

La prévision de la demande d'électricité au Québec et le plan d'approvisionnement 2005-2014 d'Hydro- Québec Distribution

Rapport d'analyse

Dossier R-3550-2004

**Préparé pour
L'AQCIE-CIFQ**



[514] 495 • 8794 geoffroy.groleau@sympatico.ca

Table des matières

Sommaire Exécutif	ii
1. Introduction	1
2. La demande en énergie	3
2.1 Le secteur industriel.....	5
2.2 Le secteur domestique & agricole.....	9
2.3 Le secteur général et institutionnel	12
2.4 Le secteur autres.....	14
2.5 Le risque global de la prévision en énergie	15
3. La demande de puissance	17
3.1 La demande de puissance par usage et secteur de consommation.....	18
4. La normalisation.....	24
5. Sensibilité des approvisionnements	31
6. Transparence.....	37
7. Conclusion	40
Annexes	42

Sommaire Exécutif

L'analyse présentée dans ce document, mandaté par l'AQCIE et le CIFQ dans le cadre de l'étude du plan d'approvisionnement 2005-2014 d'Hydro-Québec Distribution, porte principalement sur la prévision de la demande d'électricité en énergie et en puissance au Québec. Nous examinerons par ailleurs la question de la normalisation, celle de la sensibilité du niveau et du coût des approvisionnements, en plus de faire des recommandations concernant la transparence d'Hydro-Québec.

La prévision de la demande en énergie du Distributeur prévoit une croissance annuelle moyenne de 1,1% entre 2005 et 2014, faisant ainsi passer la demande normalisée des marchés québécois de 165 223 GWh à 184 822 GWh. Cette prévision représente un fléchissement appréciable de la croissance par rapport à la période historique, où la croissance annuelle moyenne était de 1,8% par année. Du côté des scénarios d'encadrement, le scénario faible projette une croissance annuelle de 0,4%, alors que le scénario fort fait l'hypothèse d'une croissance de 2,2%, toujours d'ici 2014.

Nous croyons qu'en raison des hypothèses plus que conservatrices du scénario faible et de la baisse de la croissance que représente déjà le scénario moyen, que la balance des risques entourant la prévision pointe vers un dépassement du scénario moyen. Sans qualifier le scénario moyen de scénario minimum, nous estimons tout de même que la demande réelle devrait se situer entre les scénarios moyen et fort. Les résultats de notre analyse par secteur de consommation supportent cette conclusion.

C'est ainsi que dans le cas du secteur industriel, après notre examen des données fournies par le Distributeur, le scénario moyen semble bien balancer les risques entre une hausse et une baisse de la demande pour ce secteur. Ceci s'explique autant par l'absence d'implantation industrielle majeure autre que Alouette (phase II), les possibles conséquences d'une croissance du PIB manufacturier légèrement plus importante que prévue de même que l'annonce potentielle de fermeture d'usines supplémentaires, particulièrement dans le secteur de la forêt et des pâtes et papiers. Le scénario moyen projette une croissance annuelle moyenne de 1,8%, faisant passer la demande du secteur industriel de 69 722 GWh à 83 256 GWh en 2014.

Le secteur domestique et agricole devrait connaître une croissance annuelle moyenne de 0,7% selon le scénario moyen, faisant passer la demande de ce secteur de 57 382 GWh à 61 396 GWh d'ici 2014. Nous croyons pouvoir exclure d'emblée le

scénario faible de la demande de ce secteur, puisque la hausse des mises en chantier du scénario moyen est déjà sous la moyenne de celle des autres prévisionnistes pour les prochaines années. Le scénario fort de ce secteur contient d'ailleurs des hypothèses sur la croissance des mises en chantier qui ne sont que légèrement plus élevées que celles des autres prévisionnistes. Les risques concernant la demande de ce secteur semblent donc pencher davantage vers le scénario fort et nous pensons que le scénario moyen, qui prévoit déjà un ralentissement de la croissance par rapport à l'historique, représente le scénario minimum de ce secteur.

Le secteur général et institutionnel, toujours selon le scénario moyen, devrait connaître une croissance annuelle moyenne de 0,3% d'ici 2014, faisant passer la demande de ce secteur de 33 126 GWh à 34 215 GWh. Nous estimons que ce scénario représente le scénario minimum pour ce secteur. En effet, il implique des prix des combustibles significativement plus bas que les prix actuels, en plus d'une décélération marquée de la croissance du PIB tertiaire par rapport à la période 1999-2004. Les risques de ce secteur penchent donc davantage vers le scénario fort, malgré l'abrogation du tarif BT. La vigueur des dépenses des consommateurs, la principale composante affectant le PIB tertiaire et le principal moteur de la croissance économique au Québec présentement, vient d'ailleurs renforcer cette opinion.

Le scénario faible du secteur autres, avec une croissance de 1,4%, devrait représenter la borne supérieure de la croissance de ce secteur sur la période prévisionnelle. Signalons que ce taux serait encore supérieur d'environ 50% à la croissance du secteur durant les années 1999-2004. Le secteur autres forme le plus petit secteur de consommation avec 4 993 GWh en 2004 et représente la demande des réseaux municipaux de même que celle pour l'éclairage public.

Notre examen de la prévision de la demande en puissance montre que ce sont les usages de puissance du secteur domestique et agricole qui représentent la part la plus importante de la demande, principalement en raison de la demande pour le chauffage des locaux et de l'eau chaude. ***Cependant, en raison des nombreux problèmes concernant les données en puissance, notamment l'absence de données complètes par catégorie de consommateurs, notre analyse demeure limitée. Nous demandons d'ailleurs au Distributeur de pallier à cette situation pour la prochaine mise à jour du plan d'approvisionnement.***

Notre analyse du niveau de la normalisation et des principales variables l'affectant montre que ce sont les degrés-jours de chauffage qui expliquent la plus grande part de la variation de la normalisation. ***Notre analyse montre également une augmentation notable de la variabilité de la normalisation au fil des ans. Plusieurs facteurs***

climatiques pourraient expliquer cette situation. Cette variation de la normalisation pourrait cependant ultimement venir affecter le niveau de la prévision normalisée et sa déviation moyenne par rapport aux ventes réelles. Ceci s'applique particulièrement aux secteurs domestique et agricole et général et institutionnel, les secteurs utilisant l'électricité pour le chauffage et qui sont responsables de l'essentiel de la normalisation. Il est donc important de confirmer ou d'infirmer l'existence de ces phénomènes de manière à préserver la neutralité de la méthode de normalisation. Seule une étude d'Hydro-Québec comprenant des données à plus long terme et utilisant des méthodes statistiques plus sophistiquées pourrait nous éclairer sur ces questions.

Notre étude de la sensibilité de la demande montre qu'entre 2005 et 2008, selon le scénario moyen, les besoins totaux en GWh augmenteront en moyenne de 1,8% par an, pendant que les coûts des approvisionnements augmenteront de 4,7% par an. Pour le scénario fort, ces chiffres sont respectivement de 3,0% et de 7,9%. En plus d'illustrer l'impact du prix significativement plus élevés des approvisionnements post-patrimoniaux sur la variabilité des coûts totaux des approvisionnements, nous croyons que notre analyse démontre l'utilité pour la Régie et le Distributeur d'étudier dans les meilleurs délais les outils qui pourraient faire partie d'une stratégie de gestion des risques financiers. Hydro-Québec possède d'ailleurs une grande expertise dans l'utilisation des instruments financiers et pourrait non seulement les utiliser pour contribuer à sa profitabilité, mais potentiellement pour limiter les risques supportés par les usagers.

Finalement, en vue d'assurer une plus grande transparence, nous recommandons que la Régie révise La réglementation sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement, pour assurer le dépôt des données sur les quantités et les coûts des approvisionnements qui sont essentielles à une analyse pertinente du plan d'approvisionnement. Avec le même objectif, nous recommandons la production d'un rapport trimestriel plus complet par Hydro-Québec, comprenant notamment une mise à jour de la prévision à court et moyen terme de la demande.

1. Introduction

C'est dans le contexte de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur que l'Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité (AQCIE) et le Conseil de l'industrie forestière du Québec (CIFQ) m'ont confié le mandat consistant à analyser la requête et particulièrement la prévision de la demande d'Hydro-Québec Distribution (HQD). Mon expérience et ma formation sont détaillées sur mon CV à l'annexe 1.

L'AQCIE a été créée en 1980 pour permettre aux grandes entreprises consommatrices d'électricité de parler d'une seule et même voix face au gouvernement, au fournisseur unique d'énergie électrique et devant la Régie de l'énergie en matière réglementaire. Le CIFQ, de son côté, est le porte-parole de l'industrie forestière du Québec. À cause de leur intensité énergétique élevée, les entreprises industrielles consomment 42 % de toute l'électricité produite au Québec. Elles sont issues de divers secteurs d'activité économique, notamment des pâtes et papier, de la première transformation des métaux, des produits minéraux non métalliques, des produits chimiques, de l'aluminium et la pétrochimie. En tout, quelque 130 usines fortement consommatrices d'électricité sont en exploitation sur tout le territoire québécois, principalement dans les régions ressources.

En raison de ses impacts potentiels, l'AQCIE et le CIFQ possèdent un intérêt significatif à procéder à un examen approfondi du plan d'approvisionnement 2005-2014 du Distributeur. En effet, une pénurie d'électricité ou encore des approvisionnements acquis à des prix trop élevés pourraient avoir des conséquences importantes sur les consommateurs industriels, et par incidence, sur le développement économique de la province. De plus, tel que souligné dans plusieurs dossiers précédents, le dépôt de l'ensemble des informations et données utiles à la compréhension et l'analyse des requêtes du Distributeur, incluant celles concernant la prévision et le plan d'approvisionnement, assure la pertinence des débats devant la Régie de l'énergie. Une plus grande transparence de la part d'Hydro-Québec dans l'exposé des contraintes entourant le plan d'approvisionnement est d'ailleurs dans l'intérêt de tous les intervenants et dans une perspective plus large, dans l'intérêt de la sécurité énergétique et économique de la société québécoise.

Notre analyse portera donc principalement sur la prévision du Distributeur ainsi que son influence directe sur la quantité des approvisionnements supplémentaires qui devront être acquis au cours des prochaines années. Pour ce faire, la seconde partie de notre document présentera un examen détaillé de l'historique et de la prévision de la

demande d'électricité, en plus de discuter en détail des hypothèses derrière les prévisions pour les différents secteurs de consommation. La troisième partie examinera l'historique et la prévision de la demande de puissance, alors que la quatrième partie examinera la question de la normalisation. La cinquième partie contiendra une analyse de sensibilité des approvisionnements, pour notamment en arriver à illustrer certains des risques financiers entourant le plan d'approvisionnement. Finalement, avant de conclure, nous discuterons notamment des informations et des données qui devraient être fournies dans les plans d'approvisionnements futurs.

Les données pour chacune des sections de notre analyse sont présentées dans les annexes correspondant au numéro de chacune des sections du texte principal.

2. La demande en énergie

Entre 1989 et 2004,¹ tel que montré à la figure 1 à la page suivante, les ventes totales d'électricité normalisées du Distributeur au Québec sont passées de 126 023 GWh à 165 223 GWh, soit une augmentation annuelle moyenne de 1,8% ou de 2 450 GWh.² À titre indicatif, sur la même période, le PIB réel québécois augmentait en moyenne de 2,3% par année, pendant que la population augmentait de 0,6% par année.³ Ces données, tout comme la plupart des données utilisées dans notre analyse, proviennent du Distributeur. Précisons ici que nous utilisons les données historiques normalisées, de manière à éliminer l'effet du climat des variations annuelles de la demande d'électricité. Ceci permet de se concentrer uniquement sur les variables économiques, démographiques et énergétiques pour expliquer le comportement de la demande d'électricité. La section 4 examinera la question de la normalisation.

Sur la période prévisionnelle, soit de 2005 à 2014, selon le scénario moyen, la demande devrait progresser en moyenne de 1,1%,⁴ passant de 165 223 GWh à 184 822 GWh, soit une augmentation totale de 19 599 GWh ou de 1 960 GWh par année. Au même moment, le PIB réel devrait augmenter de 2,4% et la population de 0,4%, toujours en moyenne annuelle. Nous pouvons donc discerner, selon la projection d'HQD, un fléchissement appréciable de la croissance de la demande d'électricité sur la période 2005-2014 par rapport à la tendance historique. Cette croissance est également inférieure à celle prévue dans l'état d'avancement 2003 du plan d'approvisionnement 2002-2011. Selon le Distributeur, ceci s'explique principalement par le retrait du projet de modernisation de l'aluminerie Alcoa de Baie-Comeau, par l'abrogation du tarif BT et la prise en compte du nouveau plan global d'efficacité énergétique 2005-2010 (PGEÉ).⁵

¹ En se basant sur les ventes préliminaires normalisées de 2004, qui sont 1 200 GWh plus élevées que celles anticipées en août 2004, voir R-3550-2004, HQD-5, document 3 p. 7.

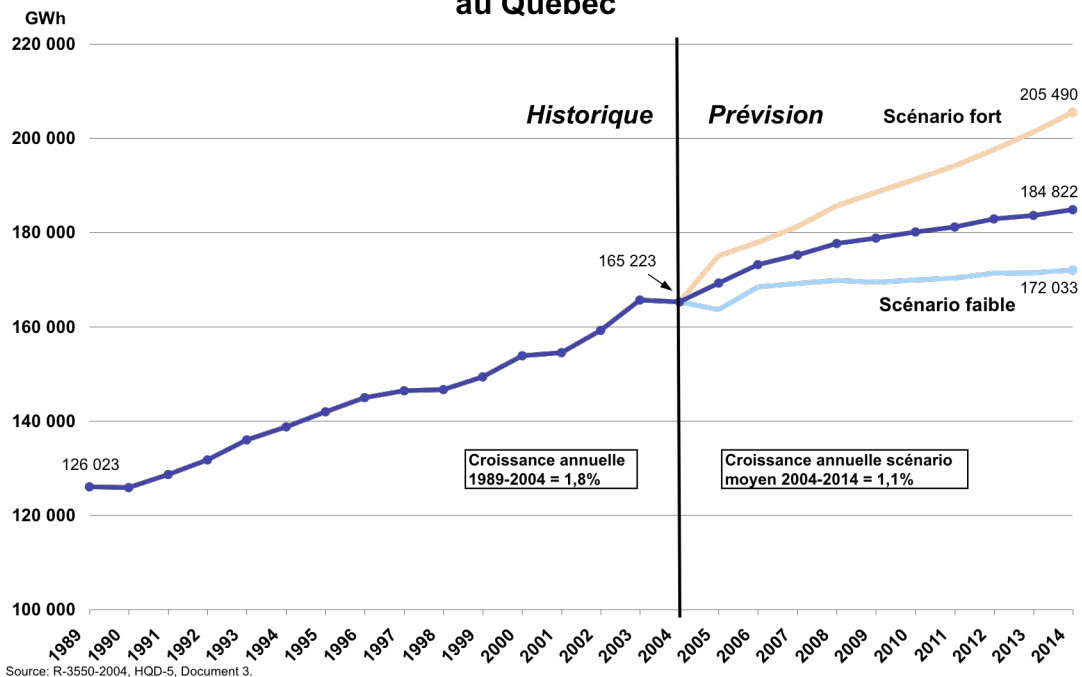
² Sans l'effet de la grève à l'aluminerie ABI en 2004, que nous aborderons plus loin, cette croissance aurait été de 2,0%.

³ Les statistiques économiques historiques 1989-2004 contiennent les prévisions de HQD pour 2004, à l'exception des statistiques sur le PIB réel, les mises en chantier et la population, que nous avons mises à jours à partir des données de l'Institut de la Statistique du Québec.

⁴ Sans l'effet de la grève chez ABI, cette croissance aurait été de 0,9%.

⁵ Voir R-3550-2004, HQD-2, document 1, pp. 24-25.

Figure 1 - Historique et prévision des ventes d'électricité normalisées au Québec



Les scénarios d'encadrement faible et fort de la demande prévoient respectivement une croissance annuelle de la demande de 0,4% et de 2,2% entre 2005 et 2014. Le premier repose sur des hypothèses de croissance économique moyenne de 1,5% et une croissance moyenne de la population de 0,02%, alors que le deuxième repose sur une croissance économique moyenne de 3,3% et une croissance moyenne de la population de 0,7%. Le scénario faible semble d'ailleurs peu probable, surtout dans la perspective où le scénario moyen prévoit déjà un fléchissement de la demande entre 2005 et 2014. De plus, les hypothèses économiques et démographiques de ce scénario sont très conservatrices au regard de la tendance historique. Le scénario fort, de son côté, représenterait un retour de la croissance de la demande d'électricité sur sa tendance 1993-2003, après une pause en 2004. Les hypothèses démographiques de ce scénario demeurent d'ailleurs proches de la tendance historique. Cependant, l'hypothèse d'une croissance économique de 3,3% sur la période 2005-2014 marquerait une nette augmentation par rapport à la tendance de la période 1989-2004.⁶

Nous croyons qu'en raison des hypothèses plus que conservatrices du scénario faible et de la baisse de la croissance que représente déjà le scénario moyen, que

⁶ Bien que sur la période 1993-2004, la croissance moyenne du PIB réel ait été de 3,2%. Cette période exclut la récession du début des années 90, ce qui explique la croissance moyenne plus élevée que pour la période 1989-2004.

la balance des risques entourant la prévision pointe vers un dépassement du scénario moyen. Sans qualifier le scénario moyen de scénario minimum, nous estimons tout de même que la demande réelle devrait se situer entre les scénarios moyen et fort. Les résultats de notre analyse par secteur de consommation supportent cette conclusion.

À cela s'ajoute le fait que les risques de dépassement du scénario moyen impliqueraient des conséquences financières beaucoup plus importantes pour le Distributeur et les usagers qu'une éventuelle réalisation du scénario faible. En effet, l'ensemble des approvisionnements additionnels qui seront nécessaires entre 2005 et 2008 devront être acquis sur les marchés de court terme. Si le scénario fort se réalisait, il impliquerait des achats supplémentaires cumulatifs de 26 350 GWh sur quatre ans par rapport au scénario moyen. À l'inverse, la réalisation du scénario faible impliquerait simplement l'annulation de l'ensemble des appels d'offre de court terme prévu au scénario moyen à l'exception de 1 300 GWh pour l'année 2006, et la revente sur les marchés de court terme de la part des approvisionnements de long terme qui ne seraient plus nécessaires. Nous reviendrons d'ailleurs sur l'impact des variations des ventes par rapport au scénario moyen sur le niveau et le coût des approvisionnements dans la section 5.

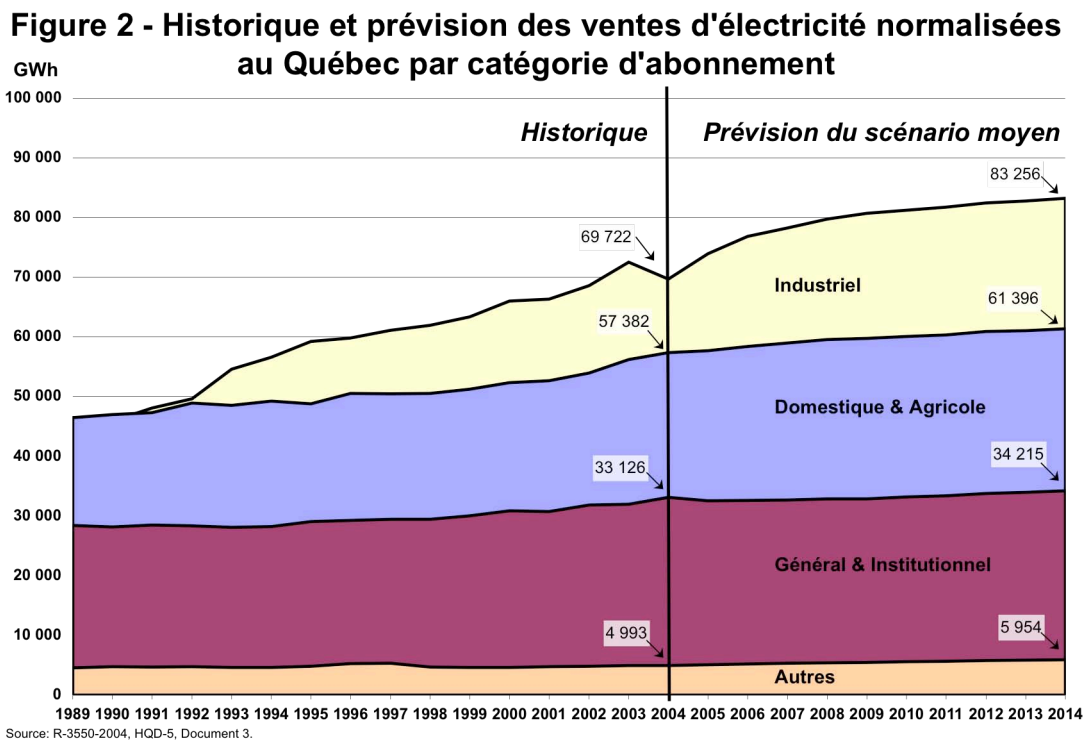
Pour mieux comprendre et mettre en perspective l'évolution de la demande, il est plus informatif d'examiner la croissance de la demande d'électricité selon les principaux secteurs de consommation, soit les secteurs domestique et agricole, général et institutionnel, industriel et autres. Ceci s'explique principalement par le fait qu'il est possible de faire des liens plus directs entre le niveau de la demande d'un secteur particulier et certaines variables économiques, démographiques et énergétiques.

2.1 Le secteur industriel

Comme la figure 2 de la page suivante le démontre, c'est le secteur industriel qui est le plus important consommateur d'électricité au Québec. Cette consommation s'élevait à 69 722 GWh en 2004, une baisse par rapport à 2003 qui s'explique par la grève à l'aluminerie ABI, de même que la fermeture de l'usine d'Alcan à Arvida et celle d'Abitibi-Consolidated à Port-Alfred.⁷ Notons également que nous traiterons ensemble, sous l'appellation secteur industriel, le secteur industriel PME et le secteur industriel grandes

⁷ La fermeture de ces deux usines représente une diminution approximative des ventes de 1 375 GWh, selon R-3541-2004, HQD-14, document 1, pp. 4-7.

entreprises (GE), sauf lorsque nous ferons une distinction entre ces secteurs. Sur la période 1989-2004, le secteur industriel a connu une croissance annuelle moyenne de 2,8%,⁸ un niveau qui excédait la croissance globale de la demande d'électricité et qui explique la portion croissante de la demande totale qu'occupe ce secteur. Au cours de cette même période, le PIB manufacturier, la principale variable économique qui influence ce secteur, a connu une croissance annuelle moyenne de 2,6%. L'intensité énergétique du secteur est mise en évidence par la croissance plus rapide de ses besoins en électricité par rapport à la croissance de la valeur de sa production sur la période historique.



Sur la période de la prévision, le scénario moyen prévoit que le secteur industriel connaîtra une croissance annuelle moyenne de 1,8%, pour s'établir à 83 256 GWh en 2014.⁹ Cette croissance de 13 534 GWh, ou de 1 353 GWh par an, représenterait 69,1% des besoins additionnels totaux sur la période 2005-2014. À titre de comparaison, la croissance prévue du PIB manufacturier sur cette période est de 2,6% par an. La croissance de la demande du secteur industriel serait donc inférieure à

⁸ Sans l'effet de la grève à l'aluminerie ABI discuté plus loin, cette croissance aurait été de 3,1%.

⁹ Encore une fois, sans la grève chez ABI en 2004 cette croissance aurait diminué à 1,3%.

celle de la période historique, malgré une prévision économique similaire à sa tendance des quinze dernières années.

Au titre des facteurs expliquant cette situation, comme le précise le Distributeur, mentionnons que 4 300 GWh de croissance, soit un peu moins du tiers de la croissance de la demande industrielle, s'explique par la mise en service de l'aluminerie Alouette (phase II).¹⁰ À cela s'ajoute l'effet de la grève à l'aluminerie ABI, qui a diminué les ventes au secteur industriel en 2004 de 3 700 GWh¹¹ et qui contribue à leur augmentation notable en 2005, avec le retour à la production normale. Le ralentissement relatif de la croissance de la demande d'électricité du secteur à partir de 2007 vient confirmer l'impact de ces facteurs transitoires.

À plus long terme, la baisse de la demande de 700 GWh associée au PGEÉ, de même que le fait qu'aucune autre implantation industrielle majeure ne soit prévue¹² contribue aussi à expliquer le ralentissement de la croissance de ce secteur. Cette évolution montre également une baisse relative de l'intensité énergétique de la croissance du secteur industriel. En effet, sur la période 1989-2004, la demande d'électricité de ce secteur augmentait plus vite que sa croissance économique. Sur la période de la prévision, cette situation devrait se renverser, en bonne partie en raison du plafonnement de la croissance de la demande provenant des alumineries, comme le montre la figure 3 à la page suivante.

