



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

**Dossier R-3748-2010**

**Mémoire du RNCREQ**

**Présenté à la Régie de l'énergie**

**19 avril 2011  
Amendé le 26 mai 2011**

## **Rédaction**

Paul Paquin, analyste, PP EconoTech Conseil inc.

## **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

Philip Raphals, expert-conseil, Centre Hélios

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

## SOMMAIRE

SOMMAIRE .....	3
PRÉSENTATION DU RNCREQ.....	5
INTRODUCTION DE LA PREUVE DU RNCREQ.....	6
<b>1 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION .....</b>	<b>8</b>
1.1 CARACTERISTIQUES GENERALES .....	8
1.2 PRINCIPALES MODALITES.....	9
1.3 BILAN EN ÉNERGIE.....	9
1.4 BILAN EN PUISSANCE .....	11
1.5 CONCLUSION.....	12
<b>2 ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE .....</b>	<b>14</b>
2.1 UTILISATION DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	15
2.2 CONTRATS DE PRODUCTION RÉSULTANT DE DÉCRETS .....	16
2.3 CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....	19
<b>3 CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME EN PUISSANCE .....</b>	<b>21</b>
3.1 ZONE DE RÉGLAGE DU QUÉBEC .....	21
3.2 ZONE DE RÉGLAGE DE L'ONTARIO .....	22
<b>4 AUTOPRODUCTION (MÉSURAGE NET) .....</b>	<b>25</b>
4.1 MISE EN CONTEXTE .....	25
4.2 LES CONDITIONS EN VIGUEUR .....	25
4.3 LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE DU GOUVERNEMENT (2006).....	28
4.4 L'ADHÉSION AU PROGRAMME MÉSURAGE NET .....	29
4.5 POTENTIELS .....	30
4.6 LA MODIFICATION DES CONDITIONS DU PROGRAMME DE MÉSURAGE NET.....	31
4.6.1 PROPRIÉTAIRE ET EXPLOITANT .....	32
4.6.2 QUANTITÉ MAXIMALE .....	32
4.6.3 LES ÉNERGIES ÉLIGIBLES.....	33
4.6.4 LA LIMITE DE 3 400 kW POUR LE PROGRAMME.....	33
4.6.5 LA REMISE À ZÉRO DE LA BANQUE DE SURPLUS .....	33
4.7 CONCLUSION.....	34
<b>5 RÉSEAUX AUTONOMES : PERTES ÉLECTRIQUES .....</b>	<b>35</b>
5.1 ANALYSE GLOBALE (SECTION AMENDÉE).....	36

<b>5.2</b>	<b>PERTES SUR LE RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE (SECTION AMENDÉE).....</b>	<b>41</b>
<b>5.3</b>	<b>PERTES SUR LE RÉSEAU DE LAC-ROBERTSON (SECTION AMENDÉE).....</b>	<b>44</b>
<b>6</b>	<b>RÉSEAUX AUTONOMES : BESOINS DU RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE .....</b>	<b>48</b>
<b>7</b>	<b>SOMMAIRE DES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS .....</b>	<b>51</b>
<b>7.1</b>	<b>ENTENTE GLOBALE DE MODULATION .....</b>	<b>51</b>
<b>7.2</b>	<b>ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE .....</b>	<b>51</b>
<b>7.3</b>	<b>CONTRIBUTION DES MARCHÉS DE COURT TERME .....</b>	<b>52</b>
<b>7.4</b>	<b>RESEAUX AUTONOMES : PERTES ELECTRIQUES .....</b>	<b>52</b>
<b>7.5</b>	<b>RÉSEAUX AUTONOMES : BESOINS DU RÉSEAU DE SCHEFFERVILLE.....</b>	<b>52</b>
<b>7.6</b>	<b>RÉSEAUX AUTONOMES JED .....</b>	<b>53</b>
<b>7.7</b>	<b>PROGRAMME MESURAGE NET .....</b>	<b>53</b>

## 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

Par son intervention, le RNCREQ veut s'assurer que les propositions présentées dans la présente requête permettent à Hydro-Québec, dans ses activités de distribution, de gérer ses approvisionnements de façon plus efficace, dans le respect des principes du développement durable.

Concernant le réseau intégré, l'analyse du tableau 4.1-1 présentant le bilan en énergie permet de constater que la production annuelle totale résultant des contrats d'approvisionnement actuels et prévus dépasse les besoins du Distributeur en énergie pour toute la période du plan. Cependant il est confronté à des surplus d'énergie importants en période d'été et à des besoins d'énergie et de puissance en période d'hiver. Afin d'accroître la flexibilité de son portefeuille d'approvisionnement, il dispose de quatre ententes :

- entente d'intégration éolienne ;
- entente globale cadre;
- entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ;
- conventions pour différer l'énergie des contrats avec le Producteur. d'ententes avec TCE et le Producteur.

Dans sa requête le Distributeur envisage de remplacer l'actuelle entente d'intégration éolienne par une entente globale de modulation qui aurait une portée plus large.

Par ailleurs, le bilan en puissance montre que selon les hypothèses retenues, notamment pour la contribution des marchés de court terme, il y a un besoin de puissance additionnelle.

Le mémoire du RNCREQ traite de la gestion des approvisionnements selon les trois aspects suivants :

- les impacts de la nouvelle entente globale de modulation;
- les conséquences de la rigidité de l'application du décret concernant l'électricité patrimoniale
- la contribution en puissance des marchés de court pour la zone de réglage du Québec et de l'Ontario.

De plus, le RNCREQ entend aborder la problématique de l'autoproduction (Mesurage net) qui selon l'intervenant doit être considérée comme une source d'approvisionnement.

Concernant les réseaux autonomes, le mémoire du RNCREQ traite du niveau des pertes électriques sur ces réseaux considérés globalement, et porte une attention particulière au réseau de Schefferville et à celui de Lac-Robertson.

De plus, le RNCREQ est préoccupé par le niveau de consommation élevé du réseau de Schefferville par rapport aux autres réseaux autonomes.

L'intervention du RNCREQ se situe dans une perspective de développement durable et d'une utilisation efficace des moyens dont dispose le Distributeur pour l'approvisionnement des besoins de ses clients. Elle veut également s'assurer que tous les efforts sont faits pour réduire le niveau des pertes électriques sur les réseaux autonomes et veut également s'assurer que le niveau de consommation élevé n'est pas l'effet d'une utilisation inadéquate de la ressource.

# 1 ENTENTE GLOBALE DE MODULATION

## 1.1 Caractéristiques générales

Le Distributeur mentionne qu'il vise à mettre en place une nouvelle entente qui remplacerait l'actuelle entente d'intégration éolienne. Cette nouvelle entente permettrait de moduler les livraisons provenant de la centrale de TCE, des projets éoliens, de la cogénération à la biomasse et des petites centrales hydrauliques. Cependant les contrats en base et cyclable avec le Producteur ne seraient pas assujettis à l'entente étant donné qu'ils font déjà l'objet de conventions visant à accroître leur flexibilité.

Il ajoute que, selon le fonctionnement prévu, l'entente permettrait de mieux répartir, à chacune des heures, l'énergie annuelle provenant des approvisionnements post patrimoniaux mentionnés précédemment en fonction des besoins du Distributeur.<sup>1</sup>

En réponse à une demande de renseignement, le Distributeur précise que le service de modulation qu'il recherche est un produit dont la nature et la flexibilité s'apparentent à un service de stockage. Toutefois, ce service ne peut, dans les circonstances, être développé indépendamment des caractéristiques des livraisons de l'électricité patrimoniale.<sup>2</sup>

Selon lui, si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le Distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de ventes. En plus, la quantité d'électricité patrimoniale inutilisée risquerait d'augmenter. Finalement, le Distributeur devrait conclure des ententes séparées pour obtenir des services complémentaires et pour acquérir la puissance complémentaire.<sup>3</sup>

L'entrée en vigueur de l'entente globale de modulation est planifiée pour le 1er janvier 2012, soit au moment où les livraisons associées aux contrats visés par l'entente atteindront des niveaux plus substantiels.<sup>4</sup>

Le Distributeur vise actuellement conclure une entente dont la durée serait de trois ans.<sup>5</sup>

---

<sup>1</sup> HQD-1, document 1, page 57

<sup>2</sup> HQD-4, document 8, pages 18 et 19

<sup>3</sup> HQD-4, document 8, pages 36

<sup>4</sup> HQD-1, document 1, page 57

<sup>5</sup> HQD-4, document 3, page 8



## 1.2 Principales modalités

Selon l'option actuellement envisagée par le Distributeur, l'entente globale de modulation impliquerait la création d'un compte annuel de modulation, dans lequel serait ajoutée la totalité de la production horaire des contrats assujettis. En même temps que le Producteur prendrait livraison de cette énergie, il livrerait au Distributeur la quantité exacte d'énergie programmée à l'avance par celui-ci pour répondre aux besoins horaires prévus de la charge locale, au-delà de l'électricité patrimoniale et des contrats en base et cyclable avec le Producteur. Cette livraison d'énergie correspondrait à un retrait du compte de modulation. Le solde du compte de modulation varierait d'heure en heure selon les ajouts et les retraits.

Certaines limites viendraient toutefois encadrer les retraits et les ajouts au compte de modulation, notamment :

- le plafonnement des retraits horaires à une quantité de mégawatts établie en fonction de la contribution en puissance des contrats assujettis, à laquelle s'ajouterait une contribution complémentaire d'environ 15 % de la puissance installée des parcs éoliens ;
- le solde du compte en fin d'année ne pourrait être négatif ni excéder une quantité à déterminer.<sup>6</sup>

## 1.3 Bilan en énergie

Étant donné que le solde du compte en fin d'année de l'entente globale de modulation ne pourrait être négatif ni excéder une quantité déterminée, le RNCREQ comprend que la nouvelle entente globale de modulation envisagée par le Distributeur contribuerait essentiellement à réduire les achats-reventes sur les marchés de court terme.

Ainsi, en réponse à une demande de renseignement, le Distributeur mentionne :

*Si aucun service de modulation ou d'équilibrage ne s'avérait disponible, le Distributeur serait amené à effectuer un nombre accru de transactions d'achats et de reventes.....<sup>7</sup>*

Le RNCREQ a donc analysé les bilans en énergie présentés par le Distributeur en se concentrant sur les achats et reventes de court terme. Il a considéré le bilan après le déploiement des moyens existants et après le déploiement des nouveaux moyens.

---

<sup>6</sup> HQD-1, document 1, pages 57 à 59

<sup>7</sup> HQD-4, document 8, pages 36

Il est bon de rappeler que les moyens existants consistent à suspendre la production de TCE jusqu'en 2016 et à appliquer la convention d'énergie différée convenue avec le Producteur<sup>8</sup>.

Les nouveaux moyens comprennent la modulation des livraisons de la centrale de TCE, la mise en place d'une stratégie de gestion des risques associés à la disponibilité des 400 MW additionnels des conventions d'énergie différée, et la négociation d'une entente globale de modulation<sup>9</sup>. Cependant, le tableau présenté par le Distributeur ne tient pas compte de l'impact relié à cette éventuelle entente globale de modulation.

Le tableau ci-dessous reproduit les résultats du Distributeur et inclut également les besoins globaux du Distributeur afin de mettre en perspective ces résultats.

**Tableau 1 : Achat et revente sur les marchés de court terme**

**Achat et revente sur les marchés de court terme après déploiement des moyens existants<sup>10</sup> (TWh)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Besoins globaux	184,8	185,6	186,6	188,1	193,0	196,6	197,1	197,6	197,9	198,3
Achat	0,4	0,8	0,9	0,9	1,6	2,5	1,7	1,9	2,1	2,1
Revente	0,0	0,8	2,3	2,9	1,0	0,2	2,3	2,1	2,0	1,7

**Achat et revente après déploiement des nouveaux moyens<sup>11</sup> (sauf l'entente globale de modulation)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Achat	0,4	0,5	0,7	,7	0,5	0,7	1,0	1,2	1,3	1,8
revente	0,0	0,8	2,3	2,9	1,1	0,2	0,4	0,3	0,3	0,4

Dans un premier temps, on constate que le volume des achats et des reventes de court terme est relativement peu important par rapport aux besoins globaux du Distributeur. Les moyens utilisés par le Distributeur portent donc sur une faible partie de ses besoins et doivent être considérés comme une optimisation à la marge de la gestion de ses ressources.

On peut également constater que la situation est semblable jusqu'en 2014, ce qui indique que les nouveaux moyens ont peu d'effet durant la période 2011-14.

Cependant, l'effet des nouveaux moyens commencent à se faire sentir à partir de l'année 2015 : on voit une diminution des achats et également une diminution des reventes. Sur

<sup>8</sup> HQD-1, document 1, page 32

<sup>9</sup> HQD-1, document 1, pages 42 et 43

<sup>10</sup> HQD-1, document 1, page 34

<sup>11</sup> HQD-1, document 1, page 44

l'ensemble de la période 2015-20, les achats totaux passent de 11,9 TWh à 6,5 TWh alors que les reventes passent de 9,3 TWh à 2,7 TWh.

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..

