

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
DU RNCREQ**

RÉSEAUX AUTONOMES

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENT N° 1 DU REGROUPEMENT NATIONAL DES CONSEILS RÉGIONAUX
DE L'ENVIRONNEMENT DU QUÉBEC (« RNCREQ »)**

G. Réseaux autonomes

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 6
RÉFÉRENCE (ii)	Mémoire de l'Agglomération des Îles-de-la-Madeleine déposé à la Commission sur les enjeux énergétiques, 11 octobre 2013, page 8 http://consultationenergie.gouv.qc.ca/memoires/20131011_388_Municipalite_Iles_de_la_Madeleine_M.pdf (3 mars 2014)			

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Quant aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur continue ses démarches en vue d'un raccordement possible au poste de Percé.

La référence (ii) mentionne :

C'est au milieu des années 1980 qu'Hydro-Québec a étudié la possibilité de raccorder les Îles-de-la-Madeleine à son réseau continental par le biais d'un câble sous-marin. Devant l'ampleur des coûts, évalués alors à plus de 500 millions \$, la société d'État a choisi de procéder à la construction d'une nouvelle centrale thermique plus moderne et moins polluante. La durée de vie utile de celle-ci est fixée aux alentours de 2024. De plus, en vue de cette échéance et selon nos renseignements, Hydro-Québec aurait procédé à une mise à jour des coûts d'un éventuel raccordement.

Demandes :

18.1 Veuillez fournir un énoncé d'envergure des coûts génériques d'une alimentation électrique qui pourrait relier Percé et les Îles-de-la-Madeleine à l'horizon 2024

Réponse :

Si les résultats de l'analyse économique démontrent la faisabilité du projet, le Distributeur envisagera sa concrétisation. Dans ce cas, les résultats de l'analyse feront l'objet d'un dépôt à la Régie.

18.2 Veuillez déposer l'étude réalisée dans le milieu des années 80 en vue d'un possible raccordement des îles-de-la-Madeleine au réseau continental par le biais d'un câble sous-marin

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 6	
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	D-2011-162		p. 98	Par.354
RÉFÉRENCE (iii)		État d'av. 2012		p. 30	
RÉFÉRENCE (iv) :		État d'av. 2012	DDR Régie	p. 6	

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Les études concernant le jumelage éolien-diesel (JED) aux Îles-de-la-Madeleine et à Kangiqsualujuaq se poursuivent. Les résultats qui en découleront permettront de baliser les conditions de réalisation de ce type de projets dans d'autres réseaux, particulièrement en ce qui concerne l'emplacement des éoliennes. Concernant les autres projets d'énergie renouvelable, le Distributeur attend les résultats d'études de faisabilité.

La référence (ii) mentionne :

La Régie demande au Distributeur de mettre à jour le rapport d'expertise sur le JED, pour les réseaux du Nunavik et des Îles-de-la-Madeleine, et de déposer cette mise à jour dans le cadre de l'état d'avancement 2012 du Plan. La mise à jour de l'analyse coûts-bénéfices devra tenir compte de divers scénarios d'exploitation des groupes diesel ainsi que de la valorisation de l'électricité éolienne excédentaire. Le Distributeur doit également développer un plan de déploiement concret et rapide du JED en réseaux autonomes, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.

La référence (iii) mentionne :

Étant donné l'état d'avancement actuel des projets éoliens au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine et les difficultés décrites plus haut, le Distributeur ne possède pas encore d'informations plus précises sur les coûts des projets éoliens dans ces réseaux, ni sur leur taux de pénétration attendu. Dans ce contexte, le Distributeur considère que la mise à jour de cette étude théorique n'apportera pas d'information utile aux futurs projets éoliens. Le Distributeur réitère donc son intention d'attendre les résultats des études des deux projets en cours avant de mettre le rapport d'expertise à jour.

La référence (iv) mentionne :

Par ailleurs, les sites du Nunavik identifiés pour l'installation des éoliennes lors de la première étude (14 sites) sont tous remis en question étant donné le resserrement des exigences de NAV Canada et Transport Canada en matière d'emplacement des éoliennes. Un expert sera mandaté afin de s'assurer d'avoir des sites acceptables par les deux organismes avant de réaliser une nouvelle étude. Le choix du site a un impact important sur la ressource disponible et sur les coûts de raccordement d'un projet. Les résultats des sites sont attendus d'ici la fin de l'année 2013 et permettront la poursuite du déploiement du JED pour le futur.

Demandes

19.1 Veuillez indiquer si les résultats qui étaient attendus pour la fin de l'année 2013 sont disponibles.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 16.1 à 16.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

19.2 Veuillez justifier qu'une mise à jour de l'analyse de rentabilité incluant notamment une analyse de sensibilité sur différents paramètres n'apportera pas d'information utile aux futurs projets éoliens.

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.3 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

19.2.1 Veuillez indiquer, pour chacun des regroupements régionaux de réseaux autonomes desservis par le distributeur (à l'exception de Schefferville) la nature spécifique des coûts qui ne permettent pas à des projets de production d'électricité éolienne de compétitionner actuellement avec le coût évité en énergie établi par le distributeur pour les centrales qu'il opère au Québec?

Réponse :

Au Nunavik et aux Îles-de-la-Madeleine, le Distributeur maintient que l'éolien est, pour le moment, la piste la plus prometteuse en matière d'intégration d'énergie renouvelable. L'analyse de rentabilité reste toutefois à compléter.

En Haute-Mauricie, la ressource éolienne est insuffisante pour envisager la rentabilité d'un tel projet.

En Basse-Côte-Nord, la majorité des clients sont alimentés par une centrale hydraulique. Quant à La Romaine, le raccordement demeure une solution possible même si présentement le projet est en suspens.

Voir également les réponses aux questions 16.1 à 16.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

19.2.2 Veuillez déposer la prévision de croissance annuelle des coûts de carburant du distributeur dans chacun des réseaux autonomes du Québec pour la période 2014-2023 en indiquant les séries chronologiques des scénarios de croissance considérés.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 20

Préambule :

Concernant le jumelage éolien-diesel (JED), le distributeur mentionne :

Le Distributeur poursuit son analyse relativement aux deux projets en cours, à savoir celui aux Îles-de-la-Madeleine et l'autre au Nunavik (Kangiqualujjuaq). Actuellement, les résultats des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangiqualujjuaq démontrent des résultats satisfaisants. Le Distributeur doit par ailleurs poursuivre ses analyses concernant la rentabilité de ces projets. Dès que les analyses seront complétées, le Distributeur procédera à la mise à jour du rapport d'expertise sur le développement du JED aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

Demandes :

20.1 Veuillez définir ce que le Distributeur entend par « démontrent des résultats satisfaisants ».

Réponse :

Les résultats préliminaires des études techniques démontrent qu'il serait techniquement possible de réaliser un projet de jumelage éolien diesel à Cap-aux-Meules et à Kangiqualujjuaq. C'est en ce sens que le Distributeur énonce que les études « démontrent des résultats satisfaisants ».

Voir également les réponses aux questions 16.1 à 16.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

20.2 Veuillez présenter les résultats

Réponse :

Voir la réponse à la question 16.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 17-21
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	HQD-4	Doc. 1.1	p. 9
RÉFÉRENCE (iii)	R-3854	HQD-3	Doc. 4	p. 8-14 Tableau 2

Préambule :

La référence (i), page 17 rappelle que le PUEÉ exclut le Nunavik, mais que « *le Distributeur analysera la possibilité [d'élargir le PUEÉ à d'autres sources d'énergie qui s'avèreraient rentables.]* »

On lit à la page 16 : « Le Distributeur continue de prioriser les interventions en efficacité énergétique pour assurer l'équilibre offre-demande des réseaux autonomes à moindre coût. Ces interventions visent l'utilisation efficace de l'énergie, les économies d'énergie et la gestion de la demande en puissance. Le Distributeur poursuit ainsi le déploiement des interventions auprès de la clientèle selon différentes approches : tarif ou options tarifaires, programmes commerciaux, financement de tiers pour réaliser des programmes ou des activités commerciales. » et un peu plus loin ; « la totalité des clients du Nunavik disposent d'un système de chauffage au mazout. Toutefois, les données de facturation et les observations sur le terrain permettent de constater la présence de chauffage d'appoint électrique. », puis, à la page 17 : « De plus, le Distributeur validera les coûts et la performance des technologies d'énergie renouvelable compte tenu du contexte et des conditions climatiques des réseaux autonomes. Si des technologies s'avèrent performantes et économiquement rentables, il priorisera leur implantation afin de réduire les besoins. »

A la page 19, le Distributeur annonce une série d'actions sur lesquelles il « *mettra l'emphase en vue d'exploiter les moyens de gestion de la pointe identifiés dans le PTÉ* » ; la troisième action vise à : « *Mettre en place les mécanismes nécessaires pour permettre de procéder à des appels au public dans les réseaux autonomes. Dès l'hiver 2013-2014, le Distributeur entend prioriser les réseaux de Schefferville et des Îles-de-la-Madeleine* », et la cinquième action à « *Développer de nouvelles interventions et poursuivre la vigie des approches commerciales adaptées en*

réseaux autonomes.» et annonce qu'« il évaluera également la possibilité d'utiliser l'interruption de charge à distance pour gérer la demande de puissance.»