Cette figure permet d'ailleurs d'approfondir notre compréhension de l'évolution de la demande industrielle, en décomposant cette dernière entre ses principaux sous-secteurs. Elle montre ainsi clairement l'importance des alumineries, autant sur la période historique que prévisionnelle, en plus de l'effet de la grève à l'aluminerie ABI et celui de l'arrivée d'Alouette (phase II). On peut également voir que les pâtes et papiers représentent le deuxième sous-secteur industriel en importance (les « autres secteurs » représentant plusieurs industries différentes). Ce sous-secteur ne contribuera cependant que peu à la croissance de la demande industrielle d'électricité sur la période de prévision. La diminution des droits de coupe suivant l'application des recommandations du rapport Coulombe sur la gestion de la forêt publique vient également limiter le potentiel de croissance de ce secteur. Une diminution de la

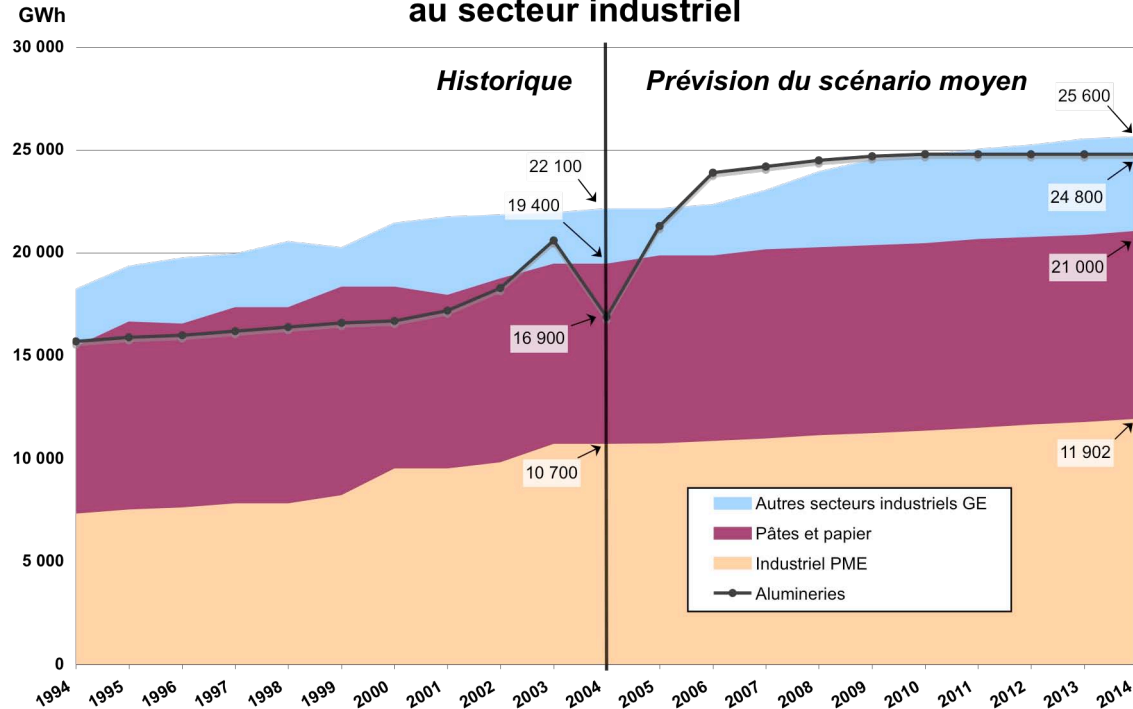
¹⁰ R-3550-2004, HQD-2 Document 1, pp. 17-18.

¹¹ Diminution dans les prévisions des ventes d'Août 2004 pour les contrats spéciaux de 1 875 GWh selon R-3541-2004, HQD-14, document 1, pp. 4-7, alors que la diminution dans les ventes de 2004 pour les alumineries est de 3 700 GWh selon R-3550-2004, HQD-5, document 1.1 p. 37.

¹² Voir la note 1 au tableau R1.iv a de R-3550-2004, HQD-5 document 3.1, p. 13.

demande pourrait même être possible dans ce cas, dans l'éventualité où des fermetures d'usines supplémentaires étaient annoncées.

Figure 3 - Historique et prévision des ventes d'électricité normalisées au secteur industriel



Source: R-3550-2004, HQD-5, Document 3.1 et Document 1.1.

C'est le sous-secteur autres qui représentera la deuxième source de croissance en importance du secteur industriel, derrière les alumineries, sur la période de prévision. Ce sous-secteur comprend notamment des entreprises oeuvrant dans les secteurs de la fonte et affinage (excluant les alumineries), la chimie, les mines et la sidérurgie. Fait notable, les prévisions économiques sectorielles montrent que pour tous les sous-secteurs industriels, sauf celui des alumineries, la croissance économique sera plus rapide que la croissance de la demande en électricité.

Concernant les scénarios d'encadrement de la demande industrielle, le scénario fort prévoit une croissance annuelle moyenne de 3,5%, alors que le scénario faible prévoit une croissance de 0,8%. À priori, ces scénarios semblent s'expliquer respectivement par une croissance prévue du PIB manufacturier de 3,8% et de 1,4%. Tel que noté plus haut, le scénario fort est le scénario représentant des risques financiers significatifs pour le Distributeur et les usagers. Tout comme pour la demande globale, la demande industrielle poursuivrait sur sa tendance historique avec ce scénario, tel qu'illustré à la figure 4 à la page 12. Ce scénario pourrait donc représenter la demande industrielle dans un cas où des réouvertures d'usines ou des implantations industrielles importantes

étaient annoncées durant les prochaines années. Cela étant, dans le contexte actuel où le prix des approvisionnements post-patrimoniaux sera significativement plus élevé, une poursuite de la tendance historique impliquant notamment des implantations industrielles importantes semble moins probable. Le scénario faible, de son côté, pourrait représenter la demande du secteur industriel dans l'éventualité où plusieurs fermetures d'usines supplémentaires étaient annoncées.

Malgré ces observations, soulignons que tout dépassement de la prévision de croissance du PIB manufacturier par rapport au scénario moyen aurait des conséquences significatives sur le niveau des approvisionnements et sur les risques financiers supportés par le Distributeur et les usagers. Rappelons d'ailleurs que si la croissance du PIB manufacturier entre 1989 et 2004 a été de 2,6%, elle a été de 3,7% sur la période 1993-2004, alors que la prévision pour 2005-2014 fait état d'une croissance de 2,6%. En incluant l'effet sur le secteur industriel PME et industriel GE, une hausse de 1% de la croissance du PIB manufacturier par rapport à la prévision implique une hausse annuelle de la demande de 600 GWh.

C'est ainsi que dans le cas du secteur industriel, après notre examen des données fournies par le Distributeur, le scénario moyen semble bien balancer les risques entre une hausse et une baisse de la demande pour ce secteur. Ceci s'explique autant par l'absence d'implantation industrielle majeure autre que Alouette (phase II), les possibles conséquences d'une croissance du PIB manufacturier légèrement plus importante que prévue de même que l'annonce potentielle de fermeture d'usines supplémentaires, particulièrement dans le secteur de la forêt et des pâtes et papiers.

2.2 Le secteur domestique & agricole

Avec une consommation de 57 382 GWh en 2004, le secteur domestique et agricole représente le deuxième secteur en importance, derrière le secteur industriel (voir la figure 2 de la page 6). Sur la période 1989-2004, ce secteur a connu une croissance annuelle moyenne de 1,4%. Cette augmentation se compare à la croissance annuelle moyenne des mises en chantier de 2,9%, à la hausse moyenne du nombre de ménage de 1,3%, et à celle du revenu personnel disponible de 1,3%. Signalons que la croissance de la demande du secteur domestique et agricole sur la période 1999-2004 a été de 2,1% ou de 6 102 GWh, un niveau approximativement aussi important en pourcentage et en terme absolu que la croissance du secteur industriel pour cette même période. Cette croissance importante est sans aucun doute la résultante de la hausse annuelle moyenne des mises en chantier de 18,0% depuis 1999.

Sur la période prévisionnelle, la croissance de la demande domestique et agricole devrait s'élever en moyenne à 0,7%, résultant en une hausse de 4 014 GWh ou de 401 GWh par an d'ici 2014. Cette demande supplémentaire représenterait 20,5% des approvisionnements supplémentaires de la période. Nous pouvons constater encore une fois une baisse appréciable du niveau de croissance de la demande par rapport à la croissance historique. Cette prévision se compare à une hausse annuelle du nombre de ménage de 0,9%, une diminution moyenne des mises en chantier de 6,4% et une hausse du revenu personnel disponible de 2,1%. La diminution de la croissance de la demande domestique et agricole est avant tout justifiée par un ralentissement du marché de l'habitation pour la période prévisionnelle. Ce ralentissement serait principalement la conséquence de facteurs démographiques, dont notamment la réduction anticipée du nombre de nouveaux ménages. La croissance du revenu personnel disponible, tout en étant plus élevée que sur la période 1989-2004, diminuerait néanmoins par rapport à sa tendance des années 1999-2004.

Tableau 1 - Prévisions des mises en chantier au Québec (milliers d'unité)

Source de la prévision		2004	2005	2006	2007	2008	2009
<i>Conference board of Canada</i>	(juillet 2004)	55,3	40,9	34,9	31,9	29,5	
<i>Mouvement Desjardins</i>	(avril 2005)	58,5	53,0	43,0	39,0	36,0	35,0
<i>Banque TD</i>	(mars 2005)	58,4	49,0	45,0			
<i>Banque Royale du Canada</i>	(mars 2005)	58,5	51,4	42,6			
<i>Banque Scotia</i>	(mars 2005)	58,0	51,0	40,0			
<i>Global Insight</i>	(mai 2004)	51,0	45,8	42,6	41,7	40,7	40,4
<i>SCHL</i>	(hivers 2004)	48,0	45,2				
<i>Ministère des Finances du Québec</i>	(avril 2005)	58,4	48,6	40,5			
Moyenne des autres prévisionnistes		55,8	48,1	41,2	37,5	35,4	37,7
HQD scénario moyen	(juillet 2004)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6
HQD scénario fort	(juillet 2004)	57,0	50,0	45,0	42,0	40,0	40,5

Sources: R-3550-2004, HQD-2 document 1, HQD-5 Document 1.1 et sites web des différents prévisionnistes.

Concernant les mises en chantier, si un ralentissement à terme du secteur de l'habitation semble être une hypothèse partagée par plusieurs prévisionnistes, tel que confirmé dans le tableau 1, la question demeure toutefois entière concernant la vitesse de ce ralentissement.¹³ Soulignons d'ailleurs que les mises en chantier au Québec pour 2004 ont dépassé toutes les prévisions, incluant celles de HQD, atteignant 58 448 unités, le niveau le plus élevé depuis les 74 179 mises en chantier de 1987. Il

¹³ Le dépôt des prévisions les plus récentes de la SCHL, du Conference Board du Canada et de Global Insight par HQD, prévisions que nous n'avons pu obtenir, confirmerait probablement les révisions à la hausse des prévisions de mises en chantier effectuées par les autres prévisionnistes.

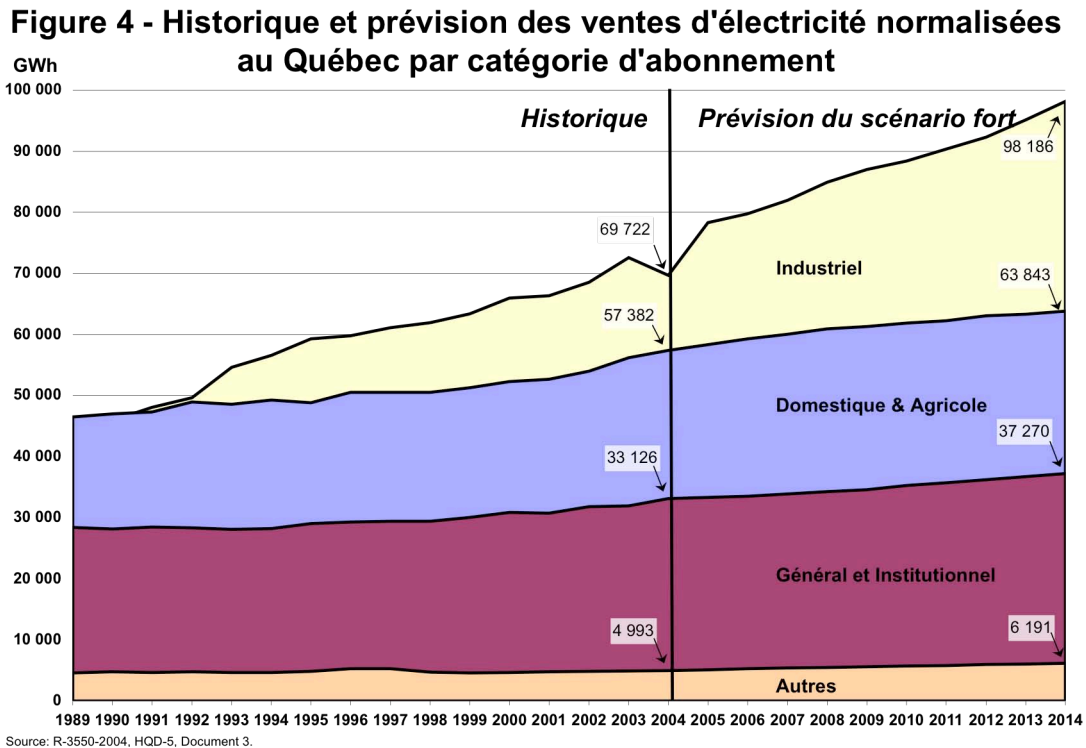
est certes plausible que l'âge moyen de plus en plus élevé et la diminution de la croissance du nombre de ménage limitent le potentiel de croissance du secteur de l'habitation à long terme. Cependant, le faible niveau des taux d'intérêt et la croissance du revenu personnel disponible pourraient permettre aux mises en chantier de se maintenir au-delà de 40 000 unités pendant encore quelques années.

Le Distributeur prévoit 43 200, 36 000 et 34 000 mises en chantier pour 2005, 2006 et 2007. Ces niveaux semblent conservateurs, particulièrement à la lumière des prévisions les plus récentes. L'indice de l'habitation Desjardins relevait d'ailleurs un niveau des mises en chantier annualisé dépassant le cap des 50 000 unités pour le premier trimestre de 2005.¹⁴ De plus, les prévisions de la population totale et du nombre de ménages de l'Institut de la statistique du Québec montrent des niveaux légèrement plus élevés que ceux de HQD. Ceci pourrait venir hausser le potentiel de croissance des mises en chantier relativement à la prévision du Distributeur. Notons que 10 000 mises en chantier additionnelles pour une année donnée impliquent une demande supplémentaire de 200 GWh par année à partir de cette année.

Du côté des scénarios d'encadrement de la demande domestique et agricole, les scénarios faible et fort projettent respectivement une croissance annuelle moyenne de 0,3% et de 1,1% de la demande, dans les deux cas une décélération marquée par rapport à la période historique. Ces scénarios reposent principalement sur des variations à la baisse et à la hausse des mises en chantier par rapport au scénario moyen.

Nous croyons ainsi pouvoir exclure d'emblée le scénario faible de la demande domestique et agricole, puisque la hausse des mises en chantier du scénario moyen est déjà sous la moyenne de celle des autres prévisionnistes pour les prochaines années. Le scénario fort de ce secteur, présenté à la figure 4 de la page suivante, contient des hypothèses sur la croissance des mises en chantier qui ne sont que légèrement plus élevées que celles des autres prévisionnistes présentée au tableau 1. Les risques concernant la demande de ce secteur semblent donc pencher davantage vers le scénario fort et nous pensons que le scénario moyen, qui prévoit déjà un ralentissement de la croissance, représente le scénario minimum de ce secteur.

¹⁴ Voir : Indice de l'habitation Desjardins, 16 mai 2005, disponible à http://www.desjardins.com/fr/a_propos/etudes_economiques/.



2.3 Le secteur général et institutionnel

Le secteur général et institutionnel est le troisième secteur de consommation en importance, avec une demande de 33 126 GWh en 2004 (voir la figure 2 de la page 6). Sur la période 1989-2004, ce secteur a connu une croissance annuelle moyenne de 1,0%, bien que ce taux était de 2,0% entre 1999 et 2004. Pour ce secteur, les variables ayant le plus d'influence sont le PIB tertiaire, le prix des combustibles et le niveau de la population totale. Sur la période historique, le PIB tertiaire a connu une croissance annuelle moyenne de 2,4%, alors que les prix du gaz et du pétrole ont crû respectivement de 16,8% et de 6,7%, et que la population a augmenté en moyenne de 0,6%. Ces chiffres moyens masquent cependant des variations annuelles importantes des prix des combustibles. En effet, sur la période 1999-2004, le prix du gaz connu des variations annuelles allant d'une augmentation de 70% à une diminution de 33%. Toujours sur les cinq dernières années, le prix du pétrole connaissait quant à lui des variations annuelles allant d'une hausse de 58% à une diminution de 15%. Le PIB tertiaire a lui-même connu une hausse moyenne de 3,7% entre 1999 et 2004. Tant l'évolution du prix des combustibles que celle du PIB tertiaire semblent donc expliquer l'accélération de la croissance de la demande du secteur général et institutionnel durant les dernières années.

Selon HQD, ce secteur devrait connaître une croissance moyenne de 0,3% pour un total de 1 089 GWh ou 109 GWh par an entre 2005 et 2014. Cette réduction de la croissance sur la période de prévision par rapport à la période historique s'expliquerait premièrement par l'abrogation du tarif BT, qui viendra retirer une demande de 1 200 GWh d'ici 2007. La majorité des usagers affectés par cette mesure devrait migrer vers les combustibles plutôt que les autres tarifs du Distributeur. De plus, selon HQD, les prix du gaz et du pétrole devraient diminuer relativement à la période historique. Le PIB tertiaire devrait augmenter en moyenne de 2,4%, maintenant sa tendance historique, alors que la population n'augmenterait que de 0,4%, toujours entre 2005 et 2014. Ces hypothèses semblent conservatrices, particulièrement pour les combustibles.

Tableau 2 - Prévisions du prix des combustibles

Source de la prévision		2004	2005	2006	2007	2008	2009
Pétrole brut WTI (\$US / baril)							
HQD	(juillet 2004)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00
EIA WTI spot	(mai 2005)	41,44	51,36	52,23			
Global Insight	(avril 2005)		50,20	48,50	46,60		
Gaz naturel Henry Hub (\$US / millions de BTU)							
HQD	(juillet 2004)	6,01	6,13	5,82	5,50	5,30	5,10
EIA	(mai 2005)	6,06	7,01	7,33			

Sources: R-3550-2004, HQD-5 Document 1.1, Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, May 2005; Global Insight, Impact of Higher Oil Prices on Canada's Economic Forecast, April 2005.

En effet, bien que le prix du baril de pétrole WTI semble destiné à descendre des sommets de mars et avril 2005 dépassant les 55 \$US, la prévision la plus récente de l'Energy Information Administration (EIA)¹⁵ projette un prix moyen du baril de pétrole WTI nettement plus élevé que HQD pour 2005 et 2006, comme le montre le tableau 2. L'EIA est une agence internationale qui fait figure de référence en ce qui concerne les prévisions des prix de l'énergie. Global insight projette également un prix du pétrole nettement supérieur. Le même scénario se répète pour le prix du gaz naturel Henry Hub, avec des prévisions de l'EIA supérieures aux prévisions de HQD pour 2005 et 2006. Comme le précise Hydro-Québec, une hausse du prix de combustibles de 25% se traduit par une hausse de la demande du secteur général et institutionnel de 175 GWh la première année, et de 850 GWh la neuvième année. Le potentiel pour une demande

¹⁵ Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, May 2005; disponible à : <http://www.eia.doe.gov/emeu/steo/pub/contents.html> .

supérieure de ce secteur est donc important, avec des prévisions de l'EIA pour le prix du pétrole WTI dépassant celles de HQD de 41,3% en 2005 et de 59,7% en 2006.

En ce qui concerne le scénario faible et le scénario fort d'encadrement de la demande, on y retrouve les hypothèses d'une croissance annuelle moyenne de la demande du secteur général et institutionnel de -0,3% et de 1,2%. C'est ainsi que tant les hypothèses énergétiques que démographiques du scénario faible semblent beaucoup trop conservatrices.¹⁶ Du côté du scénario fort, si les hypothèses pour les prix du gaz sont plus élevées dans ce scénario, elles demeurent largement inférieures aux dernières prévisions de l'EIA pour 2005 et 2006. La croissance du PIB tertiaire, à 3,1%, demeure inférieure à la moyenne pour 1999-2004, alors que la croissance moyenne de la population, à 0,7%, est un peu plus élevée que la tendance historique.

Nous estimons donc que le scénario moyen, avec une croissance annuelle de 0,3%, représente le scénario minimum pour le secteur général et institutionnel. En effet, ce scénario implique déjà des prix des combustibles significativement plus bas que les prix actuels, en plus d'une décélération marquée de la croissance du PIB tertiaire par rapport à la période 1999-2004. Les risques de ce secteur penchent donc davantage vers le scénario fort, malgré l'abrogation du tarif BT. La vigueur des dépenses des consommateurs, la principale composante affectant le PIB tertiaire et le principal moteur de la croissance économique au Québec présentement, vient d'ailleurs renforcer cette opinion.

2.4 Le secteur autres

Le secteur autres, comprenant les ventes aux réseaux de distribution municipaux de même que pour l'éclairage public et le transport public, a consommé 4 993 GWh en 2004 (voir la figure 2 de la page 6). Ce secteur a connu une croissance annuelle moyenne de 0,6% entre 1989 et 2004. C'est de loin le secteur de consommation le moins important, en plus d'être le secteur qui croît le moins rapidement. Tel que le précise le Distributeur,¹⁷ ce sont les ventes aux réseaux municipaux qui varient le plus pour ce secteur, ces ventes étant affectées par les mêmes paramètres que celles des secteurs domestique et agricole, général et institutionnel, ainsi qu'industriel. Les ventes aux réseaux municipaux représentent d'ailleurs plus de 80% des ventes du secteur

¹⁶ Ce scénario comprend notamment les hypothèses suivantes : une croissance démographique moyenne de 0,02%, le prix du baril de pétrole à moins de 31,00 \$US et le prix du gaz albertain sous les 5,75 \$C entre 2005 et 2014.

¹⁷ Voir R-3550-2004, HQD-5 document 3, p. 36.

autres. Les ventes pour l'éclairage et le transport publics, qui représentent la part restante de ce secteur, sont pratiquement constantes au fil du temps.¹⁸

Sur la période prévisionnelle, selon le scénario moyen, ce secteur devrait connaître une croissance de 1,8%, représentant des approvisionnements supplémentaires de 961 GWh ou de 96 GWh par an. Cette croissance serait trois fois plus importante que sur la période historique, et deux fois plus rapide que sur la période 1999-2004, où ce secteur a connu une croissance de 0,9%. Le taux de croissance de 1,8% serait d'ailleurs équivalent à celui du secteur industriel et serait presque entièrement attribuable aux ventes municipales.

Il nous semble surprenant que le secteur autres puisse croître aussi rapidement, particulièrement lorsque les ventes aux clients des secteurs domestique et agricole de même que général et institutionnel du Distributeur doivent augmenter de 0,7% et de 0,3% selon le scénario moyen. La diversité des types de charge associés aux ventes municipales plaide plutôt pour un taux de croissance représentant une moyenne de l'ensemble des clients du Distributeur. Le taux global de croissance des ventes de HQD sur la période prévisionnelle de 1,1% pourrait ainsi se rapprocher davantage de la croissance du secteur autres pour la période 2005-2014. Nous excluons ainsi d'emblé le scénario fort et sa croissance de 2,2%.

Le scénario faible du secteur autres, avec une croissance de 1,4%, représenterait ainsi la borne supérieure de la croissance du secteur sur la période prévisionnelle. Rappelons d'ailleurs que ce taux serait encore supérieur d'environ 50% à la croissance des années 1999-2004.

2.5 Le risque global de la prévision en énergie

Selon l'analyse que nous avons présentée dans cette section, les risques au niveau de la demande en énergie sur le marché québécois pointent vers un dépassement du scénario moyen. En effet, les hypothèses très conservatrices du scénario faible et le fait que le scénario moyen représente déjà une baisse significative de la croissance par rapport à la tendance historique supportent cette évaluation. De plus, si nous croyons que le scénario moyen de la demande du secteur industriel représente un équilibre entre les risques à la baisse et à la hausse pour ce secteur, les scénarios moyens pour les secteurs domestique et agricole et général et institutionnel représentent selon nous

¹⁸ Voir les données de R-3550-2004, HQD-5 document 1.1 p. 37.

les scénarios minimums pour ces secteurs. Cette conclusion s'explique principalement par la prévision des mises en chantier et celle du prix des combustibles de HQD qui sont plus basses que les projections des autres prévisionnistes. Le scénario faible du secteur autres devrait quant à lui représenter le scénario maximal pour ce secteur. Rappelons néanmoins que ce dernier secteur ne représentait que 6,5% de la demande totale en 2004.

La section 5 reprendra d'ailleurs cette analyse dans le cadre des simulations économiques et climatiques que nous y présentons. Ces simulations examineront la sensibilité du niveau des approvisionnements suivant une augmentation de la demande d'électricité attribuable à une légère hausse de la croissance du PIB manufacturier, de même qu'un niveau des mises en chantier et du prix des combustibles plus importants. Nous présenterons également dans ces simulations un scénario de perturbation climatique. Cet exercice permet de faire les liens entre la hausse de la demande d'électricité et du niveau des approvisionnements supplémentaires, en plus du coût des approvisionnements qui en résulte.

