

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

RÉSEAU INTÉGRÉ

**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 événements 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 événements 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.

Réponse :

L'ensemble des modèles de prévision a été développé par le Distributeur et ceux-ci ont été mis en service à partir d'avril 2012. Ils reflètent les techniques de modélisation économétrique reconnues dans l'industrie.

- 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.

Réponse :

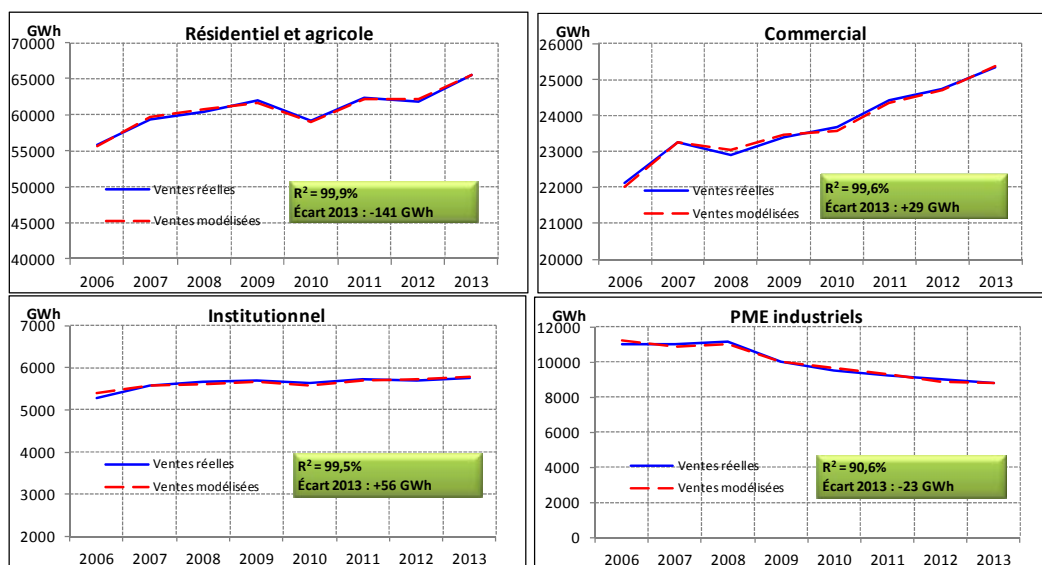
Les nouveaux modèles économétriques mettent directement en relation les ventes historiques d'un secteur de consommation et les variables climatiques et économiques. Ils offrent l'avantage d'expliquer par la suite

les écarts de prévision des ventes par les facteurs qui influencent l'évolution de ces dernières. Ces modèles permettent également de capter rapidement tout changement conjoncturel dans un contexte économique et climatique caractérisé par une présence accrue d'incertitude.

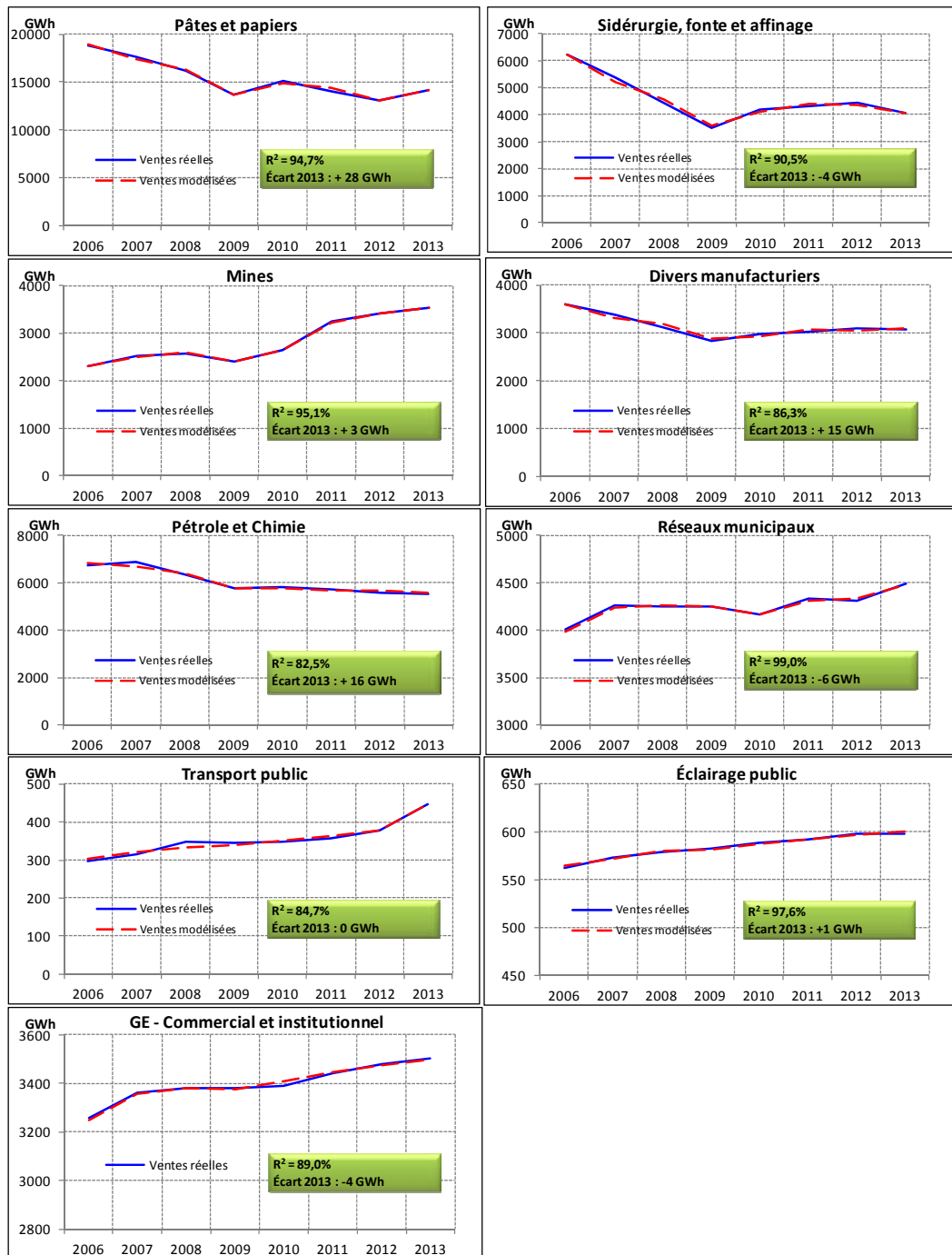
Comme il a été mentionné dans la réponse à la question 1.1, le Distributeur a débuté la mise en service des nouveaux modèles en avril 2012. L'historique des écarts de prévision n'est donc pas suffisamment long pour permettre d'évaluer leur performance prévisionnelle sur les différents horizons de prévision. Cependant, la performance de ces modèles a été évaluée sur les données historiques de la période 2006-2011 en utilisant plusieurs critères statistiques comme la qualité de l'ajustement mesurée par le coefficient de détermination R-carré, la significativité statistique des variables utilisées et l'écart entre les ventes réelles et les ventes modélisées. Les résultats obtenus permettent de conclure clairement que les nouveaux modèles sont très performants.