Le Distributeur mentionne que les négociations relatives à l'éventuelle entente globale de modulation ne sont pas suffisamment avancées pour être en mesure de quantifier l'impact de celle-ci sur les volumes de transaction d'énergie<sup>12</sup>. **Le RNCREQ considère que la quantification de l'impact de l'entente de modulation doit comprendre un scénario sans les nouveaux moyens et un scénario avec les nouveaux moyens afin de s'assurer que les bénéfices de chacun des moyens sont bien évalués.**

#### 1.4 Bilan en puissance

Le tableau ci-dessous reproduit la quantité de puissance achetée sur les marchés de court terme et la puissance additionnelle requise. Il présente les valeurs correspondant à un scénario qui, dans un premier temps, prend en considération le déploiement des moyens de gestions existants et, dans un deuxième temps, un scénario qui prend également en considération les nouveaux moyens de gestions envisagés par le Distributeur.

Les moyens existants déployés par le Distributeur incluent la suspension, jusqu'en décembre 2016 inclusivement, des 547 MW associés à la production de la centrale de TCE et l'ajout de 400 MW de puissance garantie par les conventions d'énergie différée.<sup>13</sup>

Quant aux nouveaux moyens de gestions, ils sont les mêmes que ceux mentionnés à la **section 1.3**. Dans le cas présent cependant, le tableau tient compte d'une puissance complémentaire équivalente à 15% de la production éolienne. Cette puissance est de 275 MW en 2012-13 et atteint 502 MW en 2015-16<sup>14</sup>. La première ligne du tableau présente les besoins totaux du Distributeur afin de relativiser les besoins additionnels requis.

---

<sup>12</sup> HQD-1, document 1, page 43

<sup>13</sup> HQD-1, document 1, page 37

<sup>14</sup> HQD-1, document 1, page 44

**Tableau 2 : Achat de capacité et puissance additionnelle requise**

**Achat de capacité et puissance additionnelle requise après  
déploiement des moyens existants (en MW)**

	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
Besoins globaux	36625	37232	37613	37976	38566	39298	39565	39740	39880	39949
Achat ct	220	980	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Puissance additionnelle requise	0,0	0,0	240	580	1060	1730	1530	1720	1880	1960

**Après déploiement des nouveaux moyens  
(déploiement partiel pour l'entente globale de modulation)**

Achat	220	510	870	1100	1100	1100	1100	1100	1100	1100
Puissance additionnelle requise						330	630	820	960	1050

Comme dans la section portant sur bilan en énergie, on peut constater que le bilan est très différent selon les situations examinées.

Dans le premier cas, des besoins additionnels de plus de 1000 MW apparaissent dès la période de pointe 2014-15, alors que cette quantité n'est requise qu'à la période de pointe 2019-20 si on prend en compte les nouveaux moyens de gestions. Il s'agit donc d'un impact majeur et celui-ci serait encore plus important si le Distributeur pouvait compter sur une puissance complémentaire équivalente à 25% de la capacité éolienne installée, selon l'issue des négociations avec le Producteur<sup>15</sup>.

Il est cependant pertinent de se demander si cette puissance supplémentaire pourrait être obtenue par le renouvellement de l'entente d'intégration éolienne uniquement. Cette précision permettrait d'identifier les bénéfices attendus par l'inclusion des autres contrats découlant d'approvisionnements post patrimoniaux.

## 1.5 Conclusion

L'analyse du bilan énergétique permet de constater que l'impact de l'entente globale de modulation aurait un impact marginal sur le volume des transactions d'achats et de reventes. Par contre, l'analyse du bilan en puissance montre que l'impact pourrait être majeur sur la puissance additionnelle requise.

<sup>15</sup> HQD-1, document 1, page 43

Selon le RNCREQ, il n'est pas possible de se prononcer plus avant sur cette entente de modulation car les informations ne sont pas assez précises autant quant aux modalités d'application qu'aux impacts sur la gestion des ressources du Distributeur pour l'alimentation de ses besoins.

Le Distributeur devra démontrer les bénéfices économiques à la marge de ce moyen, faire une évaluation monétaire de ces bénéfices et comparer cette valeur aux coûts encourus par la mise en place de ce moyen.

L'analyse d'opportunité du Distributeur devrait également intégrer un volet environnemental, notamment pour préciser les impacts environnementaux de ce moyen en précisant la nature des ressources utilisées. Celle-ci pourrait donc vérifier si l'entente permettrait d'éviter des impacts environnementaux liés à l'achat de court terme d'énergie thermique (émission de GES) ou encore si son application favoriserait la production renouvelable au détriment de l'énergie thermique. Une telle analyse, combinant la nature des impacts économiques et des impacts environnementaux permettrait de faire un choix durable et plus éclairé.

## 2 ÉLECTRICITE PATRIMONIALE

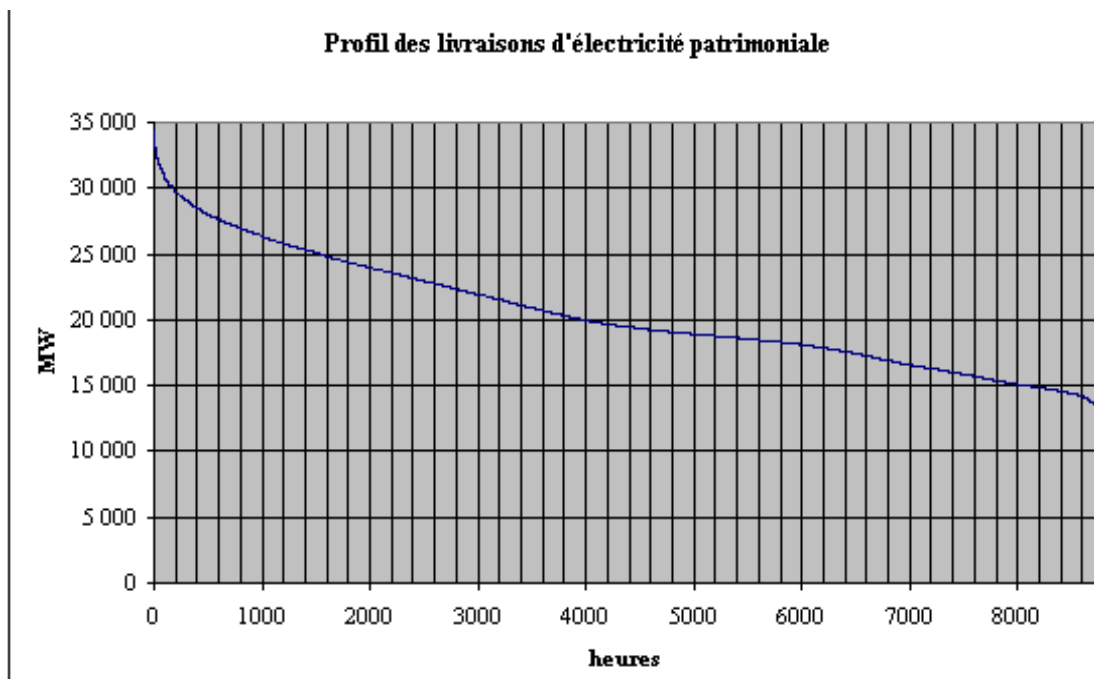
En novembre 2001, le Gouvernement du Québec a émis le décret 1277-2001 concernant les caractéristiques de l’approvisionnement des marchés québécois en énergie patrimoniale pour un volume de 165 térawattheures.

L’article 5 de ce décret mentionne :

*Le fournisseur d’électricité doit rendre disponible le volume annuel d’électricité correspondant au profil annuel des valeurs horaires de puissance classées par ordre décroissant, jusqu’à concurrence de 178,86 térawattheures, présenté au profil des livraisons d’électricité patrimoniale et à la courbe annuelle de puissances classées à conditions climatiques normales, annexé au présent décret.*

Il est bon de préciser que la valeur de 178,86 térawattheures prend en considération un taux annuel moyen de 8,4% pour les pertes électriques.

Le graphique suivant présente la courbe des puissances classées des livraisons de l’électricité patrimoniale selon les valeurs indiquées au décret.



**Figure A : Profil de livraison de l’électricité patrimonial**

On voit que la livraison de l'électricité patrimoniale doit s'effectuer en spécifiant une capacité pour chacune des heures d'une année.

## 2.1 Utilisation de l'électricité patrimoniale

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>16</sup>

En vue de permettre une application la meilleure possible des modalités du décret, le Distributeur et le Producteur ont convenu d'une entente globale cadre visant à établir les conditions de livraison applicables aux dépassements afin de répondre en temps réel aux besoins non prévus.

Une première entente est entrée en vigueur le 1er janvier 2005 et une autre entente a été approuvée par la Régie le 21 août 2009. Celle-ci arrivera à échéance le 31 décembre 2013.<sup>17</sup>

Les résultats de l'application de ces ententes en termes d'utilisation de l'électricité patrimoniale sont présentés au tableau suivant<sup>18</sup>. La première ligne du tableau présente les ventes régulières au Québec<sup>19</sup>, ce qui permet de constater qu'à chaque année celles-ci sont supérieures au volume d'électricité patrimonial.

**Tableau 3 : Utilisation de l'électricité patrimonial depuis 2004**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ventes régulières au Québec (TWh)	165,9	169,2	167,3	173	170,3	165,1
Énergie patrimoniale inutilisée (GWh)	2960	308	1920	0	0	3933
Énergie en dépassement (GWh)		45,6	95,9	192,5	85,5	66,2
Coût de l'énergie en dépassement (M\$)		3,7	7,4	15,7	7,1	5,6

On peut constater qu'à chaque année, sauf 2004, soit avant la mise en place de l'entente globale, il y a eu des dépassements qui ont coûté, au total, 39,5 M\$. On peut également

<sup>16</sup> R-3689-2009, HQD-2, document 1, page 5

<sup>17</sup> R-3689-2009, HQD-2, document 1, page 5

<sup>18</sup> HQD-4, document 6, pages 5 et 6

<sup>19</sup> HQD-1, document 2, Annexe 2D, page 124

constater que, sur les six années de l'historique, le volume d'électricité patrimoniale n'a pas été totalement utilisé à quatre reprises.

Selon le RNCREQ une quantité d'énergie équivalente à l'énergie patrimoniale non utilisée, a dû être achetée sur les marchés de court terme puisque les ventes régulières au Québec ont été plus élevées que 165 TWh. Le RNCREQ présente au tableau ci-dessous une évaluation du coût que le Distributeur a dû encourir pour l'acquisition de cette énergie. Les résultats ont été obtenus en prenant pour hypothèse que le prix d'achat de cette énergie correspond à la différence entre le coût de l'électricité patrimoniale (27,9 \$/MWh)<sup>20</sup> et le cout moyen des achats post patrimoniaux.<sup>21</sup>

Selon ces hypothèses, le RNCREQ évalue que le Distributeur a dû verser plus de 839 M\$ entre 2004 et 2009 pour l'achat de cette énergie. **Il s'agit d'un montant appréciable et il est requis de prévoir des mesures pour éviter ce coût.**

**Tableau 4 : Coût de l'électricité patrimonial non utilisée**

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Énergie patrimoniale inutilisée (GWh)	2960	308	1920	0	0	3933
Coût moyen post patrimonial (\$/MWh)	79,3	77,3	114	85,23	100,8	156,8
Coût patrimonial (\$/MWh)	27,9	27,9	27,9	27,9	27,9	27,9
Coût de l'électricité inutilisée (M\$)	152	15	165	0	0	507

## 2.2 Contrats de production résultant de décrets

Par ailleurs, le gouvernement a émis plusieurs décrets concernant le Distributeur pour l'achat de quantité définie d'électricité en provenance de diverses sources.

Le tableau suivant résume la contribution en puissance de ces contrats telle qu'estimée par le Distributeur.

