,0%
Ventes d'énergie (en GWh) <sup>1</sup>	299,1	294,9	331,9	358,2	352,8	342,4	2,7%
Usage interne, pertes et services auxiliaires (en GWh)	44,6	48,5	36,8	42,6	51,3	48,2	1,6%
Production d'énergie (en GWh)	343,7	343,4	368,7	400,8	404,1	390,6	2,6%
Pointe annuelle (en MW) <sup>2</sup>	70,4	74,4	87,4	88,8	86,7	89,0	4,6%
Puissance installée (en MW)	145,2	145,7	165,9	163,7	164,2	165,5	2,7%

<sup>1</sup> Résultats publiés

<sup>2</sup> Pour l'éclair commençant en décembre de l'année indiquée

<sup>3</sup> Incluant Schefferville à partir de l'automne 2007.

<sup>4</sup> Le résultat de Miramichi a été incorporé au résultat intégré en septembre 2008.

L'approvisionnement en électricité est assuré par des centrales thermiques locales, au moyen de groupes électrogènes, sauf pour le réseau du Lac-Robertson et celui de Schefferville qui sont alimentés par une centrale hydroélectrique. Dans le cas de ce dernier réseau, l'électricité est achetée par le Distributeur en vertu d'un contrat qu'il a conclu avec la société d'État terre-neuvienne NALCOR.

Selon le Distributeur, la production thermique est une technologie éprouvée, simple, connue, fiable et facile d'entretien. Elles sont toutefois sources de pollution atmosphérique et sonore, et le coût de l'électricité qu'elles produisent est élevé.<sup>53</sup>

Le tableau ci-dessous présente un historique et une estimation du revenu requis et des revenus des ventes pour le réseau relié et pour les réseaux autonomes pour la période 2005-2012.

<sup>53</sup> HQD-13, document 1, pages 7 et 8

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	année témoin 2011	année témoin 2012
<b>Réseaux relié</b>								
ventes (GWh)	168877	166734	172630	169974	164768	167201	171282	171001
revenus ventes M\$	9143,6	9441,3	10145,8	10294,4	10121,9	10207,5	10498,3	10548,2
revenu requis M\$	9212,2	9676	10074,7	10366,7	10118,7	10179,8	10509,8	10747,5
surplus (déficit)	-68,6	-234,7	71,1	-72,3	3,2	27,7	-11,5	-199,3
<b>Réseaux autonomes</b>								
ventes (GWh)	299	295	326	345	356	367	371,0	375
revenus ventes M\$	22,1	22,5	25,7	27,3	28,1	29,7	30,4	30,1
revenu requis M\$	176,7	182,7	188,4	195,2	206,7	209,4	232,0	217,7
surplus (déficit)	-154,6	-160,2	-162,7	-167,9	-178,6	-179,7	-201,6	-187,6
<b>TOTAL</b>								
ventes (GWh)	169176	167029	172956	170319	165124	167568	171653	171376
revenus ventes M\$	9165,7	9463,8	10171,5	10321,7	10150	10237,2	10528,7	10578,3
revenu requis M\$	9388,9	9858,7	10263,1	10561,9	10325,4	10389,2	10741,8	10965,2
surplus (déficit)	-223,2	-394,9	-91,6	-240,2	-175,4	-152	-213,1	-386,9

R-3610-2006, HQD-6, document 2, page 4

R-3644-2007, HQD-6, document 2, page 4

R-3677-2008, HQD-6, document 2, page 3

R-3708-2009, HQD-9, document 1, page 4

R-3740-2010, HQD-9, document 1, page 5

R-3776-2011, HQD-1, document 4, page 4

Il apparaît clairement que le déficit des réseaux autonomes s'accroît depuis l'année 2005 pour atteindre plus de 200 M\$ en 2011 et un peu moins en 2012.

Le RNCREQ comprend que la fourniture de l'électricité de ces réseaux à partir de groupes au diesel est la principale explication de ces déficits. Toutefois, il veut s'assurer que les ressources sont utilisées de façon efficace.

Lors des dossiers tarifaires R-3708-2009 et 3740-2010, le RNCREQ a demandé que le Distributeur fournisse le détail du revenu requis de chacun des réseaux autonomes. En réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur a déposé sous pli confidentiel les informations dont il dispose. Ces informations concernaient les catégories suivantes pour l'année 2008 : *l'achat de combustible, les coûts d'exploitation des centrales et des réseaux, les coûts d'amortissement, les coûts des taxes et intérêts* et une catégorie *autres*.

