

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3740-2010

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

HYDRO-QUÉBEC Distribution
(« Distributeur »)

Demanderesse

-Et-

REGROUPEMENT NATIONAL DES
CONSEILS RÉGIONAUX DE
L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC
(« RNCREQ »)

Intervenant

**Demande relative à l'établissement des tarifs d'électricité pour l'année
tarifaire 2011-2012 d'Hydro-Québec Distribution**

ARGUMENTAIRE ÉCRIT

1. Introduction

Dans le présent dossier tarifaire, le RNCREQ a présenté une preuve, constituée d'un mémoire d'organisme et du témoignage en audience de M. Paul Paquin, analyste externe pour le compte de l'intervenant, laquelle a analysé les revenus requis des réseaux autonomes, les coûts évités des réseaux autonomes, l'alimentation du réseau de Schefferville, le PGEÉ, notamment l'impact tarifaire vs le gain du participant, et l'approvisionnement en énergie.

La preuve du RNCREQ s'inscrit, encore cette année, dans une perspective d'atteinte et de respect des principes du développement durable, tels qu'énoncés dans la *Loi sur le développement durable*. Celle-ci vise également à promouvoir et optimiser l'efficacité énergétique et se fonde sur les recommandations du gouvernement du Québec, telles que libellées dans sa Stratégie énergétique.

La pertinence de cette approche du RNCREQ, à analyser tous les aspects d'un dossier dans une perspective du développement durable, lui a d'ailleurs été reconnu par la Régie qui a apprécié la pertinence et l'utilité de ses interventions successives.

Le RNCREQ réitère également les recommandations qu'il faisait dans sa preuve écrite.

1 Coûts évités des Réseaux autonomes

1.1 Composante énergie

Le RNCREQ s'est interrogé, lors de la production de sa preuve, sur les éléments pris en considération dans la détermination de la composante énergie du coût évité des réseaux autonomes et ce qui en expliquait la grande variation.

En réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur indiquait que les coûts d'énergie incluent les coûts d'exploitation et de maintenance ainsi que le coût du combustible¹, pour lesquels il renvoyait également à une information déposée sous pli confidentiel lors du dossier 3708-2009.²

Constatant que les valeurs d'entretien présentées dans le document auquel fait référence le Distributeur sont très variables selon les réseaux, le RNCREQ a obtenu du Distributeur ces précisions en contre-interrogatoire³ : les coûts, autres que le combustible, correspondent aux coûts de production variables moyens de chacun des réseaux autonomes et précise que « *le coût évité, ce qu'on regarde, c'est le coût à la marge, donc le coût additionnel qui est associé dans une base annuelle* ».

Le RNCREQ comprend des informations obtenues que le choix du Distributeur de prendre les coûts moyens explique les grandes variations observées. Cependant, le RNCREQ est d'avis que le coût à la marge ne correspond pas au coût moyen et est perplexé des informations obtenues.

Le RNCREQ demande à la Régie d'obtenir des explications supplémentaires du Distributeur quant à la façon de déterminer la composante énergie du

¹ HQD-13, document 8, page 9

² HQD-13, document 8, pages 8 et 9

³ NS, 7 décembre 2010, p.152-154

coût évité des réseaux autonomes. Il soumet que cette information est pertinente et qu'elle pourrait être divulguée par la Distributeur dans le cadre d'une rencontre technique.

1.2 Composante puissance

Le RNCREQ a constaté que le coût évité en puissance (\$/kW-an) est très différent selon les réseaux. Pour le Distributeur, les valeurs différentes selon les réseaux peuvent s'expliquer par 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

En réponse au contre-interrogatoire du RNCREQ⁵, le Distributeur affirme que le coût apparaissant au tableau R7.1 de la pièce HQD-13, document 9 du dossier R-3708-2009 (déposé sous pli confidentiel) est le coût de la taille du groupe pertinent au réseau en dollars courants. Par ailleurs, il dépose sous pli confidentiel l'engagement 2 qui constitue un exemple de calcul pour obtenir les valeurs présentées à la pièce HQD-2, document 4, page 9.

