

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

NO : R-3748-2010

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

HYDRO-QUÉBEC Distribution  
(« Distributeur »)

Demanderesse

-Et-

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

*Et al.*

Intervenants

---

---

**Demande d'approbation du plan  
d'approvisionnement 2011-2020 du Distributeur**

---

**ARGUMENTAIRE ÉCRIT**

**1. Introduction**

Dans le présent dossier, le RNCREQ a présenté une preuve, constituée d'un rapport d'expert portant sur la technologie JED en réseau autonome, d'un mémoire d'organisme et du témoignage en audience de MM. Bernard Saulnier (témoin-expert mandaté par le RNCREQ) et Paul Paquin (analyste externe pour le compte de l'intervenant), preuve qui a analysé l'entente globale de modulation, l'utilisation de l'énergie patrimoniale, la contribution des marchés de court terme en puissance, le programme d'autoproduction « mesurage net », les pertes électriques des réseaux autonomes, notamment les réseaux de Schefferville et du Lac-Robertson, et les besoins du réseau de Schefferville.

La preuve du RNCREQ s'inscrit 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.

Par ailleurs, le RNCREQ adopte, dès à présent, le rapport de l'expert qu'il a mandaté, M. Bernard Saulnier, pour valoir comme sa preuve et endosse les recommandations de celui-ci.

A cet égard, le RNCREQ note que le Distributeur ne s'est pas objecté dans son argumentation, malgré ce qu'il avait laissé entendre en audience, au rapport de l'expert du RNCREQ.

Le RNCREQ considère donc qu'il est forclos de plaider cette objection.

Enfin, le RNCREQ réitère les recommandations qu'il avait faites dans sa preuve.

## **1 Réseaux autonomes**

Dans son argumentation, le Distributeur rappelle le cadre réglementaire qui prévaut dans l'élaboration du plan d'approvisionnement :

Il doit également être analysé dans le contexte de l'application rigoureuse de la LRÉ, de la séparation fonctionnelle et de l'absence de juridiction sur les activités de production d'électricité. (p.2)

Si cette affirmation est juste pour le réseau intégré, il en va autrement des réseaux autonomes (RA) pour lesquelles le Distributeur détient les pouvoirs concernant la production, le transport et la distribution de l'électricité.

D'ailleurs le RNCREQ soumet que la nature intégrée de ces réseaux permet au Distributeur d'envisager la problématique des coûts économiques et environnementaux du diesel en élaborant des solutions relevant des différentes sphères de sa juridiction incluant l'efficacité énergétique.

Pour le RNCREQ, il devient incontournable que la Régie examine en profondeur la planification du Distributeur concernant les RA afin de s'assurer que toutes les ressources disponibles sont bien La preuve du RNCREQ dans ce dossier et dans les derniers dossiers tarifaires tend à démontrer que les problématiques économiques et environnementales reliées aux RA ne sont pas en voie de se résorber mais s'aggrave de façon systémique. Selon le RNCREQ, la situation

contextuelle qui prévaut en réseaux autonomes exige une révision profonde et globale de la gestion de ceux-ci.

### **1.1 Pertes électriques des Réseaux autonomes**

Dans sa preuve, le RNCREQ s'est intéressé aux taux des pertes électriques des réseaux autonomes qu'il considère très importants.

Selon les explications fournies par le Distributeur à l'audience du 7 juin, le RNCREQ comprend que celui-ci déduit les pertes à partir de la production, en y soustrayant la consommation des services auxiliaires, la consommation interne et les ventes. Il comprend également que les valeurs correspondant à la production mais à la consommation des services auxiliaires sont précises et alors que les valeurs des ventes se révèlent être imprécises notamment pour des considérations pratiques de lectures des compteurs.

En effectuant le calcul du taux de perte global sur 5 ans, le RNCREQ s'attendait à réduire les imprécisions liées à ces chevauchements de la facturation.

Néanmoins, certains résultats continuent de montrer des incongruités, notamment que certains réseaux ont un taux de pertes négatif alors que d'autres montrent un taux de pertes nettement plus élevé que celui du réseau intégré. En audience, le Distributeur n'a pu offrir de réponse satisfaisante, ni pour les taux de pertes négatifs, ni pour ceux très élevés. (NS, vol., 7 juin 2011, p.266 ss.)

*Q. [266] Puis c'est ce que vous me dites c'est **que même si c'est sur une période de cinq ans**, vous pensez que ça peut être le problème de, du chevauchement du, du, de la prise d'informations?*

*R. C'est l'imprécision reliée à cet estimé-là.*

...

*Q. [268] D'accord.*

*[...]*

*Si on reprend le tableau 8, on voit que certains réseaux autonomes ont des taux moyens beaucoup plus élevés, que ça soit Cap-aux-Meules, Akulivik, Kangiqsualujuaq, Kuujuaq, Kuujuarapik puis Tasiujaq, je vous fournirai les transcriptions, Monsieur le sténographe, pouvez-vous me donner une explication précise pour chacun de ces écarts, s'il vous plaît, ou une explication pour chacun de ces réseaux?*

*R. Malheureusement, je ne peux pas répondre, je vous rappelle, c'est les mêmes arguments que tout à l'heure, c'est un estimé avec la variabilité qui s'impose lorsque, dans le processus, il y a un chevauchement de factures, de la subtilisation ou des choses comme celles-là qui influencent le résultat.*

Le RNCREQ persiste à insister sur l'importance pour la Régie de surveiller et de s'assurer que les réseaux autonomes soient exploités de façon la plus efficace. Ne serait-ce que parce que la plupart de ces réseaux sont alimentés par des groupes diesel qui ont des impacts environnementaux importants et sont également soumis à la flambée des prix du pétrole.