À la page 21, le Distributeur réitère qu'il considère toujours « *la possibilité d'acheter de l'électricité à partir de production hydraulique pour alimenter la communauté d'Inukjuak* »

La référence (ii) présente une information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie :

31.3 Veuillez indiquer les consommations d'une maison aux Îles-de-la-Madeleine qui se chauffe tout à l'électricité d'une part, et qui ne se chauffe pas à l'électricité d'autre part.

Réponse :

Pour l'ensemble des clients résidentiels se chauffant à l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine, la consommation unitaire moyenne (consommation par logement) s'est chiffrée à environ 18 200 kWh pour l'année 2010. Pour les clients ne se chauffant pas à l'électricité, la consommation unitaire moyenne a été de près de 9 300 kWh pour l'année 2010.

La référence (iii) indique :

Que le coût évité en énergie des centrales thermiques (en cents de 2013 par kWh) est actuellement de 16,4 aux îles-de-la-Madeleine, de 28,3 à Anticosti, et qu'il s'établit à un niveau moyen de 43,41 au Nunavik et de 26,44 en Haute Mauricie.

Demandes :

21.1 Considérant les éléments précédents au regard du coût évité en énergie rapporté au dernier paragraphe du préambule, veuillez indiquer les raisons pour lesquelles la clientèle des réseaux autonomes n'a pas encore eu accès - sur une base de coût évité en énergie – au programme de mesurage net que le distributeur offre à tous ses abonnés résidentiels du réseau continental au tarif de distribution. Veuillez préciser les intentions du Distributeur vis-à-vis le déploiement de ce programme dans l'ensemble des réseaux autonomes du Québec. Dans l'éventualité où l'élargissement de ce programme commercial à l'ensemble des réseaux autonomes apparaîtrait prématuré, en expliquer les motifs sur des bases économiques.

Réponse :

L'option de mesurage net est offerte à toute la clientèle admissible du Distributeur, incluant celle des réseaux autonomes.

Voir également la réponse à la question 4.3 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME, à la pièce HQD-4, document 5.

21.2 En considérant 1- les attraits du chauffage électrique, d'appoint ou non, constatés par le Distributeur dans ses réseaux autonomes à centrales thermiques, 2- le niveau élevé du coût en carburant pour la production d'électricité d'origine thermique dans ces réseaux mais également pour le chauffage des locaux hors subvention, 3- l'ouverture du Distributeur à l'achat d'électricité renouvelable à Inukjuak et 4- la présence d'une ressource éolienne de qualité à proximité de plusieurs des réseaux autonomes desservis par le Distributeur, veuillez expliciter la nature des obstacles techniques qui empêchent le Distributeur de déployer dans ses réseaux autonomes des électrotechnologies de chauffage bi-énergies commerciales par le biais d'un scénario générique exploitant toutes les fonctionnalités de type Smart Grid qui permet de concilier l'attrait du chauffage électrique (bi-énergie) avec une forte pénétration de moyens de production d'électricité de sources renouvelables locales à moindre coût en vue de réduire la consommation de carburant dans tous les réseaux autonomes et contrôler la hausse continue du déficit d'exploitation annuel?

Réponse :

Le Distributeur est ouvert à toutes les solutions qui sont techniquement réalisables, économiquement rentables, acceptables sur le plan environnemental et accueillies favorablement par les communautés concernées.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 7
RÉFÉRENCE (ii)	R-3748	HQD-2	Doc. 2	p. 74

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Outre les enjeux de capacité de production, le Distributeur doit également faire face à des excédents d'émission de CO₂ pour la centrale de Cap-aux-Meules. En 2012, le niveau d'émission de la centrale dépassait 125 000 tonnes d'équivalents CO₂, soit cinq fois plus élevés que le plafond autorisé. Dès 2013, le Distributeur procédera à l'acquisition sur une base annuelle des droits nécessaires visant à couvrir les excédents d'émission.

Le tableau 3.2 de la référence (ii) présente le coût de revient par réseau.

Demandes :

22.1 Veuillez préciser si les coûts présentés à la référence (ii) incluent le coût des droits d'émissions pour la centrale de Cap-aux-Meules.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.1 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 4.

22.2 Veuillez fournir le coût des droits d'émission à acquérir pour 2014, et indiquer la part qu'ils occuperont annuellement dans les coûts d'approvisionnements du distributeur aux Îles de la Madeleine à partir de 2014 selon la prévision du Distributeur quant à l'évolution du prix des enchères d'émissions de carbone sur l'horizon du plan 2014-2023.

Réponse :

Selon l'article 51 du *Règlement concernant le Système de plafonnement et d'échange des droits d'émissions de gaz à effet de serre*, cette information est confidentielle. La divulgation de ces informations est d'ailleurs passible d'amende (art. 75).

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 8
---------------	--------	-------	--------	------

Préambule :

La centrale hydraulique Lac-Robertson fournit environ 80 % des besoins en énergie et en puissance du territoire de la Basse-Côte-Nord, lesquels s'élevaient à 86,4 GWh et 21,9 MW en 2012.

Demandes :

23.1 Veuillez fournir la production énergétique nominale que la centrale Lac Robertson pourrait livrer à hydraulicité annuelle moyenne.

Réponse :

La centrale du Lac Robertson comble tous les besoins du réseau qu'elle alimente. L'exercice d'évaluer la production énergétique nominale à hydraulicité annuelle moyenne n'est pas effectuée, ni nécessaire pour le Distributeur.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 9
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Annexe 3 p. 73

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Par ailleurs, la fiabilité des approvisionnements est assurée par la centrale de Menihék d'une capacité de 17 MW et par deux groupes électrogènes de secours de 1,7 MW chacun.

Note 4 : Le Distributeur prévoit permanentiser ces deux groupes électrogènes à court terme.

La référence (ii) présente le tableau 3.1 indiquant les caractéristiques des équipements de production par réseau autonome pour l'année 2012. Les deux groupes de 1,7 MW de Schefferville n'apparaissent pas à ce tableau.

Par ailleurs, la note de la référence (i) précise que le Distributeur prévoit permanentiser les deux groupes de 1,7 MW à court terme.

Demandes :

24.1 Veuillez expliquer l'absence des deux groupes de 1,7 MW de Schefferville au tableau 3.1 de la référence ii.

Réponse :

Ce tableau présente uniquement les groupes permanents.

24.2 Veuillez indiquer si ces deux groupes de secours ont les mêmes caractéristiques que des groupes devant fonctionner régulièrement comme dans les autres réseaux autonomes.

Réponse :

Les groupes, qu'ils soient de secours, mobiles ou permanents, ont des caractéristiques de base identiques (un moteur et un alternateur). Toutefois, les groupes de Schefferville ont été installés en urgence lors d'une panne majeure survenue sur ce réseau. Dans les faits, ils ne sont pas adaptés aux conditions nordiques.

24.3 Veuillez préciser ce que vous entendez par « à court terme » pour la permanentisation des groupes.

Réponse :

Le Distributeur est présentement en processus de révision de sa stratégie en ce qui a trait aux génératrices mobiles de Schefferville.

24.4 Veuillez préciser si des montants ont été prévus pour la réalisation de cette permanentisation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 24.3.

(Demande 25.1 : Omis)

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 20

Préambule :

Concernant les génératrices mobiles, le Distributeur mentionne :

En effet, ces équipements peuvent être installés rapidement pour combler les besoins de courte durée, notamment lors des périodes de pointes hivernales ou pour pallier des situations d'urgence. L'utilisation de génératrices mobiles est moins coûteuse que l'installation de groupes permanents et permet de repousser de quelques années des investissements importants visant à augmenter la puissance d'une centrale.

Demandes :

26.1 Veuillez préciser si une génératrice d'urgence mobile possède les mêmes caractéristiques qu'une génératrice permanente concernant notamment la durée de vie et le rendement.

