

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 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) Dossier R-3814-2012, pièce B-0088, p. 4 et 5;
 - (iii) Pièce B-0007, p. 63.

Préambule :

(i) « 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. »

(ii) « L'approche adoptée consiste à établir des relations économétriques, sous la forme de modèles de régression multiple, entre les ventes d'électricité et les facteurs susceptibles d'influencer leur croissance.

[...]

Ainsi, les outils additionnels de prévision s'inscrivent en continuité avec les modèles de prévision basés sur les usages et les équipements. [...]

Différents critères d'analyses statistiques reconnus dans l'industrie ont été utilisés lors du développement des modèles comme la détermination et la performance prévisionnelle sur les données historiques. Toutefois, il faut rappeler qu'une bonne performance prévisionnelle sur un échantillon de données historiques n'est pas garante des mêmes écarts de prévision sur les périodes futures. Malgré l'aspect probabiliste des modèles, des évènements inattendus peuvent influencer la prévision de la demande d'électricité et ne peuvent qu'être constatés. Par contre, ces modèles permettent d'analyser l'impact de ces évènements et offrent l'avantage de les intégrer, via des variables explicatives, afin d'en tenir compte dans le processus de prévision.

La détermination et la performance des modèles utilisés sont illustrées dans les graphiques suivants pour les différents secteurs de consommation. [...] » [Nous soulignons]

(iii)

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

Demandes :

- 1.1 Pour chacun des secteurs de consommation, veuillez indiquer le nom, le développeur et la date de mise en service (mois et année) des modèles de régression linéaire multiple.
- 1.2 Pour chacun des secteurs de consommation, veuillez évaluer, puis commenter, la performance des modèles de régression linéaire multiple depuis leur mise en service.
- 1.3 Veuillez expliquer de quelle manière « *les outils additionnels de prévision s'inscrivent en continuité avec les modèles de prévision basés sur les usages et les équipements* » [référence (ii)], notamment compte tenu du fait que les variables explicatives retenues pour les modèles de régression [référence (iii)] ne comptent aucune variable de type technico-économique liée aux usages ou aux équipements. Dans votre réponse, veuillez faire les distinctions nécessaires entre la prévision de court terme et celle de long terme.
- 1.4 Veuillez expliquer ce que signifie « *la détermination* » dans le contexte du préambule.

- 2. Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 121 à 124;
 - (ii) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 119;
 - (iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0013, p. 6;
 - (iv) Dossier R-3814-2012, pièce B-0088, p. 4;
 - (v) Pièce B-0007, p. 61 et 63.

Préambule :

(i) En 2007, le Distributeur explique la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité qu'il utilise pour le secteur Domestique et agricole :

« À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (REEPS) [Residential End-use Energy Planning System]. À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA [Seasonal Autoregressive Integrated Moving Average], d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision.

REEPS est un modèle de prévision de la demande d'énergie de type technico-économique. Ce type de modèle de simulation combine les caractéristiques techniques de l'utilisation de l'énergie dans les habitations avec les caractéristiques socio-économiques des ménages.

Les intrants socio-économiques sont les suivants :

- *la prévision du nombre de ménages;*
- *la prévision du revenu personnel disponible;*
- *la prévision du parc de logements (découlant du nombre de ménages) par types d'habitation (unifamiliale, duplex et triplex, édifices de 4 logements et plus) et par périodes de construction;*
- *la prévision des prix des combustibles.*

Une nouvelle prévision de ces intrants est effectuée à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité [...].

Les hypothèses techniques, qui varient par types d'habitations, sont les suivantes :

- *les données techniques sur les habitations (superficie, nombre de pièces...);*
- *la consommation unitaire de chaque type d'équipement électrique;*
- *le taux de diffusion de l'équipement;*
- *le taux de conversion à un équipement utilisant une source d'énergie concurrente (seulement pour le chauffage et le chauffage de l'eau);*
- *l'utilisation de l'équipement;*
- *le coût de l'équipement;*
- *l'efficacité de l'équipement.*

Les équipements électriques ou usages dont la consommation énergétique est modélisée sont les suivants : chauffage central à air chaud, chauffage central à eau chaude, plinthes, thermopompes, chauffage d'appoint (radiateurs), chauffe-eau, réfrigérateur, congélateur, cuisinière, four à micro-ondes, lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle, climatiseur, éclairage intérieur et extérieur, ordinateur et piscine.

Les hypothèses techniques requises pour le modèle REEPS sont mises à jour tous les quatre ans [...]. La principale source d'information utilisée est les sondages « Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel » et « Nouvelle construction résidentielle » réalisés tous les quatre ans [...].

Le calcul de la prévision de consommation d'électricité s'effectue par équipement à l'aide de l'équation :

$$\text{Énergie} = \text{Taux de diffusion} \times \text{Consommation unitaire} \times \text{Nombre de ménages}$$

À noter que pour le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux, le taux de diffusion évolue en fonction des taux de diffusion dans les nouvelles constructions. Au secteur domestique et agricole, la base des degrés-jours de chauffage est de 16°C et la base des degrés-jours de climatisation est de 22°C. Ces degrés-jours servent à l'application du scénario d'évolution des températures normales (réchauffement climatique).

Les résultats de prévision de la demande d'électricité en énergie du secteur résidentiel par usages obtenus à l'aide du modèle REEPS, doivent ensuite être adaptés à la définition des ventes d'électricité d'Hydro-Québec. [...] »

(ii) *Au sujet des prévisions démographiques, les variables utilisées par le Distributeur étaient les suivantes : « prévision de la population, prévision des ménages, structure par âges de la population, etc. ».*

(iii) *En 2012, le Distributeur informe la Régie qu'il s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme :*

« Afin de mieux répondre aux questions soulevées par la Régie et les intervenants dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme (horizon de 1 et 2 ans). Ces derniers lui permettent de mieux expliquer et prévoir l'évolution des ventes d'électricité en utilisant un plus grand nombre d'indicateurs économiques, et ce, sans faire appel à l'usage de provisions. » [Nous soulignons]

(iv) *En ce qui a trait au secteur Résidentiel et agricole et au secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur explique ce qui suit :*

« Au secteur résidentiel et agricole et au secteur commercial et institutionnel, le Distributeur considère, d'une part, les déterminants de la croissance du nombre d'abonnements comme les indicateurs démographiques et économiques susceptibles de représenter les tendances

démographiques et l'offre de services commerciaux et institutionnels. D'autre part, il considère les déterminants de la consommation unitaire par abonnement comme les variables climatiques (degrés-jours de chauffage et de climatisation) et les indicateurs économiques mesurés par des variables, telles que le revenu, le PIB ou l'emploi, et qui sont susceptibles de faire varier la demande. »

(v) Dans le Plan, le Distributeur présente ces outils additionnels de prévision :

« Au secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur intègre à sa prévision de court terme les résultats d'une régression linéaire multiple entre les ventes à ce secteur et les variables présentées pour ce secteur au tableau 2E-1. À noter, qu'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). »

Les variables explicatives retenues pour ce secteur et présentées au tableau 2E-1 sont les suivantes : « Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Nombre d'abonnements, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus ».

Demandes :

2.1 Veuillez indiquer si les modèles suivants sont toujours utilisés par le Distributeur pour la prévision de la demande de court terme au secteur Résidentiel et agricole :

- le modèle technico-économique REEPS;
- les modèles autorégressifs SARIMA;
- un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE);
- des modèles analytiques d'orientation de la prévision.

2.1.1. Pour chacun des modèles qui ne sont plus utilisés, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.

2.2 Veuillez confirmer que les variables suivantes ne sont plus utilisées comme intrants à la prévision de la demande de court terme :

- le nombre de ménages;
- le parc de logements par types d'habitation et par périodes de construction;
- les prix des combustibles;
- les données techniques sur les habitations (superficie, nombre de pièces, etc.);
- la consommation unitaire de chaque type d'équipement électrique;
- le taux de diffusion de l'équipement;

- le taux de conversion à un équipement utilisant une source d'énergie concurrente (seulement pour le chauffage et le chauffage de l'eau);
 - l'utilisation de l'équipement;
 - le coût de l'équipement;
 - l'efficacité de l'équipement.
- 2.2.1. Veuillez également fournir la liste des autres variables qui étaient utilisées comme intrants à la prévision de la demande avant le changement de méthodologie et qui ne le sont plus désormais.
- 2.2.2. Pour chacune des variables qui ne sont plus utilisées et identifiées en réponse aux questions 2.2 et 2.2.1, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.
- 2.2.3. Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur indique, à la référence (iii), qu'il utilise un plus grand nombre d'indicateurs économiques, alors que, selon la référence (v), il n'utilise désormais que trois variables socio-économiques (nombre d'abonnements, rémunération des salariés et population de 15 ans et plus).
- 2.3 Veuillez indiquer si les degrés-jour de chauffage et les degrés-jour de climatisation utilisés pour la prévision de la demande de court terme [référence (v)] sont les mêmes que ceux qui étaient utilisés avant le changement de méthodologie de la prévision de la demande, soit respectivement 16°C et 22°C [référence (i)]. Dans la négative, veuillez présenter et justifier les modifications apportées.
- 2.4 Veuillez expliquer la différence entre la variable « rémunération des salariés » [référence (v)] et la variable « revenu personnel disponible » [référence (i)].
- 2.4.1. Veuillez également justifier que le revenu personnel des non salariés ne soit plus utilisé comme intrant à la prévision de la demande de court terme.
- 2.4.2. Veuillez élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, spécifiquement liés à ce changement.
- 2.5 Veuillez confirmer que la variable « structure par âges de la population » [référence (ii)] a été remplacée par la variable « population de 15 ans et plus » [référence (v)] comme intrant à la prévision de la demande de court terme.
- 2.5.1. Veuillez également justifier que la « structure par âges de la population » ne soit plus utilisée comme intrant à la prévision de la demande de court terme.
- 2.5.2. Veuillez élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, spécifiquement liés à ce changement.