Des explications du Distributeur, le RNCREQ constate que le coût des groupes adaptés aux besoins de chaque réseau (tableau R7.1) montre une valeur unitaire très différente selon les réseaux. Il y a un rapport de plus de 1 à 9 entre la valeur la plus faible et la plus élevée (en excluant Cap-aux-Meules). Par ailleurs, dans l'exemple présenté, il semble que l'année de mise en service n'est pas prise en compte (les \$ courants sont aussi des \$ actualisés) alors que HQD a mentionné clairement que la date de mise en service est un des facteurs explicatif de la différence entre le coût évité en puissance des réseaux.

C'est pourquoi, comme dans le cas du coût évité en énergie, le RNCREQ est d'avis que **des explications supplémentaires sont requises et il apparaît que celles-ci pourraient être faites plus efficacement dans le cadre d'une rencontre technique.**

1.3 Applications du coût évité

Selon le RNCREQ, lors des analyses de la rentabilité, il faut être prudent dans l'application du coût évité total exprimé en cent/kWh. En effet, étant donné que la composante puissance du coût évité total est obtenue en utilisant un facteur d'utilisation spécifique, il faut que l'électricité à laquelle on applique le coût évité ait

⁴ HQD-13, document 8, page 8

⁵ NS, 7 décembre 2010, p. 156

le même facteur d'utilisation que celui ayant été utilisé pour l'évaluation du coût évité.

Ainsi, si une mesure d'économie d'énergie entraîne une réduction des besoins principalement en puissance, l'évaluation de la valeur des économies d'énergie en utilisant le coût évité total en cent/kWh sera erronée et la valeur obtenue sera plus faible que l'économie réelle.

Au contraire, la valeur sera surévaluée si la réduction des besoins est principalement en énergie.

Selon le RNCREQ, une évaluation adéquate implique l'utilisation des deux composantes du coût évité. Ainsi, pour chaque type de réduction des besoins, il faut d'abord déterminer la réduction en puissance et la réduction en énergie et appliquer à chaque composante son coût évité spécifique.

2 REVENU REQUIS DES RESEAUX AUTONOMES

2.1 Problématique des réseaux autonomes

Comme il le mentionnait dans le précédent dossier tarifaire :

« Pour le RNCREQ, il apparaît clairement que le déficit du Distributeur s'explique principalement par le déficit des réseaux autonomes Il constate qu'il y a un déficit important récurrent pour ces réseaux. Étant donné le mode de production pour la plupart de ces réseaux et la tarification qui y est appliqué, le déficit est structurel.

Cela étant, le RNCREQ estime essentiel, dans une perspective de développement durable, qu'une analyse rigoureuse, afin de s'assurer que les ressources sont utilisées de façon efficace autant sur l'aspect technique que sur l'aspect des coûts, soit faite. En effet, toute amélioration d'efficacité qui résulte en une réduction des coûts se répercute automatiquement sur une réduction des revenus requis.

Malgré que chaque réseau autonome soit spécifique, plusieurs présentent des similitudes pour lesquels il s'avère utile de faire une analyse comparative.

Le RNCREQ estime qu'une analyse globale des coûts n'est pas suffisante et qu'il faut pousser l'analyse des cas où des écarts importants sont constatés pour les mêmes composantes de coûts. »⁶

De plus, suite à l'analyse effectuée par le RNCREQ et présentée dans sa preuve⁷, on peut constater que le déficit des réseaux autonomes s'est accru continuellement depuis l'année 2005. Plus particulièrement, le déficit de l'année témoin 2011 est 10% plus élevé que celui de l'année de base 2010.

2.2 Comparaison des données de 2008 vs celles de 2009

Le RNCREQ a examiné les informations fournies pour l'année 2009 et les a comparées aux informations obtenues pour l'année 2008. Un examen de ce tableau permet de remarquer plusieurs variations importantes. Ainsi par exemple on peut donc constater que, pour l'année 2009, le coût d'achat de combustible pour Cap-aux-Meules est 2,66 fois plus élevé que pour l'année 2008, même si le niveau de production est sensiblement le même. Aussi, le coût d'exploitation de ce réseau a été 13,42 fois plus élevé en 2009 par rapport à 2008.