<sup>20</sup> R-3689-2009, HQD-2, document 1, page 7

<sup>21</sup> R-3579 HQD-7, document 2, page 4, R-3610 HQD-7, document 2, page 4, R-3644 HQD-2, document 2, page 8 R-3677 HQD-2, document 2, page 13 R-3708 HQD-5, document 2, page 5 R-3740 HQD-5, document 2, page 7

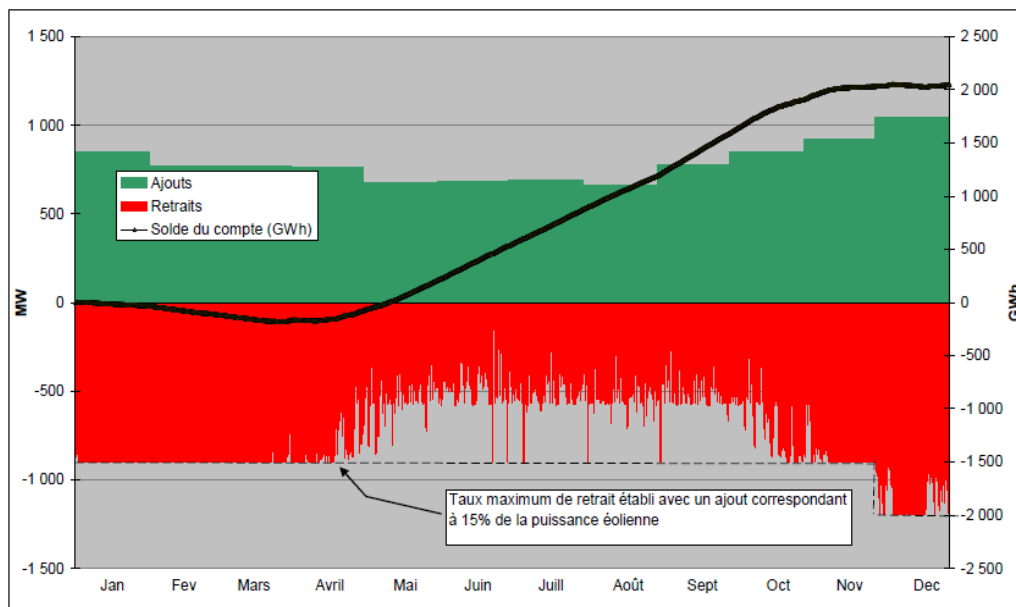


**Tableau 5 : Contribution en puissance des contrats d'approvisionnements en réponse aux décrets<sup>22</sup> (MW)**

	2010/ 2011	2011/ 2012	2012/ 2013	2013/ 2014	2014/ 2015	2015/ 2016	2016/ 2017	2017/ 2018	2018/ 2019	2019/ 2020
A/O 2003-01 Biomasse	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
A/O 2003-02 Éolienne	156	219	252	252	252	252	252	252	252	252
A/O 2004-02 Cogen Tembec	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
A/O 2005-03 Éolienne		119	298	445	520	602	602	602	602	602
A/O 2009-01 Biomasse			52	53	53	53	53	53	53	50
A/O 2009-02 Éolienne				30	90	150	150	150	150	150
PAE 2009-01 Programme achat énergie		23	27	109	150	150	150	150	150	150
<b>Contrats suite aux décrets</b>	<b>180</b>	<b>385</b>	<b>653</b>	<b>913</b>	<b>1089</b>	<b>1231</b>	<b>1231</b>	<b>1231</b>	<b>1231</b>	<b>1231</b>

Note: Jusqu'au 31 décembre 2011, la contribution en puissance des contrats éoliens est de 35%, soit celle de l'entente d'intégration avec le Producteur. À compter de 2012, la contribution est restreinte à celle des éoliennes, soit 30%. Dans le cas de tous les autres contrats, la quantité de puissance correspond à celle inscrite au bilan de puissance avant réserve.

De plus, la figure suivante, tirée d'un document du Distributeur, présente le profil de livraison mensuelle de cette électricité<sup>23</sup>. Il s'agit de la portion au dessus de 0 sur l'axe des y.



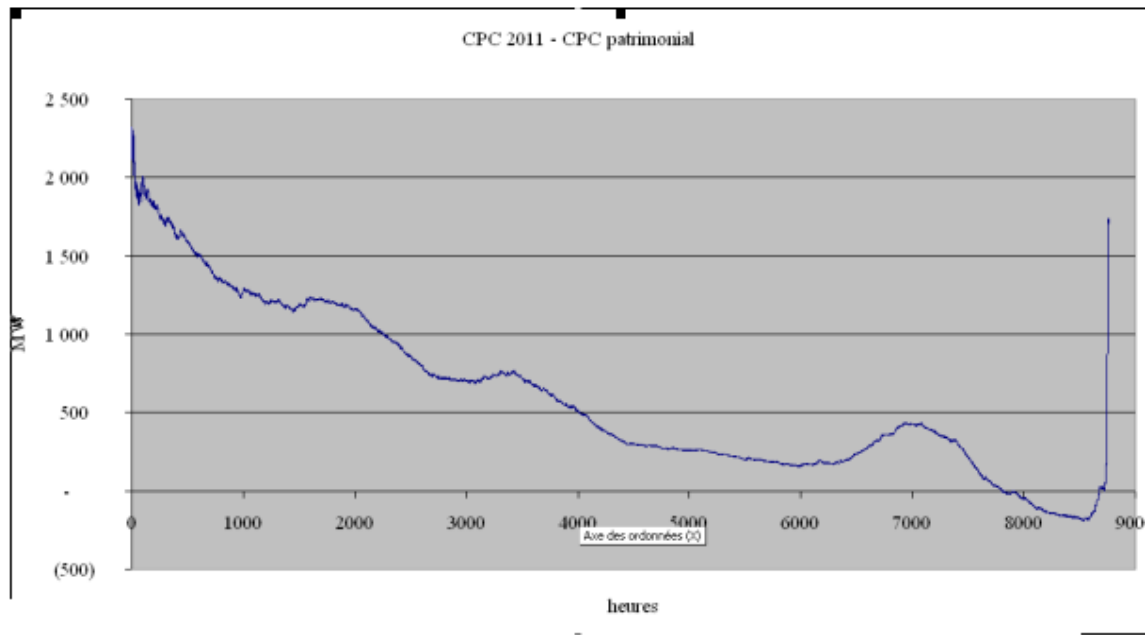
**Figure B Profil mensuel de livraison de l'électricité post patrimonial**

<sup>22</sup> HQD-1, document 2, Annexe 3E, page 168

<sup>23</sup> HQD-1, document 1, page 58

Elle correspond à la capacité mensuelle totale des contrats issus des appels d'offres qui ont été lancés suite aux différents décrets en supposant une contribution éolienne fixe, tel qu'indiqué à la note accompagnant le tableau. Cette capacité est de plus de 900 MW en janvier 2013 et dépasse 1000 MW en décembre de la même année. Il est pertinent de remarquer que le profil de production ne varie pas beaucoup, ce qui correspond à un facteur d'utilisation (FU) très élevé. Cette situation est très différente de celle présentée plus haut pour l'électricité patrimoniale où le facteur d'utilisation est de l'ordre de 60%, ce qui est semblable à celui des besoins du Distributeur

À titre illustratif, la figure ci-dessous présente la différence entre les valeurs de la CPC (Courbe des Puissances Classées) de l'année 2011 et celles la CPC de l'électricité patrimonial mentionnées au décret. Cette différence correspond aux besoins post patrimoniaux pour l'année 2011. On peut voir que le profil de ces besoins varie beaucoup et on peut évaluer que le facteur d'utilisation serait approximativement l'ordre de 30%.



**Figure C Différence entre CPC 2011 et CPC de l'électricité patrimonial**

Selon le RNCREQ, un profil de production comme celui décrit plus haut ne correspond pas aux besoins du Distributeur. Il a pour effet de ne pas répondre totalement aux besoins lors des périodes de forte consommation et de générer des surplus durant les périodes de faible consommation. Le Distributeur doit donc acheter sur les marchés de court terme en période de pointe et revendre sur ces mêmes marchés en période de faible consommation.

### 2.3 Conclusions et recommandations

Le RNCREQ considère qu'une valeur fixe pour la livraison de l'électricité patrimoniale à chacune des heures de l'année cause une rigidité d'application qui cause des dépassements et une non-utilisation de la totalité de l'énergie disponible. De plus, le profil de production des contrats octroyés en réponse aux décrets du gouvernement ne correspond pas aux besoins du Distributeur. Ces deux éléments font en sorte que le Distributeur ne peut pas retirer tous les bénéfices que pourraient lui apporter le volume d'électricité patrimonial et il en résulte des coûts importants, comme cela a été mentionné plus haut.

**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.**

Selon le RNCREQ, un de ces moyens serait que la Régie dépose un avis auprès du gouvernement. Cet avis 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 aurait pour effet d'atténuer l'augmentation du prix de l'électricité patrimoniale prévue pour 2014.

Selon le RNCREQ, cet avis pourrait proposer, par exemple, que les quantités horaires puissent varier de 2% autour de la valeur actuelle. Cette souplesse permettrait au Distributeur de mieux s'adapter aux variations annuelles des besoins et aux modifications de la courbe de charge selon les années. En effet, en réponse à une demande de renseignement du RNCREQ, le Distributeur mentionne :

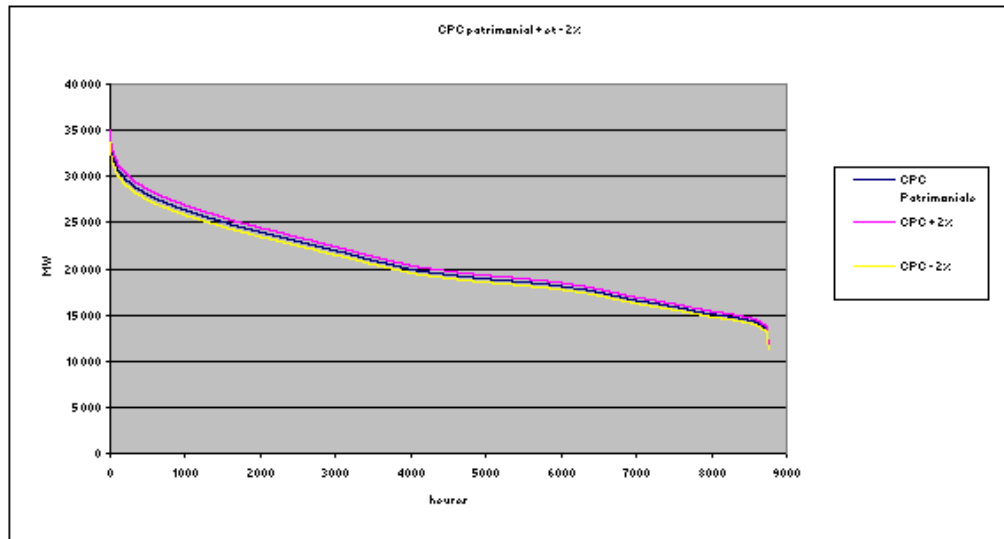
*Une répartition variable des valeurs horaires de l'électricité patrimoniale ajouterait évidemment plus de flexibilité au Distributeur pour l'utilisation de l'électricité patrimoniale. Cependant, la question demeure hypothétique compte tenu de la composition du bloc patrimonial définie par le décret D-1277-2011.<sup>24</sup>*

Le graphique suivant présente la courbe des puissances classées selon les valeurs indiquées au décret et selon les valeurs augmentées de 2% et réduites de 2%. On peut constater que les variations ne modifient pas le profil global de la courbe.

Selon le RNCREQ, la modification proposée apporterait plus de souplesse pour l'utilisation de l'électricité patrimoniale et permettrait au Distributeur de mieux gérer la production provenant des contrats signés en réponse aux décrets du gouvernement.

---

<sup>24</sup> HQD-4, document 6, page 6



**Figure D : CPC de l'électricité patrimonial + et - 2%**

### 3 CONTRIBUTION DES MARCHES DE COURT TERME EN PUISSANCE

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.<sup>25</sup>

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

Le RNCREQ entend examiner la situation de deux de ces marchés, soit la zone de réglage du Québec et le marché de l'Ontario.

#### 3.1 Zone de réglage du Québec

Le Distributeur mentionne qu'à l'intérieur de la zone de réglage du Québec, la puissance disponible et non engagée par contrat est essentiellement détenue par le Producteur. La valeur de cette puissance est montrée au Plan stratégique 2009-2013 d'Hydro-Québec et le tableau suivant reproduit cette information.<sup>26</sup>

**Tableau 6 : Puissance disponible non engagée du Producteur (MW)**

année	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15
MW non engagé	1017	1220	911	897	1586	1573	2346

Selon la compréhension du RNCREQ, le bilan de la pointe 2014-15 inclut la capacité de la centrale La Romaine-2 puisque la mise en service de celle-ci est prévue à la fin de l'année 2014. La mise en service des autres centrales du projet La Romaine ajoutera donc une capacité supplémentaire de 910 MW entre les années 2016 et 2020<sup>27</sup>, ce qui porterait la capacité non engagée à 3256 MW.

Par contre, le Plan mentionne également que le Producteur prévoit un accroissement de ses échanges d'électricité avec l'Ontario et un accroissement de ses exportations vers les marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre<sup>28</sup>.

<sup>25</sup> HQD-1, document 1, page 27

<sup>26</sup> Plan stratégique 2009-2013, pages 18

<sup>27</sup> Plan stratégique 2009-2013, pages 21

<sup>28</sup> Plan stratégique 2009-2013, pages 26 et 27

Malgré la capacité disponible du Producteur, le Distributeur ne retient aucune puissance pour ses achats de court terme dans la zone de réglage du Québec en raison notamment de la possibilité d'accroissement des ventes sur les marchés voisins.

Le RNCREQ reconnaît qu'il y a une incertitude quant à la quantité de puissance qui pourrait demeurer disponible du Producteur pour le marché québécois. Cependant, il faut considérer le transit net sur les interconnexions. Ainsi, toute puissance exportée libère une capacité à l'importation équivalente qui pourrait être utilisée par le Distributeur.

Prenons comme exemple l'interconnexion MASS-HQT ayant une capacité de 1000 MW en mode import. Si le Producteur exporte une puissance de 1000 MW vers le réseau de New York, cela permet au Distributeur d'importer 2000 MW, de sorte que le transit net sur le lien d'interconnexion est de 1000 MW en mode import. De plus, dans ces mêmes circonstances, le Producteur pourrait lui-même offrir cette capacité au Distributeur en se jumelant avec un producteur localisé dans la zone de réglage de New York.

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. Il apparaît donc que 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. La décision de ne retenir aucune capacité apparaît trop conservatrice au RNCREQ.