Les graphiques suivants illustrent la performance des modèles sur la période 2006-2013 pour les différents secteurs de consommation. Les coefficients de détermination sont très élevés et les écarts entre les ventes réelles et les ventes modélisées sont minimes. L'écart pour l'année 2013 est présenté explicitement.

**GRAPHIQUES R-1.1
DÉTERMINATION DES MODÈLES SELON LES SECTEURS DE CONSOMMATION**



**Réponses à la demande de renseignements n°1
de la Régie**



- 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.

Réponse :

Les modèles de prévision de la demande de court terme pour les secteurs Résidentiel et agricole et Commercial et institutionnel permettent de cerner l'évolution conjoncturelle des ventes d'électricité sur une période de deux à trois ans. L'avantage de cette approche est de capter rapidement tout changement de contexte économique à court terme. Les variables économiques et climatiques de ces modèles reflètent implicitement l'évolution des usages pour les différents secteurs de consommation. Ils s'inscrivent ainsi en continuité avec les modèles de prévision basés sur les usages et les équipements, comme décrits aux réponses aux questions 2.6 et 3.5.

Pour sa prévision de long terme, le Distributeur modélise explicitement les usages à l'aide de modèles de régression linéaire multiple à usages finaux. Ces modèles tiennent compte des tendances structurelles, comme la diffusion et l'efficacité des équipements, et de l'évolution démographique et économique de long terme.

De plus, les modèles de prévision de court et de long terme, utilisés présentement par le Distributeur, ont l'avantage d'assurer une transition des facteurs conjoncturels vers les facteurs structurels.

- 1.4 Veuillez expliquer ce que signifie « *la détermination* » dans le contexte du préambule.

Réponse :

La détermination, exprimée par un coefficient de détermination appelé R-carré, permet de mesurer la qualité d'ajustement d'un modèle de régression, soit la proportion de la variation totale des ventes expliquée par la variation des variables explicatives retenues. Ce coefficient est compris entre 0 et 100 %. Plus ce coefficient est élevé, plus la proportion de la variabilité expliquée est élevée.

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 1.2, les coefficients de détermination des modèles pour les secteurs de

consommation considérés sont très élevés et varient entre 82,5 % et 99,9 %.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus les modèles mentionnés ci-dessus pour la prévision de la demande de court terme du secteur Résidentiel et agricole.

Toutefois, il utilise de l'information économique spécifique ou générale dans le but d'analyser les relations, de suivre l'évolution des éléments et de la conjoncture économique et d'évaluer la prévision des modèles.

- 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.

Réponse :

Les modèles, mentionnés à la question 2.1, ne tenaient pas compte de l'impact des conditions climatiques. Or, ces dernières expliquent jusqu'à 98 % de la variabilité des ventes pour le secteur Résidentiel et agricole. Un des avantages du modèle de régression linéaire multiple, utilisé maintenant par le Distributeur pour la prévision de court terme, est d'intégrer directement des variables climatiques.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus la variable revenu personnel disponible, ni la variable population par groupes d'âge (structure par âges de la population). Elles ont été respectivement remplacées par les variables rémunération des salariés et population de 15 ans et plus.

- 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.