À l'audience du 10 décembre HQD a présenté des explications générales pour justifier les écarts importants relevés par le RNCREQ concernant les valeurs de l'année 2008 et celles de l'année 2009. Il a également fait une correction concernant le ratio relatif au combustible pour les Iles-de-la-Madeleine. Le ratio serait 1,5 au lieu de 2,66. Cependant, le Distributeur n'explique pas que ce ratio de 1,5 soit beaucoup plus élevé que celui des autres réseaux autonomes qui se situe à environ 1,2. Par ailleurs, la consommation de combustible aux Iles est de loin la plus importante

Si le RNCREQ est conscient que l'audience orale n'est pas le moment le plus approprié pour fournir ce type d'information, c'est-à-dire d'expliquer les écarts importants d'une année à l'autre, il est d'avis que cette situation est due au fait que les informations ont été obtenues suite à une demande d'information et qu'il n'a pas été possible de faire préciser ces informations.

Le RNCREQ tient à rappeler que le déficit des réseaux autonomes s'élève à plus de 200 M\$ pour l'année témoin 2011.

⁶ R-3708-2009, C-6-11, Argumentaire du RNCREQ, p.5

⁷ Mémoire du RNCREQ, C-6-8, Tableau sur l'historique et l'estimation du revenu requis et des revenus des ventes pour le réseau relié et pour les réseaux autonomes, p. 19

Dans ce contexte, le RNCREQ recommande à la Régie d'ordonner au Distributeur de présenter les informations complètes et détaillées concernant les réseaux autonomes dès la production de sa preuve initiale lors du dépôt de la requête de sa demande tarifaire.

3 Réseau de Schefferville

Le RNCREQ s'est penché sur le cas spécifique du réseau autonome de Schefferville parce qu'il constitue un cas dont nous disposons d'informations plus précises et parce qu'il semblait présenter des divergences importantes avec la majorité des réseaux autonomes.

3.1 Revenus requis

3.1.1 Charges d'exploitation

En réponse à une demande du RNCREQ, le Distributeur soumet que les charges d'exploitation du réseau de Schefferville sont de 8,4 M\$. En contre-interrogatoire, il précise⁸ que les charges d'exploitation du réseau de distribution sont d'environ 2,5 M\$, que celles relatives au réseau de transport et à la centrale s'élèvent à 6 M\$, qu'il n'est pas possible de ventiler ces montants entre le réseau de transport et la centrale et que ces charges d'exploitation ne concernent que des travaux qui n'augmentent pas la durée de vie des équipements

Le RNCREQ constate que le niveau des charges d'exploitation sont de 2,5 M\$, ce qui est environ le coût qui avait été estimé par HQP en 2002 pour réfectionner complètement le réseau⁹.

Le RNCREQ est d'avis qu'il aurait été pertinent de connaître la portion des frais reliés au transport afin, s'il y a lieu, d'accélérer la construction d'un nouveau réseau de transport.

Le RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de présenter un suivi concernant le réseau de Schefferville.

⁸ NS, 9 décembre 2010, p.64 ss.

⁹ R-3602-2006, HQD-3. Doc. 1.2

3.1.2 Contrats location acquisition

Le contre-interrogatoire du RNCREQ a permis de préciser que la valeur des contrats de location-acquisition a été substantiellement modifiée par les travaux de réfection du groupe 3, faisant passer le contrat de 18,7M\$ à 33,8M\$¹⁰.

« [...] déjà deux ou trois années d'amortissement là-dedans qui fait que le vingt-deux (22) est passé à seize et ce qu'on a intégré dans le contrat de location-acquisition effectivement c'est ce que je parlais tantôt les travaux du groupe 3.

Donc qui viennent maintenant contribuer à la hausse si on veut, j'ai un chiffre de l'ordre de quinze point deux millions (15,2 M\$), il y a certains autres petits investissements pour un million (1 M\$). Donc globalement c'est ce qui explique qu'on se retrouve à trente-trois (33). »

Selon l'article 73 de la *Loi de la Régie de l'énergie*, les investissements de 10 M\$ et plus doivent être autorisés par la Régie. Ainsi les travaux prioritaires ont été autorisés par le Régie à la décision D-2006-093

Cependant, le RNCREQ constate que l'investissement de 15,2 M\$ n'apparaît pas au tableau présentant les mises en service des immobilisations et des actifs incorporels par catégories d'investissement.¹¹ Si le RNCREQ a pu repérer l'investissement de la centrale de Kuujuak, celui du troisième groupe de Menihek n'y apparaît pas.