La disponibilité de puissance dans la zone de réglage du Québec permettrait au Distributeur de repousser de plusieurs années les besoins de puissance additionnelle requise, montrés aux tableaux 4.2-2 et 4.4-2.<sup>29</sup>

### 3.2 Zone de réglage de l'Ontario

À partir des tableaux 4B-1 et 4B-2<sup>30</sup>, le RNCREQ a calculé la puissance disponible pour certains réseaux voisins de celui du réseau du Transporteur. Le tableau suivant montre que chacun des réseaux a des disponibilités importantes, notamment la zone de réglage de l'Ontario où la puissance disponible est de 7728 MW à l'hiver 2014-15 et de 7092 MW à l'hiver 2019-20.

**Tableau 7 : Puissance disponible sur les réseaux voisins (MW)**

Hiver	Marché de New York	Marché de Nouvelle Angleterre	Marché de Ontario
2014-15	18246	13296	7728
2019-20	17243	12403	7092

<sup>29</sup> HQD-1, document 1, pages 38 et 44

<sup>30</sup> HQD-1, document 2, pages 180 et 181

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'une nouvelle interconnexion reliant le poste Outaouais à l'Ontario est en service complet depuis le 4 juin 2010 et que la capacité de celle-ci s'élève à 1 250 MW en mode importation<sup>31</sup>. Il ajoute que depuis la mise en service de cette nouvelle interconnexion, la quantité de puissance pouvant être acheminée au Québec a augmenté de manière importante<sup>32</sup>.

On devrait donc s'attendre à ce que le Distributeur prenne en considération cette capacité disponible pour ses achats sur le marché de court terme.

Or, le Distributeur ne considère pas cette possibilité en mentionnant que selon les règles particulières appliquées par l'IESO de l'Ontario, l'énergie achetée auprès des producteurs sur le réseau ontarien peut en tout temps être rapatriée par l'IESO, afin de prioriser l'alimentation de leur charge locale. Ainsi, selon le Distributeur, le caractère rappelable de l'énergie ne permet pas de qualifier les centrales localisées dans cette juridiction au marché de la puissance.<sup>33</sup>

Selon le RNCREQ, étant donné la capacité disponible, il apparaît improbable que l'IESO doive rapatrier de la capacité pour l'alimentation de la charge locale. L'intervenant a donc demandé au Distributeur si d'autres raisons pouvaient justifier de ne pas reconnaître la possibilité de s'approvisionner en puissance garantie à partir de l'Ontario pour la période du Plan. Dans sa réponse, le Distributeur indique qu'il n'y a pas de marché de puissance en Ontario et qu'un grand nombre de producteurs sont liés par contrat avec l'*Ontario Power Authority* et doivent, selon les dispositions de ces contrats, offrir leur production sur le marché interne ontarien.<sup>34</sup> Ces raisons l'amènent à considérer que les approvisionnements en puissance garantie à partir de l'Ontario ne sont pas admissibles.

Le Distributeur ajoute qu'il est cependant possible d'utiliser les interconnexions avec l'Ontario pour transiter la puissance qui proviendrait d'États voisins de l'Ontario, comme ceux du Michigan ou de New York. En effet, le service d'un transit de puissance à travers l'Ontario, à partir d'une zone de réglage tierce ne peut être interrompu afin de prioriser la desserte de la charge locale (« linked wheel »).

Toutefois, selon le Distributeur, ce type de transaction pourrait comporter des risques sur le coût des approvisionnements, reliés au fonctionnement du marché ontarien qui est basé sur des prix distincts par point de transaction (« Locational Marginal Pricing »). Cette option doit donc être réservée aux situations particulières où des ressources planifiées deviennent indisponibles.<sup>35</sup>

Le RNCREQ comprend donc qu'il serait possible d'obtenir de la capacité garantie via l'interconnexion avec l'Ontario à partir d'une source autre que des centrales situées en Ontario. Le risque n'est pas sur l'approvisionnement comme tel, mais sur le prix de celui-ci. Suite à son analyse, le RNCREQ considère que les tableaux montrant le Bilan en

---

<sup>31</sup> HQD-1, document 2, pages 175

<sup>32</sup> HQD-1, document 2, pages 187

<sup>33</sup> HQD-1, document 2, pages 187

<sup>34</sup> HQD-4, document 6, page 9

<sup>35</sup> HQD-1, document 2, page 188 et 189

puissance devraient prendre en considération une contribution plus élevée des marchés de court terme, notamment en provenance du réseau ontarien. Il en résulterait un report de puissance additionnelle requis.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il :

*« [...] entreprendra des démarches avec les réseaux voisins, notamment avec celui de l'Ontario, afin de s'assurer que les règles commerciales applicables au produit de puissance lui permettent d'accéder sans contrainte à ce type de produit. Une telle uniformisation pourrait permettre à tous les producteurs, sans égard au marché où leurs ressources sont localisées, de participer aux marchés de puissance au Québec. À cet égard, le Distributeur souhaiterait être en mesure d'effectuer des achats de puissance ferme sur le marché de l'Ontario et ainsi optimiser l'utilisation de la nouvelle interconnexion de 1 250 MW reliant le poste Outaouais à l'Ontario. Le succès d'une telle initiative pourrait permettre d'ouvrir un éventuel appel d'offres aux fournisseurs localisés sur les marchés de l'Ontario . »<sup>36</sup>*

Le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer ses démarches pour s'assurer qu'il puisse accéder au marché de puissance sur le marché ontarien. Une telle assurance lui permettrait de repousser de plusieurs années les besoins de puissance additionnelle requise montrés aux tableaux 4.2-2 et 4.4-2.37

---

<sup>36</sup> HDQ-1, document 1, page 48

<sup>37</sup> HQD-1, document 1, pages 38 et 44



## **4 AUTOPRODUCTION (MESURAGE NET)**

### **4.1 Mise en contexte**

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 comme on le verra plus loin, malgré le fait que, dans sa Stratégie énergétique, le gouvernement énonce qu'il entend faciliter la production décentralisée d'électricité.

### **4.2 Les conditions en vigueur**

Les conditions en vigueur pour l'autoproduction sont spécifiées dans les tarifs et conditions d'HQD, qui inclut des dispositions permettant à un consommateur domestique ou agricole (tarif D ou DM) ou de petite puissance (tarif G) de devenir autoproducteur d'électricité. Plus spécifiquement, ces options sont inscrites à la section 5 du chapitre 2 (tarif D) et à la section 2 du chapitre 3 (tarif G).

Dans les deux cas, les conditions sont identiques :

- Le client doit être propriétaire et exploitant de l'installation de production d'électricité (art. 2.40, définition de « autoproducteur »);
- La capacité maximale de l'autoproduction ne doit pas être supérieure au moindre de 50 kW, ou de l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement (art. 2.42a);
- L'installation doit être située au même point de livraison que celui visé par l'abonnement (art. 2.42b);
- La source d'énergie doit être uniquement de l'énergie éolienne, photovoltaïque, hydroélectrique, géothermique ou de bioénergie (biogaz ou résidus de biomasse forestière) (art. 2.42c);
- Lorsque la consommation nette est négative pour une période de consommation, le surplus résultant s'ajoute à la « banque de surplus » du client. Lorsque la consommation nette est positive, l'électricité livrée est déduite de la banque de surplus (art. 240, définition de « banque de surplus »);
- La banque de surplus est ramenée à zéro chaque 24 mois (art. 2.45).

Ces conditions découlent de la décision D-2006-28, du dossier R-3551-2004 (Demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de service liées à l'autoproduction d'électricité).

Dans cette même décision, la Régie précise que le total des équipements d'autoproduction raccordés au réseau du Distributeur ne doit pas excéder 3 400 kW :

*« Cette contrainte découle de la limite imposée au Distributeur par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le Transporteur) qui permet de raccorder à son réseau des équipements de production sans protection de fréquence pour un total de 100 MW. Puisque la puissance des équipements ainsi installés à ce jour totalise 96,6 MW, le Distributeur n'a qu'une marge de 3 400 kW pour l'intégration de l'ensemble des petites productions sur son réseau, dont les équipements d'autoproduction. Le Distributeur indique qu'au-delà de la limite de 3 400 kW, le Transporteur lui demandera le délestage d'une charge équivalente à la capacité des équipements qui ne respectent pas ses normes. À titre de suivi, la Régie demande au Distributeur de l'informer lorsque cette limite sera atteinte. »* (p. 5) (nos soulignés)

L'ensemble de ces conditions reflète les préoccupations émises par HQD dans sa requête :

- HQD avait demandé que l'éligibilité soit limitée aux sources renouvelables, en excluant les filières à partir de combustibles fossiles<sup>38</sup>. Il précise ensuite la liste précise qui se trouve aujourd'hui dans ses Tarifs et conditions<sup>39</sup>. Aucune explication n'est fournie pour les énergies renouvelables qui se trouvent exclues de cette liste, dont notamment l'électricité produite par un cycle thermique, dont la chaleur provient soit de l'énergie solaire, soit de la combustion de la biomasse autre que la biomasse forestière.
- Pour comprendre la limite de 3 400 kW, il est nécessaire de faire référence à la preuve d'HQD dans le dossier R-3551-2004. Dans sa preuve amendée, le Distributeur explique que<sup>40</sup> :

*« [L]e réseau de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie a la particularité d'être exploité à l'intérieur d'une plage de fréquence plus étendue que celle des autres réseaux d'Amérique du Nord. Ainsi, par exemple, le premier seuil de délestage de charge en sous-fréquence est réglé à 58,5 Hz sur le réseau de TransÉnergie, alors qu'il est de 59,3 Hz pour les autres réseaux du NERC. Les équipements d'autoproduction qu'on trouve dans*

---

<sup>38</sup> R-3551-2004, HQD-1, doc. 1 (rév.), p. 10.

<sup>39</sup> Ibid, p. 17.

<sup>40</sup> Ibid., p. 11.

*le commerce sont conçus et certifiés en fonction des plages de fréquence généralement respectées par les réseaux du NERC (sauf celui de TransÉnergie). »*

Ainsi, la préoccupation du Transporteur semble être à l'effet que les mesures de protection des équipements de production « qu'on trouve dans le commerce » déclencheraient lorsque la fréquence du réseau baisse au-delà de 59,3 Hz, fréquence qui est tolérée par le réseau de TransÉnergie.

Soulignons par ailleurs que les 96,6 MW installées auxquelles fait référence la décision consistent de différents équipements de production dont les fonctions de protection en fréquence étaient réglées à des seuils de déclenchement plus serrés que ceux de TransÉnergie. HQD ne spécifie pas la nature de ces équipements, mais ils ne font pas partie du programme de Mesurage net :

*« Dans le passé, TransÉnergie a permis le raccordement, à son réseau, d'équipements de production dont les fonctions de protection en fréquence étaient réglées à des seuils de déclenchement plus serrés, par rapport à ses exigences usuelles, pour un total de 100 MW. À ce jour, la puissance des équipements ainsi installés totalise 96,6 MW. Il reste donc une marge de manœuvre de quelque 3 400 kW, que le Distributeur peut utiliser pour l'intégration de l'ensemble des petites productions sur son réseau — dont les futurs équipements d'autoproduction »<sup>41</sup>.*

- Les choix de n'offrir aucune compensation pour des surplus, et de remettre à zéro la banque de surplus pour chaque client chaque 24 mois découlent de l'affirmation suivante<sup>42</sup> :

Les modalités tarifaires proposées ne visent qu'à faciliter l'autoproduction et non à acquérir des approvisionnements. Conséquemment, elles ont pour prémisses que l'autoproduction ne vise qu'à combler, partiellement ou totalement, les besoins du client et non à vendre des surplus de production au Distributeur<sup>5</sup>.

Or, malgré le surplus actuel du Distributeur, il demeure que l'autoproduction est une source d'approvisionnements du Distributeur, même si sa raison d'être peut être plus liée aux bénéfices sociétaux qu'aux besoins du Distributeur. Dans la mesure où l'autoproduction prend l'ampleur – ce qui est souhaité par la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec, tel qu'expliqué à la section prochaine –, son apport devient inévitablement un élément du Plan d'approvisionnement.

---

<sup>41</sup> Ibid., pages 11-12.

<sup>42</sup> Ibid., p. 15-16.

