

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION  
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO.1  
DU GRAME**



**Première série de questions**

**Contexte : Plan d’approvisionnement des réseaux autonomes et efficacité énergétique**

**Référence : Pièce HQD-5, doc.1, pp.13-14**

Q 1.1) Veuillez fournir une description détaillée des coûts moyens par ménage ainsi que les coûts totaux attribuables à la compensation de mazout à 30 % pour les marchés résidentiel et commercial dans chacune des 5 régions énumérées au tableau de la page 14.

**Réponse:**

**Litres moyens de mazout compensés en réseaux autonomes**

au 31 décembre 2003

Région	Catégorie	
	Résidentiel	Affaires
Basse Côte-Nord	2 100	sans objet
Anticosti	2 200	9 850
Haute-Mauricie	1 800	11 400
Iles de la Madeleine	3 300	sans objet
Nunavik	2 000	9 400

Q 1.2) Quel est le prix considéré pour le mazout ? La subvention à 30 % est-elle variable selon le prix du mazout ou fixe ?

**Réponse:**

**Le prix considéré pour le mazout est le prix de marché offert par les pétrolières. Le 30 % est fixe, le montant de la compensation versée à la clientèle adhérente par le Distributeur varie selon le prix du mazout.**

Q 1.3) Quel sont les consommations annuelles moyennes de mazout pour le chauffage de l’eau et pour le chauffage des résidences moyennes dans chacune des régions considérées au tableau de la page 14.

**Réponse:**

**L'information par usage n'est pas disponible. Le Distributeur ne connaît que le nombre total de litres de mazout compensés dans le cadre de ses programmes.**

Q 1.4) Le Distributeur peut-il identifier pour chaque site les plus gros consommateurs institutionnels d'eau chaude ainsi que leur consommation et leur usage ?

**Réponse:**

**Le Distributeur ne possède pas cette information.**

À la page 13 du document le distributeur spécifie que « tous les réseaux autonomes n'ont cependant pas fait l'objet d'études spécifiques quant à la faisabilité de ces moyens ou quant à leur coût. »

Q 1.4) Le Distributeur entend-t-il effectuer des études techniques et économiques (dans des régions autres que celles présentées en annexe à la pièce HQD-5, doc.1) portant sur les moyens alternatifs à la production thermique ?

**Réponse:**

**Non, tant qu'il n'y a pas d'indice portant à croire à une rentabilité possible, aucune étude n'est entreprise.**

Q 1.5) Pourquoi l'hydraulique dans le réseau autonome de La Romaine n'a t-il pas fait l'objet d'une étude plus détaillée ? Quels sont les obstacles principaux ?

**Réponse:**

**Une étude d'avant-projet sur la rivière Olomane a été abandonnée en 1998 suite à une résolution du conseil de bande d'Unamen Shipu (communauté Innu de La Romaine), demandant à Hydro-Québec de se retirer. Depuis, des discussions sont en cours pour la construction d'une centrale hydroélectrique, en partenariat avec la communauté.**

**Référence : Pièce HQD-4, doc.1, Plan d'approvisionnement des réseaux autonomes**

Q 2.1) Quels sont les programmes « d'efficacité énergétique » en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2004 dans les réseaux autonomes (autres que les programmes mentionnées à Pièce HQD-5, doc.1, pp.13-14) portant notamment sur l'isolation, la fenestration efficace et toute autre mesure reliée au chauffage.

**Réponse:**

**Comme le Distributeur l'a souligné dans sa preuve (HQD-4, Document 1, page 10) et en réponse à l'intervenant (R-3473-2001, HQD-3, Document 4, p. 43), tous les programmes développés dans le cadre du PGÉE sont disponibles pour la clientèle des réseaux autonomes. Voir R-3552-2004, HQD-1, Document 1, p. 26-87) pour une description des programmes disponibles.**

Q 2.2) Veuillez fournir les données/études les plus récentes que vous avez portant sur le potentiels en efficacité énergétique dans les réseaux autonomes (et par catégorie de clientèle), incluant au niveau de l'isolation des bâtiments.