Réponse :

En utilisant des variables climatiques dans le modèle de prévision des ventes d'électricité, le Distributeur est en mesure de mieux évaluer la variabilité des ventes au secteur Résidentiel et agricole. Les conditions climatiques expliquant près de 98 % de la variabilité des ventes à ce secteur, les variables économiques présentement utilisées par le Distributeur sont suffisantes pour expliquer la variabilité restante.

De plus, les variables mentionnées à la question 2.2 ne sont plus utilisées dans le modèle de prévision de court terme pour différentes raisons : non significativité, colinéarité entre les variables ou indisponibilité de données mensuelles pour la variable.

Enfin, le Distributeur tient à rappeler que le choix des variables dans les modèles de prévision ne se fait pas de manière arbitraire, mais plutôt selon des critères statistiques bien définis.

- 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).

Réponse :

L'énoncé du Distributeur à la référence (iii) porte sur l'ensemble du processus de prévision de la demande du Distributeur.

Compte tenu du fait que la prévision au secteur Industriel grandes entreprises repose maintenant sur des modèles économétriques et sur l'utilisation d'indicateurs économiques, alors qu'auparavant elle était effectuée par clients sans intrants économiques, le Distributeur considère que la prévision de la demande de l'ensemble des secteurs utilise maintenant un plus grand nombre d'indicateurs économiques.

Voir également la réponse à la question 2.2.2.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur utilise maintenant plusieurs seuils de degrés-jour de chauffage et climatisation simultanément. Dans le secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur utilise des degrés-jour de chauffage sur la base des seuils 15°C, 12°C, 9°C, 3°C, -3°C et -12°C et des degrés-jour de climatisation sur la base des seuils 18°C et 21°C. Cette approche a l'avantage de capter des sensibilités à la température différentes selon les mois de l'année et de bien spécifier la relation entre la variation de la température et les ventes.

- 2.4 Veuillez expliquer la différence entre la variable « rémunération des salariés » [référence (v)] et la variable « revenu personnel disponible » [référence (i)].

Réponse :

La rémunération des salariés est la principale composante du revenu disponible des ménages et équivaut à près de 90 % de ce dernier. Cette variable comprend les salaires, la rémunération et les avantages sociaux. Pour obtenir le revenu disponible des ménages, il faut ajouter les revenus d'entreprise et les divers revenus de placement ainsi que les divers transferts du gouvernement, qui ont trait aux rentes et à l'aide au revenu, desquels les taxes, impôts et dons sont soustraits.

Depuis la réforme de la comptabilité nationale (octobre 2012) visant à harmoniser les normes canadiennes aux nouvelles normes internationales, la variable revenu personnel disponible n'est plus publiée. Elle a été remplacée par la variable revenu disponible des ménages qui n'a pas la même définition. Les données historiques pour cette dernière débutent en 2007 seulement.

- 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.

Réponse :

Les nouveaux modèles de prévision de court terme de la demande par secteurs reposent sur des données mensuelles.

La rémunération des salariés est publiée mensuellement alors que la rémunération des non salariés, qui est une composante du revenu disponible des ménages, n'est publiée que trimestriellement dans les *Comptes économiques du Québec* de l'Institut de la statistique du Québec et avec un délai important.

Plus que les rentiers et les bénéficiaires du soutien de revenu, les salariés sont susceptibles d'avoir un impact sur la demande des secteurs Résidentiel et Commercial, et ce, tant par leurs choix d'habitation et de consommation que par leur nombre. La rémunération des salariés est donc une variable mieux ciblée et elle conduit à un modèle de prévision ayant une meilleure valeur explicative.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.4.1.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur confirme que la variable population de 15 ans et plus a remplacé la structure par âges de la population dans le modèle de court terme de prévision de la demande au secteur Résidentiel et agricole. C'est également le cas pour les modèles de prévision du secteur Commercial et institutionnel et des Réseaux municipaux.

Les variables démographiques par groupes d'âge ne sont toutefois pas totalement exclues des modèles. Notamment, à partir des données de l'*Enquête sur la population active (EPA)*¹, la population des 25-54 ans est utilisée dans la prévision du PIB et de l'emploi alors que la population des 15-24 ans permet d'expliquer des variables liées à la consommation

¹ http://www23.statcan.gc.ca/imdb/p2SV_f.pl?Function=getSurvey&SDDS=3701&Item_Id=103716&lang=fr#a5 et <http://www.stat.gouv.qc.ca/statistiques/travail-remuneration/resultats-epa.html>

et à l'éducation. Elles entrent donc dans les modèles de prévision de la demande par secteurs par l'intermédiaire de la prévision économique (PIB et emploi par secteurs).

- 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.

Réponse :

La structure par âges de la population n'est plus utilisée comme intrant de la prévision de la demande pour les mêmes raisons justifiant le remplacement du revenu personnel disponible (voir la réponse à la question 2.4.1).

Le Distributeur utilise maintenant la variable population de 15 ans et plus qui est publiée mensuellement avec de courts délais. Plus précisément, elle provient de l'EPA de Statistique Canada qui est publiée au début de chaque mois. La structure par groupes d'âge, anciennement utilisée, est publiée annuellement et se fonde sur des projections de résultats tirés des recensements quinquennaux.