2.6 Veuillez indiquer si le modèle REEPS est toujours utilisé par le Distributeur pour la prévision de la demande de long terme au secteur Résidentiel et agricole. Dans la négative,

2.6.1. veuillez justifier cette décision;

2.6.2. veuillez expliquer en détail comment est réalisée la prévision de la demande de long terme, en précisant notamment les modèles et les variables utilisés, les équipements électriques et les usages modélisés, les sources d'information utilisées, la fréquence de mise à jour des hypothèses.

- 3. Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 124 à 126;
 - (ii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0013, p. 6;
 - (iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0088, p. 4;
 - (iv) Pièce B-0007, p. 61 à 63.

Préambule :

(i) En 2007, le Distributeur explique la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité qu'il utilise pour le secteur Général et institutionnel :

«À moyen et long terme, le modèle le plus utilisé par le Distributeur est le modèle technico-économique (COMMEND) [Commercial End-use Planning System]. À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et des modèles analytiques pour orienter sa prévision.

Tout comme REEPS, COMMEND est un modèle de prévision de la demande d'énergie de type technico-économique. Ce modèle de simulation combine les caractéristiques techniques de l'utilisation de l'énergie dans les édifices commerciaux et institutionnels avec l'évolution des surfaces de planchers dans ces édifices.

Dans le but de tenir compte de la diversité au sein des édifices commerciaux et institutionnels, ce parc d'édifices est subdivisé en vocations, soit l'hôtellerie et la restauration, les bureaux, les garages, les magasins, les entrepôts, le récréatif et autres pour le secteur commercial et la santé, l'éducation, les lieux de culte et autres pour le secteur institutionnel.

Dans une première étape, les surfaces de planchers par vocations sont prévues à l'aide de régressions linéaires utilisant comme variables explicatives des variables socioéconomiques. Ces variables socioéconomiques sont :

- *la prévision de la population par groupes d'âge;*
- *la prévision du revenu personnel disponible;*
- *la prévision du PIB tertiaire.*

Cette prévision se fait à partir de données annuelles historiques des investissements commerciaux et institutionnels qui sont agrégés par vocations et cumulés en stocks immobiliers annuels. À partir des coûts de construction (fournis par Canadata), les prévisions exprimées en millions de \$ sont converties en prévisions de superficie, auxquelles la démolition est soustraite.

Ces intrants (économiques) sont prévus à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité [...].

Lors d'une seconde étape, la prévision de la consommation d'électricité est effectuée en utilisant les hypothèses techniques de COMMEND, qui diffèrent selon les vocations :

- la consommation unitaire de l'équipement;*
- le taux de diffusion de l'équipement;*
- la durée de vie de l'équipement;*
- la conversion à un équipement de chauffage d'une source d'énergie concurrente modélisée à l'aide de fonctions logistiques une fois que l'équipement est arrivé à la fin de sa vie utile;*
- l'utilisation de l'équipement;*
- le coût de l'équipement;*
- l'efficacité de l'équipement.*

Les équipements électriques ou usages dont la consommation énergétique est modélisée sont les suivants : chauffage, chauffage de l'eau, climatisation, éclairage intérieur et extérieur, cuisson, équipements de bureau, réfrigération, ventilation et autres usages.

Les hypothèses techniques requises par le modèle COMMEND sont mises à jour environ tous les cinq ans [...]. Diverses sources d'information sont utilisées, dont le sondage « Utilisation de l'électricité par la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle » réalisé par l'équipe Recherche commerciale de l'unité Orientations et stratégie, Direction Planification et efficacité du Distributeur, et « l'Enquête sur la consommation d'énergie dans les bâtiments commerciaux et institutionnels » parrainée par Ressources naturelles Canada.

Le calcul de la prévision de consommation d'électricité s'effectue par équipements à l'aide de l'équation :

$$\text{Énergie} = \text{Taux de diffusion} \times \text{Consommation unitaire} \times \text{Surface de plancher}$$

À noter que pour le chauffage de l'eau et le chauffage des locaux, le taux de diffusion évolue sur l'horizon de la prévision par le biais des taux de conversion estimés par les fonctions logistiques et de la prévision des prix des combustibles (qui est un intrant important dans la modélisation de la conversion entre les différentes sources d'énergie pour le chauffage).

Au secteur général et institutionnel, la base des degrés-jours de chauffage est de 15°C et la base des degrés-jours de climatisation est de 18°C.

Dans une troisième étape, la prévision obtenue par COMMEND pour l'ensemble de la prévision de la demande du secteur commercial et institutionnel du Québec doit être calibrée sur les ventes de la clientèle d'Hydro-Québec Distribution. [...] »

(ii) En 2012, le Distributeur informe la Régie qu'il s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme :

« Afin de mieux répondre aux questions soulevées par la Régie et les intervenants dans les précédents dossiers tarifaires, le Distributeur s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme (horizon de 1 et 2 ans). Ces derniers lui permettent de mieux expliquer et prévoir l'évolution des ventes d'électricité en utilisant un plus grand nombre d'indicateurs économiques, et ce, sans faire appel à l'usage de provisions. » [Nous soulignons]

(iii) En ce qui a trait au secteur Résidentiel et agricole et au secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur explique ce qui suit :

« Au secteur résidentiel et agricole et au secteur commercial et institutionnel, le Distributeur considère, d'une part, les déterminants de la croissance du nombre d'abonnements comme les indicateurs démographiques et économiques susceptibles de représenter les tendances démographiques et l'offre de services commerciaux et institutionnels. D'autre part, il considère les déterminants de la consommation unitaire par abonnement comme les variables climatiques (degrés-jours de chauffage et de climatisation) et les indicateurs économiques mesurés par des variables, telles que le revenu, le PIB ou l'emploi, et qui sont susceptibles de faire varier la demande. »

(iv) Dans le Plan, le Distributeur présente ces outils additionnels de prévision :

« Au secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur intègre aussi à sa prévision de court terme les résultats d'une régression linéaire multiple. Les variables utilisées, hormis les ventes à ce secteur, sont indiquées au tableau 2^E-1. À l'instar du secteur Résidentiel et agricole, à long terme, le Distributeur utilise toujours des données de type technico-économique. Pour le secteur Commercial et institutionnel, 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. »*

Les variables explicatives retenues pour ce secteur et présentées au tableau 2E-1 sont les suivantes : *« 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 ».*

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer si les modèles suivants sont toujours utilisés par le Distributeur pour la prévision de la demande de court terme au secteur Général et institutionnel :
- le modèle technico-économique COMMEND;
 - les modèles autorégressifs SARIMA;
 - un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE);
 - des modèles analytiques d'orientation de la prévision.
- 3.1.1. Pour chacun des modèles qui ne sont plus utilisés, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.
- 3.2 Veuillez confirmer que les variables suivantes ne sont plus utilisées comme intrants à la prévision de la demande de court terme :
- les surfaces de plancher par vocations;
 - le revenu personnel disponible;
 - les prix des combustibles;
 - la consommation unitaire de l'équipement;
 - le taux de diffusion de l'équipement;
 - la durée de vie de l'équipement;
 - la conversion à un équipement de chauffage d'une source d'énergie concurrente une fois que l'équipement est arrivé à la fin de sa vie utile;
 - l'utilisation de l'équipement;
 - le coût de l'équipement;
 - l'efficacité de l'équipement.
- 3.2.1. Veuillez également fournir la liste des autres variables qui étaient utilisées comme intrants à la prévision de la demande avant le changement de méthodologie et qui ne le sont plus désormais.
- 3.2.2. Pour chacune des variables qui ne sont plus utilisées et identifiées en réponse aux questions 3.2 et 3.2.1, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.
- 3.2.3. Le Distributeur utilise désormais quatre variables socio-économiques (nombre d'abonnements, population de 15 ans et plus, PIB secteur des services, emploi secteur des services) [référence (iv)]. Veuillez démontrer qu'il utilise un plus grand nombre d'indicateurs économiques qu'auparavant [référence (ii)].
- 3.3 Veuillez indiquer si les degrés-jour de chauffage et les degrés-jour de climatisation utilisés pour la prévision de la demande de court terme [référence (iv)] sont les mêmes que ceux

qui étaient utilisées avant le changement de méthodologie de la prévision de la demande, soit respectivement 15°C et 18°C [référence (i)]. Dans la négative, veuillez justifier les modifications apportées.

