DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2014-2023 (LE PLAN) D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE DISTRIBUTEUR)

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU RÉSEAU INTÉGRÉ

PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

1. Références : (i) Pièce B-0007, p. 61;
(ii) Pièce B-0021, p. 4;
(iii) Pièce B-0021, p. 5, 7 et 8;
(iv) Pièce B-0034, p. 17;
(v) Pièce B-0026, p. 6 et 7.

Préambule :

(i) « *2.1 Utilisation d'outils additionnels dans la prévision des ventes de court terme*

Comme le Distributeur l'a mentionné dans le dossier tarifaire 2013-2014 (R-3814-2012), il s'est doté d'outils additionnels consistant en des modèles de régression linéaire multiple pour chacun des secteurs de consommation. » [nous soulignons]

(ii) « […] *Ils* [les modèles de prévision] *reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie.* »

(iii) « *L'historique des écarts de prévision n'est donc pas suffisamment long pour permettre d'évaluer leur performance prévisionnelle sur les différents horizons de prévision. Cependant, la performance de ces modèles a été évaluée sur les données historiques de la période 2006-2011* […] *les coefficients de détermination des modèles pour les secteurs de consommation considérés sont très élevés et varient entre 82,5 % et 99,9 %.* » [nous soulignons]

(iv) « *Le choix de la période d'estimation de 2006 à 2013 pour les modèles économétriques de court terme provient du fait que ces modèles visent à capter les déterminants conjoncturels de l'évolution des ventes sur une courte période. Statistiquement, des données historiques sur une période de cinq ans sont amplement suffisantes pour ce type de modèles.* » [nous soulignons]

(v) Les écarts entre les ventes réelles et les ventes modélisées pour l'année 2013 se situent, en valeur absolue, entre 0,0 % et 1,0 %.

Demandes :

1.1 Veuillez indiquer si le modèle utilisé pour la prévision des ventes de long terme à chacun des secteurs de consommation est, à l'instar du court terme, un modèle de régression linéaire multiple.

1.1.1. Dans la négative, veuillez présenter les caractéristiques des modèles autres que les modèles de régression linéaire multiple.

1.2 Veuillez confirmer que la performance des modèles de prévision des ventes n'a pas été évaluée sur un horizon supérieur à 6 ans (2006-2011).

1.2.1. Si vous confirmez, veuillez justifier le choix de chacun des types de modèle de long terme (régression linéaire multiple et autres, le cas échéant), outre le fait qu'ils « *reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie* ».

1.2.2. Si vous infirmez, veuillez présenter cette évaluation.

2. Références :
(i) Pièce B-0007, p. 63;
(ii) Pièce B-0021, p. 5 et 6;
(iii) Pièce B-0021, p. 32;
(iv) Pièce B-0007, p. 61 et 62;
(v) Pièce B-0026, p. 18, 19 et 20;
(vi) Pièce B-0026, p. 6;
(vii) Pièce B-0051, p. 4;
(viii) Pièce B-0027, p. 9.

Préambule :

(i)

TABLEAU 2E-1
VARIABLES EXPLICATIVES RETENUES POUR LES MODÈLES PAR SECTEURS DE CONSOMMATION

Secteurs	Variables explicatives
Résidentiel et agricole	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus
Commercial et institutionnel	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, Emploi secteur des services
PME industriel	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Taux de change, PIB manufacturier, Emploi manufacturier
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements, PIB pâtes et papiers, Livraison de produits en bois, PIB industrie de l'information et industrie culturelle
Mines	Nombre d'abonnements, PIB extraction minière, PIB total, Emploi manufacturier, Taux de change
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements, PIB manufacturier, Taux de change
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements, PIB première transformation des métaux, PIB industries de biens durables, Indice des prix industriels de l'aluminium
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements, PIB industries de biens durables, PIB industries de biens non durables, Ventes commerces de détail
Réseaux municipaux	Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus, Emploi total, PIB total

(ii) La Régie constate que le Distributeur présente la détermination des modèles pour des secteurs de consommation qui n'apparaissent pas au tableau 2E-1 de la référence (i), soit :

- le transport public;
- l'éclairage public;
- GE – Commercial et institutionnel.

(iii) « *Le Distributeur utilise des modèles de régression linéaire multiple pour les Réseaux de distribution municipaux, l'éclairage public et le transport public.* […]

Les variables économiques utilisées dans les nouveaux modèles sont la rémunération des salariés, le PIB total, l'emploi total et la population de 15 ans et plus. Des variables climatiques sont aussi utilisées dans le modèle de prévision des ventes aux Réseaux de distribution municipaux. »

(iv) Au secteur Résidentiel et agricole, « *à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique telles :*

- *La consommation unitaire des équipements électriques;*
- *Le taux de diffusion des équipements électriques;*
- *L'efficacité des équipements électriques;*
- *Des données techniques sur les habitations (superficie, nombre d'occupants et autres)* ».

Au secteur Commercial et institutionnel, « *à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique.* […] *ces données sont :*

- *L'intensité énergétique par usages finaux;*
- *Le taux de diffusion par usages finaux;*
- *L'efficacité par usages finaux;*
- *La superficie du parc d'immeubles à ce secteur* ».