3. La demande de puissance

Entre 1993-94 et 2003-04, tel qu'illustré à la figure 5 plus bas, la demande de puissance à la pointe normalisée d'hiver est passée de 28 830 MW à 34 450 MW, soit une croissance annuelle moyenne de 1,8% ou de 562 MW. Sur la même période,¹⁹ le PIB réel québécois augmentait de 3,2%, pendant que la population augmentait de 0,5%. Sur la période prévisionnelle, soit de 2005 à 2014, selon le scénario moyen du Distributeur, la demande de puissance à la pointe devrait augmenter en moyenne de 0,8% ou de 292 MW par an, pour s'établir à 37 365 MW. Pendant ce temps, le PIB réel devrait augmenter de 2,4% pendant que la population devrait croître de 0,4%, toujours en moyenne annuelle.

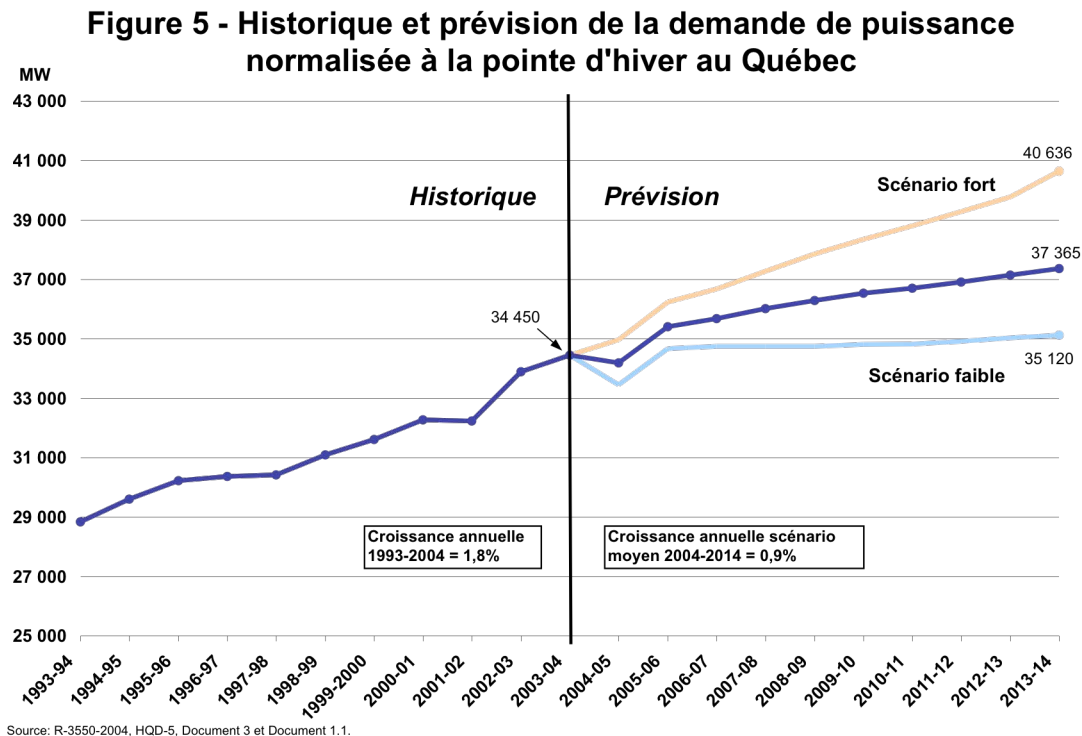
Une première observation sur ces statistiques est que le taux de croissance de la demande de puissance a été équivalent à celui de la demande en énergie sur la période 1993-2004, alors qu'elles augmentaient en moyenne de 1,8%. Cependant, la croissance de la demande de puissance sera légèrement inférieure d'ici 2013-14, la demande en puissance augmentant de 0,9%, pendant que la demande en énergie augmentera de 1,1%.

En ce qui concerne les scénarios d'encadrement, le scénario faible prévoit une hausse moyenne annuelle de la demande de puissance de 0,2%, pendant que le scénario fort prévoit une croissance de 1,7%. Dans les deux cas, ces scénarios prévoient une croissance de la demande de puissance légèrement plus basse que pour les scénarios équivalent du côté de la demande en énergie. Comme nous l'avons mentionné pour les scénarios d'encadrement en énergie, le Distributeur ne supporte que peu ou pas de risques dans les premières années de son plan d'approvisionnement, en cas de réalisation du scénario faible. Ce scénario semble d'ailleurs peu réaliste du point de vue de la tendance historique. En effet, une année de pause ou même une diminution temporaire demeure dans le domaine de l'expérience. Cependant, une pause dans la croissance de la demande de puissance à la pointe de près de 10 ans nous semble improbable.

De plus, le scénario moyen, représente déjà une baisse de la croissance de 50% par rapport à la tendance historique, une hypothèse que nous jugeons conservatrice, même

¹⁹ Il y a un décalage quelques mois entre l'année pour la puissance, qui semble suivre l'année tarifaire, et l'année financière qui est utilisée pour les données économiques ainsi que les données en énergie.

en tenant compte de l'effet de l'abrogation du tarif BT.²⁰ Pour supporter nos assertions, citons seulement l'impact potentiel sur la demande de puissance pour le chauffage que pourrait avoir la hausse significative du prix des hydrocarbures par rapport à la prévision de HQD. Le seul facteur qui pourrait rendre le scénario faible plus réaliste serait une série de fermeture d'usine dans le secteur industriel. Nous reviendrons sur ces scénarios un peu plus loin, dans le cadre de notre examen de la demande en puissance par usage et secteur de consommation.



3.1 La demande de puissance par usage et secteur de consommation

Les premières remarques de cette section porteront sur la présentation et le découpage des données sur la demande de puissance. Ainsi, avec la présentation actuelle des données du Distributeur, il est impossible d'effectuer un découpage complet par secteur de consommation. Ceci empêche donc une comparaison de l'évolution des données en énergie par secteur avec celles en puissance. Précisons par ailleurs que l'utilisation d'une année différente pour les données en puissance par rapport aux données en

²⁰ Si le tarif BT était maintenu à sa charge de 2003-04 de 480 MW sur l'ensemble de la période de prévision, l'impact serait seulement d'ajouter 0,1% sur le taux de croissance annuel moyen de la demande de puissance.

énergie et aux données économiques ne fait que compliquer davantage toute comparaison.

Selon nous, autant dans une perspective d'analyse de la prévision que de distribution des coûts, la disponibilité de données par secteur de consommation en énergie et en puissance est indispensable, autant sur la période historique que prévisionnelle. En effet, pouvoir identifier précisément la provenance de la demande en énergie et en puissance permettrait non seulement de mieux comprendre les facteurs qui influencent la demande, mais aussi de mieux distribuer les coûts liés à cette demande.

Toutefois, les données actuelles permettent une réconciliation partielle, notamment pour le secteur industriel GE et le secteur industriel PME, sans oublier que les données pour le chauffage général et institutionnel et le chauffage et l'eau chaude domestique et agricole sont présentées séparément. Le problème provient de la catégorie autres usages, qui représente la catégorie la plus importante en MW et qui rassemble l'ensemble des autres usages en puissance. Nous croyons ainsi que le Distributeur devrait raffiner ses modèles d'estimation de la demande en puissance de manière à pouvoir décomposer cette catégorie par secteur de consommation. Pour citer HQD :

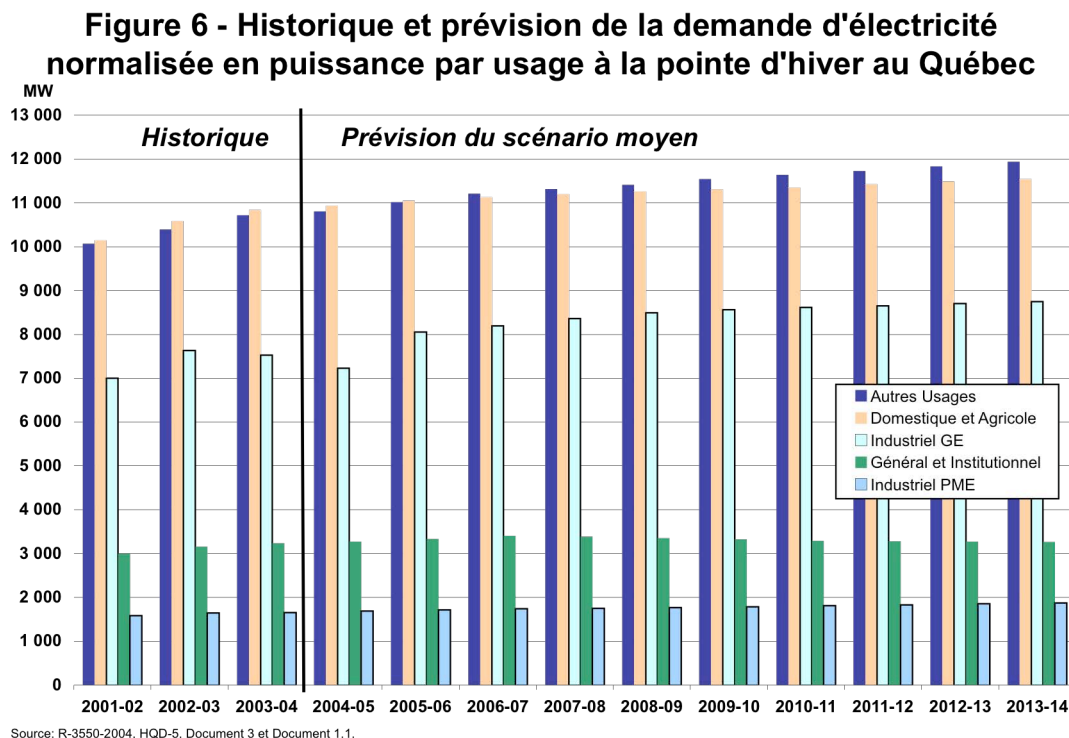
« Cet ensemble d'usages englobe les électroménagers et l'éclairage du secteur Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les réseaux de distribution municipaux, l'usage interne, la consommation des chantiers hydro-électriques et la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production. »²¹

Nous comprenons que diviser ces usages par secteur de consommation puisse représenter une somme de travail importante, mais nous croyons néanmoins que c'est un travail qui devrait être fait pour de la prochaine mise à jour du plan d'approvisionnement du Distributeur.

Cela étant, à partir des données disponibles, nous pouvons tout de même faire une analyse partielle de la provenance de la croissance de la demande en puissance. La figure 6 à la page suivante regroupe ainsi le chauffage et l'eau chaude domestique et agricole en une catégorie, en plus de présenter les autres catégories par usage du Distributeur. La première constatation est que l'usage de puissance à la pointe d'hiver le plus important provient par une marge significative du secteur domestique et agricole.

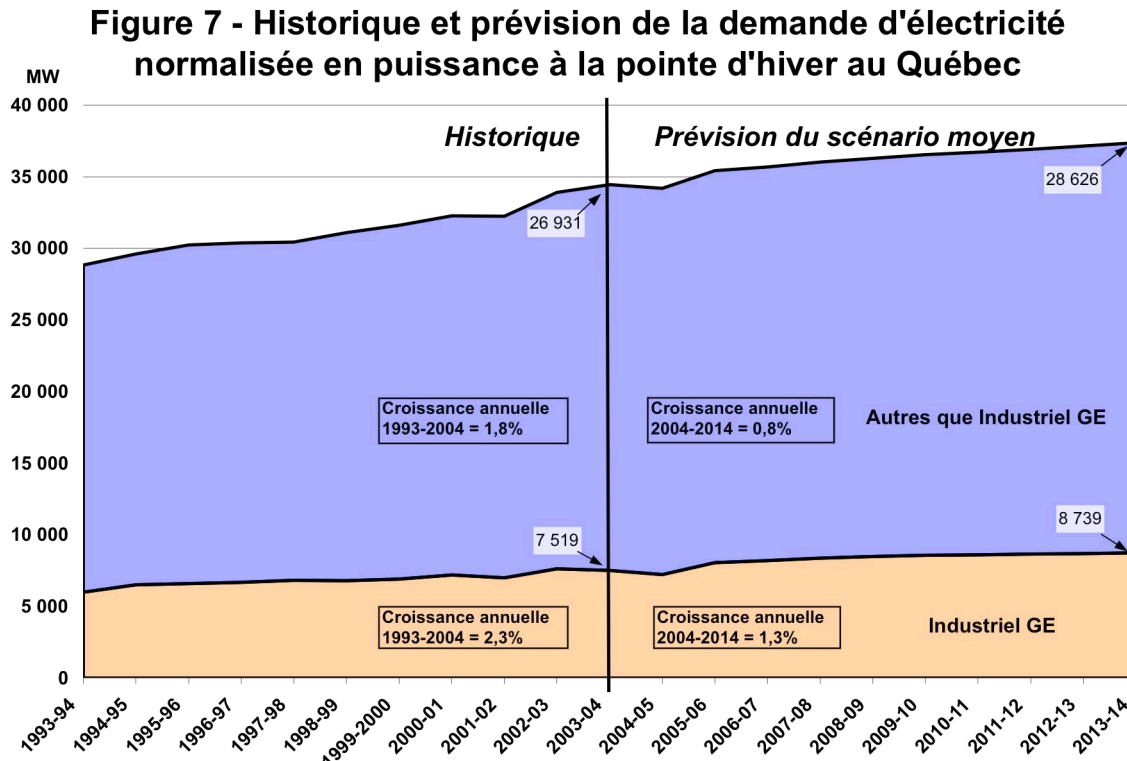
²¹ R-3550-2004, HQD-2, document 1 p. 23.

En effet, seulement les usages d'eau chaude et de chauffage de cette catégorie qui nécessitaient 10 843 MW en 2003-04, sont aussi importants que l'ensemble de la catégorie autres usages avec 10 718 MW pour la même année. Cependant, la catégorie autres usages comprend notamment la demande de puissance liée aux électroménagers et à l'éclairage domestique et agricole. Si ces usages étaient soustraits de la catégorie autres usages et étaient attribués au secteur domestique et agricole, c'est ce secteur qui représenterait, par une marge significative, la demande de puissance la plus importante à la figure 5. Pour 2003-04, viennent ensuite la demande de puissance du secteur industriel grandes entreprises (GE) avec 7 519 MW, celle pour le chauffage général et institutionnel avec 3 237 MW, et la demande de puissance du secteur industriel PME avec 1 653 MW. Ces chiffres excluent l'appel de puissance lié au tarif BT de 480 MW, attribuable principalement au secteur général et institutionnel, devant disparaître d'ici 2007.



Sur la période de la prévision, c'est la catégorie industriel GE qui devrait connaître la plus forte croissance de la demande de puissance selon le scénario moyen avec une croissance de 1,6% ou 122 MW par an, qui représentera 36% des nouveaux approvisionnements en puissance d'ici 2013-14. Le secteur industriel PME verra la deuxième hausse en importance, avec une croissance de 1,3% ou de 22 MW par an, représentant 6,5% des approvisionnements additionnels. Le secteur autres usages vient ensuite, avec une croissance de 1,1% ou 122 MW par an, ce qui représente néanmoins

une croissance aussi importante que le secteur industriel GE en terme absolu et représentera environ la même part des approvisionnements en puissance d'ici 2014 avec 35,9% de ces derniers. La demande de puissance liée au chauffage et à l'eau chaude domestique augmentera de 0,6% ou de 70 MW par an, ce qui représentera 20,7% des approvisionnements, alors que celle liée au chauffage général et institutionnel augmentera de 0,1% ou de 3 MW par an, pour une part de 0,9% des nouveaux approvisionnements.



Source: R-3550-2004, HQD-5, Document 3 et Document 1.1.

Il est cependant difficile d'évaluer les projections du Distributeur, puisque les données historiques, que ce soit par usage ou par secteur sont limitées. Certes, les scénarios d'encadrement faible et fort présentent des hypothèses de croissance comprenant des variations à la baisse et à la hausse de la demande de puissance, mais il est difficile de les mettre en contexte, que ce soit par rapport aux prévisions économiques ou encore à l'historique de consommation. Le seul secteur où une analyse plus poussée est possible demeure le secteur industriel GE, pour lequel des données en puissance sont disponibles sur la période 1993-94 à 2013-14. Pour obtenir des données sur une base historique comparable, nous ne pouvons que joindre l'ensemble des autres usages et secteurs ensemble. C'est l'analyse que présente la figure 7.

Ce graphique permet ainsi d'illustrer encore une fois l'importance des autres secteurs et usages qui nécessitaient 26 931 MW de puissance en 2003-04, relativement au secteur industriel GE avec 7 519 MW. Cette situation est évidemment reliée à l'importance du chauffage et de l'eau chaude lors de la pointe d'hiver dans les secteurs domestique et agricole de même que général et institutionnel. Ceux-ci représentaient 14 080 MW de demande de puissance en 2003-04. Rappelons que le secteur industriel PME représentait 1 703 MW de besoin de puissance en 2003-04 et que les autres usages représentaient la balance de 10 668 MW.²² La figure 6 permet cependant de montrer qu'en moyenne, la demande du secteur industriel GE croît plus rapidement que celles des autres secteurs et usages. En effet, le secteur industriel grandes entreprises a connu une croissance moyenne de 2,3% entre 1993 et 2004, alors que les autres usages ont connu une croissance de 1,8%. Sur la période de la prévision, cette relation se maintient, malgré un ralentissement appréciable de la croissance dans les deux cas, avec 1,3% pour le secteur industriel GE et 0,8% pour les autres usages.

Pour les autres usages, le fléchissement de la tendance historique semble s'expliquer sur la période prévisionnelle par l'abrogation du tarif BT, le déclin anticipé de la construction résidentielle, de même que l'effet du PGEÉ. Pour le secteur industriel GE, la fermeture des usines d'Abitibi-Consolidated et d'Alcan, en plus de l'absence de nouvelle implantation industrielle après la mise en service de la seconde phase de l'aluminerie Alouette, explique cette situation.²³

Pour revenir sur les scénarios d'encadrement, la demande industrielle pourrait se rapprocher du scénario fort advenant une meilleure croissance du PIB manufacturier, alors que le scénario faible de ce secteur pourrait se réaliser advenant des fermetures additionnelles d'usine. Pour les secteurs domestique et agricole et général et institutionnel, les risques penchent davantage vers un dépassement du scénario moyen. Ceci s'explique par les niveaux anticipés des mises en chantier et des prix des combustibles sur la période de la prévision qui dépassent les projections de HQD.

Notre examen de la prévision de la demande en puissance montre que ce sont les usages de puissance du secteur domestique et agricole qui représentent la part la plus importante de la demande, principalement en raison de la demande pour le

²² En laissant de côté les 480 MW du tarif BT.

²³ La grève à l'aluminerie ABI a eu un effet similaire à celui sur la demande d'énergie, soit une baisse de la demande de puissance industriel GE en 2004-05, suivit par une hausse compensatrice l'année suivante.

chauffage des locaux et de l'eau chaude. Cependant, en raison des nombreux problèmes concernant les données en puissance, notamment l'absence de données complètes par catégorie de consommateurs, notre analyse demeure limitée. Nous demandons d'ailleurs au Distributeur de pallier à cette situation pour la prochaine mise à jour du plan d'approvisionnement.

4. La normalisation

Tel que mentionné précédemment, la normalisation permet d'exclure les facteurs climatiques lors de l'examen du niveau de la demande d'électricité. Le Distributeur réalise d'ailleurs sa prévision sur une base normalisée. Plus précisément, la demande historique et prévisionnelle normalisée représente la demande d'électricité des marchés québécois sous les conditions climatiques normales. Par conditions climatiques normales, il est entendu ici la moyenne des conditions climatiques à l'échelle québécoise sur la période 1971-2000. Pour obtenir cette moyenne, Hydro-Québec utilise les données provenant d'une série de stations météorologiques disséminées à travers la province. Les principales variables considérées sont la température, la vitesse du vent, le taux de nébulosité et les précipitations.²⁴ À partir de ces données, une simulation de la consommation mensuelle à condition climatique normale est obtenue. Le niveau de la normalisation à appliquer pour un mois donné est ensuite obtenu en faisant la différence entre la demande mensuelle réelle et la simulation de la demande normale pour ce même mois.²⁵

La normalisation permet donc d'estimer l'ampleur de la variation positive ou négative du niveau des approvisionnements nécessaires pour répondre à la demande, selon les conditions climatiques d'une période particulière, et pour des conditions démographiques, économiques et énergétiques données. La figure 8 de la page suivante présente les ventes réelles et les ventes normalisées au Québec (axe de gauche) pour la période entre 1989 et 2004. Elle présente aussi le niveau de la normalisation (axe de droite) pour chacune de ces années. Cette figure permet de voir les variations significatives d'une année à l'autre du niveau de la normalisation. En moyenne, la normalisation s'est élevée à près de 400 GWh par an.²⁶ Cependant, ce chiffre dissimule une différence importante entre la période 1989-1997 et 1998-2004. Pendant la première période, la normalisation était en moyenne de -251 GWh, tandis qu'elle était de 1 223 GWh durant la deuxième.²⁷ Cette situation semble refléter un climat relativement plus chaud depuis 1998 par rapport à la période précédant cette année. Nous reviendrons sur ces éléments un peu plus loin. Soulignons aussi que

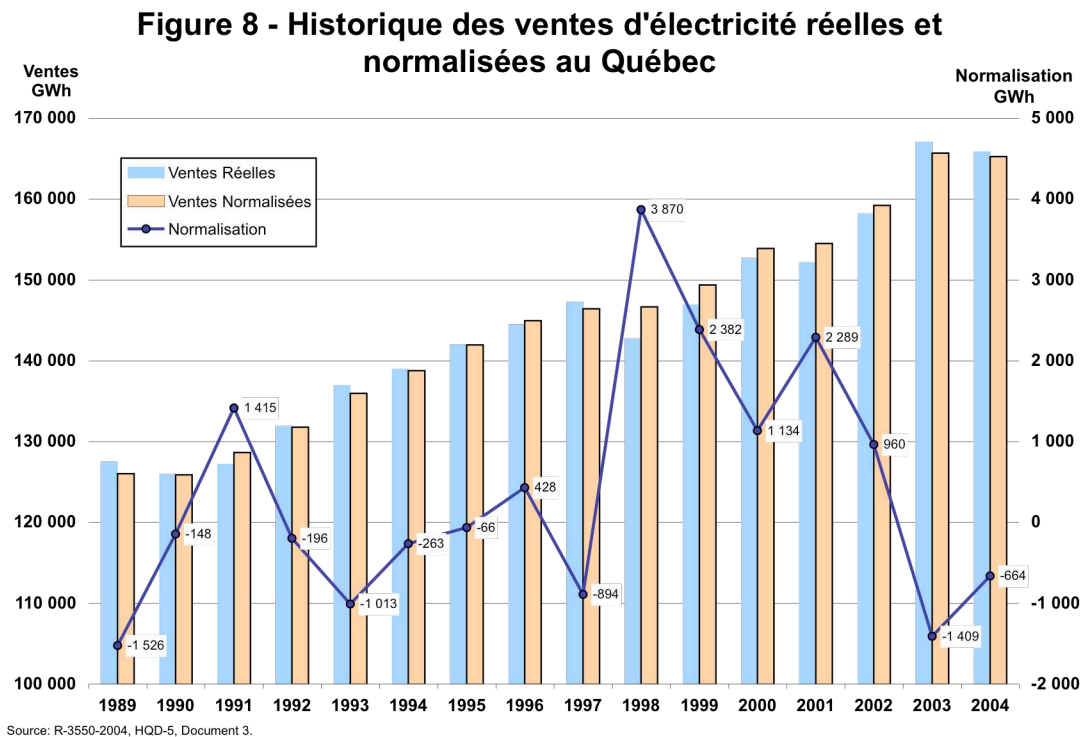
²⁴ R-3526-2004, HQ-3 Document FCEI, pp. 21-24.

²⁵ Pour des détails supplémentaires, voir R-3550-2004, HQD-5, document 3, pp. 40-42 et annexe 1.

²⁶ Sur la base des données annuelles pour la période 1989-2004. La moyenne annuelle à partir des données mensuelles de la période 1989-2003 est de 464 GWh, telle que précisée dans le tableau 3.

²⁷ En excluant l'année 1998, qui était l'année du grand verglas, la normalisation moyenne demeure tout de même à 782 GWh pour la période 1999-2004.

l'année 1998, et sa normalisation de 3 870 GWh, correspond à l'année du grand verglas.