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

Réponse :

Tout comme pour la rémunération des salariés (voir la réponse à la question 2.4.1.), l'utilisation de données mensuelles provenant de l'EPA, au lieu de données annuelles basées sur les recensements quinquennaux, permet d'augmenter la détermination des modèles de prévision de court terme.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus le modèle REEPS pour la prévision de la demande au secteur Résidentiel et agricole.

Ce modèle technico-économique n'était calibré que sur une année, soit son année de base de 2009, et aucun critère statistique n'encadrerait cette calibration. Pour la prévision de la demande de long terme au secteur Résidentiel et agricole, le Distributeur utilise maintenant un modèle de régression linéaire multiple à usages finaux intégrant des variables technico-économiques. Ce type de modèle est estimé sur un historique plus long qu'une seule année et ses paramètres sont optimaux, car ils expliquent directement la relation entre les ventes et les variables significatives. Il bénéficie ainsi de propriétés économétriques et probabilistes que n'avait pas le modèle REEPS.

Le modèle de prévision de long terme est à usages finaux. Comme il est mentionné à la page 61 de la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0007), en plus des variables climatiques et économiques, il intègre des variables technico-économiques. Ces variables correspondent aux usages finaux, tels le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau, la climatisation, l'éclairage et aux équipements majeurs tels la cuisinière, le réfrigérateur, le congélateur, le lave-vaisselle, le lave-linge, la sècheuse et les autres appareils domestiques. Les caractéristiques suivantes de ces usages ou équipements sont prises en compte :

- la consommation unitaire de chaque type d'équipement électrique ;
- le taux de diffusion de l'équipement (le taux de conversion découle de l'évolution des taux de diffusion) ;
- l'efficacité de l'équipement.

Ces variables technico-économiques incluent aussi les données techniques relatives aux habitations (superficie, nombre de pièces, etc.) ainsi que le stock de logements.

Les hypothèses techniques requises sont mises à jour tous les quatre ans à l'aide du sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel*, réalisé par le Distributeur. Le Distributeur se fonde également sur les analyses tendanciennes des variables technico-économiques dans les secteurs Résidentiel et Commercial effectuées par le regroupement Energy Forecasting Group (EFG) qui utilise l'information de l'*Annual Energy Outlook* (AEO) de l'Energy Information Administration (EIA).

Dans la négative,

2.6.1. veuillez justifier cette décision;

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.6.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.6.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus les modèles mentionnés ci-dessus pour la prévision de la demande de court terme du secteur Commercial et institutionnel.

Toutefois, à l'instar du secteur Résidentiel et agricole, il utilise de l'information économique spécifique ou générale dans le but d'analyser les relations, de suivre l'évolution des éléments et de la conjoncture économique et d'évaluer la prévision des modèles.

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.

Réponse :

Les modèles mentionnés à la question 3.1 n'intègrent pas l'impact des conditions climatiques et ne permettent pas de tenir compte directement des variables économiques influençant les ventes au secteur Commercial et institutionnel.

Or, le Distributeur considère que c'est l'un des avantages du modèle de régression linéaire multiple utilisé maintenant.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Également, le Distributeur n'utilise plus la variable population par groupes d'âge (structure par âges de la population). Elle a été remplacée par la population active de 15 ans et plus.

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.

Réponse :

En utilisant des variables climatiques dans le modèle de prévision des ventes d'électricité, le Distributeur est en mesure de mieux évaluer la variabilité des ventes au secteur Commercial et institutionnel. Les conditions climatiques expliquent jusqu'à 95 % de la variabilité des ventes à ce secteur. Les variables économiques présentement utilisées par le Distributeur expliquent la variabilité restante.

- 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)].

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.2.2.

De plus, les variables de PIB et d'emploi du secteur des services englobent les secteurs de l'éducation, de la santé, de l'administration publique et le secteur commercial. Ce découpage permet une relation plus fine avec les ventes au secteur Commercial et institutionnel.

Voir également la réponse à la question 2.2.3.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur utilise maintenant plusieurs seuils de degrés-jour de chauffage et climatisation simultanément. 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 et des degrés-jour de climatisation sur la base des seuils 12°C, 15°C, 18°C et 21°C. Cette approche a l'avantage de capter des sensibilités à la température différentes selon les mois de l'année et de bien spécifier la relation entre la variation de la température et les ventes.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5.2.

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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus le modèle COMMEND pour la prévision de la demande au secteur Commercial et institutionnel.

Ce modèle technico-économique n'était calibré que sur les ventes d'une année, soit son année de base de 2008, et aucun critère statistique n'encadrait cette calibration. Pour la prévision de la demande de long terme au secteur Commercial et institutionnel, le Distributeur utilise maintenant des modèles de régression linéaire multiple à usages finaux intégrant des variables technico-économiques (voir la page 61 de la pièce HQD-1, document 2.2 (B-0007)). Ce type de modèle est estimé sur un historique plus long qu'une seule année et les paramètres sont optimaux, car ils expliquent directement la relation entre les ventes et les variables climatiques et économiques significatives. Il bénéficie ainsi des propriétés économétriques et probabilistes que n'avait pas le modèle COMMEND.