Le RNCREQ réitère donc sa recommandation :

**Le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie les taux de pertes qui apparaissent élevés sur les réseaux autonomes concernés.**

Pour le RNCREQ, le Distributeur doit être en mesure d'expliquer ces taux de pertes par une connaissance plus fine du réseau et par une collecte de données suffisantes. Selon le RNCREQ, il est inadmissible que le Distributeur n'ait pas les informations nécessaires pour expliquer des résultats incongrus.

Pour le RNCREQ, la réalisation de simulations de fonctionnement de ces réseaux de distribution afin de déterminer le taux de pertes auquel il faudrait s'attendre selon les caractéristiques techniques de chacun de ces réseaux devrait être demandée au Distributeur par la Régie. Ce taux serait comparé au taux réel des pertes mesurées et le cas échéant, des explications devraient être fournies et des correctifs apportés.

D'ailleurs, la preuve testimoniale du Distributeur révèle que celui-ci considère qu'une telle simulation est la façon appropriée de déterminer le taux de pertes électriques attendu sur chaque réseau, puisqu'il mentionne :

NS 7 juin, page 268

*Il faut se servir de ces données-là comme étant seulement une base de référence, la meilleure référence est lorsqu'on modélise le taux de pertes en fonction des spécifications techniques de chacun des équipements.*

Tel que mentionné lors de la présentation de sa preuve, le RNCREQ recommande que ces simulations soient faites pour tous les réseaux autonomes qui montrent un taux de pertes de 3,5% et plus (pour le taux de perte sur 5 ans), soit un taux 20% plus élevé que le taux du réseau intégré.

Sur la base des calculs qu'il a effectués dans le cadre de ce dossier, il s'agit des réseaux de :

Cap-aux-Meules  
Inukjuak  
Akulivik

Kuujuarapik  
Saluit  
Tasiujaq

Kangiqsujuak  
Kuujjuak

Lac Robertson  
Schefferville (selon une simulation de  
HQD, le taux serait de 9,5%)

Par ailleurs, considérant les enjeux économiques et environnementaux qu'entraîneront les RA à moyen terme, le RNCREQ soumet qu'une compréhension plus fine et précise des chaque réseau devient incontournable pour une planification et l'exploitation des RA mieux intégrée.

## **1.2 Réseau de Schefferville**

Le Distributeur affirme en argumentation que « la prévision de la demande pour les réseaux autonomes est juste et n'a pas été contestée » (p.13). Le RNCREQ s'inscrit en faux devant cette affirmation puisqu'il l'a contestée, notamment pour le réseau de Schefferville.

Selon sa preuve, le Distributeur affirme, et réitère dans son argumentation (p. 14), que la centrale de Menihek, qui alimente le réseau de Schefferville selon les modalités d'un contrat conclu entre Hydro-Québec et Newfoundland and Labrador Hydro, permet de fournir suffisamment d'énergie pour satisfaire ses besoins.

Toujours selon la prévision du Distributeur, il faut cependant envisager l'ajout de puissance pour se conformer à ses critères de fiabilité en puissance.

Par ailleurs, la demande globale du réseau de Schefferville inclut un taux de pertes électriques très élevé. Pour l'année 2009, le taux indiqué au tableau A-5.1 de HQD-2, document 2, page 36 est de 21,1% mais le témoignage du Distributeur a révélé une simulation technique du réseau pour laquelle il a obtenu un taux de pertes de 9,5% incluant le transport et la distribution.

Cette disparité est d'autant plus significative que le Distributeur n'est pas en mesure d'identifier les causes exactes de l'écart. En effet, en contre-interrogatoire, le RNCREQ a obtenu du Distributeur des causes probables mais qui n'ont pas fait l'objet d'investigation de leur part.

(NS 7 juin page 275)

Q. [282] Êtes-vous en mesure d'élaborer sur les facteurs que le Distributeur a identifiés pour expliquer l'écart important entre la simulation et le taux d'écart... le taux de pertes réaliste là, réel?

R. Fondamentalement, je reviens à la méthodologie de base. Lorsqu'on fait de la simulation de réseau, on considère tous les équipements. Les manufacturiers vont statuer sur le niveau de résistance de chacun des équipements. On établit les pertes,

on fait une R-3748-2010 simulation. Ça nous donne un résultat de neuf point cinq (9,5 %) pour le réseau de Schefferville.

Lorsqu'on fait la méthode « estimée », je vous rappelle que c'est encore le produit, moins les ventes, moins les services auxiliaires liés à l'usage interne qui nous donnent des pertes, d'où ce niveau de pertes-là devient le numérateur sur le dénominateur qui est les ventes. C'est donc un estimé. Pour Schefferville, réseau de transport extrêmement désuet et vieillissant, donc ça date de quarante (40) années et plus, sans entretien à l'époque, pour toutes sortes de bons motifs là.

*Les postes de transformation, ce sont de vieux équipements désuets qui n'ont pas la performance et le niveau d'impédance des équipements d'aujourd'hui. Donc, c'est clair qu'il y a un niveau de pertes là également.*

*Sur le réseau de distribution, c'est la même situation, réseau âgé avec des conditions d'isolation désuètes qui créent des pertes électriques. Et la variable importante, c'est probablement le mesurage.*

*Et je vous disais qu'à Matimekush, la communauté, **deux cent cinquante (250) compteurs** dont la communauté ne veut pas qu'on intervienne pour en faire le remplacement. Donc, il peut y avoir une marge là et il peut y avoir une marge également dans la **facturation**. Peut-être un peu de **subtilisation non décelée**, non découverte. Quand vous faites la somme de ça, c'est ce qui explique la grande variabilité et l'imprécision du taux de pertes électriques.*

Dans ce contexte, et considérant le taux de pertes électriques anormalement élevée et inexplicable de ce réseau, le RNCREQ estime pertinent d'approfondir l'analyse du niveau de la demande actuelle et la prévision de la demande de ce réseau.