Au secteur Industriel, « *À long terme, conformément à la méthodologie présentée pour le court terme, la prévision est déterminée essentiellement à partir des prévisions économiques de la production industrielle. Les projets d'investissements majeurs sont évalués distinctement* ».

(v) Le Distributeur indique qu'il n'utilise pas d'autres variables pour la prévision de long terme du secteur Industriel PME, du secteur Industriel – GE et du secteur Autres que celles énumérées au tableau 2E-1 de la référence (i).

(vi)

TABLEAU R-2.4
SIGNIFICATIVITÉ DES VARIABLES UTILISÉES

Secteurs	Variables explicatives
Résidentiel et agricole	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus**, Mises en chantier**
Commercial	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur des services**, Emploi secteur des services**
Institutionnel	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation**, Population de 15 ans et plus**, PIB secteur public**, Emploi secteur public**
PME industriel	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation*, Taux de change*, PIB manufacturier**, Emploi manufacturier**
Pâtes et papiers	Nombre d'abonnements**, PIB pâtes et papiers**, PIB industrie de l'information et industrie culturelle**
Mines	Nombre d'abonnements**, PIB extraction minière*, PIB total*, Emploi manufacturier, Taux de change
Divers manufacturiers	Nombre d'abonnements**, Emploi manufacturier**, PIB manufacturier**
Sidérurgie, fonte et affinage	Nombre d'abonnements**, PIB première transformation des métaux**, PIB industries de biens durables**
Pétrole et chimie	Nombre d'abonnements**, PIB industries de biens durables**, PIB industries de biens non durables**, Taux de change
Autres [1]	Degrés-jour de chauffage**, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés**, Population de 15 ans et plus**, Emploi total**, PIB total**

[1] incluant les réseaux municipaux, le transport public et l'éclairage public.

La Régie constate les différences suivantes entre les variables contenues dans ce tableau et celles du tableau 2E-1 de la référence (i) :

- Au secteur Résidentiel et agricole, la variable « Mises en chantier » du tableau R-2.4 remplace la variable « Nombre d'abonnements » du tableau 2E-1;
- Aux secteurs Commercial, Institutionnel et PME industriel, le « Nombre d'abonnements » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Pâtes et papiers, la « Livraison de produits en bois » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Divers manufacturiers, la variable « Emploi manufacturier » du tableau R-2.4 remplace la variable « Taux de change » du tableau 2E-1;
- Au secteur Sidérurgie, fonte et affinage, l'« Indice des prix industriels de l'aluminium » qui apparaît au tableau 2E-1 n'apparaît pas au tableau R-2.4;
- Au secteur Pétrole et chimie, la variable « Taux de change » du tableau R-2.4 remplace la variable « Ventes commerces de détail » du tableau 2E-1.

(vii) « […] *certaines variables ne sont pas utilisées séparément dans les modèles de prévision. Elles sont plutôt regroupées dans un indice composite et deviennent ainsi des facteurs déterminant les ventes d'électricité.* »

(viii) Les variables « Rémunération des salariés », « PIB total », « Emploi total » et « Population de 15 ans et plus » ne sont pas utilisées séparément dans le modèle de prévision du secteur Autres. Elles sont plutôt regroupées dans un indice composite de type Cobb-Douglas.

Demandes :

2.1 Veuillez expliquer pourquoi le secteur de consommation GE – Commercial et institutionnel cité à la référence (ii) n'apparaît pas aux tableaux 2E-1 et R-2.4 [références (i) et (vi)].

2.2 Veuillez expliquer les différences entre les variables du tableau 2E-1 et celles du tableau R-2.4.

2.3 Veuillez remplir le tableau suivant :

- en précisant la significativité de chacune des variables dans les modèles de prévision de court terme et celle dans les modèles de prévision de long terme;
- en indiquant les indices composites et les variables qui les composent;
- en tenant compte des constats de la Régie en préambule.

Secteur de consommation	Variables explicatives dans les modèles de prévision de court terme	Variables explicatives dans les modèles de prévision de long terme

3. Références : (i) Pièce B-0021, p. 11;
(ii) Pièce B-0021, p. 21;
(iii) Pièce B-0051, p. 8 et 9.

Préambule :

(i) Les conditions climatiques « *expliquent jusqu'à 98 % de la variabilité des ventes pour le secteur Résidentiel et agricole* ».

(ii) « […] *au secteur Commercial et institutionnel. Les conditions climatiques expliquent jusqu'à 95 % de la variabilité des ventes à ce secteur*. »

(iii) « *La variabilité expliquée par les variables économiques est de :*

- *88,5 % au secteur Industriel PME;*
- *94,7 % au secteur des pâtes et papier;*
- *82,5 % au secteur pétrole et chimie;*
- *90,5 % au secteur de la métallurgie;*
- *95,1 % au secteur des mines;*
- *86,3 % pour les autres manufacturiers.* »

Demandes :

3.1 Veuillez indiquer si les variabilités des ventes expliquées, citées au préambule, s'appliquent aux modèles de prévision de court terme ou à ceux de long terme.

3.1.1. Si elles s'appliquent aux modèles de court terme, veuillez fournir les variabilités des ventes prévues à long terme expliquées par les principales variables.

3.1.2. Si elles s'appliquent aux modèles de long terme, veuillez fournir les variabilités des ventes prévues à court terme expliquées par les principales variables.