Le modèle de régression linéaire à usages finaux intègre d'abord les variables climatiques et les variables économiques telles que le nombre d'abonnements, la population de 15 ans et plus ainsi que l'emploi et le PIB du secteur des services. Les variables technico-économiques correspondent aux usages finaux tels le chauffage des locaux, le chauffage de l'eau, la climatisation, la ventilation, l'éclairage, la cuisson, la réfrigération et les autres usages commerciaux ou institutionnels ainsi

qu'aux équipements majeurs du secteur tels les équipements de bureau. Les caractéristiques suivantes de ces usages ou équipements sont prises en compte :

- l'intensité énergétique par usages finaux ;
- le taux de diffusion de l'équipement (le taux de conversion découle de l'évolution des taux de diffusion) ;
- l'efficacité de l'équipement.

Ces variables technico-économiques incluent aussi les données techniques relatives au parc commercial et institutionnel, par exemple la superficie.

À l'instar du secteur Résidentiel et agricole (voir la réponse à la question 2.6), les hypothèses techniques requises sont mises à jour tous les quatre ans à l'aide du sondage *Utilisation de l'électricité par la clientèle commerciale, institutionnelle et industrielle* réalisé par le Distributeur. Le Distributeur se fonde également sur les analyses tendanciennes des variables technico-économiques dans les secteurs Résidentiel et Commercial effectuées par le regroupement EFG qui utilise l'information de l'EIA.

Dans la négative,

3.5.1. veuillez justifier cette décision;

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.5.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.5.

- 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)].

Réponse :

Contrairement au modèle utilisé auparavant, le nouveau modèle de prévision de la demande au secteur Industriel petites et moyennes entreprises (PME) établit directement la relation entre les ventes et les degrés-jour de chauffage et de climatisation afin d'isoler la variabilité des ventes propre aux conditions climatiques de celle relative à l'environnement économique.

De plus, le Distributeur a ajouté au modèle de prévision les variables économiques d'emploi manufacturier et de taux de change puisqu'elles se sont révélées significatives pour expliquer une partie de la variabilité des ventes dans le secteur Industriel PME.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'utilise plus les modèles mentionnés ci-dessus pour la prévision de la demande de court terme au secteur Industriel PME.

- 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.

Réponse :

Le modèle SARIMA, mentionné à la question 4.2, ne tenait compte que des variations passées des ventes, saisonnières et annuelles.

L'un des avantages du nouveau modèle de régression linéaire multiple, utilisé par le Distributeur pour la prévision de court terme, est de prendre

directement en compte l'impact des conditions climatiques et économiques.

- 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.

Réponse :

Dans l'équation citée à la référence (i), l'expression « dollars de valeur ajoutée » désignait la production manufacturière mesurée en termes de valeur ajoutée exprimée en dollars, ce qui correspond au PIB manufacturier. Cette variable est toujours utilisée dans le nouveau modèle.

Le PIB par industries, publié par Statistique Canada et l'Institut de la statistique du Québec, est généralement exprimé en dollars constants. C'est une mesure de la valeur ajoutée par la production, nette de la hausse des prix (à l'aide de la méthode des prix enchaînés). Ainsi, le PIB mines, le PIB manufacturier et le PIB des services, qui sont des composantes du PIB par industries, sont mesurés en dollars de valeur ajoutée à prix constant.

La production de certaines industries peut également être mesurée en tonnage (par exemple, les mines) ou en volume (par exemple, le bois). Toutefois, ces données ne sont plus utilisées pour établir la prévision des ventes au secteur Industriel.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas retiré de variables explicatives du modèle de la demande à ce secteur. Au contraire, il en a ajouté.

Voir également la réponse à la question 4.1.

- 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.

Réponse :

Sans objet.

- 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.

Réponse :

Comme le Distributeur l'a mentionné en réponse à la question 4.1, il utilise un modèle de régression linéaire multiple pour la prévision du secteur Industriel PME qui intègre plus d'information économique et qui incorpore désormais des variables climatiques, et ce, autant pour la prévision de court que de long terme.

Dans la négative,

- 4.4.1. veuillez justifier cette décision;

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

- 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

- 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.

Réponse :

La prévision des ventes au secteur Industriel grandes entreprises utilise maintenant des modèles de régression linéaire multiple, et ce, afin de tirer profit directement de l’information contenue dans les variables économiques significatives. Cette approche vise notamment à produire une prévision non biaisée des ventes à ce secteur.

Les ventes de ce secteur sont corrélées aux fluctuations économiques. Les nouveaux modèles permettent d’obtenir une prévision variant selon les fluctuations économiques prévues plutôt qu’en fonction des ajouts d’équipements, des arrêts de production et des variations de la charge mensuelle. Comme les modèles sont estimés à partir des ventes historiques, les corrélations établies entre les ventes et les variables économiques reflètent déjà les ajouts d’équipements, les arrêts de production et les variations de la charge passés.

Par ailleurs, le Distributeur continue à analyser et à évaluer l’information historique et projetée des clients, soit les ajouts d’équipements, les arrêts de production et les variations de la charge, et ce, dans le but d’encadrer la prévision effectuée à l’aide des modèles.

- 4.6 Veuillez présenter et justifier, le cas échéant, les changements de méthodologie apportés à la prévision de long terme au secteur Industriel-GE.

Réponse :

Tout comme pour la prévision des ventes de court terme, la prévision de long terme au secteur Industriel grandes entreprises est effectuée à l’aide de modèles de régression linéaire multiple.