Comme cela est mentionné dans le mémoire du RNCREQ, le niveau de la demande actuelle apparaît très élevé lorsque comparé au niveau de la demande sur d'autres réseaux autonomes comme par exemple celui de Lac-Robertson qui est également alimenté par une centrale hydroélectrique. Selon son évaluation, la consommation unitaire moyenne des clients domestiques serait d'environ 12 000 kWh plus élevée sur le réseau de Schefferville que sur le réseau Lac-Robertson après avoir pris en considération la différence des conditions climatiques.

Le RNCREQ rappelle que cette valeur de l'écart résiduel est significative puisqu'elle est plus élevée que la valeur de la consommation unitaire des clients domestiques sans chauffage électrique, en prenant comme référence les clients du réseau des Îles-de-la-Madeleine.

Même si le Distributeur mentionne quelques raisons pouvant expliquer cet écart important dans une réponse à une question de la Régie (HQD-4, document 1.1, question 33.1, pages 14 et 15), aucune évaluation quantitative précise pouvant expliquer cette consommation unitaire élevée n'a été mise en preuve.

**Le RNCREQ considère que le niveau actuel des prévisions de la demande des clients domestiques est très élevé par rapport à d'autres réseaux semblables, sans explication précise et quantifiée de la part du Distributeur.**

Il note, par ailleurs, que la projection de cette demande inclut le taux de pertes électriques de 21,1% qui est, comme nous l'avons déjà souligné, nettement plus élevé que le taux résultant de la simulation technique réalisée par le Distributeur.

Considérant que le facteur déterminant pour justifier l'augmentation de puissance du réseau de Schefferville est la nécessité de répondre aux besoins des clients vers 2015, constat basé sur cette prévision de la demande, que le RNCREQ considère anormalement élevée et que la preuve du Distributeur ne permet pas d'expliquer, il y a lieu de revoir celle-ci afin qu'elle soit plus réaliste.

**Le RNCREQ recommande qu'une analyse rigoureuse de la consommation des clients domestiques du réseau de Schefferville soit réalisée afin d'expliquer leur consommation unitaire élevée. Une telle analyse permettra de définir s'il y a des mesures d'économie d'énergie, de substitution pour les besoins de chauffage ou des modalités de gestion des besoins qui pourraient être implantées.**

**De plus il apparaît que la prévision de la demande devrait être révisée pour prendre en considération un taux de perte électriques nettement moins élevé que celui utilisé pour la prévision actuelle.**

**C'est qu'uniquement après cette analyse de la demande et de la prise en compte d'un nouveau taux de pertes qu'un projet d'addition de puissance devrait être considéré.**

### **1.3 Technologie JED**

L'argumentation du Distributeur affirme que « *en matière de JED, tant aux Îles-de-la-Madeleine qu'au Nunavik, le Distributeur soutient que la stratégie qu'il a élaborée et qu'il poursuit est celle qui offre le plus de chance de succès. Les témoignages de madame Roussy et de monsieur Perron ont été éloquentes à ce sujet. La modification ou la remise en question de cette stratégie ne ferait que retarder le déploiement des projets potentiels. Le temps n'est plus aux études théoriques de toutes sortes, le Distributeur est déjà passé à l'action de façon structurée* ».

Avec égards pour l'opinion du Distributeur, le RNCREQ ne peut convenir d'une telle affirmation. Pour le moment, la stratégie du Distributeur se résume à

l'implantation de projets pilotes possiblement en 2015 et 2016, comme il le mentionne d'ailleurs dans son plan d'approvisionnement des réseaux autonomes :

HQD2-document 1, page 36

*« À l'horizon 2013, le Distributeur poursuivra les démarches entreprises pour la réalisation des deux projets pilotes de JED à Kangiqsualujuaq et à Akulivik. Le Distributeur vise à mettre en service le projet pilote à Kangiqsualujuaq au plus tôt en 2015. Le projet pilote de JED à Akulivik sera lancé au moment opportun afin d'être en mesure de le mettre en service un an après l'arrivée de la nouvelle centrale. Cette stratégie permet de diminuer les risques lors de la mise en service des deux projets. La centrale sera entièrement fonctionnelle avant l'arrivée du projet pilote éolien. Dans cette optique, la date de mise en service prévue du projet pilote de JED à Akulivik serait au plus tôt en 2016. »*

Force est de constater que la stratégie pour le déploiement de la technologie JED est loin d'être amorcée.

Le RNCREQ a déposé en preuve le rapport de l'expert Bernard Saulnier portant sur la technologie JED. Ce rapport comporte la genèse du jumelage éolien-diesel et de l'industrie des systèmes hybrides pour les communautés isolées, un portrait international et un balisage de projets JED d'intérêt pour les réseaux autonomes du Québec, l'enjeu de la fiabilité en puissance dans le contexte du JED, le coût d'opportunité du JED, les constats et recommandations de l'expert.

L'expert du RNCREQ a rappelé que dans un contexte de **croissance des prix du carburant** qui affectent durement le budget d'opération du Distributeur en réseaux autonomes, les **règles de planification** en vigueur présentement pour ces réseaux ne semblent pas avoir pris toute la mesure de ce que l'arrivée de ces technologies signifie en termes de **coût d'opportunité** particulièrement dans ces réseaux. Il semble acquis que le **statu quo technologique**, fortement ancré dans le paradigme tout diesel, entraîne la **croissance du déficit d'opérations annuel** des réseaux autonomes dans une spirale incontrôlable qui force désormais le planificateur à revoir en profondeur les tenants et aboutissants de la problématique énergétique des communautés éloignées.

(NS, 17 juin 2011, p. 38)

J'ajouterai que dans un marché de carburants fossiles de plus en plus imprévisible en raison de sa volatilité, c'est désormais du côté des systèmes hybrides que se trouvent les meilleures garanties d'un service à moindre coût pour les abonnés des réseaux autonomes, aujourd'hui et à terme de ceux du réseau électrique continental.