Le niveau mensuel et annuel de la normalisation permet aussi de venir vérifier en pratique le niveau et la variabilité de l'aléa climatique. Rappelons que le Distributeur précise dans sa preuve que l'écart-type de cet aléa est d'environ 1 800 GWh par an (à la hausse ou à la baisse). De même, pour l'année la plus froide répertoriée, les besoins auraient été supérieurs de 3 800 GWh, alors qu'ils auraient été inférieurs de 4 800 GWh pour l'année la plus chaude.²⁸ Le tableau 3 de la page suivante présente un sommaire statistique de l'évolution de la normalisation entre 1989 et 2003 et permet une comparaison avec l'aléa climatique.²⁹ Précisions qu'une moyenne mensuelle positive (négative) signifie que des ventes réelles supérieures (inférieures) auraient été observées sous les conditions climatiques normales. On peut voir dans le tableau que c'est durant les mois d'octobre à mars que les variations du climat ont le plus grand impact sur la demande d'électricité. Plus particulièrement, c'est janvier qui montre les variations les plus importantes, avec un écart-type de près de 700 GWh. Les variations

²⁸ R-3550-2004, HQD-2 document 1, p. 46.

²⁹ Les données mensuelles sur les ventes et la normalisation de 2004 n'étaient pas disponibles lors des premières demandes d'informations. Seules les données annuelles sont disponibles pour cette année.

mensuelles peuvent cependant aller jusqu'à environ 1 800 GWh à la hausse ou à la baisse, comme le montre les lignes sous la rubrique maximum et minimum.

Tableau 3 - Sommaire de l'évolution de la normalisation mensuelle et annuelle entre 1989 et 2003 en GWh

	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Annuelle
Moyenne	277,9	47,0	38,2	48,6	60,8	11,6	52,7	4,1	11,4	-40,1	-268,4	220,6	464,4
Médiane	100,9	36,9	-48,0	-22,7	102,9	14,1	28,8	10,0	31,2	51,5	-341,9	346,8	-65,8
Écart-type	676,1	454,3	324,1	242,4	196,5	45,3	75,5	53,4	152,4	546,7	543,9	621,3	1 542,9
Maximum	1 715,6	919,6	745,9	569,1	313,6	95,8	197,8	84,7	169,9	439,7	493,0	1 224,9	3 870,2
Minimum	-1 148,5	-777,3	-481,1	-300,2	-339,9	-79,6	-74,8	-88,5	-479,7	-1 862,3	-1 404,5	-1 340,5	-1 526,4

Source: R-3550-2004, HQD-3 document 3.

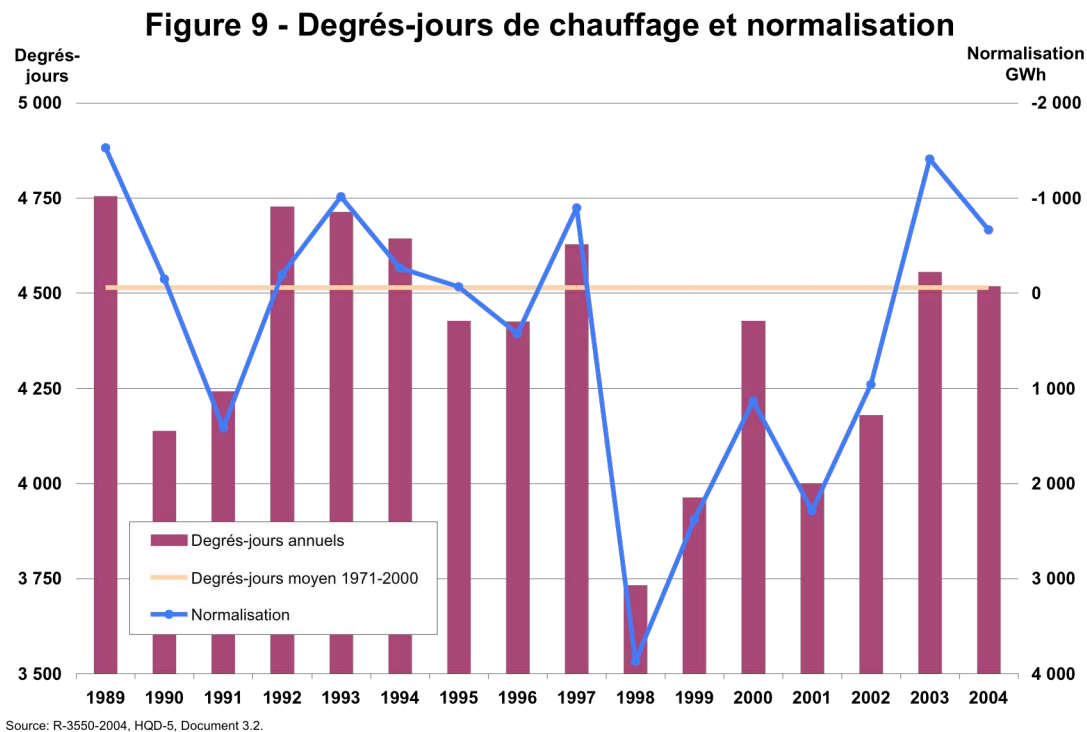
Sur une base annuelle, toujours entre 1989 et 2003, la normalisation s'élevait en moyenne à 464 GWh, alors que son écart-type était de 1 543 GWh, un chiffre qui n'est pas éloigné de celui de l'écart-type de l'aléa climatique cité plus haut. Du côté des observations maximum et minimum, elles ont été de 3 870 GWh et de -1 526 GWh, des niveaux qui demeurent dans la fourchette de ceux du Distributeur.

Une fois que nous avons examiné le comportement du niveau mensuel et annuel de la normalisation, il convient d'identifier quels sont les facteurs climatiques qui expliquent son évolution. À cette fin, le Distributeur a déposé un ensemble de données comprenant la température moyenne, la vitesse des vents, les degrés-jours de chauffage et de climatisation, de même qu'un indice de nébulosité.³⁰ Ces données ont été fournies sur une base mensuelle pour la période de 1989 à 2004, en plus des moyennes mensuelles de 1971 à 2000 constituant la normale climatique. En utilisant ces données, nous avons pu examiner comment les déviations mensuelles des variables climatiques par rapport à la normale affectaient le niveau de la normalisation au moyen de régressions linéaires.

Cette analyse nous a permis d'identifier les degrés-jours de chauffage comme la principale variable affectant le niveau de la normalisation. En effet, les déviations du niveau des degrés-jours par rapport à la normale expliquent, selon notre analyse, environ 60% de la variation du niveau mensuel de la normalisation. Cette observation est compatible avec le fait que l'essentiel des variations de la normalisation prend place durant les mois les plus froids de l'année, lorsque la charge liée au chauffage est à son niveau le plus important. La normalisation est d'ailleurs attribuable en moyenne à 71% au secteur domestique et agricole et à 24% au secteur général et institutionnel, les deux secteurs utilisant l'électricité pour le chauffage. Les deux autres variables explicatives

³⁰ R-3550-2004, HQD-5 Document 3.2.

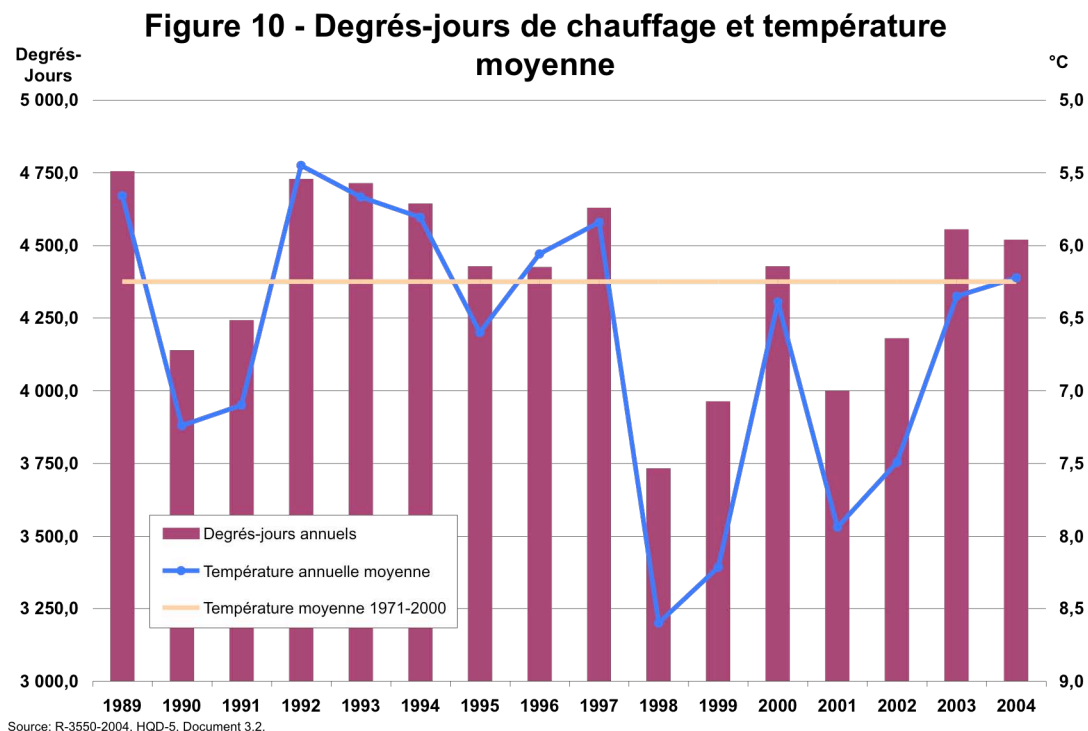
ayant un impact sur la normalisation sont les déviations des degrés-jours de climatisation et de la vitesse du vent par rapport à la normale, bien que ces variables n'augmentent pas de manière importante le pouvoir explicatif du modèle. Cela étant, l'estimé du pouvoir explicatif des degrés-jours de chauffage peut varier de manière sensible selon la période utilisée.³¹ Précisons que Hydro-Québec pourrait sans nul doute fournir une analyse statistique plus sophistiquée et plus approfondie des variables climatiques influençant le niveau de la normalisation, de simples régressions linéaires étant limitées. Les résultats de nos régressions sont en annexe.



Malgré les dernières remarques et comme les degrés-jours de chauffage demeurent la variable ayant de loin le plus d'influence sur la normalisation selon notre analyse, nous allons examiner de plus près la relation entre ces deux variables. La figure 9 montre la relation entre les degrés-jours de chauffage (axe de gauche) et la normalisation (axe de droite) sur la période 1989-2004. Le niveau moyen de 4 515 degrés-jours sur la période 1971-2000 est aussi illustré sur la figure. Dès le premier regard, nous pouvons constater

³¹ Les degrés-jours de chauffage expliquent 69% des variations de la normalisation entre 1989 et 1997, alors que ce niveau diminue à 48% sur la période 1998-2003. De plus, après 1998, seulement les degrés-jours de chauffage demeurent une variable explicative significative. La hausse notoire de la variabilité de la normalisation et les changements dans les moyennes de chacune des variables avant et après 1998 semblent expliquer cette situation.

que les variations du niveau des degrés-jours de chauffage sont fortement corrélées, bien que négativement (ce qui explique l'usage d'un axe de droite inversé), avec celles de la normalisation. En effet, plus le niveau des degrés-jours d'une année est élevé, plus la normalisation sera faible ou même négative. Cette relation négative est la simple conséquence du fait que plus la température moyenne d'une année est faible, plus les degrés-jours seront élevés (i.e. plus les besoins de chauffage seront importants). De même, lors d'une année plus froide que la moyenne, la normalisation sera négative, puisque les ventes pour cette année seront plus élevées que pour l'année dite normale. La figure 10 plus bas illustre d'ailleurs la relation, elle aussi négative, entre les degrés-jours (axe de gauche) et la température moyenne d'une année (axe de droite). La figure montre de plus que la température moyenne pour la période 1971-2000 était de 6,3 °C, moyenne qui représente la normale climatique de référence.



Les figures 9 et 10 aident ainsi à expliquer la hausse de la variabilité de la normalisation entre 1998 et 2004. Cette variabilité accrue s'explique par une température annuelle moyenne significativement plus élevée, notamment pour les années 1998, 1999, 2001 et 2002, par rapport à la normale pour la période 1971-2000, mais aussi par rapport à la période 1989-1997. Ceci se reflète d'ailleurs par un niveau de degrés-jours significativement plus bas que la moyenne entre 1998 et 2002.

Cette situation soulève plusieurs interrogations. Tout d'abord, sur la base des observations de 1989 à 2004, il semble que le climat d'une année puisse affecter le climat de l'année suivante. En effet, les années relativement plus chaudes semblent se produire en succession (période 1998-2002) alors que nous retrouvons la même situation pour les années relativement plus froides (période 1992-1997). Ce comportement de la température explique aussi pourquoi la moyenne de la normalisation annuelle était de -251 GWh avant 1998 et de 1 223 GWh après, tel que nous le rapportions précédemment.

Ceci est en contradiction avec l'intuition voulant que la normalisation soit en moyenne centrée sur zéro. En effet, le concept de normale sous-entend que les observations annuelles d'une variable aléatoire sont indépendantes les unes des autres et qu'elles sont centrées sur la même moyenne. Dans le cas qui nous intéresse, si la normalisation est une méthode neutre pour isoler l'effet du climat sur la demande d'électricité, les niveaux annuels de la normalisation devraient être centrés sur zéro et ne pas montrer de persistance d'une année à l'autre. Cette relation devrait être la même entre la température moyenne annuelle et la température normale. C'est-à-dire que la température moyenne annuelle devrait être centrée sur la normale et ne pas montrer de persistance d'une année à l'autre. Si ces variables démontrent de la persistance, un biais est alors introduit dans la prévision de la demande d'électricité normalisée. Dans un tel cas, la demande finale aurait tendance à être systématiquement inférieure ou supérieure à la prévision, selon la nature et le niveau du biais introduit dans la prévision.

Deux autres facteurs sont également à considérer. Avec la hausse du niveau annuel des ventes totales d'électricité, le niveau de variation de la normalisation, en terme absolu, pourrait lui aussi augmenter. De même, la présence d'un phénomène de réchauffement climatique graduel viendrait affecter la température moyenne et son niveau de variation, ce qui ne manquerait pas d'affecter la normalisation. Hydro-Québec insère d'ailleurs un scénario de réchauffement de la température normale de 0,05 °C par année dans ses prévisions selon les données du dossier R-3470-2001.³² Nous ne pouvons cependant que formuler des hypothèses pour tenter d'expliquer le comportement de la normalisation au cours des dernières années, ne possédant que les informations versées au dossier par le Distributeur à ce sujet. Cela dit, nous observons que dans les données du dossier R-3470-2001, la température moyenne sur la période 1971-2000 était de 5,2 °C, alors que selon les données fournies dans le dossier actuel,

³² R-3470-2001 Phase II, HQD-6 document 6, p. 6.

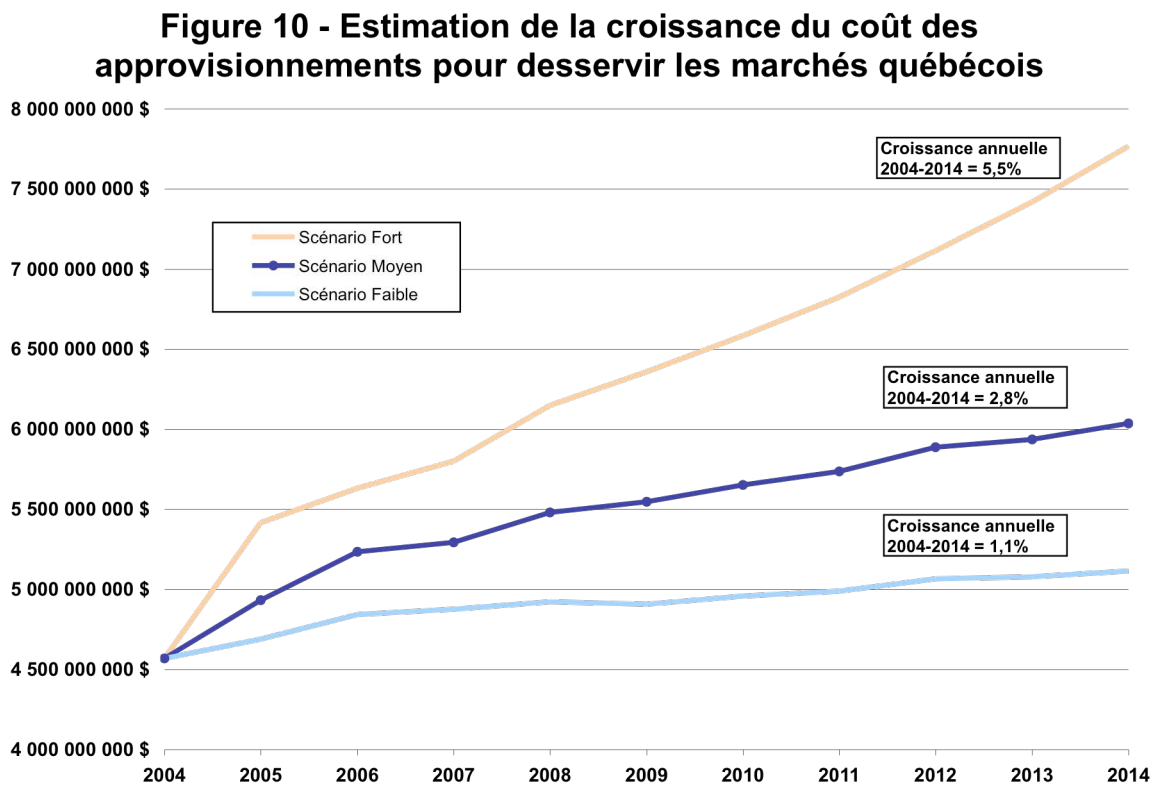
cette normale était de 6,3 °C. Le Distributeur devrait donc vérifier ces données et expliquer si ce changement pourrait affecter la normalisation.

Même si les outils statistiques que nous avons utilisés demeurent simples, nous croyons que notre analyse soulève des interrogations méritant une analyse plus approfondie de la part d'Hydro-Québec. Ceci est notamment motivé par le fait que si les observations annuelles de la température et de la normalisation ne sont pas indépendantes, comme nous le notions, un biais systématique pourrait être introduit dans la prévision du niveau des approvisionnements. De la même manière, des changements dans la variabilité du climat et la moyenne de la température affecteront le niveau moyen de la normalisation.

Des facteurs d'origine climatique pourraient donc ultimement venir affecter le niveau de la prévision et sa déviation moyenne par rapport aux ventes réelles, et cela, particulièrement pour les secteurs domestique et agricole ainsi que général et institutionnel. En effet, ce sont ces secteurs qui utilisent l'électricité pour le chauffage et qui sont responsables de l'essentiel de la normalisation. Il est donc important de confirmer ou d'infirmer l'existence de ces phénomènes et de quantifier leur effet sur la normalisation, de manière à préserver la neutralité de cette méthode. Seule une étude comprenant des données à plus long terme et utilisant des méthodes statistiques plus sophistiquées pourrait nous éclairer sur ces hypothèses.

5. Sensibilité des approvisionnements

Les sections 2 et 3 ont présenté une analyse de la prévision en énergie et en puissance du Distributeur. Cette prévision sert évidemment à fixer le niveau des approvisionnements qui devront faire l'objet d'appels d'offre au cours des prochaines années. Dans sa preuve, le Distributeur ne s'attarde guère sur les conséquences de la réalisation du scénario faible ou fort sur le niveau des approvisionnements, et encore moins sur les conséquences de variations de la croissance du PIB, des mises en chantier ou du prix des combustibles. Signalons également qu'aucune discussion sur les coûts des nouveaux approvisionnements qui devront être supportés par les usagers, que ce soit pour le scénario faible, moyen ou fort, n'est présentée. Nous débuterons ainsi par chiffrer l'impact sur le coût des approvisionnements du Distributeur de la réalisation du scénario moyen et des scénarios d'encadrement, tel que présenté à la figure 10.



Pour arriver à ces résultats, nous avons utilisé les données sur les prix des approvisionnements patrimoniaux contenues dans le dossier R-3541-2004 de

2,767 ¢/kWh.³³ Pour les approvisionnements post-patrimoniaux, nous avons utilisé les prix des différents contrats fermes fournis par le Distributeur, en plus de l'estimé de prix de 7,8 ¢/kWh, pour les quantités n'ayant pas encore fait l'objet d'un appel d'offre.³⁴ Notons par ailleurs qu'en cas de réalisation du scénario faible, le Distributeur devrait revendre certains de ces approvisionnements de long terme sur les marchés de court terme. Nous avons estimé ce prix de revente à 6,0 ¢/kWh. Le produit de ces ventes est soustrait du coût total des approvisionnements.³⁵

Ces hypothèses permettent de montrer qu'avec le scénario moyen, le coût des approvisionnements augmenterait d'environ 2,8% annuellement, passant de 4,6 milliards de dollars (MM\$) en 2004 à 6,0 MM\$ en 2014. Le scénario faible verrait cette augmentation limitée à 1,1% par an, pour s'établir à 5,1 MM\$ en 2014. Finalement, la réalisation du scénario fort impliquerait une croissance annuelle du coût des approvisionnements de 5,5%, avec un coût atteignant 7,8 MM\$ en 2014. En faisant l'hypothèse que les coûts de transport et de distribution demeurent constants, les approvisionnements représentant environ 50% des coûts totaux du Distributeur, l'effet sur les tarifs correspondrait à environ 50% du taux mentionné pour chacun des scénarios. Néanmoins, comme les approvisionnements occuperont une part croissante des coûts du Distributeur dans les années à venir, cette proportion de 50% risque d'augmenter, haussant du même coup l'impact du coût des approvisionnements sur les tarifs.

Ces chiffres globaux dissimulent cependant des variations annuelles importantes, particulièrement durant les premières années du plan d'approvisionnement. Le tableau 4 de la page suivante présente donc l'évolution des besoins totaux du Distributeur de même que le coût total des approvisionnements pour chacune des années de 2004 à 2008. La première constatation qui en découle est que les coûts d'approvisionnements augmenteront près de trois fois plus rapidement que les quantités. Cette situation reflète simplement l'impact du coût des approvisionnements post-patrimoniaux, qui seraient en moyenne près de trois fois plus coûteux que les approvisionnements patrimoniaux. Des facteurs transitoires liés aux alumineries

³³ R-3541-2004, HQD-8 document 2, pp. 5-6. Sauf pour 2004, où ce prix était de 2,786 ¢/kWh, puisque le niveau patrimonial de 166 400 GWh n'était pas encore complètement atteint.

³⁴ R-3550-2004, HQD-2 document 2, p. 55; HQD-3 document 3, p.5; HQD-5 document 1.1; et HQD-5 document 3, pp. 47-48.

³⁵ Notons également que par souci de simplicité, nous n'avons pas considéré que le facteur d'utilisation du produit HQP cyclable puisse être ajusté à la hausse ou à la baisse selon la conjoncture, ce qui sera le cas en réalité.

expliquent aussi la croissance plus rapide des quantités et du coût des approvisionnements en 2005 et 2006. Rappelons que le retour à la production normale à l'aluminerie ABI absorbera 3 700 GWh de demande supplémentaire par rapport à 2004. La montée en puissance de l'aluminerie Alouette phase II absorbera également 4 300 GWh de croissance d'ici 2007. Le reste de la croissance est principalement attribuable aux niveaux des variables démographiques, économiques et énergétiques de chacun des scénarios analysés à la section 2 du présent document.

Tableau 4 - Variation du niveau et du coût total des approvisionnements selon le scénario

	2004	2005	2006	2007	2008	Croissance annuelle moyenne
Scénario faible						
Besoins en GWh	177 828,6	176 139,7	181 297,1	182 042,8	182 627,5	959,8
Variation		-0,9%	2,9%	0,4%	0,3%	0,7%
Coût en \$	4 569 708 640	4 688 288 000	4 842 970 435	4 876 159 487	4 922 341 550	70 526 582
Variation		2,6%	3,3%	0,7%	0,9%	1,9%
Scénario moyen						
Besoins en GWh	177 828,6	182 212,9	186 299,0	188 530,7	191 098,8	2 654,0
Variation		2,5%	2,2%	1,2%	1,4%	1,8%
Coût en \$	4 569 708 640	4 931 696 807	5 233 121 443	5 292 987 496	5 481 002 637	182 258 799
Variation		7,9%	6,1%	1,1%	3,6%	4,7%
Scénario fort						
Besoins en GWh	177 828,6	188 420,6	191 395,6	195 018,6	199 652,9	4 364,9
Variation		6,0%	1,6%	1,9%	2,4%	3,0%
Coût en \$	4 569 708 640	5 415 894 867	5 630 651 192	5 799 044 059	6 148 222 735	315 702 819
Variation		18,5%	4,0%	3,0%	6,0%	7,9%

Le tableau 4 montre aussi que tout facteur contribuant à faire augmenter la demande se reflètera rapidement au niveau du coût des approvisionnements et ultimement sur les tarifs. Ceci serait particulièrement vrai en cas de réalisation du scénario fort, qui entraînerait des hausses tarifaires significatives. Cette situation vient donc renforcer l'importance de la prévision de la demande et des stratégies utilisées pour y répondre dans le cadre du plan d'approvisionnement. En effet, les marchés de court terme étant généralement plus coûteux que les marchés de long terme, la sous-estimation de la demande risque de pénaliser les usagers par des coûts d'approvisionnements plus élevés. Il devient d'ailleurs impératif dans cette situation de fournir des incitatifs au Distributeur pour qu'il évite de sous-estimer la demande. Nous recommandons d'ailleurs à la Régie d'examiner cette question lors de ses délibérations sur le présent plan d'approvisionnement de même que lors de la prochaine cause tarifaire.