Les principaux changements avec la méthodologie de long terme présentée à la référence (i) consistent en l’utilisation de nouveaux modèles de régression linéaire et le recours à un plus grand nombre d’indicateurs économiques. Les variables maintenant utilisées sont présentées à la référence (iv).

Auparavant, le Distributeur utilisait la production industrielle par secteurs industriels.

Voir également la réponse à la question 4.5.

- 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)].

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.6.

- 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.

Réponse :

Le Distributeur utilise des modèles de régression linéaire multiple pour les Réseaux de distribution municipaux, l'éclairage public et le transport public.

Auparavant, aucun modèle n'était utilisé pour la prévision des ventes de ces secteurs. Celle-ci se fondait sur les ventes historiques, sur des hypothèses de croissance et les projets d'ajout de charge du 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. Pour ces variables climatiques, le Distributeur utilise des degrés-jour de chauffage sur la base des seuils 15°C, 12°C, 9°C, 0°C et -12°C et des degrés-jour de climatisation sur la base des seuils 18°C et 21°C.

L'utilisation de ces modèles de régression linéaire qui expliquent la variabilité des ventes à ces secteurs par la variabilité des variables climatiques et économiques devrait améliorer la précision de la prévision des ventes.

- 5.1.1. Veuillez justifier chaque changement apporté.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

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

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.1.

- 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.

Réponse :

Tout comme pour la prévision des ventes, 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. Toutefois, au lieu d'utiliser une demande de pointe préalablement normalisée telle que requise dans la méthodologie décrite en référence, le modèle de régression linéaire utilise directement les variables climatiques. De plus, le modèle de régression linéaire est estimé sur un historique plus long qu'une seule année de base et les paramètres établis sont optimaux, car ils décrivent la relation entre les besoins en puissance et les variables statistiquement significatives.

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.

Réponse :

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.

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.

Réponse :

Sans objet.

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 bi-énergie 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.

Réponse :

Le tableau R-8.1 est une mise à jour du tableau de la référence (i).

**TABLEAU R-8.1
IMPACT EN PUISSANCE DE L'EFFACEMENT DE LA BIÉNERGIE RÉSIDENIELLE**

En MW	2012- 2013	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019	2019- 2020	2020- 2021	2021- 2022	2022- 2023
Effacement de la bi-énergie résidentielle	630	640	640	640	640	640	650	650	650	650	650

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)].

Réponse :

L'écart constaté entre les références (i) et (ii) s'explique par un raffinement de l'estimation de l'effacement en puissance à la pointe de la biénergie résidentielle. Il est à noter que ce raffinement affecte autant les valeurs historiques que celles prévisionnelles. L'impact de l'effacement en puissance à la pointe est désormais établi sur la base 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. Ainsi, il ne s'agit pas d'une réduction attribuable à l'évolution du parc biénergie résidentielle.

- 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)].

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2.

- 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)].

Réponse :

Les efforts de promotion pour maintenir le parc biénergie se poursuivront au cours des prochaines années malgré la diminution du nombre de nouveaux clients potentiels utilisant actuellement le mazout. Les efforts seront concentrés sur la fidélisation des clients actuels de la biénergie. Le Distributeur rappelle que ces derniers ne sont pas admissibles au programme Chauffez vert.

- 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.

Réponse :

Les travaux pour l'implantation de nouveaux moyens en gestion de la demande en puissance se poursuivent toujours, particulièrement ceux réalisés à l'IREQ sur l'interruption de charges à distance par le client ou par le Distributeur. Le Distributeur est à démontrer la faisabilité technologique et à valider l'impact des nouveaux moyens. Il est donc prématuré d'établir les coûts d'un déploiement commercial de ces nouveaux moyens d'autant plus que les outils technologiques requis pour ce déploiement évoluent rapidement. Le Distributeur souligne que toutes nouvelles interventions en efficacité énergétique, dont celles en gestion de la demande en puissance, feront l'objet d'analyses de rentabilité et seront présentées à la Régie.

Par ailleurs, les coûts nécessaires pour préserver le parc biénergie sont des coûts relatifs à la promotion de cette option tarifaire. Ces coûts ne peuvent être comparés aux coûts de déploiement de nouvelles interventions en gestion de la demande en puissance qui souvent comportent, en plus de la promotion, des coûts associés au développement et à l'exploitation des programmes ou des appuis financiers pour encourager les clients à adopter les mesures.

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 mêmes 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 hydrauliques²;
- 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.

Réponse :

Les hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements sont :

- **les taux d'entretien mensuels des centrales hydrauliques ;**

² Veuillez faire les distinctions nécessaires relatives aux centrales Beauharnois et Les Cèdres.

Le tableau R-9.1 présente les taux d'entretien mensuels retenus pour les centrales hydrauliques (excluant Churchill Falls). Ils sont basés sur la planification de l'hiver 2012-2013.