Pour le RNCREQ, il est nécessaire de revisiter les encadrements normatif, technologique et tarifaire sur lesquels s'appuient actuellement la conception, la planification et l'exploitation des réseaux autonomes, et ce, afin **d'évaluer le coût**



**d'opportunité** des investissements 'diesel' proposés par le Distributeur pour les RA dans le Plan 2011-2020.

À la lumière des nouvelles technologies ( tant du côté de l'offre de la demande) disponibles et de l'historique des projets de systèmes hybrides réalisés commercialement depuis quelques années, tels que présentés au rapport d'expert, l'examen du coût d'opportunité des investissements du Distributeur en réseaux autonomes s'impose désormais comme une étape critique sur le chemin de l'évolution des pratiques de planification des réseaux d'énergie.

Pour affronter efficacement la croissance exponentielle du déficit annuel d'exploitation du Distributeur dans les Réseaux autonomes (p.36), il est impératif de revoir les critères du cadre d'investissement traditionnel et d'adopter un objectif affirmé de réduction massive de la consommation de carburant assorti d'un cadre d'analyse coût-bénéfice rigoureux de scénarios technologiques qui présentent un potentiel de sécurité énergétique très avantageux à cet égard.

Dans un tel contexte, tout investissement dans l'infrastructure fossile des réseaux autonomes devrait être associé un investissement consenti à la mise en place d'une infrastructure énergétique soutenable à terme qui permet de réduire la consommation de carburant fossile.

L'expert du RNCREQ fait trois constats :

### **1.3.1 L'accroissement du coût du carburant diesel (aussi utilisé comme huile à chauffage dans les RA) et son incidence sur le coût évité en énergie du Distributeur dans ses opérations RA**

Celle-ci devient une tendance économique lourde, qu'il faut tenir désormais pour récurrente dans l'avenir avec pour résultat que le scénario moyen de croissance des prix du Distributeur en réseaux autonomes RA inclura désormais une croissance structurelle marquée du coût des approvisionnements en carburant diesel, une croissance qui se démarque complètement des prévisions passées.

### **1.3.2 Pièges du Statu quo tout diesel**

Si on accepte l'idée d'un nouveau cycle pétrolier international où des hausses récurrentes et graduellement croissantes sont à prévoir, il faut également admettre, en ce qui concerne le Nunavik, que la politique tarifaire dissuasive actuellement en vigueur dans les réseaux autonomes ne saurait

constituer encore très longtemps une solution tampon crédible pour « gérer » efficacement la problématique structurelle des approvisionnements énergétiques pétroliers futurs dans les réseaux autonomes.

La hausse structurelle des coûts de carburant a un impact direct sur le budget familial des résidents du Nunavik. Cette réalité économique oblige désormais à réfléchir à de nouveaux scénarios énergétiques qui remettront bientôt en question même l'interdiction du chauffage électrique dans un contexte où la mise en valeur de ressources énergétiques locales deviendra plus économique que la solution tout diesel traditionnelle.

Plus précisément :

- A- La croissance accélérée du coût du carburant aura un impact direct sur le coût des programmes « incitatifs » de chauffage à l'huile mis en place par le Distributeur contribuant directement à la hausse du déficit d'exploitation annuel. D'autres programmes de remboursement d'une partie des coûts de mazout actuellement en vigueur se trouveraient également affectés. Aux Îles-de-la-Madeleine notamment où aucun tarif dissuasif n'existe, le maintien de la structure tarifaire actuelle pourrait également provoquer une croissance effective de la demande d'électricité par l'effet direct de substitution de la combustion à l'électricité des résidents afin de rééquilibrer les budgets des familles à l'item 'dépenses d'énergie', toutes catégories confondues.
- B- Thermodynamiquement, même la question du chauffage à l'huile en RA devient désormais problématique pour les résidents du Nunavik où HQ opère des centrales de production électrique. Cette réalité de la hausse des coûts de chauffage fait déjà vaciller toute la logique de la planification du secteur électrique en réseaux autonomes puisque des alternatives technologiques offrent désormais des possibilités concrètes, rentables de réduire la pression exercée sur le budget 'carburant' des résidents du Nunavik. L'une de ces options est précisément l'électricité éolienne qui permet d'envisager des réductions de carburant appréciables de façon rentable.
- C- Essentiellement fondée sur une présomption de stabilité à long terme des prix du carburant, l'équation tarifaire traditionnelle devra être repensée à la lumière des impacts socio-économiques profonds qu'amènent la nouvelle réalité d'un contexte de croissance accélérée (hors inflation) des coûts d'approvisionnement en carburant fossile et, parallèlement, de la réalité de solutions technologiques commerciales (production renouvelable et utilisation d'électrotechnologies commerciales) de coût global actualisé inférieurs au coût évité en carburant de la production d'électricité.

### 1.3.3 Nouvelles Stratégies Énergétiques

Dans tous les cas de figure, le contexte suggère l'adoption d'un programme de réduction massive de la consommation de carburant dans les communautés des réseaux autonomes. En réservant la plus grande part de ses investissements à la réduction de la consommation de carburant fossile, et en mettant de l'avant l'utilisation de technologies permettant d'exploiter les ressources énergétiques locales les plus compétitives, il est possible d'y arriver. Cela conduit aussi à considérer l'ensemble des technologies d'utilisation et des électrotechnologies dans les scénarios d'investissement du Distributeur.

Clairement ce virage dans les modes de planification des infrastructures énergétiques exigera une concertation/coordination serrée entre les acteurs « énergie » des communautés isolées. Sans le leadership du Distributeur, il sera impossible d'y parvenir. Car il s'agit de minimiser la consommation de carburant fossile en privilégiant la production d'équipements à coût de carburant nul comme l'éolien. Pour y parvenir, le carburant énergétique gratuit disponible localement doit donc avoir la priorité d'exploitation sur le carburant fossile importé un peu plus coûteux à chaque année. Du côté utilisation, le chauffage électrique à partir de surplus de production éolienne doit ainsi faire partie intégrante des scénarios d'exploitation du Distributeur en RA.