Réponse :

Le Distributeur analyse présentement les différents types de génératrices mobiles qui pourraient être installées à court terme afin de pallier certains déficits de puissance. Par ailleurs, s'il est vrai que des modifications importantes sont requises afin d'adapter une génératrice

mobile aux conditions nordiques, l'étude des différences n'est pas encore complétée.

26.2 S'il y a lieu, veuillez préciser les différences.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.1.

26.3 Veuillez fournir le coût d'une génératrice d'urgence.

- Approvisionnement
- Transport
- Installation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 26.1.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 21
----------------------	---------------	--------------	---------------	--------------

Préambule :

Concernant le la biomasse forestière, le Distributeur mentionne :

Dans le Plan d'approvisionnement 2011-2020, le Distributeur annonçait que des discussions avaient été entamées avec la communauté autochtone d'Opitciwan visant un projet de vente d'électricité produite à partir de biomasse forestière au Distributeur proposé par la communauté. Les discussions avec la communauté sont toujours en cours pour ce projet.

Demandes :

27.1 Veuillez préciser quelle est la teneur des discussions et si un calendrier a été fixé

Réponse :

Aucun calendrier n'a été fixé.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 21

Préambule :

Concernant un projet hydraulique, le Distributeur mentionne :

Dans une stratégie envisagée dans le précédent plan d'approvisionnement, le Distributeur faisait état qu'il considérait la possibilité d'acheter de l'électricité à partir de production hydraulique pour alimenter la communauté d'Inukjuak.

Le promoteur, soit la communauté, est toujours à la recherche de financement pour le projet. Le Distributeur redémarrera ses analyses d'intégration lorsque la communauté sera en mesure de poursuivre la réalisation du projet.

Demandes :

28.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a réalisé une analyse de rentabilité de ce projet.

Réponse :

Le Distributeur est toujours en attente d'une proposition de la part de la communauté d'Inukjuak.

28.2 Veuillez indiquer si le Distributeur envisage de participer au financement de ce projet.

Réponse :

Voir la réponse à la question 28.1.

28.3 Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Voir la réponse à la question 28.1.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 22
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 73

Préambule :

La référence (i) mentionne :

Centrale de Cap-aux-Meules :

Contrat d'approvisionnement au mazout lourd avec Kildair Services, lequel a été prolongé jusqu'au 28 février 2014. Le Distributeur dispose encore de trois options de prolongation supplémentaires d'une année chacune.

Contrat d'approvisionnement au diesel # 2 avec Pétroles Irving (Highlands Fuels Delivery G.P.), lequel vient à échéance le 31 décembre 2013. Le Distributeur dispose de trois options de prolongation d'une année chacune.

Par ailleurs, à la référence (ii), il est indiqué que la centrale de Cap-aux-Meules utilise du mazout lourd no 6.

Demandes :

29.1 Veuillez expliquer la nécessité d'un contrat d'approvisionnement au mazout no 2.

Réponse :

La centrale nécessite l'utilisation de mazout n° 2 pour le démarrage ou l'arrêt des groupes.

H. Prévisions de la demande

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 10
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18
RÉFÉRENCE (iii)		Communiqué de presse		
RÉFÉRENCE (iv)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 12 et 16

Préambule :

La référence (i) mentionne :

La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements.

La référence (ii) mentionne :

Parallèlement, le Distributeur poursuit ses efforts en maintenant, d'une part, plusieurs programmes existants et en proposant, d'autre part, de nouveaux programmes comme par exemple, le programme d'éclairage efficace visant l'installation d'ampoules fluorescentes compactes (LFC) et de DEL aux secteurs résidentiel et affaires dans tous les réseaux.

La référence (iii) présente un communiqué de presse concernant l'abandon des ampoules à incandescence.



La référence iv présente notamment l'impact en énergie et en puissance de l'élimination des ampoules à incandescence au Nunavik suite à une évaluation technico-économique.

Demandes :

30.1 Veuillez indiquer si l'élimination des ampoules à incandescence modifie les programmes existants concernant l'éclairage efficace.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

30.2 Veuillez indiquer si la prévision de la demande de chacun des réseaux autonomes a pris en compte l'impact de l'élimination des ampoules à incandescence à partir de janvier 2014.

Réponse :

Les modèles de prévision de la demande des réseaux autonomes sont basés, entre autres, sur l'évolution tendancielle des consommations unitaires historiques qui reflète tout changement comportemental ou d'équipements, ce qui inclut l'impact progressif du remplacement des ampoules à incandescence.

De plus, la prévision de la demande intègre les objectifs des interventions commerciales en cours qui tiennent compte des efforts du Distributeur pour exploiter les mesures identifiées dans le PTÉ.

30.3 Si oui, veuillez présenter, pour chacun des réseaux autonomes, l'impact en énergie et en puissance de l'élimination des ampoules à incandescence.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de l'information nécessaire pour évaluer l'impact de l'élimination des ampoules à incandescence que ce soit en énergie ou en puissance.

Voir également la réponse à la question 30.2.

30.4 Si non, veuillez indiquer de quelle façon vous entendez prendre en compte ce nouveau contexte.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 30.2 et 30.3.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 10
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 33-54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 22

Préambule :

Concernant la méthodologie de la prévision de la demande, la référence (i) mentionne :

La prévision de la demande d'électricité des réseaux autonomes, en énergie et en puissance, se fonde sur l'analyse des données historiques, la croissance démographique prévue, l'évolution attendue des consommations unitaires et la prévision des nouveaux abonnements.

À partir des données de la référence (ii), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la consommation unitaire résidentielle et agricole de l'année 2012 et la consommation unitaire résidentielle et agricole prévue à l'année 2023.

	consommation domestique unitaire		
	Prévision 2023	Année 2012	Variation
	MWh/abonné	MWh/abonné	%
Réseaux autonomes	13,19	13,37	-1,4%
IdeM	15,13	14,12	7,1%
BCN	22,93	21,09	8,7%
Schefferville	34,00	33,79	0,6%
Haute-Mauricie	10,21	10,58	-3,5%
Nunavik	6,30	6,70	-6,0%
Lac Robertson	23,38	20,95	11,6%

On peut constater une augmentation de la consommation domestique unitaire de 7,1 % entre l'année 2012 et 2023 pour les réseaux de l'Île-de-la-Madeleine et de 8,7% pour la Basse-Côte-Nord, dont 11,6% pour le réseau du Lac-Robertson.

Par contre, pour la même période on peut constater une diminution de la consommation unitaire de 6% pour le Nunavik..

Pour le réseau de Schefferville la consommation unitaire prévue reste élevée à 34 MWh/abonnement.

Demandes

31.1 Veuillez expliquer la diminution de la consommation unitaire pour les réseaux du Nunavik.

Réponse :

Pour chaque réseau autonome, la prévision de la consommation unitaire s'appuie essentiellement sur l'analyse des consommations historiques et des mesures en efficacité énergétique prévues pour ce réseau.

Au Nunavik, l'analyse des consommations historiques montre une décroissance de la consommation unitaire normalisée pour les

conditions climatiques. Ceci pourrait résulter, notamment, des programmes d'efficacité énergétique du Distributeur et de la réduction du nombre de personnes par ménage qui découle des programmes de construction de maisons au Nunavik. En effet, toute chose étant égale par ailleurs, une baisse du nombre de personnes par ménage s'accompagne d'une réduction de la consommation unitaire du ménage.

Il est à noter que la baisse de la consommation unitaire normalisée s'observe sur tous les réseaux du Nunavik. Étant donné que le Distributeur entend poursuivre le déploiement de ces programmes d'efficacité énergétique et que la réduction du nombre de personnes par ménage devrait continuer, le Distributeur prévoit que la consommation unitaire des réseaux du Nunavik sera en décroissance de -0,6 % par année sur la période 2013 à 2023.

31.2 Veuillez expliquer l'augmentation de la consommation unitaire pour les réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de la Basse-Côte-Nord, dont celle du Lac-Robertson.

Réponse :

Comme mentionné à la réponse à la question 31.1, pour chaque réseau autonome, la prévision de la consommation unitaire s'appuie essentiellement sur l'analyse des consommations historiques et des mesures en efficacité énergétique prévue pour ce réseau.

Dans les réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de la Basse-Côte-Nord, l'analyse des consommations historiques montre une croissance de la consommation unitaire normalisée pour les conditions climatiques, et ce, malgré les programmes en efficacité énergétique déployés sur cette période. Cette croissance pourrait résulter d'ajout d'équipements électriques, notamment en raison de nouveaux appareils électriques disponibles sur le marché.