**TABLEAU R-9.1
TAUX D'ENTRETIEN DES CENTRALES**

Mois	Centrales hydrauliques	Centrale de Beauharnois	Centrale Les Cèdres
Janvier	0,2%	10,7%	6,3%
Février	0,3%	11,7%	6,3%
Mars	1,6%	11,9%	6,4%
Avril	6,9%	5,6%	11,8%
Mai	13,7%	4,4%	7,1%
Juin	20,1%	3,7%	11,4%
Juillet	14,8%	5,7%	9,0%
Août	16,6%	6,7%	7,0%
Septembre	13,9%	5,6%	12,5%
Octobre	6,4%	7,0%	12,5%
Novembre	2,3%	8,3%	14,8%
Décembre	0,4%	4,5%	12,5%

- les taux de panne de l'équipement hydraulique et de l'équipement thermique ;

Équipement hydraulique : de 0,04 % à 9,04 %,
Beauharnois : 0,99 %,
Les Cèdres : 14,89 %,
Équipement thermique : 4,48 % (Bécancour seulement).

- le taux de réserve associé au contrat d'achat d'électricité de la centrale de Churchill Falls ;

Tel qu'indiqué dans le Plan à l'annexe 5C de la pièce HQD-1, document 2.3 (B-0008), page 69, le Distributeur n'a pas considéré de taux de réserve sur les achats en provenance de la centrale de Churchill Falls.

- le taux de réserve pour les petites centrales hydrauliques : 60 % ;
- la contribution de la production éolienne à la pointe d'hiver : 35 %, telle qu'assurée par l'entente d'intégration éolienne ;

- **le taux de réserve associé à l'option d'électricité interruptible : 15 %.**

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.

Réponse :

Non. Le Distributeur ne dispose pas, pour l'instant, d'un historique de production réelle suffisamment long pour ajuster le taux de réserve pour les petites centrales hydrauliques.

- 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>

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.

Réponse :

Tout d'abord, le Distributeur signale que l'étude de 1997 ne portait pas sur l'évaluation de la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale, mais sur la réserve requise de l'ensemble des ressources d'Hydro-Québec. Cette étude a été réalisée avant l'adoption du décret 1277-2001 du 24 octobre 2001 concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale.

Lors du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a introduit le niveau de réserve requise associée à l'électricité patrimoniale de 3 100 MW. Cette évaluation faite en collaboration avec le Producteur répond à la planification des ressources en puissance telle que décrite à l'entente concernant les services nécessairement et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial signée par le Producteur et le Distributeur en 2005. Dans la revue triennale d'adéquation des ressources présentée au NPCC en 2005, les résultats d'analyse de la réserve requise associée à l'électricité patrimoniale, réalisée à l'aide de trois modèles de simulation (FEP, MARS et FEPMC), ont été présentés. Ces résultats confirmaient le niveau de réserve requise de 3 100 MW.

Dans le cadre de l'État d'avancement 2006 du Plan d'approvisionnement 2005-2014, le Distributeur a procédé au calcul de ses propres taux de réserve requise en utilisant les paramètres de la revue triennale 2005 (parc de production, taux d'indisponibilité des centrales, taux de panne, etc.) et le modèle de fiabilité MARS GE.

Dans le cadre du Plan, le Distributeur a présenté une réévaluation de la réserve requise de l'électricité patrimoniale en révisant l'ensemble des paramètres pouvant affecter l'estimation du niveau de réserve requise.

Ainsi, le Distributeur a actualisé le parc de production du Producteur en tenant compte de tous les retraits et ajouts effectués depuis la revue triennale de 2005. De plus, le Distributeur a eu recours aux taux de panne utilisés dans la revue triennale de 2011 du NPCC. Ces taux de panne sont basés sur un historique de cinq ans allant de 2006 à 2010. L'aléa global de la demande est maintenu à 4,5 % tel que stipulé dans l'entente mentionnée ci-dessus. Enfin, le Distributeur a utilisé, pour cette réévaluation, le modèle de fiabilité MARS GE.

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.

Réponse :

Conformément à la réponse à la question 10.1, les tableaux R-10.2-A et R-10.2-B indiquent la capacité des centrales mises en service et des centrales retirées du parc du Producteur depuis la revue triennale 2005.

**TABLEAU R-10.2-A
CENTRALES AJOUTÉES AU PARC DU PRODUCTEUR
DEPUIS LA REVUE TRIENNALE 2005**

Nom de la centrale	Puissance installée (MW)
Eastmain-1	480
Mercier	55
Chute-Allard	62
Péribonka	385
Rapide des cœurs	76
Eastmain-1A	768
La Sarcelle	150
Total	1 976

**TABLEAU R-10.2-B
CENTRALES RETIRÉES DU PARC DU PRODUCTEUR
DEPUIS LA REVUE TRIENNALE 2005**

Nom de la centrale	Puissance installée (MW)
Cadillac	162
La Citière	280
Tracy	600
Gentilly-2	675
Total	1 717

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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).

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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

Réponse :

Sans objet.

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*

**Réponses à la demande de renseignements n° 1
de la Régie**

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)].

Réponse :

Comme le Distributeur l'a indiqué à la pièce HQD-1, document 1 (B-0005), les engagements contractuels de long terme dont il dispose sont fermes, à l'exception du contrat cyclable. Les ententes pouvant être mises en place afin de réduire les surplus l'ont été et sont utilisées dans le respect des modalités contractuelles.