### 4.3 La stratégie énergétique du gouvernement (2006)

Dans sa stratégie énergétique, le gouvernement du Québec a annoncé en 2006 son intention de favoriser la production décentralisée, en allant beaucoup plus loin que le programme de mesurage net déjà en place. Il mérite de citer au long le passage en question<sup>43</sup> :

«

#### **5) UNE RÉGLEMENTATION INCITATIVE POUR FAVORISER L'INITIATIVE PRIVÉE**

*Il importe pour le gouvernement que les particuliers comme les entreprises puissent investir dans les nouvelles technologies énergétiques, et qu'ils fassent ainsi profiter la collectivité des initiatives prises en ce sens.*

*À cette fin, le gouvernement annonce deux initiatives majeures.*

- *En premier lieu, le gouvernement entend faciliter la production décentralisée d'électricité.*

*Le gouvernement est convaincu qu'en matière de promotion des nouvelles technologies énergétiques, il faut aussi faire confiance à l'initiative de chacun, entreprises comme particuliers. Le gouvernement souhaite ainsi favoriser la production décentralisée d'électricité, notamment l'autoproduction, ainsi que la production de petite envergure.*

- *La Régie de l'énergie vient d'analyser une demande d'approbation de modalités tarifaires et de conditions de service déposée par Hydro-Québec et liée à l'autoproduction d'électricité. Dans sa décision du 9 février 2006, la Régie de l'énergie a approuvé diverses dispositions permettant de faciliter l'autoproduction. ...*

*Le gouvernement veut aller encore plus loin, et faire en sorte que les particuliers et les entreprises qui le souhaitent puissent vendre à Hydro-Québec l'excédent de leur production sur leur consommation. À partir des balises que définira la Régie, Hydro-Québec reçoit donc le mandat d'aller rapidement de l'avant et d'offrir à ses clients cette nouvelle façon de contribuer, de la façon la plus décentralisée qui soit, à la satisfaction de nos besoins énergétiques collectifs.*

- *Le gouvernement souhaite également ouvrir la voie à la petite production d'électricité à partir d'équipements ayant une puissance inférieure à 1 MW. Cette disposition a pour objectif de permettre à des PME et à des coopératives de réaliser des projets de production d'énergie de petite capacité, sans pour autant avoir à répondre à un appel d'offres spécifique d'Hydro-Québec.*

*Hydro-Québec reçoit donc le mandat de déposer à la Régie de l'énergie un programme d'achat d'électricité auprès de petits producteurs, et cela, d'ici 2007. Le gouvernement s'attend à ce que la petite production d'électricité favorise la mise en valeur de plusieurs nouvelles technologies énergétiques, telles les technologies utilisant la biomasse. Ce type de production décentralisée se prête effectivement très bien à la valorisation*

---

<sup>43</sup> L'énergie pour construire le Québec de demain : Stratégie énergétique du Québec 2006-2015, pages 77-78.

*énergétique des petites quantités de rebuts forestiers ainsi qu'à la production et à la valorisation de biogaz à partir de petits sites d'enfouissement ou d'exploitations agricoles ». (nos soulignés)*

Ainsi, le gouvernement donne deux mandats à Hydro-Québec :

- De permettre aux individus et aux entreprises de vendre leurs surplus à Hydro-Québec qui, « à partir des balises que définira la Régie ... reçoit le mandat d'aller rapidement de l'avant et d'offrir à ses clients cette nouvelle façon de contribuer, de la façon la plus décentralisée qui soit, à la satisfaction de nos besoins énergétiques collectifs ».
- D'ouvrir la voie à la petite production d'électricité à partir des équipements ayant une puissance inférieure à 1 MW, soit de déposer à la Régie de l'énergie un programme d'achat d'électricité auprès de petits producteurs, et cela, d'ici 2007.

À l'égard de ce deuxième objectif, le Législateur a modifié la Loi sur la Régie de l'énergie avec l'ajout de l'art. 74.3, comme suit<sup>44</sup> :

*74.3. Malgré les articles 74.1 et 74.2, le distributeur d'électricité peut, dans le cadre d'un programme d'achat d'électricité provenant d'une source d'énergie renouvelable dont les modalités ont été approuvées par la Régie, acheter de l'électricité d'un client dont la production excède sa propre consommation ou d'un producteur, sans être tenu à la procédure d'appel d'offres. Le présent article ne s'applique qu'à l'égard de l'électricité produite à partir d'une installation dont la capacité maximale de production est fixée par règlement du gouvernement.*

Toutefois, le règlement devant fixer la capacité maximale de production n'a jamais été adopté. Certains intervenants ont suggéré différentes façons de contourner ce fait<sup>45</sup>, mais le RNCREQ ne prend pas de position sur cette question en ce moment, vu la décision procédurale de la Régie (D-2011-11, pages 16-17).

#### **4.4 L'adhésion au programme Mesurage net**

Des données fournies par Hydro-Québec en 2010 sur l'adhésion au programme Mesurage net ont été publiées récemment dans une thèse de maîtrise de l'Université de Sherbrooke<sup>46</sup>. Selon ces informations, il y a seulement quatorze (14) clients inscrits au Programme Mesurage net, pour un total de 33,4 kW installés. Onze (11) de ces

---

<sup>44</sup> *Loi concernant la mise en œuvre de la stratégie énergétique du Québec et modifiant diverses dispositions législatives* (2006, c. 46)

<sup>45</sup> Voir par exemple les Observations du FCEI en R-3629-07.

<sup>46</sup> Marie-Michèle Paradis, *Analyse de la réglementation entourant l'implantation d'infrastructures d'énergies renouvelables en milieu urbain*, Thèse de maîtrise, Université de Sherbrooke, janvier 2011.

producteurs ont des installations solaires, avec une puissance installée moyenne de 2,3 kW. Deux (2) producteurs ont des installations éoliennes, d'une puissance installée 1,8 kW chacun. Il y a aussi une installation hybride éolienne-solaire, avec une puissance installée de 4,3 kW, telle que l'indique le tableau suivant, tiré de la thèse<sup>47</sup>.

Villes où se trouvent les autoproducteurs participant au programme « Mesurage Net » <sup>1</sup>	Type d'équipement	Puissance (kW)
<b>Kirkland</b>	<b>Solaire</b>	<b>0,8</b>
<b>Otterburn Park</b>	<b>Solaire</b>	<b>2,7</b>
Brossard	Solaire	1,9
Gatineau	Solaire	2
Baie-d'Urfé	Solaire	1,8
Saint-Basile-Le-Grand	Solaire	1,3
Sallaberry-de-Valleyfield	Solaire et éolien	4,3
Carignan	Solaire	5,7
St-Damase-de-Matapédia	Éolien	1,8
New Richmond	Solaire	1,9
Eastman	Solaire	2,9
St-Prime	Éolien	1,8
Baie St-Paul	Solaire	1
St-Martyrs-Canadiens	Solaire	3,4
<b>Total</b>		<b>33,3</b>

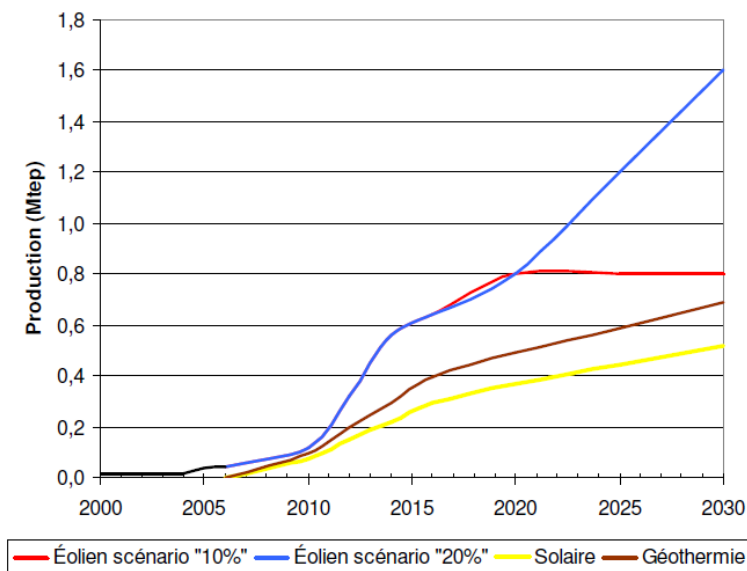
(Inspiré de Hydro-Québec, 2010)

## 4.5 Potentiels

Quoique plusieurs entités s'intéressent au développement des énergies décentralisées au Québec, il n'existe, à notre connaissance, aucun inventaire fiable du potentiel de ces énergies décentralisées. Mentionnons toutefois l'étude « État et perspectives énergétiques mondiale et québécoise », réalisée par M. Patrick Déry en avril 2008. Cette étude produit le graphique suivant, comme indication du potentiel d'énergies décentralisées au Québec.

<sup>47</sup> Ibid., p. 25.

#### Autres productions disponibles au Québec



Selon ce graphique, le potentiel d'énergie solaire à l'horizon de 2020 serait d'environ 0,35 Mtep (4 TWh), et celui pour l'énergie éolienne (décentralisée) serait de 0,8 Mtep (9,3 TWh).

#### 4.6 La modification des conditions du programme de mesurage net

Avec seulement 33,3 kW inscrits après quatre ans d'existence du programme de Mesurage net, il est évident que ce programme, tel que constitué actuellement, n'attire pas beaucoup d'intérêt. Étant donné l'importance donnée à ce sujet dans la Stratégie énergétique du gouvernement, il importe donc d'examiner si les conditions du programme pourraient être assouplies.

De toute évidence, ce n'est pas pour manque d'intérêt sur les énergies décentralisées. À titre d'exemple, le Ministère d'Affaires municipales, Régions et Occupation du territoire (MAMROT) a créé un Groupe de travail sur le Milieu rural comme producteur d'énergie, qui poursuit comme mandat « l'identification des potentiels des communautés rurales en matière de production d'énergies nouvelles et renouvelables de façon à en favoriser la mise en valeur pour en optimiser les retombées dans ces collectivités »<sup>48</sup>.

Il est raisonnable de croire que la faible adhésion au programme découle du moins en partie de ses multiples contraintes, qui limitent fortement le bassin de clients intéressés. Le RNCREQ considère donc que l'adhésion au programme de mesurage net pourrait être sensiblement améliorée – en conformité avec les objectifs de la stratégie énergétique du gouvernement – en assouplissant certaines des conditions d'application du programme.

<sup>48</sup> <http://www.mamrot.gouv.qc.ca/developpement-regional-et-rural/ruralite/groupe-de-travail/milieu-rural-comme-producteur-denergie/presentation/>

Nous présentons ici un survol des enjeux à considérer.

#### **4.6.1 Propriétaire et exploitant**

Selon les conditions en vigueur, le client du programme de Mesurage net doit non seulement être le seul utilisateur de l'ensemble de l'énergie produite par l'installation (tenant compte de la banque de surplus), mais aussi être son propriétaire et son exploitant. Dans le cas d'une installation de panneaux solaires sur le toit d'une maison unifamiliale, ces trois conditions sont évidemment remplies.

Toutefois, il est facile d'imaginer des situations où ces conditions seraient problématiques. Imaginons, par exemple, un agriculteur qui achète un biodigester et signe un bail pour louer un système pour produire de l'électricité avec le biogaz produit. Selon les conditions en vigueur, cet agriculteur ne serait pas éligible de participer dans le programme de Mesurage net. Selon le RNCREQ, le fait d'être propriétaire ou non des équipements de production d'électricité n'est pas nécessairement pertinent à l'éligibilité au programme.

#### **4.6.2 Quantité maximale**

Selon le programme actuel, la puissance installée des installations d'autoproduction ne peut excéder la puissance maximale prévue dans l'abonnement, soit 50 kW, ou l'estimation de la puissance maximale appelée de l'abonnement. Cette condition constitue une limitation importante pour des filières intermittentes (p. ex. éolien et solaire). Même si, par exemple, une installation éolienne de 75 kW ne produisait en moyenne que 25 kW ou moins, selon les caractéristiques du site, elle ne pourrait pas être installée dans le cadre du programme.

Étant donné que la vente d'électricité d'un producteur à un consommateur est interdite, cette exclusion fait en sorte qu'il est en toute fin pratique impossible de procéder à l'installation d'une telle turbine éolienne au Québec (sauf en fonction d'un achat d'HQD après appel d'offres), même si le propriétaire était prêt à absorber les coûts d'intégration, le cas échéant.

Or, plusieurs compagnies québécoises œuvrent dans le développement de la filière de la petite éolienne. Dans le contexte actuel, ces compagnies doivent aller hors Québec pour procéder à des projets pilotes, ce qui va à l'encontre de l'intention clairement exprimée du gouvernement de favoriser l'innovation à l'égard des énergies renouvelables.

Il va de soi que l'interconnexion avec le réseau doit être en mesure d'accueillir la pleine puissance installée. Cela dit, le RNCREQ considère qu'il y a lieu de revoir cette limite maximale de puissance pour le programme de Mesurage net.



### **4.6.3 Les énergies éligibles**

La preuve de HQD dans le dossier R-3551 mentionne les sources d'énergie qui sont éligibles, mais ne précise pas pourquoi certaines filières renouvelables, dont notamment le solaire thermique (production d'électricité) ou les différentes technologies utilisant la biomasse (autre que les résidus forestiers), devraient être exclues du programme de Mesurage net. Cette exclusion fait en sorte que les opportunités d'innovation à l'égard de l'utilisation aux fins énergétiques de déchets agricoles ou même municipaux, sauf par la voie du biogaz, sont sévèrement limitées. Encore une fois, le mesurage net est la seule voie ouverte pour ces technologies de petite échelle.

### **4.6.4 La limite de 3 400 kW pour le programme**

Dans le dossier R-3551-2004, il est mentionné que le Distributeur et le Transporteur continuent de participer à l'élaboration des normes ACNOR afin que celles-ci prennent en compte les particularités du réseau du Transporteur<sup>49</sup>.

Il serait important de vérifier si les conditions mentionnées en 2006 pour justifier cette limite sont toujours valables et, le cas échéant, d'explorer des solutions qui permettraient d'augmenter ce plafond.

De plus, cette limite se base sur la présomption que l'ensemble des équipements installés par des autoproducteurs comporterait des seuils de déclenchement plus serrés que ceux de TransÉnergie. Quoique cela peut être vrai pour des onduleurs disponibles « sur tablettes » pour des systèmes photovoltaïques résidentiels, ce n'est pas nécessairement le cas pour les équipements éoliens, de biomasse, ou autres.

Toutefois, étant donné le fossé énorme qui sépare les 33,3 kW installés en vertu du programme aujourd'hui des 3 400 kW permis, cette question demeure pour l'instant théorique.