En prenant en compte la croissance historique de la consommation unitaire et les interventions en efficacité énergétique prévues sur l'horizon du Plan, le Distributeur prévoit que la consommation unitaire de ces deux réseaux sera en croissance sur la période 2013 à 2023 (0,4 % par année pour les Îles-de-la-Madeleine et 0,7 % par année pour la Basse-Côte-Nord).

31.3 Veuillez indiquer la proportion d'abonnements résidentiels et agricole qui se chauffent à l'électricité pour le réseau du Lac-Robertson.

Réponse :

Le Distributeur ne dispose pas de cette information. Toutefois, les abonnements qui se chauffent à l'électricité devraient représenter la quasi-totalité des abonnements pour le réseau du Lac-Robertson.

31.4 Veuillez indiquer s'il est raisonnable de considérer une consommation de 10 MWh (Haute-Mauricie) comme une consommation moyenne pour les abonnés résidentiels et agricoles qui ne se chauffent pas à l'électricité.

Réponse :

La consommation unitaire de 10 MWh pour les réseaux de la Haute-Mauricie découle de la consommation unitaire moyenne (ventes divisées par le nombre d'abonnements) observée pour ce territoire. Cette consommation unitaire est nettement inférieure à celle d'une maison qui se chauffe à l'électricité.

31.5 Veuillez expliquer que la consommation unitaire prévue du réseau de Schefferville demeure beaucoup plus élevée que celle des autres réseaux autonomes, notamment du réseau du Lac-Robertson.

Réponse :

Plusieurs éléments peuvent expliquer que la consommation unitaire du réseau de Schefferville est plus élevée que celle des autres réseaux autonomes, notamment en raison :

- **des conditions climatiques froides combinées à un taux de diffusion élevé du chauffage de l'eau et des locaux à l'électricité. À titre d'exemple, le réseau du Lac-Robertson qui est aussi caractérisé par une diffusion élevée du chauffage de l'eau et des locaux à l'électricité présente des conditions climatiques nettement plus chaudes que celles de Schefferville. Selon Environnement Canada, la moyenne 1971-2000 des degrés-jours de chauffage base 15 °C à Schefferville est de 7 408 par an, 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 plus froide à Schefferville qu'au Lac-Robertson pourrait expliquer une consommation en chauffage d'environ 40 % plus élevée ;**

- de la qualité des habitations : les audits énergétiques effectués dans la région de Schefferville ont permis de constater des lacunes à propos de l'isolation et de l'étanchéité des habitations ;
- d'une proportion différente d'habitations unifamiliales : ces dernières ayant une consommation unitaire plus importante que les autres types d'habitations.

31.6 En ce qui concerne la consommation unitaire élevée du réseau de Schefferville, veuillez préciser si elle reflète la consommation de la majorité des clients ou si quelques clients ayant une consommation particulièrement élevée contribuent à augmenter la consommation unitaire.

Réponse :

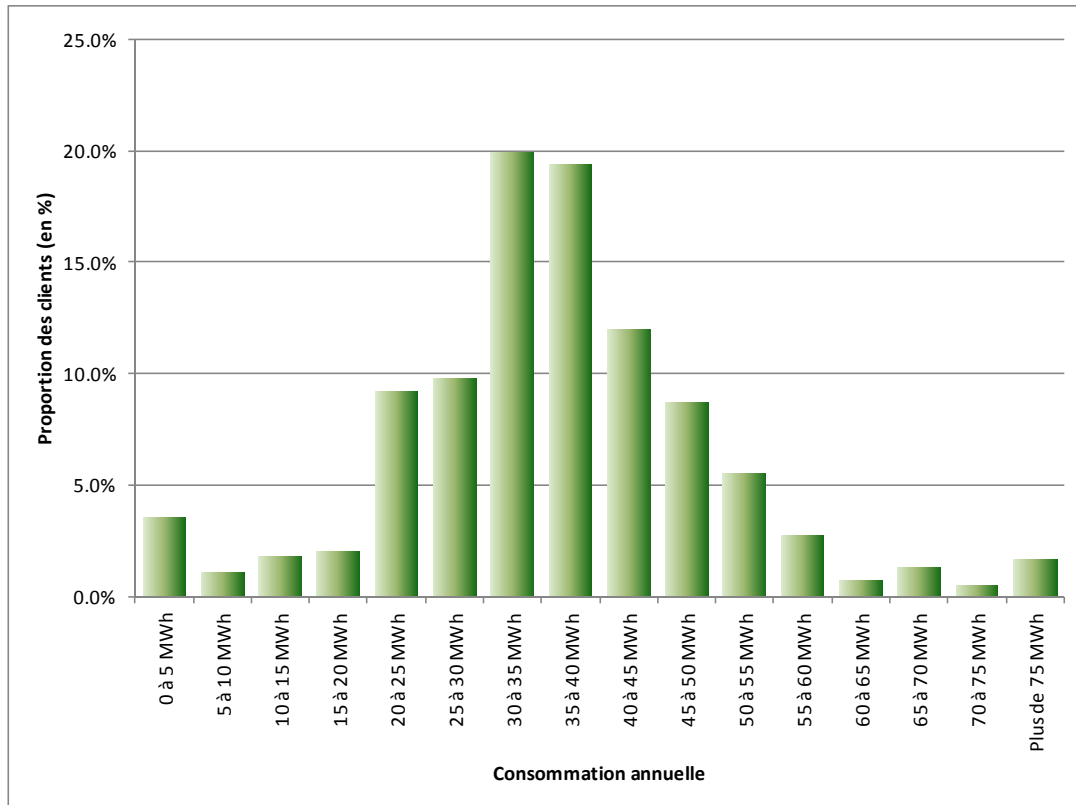
La consommation unitaire prévue s'appuie sur la consommation unitaire moyenne observée pour ce réseau. Environ 80 % des clients ont une consommation unitaire entre 20 et 50 MWh par année.

31.7 Veuillez présenter un tableau ou un graphique montrant le profil de consommation annuel de la clientèle domestique du réseau de Schefferville, soit le nombre de clients par niveaux de consommation par tranche de 5 MWh.

Réponse :

L'information demandée est présentée à la figure R-31.7.

**FIGURE R-31.7
PROPORTION DES CLIENTS PAR TRANCHES DE 5 MWH
DE CONSOMMATION ANNUELLE**



RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 33-54
RÉFÉRENCE (ii)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 15

Préambule :

Aux tableaux de la référence (i), on peut constater que les tableaux montrant l'historique de la demande des réseaux autonomes (pages 33 à 42) incluent une ligne indiquant le nombre total d'abonnements alors que les tableaux montrant la prévision de la demande (pages 45 à 54) montrent uniquement les abonnements résidentiels et agricoles.

À partir des données de la référence (i), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la consommation autre que résidentielle et agricole unitaire pour l'année 2012.

	consommation unitaire autres
	année 2012
	MWh/abonné
Réseaux autonomes	62,41
IdeM	78,63
BCN	50,90
Schefferville	85,79
Haute-Mauricie	75,34
Nunavik	46,65
Lac Robertson	49,13

On peut constater que la consommation unitaire des abonnés autres que résidentiel et agricole des réseaux des Îles-de-la-Madeleine et de la Haute-Mauricie (incluant Opiciwan) est nettement plus élevée que celle des réseaux du Nunavik et de la Basse-Côte-Nord.

Le réseau de Schefferville présente la consommation la plus élevée, soit 85,8 MWh/abonnement.

La référence (ii) mentionne :

Le secteur industriel des réseaux autonomes ne présente qu'une très faible proportion en termes de nombre de clients (0,2 %) et de consommation (6,3 %). Les deux clients les plus importants sont aux Îles-de-la-Madeleine alors que le troisième client d'importance est à Opiciwan en Haute-Mauricie.

Demandes

32.1 Pour la prévision de la demande de chacun des réseaux, veuillez fournir le nombre total d'abonnements.

Réponse :

Le Distributeur ne produit pas de prévision du nombre total d'abonnements. Seule la prévision du nombre d'abonnements au secteur Résidentiel et agricole est effectuée. La prévision des ventes aux secteurs autres que Résidentiel et agricole ne s'appuie pas directement sur une prévision d'abonnements.

32.2 Veuillez confirmer que la consommation élevée des réseaux Îles-de-la-Madeleine et Haute-Mauricie s'explique par la présence de clients industriels.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

32.3 Veuillez indiquer si le réseau de Schefferville inclut des clients industriels.

Réponse :

Les ventes d'électricité du réseau de Schefferville incluent des clients industriels.

32.4 Veuillez expliquer la consommation unitaire élevée des clients autres que résidentiels et agricoles pour le réseau de Schefferville.