3.2 Veuillez fournir la variabilité des ventes prévues à court terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des secteurs de consommation suivants :

- Réseaux municipaux;
- Transport public;
- Éclairage public.

3.3 Veuillez fournir la variabilité des ventes prévues à long terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des secteurs de consommation suivants :

- Réseaux municipaux;
- Transport public;
- Éclairage public.

4. Références : (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1, HQD-1, document 2, p. 126;
(ii) Pièce B-0021, p. 22.

Préambule :

(i) Dans le dossier R-3648-2007, le Distributeur indiquait que : « *Au secteur général et institutionnel, la base des degrés-jours de chauffage est de 15°C* ». [nous soulignons]

(ii) Dans le présent dossier, le Distributeur indique que : « *Dans le secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur utilise des degrés-jour de chauffage sur la base des seuils 12°C, 9°C, 6°C, 3°C, 0°C, -3°C et -12°C* […] » [nous soulignons]

Demande :

4.1 Veuillez élaborer sur les motifs et les impacts liés à la baisse de 3°C apportée au seuil maximal des degrés-jours de chauffage au secteur Commercial et institutionnel.

5. Références : (i) Pièce B-0026, p. 9;
(ii) Pièce B-0027, p. 6 et 7;
(iii) Pièce B-0051, p. 8.

Préambule :

(i) « […] *Dans les nouveaux modèles de court terme, la variation de chauffage et de climatisation* <u>*annuelle*</u> *et mensuelle est estimée directement, à partir des ventes, par les variables de degrés-jours de chauffage et de climatisation.* » [nous soulignons]

Aux références (ii) et (iii), le Distributeur aborde les variations de chauffage et de climatisation mensuelles, mais pas les variations annuelles mentionnées à la référence (i).

(ii) « *Les variables de conditions climatiques, les degrés-jours, expliquent la majeure partie de la* <u>*variation*</u> *de la demande d'un secteur,* <u>*observée entre les mois*</u>*, compte tenu qu'une importante partie de cette demande est attribuable aux usages de chauffage et de climatisation qui affichent un profil saisonnier marqué.* » [nous soulignons]

(iii) « *Les modèles du secteur Industriel, que ce soit sur l'horizon de court terme ou de long terme, incluent des variables économiques et également des variables climatiques, dans le cas du secteur Industriel PME. Les variables climatiques expliquent la* <u>*variabilité saisonnière*</u> *des ventes due au climat.* » [nous soulignons]

Demande :

5.1 Veuillez préciser les facteurs qui influencent la variation de chauffage et de climatisation sur une base annuelle.

6. Référence : Pièce B-0026, p. 10.

Préambule :

« *Pour chacun des secteurs de consommation, les degrés-jours (chauffage et climatisation) utilisés par le Distributeur sont cumulés, en fonction de la contribution des différents seuils à la demande d'énergie finale pour ces usages.* […] *Cette approche permet, notamment de tenir compte de l'évolution de la sensibilité climatique attribuable à chacun des mois et à la non-synchronisation du début et de la fin de l'utilisation des systèmes de chauffage et de climatisation* <u>*pour chacun des clients du Distributeur*</u>*.* » [nous soulignons]

Demande :

6.1 Veuillez élaborer sur la capacité du modèle à tenir compte de la non-synchronisation de l'utilisation des systèmes de chauffage et de climatisation propre à « *chacun* » des clients du Distributeur.

7. Référence : Pièce B-0026, p. 11 et 12.

Préambule :

« *Le Distributeur utilise la variable v1996488 de Statistique Canada, au tableau 382-0006, nommée « Salaires, traitements et cotisations sociales à la charge des employeurs – Québec; Rémunération des salariés; Désaisonnalisés (x 1 000), (mensuel, 1997-01-01 à 2013-12-01) ».*

La définition tirée du Glossaire des comptes économiques *de Statistique Canada est la suivante : « Rémunération des salariés. Somme des salaires et traitements et du revenu supplémentaire du travail. Appelée aussi « revenu du travail ».* »

Demande :

7.1 Veuillez indiquer si la rémunération des travailleurs autonomes est incluse ou non dans la variable utilisée par le Distributeur. Dans la négative, veuillez élaborer sur l'impact de ne pas tenir compte de la rémunération des travailleurs autonomes sur la performance de la prévision de la demande d'électricité du secteur Résidentiel et agricole.

8. Référence : Pièce B-0021, p. 33.

Préambule :

« […] *le Distributeur utilise un modèle de régression linéaire multiple pour la prévision de court terme des besoins mensuels en puissance à la pointe. Ce modèle intègre directement des variables climatiques qui représentent la grande part de la variabilité des besoins en puissance. De plus, le modèle tient compte de l'évolution des ventes par secteurs de consommation issue des modèles de prévision de ventes de court terme.*

Pour ce qui est de la prévision de long terme des besoins en puissance à la pointe du Plan, elle s'appuie toujours sur le même découpage de la demande par usage (chauffage des locaux, chauffage de l'eau, climatisation, charge industriel, etc.), soit des éléments issus des modèles de régression à usages finaux utilisés pour la prévision des ventes à long terme. Ainsi, la prévision des besoins en puissance à la pointe tient compte de la prévision des ventes de chacun des usages. […] *le modèle de régression linéaire utilise directement les variables climatiques.* »

Demandes :

8.1 Veuillez indiquer si la performance des modèles de prévision des besoins en puissance de court terme et de long terme a été évaluée sur la base de données historiques.