Toutes les alternatives de substitution énergétiques permettant de contribuer à réduire de cette dépendance au carburant coûteux importé doivent être examinées sur une base technico-économique rigoureuse.

Sur la base des constats de son expert, le RNCREQ adopte pour valoir comme les siennes les recommandations qu'il a formulées dans son rapport.

**À la lumière des informations fournies dans le dossier Akulivik concernant notamment le coût du carburant, le RNCREQ recommande à la Régie de demander au Distributeur de mettre à jour le rapport sur le JED pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine.** Aux fins de la présente recommandation, les variantes des paramètres d'exploitation énoncés au paragraphe précédent devront faire partie intégrante de la mise à jour de l'étude de l'analyse coût bénéfice des projets JEDHP.

**Selon les résultats de cette mise à jour, la Régie devrait ensuite demander au Distributeur de définir une stratégie pour le déploiement de la technologie JEDHP dans les RA de façon à réduire massivement la consommation de**

**carburant et à contrôler la spirale infernale dans laquelle se dirige actuellement le déficit opérationnel des RA.**

**Le RNCREQ suggère à la Régie de demander au Distributeur de déposer cette stratégie pour approbation par la Régie avant la fin de l'année 2011. Aux fins de cette mise à jour, les variantes de scénarios d'exploitation à bas régime des groupes diesel de même que la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire devront faire partie intégrante de l'analyse coût-bénéfice des projets JEDHP.**

#### ***1.4 Une planification dédiée aux réseaux autonomes***

Dans une question adressée à l'expert du RNCREQ par le procureur d'HQD, celui-ci a fait allusion aux ressources très limitées du groupe de Planification pour les réseaux autonomes.

Le RNCREQ considère qu'il appartient au Distributeur d'allouer les ressources nécessaires adéquates pour s'acquitter de la pleine gestion des RA et de répondre aux exigences de la Régie. L'intervenant souhaite vivement que la Régie accorde toute l'attention nécessaire à cette importante question.

Par ailleurs, le RNCREQ s'est penché à plusieurs reprises, dans ce dossier et dans les précédents dossiers tarifaires, tant sur les enjeux de la prévision de la demande que sur ceux des déficits d'exploitation importants et récurrents. Dans chacun de ces dossiers, les enjeux touchant les RA sont traités en parallèle et, souvent, en priorité secondaire par rapport à ceux du réseau intégré.

Le RNCREQ est d'avis que les réseaux autonomes vont continuer de constituer un fardeau important qui mine l'objectif de l'atteinte de la rentabilité du Distributeur.

Le RNCREQ considère que l'expérience des dernières années démontre que cette façon de faire n'est pas adéquate pour identifier et mettre en place des solutions réelles aux problèmes

Tout au long de ce dossier, le RNCREQ a formulé des recommandations spécifiques pour chaque sujet qu'il a abordé en preuve. Au terme du processus d'examen du plan d'approvisionnement spécifique des réseaux autonomes, et sans limiter la portée des recommandations qu'il a déjà formulé au dossier, il lui apparaît cependant essentiel de formuler une préoccupation générale et une recommandation globale.

##### **1.4.1 Vers une approche intégrée de la planification**

L'expert Saulnier a souligné (section 1.2 de son rapport, p.10) que la séparation fonctionnelle ne s'applique pas aux RA, qui sont gérés de façon intégrée par le Distributeur, et que la nature intégrée de ces réseaux fait en sorte que, pour identifier des solutions au problème des coûts économiques et environnementaux du diesel, HQD peut, et doit, regarder l'ensemble des options (dont notamment celles touchant la production, la tarification et l'efficacité énergétique).

Dans le réseau principal, la séparation fonctionnelle rend impossible le traitement intégré de toutes ces options, mais ce n'est pas le cas dans les Réseaux autonomes, où HQD exerce l'ensemble de ces fonctions.

L'augmentation drastique des déficits dus à l'exploitation des réseaux autonomes (rapport de B. Saulnier, p.36), et surtout la probabilité que ces déficits continueront d'augmenter font en sorte que la question est urgente.

Pour faire face à ce problème et envisager des solutions structurantes à l'ensemble des enjeux rencontrés en RA, le RNCREQ considère que la solution passe inévitablement, à terme, par un dossier dédié à la problématique des réseaux autonomes, que ce soit comme une phase ultérieure de ce Plan d'approvisionnement ou d'un dossier en suivi.. Pour initier ce dossier, le RNCREQ soumet que la Régie devrait demander au Distributeur de:

- présenter le processus de planification actuellement appliquée pour les RA en général, avec l'état de la situation pour chacun d'entre eux.
- présenter ses prévisions de déficit/surplus des opérations des RA sur un horizon de 10 ans, en utilisant les prévisions des prix de combustibles utilisés par HQD dans sa prévision de la demande du réseau intégré.
- Présenter une stratégie pour le déploiement des ressources renouvelables pour diminuer la consommation de diesel.
- présenter la stratégie tarifaire qu'il entend appliquer pour les RA
- présenter sa stratégie pour minimiser ces déficits pour les 10 ans à venir
- présenter un balisage de méthodes de gestion utilisées dans d'autres RA en Amérique du Nord et ailleurs.

## 2 RÉSEAU INTÉGRÉ

### 2.1 Entente globale de modulation

Une grande partie de la preuve concernant l'entente de modulation a été présentée en audience par le Distributeur.