Réponse :

La consommation unitaire élevée des clients autres que résidentiels et agricoles pour le réseau de Schefferville s'explique essentiellement pour les mêmes raisons que celles énumérées à la réponse à la question 31.5.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 2 p. 33-41

Préambule :

À partir des données de la référence, le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la demande unitaire par abonnement à la pointe de la demande de chacun des réseaux. Il s'agit de valeur moyenne couvrant l'ensemble de la période 2001-2012.

	demande unitaire kW/abonnement
Réseaux	5,12
IdeM	5,32
BCN	7,30
Schefferville	14,29
HautMauricie	5,57
Nunavik	2,79
Lac Robertson	7,12

Il apparaît que la demande unitaire du réseau de Schefferville est particulièrement élevée par rapport à celle des autres réseaux autonomes. Elle est presque trois fois plus élevée que celle des Îles-de-la-Madeleine et plus du double de celle du réseau du Lac-Robertson.

Demande

33.1 Veuillez expliquer la demande unitaire élevée du réseau de Schefferville.

Réponse :

La demande unitaire en puissance élevée pour le réseau de Schefferville s'explique essentiellement pour les mêmes raisons que celles énumérées à la réponse à la question 31.5 pour expliquer la consommation unitaire élevée dans ce réseau.

De plus, l'impact des conditions climatiques froides est plus important en puissance à la pointe qu'en énergie étant donné la coïncidence entre le moment de la pointe et les conditions climatiques les plus froides de l'hiver, soit le moment où les systèmes de chauffage sont les plus sollicités.

RÉFÉRENCE (i)	R-3748	HQD-4	Doc. 1.1	p. 9
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18

Préambule :

La référence présente une information fournie par le Distributeur en réponse à une demande de la Régie :

31.3 Veuillez indiquer les consommations d'une maison aux Îles-de-la-Madeleine qui se chauffe tout à l'électricité d'une part, et qui ne se chauffe pas à l'électricité d'autre part.

Réponse :

Pour l'ensemble des clients résidentiels se chauffant à l'électricité aux Îles-de-la-Madeleine, la consommation unitaire moyenne (consommation par logement) s'est chiffrée à environ 18 200 kWh pour l'année 2010. Pour les clients ne se chauffant pas à l'électricité, la consommation unitaire moyenne a été de près de 9 300 kWh pour l'année 2010.

Demandes

34.1 Veuillez indiquer si la valeur de 9 300 kWh pour l'année 2010 demeure valable pour l'année 2013 pour les clients du réseau des Îles-de-la-Madeleine qui ne se chauffent pas à l'électricité. Si non, veuillez fournir la valeur pour l'année 2013.

Réponse :

La consommation unitaire de 9 300 kWh pour les clients qui ne se chauffent pas à l'électricité est toujours valable pour l'année 2013. À titre indicatif, la consommation unitaire pour l'année 2012 s'est chiffrée à 9 336 kWh.

34.2 Veuillez indiquer si cette valeur de consommation unitaire de 9300 kWh est aussi valable pour les autres réseaux autonomes. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

La consommation unitaire pour les clients du réseau des Îles-de-la-Madeleine qui ne se chauffent pas à l'électricité n'est pas valable pour les autres réseaux, notamment pour ce qui est de la consommation associée au chauffage de l'eau, à l'éclairage et autres appareils.

En effet, la consommation moyenne du chauffage de l'eau n'est pas la même pour tous les réseaux puisqu'elle dépend du taux de diffusion du chauffage de l'eau à l'électricité, qui est propre à chacun des réseaux autonomes. Ensuite, la consommation en éclairage d'un réseau à l'autre diffère en fonction de la superficie des habitations et du nombre d'heures d'ensoleillement. Enfin, le nombre moyen d'appareils électriques par abonnement, tel que les téléviseurs, peut être différent d'un réseau à l'autre et entraîner une variation de la consommation unitaire.

34.3 Veuillez fournir un estimé de la production d'électricité associée au chauffage des bâtiments sur l'ensemble du réseau desservi par chacune des centrales thermiques du distributeur dans les Réseaux autonomes pour la saison froide de l'année 2012-2013. Veuillez fournir les hypothèses fondant cette estimation.

Réponse :

Le Distributeur n'est pas en mesure de présenter l'information demandée.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 33-54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 22

Préambule :

À partir des données de la référence (i), le RNCREQ présente le tableau suivant montrant le taux de pertes historique sur la période 2001-2012 et le taux de pertes prévu sur la période 2013-2023 pour les réseaux autonomes.

	taux de pertes	
	Prévision	Historique
	%	%
Réseaux autonomes	13,2%	13,7%
IdeM	12,8%	13,8%
BCN	13,0%	14,5%
Schefferville	25,3%	28,3%
Haute-Mauricie	6,3%	8,9%
Nunavik	9,4%	9,9%
Lac Robertson	14,6%	16,5%

La comparaison des taux de pertes prévus par rapport aux taux de pertes historiques, montre qu'il y a peu de changement sauf pour les réseaux de la Haute-Mauricie où il y a une diminution importante du taux de pertes.

On peut constater également un taux de pertes particulièrement élevé pour le réseau de Schefferville.

À la référence (ii), il est indiqué que le taux de pertes théorique de transport et de distribution est de beaucoup inférieur au taux de pertes réel notamment pour les réseaux Lac-Robertson (6,5%) et Schefferville (7,8%).

Demandes :

35.1 Veuillez expliquer de prévoir le maintien d'un taux de pertes réel très élevé pour les réseaux de Schefferville et de Lac-Robertson.

Réponse :

Les taux de pertes prévus pour ces deux réseaux s'appuient sur les taux de pertes observés sur une période historique. En l'absence d'indications de croissance ou de décroissance des taux de pertes à venir, le Distributeur prévoit un taux de pertes stable sur les dix ans du Plan.

35.2 Veuillez indiquer les moyens que le Distributeur entend prendre pour réduire le taux de pertes à un niveau se rapprochant du taux de pertes théorique

Réponse :

Voir les lignes 11 à 16 de la page 29 de l'annexe 2A de la pièce HQD-2, document 2 (B-0010).

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-15	Doc. 9	p. 26
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	p. 54

Préambule :

À la référence (i) le RNCREQ mentionne que d'avril 2013 à avril 2015 le tarif du réseau de Schefferville augmentera de 30% en plus des hausses autorisées par la Régie dans les dossiers tarifaires annuels et demande si le Distributeur a évalué l'impact de cette hausse sur le niveau de consommation du réseau de Schefferville.

En réponse, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas évalué l'impact de cette hausse sur la consommation énergétique de la région de Schefferville.

La référence ii présente la prévision de la demande pour le réseau de Schefferville.

Demandes :

36.1 Veuillez confirmer que la prévision présentée à la référence (ii) ne prend pas en considération l'impact que pourrait avoir l'augmentation du tarif du réseau de Schefferville.

Réponse :

Le Distributeur prévoit que la hausse de tarif aura peu ou pas d'impact sur la consommation du réseau de Schefferville. La hausse appliquée d'avril 2013 à avril 2015 constitue une mise à niveau des tarifs du réseau de Schefferville par rapport aux tarifs appliqués dans le reste de la province.

La consommation d'électricité du réseau de Schefferville provient, dans sa majeure partie, des usages de chauffage des locaux et de l'eau. Avec la hausse du prix de l'électricité, le Distributeur ne prévoit pas que les clients se convertissent significativement à une autre source d'énergie. L'électricité demeure concurrentielle et l'offre d'énergies concurrentes est limitée. De plus, la consommation des autres équipements

électriques n'offre pas vraiment de possibilité à la substitution par une autre source d'énergie, ce sont des usages captifs.

36.2 Le cas échéant, veuillez expliquer comment a été évalué l'impact de la hausse du tarif et présenter l'ampleur de cet impact.

Réponse :

Voir la réponse à question 36.1.

36.3 Sinon, veuillez expliquer pourquoi l'impact de cette hausse n'est pas pris en considération.

Réponse :

Voir la réponse à question 36.1.

RÉFÉRENCE (i) | R-3854 | HQD-9 | Doc. 2

Préambule :

La référence présente le Potentiel technico-économique d'efficacité énergétique dans les réseaux autonomes.

Selon ce document, plusieurs mesures pouvant réduire la consommation énergétique et la demande en puissance à la pointe ont été identifiées. Le Distributeur mentionne en conclusion (page 20) : Lorsque des potentiels réalisables seront identifiés, le Distributeur pourra concevoir des programmes visant tant les mesures d'économie d'énergie que les mesures de gestion de la demande en puissance.

Demandes :

37.1 Veuillez indiquer si la prévision de la demande des réseaux autonomes présentée au présent dossier a pris en compte la réalisation de certaines mesures identifiées au document mentionné en référence. Si oui, veuillez identifier ces mesures.