3.4 Veuillez confirmer que la variable « population par groupes d'âge » [référence (i)] a été remplacée par la variable « population de 15 ans et plus » [référence (iv)] comme intrant à la prévision de la demande de court terme.

3.4.1. Veuillez également justifier que la « population par groupes d'âge » ne soit plus utilisée comme intrant à la prévision de la demande de court terme.

3.4.2. Veuillez élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, spécifiquement liés à ce changement.

3.5 Veuillez indiquer si le modèle COMMEND est toujours utilisé par le Distributeur pour la prévision de la demande de long terme au secteur Général et institutionnel. Dans la négative,

3.5.1. veuillez justifier cette décision;

3.5.2. veuillez expliquer en détail comment est réalisée la prévision de la demande de long terme, en précisant notamment les modèles et les variables utilisés, les équipements électriques et les usages modélisés, les sources d'information utilisées, la fréquence de mise à jour des hypothèses.

- 4. Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 127 et 128;
 - (ii) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 119;
 - (iii) Dossier R-3814-2012, pièce B-0013, p. 6;
 - (iv) Pièce B-0007, p. 62 et 63.

Préambule :

(i) En 2007, le Distributeur explique la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité qu'il utilise pour le secteur Industriel :

« Il s'agit tout d'abord de distinguer deux sous-secteurs du secteur Industriel, soit les sous-secteurs Petites et moyennes entreprises (PME) et Grandes entreprises (GE). Des modèles différents de prévision sont utilisés selon le sous-secteur. La distinction entre PME et GE s'effectue selon le niveau de la puissance souscrite par les clients (GE > 5 MW).

La prévision à moyen et long terme à la PME est basée sur un modèle économique d'équations linéaires. À court terme, le Distributeur se sert aussi de modèles autorégressifs SARIMA, d'un

indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE) et de modèles analytiques pour orienter sa prévision.

Le modèle économique d'équations linéaires met en relation la demande d'électricité avec la production industrielle. La prévision est calculée ainsi :

$$\text{Énergie} = \text{Consommation unitaire} \times \$ \text{ de valeur ajoutée}$$

Le modèle de prévision de la demande utilise la consommation unitaire en GWh par M\$ de valeur ajoutée et permet donc de projeter la demande d'électricité en utilisant la prévision de valeur ajoutée comme variable exogène.

Les intrants économiques utilisés pour mesurer la production industrielle sont les valeurs ajoutées par industries. La prévision des valeurs ajoutées est revue à chaque révision de la prévision de la demande d'électricité par l'unité Prévision de la demande et des revenus, Direction Planification et efficacité du Distributeur.

La prévision de court terme à l'Industriel GE s'effectue par clients à partir de leur consommation historique et d'informations particulières provenant des clients tels les ajouts d'équipements, les arrêts de production et les variations de la charge mensuelle. À long terme, la prévision est déterminée essentiellement à partir des prévisions économiques de la production industrielle (tonnages ou valeurs ajoutées). Les projets d'investissements majeurs sont évalués distinctement.

$$\text{Énergie} = \text{Consommation unitaire} \times \$ \text{ de valeur ajoutée ou tonnage} \\ + \text{Projets d'investissements majeurs} \gg$$

(ii) Le Distributeur indique qu'il utilise, entre autres, le produit intérieur brut par industries et les tonnes de production industrielle comme variables.

(iii) En 2012, le Distributeur informe la Régie qu'il s'est doté d'outils additionnels de prévision des ventes de court terme.

(iv) Dans le Plan, le Distributeur présente ces outils additionnels de prévision :

« Au secteur Industriel, le Distributeur fait le suivi des relations entre les ventes et les variables économiques propres à chacun des principaux secteurs (présentées au tableau 2^E-1), soit les pâtes et papiers, les mines, le pétrole et la chimie, la sidérurgie, fonte et affinage ainsi que les petites et moyennes entreprises industrielles. Le suivi de ces relations à l'aide de modèles économétriques permet au Distributeur d'intégrer spécifiquement les informations économiques comme les différentes composantes du PIB, le prix de certaines matières premières et le taux de change en plus d'en tenir compte implicitement dans l'environnement économique prévu. De plus, le Distributeur continue à exploiter les informations influençant la demande des grands clients industriels comme de nouveaux projets de développement, les arrêts de production ou les fermetures. Ceci permet d'assurer un suivi de l'évolution des ventes dans une approche intégrée

et cohérente. 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. »

Les variables explicatives retenues pour ce secteur et présentées au tableau 2E-1 sont les suivantes :

Secteur	Variables explicatives
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

Demandes :

- 4.1 Veuillez présenter les différences entre le modèle économique d'équations linéaires qui était utilisé pour la prévision de la demande au secteur Industriel–Petites et moyennes entreprises (Industriel–PME) [référence (i)] et les modèles économétriques actuellement utilisés [référence (iv)].
- 4.2 Veuillez indiquer si les modèles suivants sont toujours utilisés par le Distributeur pour la prévision de la demande de court terme au secteur Industriel–PME :
 - les modèles autorégressifs SARIMA;
 - un indice précurseur des ventes d'électricité (IPVE);
 - des modèles analytiques d'orientation de la prévision.
 - 4.2.1. Pour chacun des modèles qui ne sont plus utilisés, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.
- 4.3 Veuillez confirmer que la variable « dollars de valeur ajoutée » n'est plus utilisé comme intrants à la prévision de la demande de court terme au secteur Industriel–PME.

- 4.3.1. Veuillez également fournir la liste des autres variables qui étaient utilisées comme intrants à la prévision de la demande avant le changement de méthodologie et qui ne le sont plus désormais.
- 4.3.2. Pour chacune des variables qui ne sont plus utilisées et identifiées en réponse aux questions 4.3 et 4.3.1, veuillez justifier son retrait et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés.
- 4.4 Veuillez indiquer si le modèle économique d'équations linéaires est toujours utilisé par le Distributeur pour la prévision de la demande de long terme au secteur Industriel–PME. Dans la négative,
- 4.4.1. veuillez justifier cette décision;
- 4.4.2. veuillez expliquer en détail comment est réalisée la prévision de la demande de long terme, en précisant notamment les modèles et les variables utilisés, les équipements électriques et les usages modélisés, les sources d'information utilisées, la fréquence de mise à jour des hypothèses.
- 4.5 Veuillez confirmer que la prévision de court terme au secteur Industriel–Grandes entreprises (Industriel–GE) ne s'effectue plus par clients. Dans l'affirmative, veuillez justifier cette décision et élaborer sur les impacts sur la performance de la prévision, observés ou potentiels, qui y sont spécifiquement liés. Dans la négative, veuillez expliquer votre réponse.
- 4.6 Veuillez présenter et justifier, le cas échéant, les changements de méthodologie apportés à la prévision de long terme au secteur Industriel-GE.
- 4.7 Veuillez expliquer en quoi la prévision de la demande de long terme au secteur Industriel, déterminée essentiellement à partir des prévisions économiques de la production industrielle, est déterminée « *conformément à la méthodologie présentée pour le court terme* » [référence (iv)].
5. **Références :**
- (i) Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 128 et 129;
 - (ii) Pièce B-0007, p. 63.

Préambule :

- (i) En 2007, le Distributeur explique la méthodologie de la prévision de la demande d'électricité qu'il utilise pour le secteur Autres :

« *Étant un sous-ensemble de la prévision pour l'ensemble du Québec, la prévision de la demande des RDM [réseaux de distribution municipaux] est établie en appliquant les taux de croissance des différents secteurs de consommation selon la composition de la clientèle propre à chacun des RDM. Dans certains cas, des informations particulières provenant des RDM, et ayant un impact majeur sur la demande d'un réseau, seront intégrées à la prévision.*

Tout comme la prévision des ventes du transport public, la prévision des ventes d'électricité pour fins d'éclairage des voies publiques est réalisée en tenant compte de la tendance observée à cet usage au cours des dernières années. Un positionnement est par la suite réalisé afin de prendre en compte, si nécessaire, le taux de croissance attendu en fonction essentiellement des mises en chantier résidentielles prévues pour l'éclairage des voies publiques et des variations de charge prévues pour le transport public. »

(ii) Dans le Plan, le Distributeur ne présente pas de changements de méthodologie pour le secteur Autres. Toutefois, il présente, au tableau 2E-1, les variables explicatives suivantes retenues pour ce secteur : « *Degrés-jour de chauffage, Degrés-jour de climatisation, Rémunération des salariés, Population de 15 ans et plus, Emploi total, PIB total* ».

Demandes :

5.1 Veuillez présenter, le cas échéant, les changements de méthodologie (modèles, variables, sources d'information, fréquence de mise à jour des hypothèses, etc.) relatifs à la prévision de la demande pour le secteur Autres.

5.1.1. Veuillez justifier chaque changement apporté.

5.1.2. Veuillez élaborer sur les impacts sur la performance de prévision, observés ou potentiels, spécifiquement liés à chaque changement.

6. **Référence :** Dossier R-3648-2007 Phase 2, pièce B-1-HQD-1, document 2, p. 133 à 138.

Préambule :

La référence présente la méthodologie utilisée par le Distributeur pour établir la prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usages.