Cependant, le RNCREQ avait, dès le dépôt de sa preuve écrite, analysé les différents bilans en énergie et en puissance présentés dans la preuve du Distributeur et conclut à la page 9

*« Il semble évident que les nouveaux moyens envisagés par le Distributeur, même sans l'entente globale de modulation, permettent de réduire les achats et les reventes de court terme à tel point qu'il est légitime de remettre en question le besoin d'une nouvelle entente globale de modulation. »*

**Malgré ce qui est ressorti de la preuve testimoniale du Distributeur, le RNCREQ demeure convaincu et même conforté dans sa position qu'il est essentiel de remettre en question le besoin d'une nouvelle entente globale de modulation.**

D'ailleurs, lorsqu'interrogé par M. Carrier à ce sujet, le témoin du RNCREQ a bien exprimé la position du RNCREQ :

(NS, vol.9, 17 juin 2011, p.75)

- 75 - M. Richard Carrier

Q. [25] Bonjour aux Membres du Panel. Mes questions vont s'adresser principalement à monsieur Paquin. Concernant l'entente globale de modulation, vous avez mentionné que la position du RNCREQ est qu'elle est peut-être non nécessaire, trop imprécise en tout cas pour l'approuver comme telle. Est-ce qu'on doit comprendre que votre position, c'est que la Régie pourrait conclure qu'il y a moyen de se passer complètement de l'entente et que, ce faisant, la suffisance et la fiabilité des approvisionnements seraient quand même assurées et que l'optimalité des coûts du Plan d'approvisionnement pour les trois prochaines années serait assurée? Est-ce que vous pourriez élaborer un peu sur cette dimension?

M. PAUL PAQUIN :

R. **Je pense que ce que l'on veut exprimer, c'est que, en considérant les besoins, c'est-à-dire les besoins techniques, les besoins d'alimentation de la charge, on ne voit pas l'utilité, c'est-à-dire il y a moyen de passer à côté. Mais, par contre, sur le plan économique, c'est là qu'on n'a aucune valeur.** Donc, on dit, sur le plan... sur le plan uniquement du bilan énergie puissance, on pense qu'on pourrait s'en passer.

Maintenant, est-ce que quand on met les coûts à ça, et dépendant évidemment des conditions qui pourraient être négociées, là peut-être, comme on dit, s'il y a une

présentation, une requête qui est présentée à la Régie et si, selon les informations qu'il peut y avoir là, peut-être que ça peut être quelque chose d'intéressant sur le plan financier, **mais le besoin technique ne nous apparaît pas prépondérant**. Je ne sais pas si ça répond?

Ainsi, le témoignage du Distributeur révèle que l'entente comprend essentiellement 4 composantes :

- les services complémentaires supplémentaires;
- la puissance complémentaire
- l'énergie : transfert été vers hiver. (diminution des achats-reventes)
- le solde nul à la fin de chaque année.

En contre-interrogatoire, (NS, 6 juin, pages 212 et 213) le RNCREQ a tenté de faire préciser les détails concernant l'importance relative de chacune de ces composantes. Selon les réponses du Distributeur, en ce qui a trait aux services complémentaires, les « quantités devraient être plus faibles », pour la composante en puissance, « les besoins sont à court terme plus modeste et s'appliquent sur des quantités donc plus petites ». C'est d'ailleurs ce qu'on peut constater en examinant le bilan en puissance pour les trois prochaines années. Quant à la composante en énergie, le Distributeur affirme que le « *service de modulation risque d'être plus coûteux dans la mesure où il y a plus de quantités qui sont impliquées en termes de modulation* »

En résumant les propos du Distributeur, le RNCREQ comprend que l'entente de modulation est surtout utile pour le transfert de quantité d'énergie des surplus d'été vers la pointe d'hiver. Or, en examinant le bilan en énergie présentée par le Distributeur à HQD-4, document 1, page 21, il appert que le volume des achats de court terme (en hiver) est respectivement de 0,5, 0,7, et 0,7 TWh pour les années 2012 à 2014, soit les trois années d'application prévue de cette entente. S'il y a lieu, une telle entente pourra être de nouveau considérée lors du prochain plan d'approvisionnement.

Le RNCREQ maintient donc sa conclusion et questionne la nécessité d'une nouvelle entente globale de modulation. Les informations dévoilées dans le présent dossier ne permettent pas d'en conclure la nécessité et il n'y a aucune évaluation des bénéfices que pourraient procurer cette entente par rapport à une alternative pour chacune des composantes déjà mentionnées.

## **2.2 Utilisation optimale de l'énergie patrimoniale**

Depuis l'avènement du décret 1277-2001, fixant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois par l'énergie patrimoniale, les besoins de la charge locale ont évolué et l'application concrète de cette obligation juridique a mis en évidence le besoin d'en réévaluer les modalités.

Selon le RNCREQ, il y a tout lieu de faire le bilan de l'utilisation de cette électricité qui représente la portion la plus importante de l'approvisionnement du Distributeur, soit plus de 95% actuellement.

La preuve du RNCREQ (page 15) montre que, depuis 2004, il y a une quantité d'énergie patrimoniale non utilisée ou de l'énergie en dépassement, ou les deux à la fois au cours de la même année. L'évaluation faite par le RNCREQ, en utilisant le coût moyen de l'énergie post-patrimonial indiqué dans les diverses requêtes tarifaires déposées à la Régie, révèle un coût total d'achat de l'électricité non utilisée s'élevant à plus de 800 M\$.

La preuve du RNCREQ rappelle que :

Dans un dossier antérieur, le Distributeur mentionne qu'il lui est impossible d'apparier parfaitement l'utilisation de l'électricité patrimoniale au profil défini au décret, compte tenu de la variabilité de la demande et des délais quant à l'utilisation des moyens d'approvisionnement à sa disposition. Il ajoute que certains dépassements du profil patrimonial de même que les heures où ces dépassements surviennent sont constatés uniquement à la fin de l'année.<sup>1</sup>

Il apparaît clair que, malgré tous ses efforts, le Distributeur ne réussit pas à utiliser l'électricité patrimoniale de façon optimale : il y a chaque année de l'électricité patrimoniale non utilisée, de l'énergie en dépassement ou les deux. Le RNCREQ considère que cela découle de la rigidité inhérente au décret (qui définit 8760 valeurs à allouer à chacune des heures d'une année) jumelée au contexte tarifaire créé par l'entente cadre et la gestion en temps réel des achats court-terme par le Distributeur.