Réponse :

Voir la réponse à la question 30.2.

37.2 Veuillez préciser s'il y a un échéancier pour identifier le potentiel réalisable.

Réponse :

Le Distributeur poursuit les travaux concernant l'identification du potentiel réalisable dans le contexte particulier des réseaux autonomes et déploiera tous les efforts requis pour exploiter commercialement les mesures identifiées dans le PTÉ.

Voir également la réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1.

37.2.1 Si oui, veuillez déposer cet échéancier.

Réponse :

Voir la réponse à la question 37.2.

37.2.2 Si non, veuillez indiquer quand un tel échéancier sera disponible

Réponse :

Voir la réponse à la question 37.2.

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-9	Doc. 2	p. 16, 19 et 7
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 15
RÉFÉRENCE (iii)	R-3854	HQD-3	Doc. 4	p. 8

Préambule :

À la page 16 du document en référence (i), il est indiqué que l'impact en puissance du PTE d'économie d'électricité est de 1193 kW pour le réseau de Schefferville.

La page 19 du même document présente le tableau 20 montrant le PTE de gestion de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville. On y retrouve le coût moyen annuel et le potentiel de diverses mesures pour le secteur résidentiel et pour le secteur CI. Le potentiel total des mesures résidentielles est de 3228 kW et le potentiel total des mesures CI est de 6491 kW. Le coût des mesures varie de 0 à 142 \$/kW-an.

La référence (iii) présente le coût évité en puissance notamment pour le réseau de Schefferville (135 \$/kW-an).

Il apparaît donc que la plupart des mesures présentées à la page 19 seraient rentables. En fait, une seule mesure aurait un coût moyen plus élevé que le coût évité de 135 \$/kW-an.

Par ailleurs, il est mentionné à la page 7 de la référence (i) :
Puisque les mesures ne sont pas nécessairement additives, le potentiel de la gestion de la demande en puissance d'un réseau doit être établi pour un ou des scénarios d'intervention précis et seulement lorsque les quantités, la combinaison et l'ordonnement des mesures heure par heure sont connus.

La référence ii présente les marges de puissance par réseau. On peut constater que le réseau de Schefferville serait en déficit de 0,2 MW à la pointe 2014-2015

Demandes :

38.1 Veuillez présenter le calcul ayant résulté en un déficit de 0,2 MW pour le réseau de Schefferville à la pointe 2014-2015.

Réponse :

Voir le tableau 4.4 de la pièce HQD-2, document 2, Annexe 4 (B-0010).

38.2 Veuillez indiquer si vous avez évalué quel serait l'impact en puissance de l'application de l'ensemble des mesures présentées au tableau 20 de la référence (i), en tenant compte que l'impact de ces mesures n'est pas nécessairement additive.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas fait cette évaluation pour les raisons exposées à la section 2.2.2 de la référence (i).

38.3 Étant donné le potentiel important de réduction de la demande en puissance pour le réseau de Schefferville, et le déficit attendu à la pointe de 2014-2105 de ce réseau, veuillez indiquer si vous entendez accorder une priorité à l'évaluation et à la mise en œuvre rapidement du potentiel réalisable des mesures visant la diminution de la demande en puissance de pointe de ce réseau. Veuillez expliquer votre réponse.

Réponse :

Le Distributeur rappelle que le PTÉ ne correspond pas à un potentiel commercial. Le Distributeur accorde une priorité à l'évaluation et à la mise en œuvre du potentiel réalisable des mesures visant la diminution de la demande en puissance dans le réseau de Schefferville. Concrètement, le Distributeur a déjà priorisé l'implantation d'un projet d'isolation de l'entretroit à Schefferville, soit une mesure d'économie

d'énergie à fort impact en puissance. Il a aussi déployé pour la première fois à l'hiver 2013-2014 une campagne de sensibilisation de la population à la consommation de pointe hivernale, et ce, en vue d'exploiter les mesures comportementales de gestion de la demande en puissance identifiées dans le PTÉ.

Le Distributeur tient à souligner qu'il poursuit ses travaux afin d'identifier le potentiel commercialisable et que l'identification de celui-ci doit respecter plusieurs étapes, notamment l'évaluation de la mesure compte tenu des besoins du client, la rentabilité économique pour ce dernier et l'identification de l'ensemble des barrières de marché.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 11	
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2C	p. 54
RÉFÉRENCE (iii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2B	p. 41

Préambule :

La référence (i) mentionne :

À Schefferville, la croissance élevée des ventes s'explique notamment par une croissance de la demande au secteur commercial et institutionnel prévue aux cours des prochaines années.

À la référence ii, on peut constater que la croissance des ventes totales est plus faible (2,3%) que la croissance des ventes du secteur résidentiel et agricole (2,7%).

À partir des valeurs de la référence iii, on peut calculer que les ventes domestiques correspondent à environ 55% des ventes totales.

À partir des valeurs de la référence ii, on peut calculer que les ventes domestiques correspondent à 56% des ventes totales en 2013 et à 57,7% des ventes totales en 2023.

À partir des valeurs de la référence ii, on peut calculer que les ventes autres que les ventes domestiques sont de 16,4 GWh en 2013 et de 19,9 GWh en 2023, ce qui correspond à une croissance annuelle moyenne de 1,95%.

À la même référence, il est indiqué que la croissance annuelle moyenne des ventes domestiques est de 2,7% sur la période 2013-2023.

Il apparaît donc que la croissance des ventes domestiques est plus élevée que la croissance des ventes autres.

Demande

39.1 Veuillez expliquer votre affirmation à l'effet que la *croissance élevée des ventes s'explique notamment par une croissance de la demande au secteur commercial et institutionnel prévue aux cours des prochaines années.*

Réponse :

La prévision de la demande au secteur Commercial et institutionnel du réseau de Schefferville tient compte des projets d'ajout de charge des prochaines années, dont l'ajout d'un aréna et d'un CLSC ainsi que l'agrandissement d'une école. Ceci entraîne une plus forte croissance des ventes au secteur Commercial et institutionnel à court terme par rapport à celle des autres années du Plan.

I. Critères de fiabilité en puissance

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 13
----------------------	---------------	--------------	---------------	--------------

Préambule :

Ce critère de planification s'applique à toutes les centrales à l'exception de celle de Cap-aux-Meules. Jusqu'à maintenant, la planification du réseau de Cap-aux-Meules reposait sur le critère de planification (N-2) x 90 %, en raison notamment du temps requis pour l'entretien de chaque groupe. Toutefois, depuis 2010, la durée des réfections majeures des groupes diesels à la centrale a été optimisée, affectant ainsi le taux d'indisponibilité. Une réduction significative des heures d'indisponibilités reliées à des défauts forçant l'arrêt des groupes diesel, particulièrement pendant la période hivernale, a aussi été constatée au cours des dernières années. Ainsi, compte tenu de ces nouveaux éléments, le Distributeur a entamé des travaux afin de réévaluer le critère de planification de la centrale de Cap-aux-Meules. Les résultats préliminaires indiquent que l'application d'un critère spécifique à cette centrale ne serait plus appropriée. Le Distributeur évaluera donc la possibilité de retenir le même critère que celui des autres centrales, soit (N-1) x 90 %. Toutefois, d'ici à ce que l'ensemble des analyses soient complétées, le Distributeur retient, pour les fins de planification du réseau de Cap-aux-Meules, un taux de réserve de 55 % correspondant à une situation intermédiaire entre les

critères de planification (N-1) x 90 % et (N-2) x 90 %. Un suivi sera fait en 2014 dans le cadre de l'état d'avancement du Plan.

Demandes :

40.1 Veuillez décrire les conditions d'opération de la période hivernale ayant causé au cours des dernières années des défauts entraînant l'arrêt des groupes diesel et des réfections majeures. Préciser le diagnostic et l'ampleur des réfections majeures constatées.

Réponse :

D'une part, les réfections majeures ne sont pas reliées aux défauts mais sont plutôt des entretiens périodiques reliés aux heures de fonctionnement des groupes diesels. Ces réfections majeures sont planifiées et exécutées en dehors de la période hivernale, bien qu'historiquement, la durée de ces réfections ait fait en sorte qu'il y ait parfois eu des débordements en période hivernale. Des gains d'efficacité quant à la durée des réfections ont permis d'éviter ces débordements et ainsi réduire le risque d'impact sur la continuité de service.

D'autre part, les défauts forçant l'arrêt des groupes diesels (ou les défaillances) sont l'autre source d'indisponibilité ayant une incidence sur le risque de délestage. Au cours des dernières années, les heures d'indisponibilités reliées à ce type de défauts ont significativement diminué, particulièrement en période hivernale où l'impact est plus significatif sur la continuité de service.