Dans le dossier actuel, le RNCREQ veut assurer un suivi du revenu requis des réseaux autonomes. Ainsi en réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur a fourni sous pli confidentiel des détails du revenu requis de chacun des réseaux pour l'année 2010 selon le même format que dans le dossier antérieur.<sup>54</sup> Étant donné que les informations concernent l'année 2010 seulement, elles ne peuvent pas expliquer la hausse importante du revenu requis des années 2011 et 2012 par rapport au revenu requis de l'année de base 2010.

**Cette explication devra être fournie lors des audiences orales.**

## **7.2 COMPARAISON DES DONNEES DE 2010 VS CELLES DE 2009 ET 2008**

Le RNCREQ a examiné ces informations fournies pour l'année 2010 et les a comparées aux informations obtenues pour les années 2009 et 2008.

Le tableau suivant présente le rapport des valeurs de l'année 2010 par rapport aux valeurs de l'année 2009 pour chacune des catégories de coût et chacun des réseaux autonomes. Le tableau inclut également le rapport des valeurs pour la production d'énergie, le coût unitaire de production, et les revenus.

---

<sup>54</sup> HQD-13, document 8, page 4

Quotient des coûts de 2010 vs 2009

Données brutes	achat	exploitation		amortis- sement	taxes et intérêt	total	production	coût unitaire	revenus
	combustible	centrale	réseau						
Akulivik	0,74	0,55	0,82	1,17	0,91	0,72	1,12	0,64	1,17
Aupaluk	0,78	0,71	0,86	1,19	0,88	0,85	1,08	0,79	1,01
Cap-aux-Meules	0,66	1,04	1,03	1,12	1,03	0,84	0,96	0,87	0,98
Clova	0,98	1,05	0,86	0,90	1,08	1,01	0,97	1,04	0,95
Île d'Entrée									
Inukjuak	0,76	0,94	0,86	3,05	0,94	0,92	0,99	0,93	1,00
Ivujivik	0,71	0,64	0,86	0,92	0,90	0,74	1,03	0,71	1,04
Kangiqsualujuaq	0,81	1,07	0,85	1,15	1,05	0,93	1,00	0,93	1,01
Kangiqsujuaq	0,82	1,47	0,88	1,05	0,93	0,99	1,07	0,93	1,01
Kangirsuk	0,79	0,77	0,85	1,11	0,92	0,84	1,04	0,80	1,07
Kuujuuaq	0,83	1,19	0,86	1,10	1,37	0,97	1,03	0,94	1,00
La Romaine	0,87	1,49	0,85	1,18	0,91	1,02	0,92	1,11	0,92
Lac-Robertson	2,80	1,07	0,85	1,50	0,90	1,09	0,93	1,17	1,38
Opetsiwan	1,21	2,25	0,86	1,20	1,63	1,34	1,04	1,29	1,07
Port-Menier (Anticosti)	0,87	0,76	0,85	1,12	1,02	0,87	0,94	0,93	0,97
Poste-de-la-Baleine	0,77	1,12	0,86	1,08	0,92	0,85	0,99	0,86	0,90
Puvirnituk	0,84	0,69	0,86	1,17	2,04	0,90	1,05	0,85	1,17
Quaqtaq	0,83	1,22	0,88	1,26	1,15	1,01	1,10	0,92	1,28
Salluit	0,71	0,90	0,85	1,03	0,81	0,83	1,02	0,81	0,97
Schefferville		1,02	1,50	1,22	0,91	1,05	0,91	1,15	0,91
Tasiujaq	0,88	1,06	0,86	1,01	0,96	0,97	1,08	0,90	1,30
Umiujaq	0,84	1,23	0,88	0,90	1,00	1,01	1,08	0,94	1,22
Total	0,75	1,02	1,09	1,29	0,97	0,93	0,97	0,96	1,06

Un examen de ce tableau permet de remarquer plusieurs variations importantes. Ainsi par exemple on peut donc constater une diminution importante du coût du combustible : pour l'ensemble des réseaux, il s'agit d'une diminution d'environ 25%. Par contre, on peut remarquer des fortes hausses, notamment pour l'exploitation de certaines centrales et du réseau de Schefferville, de même que pour les amortissements. Globalement, les coûts totaux ont diminué de 7% alors que les revenus ont augmenté de 6%. Il y a donc une diminution du déficit des réseaux autonomes pour l'année 2010 par rapport à celui de l'année 2009. Cette diminution s'explique par une réduction du coût du combustible, il ne s'agit donc pas d'une diminution structurelle et permanente.