C'est dans ce contexte que nous examinerons également dans le tableau 5 plus loin, deux scénarios de simulation que nous avons réalisés à partir des données fournies par le Distributeur.³⁶ Nous avons élaboré ces scénarios à partir de la discussion des risques par secteur de consommation de la section 2. Les principaux risques que nous avons soulevés étaient le niveau des mises en chantier pour le secteur domestique et agricole de même que celui du prix des combustibles pour le secteur général et institutionnel. De plus, en raison de l'importante consommation du secteur industriel, même une performance économique légèrement plus favorable que prévue peut avoir des effets importants sur la demande.

Nous examinerons donc un scénario économique où, sur la période 2005-2008, les mises en chantier augmenteraient de 10,000 unités par an, où les prix des combustibles seraient 37,5% plus élevés, et où la croissance du PIB manufacturier serait de 0,5% supérieure. Ces déviations seraient observées simultanément par rapport au scénario moyen du Distributeur. Ce scénario s'explique par notre préoccupation concernant une sous-estimation de la demande, notamment en raison des coûts des approvisionnements supplémentaires de court terme. Signalons également que les prévisions du Distributeur pour les mises en chantier et particulièrement celles des prix des combustibles, sont inférieures aux plus récentes projections des autres prévisionnistes, tel que discuté à la section 2.

Nous présentons également un scénario économique et climatique où nous ajoutons l'impact de variations climatiques à celui des variations économiques. Spécifiquement, ce scénario considère l'impact de trois années plus froides et une année plus chaude sur la demande d'électricité. Ce scénario est avant tout présenté à titre illustratif et s'inspire notamment du fait que la température moyenne tend à montrer une certaine persistance d'une année à l'autre, en plus d'avoir montré des variations importantes au cours des dernières années. C'est ainsi que la température plus froide que la normale résulterait en 500, 3 000 et 1 000 GWh de consommation supplémentaire pour 2005, 2006 et 2007, alors que pour 2008, la consommation serait inférieure de 1 500 GWh en raison d'une température plus chaude. Ces chiffres demeurent tous à l'intérieur de l'aléa climatique présenté par le Distributeur. Rappelons que ce dernier notait que l'écart-type de l'aléa climatique est de 1 800 GWh et que la demande a été plus élevée de 3 800 GWh lors de l'année la plus froide et plus basse de 4 800 GWh lors de l'année la plus chaude. Précisons d'ailleurs que le scénario économique et climatique que nous

³⁶ R-3550-2004, HQD-5 document 1.1, pp. 3-5.

études représente avant tout une illustration des risques financiers potentiels que supportent le Distributeur et les usagers.

Ainsi, la simulation économique du tableau 5, même si elle résulte en une croissance du niveau des approvisionnements qui n'est pas exceptionnelle historiquement, a un impact significatif sur les coûts. La situation précaire au niveau des approvisionnements du Distributeur résultant en un important recours aux approvisionnements de court terme explique cet effet. Ces approvisionnements de court terme seraient de 4 606 GWh en 2005 puis de 7 745 GWh en 2006, expliquant largement la hausse des coûts de 9,3% et de 7,1% pour chacune de ces années. Le ralentissement relatif de la croissance des besoins et l'arrivée de certains des approvisionnements de long terme viendrait ralentir cette progression pour 2007 et 2008.

Le scénario économique et climatique, bien que ne représentant pas un scénario significativement différent en termes de croissance du niveau des besoins et des coûts sur l'ensemble de la période considérée, montre l'impact potentiel des variations climatiques sur la variabilité annuelle des coûts. La combinaison d'une demande plus forte en raison de facteurs économiques et climatiques montre d'ailleurs que 2006 pourrait représenter des risques financiers importants pour le Distributeur et les usagers. Signalons qu'une température significativement plus froide que la normale, en plus d'augmenter les besoins, viendrait aussi faire augmenter les prix sur les marchés de court terme. Une éventualité que nous n'avons pas considérée dans notre simulation, mais qui augmente encore les risques financiers.

Tableau 5 - Simulation de la variation du niveau et du coût total des approvisionnements

	2004	2005	2006	2007	2008	Croissance annuelle moyenne
Simulation Économique						
Besoins en GWh	177 828,6	183 006,0	187 745,0	190 630,6	193 850,4	3 204,4
Variation		2,9%	2,6%	1,5%	1,7%	2,2%
Coût en \$	4 569 708 640	4 993 553 131	5 345 904 179	5 456 779 041	5 695 628 874	225 184 047
Variation		9,3%	7,1%	2,1%	4,4%	5,7%
Simulation Économique et Climatique						
Besoins en GWh	177 828,6	183 543,1	190 966,7	191 704,3	192 239,9	2 882,3
Variation		3,2%	4,0%	0,4%	0,3%	2,0%
Coût en \$	4 569 708 640	5 035 447 628	5 597 200 670	5 540 534 924	5 570 006 395	200 059 551
Variation		10,2%	11,2%	-1,0%	0,5%	5,2%

En plus d'illustrer l'impact du prix significativement plus élevés des approvisionnements post-patrimoniaux sur la variabilité des coûts totaux des approvisionnements, nous croyons que nos simulations démontrent l'utilité pour

la Régie et le Distributeur d'étudier dans les meilleurs délais les outils potentiels qui pourraient faire partie d'une stratégie de gestion des risques financiers. Selon nous, une telle stratégie permettrait de recourir à des instruments de couverture financière comme les « forward » et les « futures », autant sur le prix de l'électricité que sur celui du dollar américain. Hydro-Québec possède d'ailleurs une grande expertise dans l'utilisation de ces instruments financiers et pourrait non seulement les utiliser pour contribuer à sa profitabilité, mais potentiellement pour limiter les risques supportés par les usagers.

Ces risques financiers, qui sont en grande partie reliés aux achats de court terme, soulignent également la nécessité pour la Régie et le Distributeur d'étudier la possibilité de devancer la livraison de certains des approvisionnements de long terme. Les candidats possibles, à ce niveau, sont les approvisionnements de base et cyclable avec Hydro-Québec Production de même que ceux avec TransCanada Energy.

Nous estimons également que cette section démontre la nécessité d'inclure une discussion approfondie des risques financiers dans chacun des plans d'approvisionnement futurs. En effet, une analyse qui se limite aux quantités d'électricité nécessaires dans les années futures, sans montrer leurs coûts, ne fait que montrer un côté de la médaille et ne contribue pas à une discussion éclairée des conséquences de la croissance de la demande.

6. Transparence

De manière à favoriser une plus grande transparence de même qu'une plus grande efficacité réglementaire, cette section présentera les informations dont nous recommandons l'inclusion par le Distributeur dès la prochaine mise à jour du plan d'approvisionnement. Nous discuterons également de la question de la fréquence de dépôt à la Régie de certaines informations supplémentaires par le biais du rapport trimestriel que nous jugeons essentielles pour assurer la sécurité énergétique des Québécois.

Tout d'abord, le Distributeur devrait fournir, dès le dépôt initial, les données annuelles complètes sur l'historique (à partir de 1989 ou avant si possible) et la prévision de la demande en énergie par catégorie de consommateurs, de même que les données démographiques, économiques et énergétiques qui les sous-tendent. L'ensemble des données pour les scénarios faible et fort de la demande, comprenant le même niveau de détail, devrait également être déposé. En ce qui concerne les données historiques, ces données devraient comprendre les données sur les ventes réelles et les ventes normalisées.

Nous avons discuté à la section 3 de la question des données en puissance par secteur de consommation sur la base de l'année financière. Nous réitérons ici que ces données devront être fournies dès la prochaine mise à jour du Distributeur. Dans la mesure du possible, ces données devraient être présentées sur la même base historique que les données en énergie. Au minimum, ces données devraient être disponibles à partir de l'année 2000 et pour chacune des années de la prévision.

Le Distributeur a fourni, dans le présent dossier, un portrait climatique pour chacune des années historiques de même que les données concernant la moyenne climatique 1971-2000 constituant la normale de référence. Étant donné l'importance des facteurs climatiques pour expliquer les variations de la demande et les niveaux de la normalisation, nous croyons que le Distributeur devrait continuer de fournir ces données et les mettre à jour à l'avenir. Le plan d'approvisionnement et chacune de ses mises à jour devrait aussi comprendre une analyse de l'évolution des ventes réelles et normalisées de la dernière année écoulée, sur une base mensuelle, faisant les liens entre le niveau des ventes et les principaux facteurs climatiques.

Suivant la discussion de la section précédente, nous croyons également que le Distributeur devrait fournir une section faisant une analyse du coût anticipé des approvisionnements futurs à l'intérieur de ses plans d'approvisionnement et de leurs

misées à jour. Cette analyse devrait chiffrer le coût des scénarios faible, moyen et fort, en plus d'évaluer l'impact financier potentiel de l'aléa climatique et de fournir l'évolution des coûts d'approvisionnements par principale catégorie de consommateurs.

Nous croyons par ailleurs que la Régie devrait prendre l'initiative de modifier *La réglementation sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* de façon à s'assurer du dépôt des données mentionnées qui sont essentielles à toute analyse sérieuse du plan d'approvisionnement. Il y aurait d'ailleurs lieu d'y préciser que le Distributeur pourrait fournir les données à l'intérieur de sa preuve de même que sous la forme d'une banque de données standardisées en format Excel.

De plus, étant donné l'importance croissante de la quantité et du coût des approvisionnements post-patrimoniaux par rapport à l'ensemble des approvisionnements, nous estimons qu'il convient de réviser les pratiques d'Hydro-Québec concernant les mises à jour de sa prévision. En plus de la mise à jour annuelle du plan d'approvisionnement, nous croyons que le Distributeur devrait fournir à chaque trimestre une révision de sa prévision pour l'année en cours de même que les deux années suivantes sur une base mensuelle. Nous croyons d'ailleurs que le véhicule idéal pour fournir ces informations constitue le rapport trimestriel de la société. Chaque rapport devrait faire le point sur le dernier trimestre et expliquer les principaux facteurs conjoncturels, principalement économiques et climatiques, qui auront affecté la demande depuis la dernière prévision.

Ce nouveau rapport trimestriel devrait aussi comprendre des informations additionnelles sur chacune des principales divisions d'Hydro-Québec. Pour le Producteur, les données pertinentes seraient principalement les données sur l'hydraulicité de même que l'utilisation et la disponibilité des capacités de production. Concernant le Transporteur, ces données concerneraient principalement l'utilisation et la disponibilité des capacités de transport. Pour le Distributeur, en plus des informations liées à la prévision de la demande, il devrait fournir un suivi de l'évolution de ses approvisionnements d'électricité pour répondre à la demande et des indications sur les ajustements anticipés à ses approvisionnements suivant la dernière prévision.

En rendant l'ensemble des informations mentionnées dans les derniers paragraphes disponibles, Hydro-Québec opérerait en toute transparence et contribuerait à mieux éduquer la société québécoise sur les réalités et les exigences de ses opérations. Rappelons d'ailleurs que le contexte où le prix des approvisionnements additionnels sera significativement plus élevé milite en faveur de cette transparence. Des entreprises et des citoyens bien informés sont aussi des entreprises et des citoyens qui consommeront l'électricité d'une manière plus éclairée. Sur le plan de l'efficacité

réglementaire, ceci permettrait évidemment autant à la Régie de l'énergie qu'aux principaux intervenants d'être bien informé sur les opérations d'Hydro-Québec.

7. Conclusion

Nous résumerons ici les principales conclusions de notre analyse. Auparavant, nous soulignerons que la présentation d'un travail d'analyse de cette ampleur a été rendue possible par le dépôt d'une grande quantité de données par le Distributeur. Ces données, qui étaient essentielles à une analyse approfondie du plan d'approvisionnement, permettront donc, selon nous, de faire avancer les connaissances et le débat sur la prévision de la demande d'électricité. Nous estimons d'ailleurs que ce sont autant la Régie, le Distributeur que les usagers québécois qui y gagneront à terme.

Concernant les principaux risques derrière la prévision de la demande d'électricité en énergie étudiée à la section 2, nous sommes davantage préoccupé par une sous-estimation de la demande que celui d'une surestimation. En effet, les risques de dépassement de la prévision pour les secteurs domestique et agricole de même que général et institutionnel sont significatifs. Ceci s'explique principalement par le niveau des mises en chantier et du prix des combustibles dans la prévision de HQD qui sont inférieurs à ceux de la grande majorité des prévisionnistes. Du côté de la demande du secteur industriel, les risques de dépassement sont moindres, notamment en raison de la conjoncture dans le secteur de la forêt et des pâtes et papiers et de l'absence d'implantation industrielle majeure dans les années à venir. Néanmoins, même une croissance du PIB manufacturier qui ne serait que légèrement supérieure à celle prévue pourrait avoir des conséquences importantes sur la demande.

Ces risques s'appliquent d'ailleurs autant à la prévision en puissance que celle en énergie. **Il est cependant plus difficile d'établir des liens entre la prévision en puissance et les variables démographiques, économiques et énergétiques, en raison du format déficient des données actuelles, tel qu'expliqué à la section 3.**

Au niveau de la normalisation, nous croyons qu'Hydro-Québec devrait fournir, en prévision de la prochaine mise à jour du plan d'approvisionnement, une étude statistique approfondie portant sur la relation de long terme entre les principales variables climatiques et la normalisation. Cette recommandation que l'on retrouve à la section 4, s'explique par l'augmentation notable du niveau moyen et de la variabilité de la normalisation depuis 1998.

La section 5, qui présente une analyse de sensibilité, démontre que les risques importants identifiés au niveau de la prévision pourraient avoir des conséquences significatives sur la variation du niveau et du coût des approvisionnements. Cette situation pourrait indubitablement se refléter sur les tarifs payés par les usagers.

Nous recommandons d'ailleurs à la Régie d'étudier la possibilité de fournir des incitatifs au Distributeur pour que ce dernier évite de sous-estimer la demande, notamment pour réduire au maximum les risques financiers liés à la fluctuation du niveau des approvisionnements. Nous recommandons aussi l'étude par la Régie d'une stratégie de gestion des risques, une stratégie qui pourrait inclure l'utilisation d'outils de couverture financière. Nous soulevons également la possibilité de devancer la livraison de certains des approvisionnements de long terme.

Finalement, en vue d'assurer une plus grande transparence, nous recommandons à la section 6 que la Régie révise La réglementation sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement, pour assurer le dépôt des données sur les quantités et les coûts des approvisionnements qui sont essentielles à une analyse pertinente du plan d'approvisionnement. Avec le même objectif, nous recommandons la production d'un rapport trimestriel plus complet par Hydro-Québec, comprenant notamment une mise à jour de la prévision à court et moyen terme de la demande.

Annexes

Annexe 1

EXPÉRIENCE PROFESSIONNELLE

2002-2005

*Réalisation de mandats
dans le domaine de
l'analyse économique et de
la réglementation*

Montréal, Québec

- **Représentation de différents groupes de consommateurs** devant la Régie de l'énergie du Québec;
- En collaboration avec des avocats et témoins experts, je **fournis les stratégies, des soumissions écrites et des témoignages oraux**, avec une emphase sur l'analyse économique et financière;
- Ces mandats comportent également de **nombreuses tâches de coordinations, de négociations et de traductions**.

1999 - 2001

Économiste

Division de la Politique
Fiscale

Ministère des Finances
Canada

Ottawa, Ontario

- **Préparais des analyses et prévisions des dépenses du gouvernement fédéral**;
- **Coordonnais et assemblais des cahiers d'information** pour assister les prises de décisions budgétaires par les gestionnaires seniors;
- **Représentais la Division** lors de discussion sur la gestion financière des dépenses gouvernementales avec d'autres divisions et ministères.

1997 - 1999

Économiste

Division de la politique de
développement économique

Ministère des Finances
Canada

Ottawa, Ontario

- **Préparais des analyses économiques et financières** sur divers sujets reliés à l'agriculture et au Ministère de l'agriculture;
- **Représentais la Division** lors de discussions et de négociations portant sur les politiques et les programmes du Ministère de l'agriculture.

Été 1996

Recherche

Banque République
Nationale de New York

Montréal, Québec

- **Apprenais les rudiments du commerce et de l'échange des devises**;
- Préparais des analyses statistiques des transactions de devises.

Automne 1994 & Été 1995

Recherche

Secrétariat au St.-Laurent
Transports Québec
Québec, Québec

- **Menais des projets de recherche sur l'industrie du transport maritime;**
- Réalisation d'entrevues avec des chercheurs, fonctionnaires et gestionnaires seniors impliqués dans cette industrie.

Hiver 1994

Recherche

Division de la propriété
intellectuelle
Industrie Canada
Hull, Québec

- Assistais avocats et économistes lors **de projets de recherche portant sur la propriété intellectuelle et l'industrie pharmaceutique.**

ÉDUCATION

1996 – 1997

Maîtrise en Économie

Queen's University
Kingston, Ontario

- **Spécialisation: économie internationale;**
- Sujet de l'essai: Les politiciens, les groupes d'intérêts et les négociations commerciales internationales;
- Bourse: « Queen's Graduate Award » pour 1996-97 totalisant 5,900\$.

1992 – 1995

Baccalauréat en Économie

Université de Sherbrooke
Sherbrooke, Québec

- Programme coopératif impliquant trois stages rémunérés (Transports Québec et Industrie Canada);
- Échange d'une session à « University of Western Ontario » (London, Ontario) durant l'automne 1995.

1990 – 1992

Diplôme d'études collégiales

CÉGEP de Rimouski
Rimouski, Québec

- Domaine d'études: sciences humaines.

INTÉRÊTS ET CONNAISSANCES PARTICULIÈRES

Langues

- Je possède d'excellentes aptitudes tant à l'écrit qu'à l'oral en **français** et en **anglais**, en plus d'habilités intermédiaires en **espagnol**.

Lecture et Écriture

- Je suis un grand consommateur de journaux, magazines et de livres. J'ai aussi suivi un **cours d'écriture journalistique** à l'Université du Québec à Montréal.

Voyages

- Au fil des ans, dans une série de voyages totalisant plus de 30 mois, j'ai parcouru plusieurs continents et pays incluant notamment :
 - **L'Asie du Sud** (Inde et Népal) et **l'Asie du Sud-Est** (Thaïlande, Myanmar, Malaisie, Singapour);
 - **L'Amérique du Sud** (Brésil, Bolivie, Pérou), **l'Amérique Centrale** (Guatemala, Nicaragua, Costa-Rica) et **l'Amérique du Nord** (Mexique, Nouvelle-Angleterre, Ouest Canadien);
 - Certains pays du **Moyen-Orient** (Turquie et Syrie), en plus de nombreux pays de **l'Europe** (Espagne, France, Royaume-Uni, Grèce, etc.) et du Maroc.

AUTRES EXPÉRIENCES

Bénévole – développement international

- Lors du printemps 2002, **séjour avec une ONG dans un village de la vallée du Gange en Inde** où je me familiarisais avec les problèmes pratiques liés au développement et à la coopération internationale.

Agent de liaison – sommet économique

- Lors de l'automne 2000, j'ai agi à titre d'**agent de liaison pour le président de la Banque Mondiale** et sa délégation lors du sommet du G – 20 tenu à Montréal.

Assistant d'enseignement

- Occupais des postes d'assistant d'enseignement à l'université de Sherbrooke puis à l'université Queen's entre l'hiver 1996 et le printemps 1997.

Recherche

- Durant 1995 et 1996, j'ai rédigé un mémoire personnel portant sur la réforme du système d'éducation au Québec ainsi que des **projets de recherche sur le financement et la gestion des universités québécoises**.

Formation en leadership et en éducation physique

- Formation en leadership et comme moniteur d'éducation physique, alors que j'étais membre des cadets de l'aviation, entre 1986 et 1990.

Annexe 2

Tableau F1A

Prévision des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh)

	Données Préliminaires ¹	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique & Agricole	57 382,0	57 688,0	58 440,0	58 965,0	59 587,0	59 737,0	60 074,0	60 329,0	60 933,0	61 044,0	61 396,0	4 014	401
Variation	2,1%	0,5%	1,3%	0,9%	1,1%	0,3%	0,6%	0,4%	1,0%	0,2%	0,6%	7,0%	0,7%
Général et Institutionnel	33 126,0	32 536,0	32 628,0	32 693,0	32 903,0	32 887,0	33 224,0	33 378,0	33 769,0	33 952,0	34 215,0	1 089	109
Variation	3,6%	-1,8%	0,3%	0,2%	0,6%	0,0%	1,0%	0,5%	1,2%	0,5%	0,8%	3,3%	0,3%
Industriel PME	10 700,0	10 718,0	10 832,0	10 950,0	11 105,0	11 205,0	11 321,0	11 462,0	11 634,0	11 746,0	11 902,0	1 202	120
Variation	0,0%	0,2%	1,1%	1,1%	1,4%	0,9%	1,0%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	11,2%	1,1%
Industriel Grande Entreprise	59 022,0	63 257,0	66 015,0	67 319,0	68 662,0	69 511,0	69 931,0	70 314,0	70 803,0	71 012,0	71 354,0	12 332	1 233
Variation	-4,6%	7,2%	4,4%	2,0%	2,0%	1,2%	0,6%	0,5%	0,7%	0,3%	0,5%	20,9%	1,9%
Total Industriel²	69 722,0	73 975,0	76 847,0	78 269,0	79 767,0	80 716,0	81 252,0	81 776,0	82 437,0	82 758,0	83 256,0	13 534	1 353
Variation	-3,9%	6,1%	3,9%	1,9%	1,9%	1,2%	0,7%	0,6%	0,8%	0,4%	0,6%	19,4%	1,8%
Autres	4 993,0	5 092,0	5 221,0	5 327,0	5 427,0	5 498,0	5 586,0	5 676,0	5 783,0	5 860,0	5 954,0	961	96
Variation	1,1%	2,0%	2,5%	2,0%	1,9%	1,3%	1,6%	1,6%	1,9%	1,3%	1,6%	19,2%	1,8%
Ventes Totales	165 223,0	169 291,0	173 136,0	175 254,0	177 683,0	178 840,0	180 135,0	181 158,0	182 921,0	183 612,0	184 822,0	19 599	1 960
Variation	-0,3%	2,5%	2,3%	1,2%	1,4%	0,7%	0,7%	0,6%	1,0%	0,4%	0,7%	11,9%	1,1%
Part des ventes totales												Part de la demande supplémentaire	
Domestique & Agricole	34,7%	34,1%	33,8%	33,6%	33,5%	33,4%	33,3%	33,3%	33,3%	33,2%	33,2%	20,5%	
Général et Institutionnel	20,0%	19,2%	18,8%	18,7%	18,5%	18,4%	18,4%	18,4%	18,5%	18,5%	18,5%	5,6%	
Industriel PME	6,5%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%	6,3%	6,3%	6,3%	6,4%	6,4%	6,4%	6,1%	
Industriel Grande Entreprise	35,7%	37,4%	38,1%	38,4%	38,6%	38,9%	38,8%	38,8%	38,7%	38,7%	38,6%	62,9%	
Total Industriel	42,2%	43,7%	44,4%	44,7%	44,9%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,0%	69,1%	
Autres	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	4,9%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et doc. 3.1.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F1A.1

Prévision des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh, excluant l'effet de la grève à l'aluminerie ABI)

	Données Préliminaires ¹	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique & Agricole	57 382,0	57 688,0	58 440,0	58 965,0	59 587,0	59 737,0	60 074,0	60 329,0	60 933,0	61 044,0	61 396,0	4 014	401
Variation	2,1%	0,5%	1,3%	0,9%	1,1%	0,3%	0,6%	0,4%	1,0%	0,2%	0,6%	7,0%	0,7%
Général et Institutionnel	33 126,0	32 536,0	32 628,0	32 693,0	32 903,0	32 887,0	33 224,0	33 378,0	33 769,0	33 952,0	34 215,0	1 089	109
Variation	3,6%	-1,8%	0,3%	0,2%	0,6%	0,0%	1,0%	0,5%	1,2%	0,5%	0,8%	3,3%	0,3%
Industriel PME	10 700,0	10 718,0	10 832,0	10 950,0	11 105,0	11 205,0	11 321,0	11 462,0	11 634,0	11 746,0	11 902,0	1 202	120
Variation	0,0%	0,2%	1,1%	1,1%	1,4%	0,9%	1,0%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	11,2%	1,1%
Industriel Grande Entreprise	62 722,0	63 257,0	66 015,0	67 319,0	68 662,0	69 511,0	69 931,0	70 314,0	70 803,0	71 012,0	71 354,0	8 632	863
Variation	1,3%	0,9%	4,4%	2,0%	2,0%	1,2%	0,6%	0,5%	0,7%	0,3%	0,5%	13,8%	1,3%
Total Industriel²	73 422,0	73 975,0	76 847,0	78 269,0	79 767,0	80 716,0	81 252,0	81 776,0	82 437,0	82 758,0	83 256,0	9 834	983
Variation	1,2%	0,8%	3,9%	1,9%	1,9%	1,2%	0,7%	0,6%	0,8%	0,4%	0,6%	13,4%	1,3%
Autres	4 993,0	5 092,0	5 221,0	5 327,0	5 427,0	5 498,0	5 586,0	5 676,0	5 783,0	5 860,0	5 954,0	961	96
Variation	1,1%	2,0%	2,5%	2,0%	1,9%	1,3%	1,6%	1,6%	1,9%	1,3%	1,6%	19,2%	1,8%
Ventes Totales	168 923,0	169 291,0	173 136,0	175 254,0	177 683,0	178 840,0	180 135,0	181 158,0	182 921,0	183 612,0	184 822,0	15 899	1 590
Variation	2,0%	0,2%	2,3%	1,2%	1,4%	0,7%	0,7%	0,6%	1,0%	0,4%	0,7%	9,4%	0,9%
Part des ventes totales												Part de la demande supplémentaire	
Domestique & Agricole	34,0%	34,1%	33,8%	33,6%	33,5%	33,4%	33,3%	33,3%	33,3%	33,2%	33,2%	25,2%	
Général et Institutionnel	19,6%	19,2%	18,8%	18,7%	18,5%	18,4%	18,4%	18,4%	18,5%	18,5%	18,5%	6,8%	
Industriel PME	6,3%	6,3%	6,3%	6,2%	6,2%	6,3%	6,3%	6,3%	6,4%	6,4%	6,4%	7,6%	
Industriel Grande Entreprise	37,1%	37,4%	38,1%	38,4%	38,6%	38,9%	38,8%	38,8%	38,7%	38,7%	38,6%	54,3%	
Total Industriel	43,5%	43,7%	44,4%	44,7%	44,9%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,1%	45,0%	61,9%	
Autres	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	6,0%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et doc. 3.1.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F1B