8.1.1. Si oui, veuillez présenter cette évaluation.

8.1.2. Sinon, veuillez justifier le choix de la régression linéaire multiple pour prévoir les besoins en puissance de court et de long terme pour chacun des usages finaux.

8.2 Veuillez remplir le tableau suivant :

- en précisant la significativité de chacune des variables dans les modèles de prévision de court terme et celle dans les modèles de prévision de long terme;
- en indiquant les indices composites, le cas échéant, et les variables qui les composent.

Usage final	Variables explicatives dans les modèles de prévision de court terme	Variables explicatives dans les modèles de prévision de long terme

8.3 Veuillez fournir la variabilité des besoins en puissance prévus à court terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des usages finaux.

8.4 Veuillez fournir la variabilité des besoins en puissance prévus à long terme, expliquée par les principales variables, pour chacun des usages finaux.

9. Référence : Pièce B-0026, p. 5.

Préambule :

« *2.3 Veuillez proposer un plan de suivi de performance de la prévision de la demande en vue des états d'avancement 2014 et 2015 du Plan ainsi que du plan d'approvisionnement 2017-2026. Veuillez en préciser la teneur et les horizons de prévision.*

Réponse :
Voir la réponse à la question 2.2.

Par ailleurs, en attendant d'avoir un historique de résultats de ventes suffisamment long, le Distributeur analysera les écarts constatés sur l'horizon d'un an dans les États d'avancement 2014 et 2015. » [nous soulignons]

Demandes :

9.1 Outre les écarts de prévision des ventes, veuillez indiquer les résultats que fournira le Distributeur dans le cadre du suivi de la performance de la prévision des ventes.

9.2 Veuillez indiquer les résultats que fournira le Distributeur dans le cadre du suivi de la performance de la prévision des besoins en puissance.

CRITÈRES DE FIABILITÉ

10. Références : (i) Pièce B-0021, p. 41;
(ii) Pièce B-0028, p. 27.

Préambule :

(i) En réponse à la demande de la Régie de fournir les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements, le Distributeur indique que : « *le taux de réserve associé à l'option d'électricité interruptible* [est de] *15 %* ».

(ii) « *10.1 Veuillez indiquer le taux de réserve en puissance qui a été appliqué à chaque tranche de la charge interruptible d'Aluminerie Alouette de la référence (i), soit 150 MW à compter de l'hiver 2013-2014, 300 MW à compter de l'hiver 2016-2017 et 450 MW à compter de l'hiver 2019-2020.*

Réponse :
Le Distributeur applique un taux de réserve uniforme de 60 %. »

Demande :

10.1 Veuillez fournir l'analyse qui a conduit à la détermination d'un taux de réserve de 60 % associé à la charge interruptible de l'Aluminerie Alouette. Veuillez également expliquer le fait que ce taux soit quatre fois supérieur au taux de l'option d'électricité interruptible.

11. Référence : Pièce C-SÉ-AQLPA-0009, p. 21 à 23.

Préambule :

Dans son rapport, SÉ/AQLPA indique que :

« […] *nous remarquons qu'à long terme, l'écart type est stable à environ 20 TWh, cependant il semble que si on le mesure sur de plus courte période de 10 ans ou de 20 ans, l'écart type semble diminué, durant les deux dernières périodes de 10 ans, il était de l'ordre de 14 TWh, ce qui est assez éloigné du 20 TWh du long terme. Il existe donc une possibilité que les réserves de 64 et de 98 TWh correspondent à une probabilité moindre que 2 %. Nous sommes d'avis que la Régie devrait instituer un suivi à cet égard.*

RECOMMANDATION NO. 1-4 :
Nous recommandons à la Régie de demander une étude sur l'évolution de l'écart type des apports du parc de production d'Hydro-Québec Production afin de s'assurer que la diminution de l'écart type constatée depuis 1992 ne reflète pas une nouvelle réalité. »

Demande :

11.1 Veuillez commenter l'extrait cité au préambule.

12. Références :
(i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 24;
(ii) Hydro-Québec, *HydroPresse*, article intitulé « Hydro-Québec et les changements climatiques », mars 2014, p. 10 à 13;
(iii) Hydro-Québec, *HydroPresse*, article intitulé « Changements climatiques et prévision des apports », avril 2014, p. 8 à 13.