L'analyse d'une année par rapport à une autre peut montrer des variations ponctuelles qui s'expliquent par un événement particulier non récurrent. Ainsi, le

RNCREQ présente ci-dessous une analyse de la variation des valeurs de l'année 2010 par rapport à celles de l'année 2008.

Quotient des coûts de 2010 vs 2008

Données brutes	achat	exploitation		amortis- sement	taxes et intérêt	total	production	coût unitaire	revenus
	combustible	centrale	réseau						
Akulivik	0,91	0,74	0,82	0,71	1,55	0,90	1,13	0,79	1,11
Aupaluk	0,95	0,86	0,80	0,57	0,92	0,85	1,08	0,79	1,11
Cap-aux-Meules	1,75	1,05	13,78	1,19	0,99	1,25	0,98	1,28	0,98
Clova	0,70	0,55	0,80	1,24	0,88	0,71	0,94	0,75	1,05
Île d'Entrée									
Inukjuak	0,90	1,66	0,81	3,44	2,18	1,26	1,07	1,18	1,09
Ivujivik	0,92	1,22	0,86	0,71	0,90	1,06	1,15	0,93	1,44
Kangiqsualujuaq	0,96	0,71	0,82	0,78	0,95	0,91	1,02	0,89	1,01
Kangiqsujuaq	0,96	0,83	0,82	1,66	0,94	1,00	1,15	0,87	1,21
Kangirsuk	0,94	0,81	0,81	0,50	0,86	0,90	1,10	0,82	1,14
Kuujuaq	0,99	0,77	0,82	1,52	3,60	1,19	1,05	1,13	1,00
La Romaine	0,79	1,80	0,82	1,26	0,91	0,99	0,94	1,06	0,96
Lac-Robertson	0,97	1,35	0,82	1,52	0,89	1,13	0,96	1,17	1,40
Opetciwan	0,69	0,98	0,82	1,25	1,68	0,85	1,06	0,80	1,18
Port-Menier (Anticosti)	0,73	1,25	0,82	0,80	0,97	0,92	0,92	1,01	0,96
Poste-de-la-Baleine	0,89	0,89	0,82	1,12	0,85	0,93	1,02	0,92	0,98
Puvirnituk	0,92	0,72	0,82	1,24	2,89	1,01	1,11	0,91	1,19
Quaqtaq	1,06	1,15	0,82	0,83	1,09	1,12	1,13	0,99	1,30
Salluit	0,83	0,95	0,83	1,09	0,65	0,94	1,07	0,89	1,12
Schefferville		1,10	1,94	1,76	0,91	1,19	1,44	0,82	1,41
Tasiujaq	1,14	0,90	0,82	1,17	1,02	1,06	1,25	0,85	1,16
Umiujaq	0,96	1,08	0,83	1,10	1,03	1,07	1,11	0,97	1,12
Total	1,11	1,06	1,47	1,34	1,02	1,11	1,03	1,08	1,10

Les variations importantes pour les items Amortissement et taxes et intérêt s'expliquent probablement par des mises en service durant ces années. Par contre, certaines variations apparaissent préoccupantes, notamment les frais d'exploitation de la centrale Lac-Robertson et les frais d'entretien du réseau de Schefferville qui augmentent pour une deuxième année de suite.