Prévision des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh)

	Données Préliminaires ¹	Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE										Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique & Agricole	57 382,0	57 043,0	57 506,0	57 796,0	58 179,0	58 117,0	58 238,0	58 346,0	58 827,0	58 816,0	59 047,0	1 665	167
Variation	2,1%	-0,6%	0,8%	0,5%	0,7%	-0,1%	0,2%	0,2%	0,8%	0,0%	0,4%	2,9%	0,3%
Général et Institutionnel	33 126,0	32 365,0	32 171,0	31 991,0	31 957,0	31 725,0	31 777,0	31 779,0	32 019,0	32 055,0	32 165,0	-961	-96
Variation	3,6%	-2,3%	-0,6%	-0,6%	-0,1%	-0,7%	0,2%	0,0%	0,8%	0,1%	0,3%	-2,9%	-0,3%
Industriel PME	10 700,0	10 544,0	10 572,0	10 608,0	10 687,0	10 737,0	10 786,0	10 858,0	10 926,0	10 969,0	11 033,0	333	33
Variation	0,0%	0,3%	0,3%	0,7%	0,5%	0,5%	0,7%	0,6%	0,4%	0,6%	0,6%	3,1%	0,5%
Industriel Grande Entreprise	59 022,0	58 624,0	63 057,0	63 558,0	63 634,0	63 481,0	63 628,0	63 786,0	63 986,0	63 946,0	64 044,0	5 022	502
Variation	-4,6%	7,6%	0,8%	0,1%	-0,2%	0,2%	0,2%	0,3%	-0,1%	0,2%	0,2%	8,5%	1,0%
Total Industriel	69 722,0	69 168,0	73 629,0	74 166,0	74 321,0	74 218,0	74 414,0	74 644,0	74 912,0	74 915,0	75 077,0	5 355	536
Variation	-3,9%	-0,8%	6,4%	0,7%	0,2%	-0,1%	0,3%	0,3%	0,4%	0,0%	0,2%	7,7%	0,8%
Autres	4 993,0	5 067,0	5 177,0	5 265,0	5 345,0	5 397,0	5 464,0	5 532,0	5 617,0	5 672,0	5 744,0	751	75
Variation	1,1%	1,5%	2,2%	1,7%	1,5%	1,0%	1,2%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	15,0%	1,4%
Ventes Totales	165 223,0	163 642,0	168 483,0	169 217,0	169 802,0	169 456,0	169 894,0	170 301,0	171 375,0	171 458,0	172 033,0	6 810	681
Variation	-0,3%	-1,0%	3,0%	0,4%	0,3%	-0,2%	0,3%	0,2%	0,6%	0,0%	0,3%	4,1%	0,4%
Part des ventes totales												Part de la demande supplémentaire	
Domestique & Agricole	34,7%	34,9%	34,1%	34,2%	34,3%	34,3%	34,3%	34,3%	34,3%	34,3%	34,3%	24,4%	
Général et Institutionnel	20,0%	19,8%	19,1%	18,9%	18,8%	18,7%	18,7%	18,7%	18,7%	18,7%	18,7%	-14,1%	
Industriel PME	6,5%	6,4%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,4%	6,4%	6,4%	6,4%	4,9%	
Industriel Grande Entreprise	35,7%	35,8%	37,4%	37,6%	37,5%	37,5%	37,5%	37,5%	37,3%	37,3%	37,2%	73,7%	
Total Industriel	42,2%	42,3%	43,7%	43,8%	43,8%	43,8%	43,8%	43,8%	43,7%	43,7%	43,6%	78,6%	
Autres	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	11,0%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et doc. 3.1.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F1C

Prévision des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh)

	Données	Prévision d'Août 2004: Scénario FORT												
	Préliminaires ¹	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
Domestique & Agricole	57 382,0	58 340,0	59 319,0	60 072,0	60 921,0	61 298,0	61 864,0	62 286,0	63 048,0	63 328,0	63 843,0		6 461	646
Variation	2,1%	1,7%	1,7%	1,3%	1,4%	0,6%	0,9%	0,7%	1,2%	0,4%	0,8%		11,3%	1,1%
Général et Institutionnel	33 126,0	33 303,0	33 534,0	33 879,0	34 261,0	34 614,0	35 291,0	35 697,0	36 234,0	36 755,0	37 270,0		4 144	414
Variation	3,6%	0,5%	0,7%	1,0%	1,1%	1,0%	2,0%	1,2%	1,5%	1,4%	1,4%		12,5%	1,2%
Industriel PME	10 700,0	10 927,0	11 183,0	11 408,0	11 657,0	11 808,0	11 988,0	12 202,0	12 459,0	12 628,0	12 859,0		2 159	216
Variation	0,0%		2,3%	2,0%	2,2%	1,3%	1,5%	1,8%	2,1%	1,4%	1,8%		20,2%	1,8%
Industriel Grande Entreprise	59 022,0	67 377,0	68 576,0	70 541,0	73 294,0	75 189,0	76 414,0	78 147,0	79 870,0	82 535,0	85 327,0		26 305	2 631
Variation	-4,6%		1,8%	2,9%	3,9%	2,6%	1,6%	2,3%	2,2%	3,3%	3,4%		44,6%	2,7%
Total Industriel	69 722,0	78 304,0	79 759,0	81 949,0	84 951,0	86 997,0	88 402,0	90 349,0	92 329,0	95 163,0	98 186,0		28 464	2 846
Variation	-3,9%	12,3%	1,9%	2,7%	3,7%	2,4%	1,6%	2,2%	2,2%	3,1%	3,2%		40,8%	3,5%
Autres	4 993,0	5 117,0	5 265,0	5 390,0	5 510,0	5 602,0	5 711,0	5 827,0	5 962,0	6 067,0	6 191,0		1 198	120
Variation	1,1%	2,5%	2,9%	2,4%	2,2%	1,7%	1,9%	2,0%	2,3%	1,8%	2,0%		24,0%	2,2%
Ventes Totales	165 223,0	175 065,0	177 877,0	181 291,0	185 642,0	188 511,0	191 268,0	194 159,0	197 573,0	201 313,0	205 490,0		40 267	4 027
Variation	-0,3%	6,0%	1,6%	1,9%	2,4%	1,5%	1,5%	1,5%	1,8%	1,9%	2,1%		24,4%	2,2%
Part des ventes totales												Part de la demande supplémentaire		
Domestique & Agricole	34,7%	33,3%	33,3%	33,1%	32,8%	32,5%	32,3%	32,1%	31,9%	31,5%	31,1%		16,0%	
Général et Institutionnel	20,0%	19,0%	18,9%	18,7%	18,5%	18,4%	18,5%	18,4%	18,3%	18,3%	18,1%		10,3%	
Industriel PME	6,5%	6,2%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%	6,3%		5,4%	
Industriel Grande Entreprise	35,7%	38,5%	38,6%	38,9%	39,5%	39,9%	40,0%	40,2%	40,4%	41,0%	41,5%		65,3%	
Total Industriel	42,2%	44,7%	44,8%	45,2%	45,8%	46,1%	46,2%	46,5%	46,7%	47,3%	47,8%		70,7%	
Autres	3,0%	2,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%		3,0%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et doc. 3.1.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F1D

Historique et prévision des ventes d'électricité normalisées au secteur industriel (en GWh)

Historique et prévision des ventes d'électricité normalisées au secteur industriel (en GWh)											Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN												Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014			
Alumineries	15 700,0	15 900,0	16 000,0	16 200,0	16 400,0	16 600,0	16 700,0	17 200,0	18 300,0	20 600,0	16 900,0	21 300,0	23 900,0	24 200,0	24 500,0	24 700,0	24 800,0	24 800,0	24 800,0	24 800,0	24 800,0	7 900,0	790,0	
Variation		1,3%	0,6%	1,3%	1,2%	1,2%	0,6%	3,0%	6,4%	12,6%	-18,0%	26,0%	12,2%	1,3%	1,2%	0,8%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	46,7%	4,2%	
Pâtes et papiers	15 400,0	16 600,0	16 500,0	17 300,0	17 300,0	18 300,0	18 300,0	17 900,0	18 700,0	19 400,0	19 400,0	19 800,0	19 800,0	20 100,0	20 200,0	20 300,0	20 400,0	20 600,0	20 700,0	20 800,0	21 000,0	1 600,0	160,0	
Variation		7,8%	-0,6%	4,8%	0,0%	5,8%	0,0%	-2,2%	4,5%	3,7%	0,0%	2,1%	0,0%	1,5%	0,5%	0,5%	0,5%	1,0%	0,5%	0,5%	1,0%	8,2%	0,8%	
Industriel PME	7 300,0	7 500,0	7 600,0	7 800,0	7 800,0	8 200,0	9 500,0	9 500,0	9 800,0	10 700,0	10 700,0	10 718,0	10 832,0	10 950,0	11 105,0	11 205,0	11 321,0	11 462,0	11 634,0	11 746,0	11 902,0	1 202,0	120,2	
Variation		2,7%	1,3%	2,6%	0,0%	5,1%	15,9%	0,0%	3,2%	9,2%	0,0%	0,2%	1,1%	1,1%	1,4%	0,9%	1,0%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	11,2%	1,1%	
Autres secteurs industriels	18 200,0	19 300,0	19 700,0	19 900,0	20 500,0	20 200,0	21 400,0	21 700,0	21 800,0	21 900,0	22 100,0	22 100,0	22 300,0	23 000,0	23 900,0	24 500,0	24 700,0	25 000,0	25 200,0	25 500,0	25 600,0	3 500,0	350,0	
Variation		6,0%	2,1%	1,0%	3,0%	-1,5%	5,9%	1,4%	0,5%	0,5%	0,9%	0,0%	0,9%	3,1%	3,9%	2,5%	0,8%	1,2%	0,8%	1,2%	0,4%	15,8%	1,5%	
Incluant:																								
Autres fonte et affinage										6 000,0	6 000,0	6 000,0	6 200,0	6 500,0	6 900,0	7 000,0	7 000,0	7 100,0	7 200,0	7 200,0	7 300,0	1 300,0	130,0	
Variation										0,0%	0,0%	0,0%	3,3%	4,8%	6,2%	1,4%	0,0%	1,4%	1,4%	0,0%	1,4%	21,7%	2,0%	
Chimie										5 400,0	5 700,0	5 600,0	5 500,0	5 600,0	5 700,0	5 700,0	5 800,0	5 800,0	5 900,0	5 900,0	5 900,0	300,0	30,0	
Variation										5,6%	5,6%	-1,8%	-1,8%	1,8%	0,0%	1,8%	0,0%	1,8%	0,0%	1,7%	0,0%	5,4%	0,4%	
Sidérurgie										2 900,0	2 900,0	2 900,0	2 900,0	2 900,0	3 000,0	3 000,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 200,0	3 200,0	300,0	27,3	
Variation										0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	3,4%	0,0%	3,3%	0,0%	0,0%	3,2%	0,0%	10,3%	1,0%	
Mines										2 700,0	2 500,0	2 500,0	2 500,0	2 500,0	2 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 700,0	200,0	20,0		
Variation										-7,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	8,0%	3,7%	0,0%	0,0%	0,0%	-3,6%	8,0%	0,8%		
Autres										4 900,0	5 000,0	5 100,0	5 200,0	5 500,0	5 700,0	6 000,0	6 100,0	6 200,0	6 300,0	6 400,0	6 500,0	1 500,0	150,0	
Variation										2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	5,8%	3,6%	5,3%	1,7%	1,6%	1,6%	1,6%	1,6%	30,0%	2,7%	
Total Industriel	56 600,0	59 300,0	59 800,0	61 200,0	62 000,0	63 300,0	65 900,0	66 300,0	68 600,0	72 600,0	69 100,0	73 918,0	76 832,0	78 250,0	79 705,0	80 705,0	81 221,0	81 862,0	82 334,0	82 846,0	83 302,0	14 202,0	1 420,2	
Variation		4,8%	0,8%	2,3%	1,3%	2,1%	4,1%	0,6%	3,5%	5,8%	-4,8%	7,0%	3,9%	1,8%	1,9%	1,3%	0,6%	0,8%	0,6%	0,6%	0,6%	21%	2%	
Part des ventes totales																							Part de la demande suuolémentaire	
Aluminerie	27,7%	26,8%	26,8%	26,5%	26,5%	26,2%	25,3%	25,9%	26,7%	28,4%	24,5%	28,8%	31,1%	30,9%	30,7%	30,6%	30,5%	30,3%	30,1%	29,9%	29,8%	55,6%		
Pâtes et papiers	27,2%	28,0%	27,6%	28,3%	27,9%	28,9%	27,8%	27,0%	27,3%	26,7%	28,1%	26,8%	25,8%	25,7%	25,3%	25,2%	25,1%	25,2%	25,1%	25,1%	25,2%	11,3%		
Industriel PME	12,9%	12,6%	12,7%	12,7%	12,6%	13,0%	14,4%	14,3%	14,3%	14,7%	15,5%	14,5%	14,1%	14,0%	13,9%	13,9%	13,9%	14,0%	14,1%	14,2%	14,3%	8,5%		
Autres secteurs industriels	32,2%	32,5%	32,9%	32,5%	33,1%	31,9%	32,5%	32,7%	31,8%	30,2%	32,0%	29,9%	29,0%	29,4%	30,0%	30,4%	30,4%	30,5%	30,6%	30,8%	30,7%	24,6%		
Incluant:																								
Autres Fonte et affinage										8,3%	8,7%	8,1%	8,1%	8,3%	8,7%	8,7%	8,6%	8,7%	8,7%	8,7%	8,8%	9,2%		
Chimie										7,4%	8,2%	7,6%	7,2%	7,2%	7,0%	7,1%	7,0%	7,1%	7,0%	7,1%	7,1%	2,1%		
Sidérurgie										4,0%	4,2%	3,9%	3,8%	3,7%	3,8%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	3,8%	2,1%		
Mines										3,7%	3,6%	3,4%	3,3%	3,2%	3,4%	3,5%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,2%	1,4%		
Autres secteurs industriels										6,7%	7,2%	6,9%	6,8%	7,0%	7,2%	7,4%	7,5%	7,6%	7,7%	7,7%	7,8%	10,6%		

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Document 3, 3.1 et 1.1.

Tableau F2A

Historique des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Données Préliminaires ¹ 2004	Variation 1989-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1999-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1993-2004	Moyenne Annuelle
Domestique & Agricole	46 501,3	47 014,3	47 346,8	48 957,4	48 567,6	49 251,8	48 815,8	50 554,0	50 509,3	50 528,6	51 280,4	52 327,3	52 666,3	53 987,5	56 207,4	57 382,0	10 881	680,0	6 101,6	1 016,9	8 814,4	734,5
Variation		1,1%	0,7%	3,4%	-0,8%	1,4%	-0,9%	3,6%	-0,1%	0,0%	1,5%	2,0%	0,6%	2,5%	4,1%	2,1%	23,4%	1,4%	11,9%	2,1%	18,1%	1,5%
Général et Institutionnel	28 407,8	28 165,4	28 505,1	28 370,6	28 109,9	28 254,4	29 055,5	29 289,2	29 444,9	29 446,2	30 060,8	30 878,9	30 730,9	31 825,6	31 974,5	33 126,0	4 718	294,9	3 065,2	510,9	5 016,1	418,0
Variation		-0,9%	1,2%	-0,5%	-0,9%	0,5%	2,8%	0,8%	0,5%	0,0%	2,1%	2,7%	-0,5%	3,6%	0,5%	3,6%	16,6%	1,0%	10,2%	2,0%	17,8%	1,5%
Industriel PME						7 300,0	7 500,0	7 600,0	7 800,0	7 800,0	8 200,0	9 500,0	9 500,0	9 800,0	10 700,0	10 700,0			2 500,0	416,7	Période 1994-2004 3 400,0	283,3
Variation						2,7%	2,7%	1,3%	2,6%	0,0%	5,1%	15,9%	0,0%	3,2%	9,2%	0,0%			30,5%	5,6%	46,6%	4,0%
Industriel Grande Entreprise						49 300,0	51 800,0	52 200,0	53 300,0	54 200,0	55 200,0	56 400,0	56 800,0	58 800,0	61 900,0	59 022,0			3 822,0	637,0	9 722,0	810,2
Variation						5,1%	5,1%	0,8%	2,1%	1,7%	1,8%	2,2%	0,7%	3,5%	5,3%	-4,6%			6,9%	1,5%	19,7%	1,9%
Total Industriel ²	46 516,0	45 928,8	48 105,6	49 662,2	54 639,9	56 582,7	59 262,8	59 819,2	61 139,5	61 965,8	63 403,6	65 995,4	66 330,3	68 580,0	72 558,8	69 722,0	23 206	1 450,4	6 318,4	1 053,1	15 082,1	1 256,8
Variation		-1,3%	4,7%	3,2%	10,0%	3,6%	4,7%	0,9%	2,2%	1,4%	2,3%	4,1%	0,5%	3,4%	5,8%	-3,9%	49,9%	2,8%	10,0%	2,0%	27,6%	2,3%
Autres	4 597,5	4 775,5	4 687,8	4 780,6	4 649,3	4 644,4	4 830,6	5 279,9	5 323,5	4 730,8	4 614,7	4 673,1	4 768,8	4 833,2	4 940,8	4 993,0	396	24,7	378,3	63,0	343,7	28,6
Variation		3,9%	-1,8%	2,0%	-2,7%	-0,1%	4,0%	9,3%	0,8%	-11,1%	-2,5%	1,3%	2,0%	1,4%	2,2%	1,1%	8,6%	0,6%	8,2%	0,9%	7,4%	0,8%
Ventes Totales	126 022,6	125 884,1	128 645,2	131 770,8	135 966,6	138 733,3	141 964,7	144 942,4	146 417,2	146 671,4	149 359,5	153 874,7	154 496,3	159 226,3	165 681,4	165 223,0	39 200,4	2 450,0	15 863,5	2 643,9	29 256,4	2 438,0
Variation		-0,1%	2,2%	2,4%	3,2%	2,0%	2,3%	2,1%	1,0%	0,2%	1,8%	3,0%	0,4%	3,1%	4,1%	-0,3%	31,1%	1,8%	10,6%	2,0%	21,5%	1,8%
Part des ventes totales																	Part de la demande supplémentaire		Part de la demande supplémentaire		Part de la demande supplémentaire	
Domestique & Agricole	36,9%	37,3%	36,8%	37,2%	35,7%	35,5%	34,4%	34,9%	34,5%	34,5%	34,3%	34,0%	34,1%	33,9%	33,9%	34,7%	27,8%		38,5%		30,1%	
Général et Institutionnel	22,5%	22,4%	22,2%	21,5%	20,7%	20,4%	20,5%	20,2%	20,1%	20,1%	20,1%	20,1%	19,9%	20,0%	19,3%	20,0%	12,0%		19,3%		17,1%	
Industriel PME						5,3%	5,3%	5,2%	5,3%	5,3%	5,5%	6,2%	6,1%	6,2%	6,5%	6,5%			15,8%		11,6%	
Industriel Grande Entreprise						35,5%	36,5%	36,0%	36,4%	37,0%	37,0%	36,7%	36,8%	36,9%	37,4%	35,7%			24,1%		33,2%	
Industriel ²	36,9%	36,5%	37,4%	37,7%	40,2%	40,8%	41,7%	41,3%	41,8%	42,2%	42,5%	42,9%	42,9%	43,1%	43,8%	42,2%	59,2%		39,8%		51,6%	
Autres	3,6%	3,8%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,6%	3,6%	3,2%	3,1%	3,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	1,0%		2,4%		1,2%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F2A.1

Historique des ventes d'électricité normalisées au Québec (en GWh, excluant l'effet de la grève à l'aluminerie ABI)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Données Préliminaires ¹ 2004	Variation 1989-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1999-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1993-2004	Moyenne Annuelle
Domestique & Agricole	46 501,3	47 014,3	47 346,8	48 957,4	48 567,6	49 251,8	48 815,8	50 554,0	50 509,3	50 528,6	51 280,4	52 327,3	52 666,3	53 987,5	56 207,4	57 382,0	10 881	680,0	6 101,6	1 016,9	8 814,4	734,5
Variation		1,1%	0,7%	3,4%	-0,8%	1,4%	-0,9%	3,6%	-0,1%	0,0%	1,5%	2,0%	0,6%	2,5%	4,1%	2,1%	23,4%	1,4%	11,9%	2,1%	18,1%	1,5%
Général et Institutionnel	28 407,8	28 165,4	28 505,1	28 370,6	28 109,9	28 254,4	29 055,5	29 289,2	29 444,9	29 446,2	30 060,8	30 878,9	30 730,9	31 825,6	31 974,5	33 126,0	4 718	294,9	3 065,2	510,9	5 016,1	418,0
Variation		-0,9%	1,2%	-0,5%	-0,9%	0,5%	2,8%	0,8%	0,5%	0,0%	2,1%	2,7%	-0,5%	3,6%	0,5%	3,6%	16,6%	1,0%	10,2%	2,0%	17,8%	1,5%
Industriel PME						7 300,0	7 500,0	7 600,0	7 800,0	7 800,0	8 200,0	9 500,0	9 500,0	9 800,0	10 700,0	10 700,0			2 500,0	416,7	3 400,0	283,3
Variation							2,7%	1,3%	2,6%	0,0%	5,1%	15,9%	0,0%	3,2%	9,2%	0,0%			30,5%	5,6%	46,6%	4,0%
Industriel Grande Entreprise						49 300,0	51 800,0	52 200,0	53 300,0	54 200,0	55 200,0	56 400,0	56 800,0	58 800,0	61 900,0	62 722,0			7 522,0	1 253,7	13 422,0	1 118,5
Variation							5,1%	0,8%	2,1%	1,7%	1,8%	2,2%	0,7%	3,5%	5,3%	1,3%			13,6%	2,5%	27,2%	2,4%
Total Industriel²	46 516,0	45 928,8	48 105,6	49 662,2	54 639,9	56 582,7	59 262,8	59 819,2	61 139,5	61 965,8	63 403,6	65 995,4	66 330,3	68 580,0	72 558,8	73 422,0	26 906	1 681,6	10 018,4	1 669,7	18 782,1	1 565,2
Variation		-1,3%	4,7%	3,2%	10,0%	3,6%	4,7%	0,9%	2,2%	1,4%	2,3%	4,1%	0,5%	3,4%	5,8%	1,2%	57,8%	3,1%	15,8%	2,9%	34,4%	2,7%
Autres	4 597,5	4 775,5	4 687,8	4 780,6	4 649,3	4 644,4	4 830,6	5 279,9	5 323,5	4 730,8	4 614,7	4 673,1	4 768,8	4 833,2	4 940,8	4 993,0	396	24,7	378,3	63,0	343,7	28,6
Variation		3,9%	-1,8%	2,0%	-2,7%	-0,1%	4,0%	9,3%	0,8%	-11,1%	-2,5%	1,3%	2,0%	1,4%	2,2%	1,1%	8,6%	0,6%	8,2%	0,9%	7,4%	0,8%
Ventes Totales	126 022,6	125 884,1	128 645,2	131 770,8	135 966,6	138 733,3	141 964,7	144 942,4	146 417,2	146 671,4	149 359,5	153 874,7	154 496,3	159 226,3	165 681,4	168 923,0	42 900	2 681,3	19 563,5	3 260,6	32 956,4	2 746,4
Variation		-0,1%	2,2%	2,4%	3,2%	2,0%	2,3%	2,1%	1,0%	0,2%	1,8%	3,0%	0,4%	3,1%	4,1%	2,0%	34,0%	2,0%	13,1%	2,4%	24,2%	2,0%
Part des ventes totales																	Part de la demande supplémentaire		Part de la demande supplémentaire		Part de la demande supplémentaire	
Domestique & Agricole	36,9%	37,3%	36,8%	37,2%	35,7%	35,5%	34,4%	34,9%	34,5%	34,5%	34,3%	34,0%	34,1%	33,9%	33,9%	34,0%	25,4%		31,2%		26,7%	
Général et Institutionnel	22,5%	22,4%	22,2%	21,5%	20,7%	20,4%	20,5%	20,2%	20,1%	20,1%	20,1%	20,1%	19,9%	20,0%	19,3%	19,6%	11,0%		15,7%		15,2%	
Industriel PME						5,3%	5,3%	5,2%	5,3%	5,3%	5,5%	6,2%	6,1%	6,2%	6,5%	6,3%			12,8%		10,3%	
Industriel Grande Entreprise						35,5%	36,5%	36,0%	36,4%	37,0%	37,0%	36,7%	36,8%	36,9%	37,4%	37,1%			38,4%		40,7%	
Industriel²	36,9%	36,5%	37,4%	37,7%	40,2%	40,8%	41,7%	41,3%	41,8%	42,2%	42,5%	42,9%	42,9%	43,1%	43,8%	43,5%	62,7%		51,2%		57,0%	
Autres	3,6%	3,8%	3,6%	3,6%	3,4%	3,3%	3,4%	3,6%	3,6%	3,2%	3,1%	3,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	0,9%		1,9%		1,0%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3.