### **4.6.5 La remise à zéro de la banque de surplus**

Aucune justification n'a été présentée en 2006 pour la proposition de remettre la banque de surplus à zéro chaque 24 mois, qui constitue sans doute un frein réel à l'adhésion au programme de mesurage net. Dans d'autres juridictions, on constate l'utilisation d'approches moins punitives, allant du maintien permanent du solde, à la contribution des excédents à des programmes pour aider les ménages à faible revenu, jusqu'au paiement du solde au coût évité<sup>50</sup>.

---

<sup>49</sup> R-3551-2004, HQD-1, document 1 révisé, page 12

<sup>50</sup> Pour des exemples, voir notamment les publications de l'Interstate Renewable Energy Council, dont *Model Net Metering Rules* (page 3) et *The Intersection of Net Metering and Retail Choice : An Overview of Policy, Practice and Issues* (2010).

## 4.7 Conclusion

Le RNCREQ considère que le programme de Mesurage net répond non seulement à l'intérêt individuel de chaque consommateur qui y adhère, mais aussi à la collectivité, tel que l'explique la Stratégie énergétique du gouvernement du Québec. Cet intérêt collectif a plusieurs aspects, dont :

- Promouvoir l'innovation au Québec
- Favoriser l'implication des citoyens et d'entreprises dans leur propre approvisionnement en électricité
- Permettre aux régions rurales de mettre en valeur ses ressources énergétiques

Toutefois, le bilan de ce programme, avec seulement 11 inscriptions pour un total de 33,3 kW après quatre ans d'opération, indique qu'il n'est pas à la hauteur des besoins de la société à cet égard.

Selon le RNCREQ, quoique le programme de Mesurage net fasse nécessairement partie du Plan d'approvisionnement, ce dossier n'est pas le forum approprié pour déterminer les modifications appropriées du programme. Étant donné que les paramètres du programme sont fixés dans les Tarifs et conditions et dans les Conditions de service du Distributeur, il s'agit d'une problématique de nature tarifaire. Toutefois, une cause tarifaire n'est pas nécessairement le forum le plus approprié pour en traiter non plus. En effet, la Régie avait créé le dossier R3551-2004 spécifiquement pour étudier les paramètres d'un tel programme.

Suite à son analyse, 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. Il serait souhaitable, dans le cadre de ce même dossier, de faire le point également sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé « prématuré » lors du dossier R-3551-2004.

## 5 RESEAUX AUTONOMES : PERTES ELECTRIQUES

Dans une décision antérieure, la Régie mentionne :

*« [...] Toutefois, la Régie constate qu'en 2006, le taux de pertes global était de 16,4 % pour l'ensemble des réseaux autonomes à l'exclusion de celui de Schefferville. Les services auxiliaires comptaient pour environ 6,5 % des ventes et l'usage interne pour 0,8 %, ce qui donne par différence un taux de pertes de distribution d'environ 9 %. La Régie juge élevés ces taux de pertes.*

*La Régie demande au Distributeur de présenter, lors du plan d'approvisionnement 2011-2020, les taux de pertes globaux de chacun des réseaux autonomes pour l'année 2009, en distinguant les services auxiliaires, l'usage interne et les pertes de distribution d'électricité et de fournir les raisons expliquant leur niveau ».<sup>51</sup>*

En réponse à cette demande de la Régie, le Distributeur fournit le tableau A-5.1<sup>52</sup> avec les explications suivantes :

*« Les pertes électriques de chacun des réseaux autonomes sont déduites de l'écart entre la production et les ventes, duquel l'usage interne et les services auxiliaires sont retranchées.*

*Les pertes sont fonction des caractéristiques du réseau en place :*

- la longueur du réseau de distribution et de transport (s'il y a lieu);*
- les caractéristiques des équipements installés (par exemple les transformateurs) ;*
- la tension et la charge sur le réseau.*

*Les pertes électriques sont aussi tributaires des problèmes de mesurage ou de comptabilisation d'un ou de plusieurs des éléments suivants : les ventes, la production, l'usage interne et les services auxiliaires. Par exemple, un retard dans la facturation de certains clients peut entraîner des pertes électriques trop élevées une année et en revanche, des pertes électriques trop faibles ou même négatives l'année suivante.*

---

<sup>51</sup> D-2008-133 page 48

<sup>52</sup> HQD-2, document 2, page 36

*Sur l'ensemble des réseaux, le taux de pertes global de distribution et de transport pour l'année 2009 est de 8,0 %. Toutefois, celui-ci varie grandement d'un réseau à un autre. Il est à noter que cette variabilité est neutralisée lors de l'établissement de la prévision puisque le passage de ventes prévues à la production prévue d'un réseau se base sur une moyenne historique globale considérant les pertes électriques, la consommation des services auxiliaires et l'usage interne des dernières années ».*<sup>53</sup>

Le RNCREQ entend examiner globalement les informations fournies par le Distributeur et accorder une attention particulière aux réseaux de Schefferville et Lac-Robertson.

### **5.1 Analyse globale (SECTION AMENDÉE)**

Une analyse du tableau A-5.1 permet de constater qu'il y a une grande diversité du taux de pertes sur les réseaux autonomes. Cette grande diversité apparaît autant pour les *Services auxiliaires* et l'*Usage interne* que pour les pertes sur le réseau.

Selon le Distributeur, ceci peut s'expliquer par des problèmes de mesurage ou de facturation.

Le RNCREQ a voulu valider cette information en demandant au Distributeur de déposer un tableau semblable au tableau A-5.1 pour chacune des années depuis 2005. Le Distributeur a d'abord refusé de fournir ces informations, mais suite à une ordonnance de la Régie, il a déposé les tableaux sous la forme demandée par le RNCREQ.

À partir de ces informations, le RNCREQ a pu comparer le taux des pertes annuelles, et il lui a été également possible d'évaluer le taux des pertes globales sur une période de 5 ans, ce qu'il estime être suffisant pour annuler les problèmes de mesurage ou de facturation.

Le tableau suivant présente cette information. Il inclut également la valeur des ventes + usage interne.

---

<sup>53</sup> HQD-2, document 2, page 35

**Tableau 8 : Taux de pertes électriques en %, calculés sur de la somme des ventes et de l'usage interne**

	2005	2006	2007	2008	2009	moyenne pondérée	ventes + usage interne GWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	6,8%	5,2%	5,3%	1,4%	5,1%	4,7%	805,06
Île-d'Entrée	25,6%	24,0%	21,7%	18,1%	24,1%	22,7%	4,1
<b>Sous-total</b>	<b>6,9%</b>	<b>5,3%</b>	<b>5,4%</b>	<b>1,5%</b>	<b>5,2%</b>	<b>4,8%</b>	<b>809,16</b>
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	4,5%	19,9%	-5,4%	2,0%	4,0%	4,2%	11,25
Aupaluk	5,9%	10,9%	-2,5%	-2,5%	-19,6%	-2,7%	5,82
Inukjuak	4,7%	3,9%	9,1%	-0,4%	3,0%	3,9%	35,78
Ivujivik	-5,0%	-7,0%	2,1%	5,7%	-8,0%	-2,7%	7,39
Kangiqsualujjuaq	2,8%	3,7%	2,2%	-2,6%	4,2%	2,0%	18,55
Kangiqsujuaq	9,5%	27,8%	-10,8%	6,3%	-0,6%	4,6%	14,86
Kangirsuk	-1,8%	9,5%	-3,2%	1,0%	3,3%	1,6%	13,9
Kuujuuaq	6,6%	14,0%	-0,2%	1,3%	6,7%	5,3%	74,06
Kuujuarapik	6,5%	11,5%	-1,8%	6,0%	4,4%	5,1%	45,46
Puvirnituq	6,4%	7,4%	-0,1%	-3,7%	7,0%	3,1%	36,93
Quaqtaq	-8,0%	22,8%	-22,4%	8,3%	8,2%	-0,6%	9,54
Salluit	-2,7%	-2,8%	8,4%	12,0%	3,7%	3,7%	26,99
Tasiujaq	0,0%	38,7%	0,0%	0,6%	15,8%	9,1%	7,98
Umiujaq	-6,0%	2,3%	8,2%	-4,3%	7,4%	1,3%	9,26
<b>Sous-total</b>	<b>3,6%</b>	<b>9,8%</b>	<b>-0,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>4,4%</b>	<b>3,8%</b>	<b>317,77</b>
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	14,7%	20,7%	11,0%	12,2%	14,6%	14,5%	293,7
La Romaine	0,1%	4,6%	2,8%	2,3%	1,8%	2,3%	61,07
<b>Sous-total</b>	<b>12,1%</b>	<b>17,8%</b>	<b>9,6%</b>	<b>10,6%</b>	<b>12,4%</b>	<b>12,4%</b>	<b>354,77</b>
<b>Anticosti</b>	<b>2,7%</b>	<b>-0,5%</b>	<b>6,2%</b>	<b>0,9%</b>	<b>4,1%</b>	<b>2,7%</b>	<b>21,27</b>
<b>Schefferville</b>			<b>36,9%</b>	<b>23,8%</b>	<b>21,1%</b>	<b>23,7%</b>	<b>71,9</b>
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	1,4%	10,0%	-16,0%	22,9%	6,3%	3,3%	3,9
Opitciwan	1,6%	7,7%	-17,4%	24,3%	5,8%	2,7%	52,8
Wemotaci	1,5%	16,1%	-1,7%	3,3%		4,3%	18,81
<b>Sous-total</b>	<b>1,6%</b>	<b>10,3%</b>	<b>-12,9%</b>	<b>18,2%</b>	<b>5,9%</b>	<b>3,1%</b>	<b>75,51</b>
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>7,1%</b>	<b>9,0%</b>	<b>4,8%</b>	<b>6,1%</b>	<b>8,0%</b>	<b>6,9%</b>	<b>1650,38</b>

*Nota : Il est à signaler que, sur le réseau intégré le taux de pertes a été de 2,9% pour l'année 2009<sup>54</sup>.*

On peut constater que le taux de perte est particulièrement élevé pour le réseau du Lac-Robertson et le réseau de Schefferville. Ces deux cas sont traités spécifiquement dans les sections suivantes.

<sup>54</sup> Rapport annuel du Distributeur, HQD-3, document 1.2, page 5

Par ailleurs, il y a lieu de signaler que certains réseaux du Nunavik (Aupaluk, Ivujivik et Quaqtak) montrent un taux global de pertes électriques négatif sur la période 2005-2009, ce qui est incongru et qui, de l'avis du RNCREQ, requiert des explications.

Le tableau suivant montre le taux de pertes sur les réseaux autonomes par régions pour la période 2005-2009, mais excluant le réseau de Lac-Robertson et celui de Schefferville.

**Tableau 9 : Taux de pertes sur les réseaux autonomes selon les régions pour la période 2005-2009.**

Région	Taux de pertes
Îles-de-la-Madeleine	4,8%
Nunavik	3,8%
Basse-Côte-Nord	2,3% (excluant Lac-Robertson)
Anticosti	2,7%
Haute-Mauricie	3,1%
<b>Ensemble des réseaux</b>	<b>4,3%</b>

Pour l'ensemble des réseaux, le taux global moyen est de 4,3%.

Le RNCREQ constate que le taux moyen est de 4,8% sur le réseau des Îles-de-la-Madeleine, ce qui est beaucoup plus élevé que le taux observé sur le réseau intégré pour l'année 2009 (2,9%)<sup>55</sup>.

Le taux moyen de pertes apparaît également élevé sur certains réseaux du Nunavik où on observe des taux au-dessus de 3,5%, soit 20% de plus que le taux du réseau intégré.

Selon le RNCREQ, de tels écarts entre les taux de pertes dans les réseaux autonomes par rapport au réseau intégré méritent une attention particulière. Il estime qu'il est d'abord nécessaire d'identifier correctement les causes de ces pertes afin de pouvoir proposer les correctifs appropriés, le cas échéant.

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

À cet effet, le RNCREQ suggère que le Distributeur réalise des 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. Ce taux serait comparé au taux réel des pertes mesurées et le cas échéant, des explications devraient être fournies.

---

<sup>55</sup> Idem

À titre de référence, le RNCREQ signale que ce type de simulation peut se faire avec un logiciel comme celui de CYMDIST<sup>56</sup>, mais il est convaincu que le Distributeur dispose sûrement d'un logiciel lui permettant d'effectuer de semblables simulations.

Par ailleurs, l'analyse du taux de la consommation des services auxiliaires permet de constater que le taux annuel de chacun des réseaux est assez stable sur la période de 2005-2009, mais qu'il varie beaucoup d'un réseau à l'autre.

Le tableau suivant présente le taux annuel ainsi que le taux moyen pondéré de la consommation des services auxiliaires pour chacun des réseaux autonomes sur la période 2005-2009. À titre informatif, il présente également le total des ventes + usage interne sur cette période.