Demande :

6.1 Veuillez présenter, le cas échéant, les changements apportés à la prévision des besoins en puissance.

APPROVISIONNEMENTS ET STRATÉGIES

7. Référence : Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 67.

Préambule :

« [225] Pour ces raisons, la Régie demande au Distributeur d'indiquer, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, les orientations qu'il poursuit quant à sa participation sur le marché de court terme, en identifiant les contraintes, les opportunités et, le cas échéant, les outils à mettre en place pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie. » [Nous soulignons]

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer les orientations que le Distributeur a poursuivies pour favoriser le développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie, tel que demandé par la Régie au paragraphe 225 de la décision D-2011-162.

7.1.1. Si le Distributeur n'a poursuivi aucune orientation quant au développement du marché de court terme associé à la vente d'énergie, veuillez expliquer pourquoi. Veuillez également expliquer comment et selon quel échéancier le Distributeur entend réaliser cette démarche.

MESURES DE GESTION DE LA DEMANDE EN PUISSANCE

- 8. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, pièce B-0005, p. 70;
 - (ii) Pièce B-0005, p. 18;
 - (iii) Pièce B-0005, page 19;
 - (iv) Rapport annuel 2012, pièce HQD-12, document 1, p. 43 et 44;
 - (v) Dossier R-3854-2013, pièce B-0117, p. 41.

Préambule :

(i) Dans le plan d'approvisionnement précédent, le Distributeur prévoyait un effacement de la bi-énergie résidentielle de 870 MW à 880 MW entre 2014 et 2020 :

	2009- 2010	2010- 2011	2011- 2012	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020
Effacement de la bi-énergie résidentielle	850	850	860	860	870	870	880	880	880	880	880

(ii) « Pour la biénergie résidentielle, le Distributeur poursuivra ses activités de sensibilisation pour fidéliser la clientèle au tarif DT. Cette option tarifaire permet une diminution des besoins en puissance de 640 MW à la pointe. De plus, suite à la décision D-2013-177, les exploitations agricoles sont admissibles au tarif DT depuis le 31 octobre 2013. »

(iii) « À plus long terme, le Distributeur compte sur l'ajout de 300 MW de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance sur l'horizon du Plan, à hauteur de 50 MW par année dès l'hiver 2016-2017. Ce déploiement sera révisé en fonction des résultats des travaux de l'IREQ [Institut de recherche d'Hydro-Québec], de l'évolution des outils technologiques et des conditions de marché. »

(iv) « Le Distributeur souligne que l'un des principaux objectifs poursuivis par la campagne de communication est de confirmer au client que l'adhésion au tarif DT demeure un bon choix et que ce fait n'est pas influencé par les fluctuations du prix du mazout. D'ailleurs, les résultats du dernier sondage démontrent que la mention relative aux coûts élevés du mazout pour justifier une potentielle conversion a diminué de moitié par rapport au sondage précédent.

Les intentions de conversion des actuels abonnés DT sont relativement moins importantes que celles rapportées antérieurement. En effet, la proportion des très probable se situe à 1 % au lieu de 6 %, tandis que la proportion des assez probable est relativement stable à 6 % au lieu de 8 %.

Le taux de satisfaction des abonnés au tarif DT demeure stable à un niveau très élevé. En effet, le pourcentage de répondants très ou assez satisfaits se situe à 93 % en 2009 et à 95 % en 2012.

Enfin, la notoriété du tarif DT auprès des clients chauffant principalement au mazout a augmenté, passant de 65 % à 75 % en 2012. Parmi ceux-ci, 55 % pourraient considérer la biénergie, soit une augmentation de 10 % par rapport à 2009. »

(v) À une question de la Régie sur les impacts du programme *Chauffez vert*, le Distributeur explique que :

« De façon générale, les efforts de promotion du Distributeur à l'égard du tarif DT sont maintenus comme prévu. Cependant, dans un souci de cohérence avec les orientations du gouvernement, le Distributeur réévaluera son niveau d'intervention pour le segment des clients utilisant le mazout pour le chauffage principal. Enfin, un suivi auprès de la clientèle est prévu pour 2014; le Distributeur pourra ajuster rapidement son plan de commercialisation selon les résultats obtenus. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 8.1 La Régie ne retrouve pas de tableau équivalent au tableau 2A-13 [référence (i)] dans le dossier R-3864-2013. Veuillez en fournir une version mise à jour.
- 8.2 Veuillez élaborer sur les écarts par rapport aux valeurs annoncées dans le précédent plan d'approvisionnement, notamment la baisse de 870 MW à 640 MW, soit de 230 MW, de

l'effacement de la bi-énergie résidentielle pour 2013-2014 et 2014-2015 [références (i) et (ii)].

- 8.3 Veuillez expliquer la perte de 230 MW de la bi-énergie en un an alors que les résultats annoncés au Rapport annuel 2012 de la campagne de promotion de la bi-énergie et du tarif DT sont annoncés extrêmement positifs [référence (iv)].
- 8.4 Veuillez élaborer sur les efforts que compte déployer le Distributeur pour préserver le patrimoine d'équipements de bi-énergie et contrer l'effritement de la clientèle bi-énergie, notamment, compte tenu de la diminution du nombre de client utilisant le mazout pour chauffage principal [référence (v)].
- 8.5 Veuillez estimer les coûts nécessaire pour obtenir les 300 MW de nouveaux moyens de gestion de la demande en puissance sur l'horizon du Plan, à hauteur de 50 MW par année dès l'hiver 2016-2017 [référence (iii)], et veuillez les comparer aux coûts nécessaires pour préserver le patrimoine d'équipement bi-énergie.

CRITÈRES DE FIABILITÉ

- 9. Références :**
- (i) *Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité*, 11 juin 2010 (le Guide de dépôt), p. 21;
 - (ii) Pièce B-0005, p. 35;
 - (iii) Pièce B-0008, p. 69;
 - (iv) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 32.

Préambule :

- (i) Le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 15. *Présenter le taux de réserve requise en puissance sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Fournir les hypothèses utilisées pour l'établir, notamment celles associées à l'aléa de la demande et à l'aléa climatique et celles associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements. Comparer ces taux avec ceux du dernier plan d'approvisionnement et ceux du dernier état d'avancement de ce plan.* » [nous soulignons]

(ii) « *Par ailleurs, dans sa décision D-2011-162 relative au Plan d'approvisionnement 2011-2020, la Régie demande au Distributeur de déposer une mise à jour de l'évaluation établissant la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale. Cette réévaluation a été réalisée en considérant les nouvelles mises en service ainsi que les centrales récemment retirées du parc de production du Producteur [Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité]. Les taux de panne des centrales de la période 2006-2010 utilisés sont les même que ceux de la revue triennale 2011 d'adéquation des ressources du NPCC [Northeast Power Coordinating Council]¹⁰ [Note de bas de page 10 : « Ces analyses tiennent compte de restrictions*

hydrauliques et d'appareillage de près de 1 400 MW. »]. Les résultats obtenus confirment le niveau de la réserve de planification associée à l'électricité patrimoniale à 3 100 MW, fixé en vertu des paramètres de l'entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur sur les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial. »

(iii) En ce qui concerne la centrale de TransCanada Energy Ltd (TCE), le Distributeur rappelle que le taux de réserve requise pris en compte est de 10 %.

« Par ailleurs, dans le cadre des évaluations de fiabilité approuvées par le NPCC, la centrale de Churchill Falls est considérée comme un contrat d'achat d'électricité [...]. »

(iv) *« [94] La Régie prend acte des propos du Distributeur selon lesquels le taux de réserve théorique de 60 % pour les petites centrales hydrauliques pourra être ajusté sur la base des données réelles de la production des centrales. »*

Demandes :

9.1 Veuillez fournir les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements manquantes au Plan, dont :

- le taux d'entretien typique de chaque mois de l'année des centrales hydrauliques¹;
- les taux de panne de l'équipement hydraulique¹ et de l'équipement thermique;
- le taux de réserve associé au contrat d'achat d'électricité de la centrale de Churchill Falls;
- le taux de réserve pour les petites centrales hydrauliques;
- la contribution de la production éolienne à la pointe d'hiver;
- le taux de réserve associé à l'option d'électricité interruptible.

9.2 En ce qui a trait au taux de réserve pour les petites centrales hydrauliques, veuillez indiquer si celui-ci a été ajusté sur la base des données réelles de production. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

- 10. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 33 à 35;
 - (ii) Dossier R-3550-2004, pièce HQD-7, document 1.28;
 - (iii) Pièce B-0005, p. 35;
 - (iv) <https://www.npcc.org/Library/Resource%20Adequacy/Québec%20Comprehensive%20Review%202011.pdf>

¹ Veuillez faire les distinctions nécessaires relatives aux centrales Beauharnois et Les Cèdres.

Préambule :

(i) « [99] Dans le premier plan d’approvisionnement 2002-2011 du Distributeur, la réserve associée à l’électricité patrimoniale était établie à 3 600 MW. Depuis le second plan d’approvisionnement 2005-2014, cette réserve est établie à 3 100 MW. Cette nouvelle évaluation découlait de la mise à jour des aléas de la demande et de l’horizon d’atteinte de l’électricité patrimoniale. L’étude portant sur les autres paramètres de fiabilité en puissance, déposée dans le cadre de ce second plan, datait de 1997. [...]