Selon le RNCREQ cette situation devrait être corrigée en faisant une mise à jour de ce tableau.

3.2 Coûts évités

Le RNCREQ s'est intéressé à la détermination de la composante puissance de l'indice du coût évité du réseau de Schefferville que le Distributeur détermine par l'achat et l'installation d'un nouveau groupe électrogène de 2,7 MW au coût de 3 M\$ et la permanentisation des groupes au coût approximatif de 7,7 M\$.

Cependant, le Distributeur affirme que la permanentisation est un coût qui ne peut pas être évité.

À l'audience du 10 décembre, HQD mentionne qu'il a choisi d'inclure ce montant même s'il ne peut l'éviter. Il fait référence à une situation similaire

¹⁰ NS, 9 décembre 2010, page 82

¹¹ HQD-8, document 2, page 9

pour le coût évité du réseau intégré où le coût de la production éolienne a été utilisé même si ce coût ne peut pas être évité.

Le RNCREQ constate que la méthode utilisée par le Distributeur pour le réseau de Schefferville est différente de celle qu'il utilise pour les autres réseaux autonomes. Il est d'avis qu'il n'y a pas de justification spécifique pour appliquer au réseau Schefferville la même démarche que pour le réseau intégré.

En conséquence, si le coût de la permanentisation ne peut pas être évité, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger du Distributeur qu'il corrige le coût évité pour le réseau de Schefferville. De plus, pour cette correction, le Distributeur devrait utiliser une vie utile qui reflète une utilisation sporadique des groupes électrogènes.

Par ailleurs, le RNCREQ demande à HQD d'examiner toutes les mesures qui pourraient permettre de réduire la demande de pointe en vue d'éviter ce coût, tel qu'énoncé ci-bas.

3.3 Mesures d'efficacité énergétique

Le RNCREQ a posé une hypothèse de travail pour comparer le réseau de Schefferville et celui de Lac Robertson qui comportent suffisamment de caractéristiques de réseau semblables pour tenter une comparaison de la consommation de l'énergie.

Les deux réseaux sont alimentés par une centrale hydraulique. Et, à la connaissance du RNCREQ, les deux réseaux ne connaissent pas de restriction quant au chauffage électrique

Pour le RNCREQ, la demande en pointe du réseau de Schefferville serait de 5,67 MW si ce réseau avait la même consommation unitaire que celui du réseau du Lac Robertson de l'année 2010. À ce niveau de consommation, les installations actuelles seraient suffisantes. En effet, l'approvisionnement de Schefferville est assuré au moyen de la centrale hydroélectrique de Menihek composée de trois turbines-alternateurs (2 turbines de 4,5 MW et une turbine de 8 MW) pour une puissance installée totale de 17 MW. Selon les critères de puissance garantie mentionnés à la note 4 de la référence, le RNCREQ évalue que ces équipements peuvent garantir une puissance de 8,1 MW.¹² Soulignons également que le niveau des pertes électriques est particulièrement élevé et qu'il serait sûrement possible d'améliorer cette situation. En effet le niveau de pertes est de 21,1%¹³

¹² HQD-12, document 5, pages 5 et 6

¹³ R-3748 HQD-2 doc 2, page 36

alors que sur le réseau intégré ce niveau est d'environ 7,5%.¹⁴ Ainsi, il apparaît plausible que le Distributeur puisse éviter un investissement de l'ordre de 10 M\$ correspondant à l'installation et la permanentisation des groupes électrogènes.

Ce montant représente un montant d'environ 15 000 \$ par abonnement domestique et agricole qui pourrait être utilisé pour réaliser des mesures de gestion de la pointe.