---

<sup>56</sup> [www.cyme.com](http://www.cyme.com)

**Tableau 10 : Taux de consommation des services auxiliaires en % de la somme des ventes et de l'usage interne**

**Services auxiliaires en % de la somme des ventes et de l'usage interne**

	2005	2006	2007	2008	2009	moyenne pondérée	ventes + usage interne GWh
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>							
Cap-aux-Meules	8,6%	8,7%	8,1%	7,3%	7,6%	8,0%	805,06
Île-d'Entrée	0,0%				0,0%	0,0%	4,1
<b>Sous-total</b>	<b>8,6%</b>	<b>8,6%</b>	<b>8,1%</b>	<b>7,2%</b>	<b>7,6%</b>	<b>8,0%</b>	<b>809,16</b>
<b>Nunavik</b>							
Akulivik	6,5%	7,7%	5,4%	6,4%	7,2%	6,6%	11,25
Aupaluk	6,9%	5,9%	5,0%	5,0%	5,1%	5,5%	5,82
Inukjuak	3,5%	3,5%	3,2%	3,3%	4,9%	3,7%	35,78
Ivujivik	7,2%	7,0%	7,8%	7,8%	6,3%	7,2%	7,39
Kangiqsualujuaq	5,0%	5,1%	4,9%	4,6%	4,5%	4,8%	18,55
Kangiqsujuaq	5,4%	5,8%	3,4%	4,7%	4,0%	4,5%	14,86
Kangirsuk	5,1%	5,4%	4,3%	4,1%	3,6%	4,5%	13,9
Kuujuaq	2,0%	2,4%	2,2%	1,9%	1,8%	2,1%	74,06
Kuujuarapik	4,9%	4,7%	4,1%	4,3%	4,1%	4,4%	45,46
Puvirnituaq	4,5%	4,2%	3,7%	3,1%	3,5%	3,8%	36,93
Quaqtaq	4,5%	6,7%	4,1%	6,1%	6,0%	5,3%	9,54
Salluit	5,3%	5,5%	5,4%	5,3%	4,8%	5,2%	26,99
Tasiujaq	3,7%	6,3%	5,0%	4,4%	5,4%	4,9%	7,98
Umiujaq	8,7%	9,9%	9,9%	8,5%	8,5%	9,1%	9,26
<b>Sous-total</b>	<b>4,3%</b>	<b>4,6%</b>	<b>3,9%</b>	<b>3,9%</b>	<b>4,1%</b>	<b>4,1%</b>	<b>317,77</b>
<b>Basse-Côte-Nord</b>							
Lac-Robertson	3,1%	3,3%	2,8%	2,8%	2,8%	3,0%	293,7
La Romaine	3,5%	3,4%	3,0%	3,5%	3,3%	3,3%	61,07
<b>Sous-total</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,3%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,9%</b>	<b>2,9%</b>	<b>3,0%</b>	<b>354,77</b>
Anticosti	6,3%	6,4%	6,4%	6,6%	6,1%	6,3%	21,27
Schefferville			15,6%	4,6%	4,6%	5,6%	71,9
<b>Haute-Mauricie</b>							
Clova	2,9%	2,9%	2,0%	2,9%	2,5%	2,6%	3,9
Opitciwan	3,0%	2,7%	2,0%	3,1%	2,9%	2,7%	52,8
Wemotaci	5,4%	6,1%	4,7%	4,6%		5,2%	18,81
<b>Sous-total</b>	<b>3,8%</b>	<b>3,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3,6%</b>	<b>2,8%</b>	<b>3,3%</b>	<b>75,51</b>
<b>Réseaux autonomes</b>	<b>6,2%</b>	<b>6,4%</b>	<b>5,9%</b>	<b>5,3%</b>	<b>5,5%</b>	<b>5,9%</b>	<b>1650,38</b>

Ainsi on peut voir que des taux moyens s'avèrent aussi élevés que 9,1% et 8% à Umiujaq et à Cap-aux-Meules, et qu'on dénombre des taux compris entre 2% et 4% pour d'autres réseaux. Selon le RNCREQ, ces écarts méritent des explications de la part du Distributeur.



De façon générale on peut également constater que le taux moyen de consommation des services auxiliaires des réseaux alimentés par des groupes diesel est semblable au taux moyen des pertes électriques de ces mêmes réseaux, sauf pour le réseau de Cap-aux-Meules où il est près de 70% plus élevé. Selon le RNCREQ, il serait pertinent que le Distributeur explique cette situation.

## **5.2 Pertes sur le réseau de Schefferville (SECTION AMENDÉE)**

Le niveau des pertes électriques sur le réseau de Schefferville est particulièrement élevé : pour l'année 2009, il est de 25,6 % en considérant l'ensemble des pertes et de 21,1% si on exclut les besoins des services auxiliaires et de l'usage interne<sup>57</sup>. Pour la période 2007-2009, le taux moyen est même plus élevé, soit 29,3% en considérant l'ensemble des pertes et 23,7% si on exclut les besoins des services auxiliaires et de l'usage interne, comme cela est indiqué au tableau 8.

En réponse à une demande de renseignement, le Distributeur spécifie que le niveau de pertes de 21,1% inclut les pertes sur le réseau de transport et que la vétusté des équipements de transport et de distribution pourrait aussi expliquer le taux de perte élevé.<sup>58</sup>

Par ailleurs, à une demande de renseignement lui demandant de distinguer les pertes de transport et les pertes de distribution, il mentionne que cette information n'est pas disponible. Il semble également qu'il soit dans l'impossibilité de répondre à une demande de fournir le niveau de pertes attendu avec des équipements neufs. Dans ce dernier cas, il spécifie que le niveau de pertes sera évalué dans le cadre de projets de remplacement d'équipements.<sup>59</sup>

Le RNCREQ considère qu'il est pertinent d'examiner cette question dès maintenant car le taux de pertes peut avoir un impact sur le plan d'approvisionnement du réseau de Schefferville, notamment au niveau de la capacité requise. Cela peut aussi permettre d'assurer une gestion plus efficace du plan de remplacement des équipements.

Ainsi, en se basant sur la méthodologie utilisée par le Transporteur pour l'évaluation des pertes sur la ligne de raccordement de la centrale Touloustouc au réseau du Transporteur<sup>60</sup>, le RNCREQ a calculé quel pourrait être le taux actuel de pertes de transport et quel pourrait être le taux de pertes suite au remplacement des lignes actuelles.

---

<sup>57</sup> HQD-2, document 2, page 36

<sup>58</sup> HQD-3, document 1, page 23

<sup>59</sup> HQD-4, document 6.1, page 3

<sup>60</sup> R-3497-2002, HQT-12, document 1, pages 4 à 6

A titre de comparabilité, il est utile de mentionner que la centrale de Menihek est raccordée radialement au réseau de Schefferville tout comme la centrale Tournoustouc est raccordée radialement au réseau intégré du Transporteur.

Selon les informations fournies dans un dossier antérieur, la centrale de Menihek est raccordée au poste principal de Schefferville par deux lignes à 69 kV, une de 41,8 km et l'autre de 51.9 km. Chacune est munie d'un conducteur de type 4/0 ACSR.<sup>61</sup>

Le tableau suivant montre les pertes électriques d'une ligne à 69 kW d'une longueur de 50 km pour divers types de conducteur et pour des niveaux de transit variant de 5 MW à 10 MW.

---

<sup>61</sup> R-3602-2006 HQD-3, document 1.2, Annexe 2, pages 36 et 37 de l'Audit

**Tableau 11: Évaluation des pertes sur le réseau de transport de Schefferville**

Schefferville ligne à 69 kV

	R p.u.	I p.u.	pertes kW/km	pertes p.u. 50 km	pertes %
conducteur 605 MCM	0,002	0,10	0,00002	0,001	1,00%
		0,09	0,0000162	0,00081	0,90%
		0,08	0,0000128	0,00064	0,80%
		0,07	0,0000098	0,00049	0,70%
		0,06	0,0000072	0,00036	0,60%
		0,05	0,000005	0,00025	0,50%
conducteur 477 MCM	0,002562	0,10	0,00002562	0,001281	1,28%
		0,09	2,07522E-05	0,00103761	1,15%
		0,08	1,63968E-05	0,00081984	1,02%
		0,07	1,25538E-05	0,00062769	0,90%
		0,06	9,2232E-06	0,00046116	0,77%
		0,05	0,000006405	0,00032025	0,64%
conducteur 4/0	0,0058	0,10	0,000058	0,0029	2,90%
		0,09	0,00004698	0,002349	2,61%
		0,08	0,00003712	0,001856	2,32%
		0,07	0,00002842	0,001421	2,03%
		0,06	0,00002088	0,001044	1,74%
		0,05	0,0000145	0,000725	1,45%

Dans le cas du réseau actuel, soit un conducteur de type 4/0 ACSR, les pertes sont de 2,9% pour un transit de 10 MW et de 1,45% pour un transit de 5 MW. Les pertes seraient moins élevées si les deux lignes avaient été considérées, mais l'intervenant a voulu présenter un cas conservateur.

Comme on peut le constater au tableau, les pertes varient selon le niveau de transit sur la ligne. Ainsi, pour obtenir les pertes annuelles en énergie, il faut prendre en considération que les pertes sont moins élevées lorsque la demande diminue. À la même référence (dossier Toulnostouc), le Transporteur a fourni une formule permettant d'évaluer les pertes annuelles en énergie en fonction des pertes à la pointe du transit et du facteur de charge de ce transit. La formule est la suivante<sup>62</sup> :

$$F_p = 0,9 * F_u^2 + 0,1 * F_u.$$

<sup>62</sup> R-3497-2002, HQT-12, document 1, page 6

Dans le cas présent, le facteur de pertes (Fp) est de 26,5% puisque le facteur de charge est de 49%.<sup>63</sup>, qui correspond ici au facteur d'utilisation de la centrale Menihek. Le niveau de pertes en énergie est donc de 1,57%, soit  $(2,9\% * 26,5/49)$

La vétusté des équipements peut faire augmenter ce taux de pertes, mais même en doublant celui-ci, il reste un taux de pertes d'environ 18% pour le réseau de distribution de Schefferville alors que, selon les valeurs du tableau de la **section 5.1**, le taux de pertes moyen est de l'ordre de 5% sur les réseaux de distribution des réseaux autonomes excluant les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson et qu'il a été de 2,9% sur le réseau intégré pour l'année 2009.

Le tableau montre également que le taux de pertes pourrait être réduit si la nouvelle ligne était munie de conducteurs de plus gros calibre. Cependant, le taux de pertes étant faible, le gain serait marginal et il n'est pas évident que cela serait justifié.

Selon le RNCREQ, ces résultats montrent que le taux de pertes observé sur le réseau de Schefferville apparaît très élevé. Selon l'intervenant, des explications plus spécifiques que celles, très générales, fournies par le Distributeur sont requises, comme le demandait d'ailleurs la décision de la Régie mentionnée plus haut.

Comme mentionné à la section précédente, une simulation du fonctionnement du réseau de distribution de Schefferville permettrait de déterminer le taux de pertes techniques auquel il faudrait s'attendre. Le cas échéant, des explications devraient être fournies et celles-ci doivent être présentées avant que tout projet d'ajout de capacité soit présenté.

Ces pertes techniques pourraient aussi justifier l'accélération du plan de remplacement d'équipement.

### **5.3 Pertes sur le réseau de Lac-Robertson (SECTION AMENDÉE)**

Le niveau des pertes électriques est également élevé sur le réseau de Lac-Robertson : pour l'année 2009 il est de 20,4 % en considérant l'ensemble des pertes et de 14,6% si on exclut les besoins des services auxiliaires et de l'usage interne<sup>64</sup>. Pour la période 2005-2009, le taux moyen est sensiblement le même, soit 19,0% en considérant l'ensemble des pertes et 14,5% si on exclut les besoins des services auxiliaires et de l'usage interne, comme cela est indiqué au tableau 8.

En réponse à une demande de renseignement, le Distributeur spécifie que le niveau de pertes de 14,6% inclut les pertes sur le réseau de transport.<sup>65</sup> À une autre question lui

<sup>63</sup> HQD-3, document 1, page 19, ligne Menihek

<sup>64</sup> HQD-2, document 2, page 36

<sup>65</sup> HQD-3, document 1, page 23

demandant de distinguer les pertes de transport et les pertes de distribution, il mentionne que cette information n'est pas disponible.<sup>66</sup>

Le RNCREQ considère qu'il est pertinent d'examiner cette question car le taux de pertes peut avoir un impact sur le plan d'approvisionnement du réseau de Lac-Robertson, notamment au niveau de la capacité requise. Notons par ailleurs que dans le cas de ce réseau, il n'y a pas de plan de remplacement puisque les équipements actuels sont récents

Ainsi, en se basant sur la même méthodologie que celle utilisée à la section précédente pour le réseau de Schefferville, le RNCREQ a calculé quel pourrait être le taux actuel de pertes de transport.

Il est utile de mentionner que la centrale Lac-Robertson est raccordée radialement aux réseaux de St-Augustin et de Blanc-Sablon par une ligne à 69 kV sur une distance d'environ 150 km et par une autre ligne à 69 kV d'environ 20 km pour rejoindre le réseau de La Tabatière. Il s'agit donc encore ici d'une situation semblable à celle du raccordement de la centrale Toulnostouc.

Comme l'intervenant ne dispose pas d'information technique précise concernant ces lignes, il a estimé les distances sur une carte géographique et il a fait le calcul pour trois calibres de conducteurs.

Le tableau suivant montre quel serait les pertes électriques de la ligne à 69 kW (sur 150 km) pour des niveaux de transit variant de 10 MW à 15 MW.