Préambule

Sans égard au suivi annoncé pour 2014, on peut constater que l'application du taux de réserve de 55% aurait pour effet de porter à 70,03 MW la capacité de production requise en pointe en 2023 à la centrale de Cap-aux-Meules (référence : Tableau 4.1.1, HQD-2, document 2, Annexe 4, page 77 de 86, besoins en pointe 2022/23 : 45,18 MW) comparativement à une capacité de 50,24 MW si l'application du critère de planification (N-1) x 90% en usage pour toutes les autres centrales s'appliquait, et de 40.19 MW qui constitue le critère de planification (N-2) x 90% actuel de la centrale de Cap-aux-Meules. Le taux de réserve de 55% conduit à une augmentation de capacité de production totale de la centrale de Cap-aux-Meules en 2023.

40.2 Au regard des calculs précédents et en considérant la réduction significative du taux d'indisponibilité hivernal constatée récemment par le Distributeur, veuillez expliquer en quoi le taux de réserve de 55% correspondrait à une situation intermédiaire entre les critères de planification (N-1) x 90% et (N-2) X 90%.

Réponse :

L'application d'un taux de réserve provisoire de 55 % signifie que, au-delà des besoins prévus, le Distributeur doit disposer de suffisamment de ressources pour couvrir des aléas de la demande et d'indisponibilité des ressources correspondant à 55 % des besoins.

Ce taux de réserve de 55 % se situe à l'intérieur de la fourchette des critères de planification (N-2) x 90 % et (N-1) x 90 % lorsque ceux-ci sont traduits en taux de réserve sur les besoins.

Voir également la réponse à la question 23.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-4, document 3.

40.3 Veuillez expliquer la justification du choix d'un taux de réserve de 55% plutôt que de 10%.

Réponse :

Les deux taux ne sont pas comparables. Le taux de 55 % correspond à un taux de réserve qui s'applique sur le niveau des besoins en puissance alors que le taux de 10 % correspond au critère de stabilité, une des deux composantes du critère de planification (N-1) x 90 %.

Voir également la réponse à la question 40.2, de même qu'à la question 23.2 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-4, document 3.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 13

Préambule :

La référence mentionne :

Le critère de stabilité correspond à 90 % de la capacité disponible. Ce critère permet à chaque centrale de conserver une marge de puissance suffisante pour absorber des variations brusques de charge ainsi que les déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

Demandes :

41.1 Veuillez expliquer et quantifier les « *variations brusques de charge* ».

Réponse :

Les variations brusques de charge sont des appels de puissance pouvant provenir d'une charge importante ou du branchement simultané de plusieurs charges. Ces variations peuvent être différentes selon les réseaux. Le même critère de stabilité à 90 % est appliqué partout.

41.2 Veuillez indiquer ce qui peut causer des variations brusques de la charge à la hausse au moment de la demande de pointe.

Réponse :

Les variations brusques de la charge peuvent être causées par des aléas climatiques ou des aléas de la demande.

41.3 Veuillez indiquer ce qui peut causer des « *déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.* »

Réponse :

La faible diversité de la charge dans les petits réseaux, comme ceux du Nunavik, ne permet pas d'assurer un niveau d'équilibre aussi élevé que dans un grand réseau, comme le réseau intégré d'Hydro-Québec.

Dans les petits réseaux, chaque charge représente une part relativement importante de l'ensemble de la charge totale comparativement à un grand réseau. Une variation de quelques unes de ces charges peut donc entraîner un déséquilibre notable sur le réseau.

Pour chaque réseau, le Distributeur retient une réserve de stabilité de 10 %.

41.4 Veuillez expliquer et quantifier les « *déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.* ».

Réponse :

Voir la réponse à la question 41.3.

41.5 Veuillez justifier la valeur du critère de stabilité de 90% par rapport, par exemple, à une valeur de 95%.

Réponse :

Voir la réponse à la question 41.1.

41.6 Veuillez justifier d'utiliser un critère identique pour les groupes diesel et les groupes hydroélectriques.

Réponse :

Le 90 % est évalué selon la charge à alimenter et non selon le type de production.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 18

Préambule :

La référence mentionne :

Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-2015, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.

Demandes :

42.1 Veuillez fournir plus de détail concernant le projet pilote : combien de maisons, sur quels critères elles ont été choisies,.....

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

42.2 Veuillez préciser la date du début du projet et calendrier de réalisation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

Mesures de réduction de consommation

RÉFÉRENCE (i)	R-3854	HQD-9	Doc. 1	p. 22
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 1	p. 18

Préambule :

La référence (i) mentionne :

De plus, le Distributeur déploiera, pour la première fois, un projet-pilote d'isolation de l'entre-toit auprès de la clientèle résidentielle. Ce dernier fait suite au programme de formation auprès des entrepreneurs en rénovation et en construction, de même qu'à l'analyse du potentiel technico-économique et aux audits énergétiques visant l'enveloppe du bâtiment.

La référence (ii) mentionne :

Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-201515, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.

Demandes

43.1 Veuillez indiquer si le projet pilote d'isolation de l'entre-toit à Schefferville est réalisé. Veuillez indiquer combien d'habitations sont visées. Veuillez fournir le calendrier du projet pilote.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.2 Veuillez fournir les résultats obtenus jusqu'à maintenant.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.3 Veuillez préciser en quoi ont consisté les *audits énergétiques visant l'enveloppe du bâtiment*.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.4 Veuillez indiquer notamment le nombre et le type d'habitation qui ont fait l'objet des audits. Veuillez préciser si certains bâtiments ont été particulièrement visés.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.5 Veuillez indiquer si ces audits sont terminés.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.5.1 Si oui, veuillez présenter les résultats.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

43.5.2 Si non, veuillez fournir le calendrier de réalisation

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 1 p. 18

Préambule :

La référence mentionne :

À plus long terme, le Distributeur déploiera tous les efforts requis pour exploiter commercialement les mesures d'économie d'énergie identifiées dans le PTÉ. Il évaluera notamment la faisabilité et le potentiel réalisable des mesures d'enveloppe du bâtiment en supplément à l'isolation de l'entre-toit. De plus, le Distributeur validera les coûts et la performance des technologies d'énergie renouvelable compte tenu du contexte et des conditions climatiques des réseaux autonomes. Si des technologies s'avèrent performantes et économiquement rentables, il priorisera leur implantation afin de réduire les besoins.

Demandes :

44.1 Veuillez préciser « À plus long terme ».

Réponse :

Ce terme fait référence à l'horizon du Plan.

44.2 Veuillez présenter un calendrier de réalisation

Réponse :

Voir la réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1.

RÉFÉRENCE 1: | R-3649- | HQD-3 | Doc.1 | Annexe 3
2006

Préambule :

Dans une réponse fournie à la Régie dans le cadre du dossier R-3649-2006 (Plan d'approvisionnement 2008-2017), le Distributeur a produit une étude réalisée par le Centre Hélios en 2006 concernant les technologies permettant de réduire l'utilisation du diesel dans les territoires des réseaux autonomes (doc. B-14, HQD-3, doc. 1, Annexe 3).

Demandes

45.1 Est-ce que le Distributeur a réalisé ou commandé d'autres études sur ce sujet depuis 2006? Le cas échéant, veuillez la produire.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 16.1 à 16.4 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.

RÉFÉRENCE 1: | R-3864 | HQD-4 | Doc.1 | p. 7 | R. 15.2

Citation :

Le Distributeur réalise des audits énergétiques dans les réseaux autonomes depuis plusieurs années.

46.1 Veuillez produire une liste de chacun des audits énergétiques réalisés par le Distributeur dans les réseaux autonomes depuis 2000, en indiquant pour chacun :

46.1.1 la communauté concernée,

46.1.2 la date de l'audit, et du rapport,

46.1.3 les sujets et enjeux examinés, et

46.1.4 un résumé des résultats.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements n° 2 du GRAME à la pièce HQD-4, document 5.

RÉFÉRENCE 1: | R-3864 | HQD-4 | Doc.1 p. 15 R. 18.4

Citation :

La stratégie du Distributeur en matière de gestion du bilan de puissance est la même dans tous les réseaux autonomes.

En premier lieu, le Distributeur vise à réduire les besoins de puissance en mettant de l'avant des mesures d'efficacité énergétique. Au-delà des moyens actuels (tarification dissuasive, PUEÉ et option d'électricité interruptible), le Distributeur déploiera toute autre mesure de gestion de la demande en puissance (GDP) afin de réduire la demande de pointe.