[106] Considérant ce qui précède, la Régie demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du prochain plan d’approvisionnement, une mise à jour de l’étude établissant la réserve requise associée à l’électricité patrimoniale. » [Nous soulignons]

La référence (ii) contient l’étude de 1997 à laquelle réfère la Régie à la référence (i) et qui s’intitule *Révision des paramètres de fiabilité en puissance*.

(iii) « Par ailleurs, dans sa décision D-2011-162 relative au Plan d’approvisionnement 2011-2020, la Régie demande au Distributeur de déposer une mise à jour de l’évaluation établissant la réserve de planification associée à l’électricité patrimoniale. Cette réévaluation a été réalisée en considérant les nouvelles mises en service ainsi que les centrales récemment retirées du parc de production du Producteur. Les taux de panne des centrales de la période 2006-2010 utilisés sont les même que ceux de la revue triennale 2011 d’adéquation des ressources du NPCC. Les résultats obtenus confirment le niveau de la réserve de planification associée à l’électricité patrimoniale à 3 100 MW, fixé en vertu des paramètres de l’entente intervenue entre le Distributeur et le Producteur sur les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l’approvisionnement patrimonial. »

Demandes :

10.1 À la référence (i), la Régie demande au Distributeur de déposer « *une mise à jour de l’étude* » établissant la réserve requise associée à l’électricité patrimoniale, et non seulement « *une mise à jour de l’évaluation* », tel que le rapporte le Distributeur à la référence (iii). Veuillez déposer la mise à jour de l’étude établissant la réserve requise associée à l’électricité patrimoniale. Si une mise à jour d’étude proprement dite n’a pas été effectuée, veuillez déposer, dans un niveau de détail comparable à celui contenu dans l’étude de la référence (ii), les paramètres, hypothèses, méthodologies, résultats, etc. utilisés pour confirmer le niveau de la réserve de planification associée à l’électricité patrimoniale.

10.2 Veuillez indiquer le nom et la capacité (en MW) des nouvelles centrales mises en service et des centrales retirées du parc de production du Producteur depuis 1997.

10.2.1. Veuillez indiquer si tous ces ajouts et retraits ont été considérés aux fins de la réévaluation du niveau de réserve requise associée à l’électricité patrimoniale. Dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

10.3 Veuillez indiquer si la revue triennale 2011 d'adéquation des ressources du NPCC mentionnée à la référence (iii) est celle apparaissant à l'adresse internet de la référence (iv).

10.3.1. Dans l'affirmative, veuillez indiquer si les taux de panne des centrales de la période 2006-2010 auxquels réfère le Distributeur à la référence (iii) sont ceux apparaissant au tableau A-2.2.4 de la page 28 de la revue précitée. Sinon, veuillez indiquer la page à laquelle ils se trouvent.

10.3.2. Dans la négative, veuillez fournir l'adresse internet permettant de consulter la revue précitée ou, à défaut, déposer cette revue.

STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

- 11. Références :**
- (i) Guide de dépôt, p. 22 et 23;
 - (ii) Pièce B-0005, p. 26 et 27;
 - (iii) Pièce B-0008, p. 37;
 - (iv) Pièce B-0005, p. 30;
 - (v) Pièce B-0005, p. 31.

Préambule :

(i) Le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 24. *Fournir la quantité estimée d'électricité patrimoniale annuelle inutilisée sur l'horizon du plan d'approvisionnement. Présenter les hypothèses utilisées pour l'établir.*

[...]

31. *Présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées et démontrer que la stratégie retenue assure des approvisionnements suffisants et fiables pour répondre aux besoins de la clientèle et ce, au plus bas coût possible compte tenu des risques.* [Nous soulignons]

(ii) « *Sur l'ensemble de la période couverte par le Plan, les approvisionnements sous contrat seront supérieurs aux besoins prévus et les surplus énergétiques totalisent 75,0 TWh. Le bilan en énergie est présenté au tableau 4-2.* »

Les surplus en énergie sur l'horizon du Plan apparaissent à la dernière ligne du tableau 4-2 :

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Surplus (TWh)	7,4	10,1	9,7	9,7	9,5	7,1	5,7	5,9	5,3	4,6

Le Distributeur explique ce qui suit :

« À l'exception des livraisons du contrat cyclable, les engagements d'achat de long terme du Distributeur sont fermes (contrats de type « take-or-pay ») et les livraisons ne peuvent être réduites. Afin de minimiser les coûts pour sa clientèle, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale comme moyen pour disposer des surplus énergétiques. Aucun autre contrat d'approvisionnement de long terme n'offre cette flexibilité. De plus, la réduction des livraisons d'électricité patrimoniale est sans coût pour le Distributeur et permet même d'éviter des coûts appelés à croître au cours des prochaines années en raison de l'indexation du prix de l'électricité patrimoniale. » [Nous soulignons]

La Régie présente, au tableau suivant, son calcul de la quantité estimée d'électricité patrimoniale annuelle inutilisée sur l'horizon du plan d'approvisionnement, qui doit être fournie en vertu de l'article 24 du Guide de dépôt [référence (i)] :

Électricité patrimoniale (TWh)	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Volume disponible [référence (ii)]	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
Volume utilisé [référence (iii)]	171,5	168,8	169,1	169,1	169,3	171,8	173,2	172,9	173,6	174,3
Volume inutilisé	7,4	10,1	9,8	9,8	9,6	7,1	5,7	6,0	5,3	4,6

En comparant la dernière ligne de ce tableau à la dernière ligne du tableau 4-2 [référence (ii)], la Régie déduit que tous les surplus seront écoulés en n'utilisant pas tout le volume d'électricité patrimonial disponible.

(iii) Le prix des approvisionnements patrimoniaux varie de 26,15 \$/MWh à 31,25 \$/MWh sur l'horizon du Plan, alors que celui des approvisionnements postpatrimoniaux varie de 99,73 \$/MWh à 112,15 \$/MWh.

(iv) « Le 7 octobre 2013, le gouvernement du Québec a annoncé le lancement de la Politique économique Priorité Emploi. Parmi les mesures mises de l'avant par cette politique figure l'utilisation des surplus énergétiques du Distributeur au cours des dix prochaines années afin de stimuler la création d'emplois et les investissements au Québec dans certains créneaux identifiés. Cette mesure représente une opportunité intéressante qui permettra d'écouler une portion importante des surplus au cours de cette période et par le fait même, de maximiser l'utilisation du volume d'électricité patrimoniale. » [Nous soulignons]

(v) « Compte tenu qu'une part importante des approvisionnements ne peut être réduite, le Distributeur compte principalement sur la flexibilité des livraisons d'électricité patrimoniale afin de gérer des scénarios de demande plus faible. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 11.1 Conformément à l'article 31 du chapitre 3 du Guide de dépôt, veuillez présenter les diverses stratégies d'approvisionnement évaluées, en particulier au plan de la disposition des surplus énergétiques. Veuillez, entre autres, indiquer les stratégies alternatives à la stratégie du Distributeur consistant à disposer des surplus énergétiques en n'utilisant pas tout le volume d'électricité patrimonial disponible. Veuillez également comparer le coût de ces stratégies alternatives au coût de l'électricité patrimoniale [référence (iii)].
- 11.2 Conformément à l'article 31 du chapitre 3 du Guide de dépôt, veuillez démontrer que la stratégie retenue, partiellement exposée aux références (ii), (iv) et (v), est celle au plus bas coût possible compte tenu des risques.
- 11.2.1. Veuillez également indiquer si la revente d'approvisionnements postpatrimoniaux fait partie de la stratégie retenue. Dans l'affirmative, veuillez indiquer la stratégie de revente du Distributeur pour les trois premières années du Plan, en indiquant notamment les quantités prévues en énergie et en puissance. Dans la négative, veuillez expliquer cette décision et présenter l'analyse économique la justifiant.

- 12. Références :**
- (i) Guide de dépôt, p. 23;
 - (ii) Pièce B-0008, p. 32 et 33;
 - (iii) Pièce B-0011, onglet GD-33.AAR MAX Mensuel;
 - (iv) Pièce B-0008, p. 32.

Préambule :

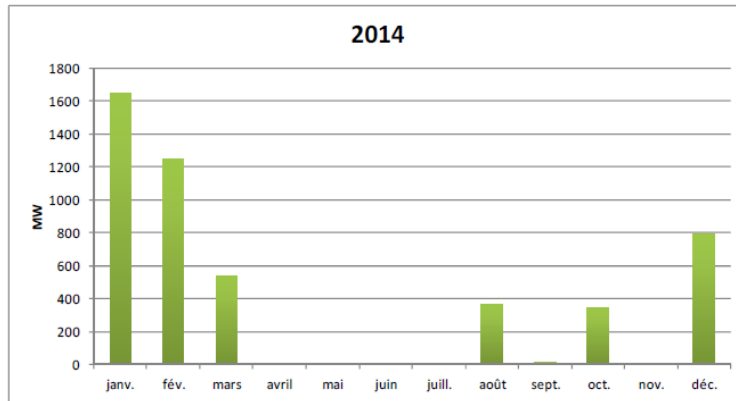
- (i) Le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 33. *Présenter, au moins pour les trois premières années du plan d'approvisionnement, le graphique et le chiffrer des besoins additionnels mensuels maximaux en puissance de court terme et la courbe des puissances classées des approvisionnements additionnels de court terme requis.* » [Nous soulignons]

Le Distributeur présente, à la référence (ii), trois graphiques des valeurs horaires maximales en achat, par mois, sur les marchés de court terme pour les années 2014, 2015 et 2017. La référence (iii) présente le chiffrer correspondant à ces graphiques.