Préambule :

(i) Dans sa décision relative au plan d'approvisionnement précédent, la Régie écrivait ceci :

« *[59] Le Distributeur mentionne que, selon son fournisseur qui s'est lui-même informé auprès des organismes réalisant ces travaux, les changements climatiques n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels.*

[60] La Régie est d'avis que les impacts potentiels des changements climatiques sur la prévision des apports naturels d'eau doivent faire l'objet d'un suivi par le Distributeur et, si jugés significatifs, être pris en compte dans les plans d'approvisionnement. »

(ii) et (iii) Hydro-Québec a publié, en mars et en avril dernier, deux articles portant sur les impacts des changements climatiques sur les apports naturels d'eau. À la page 13 de la référence (ii), il est indiqué que :

« *Comme elle* [Hydro-Québec Production] *dépend de cette ressource hydrique, les changements anticipés du régime de précipitations influenceront l'exploitation de son parc de production.* […] *La direction – Planification de la Production tient compte de cette réalité dans sont* Plan quinquennal 2014-2018 d'amélioration de la prévision des apports. *La direction mettra notamment en œuvre plusieurs initiatives pour intégrer les impacts des changements climatiques à son processus de prévision des apports. Parmi ses actions : établir les impacts par système hydrique afin de définir des règles de gestion optimales tenants compte des changements climatiques.* »

Demandes :

12.1 Veuillez indiquer si le fournisseur du Distributeur en électricité patrimoniale est toujours d'avis que les changements climatiques n'ont pas d'impact significatif sur les apports naturels d'eau.

12.1.1. Si oui, veuillez justifier sa réponse, notamment à la lumière des articles cités aux références (ii) et (iii).

12.1.2. Sinon, veuillez décrire ces impacts et indiquer comment le Distributeur en a tenu compte dans son plan d'approvisionnement, tel que demandé dans la décision D-2011-162.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

13. Références :
(i) Pièce B-0021, p. 34;
(ii) Pièce B-0021, p. 47;
(iii) Pièce B-0026, p. 37;
(iv) Pièce B-0029, p. 15;
(v) Pièce B-0035, p. 30 et 31;
(vi) www.oasis.oati.com;
(vii) Pièce B-0035, p. 34 et 35;
(viii) Pièce C-EBM-0010, p. 14;
(ix) Pièce C-RNCREQ-0019, p. 54.

Préambule :

(i) « *Le Distributeur a procédé à une analyse du marché de court terme visant à accroître le potentiel de contreparties.*

L'analyse s'est effectuée auprès des participants du marché de New York qui disposent de production et qui ont des activités de courtage à l'extérieur de leur marché immédiat. Elle a permis de conclure qu'une grande majorité des participants vendent leur production sur le marché du NYISO et ne font pas de transactions bilatérales.

Les démarches de prospection du Distributeur ont permis d'entreprendre des discussions avec deux entreprises afin d'en arriver à la signature de EEI.

Par ailleurs, une analyse du marché de court terme a été amorcée pour le marché de l'Ontario. Elle se poursuivra en 2014. Quant au marché de la Nouvelle-Angleterre, il est limité par les contraintes de transport. » [nous soulignons]

(ii) « *Enfin, le Distributeur rappelle que, compte tenu des volumes d'énergie en surplus et des conditions de marché qui prévalent toujours, le scénario de revente demeure théorique. Par conséquent, la revente d'énergie sur les marchés de court terme n'est pas envisagée par le Distributeur afin de disposer des surplus.* » [nous soulignons]

(iii) « *Les conditions de marché auxquelles le Distributeur fait référence dans le préambule* [référence (ii)] *concernent notamment la disponibilité de transport ferme et les niveaux de congestion observés dans les dernières années sur les interconnexions.* » [nous soulignons]

(iv) « *6.8. Pourquoi le Distributeur ne cherche-t-il pas à obtenir des droits de transport fermes pour l'export sur les différentes interconnexions sur lesquelles il y aurait présentement de la capacité de disponible, notamment celle vers le Nouveau-Brunswick depuis que le Producteur a mis fin à sa réservation (à moins que la capacité ait été réservée à nouveau)?*

Réponse :
Les réservations actuellement détenues par les utilisateurs du réseau de transport reflètent les capacités d'absorption des réseaux voisins. Toute quantité qui serait ajoutée sur le transit des interconnexions viendrait créer de la congestion, ce qui serait susceptible de diminuer les prix reçus pour ces quantités. La détention de transport ferme n'assure aucunement au Distributeur d'obtenir des prix plus élevés que l'électricité patrimoniale.

De plus, le marché du Nouveau-Brunswick n'a pas de bourse d'énergie mettant en compétition plusieurs contreparties contrairement aux marchés de New York et de la Nouvelle-Angleterre. De plus, aucun droit de transport ferme n'est disponible vers le Nouveau-Brunswick avant l'hiver prochain. »

(v) « […] *le RNCREQ présente le tableau suivant montrant la disponibilité de transfert en mode exportation.*

		Capacité	réservations 2014		Disponibilité
		en livraison	HQP	Autres	
		MW	MW	MW	MW
Ontario	HQT-ON	1250	1250		0
New York	HQT-MASS	1800	1200	250,8	349,2
Nouvelle-Angleterre	HQT-NE	2000	1200	257,45	542,55
Nouveau-Brunswick	HQT-NB	1029			1029
					1920,75

[…]
13.2 Le cas échéant, veuillez indiquer si les capacités obtenues sont les mêmes que celles montrées au tableau présenté en préambule et le cas échéant veuillez présenter et expliquer les différences.
Réponse :
Les capacités disponibles ont été modifiées depuis le dépôt du dossier du Transporteur à la Régie à la suite de nouvelles réservations effectuées par des utilisateurs du réseau de transport. Ces données sont publiques et disponibles sur le site OASIS dont, notamment, les quantités disponibles sur l'interconnexion NB-HQT qui sont à zéro. »

(vi) En date du 29 mai 2014, la Régie a consulté les réservations de service de transport ferme en mode exportation. Les réservations indiquées sont les mêmes que celles du tableau produit par le RNCREQ [référence (v)], sauf pour le chemin HQT-NB où il n'y a pas de capacité disponible cette année.