**Selon le RNCREQ cette situation est préoccupante et devrait inciter la Régie à examiner les moyens qui pourraient être mis en œuvre pour une utilisation plus efficace de l'électricité patrimoniale au bénéfice de tous les clients du Distributeur.**

Une des moyens préconisé dans le mémoire du RNCREQ, est le dépôt par la Régie d'un avis qui aurait pour objet d'inviter le gouvernement à assouplir le mode d'utilisation de l'électricité patrimoniale afin que le Distributeur puisse bénéficier de la totalité des 165 TWh prévus au décret ce qui permettrait d'éviter les coûts résultant de la situation actuelle. Les avantages monétaires résultant de cet assouplissement auraient pour effet d'atténuer l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale prévue pour 2014.

---

<sup>1</sup> R-3689-2009, HQD-2, doc.1, p. 5 in R-3748-2010, C-RNCREQ-0018, p. 15



Interrogé sur la question par M. Carrier, le RNCREQ a bien circonscrit les éléments essentiels sur lesquels devrait se baser l'action de la Régie :

Sans limiter la Régie quant au modèle procédural à utilisé, le RNCREQ considère qu'il y a lieu d'examiner l'interaction entre l'application du décret dans le contexte de l'entente cadre et la gestion du Distributeur des achats court-terme afin de tendre vers l'utilisation intégrale de l'énergie patrimoniale afin de respecter l'esprit du décret.

**En précisant la conclusion contenue dans son mémoire, le RNCREQ demande donc à la Régie d'initier, en suivi de ce Plan d'approvisionnement, selon les modalités qui agréeraient à la Régie, un dossier d'examen de la gestion de l'énergie patrimoniale.**

Pour l'initier, le RNCREQ soumet que le Distributeur devrait préparer une analyse de son expérience jusqu'ici dans la gestion des "bâtonnets". Il devra notamment expliquer les circonstances et les contraintes auxquelles il est confronté et justifier la non-utilisation de la totalité des 165 TWh de l'électricité patrimoniale. Il pourra également suggérer des mesures et des moyens qui permettraient la pleine utilisation de cette électricité.

Le RNCREQ est d'avis que cet exercice pourrait mener à la mise en place d'une stratégie améliorée, sans devoir modifier le cadre réglementaire. Si, par contre la Régie n'envisage pas de solution dans le cadre réglementaire actuel, elle pourrait joindre à sa décision un avis au gouvernement proposant des modifications possibles au décret patrimonial.

### ***2.3 Contribution en puissance des marchés de court terme***

Dans son bilan en puissance, le Distributeur évalue le potentiel du marché de court terme à 1100 MW en provenance du marché de New-York, soit 1000 MW via l'interconnexion MASS-HQT et 100 MW via l'interconnexion DEN-HQT.25

Selon lui, les contraintes relatives aux autres marchés ne lui permettent pas de compter sur de la puissance garantie en provenance de ceux-ci.

Dans sa plaidoirie, il soutient que « l'obligation de desservir [sa clientèle] qui lui dicte un devoir de rigueur dans l'évaluation des capacités qui peuvent être acheminées ou obtenues pour garantir la fiabilité des approvisionnements » (p.2 p argumentation).

Pour le RNCREQ ce devoir de rigueur lui incombe de **quantifier** adéquatement toutes les différentes options à sa disposition avant de les écarter.

### 2.3.1 Zone de réglage du Québec

La preuve du RNCREQ<sup>2</sup> fait état que selon le Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec, le Producteur dispose d'une puissance disponible non engagée substantielle pour l'horizon du plan d'approvisionnement. Le même document mentionne que le Producteur prévoit accroître ses échanges d'électricité avec l'Ontario et également accroître ses exportations vers les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre.

**Pour le RNCREQ, un accroissement des exportations du Producteur n'affecte pas la possibilité de compter sur de la capacité dans la zone de réglage du Québec.**

En effet, techniquement sur les liens d'interconnexion, la capacité exportée libère la même capacité en mode import. Ainsi, une capacité serait disponible dans la zone de réglage du Québec directement, si le Producteur n'effectue pas de vente à l'exportation, et indirectement, si le Producteur effectue des ventes à l'exportation. Dans ce dernier cas, on peut même penser à une possibilité d'échange de contrat, ce qui pourrait éviter des coûts de transport.

**Donc selon le RNCREQ, le Distributeur devrait considérer qu'il y a de la capacité de disponible dans la zone de réglage du Québec pour ses achats de puissance sur les marchés de court terme.**

Étant donné la quantité de puissance disponible mentionnée auparavant et la capacité des liens d'interconnexion, on pourrait envisager une contribution possible de 1000 MW.

### 2.3.2 Zone de réglage de l'Ontario

**Concernant la contribution en puissance pour des achats de court terme, le mémoire du RNCREQ conclut qu'une telle contribution devrait être considérée dans les bilans en puissance.**

Pour la zone de réglage de l'Ontario, il a été mis en preuve qu'il y aurait une puissance disponible de plus de 7000 MW, et qu'il y a une interconnexion qui peut transiter plus de 1000 MW de la zone de réglage de l'Ontario vers la zone de réglage du Québec.

---

<sup>2</sup> C-RNCREQ-0018, p.18

Le Distributeur est d'avis qu'il ne peut pas compter sur une contribution en puissance provenant de cette zone de réglage à cause des modalités particulières de l'IESO. Il cite en exemple un achat d'énergie ferme de l'Ontario n'ayant pas été livré, en janvier dernier (NS 2 juin page 166 et 167)

Interrogé par le RNCREQ, il admet avoir toujours l'intention de faire appel à ce marché pour de l'énergie ferme.

Il mentionne, en effet :

(NS 6 juin 2011, pages 202).