(iv) Le Distributeur présente le graphique suivant :

GRAPHIQUE 4A-6
VALEURS HORAIRES MAXIMALES EN ACHAT, PAR MOIS, SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
POUR L'ANNÉE 2014 (EN MW/MOIS)



Demandes :

- 12.1 Les graphiques et le chiffrier des références (ii) et (iii) ne présentent aucune valeur horaire maximale en revente, par mois, sur les marchés de court terme. Veuillez préciser si cela signifie qu'il n'existe aucune telle valeur ou bien que ces valeurs ne sont pas représentées dans les graphiques et le chiffrier. Dans ce dernier cas, veuillez reproduire les graphiques et le chiffrier en indiquant, en sus des achats, les reventes et les facteurs d'utilisation associés.
- 12.2 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur n'a pas présenté, à la référence (ii), un graphique et le chiffrier correspondant pour l'année 2016, conformément à l'article 33 du chapitre 3 du Guide de dépôt [référence (i)].
- 12.3 Veuillez présenter le graphique et le chiffrier des valeurs horaires maximales en achat et revente, par mois, sur les marchés de court terme ainsi que les facteurs d'utilisation associés pour l'année 2016.
- 12.4 Veuillez expliquer les achats de puissance prévus en août et octobre 2014 [référence (iv)], notamment compte tenu du fait qu'en 2015 et 2017, aucun achat n'est prévu entre les mois d'avril et octobre [référence (ii)].

COÛTS DES APPROVISIONNEMENTS

- 13. Références :**
- (i) Pièce B-0008, p. 37;
 - (ii) Dossier R-3748-2010, pièce B-0078, p. 3.

Préambule :

Le tableau 4B-1 de la référence (i) présente les coûts des approvisionnements existants et prévus sur l'horizon du Plan.

Demandes :

- 13.1 Veuillez ajouter, le cas échéant, les quantités, les prix et les revenus associés à la revente d'énergie.
- 13.2 Veuillez fournir les quantités et les prix permettant d'obtenir les coûts des achats de puissance, en distinguant l'électricité interruptible, les achats de court terme et les achats de long terme [voir référence (ii)].

PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES

- 14. Références :** (i) Pièce B-0010, p. 74;
(ii) Pièce B-0010, p. 86.

Préambule :

(i)

	Total (en ¢/kWh)	Entretien et exploitation (en ¢/kWh)
Îles-de-la-Madeleine	33,7	6,6
Nunavik		
Akulivik	109,7	35,1
Aupaluk	119,4	45,0
Inukjuak	77,7	10,8
Ivujivik	132,4	51,3
Kangiqtualujuaq	78,8	14,0
Kangiqtujuaq	85,2	19,3
Kangirsuk	78,9	21,3
Kuujuuaq	86,0	5,3
Kuujuarapik	70,4	7,7
Puvimittuq	66,2	9,3
Quaqtaq	95,4	32,4
Salluit	65,0	12,3
Tasiujaq	90,6	25,3
Umiujaq	95,9	33,7
Basse Côte-Nord		
La Romaine	41,9	8,6
Lac-Robertson	40,5	7,2
Port-Menier	74,3	15,3
Schefferville	35,1	18,7
Haute-Mauricie		
Opitciwan	49,2	4,9
Clova	61,7	18,3

(ii) Le tableau 5.2 montre les différents types de compensation et/ou de subvention versés dans les différents territoires des réseaux autonomes dans le cadre des programmes d'utilisation efficace de l'énergie (PUEÉRA).

Demandes :

- 14.1 Veuillez accompagner le tableau 3.2 d'explications et de commentaires permettant de comprendre ce qui constitue, par réseau, le coût total de revient du kWh et les coûts d'entretien et d'exploitation.
- 14.2 Veuillez ventiler le coût total fourni au tableau 3.2 non seulement en fonction des coûts d'entretien et d'exploitation mais également en indiquant dans trois autres colonnes les coûts de combustible des centrales électriques, les coûts d'amortissement des actifs et, le cas échéant, les coûts des PUEÉRA.
- 14.3 Si le coût des PUEÉRA n'est pas inclus dans le coût de revient du kWh électrique par réseau, veuillez le fournir à part en indiquant le nombre de litres de combustible à

chauffage concernés par les programmes dans chaque réseau. Veuillez élaborer sur la notion de coûts évités pour le Distributeur des mesures du PTÉ visant les économies de chauffage au combustible et, le cas échéant, les fournir pour chacun des réseaux.

14.4 Veuillez élaborer, dans le cas de Kuujuaq et d'Akulivik, sur l'impact qu'a eu ou qu'aura la mise en service des nouvelles centrales thermiques sur les coûts de revient présentés au tableau 3.2.

- 15. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 94;
 - (ii) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 18;
 - (iii) Dossier R-3854-2013, pièce B-0038, p. 5;
 - (iv) Dossier R-3776-2011, pièce A-0039, p. 219 ;
 - (v) Dossier R-3414-2012, décision D-2013-037, p. 137 ;
 - (vi) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 12.

Préambule :

(i) « [338] *La Régie prend acte du fait que le Distributeur, conformément à la décision D-2011-028, entreprendra à l'automne 2011 une réévaluation du PTÉ pour les réseaux autonomes. Elle demande au Distributeur d'examiner spécifiquement les mesures de gestion de la consommation applicables à chaque réseau dans le cadre de cette réévaluation. L'impact de chacune des mesures étudiées, retenues ou non au PTÉ, devra y être distingué et quantifié. À partir de ce PTÉ, la Régie demande au Distributeur de quantifier son objectif de gestion de la consommation en réseaux autonomes. Le suivi relatif à ces demandes devra être déposé dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023.* » [Nous soulignons]

(ii) « 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. » [Nous soulignons]

(iii) « *Le potentiel technico-économique (PTÉ) d'efficacité énergétique représente les économies d'énergie et la réduction de la demande de puissance associées à l'implantation des mesures où cela est techniquement possible et dont le coût unitaire est inférieur ou égal au coût évité du Distributeur.* » [Nous soulignons]

(iv) À propos de l'utilité des coûts évités des réseaux autonomes, le Distributeur explique que « *Le niveau des coûts que l'on obtient est amplement suffisant pour faire tous les programmes qu'on veut.* »

(v) « [551] Par ailleurs, chacun des RA [réseaux autonomes] peut offrir l'occasion de tester des technologies ou des mesures à l'échelle de projets-pilotes de petite envergure. Les risques financiers liés à l'essai et à l'évaluation de telles mesures sont donc limités. En outre, l'impact économique des mesures d'efficacité énergétique, à l'échelle de ces réseaux, peut être considérablement plus important qu'en réseau intégré où les coûts évités sont beaucoup plus bas. **La Régie encourage le Distributeur à tester et à évaluer en conditions réelles les mesures les plus prometteuses identifiées dans le rapport d'analyse du PTÉ en efficacité énergétique dans les RA.** »

(vi) Le tableau 3 présente l'impact des interventions en efficacité énergétique.

Demandes :

- 15.1 Veuillez préciser les programmes d'efficacité énergétique qui sont inclus dans les interventions en efficacité énergétique dont le tableau 3 donne l'impact [référence (vi)], en indiquant notamment les mesures identifiées au PTÉ en réseaux autonomes qui sont prévues être déployées et à partir de quelle année.
- 15.2 Considérant les propos du Distributeur cités aux références iii) et iv) et l'extrait de décision en référence v), veuillez expliquer les raisons qui pourraient empêcher le Distributeur de procéder, sans délai additionnel, à des audits énergétiques de chacun des réseaux pour y élaborer des plans d'action prioritaires ou de réaliser des projets-pilotes de validation et d'évaluation en conditions réelles de mesures d'efficacité énergétique ou de gestion de la demande à la pointe à l'échelle d'un réseau autonome.

- 16. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 97;
 - (ii) Dossier R-3814-2012, décision D-2013-037, p. 136;
 - (iii) Pièce B-0009, p. 20 à 22.