(vii) « *Préambule :*
Lorsque, pour une heure donnée, un détenteur d'une réservation ferme de transport ne l'utilise pas à 100 %, la capacité non utilisée est offerte sur OASIS comme capacité non ferme.

Demandes

17.3 Veuillez confirmer, infirmer ou préciser l'affirmation faite en préambule.

Réponse :
Le Distributeur le confirme et précise que cette capacité est rendue disponible seulement trois heures avant le début du service.

17.4 Est-ce que, dans sa gestion quotidienne, le Distributeur veille sur la <u>disponibilité de transport non ferme</u> sur les interconnexions?

Réponse :
Le Distributeur veille à la disponibilité du transport dans sa planification opérationnelle. » [nous soulignons]

(viii) EBM est d'avis que :

« *60. Maintenant, concernant l'accès aux interconnexions, il faut mentionner que le transport ferme n'est pas l'unique solution. Le Distributeur pourrait très bien revendre ses surplus sur différents horizons de temps. Il pourrait revendre ses surplus sur une base annuelle, mensuelle, hebdomadaire, quotidienne. À titre d'exemple, les ventes sur une base quotidienne pourraient bénéficier des* <u>*disponibilités de transport non ferme*</u> *sur les interconnexions.* » [nous soulignons]

(ix) Le RNCREQ écrit ce qui suit :

« *Donc, étant donné que la disponibilité de 891 MW* [capacité de transfert vers New-York et la Nouvelle-Angleterre] *n'a pas été infirmée par le Distributeur, le RNCREQ doit comprendre qu'il est possible d'envisager une stratégie qui consisterait à revendre une partie des surplus du Distributeur sur les marchés limitrophes, si les conditions de prix sont favorables. À cet effet, il serait surprenant que les conditions actuelles de faible prix se poursuivent sur toute la période du Plan d'approvisionnement.* »

Demandes :

13.1 Veuillez expliquer les contraintes de transport du marché de court terme de la Nouvelle-Angleterre auxquelles le Distributeur fait référence [référence (i)]. Veuillez également quantifier ces contraintes par rapport à la capacité de 543 MW de transport ferme disponible sur l'interconnexion HQT-NE en mode exportation.

13.2 Veuillez mettre à jour le tableau produit par le RNCREQ [référence (v)].

13.3 Veuillez indiquer si le Distributeur profite :
a) des capacités de transport non ferme sur les interconnexions;
b) des capacités de transport ferme rendues disponibles trois heures avant le début du service; et
c) des offres d'achat d'énergie des détenteurs de droit ferme;
pour vendre des surplus à chaque fois que le prix est jugé suffisamment élevé.

13.3.1. Sinon, veuillez justifier chaque décision pour les items a, b, et c.

13.3.2. Veuillez indiquer et justifier le prix minimum jugé suffisamment élevé par le Distributeur pour procéder à la vente de ses surplus.

14. Références : (i) Pièce C-EBM-0010, p. 16;
(ii) Pièce B-0021, p. 51;
(iii) *Tarifs et conditions du Distributeur*, en vigueur le 1er avril 2014, article 6.20.

Préambule :

(i) « *69.* […] *EBM est d'avis que le Distributeur devrait faire appel au marché de court terme avant ou du moins au même moment qu'il fait appel aux clients industriels ayant opté pour l'option d'électricité interruptible.* »

(ii)

	2014
Puissance à la pointe (MW)	
Électricité interruptible	1 000
Court terme	650
Prix ($/kW-hiver)	
Électricité interruptible	8,50
Court terme	10,20
Coûts (M$)	
Électricité interruptible	8,5
Court terme	3,3

La Régie constate que le Distributeur n'a tenu compte que du crédit fixe dans son estimation des coûts de la puissance interruptible. En effet, dans les *Tarifs et conditions du Distributeur* en vigueur le 1er avril 2014 [référence (iii)], les crédits applicables pour la période d'hiver sont :

« *Crédit fixe : 8,50 $ le kilowatt de puissance interruptible effective.*
Crédit variable : 12,00 ¢ le kilowattheure de puissance interruptible effective horaire pour chaque heure d'interruption. »

Demandes :

14.1 Veuillez présenter l'ordre dans lequel le Distributeur utilise actuellement ses contrats d'approvisionnement, ses moyens de gestion des approvisionnements et ses moyens de gestion de la demande.

14.2 Veuillez justifier, en termes de contraintes et de prix (en tenant compte du crédit variable associé à la puissance interruptible), l'ordre relatif du recours à l'électricité interruptible par rapport aux achats de court terme.