**Réponse:**

**Il n'y a pas actuellement d'évaluation disponible du potentiel d'économies d'énergie d'électricité, spécifique aux réseaux autonomes.**

**Référence : Pièce HQD-4, doc.1, pp. 14-15**

« Les deux centrales aux Îles-de-la-Madeleine sont en mesure de répondre aux besoins du territoire d'ici 2014, à condition de maintenir les programmes d'efficacité énergétique actuels. Néanmoins, les groupes électrogènes actuels atteindront leurs fin de vie utile à partir de 2011. Le remplacement des six groupes électrogènes de la centrale de Cap-aux-Meules devrait être fait d'ici 2015. Une étude est en cours afin de déterminer la faisabilité technique et économique de retarder ces remplacements. Dans ces conditions, les besoins en énergie atteindront 192,8 GWh en 2014, une hausse de 9% par rapport à 2003. Les besoins en pointe s'élèveront à 38,9 MW, une hausse de 7% par rapport à 2003. »

Q 3.1) Quels sont les programme en efficacité énergétiques actuels dans les îles de la Madeleine ? De nouveaux programmes sont-ils envisagés dans cette région ?

**Réponse:**

**Voir HQD-4, Document 1, p. 45 et la réponse à la Q.2.1, plus haut.**

**Le Distributeur a entamé une réflexion globale sur les programmes d'efficacité énergétique spécifiques aux réseaux autonomes.**

**Référence : HQD-6 doc.6, p.14 cause R-3470-2001, Phase II**

Q 4.1) Dans cette pièce le Distributeur affirmait que « les études réalisées dans le cadre de l'APR-91 ont démontré que les coûts d'intégration d'un parc d'éoliennes au réseau des Îles-de-la-Madeleine étaient prohibitifs ». Veuillez justifier cette affirmation. Pourrait-on disposer de ces études ? Quand ont-elles été réalisées et en quoi l'hypothèse retenue diffère de l'étude plus récente de l'IREQ déposé par HQD dans sa preuve à la pièce HQD-5, doc.1, annexe 1 ?

**Réponse:**

**Le projet de parc d'éoliennes proposé pour les Îles de la Madeleine, dans le cadre de l'APR-91, ne s'est jamais concrétisé. Les études d'intégration faites à l'époque étaient spécifiques à ce projet et ne sont pas pertinentes à l'intégration éventuelle d'un autre parc.**

**Par ailleurs, la pièce HQD-5, Document 1, annexe 1 porte sur des villages du Nunavik et non pas sur les Îles de la Madeleine.**

**Référence : HQD-1, doc.2, p.12**

« • Le Distributeur peut soumettre à l'approbation de la Régie des programmes commerciaux visant à favoriser l'utilisation d'autres formes d'énergie que l'électricité, pour le chauffage des espaces et de l'eau. »

Q 5.1) Quelles études le Distributeur a-t-il réalisé afin de favoriser l'énergie solaire thermique pour le chauffage des espaces et de l'eau ? Veuillez les fournir.

**Réponse:**

**Aucune.**

**Contexte : Questions d'ordre général**

Q.6.1) Le plan d'approvisionnement tient-il compte d'un apport futur qui sera lié à la production distribuée ? Si oui, comment ?

**Réponse:**

**Non. Voir R-3551-2004, HQD-1, Document 1, p. 7 (lignes 7-8), p. 11 (lignes 3-21) et p. 14 (lignes 8-11).**

**Références : HQD-4, doc.5, p.10, cause R-3470-2001  
HQD-6, doc.6, p.5, cause R-3470-2001, Phase 2**

En réponse à une question du GRAME-UDD dans la cause R-3470-2001 le Distributeur affirmait que « Tous les scénarios de besoins en énergie et en puissance présentés intègrent l'impact sur la demande du scénario de réchauffement climatique retenu par Hydro-Québec Distribution. » (HQD-4, doc.5, p.10)

Q. 7.1) Est-ce encore vrai dans le présent plan ? Est-ce pour le scénario moyen ?

**Réponse:**

**La prévision de la demande d'électricité du présent plan d'approvisionnement intègre toujours un scénario de réchauffement climatique. Le scénario utilisé depuis 2004 a été recommandé par le consortium Ouranos.**

**Les écarts de température de ce scénario proviennent du modèle climatique de circulation global anglais de 3e génération du Hadley Centre for Climate Modelling (HADCM3) appliqué au Québec et alimenté par les scénarios de concentration de gaz à effet de serre A2 et B2.**

**Ce scénario de réchauffement climatique est utilisé à la fois pour les scénarios moyen, faible et fort.**

Q 7.2) Le Distributeur peut-il mettre à jour les tableau sur les « Impacts de l'introduction d'un scénario de réchauffement climatique sur la prévision des vente régulières au Québec (en GWh) » tel que présenté à la pièce HQD-6, doc.6, p.5, cause R-3470-2001, Phase 2 (avec l'échéancier correspondant au présent plan) ?