Préambule :

(i) « [354] La Régie constate, du rapport d'expertise du RNCREQ, que des systèmes de JED commerciaux sont exploités depuis plus d'une décennie. Elle rappelle que le premier projet de JED devait être mis en service au Nunavik en 2008. 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. » [Nous soulignons]

(ii) « [549] À ce sujet, la Régie réitère que le Distributeur doit développer un plan de déploiement concret et rapide de jumelage éolien-diesel (JED) en RA, pour dépôt dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023. »

(iii) Dans la section 5.2.2, le Distributeur présente l'état d'avancement des projets d'utilisation des énergies renouvelables. À propos du JED, le Distributeur indique :

« Le Distributeur poursuit son analyse relativement aux deux projets en cours, à savoir celui aux Îles-de-la-Madeleine et l'autre au Nunavik (Kangihsualujjuaq). Actuellement, les résultats des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangihsuallujjuaq 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. » [Nous soulignons]

Demandes :

- 16.1 Veuillez déposer les résultats obtenus à ce jour des analyses techniques de l'intégration aux réseaux des centrales de Cap-aux-Meules et de Kangihsuallujjuaq.
- 16.2 Veuillez indiquer à quel moment les analyses de la rentabilité des projets de Cap-aux-Meules et de Kangihsuallujjuaq seront complétées. Si elles ne peuvent être complétées avant le début de mai 2014, veuillez exposer en détail les raisons.
- 16.3 Veuillez justifier le retard de 2 ans dans le dépôt de la mise à jour du rapport d'expertise sur le développement du JED en réseaux autonomes, demandé par la Régie à la référence (i).
- 16.4 Veuillez commenter sur la faisabilité de déposer la mise à jour du rapport d'expertise sur le développement du JED aux Îles-de-la-Madeleine et au Nunavik ainsi que le plan de déploiement concret et rapide du JED, demandé par la Régie à la référence (i), au début de mai 2014. Dans le cas où cela serait impossible, veuillez exposer en détail les raisons.

- 17. Références :**
- (i) Dossier R-3740-2010, décision D-2011-028, p. 148 et 149;
 - (ii) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 101;
 - (iii) Dossier R-3776-2011, décision D-2012-024, p. 169;
 - (iv) Pièce B-0009, pages 16 à 19.

Préambule :

(i) La Régie maintenait, pour l'année 2011, le gel du tarif en vigueur à Schefferville en 2008, le temps d'initier et de mettre en place un plan d'efficacité énergétique particulier et adapté pour cette région.

(ii) « [367] *Malgré ces explications, la Régie demeure préoccupée par la consommation unitaire élevée à Schefferville et demande au Distributeur de déposer, dans le cadre du plan d'approvisionnement 2014-2023, un plan d'action spécifique à ce réseau, incluant les actions entreprises et prévues, en termes d'économie d'énergie et de gestion de la consommation, en tenant notamment compte des stratégies tarifaires et de recouvrement examinées dans le cadre d'autres dossiers.* » [Nous soulignons]

(iii) « [663] *La Régie demande au Distributeur de concevoir des mesures concrètes de gestion de la demande en puissance à Schefferville dès que les résultats de l'analyse de PTÉ en cours pour les réseaux autonomes seront disponibles.* »

(iv) La section 5.1 présente les interventions en efficacité énergétique dans le cadre de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur pour les réseaux autonomes. Les seules mentions relatives à Schefferville sont les suivantes :

- « *S'inspirant de l'expérience réalisée en 2013 dans les écoles de Schefferville, le Distributeur entend poursuivre ses activités de sensibilisation en ciblant davantage les étudiants et ce, pour l'ensemble des réseaux. Par ailleurs, tel qu'annoncé dans son dossier tarifaire 2014-2015, le Distributeur a débuté un projet pilote d'isolation de l'entretoit à Schefferville auprès de la clientèle résidentielle.* »
- « *En vue d'exploiter les moyens de gestion de la puissance identifiés dans le PTÉ, le Distributeur mettra l'emphase sur les actions suivantes : 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;* »

Demande :

17.1 Veuillez présenter le plan d'action du Distributeur en efficacité énergétique et en gestion de la demande en puissance spécifique au réseau de Schefferville, demandé par la Régie.

- 18. Références :**
- (i) Dossier R-3748-2010, décision D-2011-162, p. 103;
 - (ii) Dossier R-3854-2013, pièce A-0059, p. 69 à 72;
 - (iii) Pièce B-0010, HQD-2, document 2, p. 85;
 - (iv) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 15;
 - (v) http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/1141_Conservation%20Potential%20Review%20Final%20Report%202012%20-%20Residential%20Chapter1.pdf;
 - (vi) Dossier R-3854-2013, pièce B-0088, p. 98.

Préambule :

(i) « [375] *La Régie est d'avis que le Distributeur doit considérer simultanément, pour les réseaux autonomes, les aspects de production, de tarification et d'efficacité. À cette fin, elle lui demande de présenter, dans le cadre du prochain plan d'approvisionnement, une stratégie, par réseau autonome, sur un horizon de dix ans, couvrant ces différents aspects.* »

(ii) En réponse à UC qui le questionne sur les raisons pour lesquelles il n'y a aucun potentiel associé au chauffage des locaux au Nunavik, le Distributeur explique ceci :

« Bien, au Nunavik, le chauffage des locaux évidemment ça chauffe au mazout donc il n'est pas dans le potentiel électrique. [...] le chauffage d'appoint, ce n'est pas une mesure [...] ce n'est pas dans le potentiel [...] Le chauffage d'appoint c'est un constat qu'on fait à partir de certaines informations [...] c'est une question de tarification. [...] Il n'y a pas de coûts de mesure. Le client ne consommerait pas puis c'est une question de tarif. »

(iii) Le tableau 5.1 présente les interventions en efficacité énergétique par réseau.

(iv) Le tableau 4 présente les marges (déficits) de puissance par réseau à l'horizon 2023.

(v) À la page vii de l'étude de Marbek, on apprend que les « Block-heaters – Car warmers » représentent une consommation équivalente à celle des téléviseurs au Yukon. À la page 99, on voit que des mesures portant sur cet usage de l'électricité pourraient le réduire de 23 % à l'horizon 2030 pour une fraction de 3 % des économies totales identifiées, soit autant ou plus que les mesures visant les télévisions et les appareils électroniques. À la page 110 (Exhibit 62) de cette même étude, on voit que la gestion de cet usage de l'électricité offre le deuxième plus important potentiel de la gestion de la puissance à la pointe.

(vi) « *Le Distributeur a limité l'analyse du PTE en gestion de la demande en puissance aux seuls mois d'hiver car la pointe annuelle des besoins de puissance de tous les réseaux coïncide toujours avec les mois d'hiver.* »

Demandes :

- 18.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles la pointe annuelle des réseaux autonomes au nord du 53° parallèle a lieu en hiver.
- 18.2 Veuillez présenter la stratégie du Distributeur visant à réduire, voire à éliminer, l'usage du chauffage d'appoint électrique.
- 18.3 Veuillez préciser les mesures prévues être déployées par le Distributeur au tableau 5.1 de la référence (iii) qui sont spécifiques aux réseaux autonomes et/ou propres à la nordicité des réseaux au nord du 53° parallèle, par exemple en ce qui concerne la gestion des chauffe-blocs-moteurs, un usage spécifique de l'électricité dans les climats nordiques.
- 18.4 La Régie constate que pour présenter la stratégie par réseau autonome qu'elle a demandé, le Distributeur a regroupé les 14 villages du Nouveau-Québec sous la seule rubrique « Nunavik ». Or, le tableau 4 de la référence (iv) montre que certains villages auront besoin d'ajouts de capacité plus tôt que d'autres. Veuillez présenter la stratégie du Distributeur pour prioriser des actions dans ces réseaux afin de retarder au maximum le besoin d'un ajout de capacité dans ses centrales thermiques, que ce soit par des mesures d'efficacité énergétique, de gestion de la demande de puissance ou par la production décentralisée d'électricité.

- 19. Références :**
- (i) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 5;
 - (ii) Pièce B-0009, HQD-2, document 1, p. 7;
 - (iii) <http://www.newswire.ca/fr/story/1264881/gaz-metro-gnl-lance-un-appel-de-soumissions-sans-engagement-pour-du-gaz-naturel-liquefie> ;
 - (iv) <http://affaires.lapresse.ca/economie/energie-et-ressources/201310/22/01-4702178-gaz-metro-un-client-a-1000-km-de-distance.php> ;
 - (v) http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/LNG_Life_Cycle_Assessment_-_Pembina_Institute_-_Final_Report ;
 - (vi) http://www.yukonenergy.ca/media/site_documents/1260_ICF%20Marbek%20Final%20Report_LNG_lifecycle_july2013.pdf .

Préambule :

- (i) « *Le Distributeur assure sa mission de base dans les réseaux autonomes, à savoir, combler les besoins de la clientèle tant à court terme qu'à long terme et ce, à moindre coût.* »
- (ii) « *Le coût de fonctionnement des centrales thermiques est très élevé compte tenu du prix des combustibles (voir l'annexe 3). De plus, la plupart des centrales étant désuètes, elles nécessiteront éventuellement des investissements en vue d'en assurer la pérennité. [...] 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. »

(iii) et (iv) Les extraits de presse cités en référence montrent que le gaz naturel liquéfié (GNL) devient une option pouvant être économiquement considérée en territoires éloignés.