MOYENS DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE À LA POINTE

15. Référence : Pièce C-FCEI-0009, p. 9 à 11.

Préambule :

La FCEI expose les avantages de ne plus appliquer le tarif de pointe du tarif DT en dehors des heures de pointe, puis se questionne sur le potentiel de la biénergie pour les clients aux tarifs généraux en effectuant un lien avec l'option d'énergie interruptible. La FCEI en conclut que :

« *Le Distributeur devrait mettre davantage d'emphase sur la biénergie aux tarifs généraux comme moyen de gestion de la puissance et des surplus d'énergie. Tout comme dans le cas du tarif DT, elle voit une complémentarité importante entre le tarif biénergie et les options offertes par les compteurs de nouvelle génération qui offrent des possibilités qui n'étaient pas envisageables jusqu'ici.* »

Demandes :

15.1 Veuillez commenter la proposition de la FCEI et élaborer sur ses impacts.

15.2 Veuillez estimer les ventes supplémentaires d'électricité, tout en maintenant le même effacement à la pointe, que pourrait générer le recours aux compteurs de nouvelle génération pour éviter le fonctionnement des systèmes biénergie en dehors des heures de pointe.

15.3 Veuillez estimer les ventes supplémentaires d'énergie et d'effacement de puissance à la pointe que pourrait représenter la proposition de la FCEI d'élargissement de la biénergie aux tarifs généraux, ou à défaut, fournir un objectif qui lui paraîtrait réaliste avec sa proposition.

16. Références : (i) Pièce C-GRAME-011, p. 22 à 25;
(ii) Pièce C-GRAME-011, p. 36.

Préambule :

(i) Le GRAME présente des exemples de réussite de programmes d'appel au public pour réduire la consommation à la pointe et conclut par la recommandation suivante :

« *Avec l'arrivée des compteurs intelligents, le GRAME soumet que le moment est opportun pour évaluer la mise en place d'un programme incitatif de remboursement de crédit lors des pointes de consommation. À l'inverse de la tarification dynamique qui peut être perçue comme une mesure pénalisante par les consommateurs et qui désavantage les ménages à faible revenu,*

l'appel au public avec remboursement de crédit peut rallier plus facilement la population à la réduction de pointe. »

(ii) « *Le GRAME réitère la nécessité de mettre en place des mesures plus agressives pour réduire la consommation de pointe et soutient que l'appel au public est un moyen pour y parvenir.* »

Demandes :

16.1 Veuillez indiquer si le Distributeur a déjà évalué le potentiel d'effacement en puissance d'un programme de « crédit à l'effacement en période de pointe » en comparaison d'une tarification dynamique.

16.1.1. Dans l'affirmative, veuillez fournir les résultats de cette évaluation.

16.1.2. Dans la négative, veuillez commenter l'opportunité de procéder à cette évaluation.

16.2 Veuillez préciser en quoi doit consister un appel au public pour qu'il soit efficace, en indiquant les actions précises demandées aux clients (fournir des exemples d'appels au public).

17. Référence : Pièce C-RNCREQ-0021, p. 20.

Préambule :

« *Un programme similaire est en vigueur à la* Southern California Edison (SCE), *mais le crédit monte à 1,25 $/kWh pour des ménages ayant mis en place des systèmes automatiques de réduction (par exemple, des thermostats qui peuvent être contrôlés par SCE). À notre avis, il s'agit d'une approche fort intéressante dans le contexte québécois. En fait, il permettrait au Distributeur d'acheter de la «* puissance interruptible *» auprès de l'ensemble de sa clientèle.* »

Demandes :

17.1 Considérant que les enjeux de la pointe au Québec sont plus liés à la température et au haut taux de pénétration du chauffage électrique qu'à l'heure de la journée, veuillez élaborer sur l'approche proposée d'achat de « puissance interruptible » qui serait appliquée à des clients équipés de la biénergie.

17.2 Veuillez indiquer, l'objectif additionnel d'effacement à la pointe que pourrait apporter, selon les différents segments de marché, l'approche d'achat de puissance interruptible proposée par le RNCREQ.

18. Référence : Pièce B-0026, p. 29 à 32.

Préambule :

Le Distributeur répond à une série de questions de la Régie pour expliquer la baisse significative déclarée de l'impact d'effacement en puissance de la bi-énergie et notamment aux questions 19.1 et 19.1.2:

« *L'impact de l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle est maintenant estimé à partir d'une comparaison entre le profil de chauffage mesuré d'un échantillon de clients représentatifs au tarif DT et celui d'un échantillon de clients comparables au tarif D. Le profil moyen de l'échantillon au tarif D est modélisé en fonction des données climatiques réelles. Il en est de même pour le profil moyen de l'échantillon des clients au tarif DT. Les deux profils moyens sont ensuite estimés à conditions climatiques normales. L'effacement moyen en puissance correspond à l'écart constaté entre les deux profils moyens normalisés au moment de la pointe du réseau. L'effacement total à conditions climatiques normales est obtenu en multipliant l'effacement moyen par le nombre de clients au tarif DT.* »
[…]
« *Les profils des échantillons aux tarifs D et DT sont mesurés sur plusieurs années. Les résultats de l'année 2011 ont été utilisés pour estimer l'effacement de 640 MW. Ce résultat est sensiblement le même pour les autres années disponibles.* »

Demandes :

18.1 Veuillez indiquer si le Distributeur procède à une évaluation en temps réel de l'effacement en puissance de la bi-énergie depuis le déploiement de l'infrastructure de lecture à distance aux 15 minutes. Si oui, veuillez élaborer sur les tendances observées et préciser combien de clients au tarif DT n'utilisent pas le mode « combustible » par températures en-dessous du seuil critique. Sinon, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur ne procède pas à cette évaluation.