Selon le Distributeur, plusieurs éléments peuvent faire varier le ratio production/abonnement résidentiel et agricole mais il précise que le niveau élevé de consommation unitaire du réseau de Schefferville s'explique en grande partie par le manque d'isolation et d'étanchéité des habitations et que c'est donc au niveau de l'enveloppe du bâtiment que les gains potentiels sont les plus grands. Il ajoute que ces mesures relèvent de l'Agence de l'efficacité énergétique et que les interventions qu'il peut mettre de l'avant lui-même ne peuvent pas générer d'importantes économies d'énergie.¹⁵

Le RNCREQ est convaincu que les mesures qui peuvent être mises en place sont de la responsabilité de HQD puisqu'elles visent à satisfaire au moindre coût les besoins de sa clientèle, ce qui est la mission du Distributeur. D'autre part, les mesures qui sont requises concernent la gestion de la pointe (donc la puissance), ce qui est différent des objectifs de l'Agence qui concernent l'énergie.

À l'audience du 10 décembre, HQD a confirmé que le chauffage contribue à environ 35% de la pointe mais a minimisé l'impact que pourrait avoir la gestion de la pointe par un programme de biénergie en prenant exemple du réseau intégré. Une des caractéristiques de ce programme est que le Distributeur ne contrôle pas l'effacement des clients

Selon RNCREQ, il y a lieu d'examiner un programme spécifique pour Schefferville, tel un contrôle centralisé des modes de chauffage par biénergie. On peut également penser à d'autres mesures utilisant des automatismes pour contrôler la pointe

Le RNCREQ rappelle que ces mesures ne seraient requises que dans des circonstances très sévères : perte du groupe le plus puissant de la centrale Menihék durant une période de forte consommation. **Il est bon de souligner qu'il s'agit du groupe vient tout juste d'être réfectionné.**

En conséquence, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur évalue toutes les mesures qui pourraient être utilisées afin de

¹⁴ HQD-5, document 2, Annexe, page 13

¹⁵ HQD-13, document 8, pages 11 et 12

réduire la consommation du réseau de Schefferville et ainsi d'éviter ou de retarder de plusieurs années le besoin d'équipements de production additionnels.

4 PGEÉ

4.1 Exemple de calcul

Le RNCREQ a examiné les résultats de l'analyse économique des mesures retenues dans le cadre du programme PGEÉ. Il a constaté que les résultats du dossier actuel sont très différents de ceux du dossier précédent concernant la rentabilité des programmes (TCTR). En réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur explique que la différence résulte de trois effets interdépendants dont le plus important est l'ajustement à la baisse des coûts évités de fourniture-transport.¹⁶

À l'audience du 10 décembre, HQD a présenté des résultats qui montrent l'impact des trois facteurs identifiés pour expliquer les différences entre les valeurs du dernier dossier tarifaire et celles du dossier actuel. Ces explications permettent certes une meilleure compréhension des résultats, cependant elles arrivent trop tard pour en faire une analyse.

On peut toutefois constater que la valeur des coûts évités a l'impact le plus important, ce qui n'est pas une surprise.

D'où l'importance, que réitère le RNCREQ, qui doit être accordé à l'évaluation des coûts évités.

4.2 Avantages marché affaires

Par ailleurs, le RNCREQ constate également une augmentation très importante du bénéfice pour le participant (test TP) et une pression à la hausse sur les tarifs du Distributeur, (test TNT). Le Distributeur évalue le bénéfice du participant à 3 117 M\$ et la pression sur les tarifs à 1 043 \$M en dollars actualisés de 2011.¹⁷

Il y a un lien direct entre les résultats de ces deux tests. En effet, d'une part le gain du participant dépend en partie du niveau de la contribution du Distributeur et d'autre part, la contribution du Distributeur exerce une pression à la hausse sur le tarif.

Le RNCREQ remarque la plus grande partie des gains est pour le Marché affaires (TP : 2521 M\$; TNT : - 622 M\$)

¹⁶ HQD-13, document 8, page 17

¹⁷ HQD-8, document 8 page 59

De façon plus précise, le RNCREQ constate qu'il y a un gain du participant très important au niveau du programme OIEÉB et OIEÉSI. Dans ce dernier cas, le RNCREQ souligne que l'exploitation du programme est assurée par deux prestataires externes et qu'au secteur commercial l'ajustement de l'appui financier aux besoins du client est déterminé par le prestataire externe selon les balises fixées par le Distributeur.¹⁸

Quant au niveau de la contribution du Distributeur, elle est justifiée de la façon suivante :

« Pour que soit atteinte la cible fixée par le gouvernement du Québec en 2015, le Distributeur doit être plus interventionniste afin de convaincre les segments de clients qui ont été jusqu'à présent absents ou peu enclins à participer à ses programmes de le faire. Des programmes plus ciblés, mieux adaptés et plus généreux doivent être mis en place pour encourager la réalisation de projets d'efficacité énergétique de plus grande envergure, particulièrement dans le marché affaires. Cette réalité a été exposée en introduction de la section 5.2 de la pièce HQD-8, document 8.