(v) À la page 28 du rapport *LNG for Yukon Energy Power Generation A Life cycle Emissions inventory* (The Pembina Institute, juillet 2013) on peut lire : « *The environmental performance of the LNG system modelled was better than the diesel pathway across all categories of environmental impact. ∴ LNG performance is specific to Shell's Jumping Pound facility.* »

(vi) À la page (iii) du rapport final *Yukon Plant Fuel Life Cycle Analysis* (ICF International, 2 juillet 2013), on peut lire :

« *Yukon Energy Corporation (YEC) wants to understand direct and indirect environmental consequences associated with the use of liquefied natural gas (LNG) for power generation at an electricity generating facility (planned project) versus an equivalently sized diesel-fueled facility in the city of Whitehorse. [...] The full lifecycle, from drilling through full production and processing, transportation of fuel to Whitehorse and combustion to generate electricity has been considered for each alternative studied, which constitutes three pathways from wellhead to transmission line. The study pathways are:*

1. *Conventional natural gas extraction and processing in the Foothills of Alberta to produce LNG for transportation to Whitehorse and subsequent electricity generation using a natural gas fired engine;*
2. *Shale (unconventional) gas extraction using hydraulic fracturing in northeastern British Columbia to produce LNG for transportation to Whitehorse and subsequent electricity generation using a natural gas fired engine; and*
3. *Crude extraction on the North Slope of Alaska, transportation of the crude to a refinery in northwestern Washington to produce diesel fuel, followed by transportation of the diesel to Whitehorse and subsequent electricity generation using a diesel fired engine.*

		GHG kg CO ₂ e/MWh	NOx kg NO _x /MWh	SO ₂ kg SO ₂ /MWh	CO kg CO/MWh	PM kg PM/MWh	Water L/MWh
Shale Gas	Base Case	594.3	2.1	0.2	1.2	0.2	178.2
Conventional Natural Gas	Base Case	679.5	2.3	2.2	1.7	0.7	5.6
Diesel	Base Case	694.8	17.8	1.2	1.2	1.1	52.9

Demandes :

- 19.1 Veuillez élaborer sur la position du Distributeur à l'égard du GNL et sur ses intentions de procéder à des analyses de faisabilité économique et environnementale sur l'utilisation du GNL comme option de remplacement du diesel dans les réseaux autonomes.

19.2 Veuillez expliquer le processus par lequel le Distributeur s'est vu octroyer des allocations d'émissions de gaz à effet de serre correspondant à seulement 20 % des émissions de la centrale de Cap-aux-Meules.

19.3 Veuillez expliquer de quelle façon le système de plafonnement et d'échange d'émissions (SPÉDÉ) a ou aura une influence, directe ou indirecte, sur les coûts de fonctionnement des autres centrales thermiques des réseaux autonomes.

- 20. Références :**
- (i) Pièce B-0010, p. 45;
 - (ii) Pièce B-0010, p. 34;
 - (iii) http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/conjoncture_quebec/etudes_regionales/eegasmad.pdf.

Préambule :

(i) Le Distributeur prévoit, à l'horizon du Plan une croissance annuelle moyenne de 0,8 % du nombre d'abonnements résidentiels, de 1,1 % des ventes d'énergie et de 1,0 % des besoins de puissance à la pointe.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	Crois. annuelle moy. 2013-2023
Abonnements résidentiels et agricoles	6 661	6 725	6 799	6 870	6 930	6 982	7 034	7 086	7 131	7 170	7 199	0,8%
Ventes (GWh)	172,4	175,2	177,5	180,4	181,7	183,6	185,5	188,0	189,0	190,6	192,1	1,1%
<i>dont résidentiel et agricole (GWh)</i>	96,7	98,3	99,8	101,6	102,5	103,7	104,8	106,4	107,1	108,1	108,9	1,2%
<i>Pertes, consommation des centrales et usage interne (GWh)</i>	22,1	22,4	22,7	23,1	23,3	23,5	23,7	24,1	24,2	24,4	24,6	1,1%
Besoins en énergie (GWh)	194,4	197,6	200,2	203,5	205,0	207,1	209,2	212,0	213,2	215,0	216,7	1,1%
Besoins en puissance à la pointe (MW)¹	41,73	42,22	42,62	42,95	43,41	43,87	44,33	44,75	45,15	45,51		1,0%
Interventions en efficacité énergétique	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	
<i>Economies d'énergie</i>												
<i>Ventes (GWh)</i>	9,2	9,6	10,6	11,5	12,5	13,4	14,4	15,3	16,3	17,2	18,2	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)[†]</i>	2,27	2,44	2,67	2,90	3,12	3,35	3,58	3,81	4,03	4,26		
<i>Utilisation efficace de l'énergie</i>												
<i>Ventes (GWh)</i>	43,8	44,5	45,2	46,0	46,4	46,9	47,4	48,1	48,4	48,9	49,3	
<i>Besoins en puissance à la pointe (MW)[†]</i>	15,38	15,64	15,86	16,14	16,28	16,46	16,64	16,89	17,00	17,16		

¹ Pour l'hiver commençant en décembre de l'année indiquée.

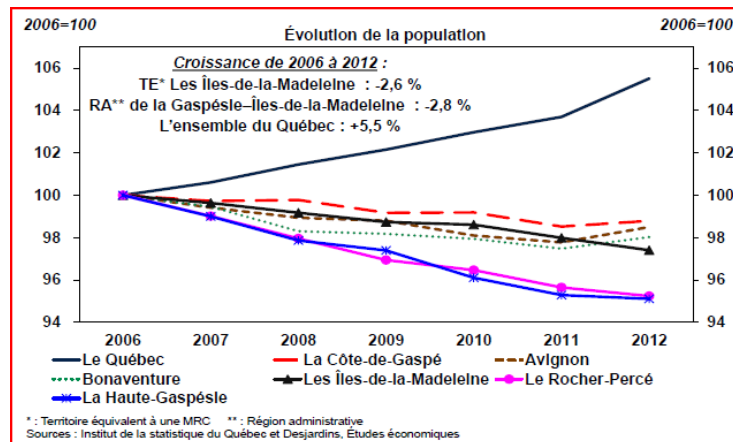
(ii) Le tableau 2B-2 montre que le nombre total d'abonnements a augmenté de 423 en 2012 par rapport aux 7 100 abonnements de 2006. On observe 441 abonnements résidentiels de plus en 2012 par rapport aux 6 152 de 2006, soit une augmentation de 7,2 % du nombre d'abonnés résidentiels. Il y a donc eu une baisse du nombre d'autres types d'abonnés. Les besoins d'énergie sont passés de 179,2 GWh en 2006 à 187,7 GWh en 2012, soit une augmentation de 4,7 %. Sur la même période, les besoins de puissance à la pointe sont passés de 35 à 42 MW soit une augmentation de 20 %.

**TABLEAU 2B-2
 HISTORIQUE DE LA DEMANDE - ÎLES-DE-LA-MADELEINE**

En GWh	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Nombre d'abonnements	6 708	6 768	6 832	6 941	6 998	7 101	7 181	7 278	7 371	7 434	7 484	7 524
<i>dont résidentiel et agricole</i>	5 797	5 810	5 874	5 984	6 053	6 152	6 236	6 338	6 432	6 499	6 549	6 593
Ventes	140,8	153,0	155,1	159,9	155,7	155,5	161,8	162,2	167,0	158,9	167,1	166,3
<i>dont résidentiel et agricole</i>	73,7	80,8	82,9	84,9	83,6	82,5	89,2	89,5	93,6	88,2	92,9	93,1
Pertes, consommation des centrales et usage interne	24,2	20,5	22,4	21,0	24,5	23,7	22,9	20,8	18,7	20,0	22,9	21,4
Besoins en énergie	165,0	173,6	177,6	180,9	180,2	179,2	184,7	183,0	185,7	178,9	189,9	187,7

En MW	2001/02	2002/03	2003/04	2004/05	2005/06	2006/07	2007/08	2008/09	2009/10	2010/11	2011/12	2012/13
Besoins en puissance à la pointe	33,55	36,28	36,55	37,46	35,04	37,75	39,23	40,20	39,21	39,76	38,88	42,06
Puissance installée	68,23	68,23	68,23	68,23	68,23	68,23	68,23	68,23	68,15	68,15	68,15	68,19

(iii) La croissance de la population aux Îles-de-la-Madeleine a été de -2,6 % entre 2006 et 2012.



Demandes :

- 20.1 Veuillez expliquer la croissance annuelle moyenne prévue du nombre d'abonnements résidentiels et agricoles aux Îles-de-la-Madeleine, compte tenu de l'historique démographique de ce réseau [référence (iii)].
- 20.2 Veuillez élaborer sur les hypothèses permettant au Distributeur de prévoir, à l'horizon du Plan, une croissance moyenne des ventes d'énergie de 1,1 % et de la demande en puissance de 1,0 %, en expliquant notamment comment les données démographiques sont prises en compte et quelles mesures d'efficacité énergétique et de gestion de la demande sont incluses dans cette prévision.
- 20.3 Considérant la croissance de 4,7 % des ventes d'énergie et de 20 % de la demande de puissance à la pointe entre 2006 et 2012, veuillez élaborer sur la performance du PGEÉ et du PUEÉRA aux Îles-de-la-Madeleine entre 2006 et 2012, notamment compte tenu de la décroissance de 2,6 % de la population qui a été observée sur cette période.
- 20.4 Considérant la croissance de 4,7 % des ventes d'énergie et de 20 % de la demande de puissance à la pointe entre 2006 et 2012, veuillez élaborer sur ce qui permet au Distributeur de croire que la croissance de la demande de puissance à la pointe sera à peu près égale à la croissance de la demande d'énergie à l'horizon du Plan.