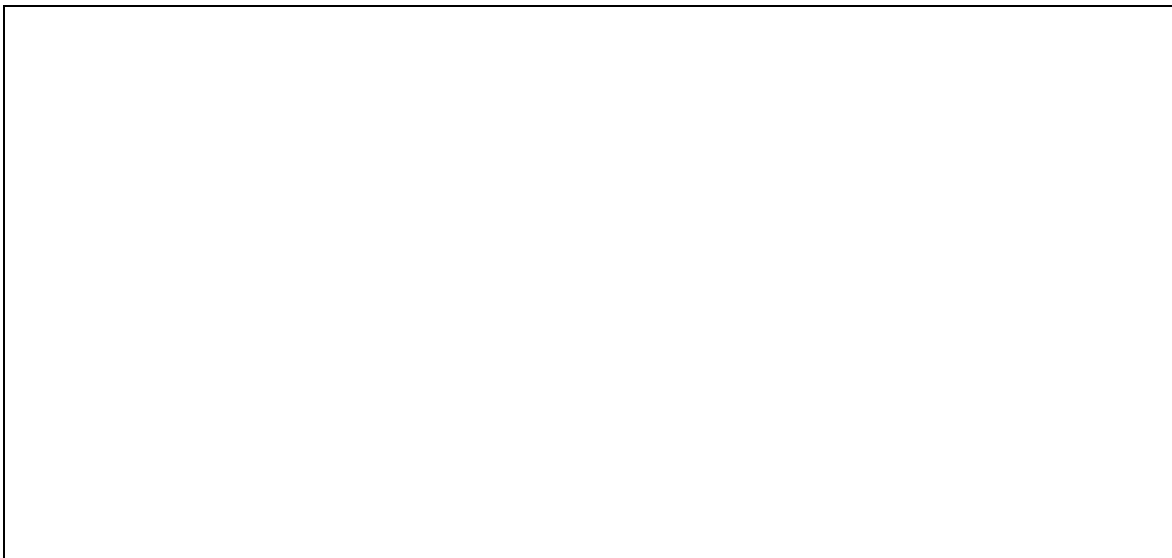
**En se basant sur les résultats montrés à ce tableau, le RNCREQ entend aborder lors des audiences orales le cas des réseaux où les écarts sont les plus élevés, notamment les réseaux où la variation du coût total de 2009 est de plus de 20% par rapport au coût total de l'année 2008.**



### 7.3 COÛTS UNITAIRES

Le Distributeur mentionne que sur une base unitaire, le coût moyen lié à l'exploitation de l'ensemble des réseaux autonomes était de 43 ¢/kWh en 2010. Il note cependant qu'il existe d'importantes disparités selon les réseaux, allant de près de 300 \$/MWh à plus de 1000 \$/MWh.<sup>55</sup>

La figure du Distributeur présente uniquement le coût unitaire total de chacun des réseaux autonomes, il n'est donc pas possible de connaître la part de chacune des composantes du coût unitaire total. Selon le RNCREQ, il est pertinent de connaître la valeur de chacune des composantes afin de mieux cibler les mesures qui pourraient réduire le coût total. À cet effet, le RNCREQ présente la figure ci-dessous où on peut voir la part de chacune des composantes du coût total. Les valeurs utilisées proviennent des informations déposées sous pli confidentiel.<sup>56</sup>



**(Tableau caviardé; déposé à la Régie sous pli confidentiel)**

On peut voir que pour les centrales thermiques, la composante combustible est la plus importante, sauf quelques cas particuliers où la composante exploitation de centrale est également élevée.

On peut donc conclure que toute action visant à réduire le coût ou la quantité de combustible est une action efficace.

---

<sup>55</sup> HQD-13, document 1, pages 11 et 12

<sup>56</sup> HDQ-14, document 8, page 12

À cet effet, le Distributeur met en œuvre des moyens de réduction de la demande d'électricité par :

- une tarification qui décourage l'utilisation de l'électricité pour le chauffage de l'eau et de l'espace, au nord du 53e parallèle ;
- des programmes d'utilisation efficaces de l'énergie (PUEÉ) qui incitent les clients à utiliser le mazout comme source principale de chauffage de l'espace et de l'eau ;
- et des programmes d'efficacité énergétique et de gestion de la consommation qui visent une réduction de la consommation électrique des clients.<sup>57</sup>

Par ailleurs, en réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur précise les mesures qu'il a mises en place pour réduire les coûts de fonctionnement des réseaux autonomes.

Ces mesures concernent :

- Révision du critère de puissance garantie au Nunavik, ce qui permet de retarder les augmentations de puissance installée dans les centrales.
- Révision à la hausse de la durée de vie utile des moteurs, ce qui permet de retarder les investissements liés à leur réparation ou à leur remplacement.
- Révision des critères de maintenance.
- Réduction de la consommation des services auxiliaires.
- Optimisation des déplacements du personnel du Distributeur.
- Optimisation des livraisons de carburant.
- Optimisation et réduction des stocks au Nunavik.
- Optimisation du transport de matériel pour favoriser le transport maritime plutôt qu'aérien.
- Récupération de la chaleur excédentaire des centrales diesel pour les besoins des bâtiments du Distributeur.
- Discussions avec des clients potentiels pour la valorisation de la chaleur excédentaire des centrales diesel.<sup>58</sup>

Le Distributeur mentionne que certaines mesures ont notamment permis de réduire les coûts annuels de fonctionnement identifiés à près de 600 k\$, que certaines ont