Ainsi, le Distributeur planifie la suspension des livraisons de la centrale de TCE sur la période du Plan. Les justifications à cet effet sont déposées dans le cadre des demandes d'approbation de la suspension. Par ailleurs, des amendements à l'entente de suspension des livraisons de la centrale de TCE ont été conclus et permettront de réduire les coûts d'approvisionnement du Distributeur. Ces amendements font l'objet d'une demande d'approbation déposée à la Régie (dossier R-3875-2014).

De plus, étant donné le contexte actuel et anticipé de l'équilibre offre-demande, les conventions pour différer l'énergie des contrats de base et cyclable ne peuvent être utilisées conformément à leur finalité et dans le respect des engagements contractuels du Distributeur. Conséquemment, aucun scénario alternatif ne peut être présenté à cet égard, ni en termes énergétiques, ni en termes économiques.

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.

Par conséquent, le Distributeur comptera principalement sur la flexibilité des livraisons de l'électricité patrimoniale pour assurer l'équilibre offre-demande.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

- 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 :

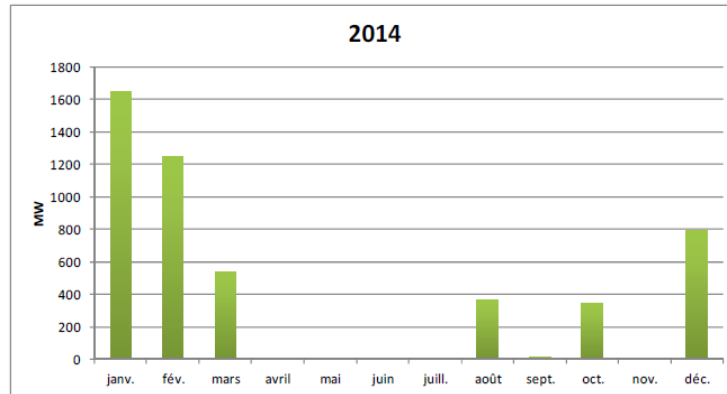
(i) Le Guide de dépôt demande au Distributeur de :

« 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.

Réponse :

Tel que précisé en réponse à la question 11.1, le Distributeur ne prévoit pas recourir à la revente d'énergie sur les marchés de court terme.

- 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)].

Réponse :

Le Distributeur n'a pas présenté les données pour l'année 2016 parce que cette dernière est une année bissextile. Ainsi, présenter les données pour 2016 nécessiterait des ajustements supplémentaires, notamment en raison du profil des valeurs horaires du décret patrimonial.

Par conséquent, le Distributeur a choisi de ne pas présenter les données pour 2016 en fournissant plutôt les données pour l'année 2017, de la même façon que les données pour l'année 2013 avaient été présentées

dans le cadre du dernier plan d'approvisionnement plutôt que celles de 2012.

- 12.3 Veuillez présenter le graphique et le chiffrer 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 12.2.

- 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)].

Réponse :

Les valeurs présentées aux graphiques 4A-6, 4A-7 et 4A-8 ne correspondent pas à des achats de puissance, mais bien aux valeurs horaires maximales d'achats d'énergie planifiés par mois.

Ces valeurs résultent des écarts entre les besoins horaires prévus et les approvisionnements anticipés sur une base horaire, ce qui inclut la valeur horaire de l'électricité patrimoniale. Les graphiques ne présentent donc pas l'information du bilan de puissance.

Par ailleurs, les achats d'énergie prévus pour les mois d'août et d'octobre 2014 sont négligeables, soit moins de 2 GWh pour ces deux mois, répartis sur moins de 10 heures.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 11.1.

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)].

Réponse :

Le coût des achats de puissance est établi en considérant les besoins de puissance pour les quatre mois d'hiver d'une même année, soit janvier à mars et décembre.

Le Distributeur précise que les coûts de puissance présentés au tableau R-13.2 sont établis à des fins de planification uniquement et sont revus à chaque année suivant les besoins spécifiques de la pointe d'hiver à venir.

**TABLEAU R-13.2
ACHATS DE PUISSANCE**

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Puissance à la pointe (MW)¹	1650	1360	1750	2250	2540	2830	3330	3620	3970	4300
Électricité interruptible	1000	1000	1000	1150	1150	1150	1300	1300	1300	1300
Court terme	650	360	750	1050	1290	1500	1500	1500	1500	1500
Long terme	0	0	0	50	100	180	530	820	1170	1500
Prix (\$ / kW-hiver)										
Électricité interruptible	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50	8,50
Court terme ²	10,20	10,40	10,61	10,82	11,04	11,26	11,49	11,72	11,95	12,19
Long terme ²	10,20	13,11	16,85	21,65	27,82	35,75	45,95	46,87	47,80	48,76
Coûts (M\$)	11,8	13,3	17,8	23,1	27,9	36,6	56,0	71,2	88,9	106,1
Électricité interruptible	8,5	8,5	8,8	9,8	9,8	10,1	11,1	11,1	11,1	11,1
Court terme	3,3	4,8	8,8	12,0	14,8	16,9	17,2	17,6	17,9	18,3
Long terme	0,0	0,0	0,2	1,4	3,3	9,6	27,7	42,5	59,9	76,8

¹Référence : bilan en puissance, tableau 4-3, HQD-1, document 1 (B-0005)

²La prévision du prix des achats de puissance est établie sur la base des coûts évités en puissance du Distributeur