Note 1: Pour le secteur industriel, les données de 2004 représente une estimation de la part industriel GE et industriel PME, à partir des données préliminaires du Distributeur et de la prévision pour 2004.

Note 2: Le total industriel provient du Distributeur et peut différer pour du total de industriel GE et industriel PME, en raison de l'arrondissement des données entre 1994 et 2003.

Tableau F2B

Historique des ventes réelles d'électricité au Québec (en GWh)

																Données Préliminaires				
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Variation 1989-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1999-2004	Moyenne Annuelle
Domestique & Agricole	47 609,0	46 993,5 -1,3%	46 247,0 -1,6%	49 221,4 6,4%	49 280,9 0,1%	49 437,0 0,3%	48 841,9 -1,2%	50 294,1 3,0%	51 246,2 1,9%	47 701,0 -6,9%	49 314,9 3,4%	51 666,3 4,8%	50 849,5 -1,6%	53 230,8 4,7%	57 216,7 7,5%	58 002,0 1,4%	10 393 21,8%	649,6 1,4%	8 687,1 17,6%	1 447,9 3,4%
Général et Institutionnel	28 750,0	28 315,8 -1,5%	28 262,4 -0,2%	28 296,4 0,1%	28 357,6 0,2%	28 314,9 -0,2%	29 105,0 2,8%	29 157,4 0,2%	29 559,8 1,4%	28 810,3 -2,5%	29 763,4 3,3%	30 489,6 2,4%	30 364,7 -0,4%	31 695,1 4,4%	32 313,9 2,0%	33 137,0 2,5%	4 387 15,3%	274,2 1,0%	3 373,6 11,3%	562,3 2,4%
Industriel ²	46 502,0	46 009,3 -1,1%	48 089,1 4,5%	49 647,7 3,2%	54 646,1 10,1%	56 574,2 3,5%	59 251,5 4,7%	59 800,8 0,9%	61 143,5 2,2%	61 771,3 1,0%	63 399,2 2,6%	65 945,2 4,0%	66 344,4 0,6%	68 535,2 3,3%	72 549,0 5,9%	69 722,0 -3,9%	23 220 49,9%	1 451,3 2,8%	6 322,8 10,0%	1 053,8 2,1%
Autres	4 688,0	4 713,0 0,5%	4 632,0 -1,7%	4 801,0 3,6%	4 695,0 -2,2%	4 670,0 -0,5%	4 832,0 3,5%	5 261,7 8,9%	5 361,4 1,9%	4 518,7 -15,7%	4 499,8 -0,4%	4 639,6 3,1%	4 648,1 0,2%	4 804,8 3,4%	5 011,0 4,3%	5 026,0 0,3%	338 7,2%	21,1 0,6%	526,2 11,7%	87,7 1,8%
Ventes Totales	127 549,0	126 031,6 -1,2%	127 230,4 1,0%	131 966,5 3,7%	136 979,5 3,8%	138 996,1 1,5%	142 030,5 2,2%	144 514,0 1,7%	147 310,8 1,9%	142 801,2 -3,1%	146 977,2 2,9%	152 740,6 3,9%	152 206,9 -0,3%	158 265,8 4,0%	167 090,6 5,6%	165 887,0 -0,7%	38 338 30,1%	2 396,1 1,8%	18 909,8 12,9%	3 151,6 2,6%
Part des ventes totales																	Part de la demande supplémentaire	Part de la demande supplémentaire		
Domestique & Agricole	37,3%	37,3%	36,3%	37,3%	36,0%	35,6%	34,4%	34,8%	34,8%	33,4%	33,6%	33,8%	33,4%	33,6%	34,2%	35,0%	27,1%		45,9%	
Général et Institutionnel	22,5%	22,5%	22,2%	21,4%	20,7%	20,4%	20,5%	20,2%	20,1%	20,2%	20,3%	20,0%	19,9%	20,0%	19,3%	20,0%	11,4%		17,8%	
Industriel ²	36,5%	36,5%	37,8%	37,6%	39,9%	40,7%	41,7%	41,4%	41,5%	43,3%	43,1%	43,2%	43,6%	43,3%	43,4%	42,0%	60,6%		33,4%	
Autres	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,4%	3,4%	3,4%	3,6%	3,6%	3,2%	3,1%	3,0%	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	0,9%		2,8%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3.

1 Données préliminaires pour 2004.

2 Incluant les ventes Industrielles GE et PME

Tableau F2C

Normalisation et historique des ventes d'électricité réelles et normalisées au Québec (en GWh)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	Données Préliminaires 2004	Moyenne Annuelle 1989-2004	Moyenne Annuelle 1998-2004	Moyenne Annuelle 1989-1997
Domestique & Agricole																			
Réelles	47 609,0	46 993,5	46 247,0	49 221,4	49 280,9	49 437,0	48 841,9	50 294,1	51 246,2	47 701,0	49 314,9	51 666,3	50 849,5	53 230,8	57 216,7	58 002,0			
Normalisées	46 501,3	47 014,3	47 346,8	48 957,4	48 567,6	49 251,8	48 815,8	50 554,0	50 509,3	50 528,6	51 280,4	52 327,3	52 666,3	53 987,5	56 207,4	57 382,0			
Normalisation	-1 107,7	20,8	1 099,8	-264,0	-713,3	-185,2	-26,1	259,9	-736,8	2 827,6	1 965,5	661,0	1 816,8	756,7	-1 009,3	-620,0	296,6	914,0	-183,6
Général et Institutionnel																			
Réelles	28 750,0	28 315,8	28 262,4	28 296,4	28 357,6	28 314,9	29 105,0	29 157,4	29 559,8	28 810,3	29 763,4	30 489,6	30 364,7	31 695,1	32 313,9	33 137,0			
Normalisées	28 407,8	28 165,4	28 505,1	28 370,6	28 109,9	28 254,4	29 055,5	29 289,2	29 444,9	29 446,2	30 060,8	30 878,9	30 730,9	31 825,6	31 974,5	33 126,0			
Normalisation	-342,2	-150,4	242,7	74,2	-247,6	-60,5	-49,6	131,8	-114,9	635,9	297,4	389,3	366,2	130,5	-339,4	-11,0	59,5	209,8	-57,4
Industriel ²																			
Réelles	46 502,0	46 009,3	48 089,1	49 647,7	54 646,1	56 574,2	59 251,5	59 800,8	61 143,5	61 771,3	63 399,2	65 945,2	66 344,4	68 535,2	72 549,0	69 722,0			
Normalisées	46 516,0	45 928,8	48 105,6	49 662,2	54 639,9	56 582,7	59 262,8	59 819,2	61 139,5	61 965,8	63 403,6	65 995,4	66 330,3	68 580,0	72 558,8	69 722,0			
Normalisation	14,0	-80,5	16,5	14,5	-6,2	8,5	11,3	18,4	-4,0	194,5	4,5	50,2	-14,2	44,8	9,7	0,0	17,6	41,4	-0,8
Autres																			
Réelles	4 688,0	4 713,0	4 632,0	4 801,0	4 695,0	4 670,0	4 832,0	5 261,7	5 361,4	4 518,7	4 499,8	4 639,6	4 648,1	4 804,8	5 011,0	5 026,0			
Normalisées	4 597,5	4 775,5	4 687,8	4 780,6	4 649,3	4 644,4	4 830,6	5 279,9	5 323,5	4 730,8	4 614,7	4 673,1	4 768,8	4 833,2	4 940,8	4 993,0			
Normalisation	-90,5	62,5	55,8	-20,4	-45,7	-25,6	-1,4	18,2	-37,9	212,2	114,9	33,5	120,7	28,4	-70,2	-33,0	20,1	58,1	-9,4
Ventes Totales																			
Réelles	127 549,0	126 031,6	127 230,4	131 966,5	136 979,5	138 996,1	142 030,5	144 514,0	147 310,8	142 801,2	146 977,2	152 740,6	152 206,9	158 265,8	167 090,6	165 887,0			
Normalisées	126 022,6	125 884,1	128 645,2	131 770,8	135 966,6	138 733,3	141 964,7	144 942,4	146 417,2	146 671,4	149 359,5	153 874,7	154 496,3	159 226,3	165 681,4	165 223,0			
Normalisation	-1 526,4	-147,5	1 414,8	-195,8	-1 012,9	-262,8	-65,8	428,3	-893,6	3 870,2	2 382,3	1 134,1	2 289,4	960,5	-1 409,3	-664,0	393,8	1 223,3	-251,3
Normalisation en pourcentage des ventes réelles	-1,2%	-0,1%	1,1%	-0,1%	-0,7%	-0,2%	0,0%	0,3%	-0,6%	2,7%	1,6%	0,7%	1,5%	0,6%	-0,8%	-0,4%	0,3%	0,8%	-0,2%
																Médiane	-0,1%	0,7%	-0,1%
Données climatiques																			
Température moyenne	5,7	7,2	7,1	5,5	5,7	5,8	6,6	6,1	5,8	8,6	8,2	6,4	7,9	7,5	6,4	6,2	6,7	7,3	6,2
Vents (km/h) moyens	13,2	14,3	13,4	13,5	13,0	13,3	14,4	14,4	14,4	14,0	15,5	16,4	16,2	17,0	16,5	16,5	14,8	16,0	13,8
Degrés-jours chauffage totaux	4 755,0	4 138,5	4 242,5	4 728,0	4 714,0	4 644,0	4 428,0	4 425,5	4 629,0	3 733,0	3 963,5	4 428,0	3 999,5	4 180,0	4 555,5	4 519,0	4 380,2	4 196,9	4 522,7
Degrés-jours climatisation totaux	283,0	240,5	283,0	141,5	256,5	234,5	305,0	234,5	216,5	323,5	411,0	197,0	361,0	364,5	336,0	218,0	275,4	315,9	243,9
Nébulosité moyenne	5,4	5,9	5,4	5,7	5,7	5,4	5,7	6,1	6,0	6,0	5,6	6,3	5,8	6,2	6,1	6,0	5,8	6,0	5,7

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et 3.2.

1 Données préliminaires pour 2004.

2 Incluant les ventes Industrielles GE et PME

Tableau F2D

Historique des principales variables démographiques, économiques et énergétiques

Données HQD	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	Variation 1989-2004	Moyenne annuelle	Variation 1999-2004	Moyenne Annuelle	Variation 1993-2004	Moyenne annuelle
	Prévision HD ¹																					
Population totale au Québec ('000) Variation	6 929,0 1,1%	7 004,0 1,1%	7 065,0 0,9%	7 108,0 0,6%	7 155,0 0,7%	7 192,0 0,5%	7 219,0 0,4%	7 247,0 0,4%	7 275,0 0,4%	7 296,0 0,3%	7 323,0 0,4%	7 357,0 0,5%	7 397,0 0,5%	7 446,0 0,7%	7 492,0 0,62%	7 542,7 0,68%	613,7 8,9%	0,6%	219,7 3,0%	0,6%	387,7 5,4%	0,5%
Âge moyen (années) Variation	35,3 0,6%	35,5 0,6%	35,7 0,6%	35,9 0,6%	36,1 0,6%	36,4 0,8%	36,6 0,5%	36,9 0,8%	37,2 0,8%	37,5 0,8%	37,8 0,8%	38,1 0,8%	38,5 1,0%	38,8 0,8%	39,1 0,77%	39,4 0,87%	4,1 11,7%	37,2 0,7%	1,6 4,3%	38,6 0,8%	3,3 9,3%	37,7 0,8%
Nombre de ménages ('000) Variation	2 601,0 1,9%	2 650,0 1,9%	2 689,0 1,5%	2 731,0 1,6%	2 771,0 1,5%	2 811,0 1,4%	2 848,0 1,3%	2 879,0 1,1%	2 911,0 1,1%	2 941,0 1,0%	2 976,0 1,2%	3 013,0 1,2%	3 043,0 1,0%	3 083,0 1,3%	3 128,0 1,46%	3 174,1 1,47%	573,1 22,0%	2 890,6 1,3%	198,1 6,7%	3 069,5 1,3%	403,1 14,5%	2 964,8 1,2%
Mises en chantier ('000) ¹ Variation	49,0 -1,8%	48,1 -1,8%	44,7 -7,1%	38,2 -14,5%	34,0 -11,0%	34,1 0,3%	22,4 -34,3%	23,2 3,6%	25,8 11,2%	23,0 -10,9%	25,5 10,9%	24,9 -2,4%	27,8 11,6%	42,6 53,2%	50,3 18,08%	58,5 16,30%	9,5 19,4%	35,8 2,9%	33,0 129,4%	38,3 18,0%	24,5 72,1%	32,7 37,1%
Formation annuelle de ménages ('000) Variation	56,2 -12,5%	49,2 -12,5%	39,1 -20,5%	42,0 7,4%	48,0 14,6%	40,0 -16,7%	37,0 -7,5%	31,0 -16,2%	32,0 3,2%	29,7 -9,4%	35,6 19,9%	36,6 2,8%	30,3 -17,2%	40,3 33,0%	44,2 9,68%	46,4 4,98%	-9,8 -17,4%	39,4 -0,3%	10,8 30,3%	38,9 8,9%	6,4 16,0%	36,9 2,3%
PIB réel (\$1997) Variation	170 793,0 0,3%	171 349,0 0,3%	166 736,0 -2,7%	167 346,0 0,4%	170 606,0 1,9%	177 994,0 4,3%	180 934,0 1,7%	182 778,0 1,0%	188 565,0 3,2%	194 550,0 3,2%	206 663,0 6,2%	216 360,0 4,7%	220 393,0 1,9%	229 309,0 4,0%	233 608,0 1,9%	238 046,6 1,9%	67 253,6 39,4%	2,52%	31 383,6 15,2%	3,4%	67 440,6 39,5%	3,1%
PIB manufacturier (\$1997) Variation	34 033,0 -1,5%	33 518,0 -1,5%	30 845,0 -8,0%	30 898,0 0,2%	33 093,0 7,1%	35 244,0 6,5%	35 454,0 0,6%	35 316,0 -0,4%	37 782,0 7,0%	39 431,0 4,4%	43 746,0 10,9%	48 234,0 10,3%	47 652,0 -1,2%	48 486,0 1,8%	47 468,0 -2,10%	49 000,0 3,23%	14 967,0 44,0%	2,6%	5 254,0 12,0%	3,8%	15 907,0 48,1%	3,7%
PIB tertiaire (\$1997) Variation	111 040,0 0,7%	111 846,0 0,7%	111 731,0 -0,1%	113 831,0 1,9%	115 507,0 1,5%	118 793,0 2,8%	121 190,0 2,0%	121 802,0 0,5%	124 421,0 2,2%	127 778,0 2,7%	134 941,0 5,6%	140 009,0 3,8%	143 822,0 2,7%	150 781,0 4,8%	154 577,0 2,52%	158 756,0 2,70%	47 716,0 43,0%	2,4%	23 815,0 17,6%	3,7%	43 249,0 37,4%	2,9%
Revenu personnel disponible (\$1992) Variation	113 436,0 1,4%	115 058,0 1,4%	110 728,0 -3,8%	110 335,0 -0,4%	111 895,0 1,4%	114 740,0 2,5%	115 683,0 0,8%	115 959,0 0,2%	116 355,0 0,3%	117 995,0 1,4%	121 376,0 2,9%	126 002,0 3,8%	128 543,0 2,0%	133 146,0 3,6%	134 363,0 1,3%	137 141,0 2,07%	23 705,0 20,9%	1,3%	15 765,0 13,0%	2,9%	25 246,0 22,6%	2,0%
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc) Variation	1,52 3,9%	1,58 3,9%	1,27 -19,6%	1,19 -6,3%	2,38 100,0%	2,12 -10,9%	1,21 -42,9%	1,49 23,1%	1,97 32,2%	2,24 13,7%	3,00 33,9%	5,10 70,0%	6,31 23,8%	4,23 -32,9%	6,85 61,66%	7,01 2,41%	5,5 36,1%	3,1 16,8%	4,0 133,7%	5,4 26,8%	4,6 194,5%	3,7 15,8%
Pétrole brut WTI (\$US/baril) Variation	19,67 24,4%	24,47 24,4%	21,23 -13,2%	20,57 -3,1%	18,44 -10,4%	17,16 -6,9%	18,43 7,4%	22,16 20,2%	20,73 -6,5%	14,39 -30,6%	19,23 33,6%	30,31 57,6%	25,92 -14,5%	26,10 0,7%	31,13 19,26%	37,98 22,00%	18,3 93,1%	23,0 6,7%	18,8 97,5%	28,4 19,8%	19,5 106,0%	23,5 9,3%
Autres données HQD																						
Indice synthétique de fécondité (enfants/femme) Variation	1,51 8,2%	1,63 8,2%	1,65 1,3%	1,67 0,7%	1,63 -1,9%	1,63 0,0%	1,61 -1,5%	1,60 -0,4%	1,53 -4,6%	1,48 -3,4%	1,45 -1,7%	1,43 -1,3%	1,47 2,7%	1,47 -0,5%	1,45 -1,02%	1,48 1,72%	0,0 -2,3%	1,5 -0,1%	0,0 1,5%	1,5 0,0%	-0,2 -0,7%	1,5 -0,9%
Espérance de vie à la naissance (années) ² Variation	76,9 0,4%	77,2 0,4%	77,4 0,3%	77,5 0,1%	77,7 0,3%	77,9 0,3%	78,0 0,1%	78,1 0,1%	78,1 0,0%	78,4 0,1%	78,8 0,5%	79,1 0,4%	79,2 0,1%	79,6 0,5%	79,8 0,25%	79,8 0,25%	2,9 3,8%	78,2 0,2%	1,5 1,9%	79,1 0,4%	2,1 2,7%	78,6 0,2%
Solde migratoire Variation	48 141 -41,4%	28 208 -41,4%	10 761 -61,9%	-5 100 -147,4%	4 171 -181,8%	-3 112 -174,6%	-9 326 199,7%	-6 540 -29,9%	-975 -85,1%	-1 687 73,0%	7 508 -545,1%	12 784 70,3%	22 153 73,3%	25 718 16,1%	24 082 -6,36%	24 838 3,14%	-23 303,5 -46,4%	11 351,5 -55,9%	17 329,6 230,8%	19 513,8 -64,8%	20 666,6 495,5%	8 301,1 -36,9%
Taux de change (\$US/\$CAN) Variation	0,845 1,4%	0,857 1,4%	0,873 1,9%	0,828 -5,2%	0,776 -6,3%	0,732 -5,7%	0,729 -0,4%	0,733 0,5%	0,722 -1,5%	0,675 -6,5%	0,673 -0,3%	0,673 0,0%	0,646 -4,0%	0,637 -1,4%	0,716 12,40%	0,749 4,61%	-0,1 -11,4%	0,74 -0,7%	0,1 11,3%	0,68 1,9%	0,0 -3,5%	0,7 -0,2%
Bons du trésor 90 jours (%) Variation	12,05 6,3%	12,81 6,3%	8,76 -31,6%	6,57 -25,0%	4,84 -26,3%	5,52 14,0%	7,05 27,7%	4,21 -40,3%	3,2 -24,0%	4,72 47,5%	4,69 -0,6%	5,45 16,2%	3,74 -31,4%	2,60 -30,5%	2,90 11,54%	2,30 -20,69%	-9,8 -80,9%	5,7 -7,1%	-2,4 -51,0%	3,6 -9,2%	-2,5 -52,5%	4,3 -2,8%
Obligations fédérales 10 ans (%) Variation	9,8 9,8%	10,76 9,8%	9,42 -12,5%	8,05 -14,5%	7,22 -10,3%	8,43 16,8%	8,08 -4,2%	7,2 -10,9%	6,11 -15,1%	5,3 -13,3%	5,55 4,7%	5,89 6,1%	5,47 -7,1%	5,30 -3,1%	4,80 -9,43%	4,90 2,08%	-4,9 -50,0%	7,0 -4,1%	-0,6 -11,7%	-5,3 -1,1%	-2,3 -32,1%	6,2 -3,0%
Indice des prix à la consommation au Canada (I) Variation	5,0 5,0%	4,8 -4,0%	5,6 16,7%	1,5 -73,2%	1,8 19,2%	0,2 -77,8%	2,2 1000,0%	1,6 -22,2%	1,6 0,0%	0,9 -43,8%	1,8 83,3%	2,7 50,0%	2,6 -3,7%	2,2 -15,4%	2,7 22,7%	1,1 -59,1%	-3,9 -450,0%	2,4 214,3%	-0,7 -29,6%	2,2 181,8%	-0,7 -31,8%	1,8 136,4%

Sources: R-3550-2004, HQD-2 Doc. 1 et HQD-5 Doc. 3.

¹ Les mises en chantier sont égales à la formation de ménage à partir de 2007 (hypothèse de HQD).² Moyenne homme et femme.

Tableau F3A

Prévision des principales variables démographiques, économiques et énergétiques

Données HQ	Prévision HQD ⁴	Prévision d'Août 2004: SCÉNARIO MOYEN										Variation 2004-2014	Moyenne annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Population totale au Québec ('000)	7 542,8	7 566,1	7 597,3	7 627,8	7 657,2	7 685,5	7 712,6	7 738,4	7 763,0	7 786,4	7 808,4	265,6	0,4%
Variation	0,68%	0,31%	0,41%	0,40%	0,39%	0,37%	0,35%	0,34%	0,32%	0,30%	0,28%	3,5%	0,4%
Âge moyen (années)	39,4	39,8	40,1	40,4	40,7	41,0	41,2	41,5	41,8	42,1	42,3	2,9	41,1
Variation	0,87%	0,81%	0,79%	0,75%	0,72%	0,71%	0,71%	0,69%	0,66%	0,63%	0,62%	7,3%	0,7%
Nombre de ménages ('000)	3 174,1	3 213,0	3 249,2	3 283,1	3 314,6	3 345,2	3 374,7	3 402,8	3 427,5	3 450,7	3 474,2	300,1	9,5%
Variation	1,47%	1,23%	1,13%	1,04%	0,96%	0,92%	0,88%	0,83%	0,73%	0,67%	0,68%	9,5%	0,9%
Mises en chantier ('000) ¹	58,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5	-35,0	30,5
Variation	16,30%	-26,15%	-16,67%	-5,56%	-5,88%	-4,38%	-3,59%	-4,75%	-12,10%	-6,48%	1,73%	-59,8%	-6,4%
Formation annuelle de ménages ('000)	46,4	38,9	36,2	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5	-22,9	30,1
Variation	4,98%	-16,16%	-6,94%	-6,08%	-5,88%	-4,38%	-3,59%	-4,75%	-12,10%	-6,48%	1,73%	-49,4%	-5,4%
PIB réel (\$1997)	238 747,4	246 357,0	252 796,0	259 150,0	265 377,0	272 011,0	278 811,0	285 781,0	292 069,0	298 494,0	305 061,0	66 313,6	2,4%
Variation	2,20%	3,19%	2,61%	2,51%	2,40%	2,50%	2,50%	2,50%	2,20%	2,20%	2,20%	27,8%	2,4%
PIB manufacturier (\$1997)	49 000,0	50 362,0	51 873,0	53 325,0	54 712,0	56 189,0	57 706,0	59 264,0	60 687,0	62 143,0	63 635,0	14 635,0	29,9%
Variation	3,23%	2,78%	3,00%	2,80%	2,60%	2,70%	2,70%	2,70%	2,40%	2,40%	2,40%	29,9%	2,6%
PIB tertiaire (\$1997)	158 756,0	162 802,0	167 221,0	171 476,0	175 663,0	180 054,0	184 556,0	189 170,0	193 331,0	197 585,0	201 931,0	43 175,0	27,2%
Variation	2,70%	2,55%	2,71%	2,54%	2,44%	2,50%	2,50%	2,50%	2,20%	2,20%	2,20%	27,2%	2,4%
Revenu personnel disponible (\$1992)	137 141,0	139 661,0	142 868,0	146 019,0	149 097,0	152 377,0	155 729,0	159 155,0	162 179,0	165 261,0	168 401,0	31 260,0	22,2%
Variation	2,07%	1,84%	2,30%	2,21%	2,11%	2,20%	2,20%	2,20%	1,90%	1,90%	1,90%	22,2%	2,1%
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	7,01	7,16	6,82	6,45	6,24	5,86	5,59	5,55	5,49	5,54	5,79	-1,2	6,0
Variation	2,41%	2,14%	-4,75%	-5,43%	-3,26%	-6,09%	-4,61%	-0,72%	-1,08%	0,91%	4,51%	-17,4%	-2,3%
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37	-2,6	32,3
Variation	22,00%	-4,29%	-10,01%	-8,28%	0,00%	0,00%	1,77%	3,28%	3,90%	3,91%	3,91%	-6,9%	-0,2%
Autres données													
Indice synthétique de fécondité (enfants/femme)	1,48	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,0	1,5
Variation	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%
Espérance de vie à la naissance (années) ²	79,8	79,9	80,1	80,2	80,3	80,4	80,6	80,7	80,8	80,9	81,1	1,3	80,5
Variation	0,3%	0,1%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	1,6%	0,2%
Solde migratoire	24 838	17 250	13 750	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	-10 587,6	14 500,0
Variation	3,1%	-30,5%	-20,3%	3,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-42,6%	-1,9%
Taux de change (\$US/\$CAN) ³	0,749	0,744	0,744	0,742	0,739	0,796	0,796	0,796	0,856	0,856	0,856	0,11	0,79
Variation	4,6%	-0,7%	0,0%	-0,3%	-0,4%	7,7%	0,0%	0,0%	7,5%	0,0%	0,0%	14,3%	1,6%
Bons du trésor 90 jours (%) ³	2,30	3,30	4,20	3,90	4,00	4,20	4,20	4,20	4,50	4,50	4,50	2,2	4,2
Variation	-20,7%	43,5%	27,3%	-7,1%	2,6%	5,0%	0,0%	0,0%	7,1%	0,0%	0,0%	95,7%	3,9%
Obligations fédérales 10 ans (%) ³	4,90	5,20	5,40	5,20	5,30	5,40	5,40	5,40	5,60	5,60	5,60	0,7	5,4
Variation	2,1%	6,1%	3,8%	-3,7%	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	14,3%	0,9%
Indice des prix à la consommation au Canada (%)	1,1	1,3	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,9	1,8

Sources: R-3550-2004, HQD-2 Doc. 1 et HQD-5 Doc. 3.