---

<sup>57</sup> HQD- 13, document 1, pages 16 et 17

<sup>58</sup> HQD-13, document 1, page 15

permis de réduire les besoins en énergie et que d'autres ont aussi permis de retarder plusieurs projets.<sup>59</sup>

**Le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer à rechercher des moyens qui permettront de réduire le coût de fonctionnement des réseaux autonomes, notamment par la récupération et la valorisation de la chaleur des centrales diesels.**

#### **7.4 FIABILITE**

Le RNCREQ a examiné si la fiabilité d'alimentation en électricité des réseaux autonomes est comparable à celle du réseau intégré. En effet, comme cela est mentionné plus haut, le Distributeur affirme qu'il poursuit les mêmes objectifs qu'en réseau intégré, soit d'assurer l'approvisionnement des clients au moindre coût, tout en offrant un service de qualité.

En réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur a fourni les informations suivantes concernant l'indice de continuité qui indique le nombre de minutes d'interruption par client.

---

<sup>59</sup> HQD-14, document 8, pages 14 et 15

Le tableau suivant reproduit cette information.

Îles-de-la-Madeleine	578
<b>Nunavik</b>	
Akulivik	965
Aupaluk	336
Inukjuak	404
Ivujivik	74
Kangiqsujaq	1742
Kangiqsualujuaq	203
Kangirsuk	273
Kuujuaq	150
Kuujuarapik	565
Puvirnituk	727
Quaqtaq	154
Salluit	142
Tasiujaq	250
Umiujaq	62
<b>Basse Côte-Nord</b>	
Lac-Robertson	1146
La Romaine	49
Anticosti	20
Schefferville	1663
<b>Haute-Mauricie</b>	
Clova	0
Opitciwan	297

**On peut constater qu'en 2010 l'indice de continuité a varié grandement d'un réseau autonome à un autre, mais qu'il est particulièrement élevé Akulivik, Kangiqsujaq, Lac-Robertson et Schefferville.**

À titre indicatif, le tableau suivant présente un historique de l'indice de continuité du Distributeur.<sup>60</sup>

	2006	2007	2008	2009	2010
Minutes	479	192	330	169	201

Une comparaison entre l'indice IC des réseaux autonomes de l'année 2010 et l'historique de l'indice IC du réseau intégré pourrait montrer que la fiabilité des réseaux autonomes est moins bonne que celle du réseau intégré. Cependant, selon le RNCREQ, une telle conclusion est prématurée. Pour faire une comparaison valable, il faudrait avoir un historique de l'IC des réseaux autonomes sur une période d'au moins 5 ans.

**De plus, en vue de savoir s'il y a lieu d'apporter des correctifs et de définir ceux-ci, il faudrait connaître la part de la perte d'alimentation qui est due aux équipements de production et celle qui est due au réseau. Il faudrait également décomposer l'indice IC selon les interruptions dues à une panne et celles dues à un entretien programmé.**

**Le RNCREQ entend revenir sur ce sujet lors de l'audience orale.**

---

<sup>60</sup> HQD-7, document 2, page 7

## **CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

En se basant sur les informations disponibles et pour les motifs énoncés plus haut, le RNCREQ formule les conclusions et les recommandations suivantes :

### **CONCERNANT LES TRANSACTIONS FINANCIÈRES AVEC LE PRODUCTEUR**

Le RNCREQ recommande à la Régie de ne pas accepter la demande du Distributeur de conclure des transactions financières avec le Producteur pour l'année 2012 et de ne pas inclure le montant de 17,3 M\$ relié à ces transactions dans les coûts d'approvisionnement de l'année 2012. S'il y a lieu, de tels transactions pourraient être envisagés plus tard.

### **CONCERNANT LES MODIFICATIONS PROPOSEES AU TARIF DT**

Selon le RNCREQ, un changement de tarif pour s'adapter aux nouvelles conditions climatiques est souhaitable pour refléter une réalité environnementale reconnue. Considérant les réserves du RNCREQ sur l'utilisation du mazout, et dans la mesure où il ne s'est pas penché dans sa preuve sur l'ensemble des considérations de la proposition du Distributeur, il ne se prononce cependant pas sur celles-ci puisqu'elles ont des implications diverses, notamment sur la pression sur l'utilisation de carburants fossiles que le RNCREQ ne peut endosser.