18.2 À partir des données de la réponse du Distributeur à la question 19.2 de la Régie, veuillez fournir l'effacement en puissance de la bi-énergie pour l'hiver 2013-2014.

RÉSEAUX AUTONOMES

19. Références : (i) Pièce B-0048, p. 22;
(ii) Dossier R-3814-2012, Pièce A-0072, D-2013-037, p. 170.

Préambule :

(i) « *Le système de glace conventionnel de l'aréna de Whapmagoostui est quant à lui alimenté par une génératrice autonome.* »

(ii) « [695] *La Régie approuve les options d'électricité interruptible proposées par le Distributeur pour les RA de Cap-aux-Meules et d'Opitciwan. Elle encourage le Distributeur à élargir cette approche aux autres réseaux, et non seulement pour des génératrices de secours diesel, mais également pour toute offre d'approvisionnements en énergie pouvant offrir une garantie de puissance à la pointe à un coût moindre que ceux du Distributeur.* »

Demandes :

19.1 Veuillez indiquer si le Distributeur possède un inventaire des génératrices privées, communautaires ou institutionnelles dans les réseaux autonomes.

19.2 Veuillez élaborer sur les moyens de contrôle à développer pour avoir la possibilité d'inclure ces génératrices au plan d'équipement du Distributeur afin de respecter le critère de fiabilité en puissance.

19.3 Veuillez élaborer sur la contribution potentielle de telles génératrices au plan d'approvisionnement des réseaux autonomes, notamment par le biais des ententes d'achat de puissance en période de pointe.

20. Références : (i) Pièce C-GRAME-0012, p. 8, 42 et 45;
(ii) Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 38.

Préambule :

(i) « *Le GRAME recommande à la Régie de demander au Distributeur d'examiner l'opportunité de réviser l'option de mesurage net pour l'adapter aux cas des réseaux autonomes, et cela, lors du prochain dossier tarifaire, puisque ce sera le forum approprié pour en faire la révision.* »

Il précise à la page 8 que : « […] *l'option de mesurage net* [actuellement proposée] *n'est pas adaptée pour favoriser l'émergence de la prise en main par les communautés d'une production énergétique décentralisée. Pour être adaptée à ces réseaux, cette option doit être ajustée pour*

tenir compte du coût évité du Distributeur pour les quantités effacées par le client. De plus, pour les kWh mis à la disposition du Distributeur, le prix doit être évalué. »

À la page 45, le GRAME indique que « *l'élaboration d'une méthode précise pour fixer un tel coût de remplacement diésel est nécessaire afin de favoriser l'émergence de nouvelles ressources énergétiques renouvelables.* »

(ii) En lien avec le déploiement du photovoltaïque en réseaux autonomes, SÉ/AQLPA écrit :

« *Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de lui soumettre une proposition de mise à jour de la règlementation du net metering applicables aux réseaux autonomes où il devient impératif de lever les obstacles à des solutions innovatrices.*»

Demandes :

20.1 Veuillez élaborer sur le potentiel d'une option de mesurage net ajustée pour tenir compte des coûts évités du Distributeur dans les réseaux autonomes.

20.2 Veuillez élaborer sur la possibilité et le potentiel, dans les réseaux autonomes, d'élargir l'option de mesurage net de façon à pouvoir créditer l'énergie produite en excès de la consommation annuelle du client.

21. Référence : Pièce C-RNCREQ-0019, p. 23.

Préambule :

« *Considérant que, selon le Distributeur, le réseau de Schefferville est en déficit de puissance à partir de l'hiver 2014-2015, le RNCREQ est d'avis qu'il faut accorder une priorité à l'évaluation, l'identification et la mise en œuvre des mesures de gestion de la demande qui permettraient de réduire la demande de pointe du réseau de Schefferville et d'éliminer ce déficit. Par exemple, la seule mesure de* « *Stockage thermique avec contrôle Distributeur* » *pour le secteur résidentiel et le secteur CI permettrait de réduire la demande de pointe d'environ 1,8 MW, à un coût de 81 $/kW-an pour le secteur résidentiel et un coût de 21 $/kW-an pour le secteur CI, soit un coût nettement inférieur au coût évité en puissance du Distributeur pour ce réseau (135 $/kW-an).* »

Demande :

21.1 Veuillez élaborer sur la potentiel du « *Stockage thermique avec contrôle Distributeur* » à Schefferville.

22. Référence : Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 15.

Préambule :

« *Nous recommandons à la Régie d'exiger que le Distributeur accorde les mêmes Programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉ) aux habitants cris de Whapmagoostui et aux habitants inuit (au Nunavik) de Kuujjuarapik, deux villages contigus partageant certains bâtiments.* »

Demande :

22.1 Veuillez commenter sur la recommandation de SÉ/AQLPA.

23. Référence : Pièce C-SÉ-AQLPA-0010, p. 27.

Préambule :

« *Nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de faire une analyse technico-économique de l'opportunité d'utiliser efficacement et économiquement l'énergie excédentaire du JED par une approche de chauffage en bi-énergie éolien.* »

Demande :

24. Veuillez élaborer sur l'intérêt d'une approche de chauffage en bi-énergie pour la production d'eau chaude comme pour le chauffage des locaux pour améliorer la rentabilité des projets de JED actuellement projetés par le Distributeur.