---

<sup>66</sup> HQD-4, document 6.1, page 3

**Tableau 12 : Évaluation des pertes sur le réseau de transport de Lac-Robertson**

Lac-Robertson ligne à 69 kV					
	R p.u.	I p.u.	pertes kW/km	pertes p.u. 150 km	pertes %
conducteur 556,6 MCM	0,002184	0,15	4,9149E-05	0,0073724	4,91%
		0,14	4,2815E-05	0,00642218	4,59%
		0,13	3,6917E-05	0,00553749	4,26%
		0,12	3,1456E-05	0,00471834	3,93%
		0,11	2,6431E-05	0,00396471	3,60%
		0,1	2,1844E-05	0,00327662	3,28%
conducteur 605 MCM	0,002016	0,15	4,9149E-05	0,0073724	4,91%
		0,14	4,2815E-05	0,00642218	4,59%
		0,13	3,6917E-05	0,00553749	4,26%
		0,12	3,1456E-05	0,00471834	3,93%
		0,11	2,6431E-05	0,00396471	3,60%
		0,1	2,1844E-05	0,00327662	3,28%
conducteur 795 MCM	0,00155	0,15	4,5369E-05	0,00680529	4,54%
		0,14	3,9521E-05	0,00592817	4,23%
		0,13	3,4077E-05	0,00511153	3,93%
		0,12	2,9036E-05	0,00435539	3,63%
		0,11	2,4398E-05	0,00365974	3,33%
		0,1	2,0164E-05	0,00302457	3,02%

Comme dans le cas précédent, on constate que le taux de pertes diminue avec le niveau de transit. En calculant le facteur de pertes de la même façon que dans le cas précédent, on obtient un facteur de 27,1% puisque le facteur de charge est de 49,6%.<sup>67</sup>

Ainsi, le niveau de pertes annuelles en énergie serait de 2,68%, (soit  $4,91\% \times 27,1/49,6$ ) pour une ligne munie d'un conducteur de calibre de 605 MCM et un niveau de transit maximum de 15 MW.

En déduisant ce taux du taux global du réseau de Lac-Robertson, on obtient un taux de pertes d'environ 12% pour le réseau de distribution, ce qui est particulièrement élevé par rapport au taux des autres réseaux autonomes (environ 5%) et par rapport au réseau intégré (2,9%).

Selon le RNCREQ, comme dans le cas précédent, ces résultats montrent que le taux de pertes observé sur le réseau de Lac-Robertson est préoccupant. Selon l'intervenant, des explications plus spécifiques sont également requises.

<sup>67</sup> HQD-3, document 1, page 19, ligne Menihek

Comme mentionné à la section précédente, une simulation du fonctionnement du réseau de distribution de Lac-Robertson permettrait de déterminer le taux de pertes techniques auquel il faudrait s'attendre. Le cas échéant, des explications devraient être fournies et celles-ci doivent être présentées avant que tout projet d'ajout de capacité soit présenté.

## 6 RESEAUX AUTONOMES : BESOINS DU RESEAU DE SCHEFFERVILLE

La prévision des besoins des réseaux autonomes est présentée à l'Annexe 7 de HQD-2, document 2. On y retrouve notamment les besoins du réseau des Îles-de-la-Madeleine, du réseau de Lac-Robertson et du réseau de Schefferville.<sup>68</sup>

Le tableau suivant présente la consommation totale et la consommation unitaire des abonnés résidentiels.

**Tableau13: Ventes aux clients résidentiels (GWh)**

	Besoins prévus des Îles de la Madeleine				TABLEAU A-7.1.0.A RÉVISÉ, HQD-2, document 2 révisé, Annexe 7, page 44							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Ventes au résidentiel (GWh)	92,4	93,7	94,9	96,0	97,2	98,4	99,8	101,2	102,5	103,7	105,0	
Nbre d'abonnés résidentiels	6 487	6 543	6 593	6 640	6 685	6 728	6 768	6 805	6 837	6 869	6 894	
Consommation par abonné résidentiel (kWh)	14 244	14 321	14 394	14 458	14 540	14 625	14 746	14 871	14 992	15 097	15 231	
	Besoins prévus de Schefferville				TABLEAU A-7.6.0.A RÉVISÉ, HQD-2, document 2 révisé, Annexe 7, page 68							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Ventes au résidentiel (GWh)	21,2	21,6	22,1	22,7	23,3	23,9	24,5	25,2	25,9	26,6	27,4	
Nbre d'abonnés résidentiels	555	566	578	591	604	617	631	645	660	675	691	
Consommation par abonné résidentiel (kWh)	38 198	38 163	38 235	38 409	38 576	38 736	38 827	39 070	39 242	39 407	39 653	
	Besoins prévus de Lac Robertson				TABLEAU A-7.3.1.A RÉVISÉ, HQD-2, document 2 révisé, Annexe 7, page 62							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	
Ventes au résidentiel (GWh)	39,2	39,7	40,1	40,5	40,8	41,4	42,0	42,5	42,9	43,2	43,5	
Nbre d'abonnés résidentiels	1 832	1 839	1 842	1 849	1 856	1 865	1 876	1 882	1 882	1 878	1 874	
Consommation par abonné résidentiel (kWh)	21 397	21 588	21 770	21 904	21 983	22 198	22 388	22 582	22 795	23 003	23 212	

En ce qui concerne la consommation unitaires du réseau des Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur précise que la proportion des clients résidentiels qui se chauffent à l'électricité est d'environ 50%. Il ajoute que, pour l'année 2010, la consommation unitaire moyenne de l'ensemble des clients résidentiels qui se chauffent à l'électricité est de 18200 kWh alors qu'elle est de 9300 kWh pour ceux qui ne se chauffent pas à l'électricité.<sup>69</sup> On peut donc conclure que le chauffage électrique occasionne une consommation d'environ 9000 kWh.

Par ailleurs, on peut observer que la consommation unitaire des clients résidentiels du réseau de Lac-Robertson est de 21 397 kWh, ce qui est semblable à celle des clients du réseau des Îles-de-la-Madeleine qui se chauffent à l'électricité. En supposant que la différence est due au chauffage, cela implique une consommation unitaire d'environ 12 000 kWh pour les besoins de chauffages des clients du réseau de Lac-Robertson.

<sup>68</sup> HQD-2, document 2, Annexe 7, pages 44, 62 et 68 respectivement

<sup>69</sup> HQD-4, document 1.1, page 9



Par contre, il est à remarquer que la consommation des clients résidentiels du réseau de Schefferville est de 38 198 kWh, soit 16 801 kWh de plus que ceux du réseau de Lac-Robertson, ou près de 80% plus élevée.

En réponse à une demande de renseignement, le Distributeur mentionne que la consommation plus élevée des clients du réseau de Schefferville comparée à celle des clients du réseau de Lac-Robertson **peut** s'expliquer notamment par :

«

- *les conditions climatiques : selon Environnement Canada, la moyenne 1971-2000 des degrés-jours de chauffage base 15° à Schefferville est de 7 408, alors que celle de Sept-Îles, la station météorologique la plus près du réseau du Lac Robertson pour laquelle cette information est disponible, est de 5 237. La température est donc plus froide à Schefferville qu'au Lac Robertson, ce qui pourrait expliquer une consommation en chauffage d'environ 40 % plus importante à Schefferville qu'au Lac Robertson ;*
- *la qualité des habitations : tel qu'abordé en réponse à la question 6.1 du RNCREQ à la pièce HQD-13, document 8 du dossier R-3740-2010, les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes au niveau de l'isolation et de l'étanchéité des habitations. Ces deux facteurs peuvent expliquer en partie la consommation élevée dans cette région. Bien que pour le Lac Robertson une telle analyse n'ait pas été effectuée, la qualité des habitations peut avoir un impact sur la consommation moyenne par abonnement ;*
- *la participation au Plan global en efficacité énergétique: par exemple, à Schefferville, une proportion importante des ménages n'assume pas directement leur frais d'énergie, puisque le logement est fourni par l'employeur et que ce dernier paie pour ces services. Les habitants sont ainsi moins enclin à réduire leur consommation électrique en participant au PGEÉ ;*
- *une proportion différente d'habitations unifamiliales, ces dernières ayant une consommation unitaire plus importante que les autres types d'habitations ;*
- *des taux de diffusion différents du chauffage de l'eau et des locaux à l'électricité, ceux-ci expliquant des consommations unitaires plus importantes ».<sup>70</sup>*

---

<sup>70</sup> HQD-4, document 1.1, pages 14 et 15

Pour la différence des conditions climatiques, le Distributeur fait une évaluation quantitative de l'écart de consommation entre les deux réseaux. En supposant la consommation pour le chauffage de 12 000 kWh pour le chauffage au Lac-Robertson, comme mentionné plus haut, les besoins de chauffage à Schefferville seraient plus élevés de 40%, soit de 4 800 kWh.

L'écart de 16 801 kWh serait donc réduit à 12 001 kWh et cet écart serait expliqué par les autres raisons évoquées par le Distributeur. Cependant, le RNCREQ constate que ces autres raisons sont présentées comme des possibilités d'explication et non comme des explications quantifiées.

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

Selon la prévision du Distributeur, le réseau de Schefferville nécessitera une augmentation de puissance afin d'être en mesure de répondre aux besoins des clients vers 2015.<sup>71</sup>

**Le RNCREQ recommande qu'une analyse rigoureuse de la consommation des clients 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. Ce n'est qu'après cette analyse qu'un projet d'addition de puissance devrait être considéré.**

---

<sup>71</sup> HQD-2, document 1, page 42

## **7 SOMMAIRE DES CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

### **7.1 Entente globale de modulation**

Selon le RNCREQ, il n'est pas possible de se prononcer plus avant sur cette entente de modulation car les informations ne sont pas assez précises autant quant aux modalités d'application qu'aux impacts sur la gestion des ressources du Distributeur pour l'alimentation de ses besoins.

Le Distributeur devra démontrer les bénéfices économiques à la marge de ce moyen, faire une évaluation monétaire de ces bénéfices et comparer cette valeur aux coûts encourus par la mise en place de ce moyen.

L'analyse d'opportunité du Distributeur devrait également intégrer un volet environnemental, notamment pour préciser les impacts environnementaux de ce moyen en précisant la nature des ressources utilisées. Celle-ci pourrait donc vérifier si l'entente permettrait d'éviter des impacts environnementaux liés à l'achat de court terme d'énergie thermique (émission de GES) ou encore si son application favoriserait la production renouvelable au détriment de l'énergie thermique. Une telle analyse, combinant la nature des impacts économiques et des impacts environnementaux permettrait de faire un choix durable et plus éclairé.

### **7.2 Électricité patrimoniale**

Le RNCREQ considère qu'une valeur fixe pour la livraison de l'électricité patrimoniale à chacune des heures de l'année cause une rigidité d'application qui cause des dépassements et une non-utilisation de la totalité de l'énergie disponible. De plus, le profil de production des contrats octroyés en réponse aux décrets du gouvernement ne correspond pas aux besoins du Distributeur. Ces deux éléments font en sorte que le Distributeur ne peut pas retirer tous les bénéfices que pourraient lui apporter le volume d'électricité patrimonial et il en résulte des coûts importants, comme cela a été mentionné plus haut.

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.

Selon le RNCREQ, un de ces moyens serait que la Régie dépose un avis auprès du gouvernement. Cet avis 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.

Selon le RNCREQ, cet avis pourrait proposer, par exemple, que les quantités horaires puissent varier de 2% autour de la valeur actuelle. Cette souplesse permettrait au Distributeur de mieux s'adapter aux variations annuelles des besoins et aux modifications de la courbe de charge selon les années.

### **7.3 Contribution des marchés de court terme**

Suite à son analyse, le RNCREQ considère que les tableaux montrant le Bilan en puissance devraient prendre en considération une contribution plus élevée des marchés de court terme, notamment de la zone de réglage du Québec et en provenance du réseau ontarien. Il en résulterait un report de puissance additionnelle requis.

Par ailleurs, le RNCREQ encourage le Distributeur à continuer ses démarches pour s'assurer qu'il puisse accéder au marché de puissance sur le marché ontarien.

### **7.4 Réseaux autonomes : pertes électriques**

Le RNCREQ demande à la Régie d'exiger que le Distributeur justifie les taux de pertes sur les réseaux autonomes. À cet effet, le RNCREQ suggère que le Distributeur réalise des simulations de fonctionnement de ses réseaux de distribution afin de déterminer le taux de pertes auquel il faudrait s'attendre selon les caractéristiques techniques de chacun des réseaux. Ce taux serait comparé au taux réel des pertes mesurées et le cas échéant, des explications devraient être fournies.

Ces simulations sont particulièrement requises pour les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson où les pertes apparaissent très élevées. Dans le cas de ces réseaux il faudrait également simuler le réseau de transport.

### **7.5 Réseaux autonomes : besoins du réseau de Schefferville**

Le RNCREQ recommande qu'une analyse rigoureuse de la consommation des clients 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. Ce n'est qu'uniquement après cette analyse qu'un projet d'addition de puissance devrait être considéré.

## **7.6 Réseaux autonomes JED**

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.

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.

## **7.7 Programme Mesurage net**

Suite à son analyse, 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. Il serait souhaitable, dans le cadre de ce même dossier, de faire le point également sur l'achat de la microproduction (1 MW), jugé « prématuré » lors du dossier R-3551-2004.