Le RNCREQ reconnaît les efforts du Distributeurs pour atteindre la cible fixée par le gouvernement du Québec en 2015 mais est préoccupé par les effets différents selon les types de clientèle. Il apparaît que la clientèle Marché affaire est fortement avantagée. Le RNCREQ est d'ailleurs d'avis qu'il n'y a pas de démonstration à l'effet que les programmes et le niveau de contribution retenus soient les plus efficaces pour l'ensemble des clients.

En conséquence, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur revoit son niveau de contribution notamment pour les programmes Approche clés en main et OIEÉB et OIEÉSI du Marché affaires.

5 APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE

Dans le dossier R-3726-2006, une révision du Distributeur de la prévision de ses besoins et du bilan énergétique montre que le solde d'énergie différée est important, soit 28,5 TWh à l'échéance des contrats d'achat d'électricité avec le Producteur en 2027.¹⁹

¹⁸ HQD-8, document 8, pages 3 et 37

¹⁹ R-3726-2010, HQD-2, document 2, page 4

D'ailleurs, le RNCREQ a soulevé cette question à la page 17 de son mémoire dans le dossier R-3726-2010 et a suggéré que le Distributeur puisse racheter le solde sur une période plus longue et à un niveau annuel qui lui permet d'optimiser la gestion de l'ensemble de ses ressources

Dans sa décision D-2020-099, la Régie trouve cette situation préoccupante et demande au Distributeur de traiter de cette question lors du plan d'approvisionnement 2011-2020 :

[61] La situation telle que présentée est donc préoccupante, tant au plan des outils d'approvisionnement dont dispose le Distributeur que de l'impact économique du solde du compte d'énergie différée en cas de rachat par le Distributeur à l'échéance des conventions. Le dossier du plan d'approvisionnement 2011-2020 représentera l'occasion pour le Distributeur de présenter et de justifier ses prévisions de besoins en énergie et en puissance sur cette période, ainsi que tous les moyens qu'il entend prendre pour répondre à ses besoins, y compris, le cas échéant, l'absence de besoins supplémentaires. Le Distributeur devra démontrer qu'il maximisera l'utilisation de ses contrats d'approvisionnements afin de pallier à un moindre coût à des variations imprévues à la baisse ou à la hausse de la demande sur la période 2011-2020.²⁰

HQD justifie la réalisation des transactions en invoquant un risque élevé de ne pas pouvoir ramener le solde du compte d'énergie différée à zéro à l'échéance des conventions (HQD-5, document 1, page 11)

À l'audience du 7 décembre, UC présente un document tiré du dossier du Plan d'approvisionnement de HQD²¹ qui évoque les moyens prévus par HQD permettent de ramener le solde à 0 à l'échéance de 2026, dans la perspective où il n'y a pas de transactions financières après 2011.

Selon RNCREQ, le risque élevé invoqué par HQD semble beaucoup moins élevé sinon inexistant. La preuve présentée à R-3748-2010 semble démontrer que les moyens utilisés par HQD lui permettent d'éviter un solde important à l'échéance des contrats en 2026. La démonstration de la nécessité de procéder à ce type de transaction dès maintenant n'a pas été faite.

En conséquence, le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur sursoit à ces transactions et qu'il traite de cette question dans le

²⁰ D-2010-099, page 15, paragraphe 61

²¹ R-3748, HQD-1, document 2, Annexe 4D, pages 203 et 205

cadre du dossier relatif au plan d'approvisionnement 2011-2020, comme la Régie l'a suggéré dans la décision D-2010-099.

Le tout respectueusement soumis, ce 17 décembre 2010

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Annie Gariépy'. The signature is fluid and cursive, with a large initial 'A'.

Annie Gariépy
Procureure du RNCREQ