Le RNCREQ retient que le système bi-énergie est un outil existant efficace pour diminuer la demande de pointe du Distributeur.

Le RNCREQ n'est cependant pas convaincu de l'intérêt de maintenir les systèmes de bi-énergie qui utilisent des carburants fossiles non-renouvelable (mazout), dont l'impact sur l'environnement est très négatif.

Dans la mesure où le Distributeur présente un intérêt à maintenir le tarif DT comme outil de gestion de la pointe, principe accepté par le RNCREQ, celui-ci recommande à la Régie d'inciter le Distributeur à mettre en place des incitatifs économiques facilitant l'application élargie de ce tarif à différentes utilisations mixtes de l'énergie (biomasse pour la chauffe, etc.) qui permettraient une

diminution de consommation électrique en pointe, à l'instar du système bi-énergie conventionnel, sans pour autant favoriser l'utilisation de carburant fossile.

### **CONCERNANT LES COÛTS ÉVITÉS DES RÉSEAU AUTONOMES**

Selon le RNCREQ, il est nécessaire de bien comprendre chacune des composantes des coûts évités afin de s'assurer de mettre en place les meilleures mesures de gestion de la consommation ou d'économies d'énergie.

En ce qui concerne les coûts évités en énergie, l'analyse du RNCREQ montre que le combustible compte pour près de 90% de ce coût évité pour les réseaux du Nunavik.

Ces résultats montrent que les mesures les plus efficaces pour réduire les coûts des réseaux autonomes sont celles reliées au combustible

En ce qui concerne les coûts évités en puissance, le RNCREQ signale qu'il y a de grandes variations d'un réseau à l'autre et d'une année à l'autre. Selon le RNCREQ, les informations fournies par le Distributeur ne permettent pas de comprendre la diversité des coûts unitaires en puissance pour les réseaux autonomes ainsi que leur variation entre les années 2011 et 2012. La présentation d'un seul exemple ne permet pas d'expliquer le fait que des coûts unitaires peuvent varier du simple au triple d'un réseau à l'autre, et doubler ou être réduit de moitié d'une année à l'autre. En effet, il est bon de rappeler que le coût évité en puissance est basé sur le même type d'équipement, soit des groupes diesel. Le RNCREQ entend revenir sur ce sujet lors des audiences orales.

### **CONCERNANT LES COÛTS ÉVITÉS SUR LE RÉSEAU INTÈGRE**

Le RNCREQ est d'avis que, étant donné l'importance du TNT dans le choix de programmes d'efficacité énergétique, il incombe au Distributeur de faire l'effort requis pour faire une estimation valable de ses coûts évités de moyen terme. Selon nous, l'application sur le moyen terme (9-10 ans) d'une méthodologie de court terme n'est pas une approche adéquate.

## **CONCERNANT LE RESEAU DE SCHEFFERVILLE**

Selon le RNCREQ, les raisons invoquées par le Distributeur ne justifient pas la dépense de 3,5 M\$ pour « *mettre à l'abri* » les groupes en réserve à Schefferville. Il est à souligner que cette dépense est le début de la réalisation du projet de la permanentisation des groupes réévalué à 8,13 M\$. La Régie a refusé d'inclure les coûts relatifs à ce projet dans le budget de l'année 2011. Le RNCREQ recommande à la Régie refuser d'inclure le montant de 3,5 M\$ dans le budget de l'année 2012 pour les besoins en équipements de production des réseaux non reliés.

Étant donné la décision D-2011-162 de la Régie dans le dossier R-3748-2010, le RNCREQ considère qu'il est prématuré de statuer immédiatement sur les besoins en équipement de production du réseau de Schefferville. Il est plus prudent d'attendre les résultats du plan d'action demandé par la Régie concernant autant les actions relatives aux économies d'énergie et à la gestion de la consommation que celles relatives aux stratégies tarifaires et de recouvrement.

Selon le RNCREQ, il est nécessaire de se préoccuper des pertes non techniques sur le réseau de Schefferville en vue de les éliminer. L'élimination de ces pertes et les conclusions du plan d'action demandé par la Régie, permettront d'avoir une meilleure connaissance de la situation particulière du réseau de Schefferville en vue de recommander les actions pertinentes.

## **CONCERNANT LES REVENUS REQUIS DES RESEAUX AUTONOMES**

Le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer à rechercher des moyens qui permettront de réduire le coût de fonctionnement des réseaux autonomes, notamment par la récupération et la valorisation de la chaleur des centrales diesels.