Pour l'heure, il est prématuré d'établir des objectifs précis au chapitre de la GDP. L'objectif de la GDP de chaque réseau autonome ainsi que les mesures spécifiques pour l'atteindre ne peuvent être fixés avant que le potentiel commercialisable du PTÉ ne soit clairement établi.

Demandes

47.1 Veuillez préciser les étapes qui doivent être franchies afin d'établir clairement le potentiel commercialisable du PTÉ de la GDP.

Réponse :

Le potentiel commercialisable vise à déterminer la viabilité commerciale d'une opportunité. La détermination du potentiel commercialisable doit respecter plusieurs étapes, notamment l'analyse du PTE, l'évaluation de la mesure compte tenu des besoins du client, la rentabilité économique pour le client et enfin, l'identification de l'ensemble des barrières de marché.

47.2 Veuillez préciser, pour chacun des réseaux autonomes, l'échéancier pour franchir ces étapes.

Réponse :

L'échéancier varie en fonction de la nature de l'opportunité à évaluer. Voir également la réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 2 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.1.

J. Pertes électriques en réseaux autonomes

RÉFÉRENCE (i) | R-3864 | HQD-2 | Doc. 2 Ann. 2A p. 22

Préambule :

La référence mentionne :

Le taux de pertes de transport et de distribution pour 2012 s'est chiffré à 6,6 % pour l'ensemble des réseaux. Cette valeur est la plus petite des cinq dernières années en raison notamment d'une diminution significative du taux de pertes pour le réseau de Schefferville.

En effet, le tableau de la référence montre un taux de pertes de 22,7% en 2011 et de 14,5% en 2012 pour le réseau de Schefferville.

Demandes :

48.1 Veuillez expliquer cette diminution des pertes sur le réseau de Schefferville.

Réponse :

La diminution des pertes entre les années 2011 et 2012 s'explique, entre autres, par le fait que les ventes de l'année 2011 sont sous-estimées.

En effet, dans le cadre de l'analyse des pertes à Schefferville, le Distributeur a constaté que la consommation en kWh de certains clients n'était pas comptabilisée, et ce, malgré la présence de la facturation des revenus en dollars. L'absence de cette consommation dans le bilan des pertes a entraîné une surestimation des pertes observées. La situation a été corrigée en 2012 et la consommation en kWh de ces clients est incluse dans les ventes de l'année 2012.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 22-24
RÉFÉRENCE (ii)	R-3776	B-0061		p. 41	

Préambule :

Selon la compréhension du RNCREQ, le tableau de la page 22 présente pour chacun des réseaux autonomes le taux de pertes de transport et de distribution en énergie calculé à partir de données mesurées (ventes et usages internes) et le taux de perte théorique obtenu au moyen de simulations de chacun de ces réseaux. On peut constater que le taux de pertes théoriques est généralement inférieur à la moitié du taux de pertes calculé.

À la page 23 de la référence (i) le Distributeur mentionne :

Ces simulations permettent d'évaluer les pertes dans les conducteurs, en plus des pertes à vides et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles. Le Distributeur présente les résultats des simulations au tableau 2A-1.

À la page 24 de la même référence, le Distributeur présente l'explication suivante :
Ainsi, à l'exception du réseau de L'Île-d'Entrée, tous les réseaux avec des taux de pertes supérieurs à 5 % sur cinq ans présentent des taux observés supérieurs aux taux de pertes obtenus de manière théorique. Les écarts observés pourraient s'expliquer par plusieurs facteurs notamment l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques et les hypothèses restrictives qui ne sont pas nécessairement représentatives de la configuration réelle du réseau. Pour ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité et ainsi, la comparaison avec les pertes observées doit être effectuée avec circonspection.

La référence ii présente la formule suivante permettant d'évaluer les pertes en énergie en fonction des pertes à la pointe.

$$F_p = 0,85 F_u^2 + 0,15 F_u$$

F_p = facteur de perte

F_u = Facteur d'utilisation ou facteur de charge

Demandes :

49.1 Veuillez confirmer que les taux de pertes théoriques indiqués au tableau 2A-1 correspondent à des pertes en énergie. Pour chacun des réseaux simulés, veuillez fournir la valeur de la puissance simulée ainsi que les pertes dans les conducteurs, les pertes à vides et les pertes en charge des transformateurs

Réponse :

Le Distributeur confirme que les taux de pertes théoriques au tableau 2A-1 de la référence (i) correspondent à des pertes en énergie.

Toutefois, le Distributeur n'est pas en mesure de colliger les informations demandées pour chaque réseau au prix d'efforts raisonnables.

49.2 Veuillez expliquer ce que vous entendez par *l'imprécision de la modélisation des pertes théoriques*. Veuillez notamment expliquer comment cette imprécision pourrait expliquer des pertes réelles plus de deux fois plus élevées que des pertes théoriques.

Réponse :

Les pertes théoriques s'appuient sur l'évaluation des pertes dans les conducteurs en plus des pertes à vide et en charge des transformateurs selon la puissance et les caractéristiques disponibles. Ces évaluations reposent sur un ensemble d'approximations et le Distributeur n'est pas en mesure de valider l'estimation des pertes attribuables à chacun des équipements sur les réseaux. De plus, dans certains cas, l'âge des équipements a dû être estimé puisque l'information n'était pas disponible.

Par ailleurs, certains équipements ne sont pas considérés dans le calcul des pertes théoriques en raison, notamment de la complexité ou de l'absence de données techniques requises pour leur modélisation. Parmi les hypothèses restrictives, le calcul des pertes théoriques ne tient pas compte, entre autres, de la partie du branchement au compteur du client, des câbles de puissance des alternateurs et des transformateurs de service auxiliaire.

Pour toutes ces raisons, le taux de pertes théorique ne peut être considéré comme une parfaite représentation de la réalité. De plus, le Distributeur n'est pas en mesure de déterminer l'écart entre les pertes observées et théoriques qui pourrait être attribuable à cette imprécision. Toutefois, le fait que certains équipements ne soient pas considérés dans le calcul entraîne assurément une sous-estimation du taux de pertes théorique par rapport au taux de pertes observé.

49.3 Veuillez présenter les *hypothèses restrictives* qui ont été utilisées pour les simulations et préciser comment celles-ci pourraient expliquer des pertes réelles plus de deux fois plus élevées que des pertes théoriques.

Réponse :

Voir réponse à la question 49.2.

49.4 Veuillez indiquer si le taux de pertes théoriques en énergie a été calculé selon la même formule que celle apparaissant à la référence ii.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

49.5 Si non, veuillez indiquer comment a été obtenu le taux des pertes en énergie.

Réponse :

Sans objet.

RÉFÉRENCE (i)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 22 et-24
RÉFÉRENCE (ii)	R-3864	HQD-2	Doc. 2	Ann. 2A	p. 74

Préambule :

Le tableau de la page 22 de la référence (i) présente les réseaux qui ont été simulés pour obtenir les pertes théoriques. On peut constater que le taux de perte obtenu par simulation est de beaucoup inférieur au taux de pertes calculé, notamment pour les réseaux Akulivik, Kuujjuarapik, Puvirnituk, Salluit et Tasiujaq, Lac-Robertson, Schefferville et Clova.

Par ailleurs à la page 24 de la même référence, le Distributeur mentionne :

De façon générale, pour l'ensemble des réseaux, la seule façon d'améliorer la précision des taux de pertes observés serait d'ajouter des points de mesurage. Toutefois, cette mesure n'est pas envisagée par le Distributeur car elle entraîne des coûts sans toutefois diminuer pour autant réellement les pertes électriques. Cependant, le Distributeur continuera à assurer un suivi des travaux en vue d'améliorer les données servant au calcul des pertes observées.

La référence (ii) présente le coût de revient de chacun des réseaux pour l'année 2012.

Demandes :

50.1 Pour chacun des réseaux identifiés, veuillez indiquer combien de points de mesurage seraient requis pour avoir une bonne précision des taux de pertes réels.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas fait l'exercice de vérifier le nombre de points de mesure requis, ni leur emplacement.

50.2 Veuillez préciser quel est le coût d'un point de mesurage.

Réponse :

Le coût dépend de leur emplacement.

50.3 Veuillez préciser si les valeurs de la colonne Entretien et exploitation du tableau de la référence (ii) sont des coûts unitaires variables en fonction de l'énergie produite.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

50.4 Si non, veuillez fournir le coût de revient unitaire variable d'entretien et d'exploitation.

Réponse :

Sans objet.

50.5 Pour les réseaux où cela s'applique, veuillez fournir le coût de revient unitaire dû au combustible.

Réponse :

Voir la réponse à la question 14.2 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.