**Réponse:**

**TABLEAU R7.2**  
Impacts de l'introduction d'un scénario de réchauffement climatique  
sur la prévision des ventes régulières au Québec

(GWh)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Le chauffage	-228	-289	-351	-413	-476	-540	-606	-670	-735	-800	-866
La climatisation	140	179	217	257	296	336	380	419	460	499	540
<b>Total</b>	<b>-88</b>	<b>-110</b>	<b>-134</b>	<b>-156</b>	<b>-180</b>	<b>-204</b>	<b>-226</b>	<b>-251</b>	<b>-276</b>	<b>-301</b>	<b>-326</b>

**L'impact de l'introduction d'un scénario de réchauffement climatique sur la prévision des ventes régulières est calculé par rapport à la normale climatique établie sur la période 1971-2000.**

#### **Référence : Questions d'ordre général**

Q 8.1) Le plan d'approvisionnement tient-il compte de l'effet de la mise en oeuvre du Protocole de Kyoto ? Si oui, comment ?

#### **Réponse:**

**Le plan d'approvisionnement ne prend pas explicitement en considération les effets de la mise en application du protocole de Kyoto. Cependant, les éléments suivants contribuent à la prise en considération par le Distributeur, dans le cadre de son activité « approvisionnement en électricité », de la mise en application de ce protocole:**

- Le critère de développement durable qui sera appliqué par le Distributeur dans le cadre des prochains appels d'offres de long terme comporte un sous-critère relié à l'émission de gaz à effet de serre.**
- Le Distributeur s'est également protégé contre des risques associés à l'obtention de permis ou aux changements de réglementation reliés notamment à la mise en application du protocole de Kyoto, puisque dans tous les appels d'offres qu'il a lancés, ces risques sont assumés par les fournisseurs.**

Q 9.1) Quels seraient, par année, l'effet sur les ventes d'électricité supplémentaires qui découleraient de l'adoption de l'équivalent d'une taxe sur les gaz à effet de serre :

- a) de 10 \$ par tonne d'équivalent CO<sub>2</sub> applicable dès 2007

**Réponse:**

Dans sa réponse à la question 4 a) à la demande de renseignements no 2 de GRAME-UDD (HQD-6, Document 6) de la phase II de la cause R-3470-2001, le Distributeur mentionnait que l'application d'une taxe de 20 \$ la tonne de CO<sub>2</sub> se traduirait par une augmentation du prix du mazout léger d'environ 6 ¢/litre et du prix du gaz naturel de 4 ¢/m<sup>3</sup>. Le Distributeur considère que ces augmentations sont toujours valides. Par ailleurs, il suppose que cette taxe n'aurait aucun effet sur le prix de l'électricité.

Compte tenu de la sensibilité des ventes d'électricité au secteur Général et Institutionnel aux variations de prix des combustibles, l'application d'une taxe de 20 \$ par tonne de CO<sub>2</sub> entraînerait des ventes supplémentaires de 450 à 530 GWh après 10 ans d'application de la taxe.

Si la taxe était de 10 \$ par tonne de CO<sub>2</sub>, les ventes supplémentaires seraient de 240 à 290 GWh toujours après 10 ans d'application de la taxe.

Quant aux ventes aux secteurs Domestique et Agricole et Industriel, comme elles ont une sensibilité quasi nulle aux prix des combustibles, l'application de ces taxes n'aurait aucun impact.

- b) de 25 \$ par tonne d'équivalent CO<sub>2</sub> applicable dès 2007

**Réponse:**

Voir la réponse précédente. De plus, les prix des combustibles sont utilisés dans des modèles de fonction de choix à équations non linéaires, les résultats d'une variation découlant d'une simulation ne peuvent pas être extrapolés à d'autres variations.