*On n'est pas échaudé outre-mesure, **ça fait partie du risque**, ça fait partie du risque lorsqu'on fait appel à ces achats-là pour la gestion de la pointe. On sait qu'on peut être coupé.*

et

(NS 6 juin 2011, pages 203).

*On sait qu'on peut être coupé. Évidemment, l'Ontario a eu sa pointe au même moment que nous, donc le vingt-quatre (24) janvier deux mille onze (2011), et ça faisait partie des risques. Et c'est pour ça qu'on ne compte pas de façon indue sur le, excusez-moi l'expression, le « tie benefit », le partage de réserve. Actuellement avec l'Ontario, c'est ce qu'on peut faire.*

*Donc, c'est des achats d'énergie, on peut le faire à l'automne, on peut le faire à l'été, mais quand on le fait à l'hiver, **on sait qu'il y a un risque, le risque est d'être coupé**. Et évidemment, ce n'est pas parce que c'est arrivé qu'on est échaudé. Je vous dirais que c'est un moyen qui est toujours disponible pour la gestion de la pointe et ça va être un moyen qui va continuer d'être utilisé.*

Selon le témoignage du Distributeur, il s'agit donc **d'un risque calculé**. Le RNCREQ considère que la prise en compte d'une contribution en puissance serait également un risque calculé.

De plus, la preuve du Distributeur est à l'effet qu'il est possible d'avoir accès à de la capacité du Michigan ou de New York travers le réseau ontarien. Il mentionne, dans ce cas, il y aurait un risque sur le coût de l'approvisionnement et affirme qu'il garde cette possibilité en réserve au cas où il n'obtiendrait pas la capacité additionnelle de 400 MW prévue aux conventions avec le Producteur concernant l'énergie différée.

Le RNCREQ considère que la quantité de puissance disponible non engagée du Producteur, soit plus de 1500 MW à court terme, étant amplement suffisante, il est très peu probable que celui-ci ne puisse pas fournir les 400 MW prévus aux

conventions d'énergie différée. Dans ce cas, il y aurait une capacité de 400 MW de disponible via le réseau ontarien.

Interrogé par le RNCREQ sur la possibilité de considérer une capacité plus grande que 400 MW, le Distributeur soumet que le recours à ce marché est une stratégie de repli : (NS 6 juin page 205)

Le RNCREQ est d'avis que, encore ici, on aborde la notion du risque comme d'un facteur d'exclusion sans l'avoir quantifié. Il semble au RNCREQ que l'analyse pourrait révéler un risque acceptable compte tenu de l'alternative. Dans les circonstances, il apparaît prématuré d'éliminer toute possibilité de contribution en puissance provenance de la zone de réglage de l'Ontario.

D'ailleurs, un tel risque existe également pour l'interconnexion HQT-MASS puisqu'il n'y a qu'un seul lien et qu'une panne sur celui-ci provoque la perte de la capacité qui transite sur ce lien, Le Distributeur accepte ce risque puisqu'il montre une contribution de 1000 MW sur le l'interconnexion HQT-MASS. (NS du 17 juin pages 23-26)

**Le RNCREQ maintient donc sa conclusion à l'effet qu'une contribution via une interconnexion avec l'Ontario devrait être considérée dans les bilans en puissance.** Cette contribution devrait être limitée à 1000 MW, soit la capacité de PPC (perte de production en première contingence). Par ailleurs, le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer ses démarches avec l'IESO pour faciliter l'accès au marché ontarien. **Il devrait faire le suivi de ses démarches lors de rapports d'état d'avancement annuel.**

Tel qu'exprimé par le RNCREQ, en réponse à une question du banc, (NS, vol. 9, 17 juin 2011, p. 78-80 interrogé par Richard Carrier), en considérant ces contributions en puissance dans le bilan de puissance, deux constats principaux peuvent être tirés. Dans un premier temps, le besoin en nouvelle puissance est d'autant repoussé que la contribution en puissance considérée est importante et, deuxièmement, la considération des ces contributions en puissance permet d'obtenir une alternative et un point de comparaison en achat de court terme à l'appel de puissance additionnelle de cinq ans, tel qu'envisagé par le Distributeur.

#### ***2.4 Programme d'autoproduction Mesurage net***

**Le premier constat du RNCREQ est que l'autoproduction, ou le Programme Mesurage net, doit faire partie du Plan d'approvisionnement du Distributeur, même si les quantités sont faibles.**

On se rappellera que depuis 2006, les consommateurs résidentiels, agricoles et de petite puissance peuvent devenir autoproducteurs d'énergie renouvelable, afin de répondre en tout ou en partie à leurs besoins énergétiques. Toutefois, force est de constater que ce programme n'attire que peu d'adhérents.

La preuve du RNCREQ rappelle les intentions du gouvernement du Québec annoncées dans sa Stratégie énergétique. Pour le RNCREQ, il est manifeste que les intentions du gouvernement sont de favoriser la production décentralisée, en allant beaucoup plus loin que le programme de mesurage net déjà en place.

Le Distributeur a révélé, à la demande du RNCREQ, que 17 clients participent au programme de mesurage net pour un total de 59,7 kW installés. Le RNCREQ constate que ces résultats sont loin d'atteindre la limite imposée par le Distributeur, qui est de 3 400 kW. Il y a lieu, selon le RNCREQ, de s'interroger sur les raisons du peu de succès de ce programme et notamment d'examiner si cela est dû aux contraintes imposées.

**Suite à son analyse critique, le RNCREQ recommande à la Régie de mettre en place un dossier spécifique afin de réviser l'ensemble des modalités du programme de *Mesurage net*. Selon lui, il serait souhaitable, dans le cadre de ce même dossier, de faire le point sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé «prématuré» lors du dossier R-3551-2004.**

Le tout respectueusement soumis, ce 28 juin 2011

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Annie Gariépy'.

Annie Gariépy  
Procureure du RNCREQ