Tableau F3B

Prévision des principales variables démographiques, économiques et énergétiques

	Prévision HQD ⁴	Prévision d'Août 2004: SCÉNARIO FAIBLE										Variation 2004-2014	Moyenne annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Population totale au Québec ('000)	7 542,8	7 520,8	7 526,4	7 531,9	7 536,0	7 538,8	7 540,2	7 540,2	7 538,8	7 536,0	7 531,8	-11,0	0,02%
Variation	0,68%	-0,29%	0,08%	0,07%	0,05%	0,04%	0,02%	0,00%	-0,02%	-0,04%	-0,06%	-0,1%	
Âge moyen (années)	39,5	39,9	40,2	40,6	41,0	41,3	41,7	42,0	42,3	42,7	43,0	3,5	41,5
Variation	0,98%	0,96%	0,95%	0,91%	0,87%	0,85%	0,86%	0,83%	0,80%	0,77%	0,76%	8,9%	0,8%
Nombre de ménages ('000)	3 163,8	3 194,3	3 218,7	3 243,0	3 264,7	3 285,9	3 305,8	3 324,2	3 340,8	3 355,6	3 370,7	206,9	0,6%
Variation	1,14%	0,96%	0,76%	0,76%	0,67%	0,65%	0,61%	0,56%	0,50%	0,44%	0,45%	6,5%	
Mises en chantier ('000) ¹	58,5	35,0	30,0	28,0	26,0	21,3	19,9	18,4	16,5	14,8	15,1	-43,4	22,5
Variation	16,30%	-40,17%	-14,29%	-6,67%	-7,14%	-18,24%	-6,33%	-7,68%	-10,00%	-10,48%	1,93%	-74,2%	-11,9%
Formation annuelle de ménages ('000)	48,0	35,0	30,0	28,0	26,0	21,3	19,9	18,4	16,5	14,8	15,1	-32,9	22,5
Variation	8,60%	-27,08%	-14,29%	-6,67%	-7,14%	-18,24%	-6,33%	-7,68%	-10,00%	-10,48%	1,93%	-68,8%	-8,8%
PIB réel (\$1997)	238 747,4	241 341,3	245 126,3	248 876,4	252 435,9	256 727,3	261 091,7	265 530,3	269 247,7	273 017,2	276 839,4	38 092,0	1,5%
Variation	2,20%	1,09%	1,57%	1,53%	1,43%	1,70%	1,70%	1,70%	1,40%	1,40%	1,40%	16,0%	
PIB manufacturier (\$1997)	48 512,3	48 900,4	49 780,6	50 527,3	51 032,6	51 874,6	52 730,6	53 679,7	54 323,9	54 975,7	55 635,5	7 123,2	1,4%
Variation	2,20%	0,80%	1,80%	1,50%	1,00%	1,65%	1,65%	1,80%	1,20%	1,20%	1,20%	14,7%	
PIB tertiaire (\$1997)	158 507,1	160 880,7	164 092,4	167 260,4	170 280,4	173 175,2	176 119,2	179 025,1	181 710,5	184 436,2	187 202,7	28 695,6	1,7%
Variation	2,54%	1,50%	2,00%	1,93%	1,81%	1,70%	1,70%	1,65%	1,50%	1,50%	1,50%	18,1%	
Revenu personnel disponible (\$1992)	135 662,7	136 284,8	138 202,8	139 971,4	141 566,1	143 618,8	145 701,2	147 813,9	149 513,8	151 233,2	152 972,4	17 309,7	1,3%
Variation	0,97%	0,46%	1,41%	1,28%	1,14%	1,45%	1,45%	1,45%	1,15%	1,15%	1,15%	12,8%	
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	6,29	5,73	5,45	5,16	4,99	4,68	4,47	4,44	4,39	4,43	4,63	-1,7	4,8
Variation	-8,11%	-8,90%	-4,89%	-5,32%	-3,29%	-6,21%	-4,49%	-0,67%	-1,13%	0,91%	4,51%	-26,4%	-2,3%
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	35,04	30,90	27,80	25,50	25,50	25,50	25,95	26,80	27,85	28,94	30,07	-5,0	27,5
Variation	12,56%	-11,82%	-10,03%	-8,27%	0,00%	0,00%	1,76%	3,28%	3,92%	3,91%	3,90%	-14,2%	-0,2%
Autres données													
Indice synthétique de fécondité (enfants/femme)	1,48	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,0	1,5
Variation	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	-0,2%
Espérance de vie à la naissance (années) ²	79,8	79,9	80,1	80,2	80,3	80,4	80,6	80,7	80,8	80,9	81,1	1,3	80,5
Variation	0,3%	0,1%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	1,6%	-0,2%
Solde migratoire	24 838	17 250	13 750	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	-10 587,6	14 500,0
Variation	3,1%	-30,5%	-20,3%	3,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-42,6%	-0,2%
Taux de change (\$US/\$CAN) ³	0,749	0,744	0,744	0,742	0,739	0,796	0,796	0,796	0,856	0,856	0,856	0,11	0,79
Variation	4,6%	-0,7%	0,0%	-0,3%	-0,4%	7,7%	0,0%	0,0%	7,5%	0,0%	0,0%	14,3%	-0,2%
Bons du trésor 90 jours (%) ³	2,30	3,30	4,20	3,90	4,00	4,20	4,20	4,20	4,50	4,50	4,50	2,2	4,2
Variation	-20,7%	43,5%	27,3%	-7,1%	2,6%	5,0%	0,0%	0,0%	7,1%	0,0%	0,0%	95,7%	-0,2%
Obligations fédérales 10 ans (%) ³	4,90	5,20	5,40	5,20	5,30	5,40	5,40	5,40	5,60	5,60	5,60	0,7	5,4
Variation	2,1%	6,1%	3,8%	-3,7%	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	14,3%	-0,2%
Indice des prix à la consommation au Canada (%)	1,1	1,3	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,9	1,8

Sources: R-3550-2004, HQD-2 Doc. 1 et HQD-5 Doc. 3.

Tableau F3C

Prévision des principales variables démographiques, économiques et énergétiques

Données HQ	Prévision HQD ⁴	Prévision d'Août 2004: SCÉNARIO FORT										Variation 2004-2014	Moyenne annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Population totale au Québec ('000)	7 542,8	7 593,9	7 646,9	7 701,6	7 755,4	7 808,4	7 860,4	7 911,6	7 961,6	8 010,6	8 058,4	515,6	0,7%
Variation	0,68%	0,68%	0,70%	0,71%	0,70%	0,68%	0,67%	0,65%	0,63%	0,62%	0,60%	6,8%	
Âge moyen (années)	39,4	39,7	40,0	40,2	40,4	40,7	40,9	41,1	41,3	41,5	41,7	2,3	40,8
Variation	0,81%	0,73%	0,67%	0,60%	0,56%	0,55%	0,57%	0,55%	0,52%	0,49%	0,49%	5,9%	0,6%
Nombre de ménages ('000)	3 178,0	3 225,1	3 270,2	3 313,6	3 354,7	3 395,2	3 434,8	3 473,2	3 508,5	3 543,0	3 577,4	399,4	12,6%
Variation	1,60%	1,48%	1,40%	1,32%	1,24%	1,21%	1,17%	1,12%	1,01%	0,98%	0,97%	12,6%	1,2%
Mises en chantier ('000) ¹	58,5	50,0	45,0	42,0	40,0	40,5	39,6	38,4	35,2	34,5	34,4	-24,1	40,0
Variation	16,30%	-14,53%	-10,00%	-6,67%	-4,76%	1,27%	-2,28%	-2,90%	-8,34%	-2,02%	-0,34%	-41,2%	-4,0%
Formation annuelle de ménages ('000)	57,0	50,0	45,0	42,0	40,0	40,5	39,6	38,4	35,2	34,5	34,4	-22,6	40,0
Variation	28,96%	-12,28%	-10,00%	-6,67%	-4,76%	1,27%	-2,28%	-2,90%	-8,34%	-2,02%	-0,34%	-39,7%	-4,0%
PIB réel (\$1997)	238 747,4	253 149,8	262 176,6	271 237,2	280 442,1	289 977,2	299 836,4	310 030,8	319 331,8	328 911,7	338 779,1	100 031,7	
Variation	2,20%	4,62%	3,57%	3,46%	3,39%	3,40%	3,40%	3,40%	3,00%	3,00%	3,00%	41,9%	3,3%
PIB manufacturier (\$1997)	49 461,7	52 924,0	55 570,2	58 070,8	60 393,7	62 628,2	64 945,5	67 348,5	69 537,3	71 797,2	74 130,7	24 669,0	
Variation	4,20%	5,00%	5,00%	4,00%	4,00%	3,70%	3,70%	3,25%	3,25%	3,25%	3,25%	49,9%	3,8%
PIB tertiaire (\$1997)	159 165,7	165 212,5	170 307,1	175 650,5	181 312,0	187 295,3	193 476,0	199 860,7	205 656,7	211 620,7	217 757,7	58 592,0	
Variation	2,97%	3,80%	3,08%	3,14%	3,22%	3,30%	3,30%	3,30%	2,90%	2,90%	2,90%	36,8%	3,1%
Revenu personnel disponible (\$1992)	138 912,8	143 428,3	148 283,6	152 961,6	157 313,0	161 875,1	166 569,5	171 400,0	175 685,0	180 077,1	184 579,0	45 666,2	
Variation	3,39%	3,25%	3,39%	3,15%	2,90%	2,90%	2,90%	2,90%	2,50%	2,50%	2,50%	32,8%	2,8%
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	7,72	8,60	8,18	7,74	7,48	7,03	6,71	6,67	6,59	6,65	6,94	-0,8	7,3
Variation	12,78%	11,40%	-4,88%	-5,38%	-3,36%	-6,02%	-4,55%	-0,60%	-1,20%	0,91%	4,36%	-10,1%	-2,3%
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	40,92	41,80	37,61	34,50	34,50	34,50	35,11	36,26	37,68	39,15	40,68	-0,2	37,2
Variation	31,45%	2,15%	-10,02%	-8,27%	0,00%	1,77%	3,28%	3,92%	3,90%	3,91%		-0,6%	-0,2%
Autres données													
Indice synthétique de fécondité (enfants/femme)	1,48	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	0,0	1,5
Variation	1,7%	1,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%
Espérance de vie à la naissance (années) ²	79,8	79,9	80,1	80,2	80,3	80,4	80,6	80,7	80,8	80,9	81,1	1,3	80,5
Variation	0,3%	0,1%	0,3%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	1,6%	0,2%
Solde migratoire	24 838	17 250	13 750	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	14 250	-10 587,6	14 500,0
Variation	3,1%	-30,5%	-20,3%	3,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-42,6%	-1,9%
Taux de change (\$US/\$CAN) ³	0,749	0,744	0,744	0,742	0,739	0,796	0,796	0,796	0,856	0,856	0,856	0,11	0,79
Variation	4,6%	-0,7%	0,0%	-0,3%	-0,4%	7,7%	0,0%	0,0%	7,5%	0,0%	0,0%	14,3%	1,6%
Bons du trésor 90 jours (%) ³	2,30	3,30	4,20	3,90	4,00	4,20	4,20	4,20	4,50	4,50	4,50	2,2	4,2
Variation	-20,7%	43,5%	27,3%	-7,1%	2,6%	5,0%	0,0%	0,0%	7,1%	0,0%	0,0%	95,7%	3,9%
Obligations fédérales 10 ans (%) ³	4,90	5,20	5,40	5,20	5,30	5,40	5,40	5,40	5,60	5,60	5,60	0,7	5,4
Variation	2,1%	6,1%	3,8%	-3,7%	1,9%	1,9%	0,0%	0,0%	3,7%	0,0%	0,0%	14,3%	0,9%
Indice des prix à la consommation au Canada (%)	1,1	1,3	1,9	1,9	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	0,9	1,8

Sources: R-3550-2004, HQD-2 Doc. 1 et HQD-5 Doc. 3.

Tableau F3D

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES (juillet 2004)

Prévisionniste	(date de la révision)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PIB du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	3,2	2,9	2,7	2,7	2,6						
Mouvement Desjardins	(mai 2004)	2,6	3,3	3,5	3,0	2,4						
Banque de Montréal	(octobre 2003)	3,2	3,3									
Banque TD	(juillet 2004)	2,8	3,5									
Banque Royale du Canada	(printemps 2004)	2,9	3,3									
Banque Nationale du Canada	(juin 2003)	3,0	3,2									
Banque Scotia	(juillet 2004)	2,8	3,1									
Global Insight	(mai 2004)	2,2	2,7	2,4	2,6	2,6	2,3					
SCHL	(1er trim. 2004)	3,2	3,4									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2004)	2,7	2,9									
Moyenne des autres prévisionnistes		2,9	3,2	2,9	2,8	2,5	2,3					
Médiane des autres prévisionnistes		2,9	3,3	2,7	2,7	2,6	2,3					
HQD	(juillet 2004)	3,0	2,4	2,6	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Mises en chantier Québec, en milliers d'unité												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	55,3	40,9	34,9	31,9	29,5						
Mouvement Desjardins	(mai 2004)	48,0	45,0	41,0	36,0	31,0						
Banque de Montréal	(octobre 2003)	42,5	36,5									
Banque TD	(juillet 2004)	53,0	42,0									
Banque Royale du Canada	(printemps 2004)	49,1	46,7									
Banque Nationale du Canada	(juin 2003)	55,0	48,0									
Banque Scotia	(juillet 2004)	56,0	46,0									
Global Insight	(mai 2004)	51,0	45,8	42,6	41,7	40,7	40,4					
SCHL	(1er trim. 2004)	48,0	45,2									
Ministère des Finances du Québec	(mars 2004)	44,5	35,8									
Moyenne des autres prévisionnistes		50,2	43,2	39,5	36,5	33,7	40,4					
Médiane des autres prévisionnistes		50,1	45,1	41,0	36,0	31,0	40,4					
HQD	(juillet 2004)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5
Revenu personnel disponible (\$ de 1992), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	3,0	5,4	4,7	4,4	4,1						
Mouvement Desjardins	(mai 2004)	2,6	2,7	3,1	2,8	2,6						
Banque Royale du Canada	(printemps 2004)	3,4	4,0									
Global Insight	(mai 2004)	1,8	3,1	3,8	3,9	3,9	3,7					
Moyenne des autres prévisionnistes		2,7	3,8	3,9	3,7	3,5	3,7					
Médiane des autres prévisionnistes		2,8	3,6	3,8	3,9	3,9	3,7					
HQD	(juillet 2004)	2,1	1,8	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1,9	1,9	1,9
PIB manufacturier du Québec (\$ de 1997), croissance en %												

Tableau F3D

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES (juillet 2004)

Prévisionniste	(date de la révision)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Conference board of Canada	(juillet 2004)	2,9	4,3	4,2	4,3	4,5						
HQD	(juillet 2004)	3,2	2,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,4	2,4	2,4
PIB tertiaire du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	2,5	2,8	2,6	2,5	2,5						
HQD	(juillet 2004)	2,7	2,5	2,7	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Pétrole brut WTI (\$US / baril)												
HQD	(juillet 2004)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37
Pétrole brut WTI (\$US 2002 / baril)												
EIA baril au coût d'acquisition des raffineurs + 3,50 \$US 1	(janvier 2004)		30,30	30,47	30,64	30,82	30,99	27,67	27,83	27,98	28,14	28,30
HQD	(juillet 2004)	36,62	34,61	30,69	27,62	27,04	26,41	26,25	26,48	26,70	26,93	27,17
Gaz naturel Henry Hub (\$US / millions de BTU)												
HQD	(juillet 2004)	6,01	6,13	5,82	5,50	5,30	5,10	5,00	5,00	5,00	5,10	5,39
Gaz naturel Henry Hub (\$US 2002/ millions de BTU)												
EIA gaz naturel à la tête de puits	(janvier 2004)		4,79	4,52	4,25	3,99	3,74	3,70	3,85	4,00	4,16	4,32
HQD	(juillet 2004)	5,11	4,78	4,43	4,00	3,72	3,72	3,74	3,84	3,94	4,04	4,14
Population totale au Québec (milliers)												
Institut de la Statistique du Québec	(2004)	7 527	7 566	7 603	7 638	7 671	7 704	7 736	7 767	7 797	7 825	7 853
Statistique Canada	(2000)	7 460	7 479	7 498	7 515	7 531	7 547	7 562	7 576	7 589	7 601	7 612
HQD	(2004)	7 530	7 566	7 597	7 628	7 657	7 685	7 713	7 738	7 763	7 786	7 808
Nombre de ménages (milliers)												
Institut de la Statistique du Québec	(2004)	3 169	3 209	3 249	3 285	3 321	3 356	3 392	3 428	3 461	3 493	3 524
HQD	(2004)	3 174	3 213	3 249	3 283	3 315	3 345	3 375	3 403	3 428	3 451	3 474

Source: R-3550-2004, HQD-5 Document 1.1

Tableau F3D.1

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES (mai 2004)

Variable et source de la prévision		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
PIB réel Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	3,2	2,9	2,7	2,7	2,6						
Mouvement Desjardins	(avril 2005)	1,9	2,1	2,9	3,4	2,2	2,8					
Banque TD	(mars 2005)	2,1	2,3	3,0								
Banque Royale du Canada	(mars 2005)	2,5	2,2	3,0								
Banque Scotia	(mars 2005)	2,6	2,3	2,3								
Global Insight	(mai 2004)	2,2	2,7	2,4	2,6	2,6	2,3					
SCHL	(1er trim. 2004)	3,2	3,4									
Ministère des Finances du Québec	(avril 2005)	1,9	2,4	2,6								
Moyenne des autres prévisionnistes		2,5	2,5	2,7	2,9	2,5	2,6					
Médiane des autres prévisionnistes		2,4	2,4	2,7	2,7	2,6	2,6					
HQD	(juillet 2004)	3,0	2,4	2,6	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Mises en chantier Québec, en milliers d'unité												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	55,3	40,9	34,9	31,9	29,5						
Mouvement Desjardins	(avril 2005)	58,5	53,0	43,0	39,0	36,0	35,0					
Banque TD	(mars 2005)	58,4	49,0	45,0								
Banque Royale du Canada	(mars 2005)	58,5	51,4	42,6								
Banque Scotia	(mars 2005)	58,0	51,0	40,0								
Global Insight	(mai 2004)	51,0	45,8	42,6	41,7	40,7	40,4					
SCHL	(1er trim. 2004)	48,0	45,2									
Ministère des Finances du Québec	(avril 2005)	58,4	48,6	40,5								
Moyenne des autres prévisionnistes		55,8	48,1	41,2	37,5	35,4	37,7					
Médiane des autres prévisionnistes		58,2	48,8	42,6	39,0	36,0	37,7					
HQD	(juillet 2004)	52,5	43,2	36,0	34,0	32,0	30,6	29,5	28,1	24,7	23,1	23,5
Revenu personnel disponible (\$ de 1992), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	3,0	5,4	4,7	4,4	4,1						
Mouvement Desjardins	(avril 2005)	2,0	2,1	2,4	2,7	2,3	2,5					
Banque Royale du Canada	(mars 2005)	3,3	4,1	4,5								
Global Insight	(mai 2004)	1,8	3,1	3,8	3,9	3,9	3,7					
Moyenne des autres prévisionnistes		2,5	3,7	3,9	3,7	3,4	3,1					
Médiane des autres prévisionnistes		2,5	3,6	4,2	3,9	3,9	3,1					
HQD	(juillet 2004)	2,1	1,8	2,3	2,2	2,1	2,2	2,2	2,2	1,9	1,9	1,9
PIB manufacturier du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	2,9	4,3	4,2	4,3	4,5						
HQD	(juillet 2004)	3,2	2,8	3,0	2,8	2,6	2,7	2,7	2,7	2,4	2,4	2,4
PIB tertiaire du Québec (\$ de 1997), croissance en %												
Conference board of Canada	(juillet 2004)	2,5	2,8	2,6	2,5	2,5						

Tableau F3D.1

COMPARAISON DES PRÉVISIONS ÉCONOMIQUES ET DÉMOGRAPHIQUES (mai 2004)

Variable et source de la prévision		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
HQD	(juillet 2004)	2,7	2,5	2,7	2,5	2,4	2,5	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2
Pétrole brut WTI (\$US / baril)												
HQD	(juillet 2004)	37,98	36,35	32,71	30,00	30,00	30,00	30,53	31,53	32,76	34,04	35,37
Global Insight	(avril 2005)		50,20	48,50	46,60							
EIA WTI spot	(mai 2005)	41,44	51,36	52,23								
EIA au coût d'acquisition des raffineurs (\$US / baril)	(avril 2005)	36,00	47,06	48,27								
Pétrole brut WTI (\$US 2003 / baril)												
EIA baril au coût d'acquisition des raffineurs + 3,50 \$US 1	(janvier 2005)	36,98	43,63	37,97	35,25	33,25	32,00	30,99	31,27	31,53	31,80	32,06
HQD	(juillet 2004)	36,62	34,61	30,69	27,62	27,04	26,41	26,25	26,48	26,70	26,93	27,17
Gaz naturel Henry Hub (\$US / millions de BTU)												
HQD	(juillet 2004)	6,01	6,13	5,82	5,50	5,30	5,10	5,00	5,00	5,00	5,10	5,39
EIA	(mai 2005)	6,06	7,01	7,33								
Gaz naturel Henry Hub (\$US 2003/ millions de BTU)												
EIA gaz naturel à la tête de puits + 0,30 \$US	(janvier 2005)	5,27	5,30	4,67	4,23	3,85	3,75	3,64	3,64	3,74	3,85	4,02
HQD	(juillet 2004)	5,11	4,78	4,43	4,00	3,72	3,72	3,74	3,84	3,94	4,04	4,14
Population totale au Québec (milliers)												
Institut de la Statistique du Québec	(2004)	7 543	7 566	7 603	7 638	7 671	7 704	7 736	7 767	7 797	7 825	7 853
Statistique Canada	(2000)	7 460	7 479	7 498	7 515	7 531	7 547	7 562	7 576	7 589	7 601	7 612
HQD	(2004)	7 530	7 566	7 597	7 628	7 657	7 685	7 713	7 738	7 763	7 786	7 808
Nombre de ménages (milliers)												
Institut de la Statistique du Québec	(2004)	3 169	3 209	3 249	3 285	3 321	3 356	3 392	3 428	3 461	3 493	3 524
HQD	(2004)	3 174	3 213	3 249	3 283	3 315	3 345	3 375	3 403	3 428	3 451	3 474

Source: R-3550-2004, HQD-5 Document 1.1

Tableau F3E

Prévision du PIB par secteur manufacturier (M\$ de 1997) - Révision d'août 2004

Prévision d'Août 2004: Scénario Moyen												Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Pâtes et papiers	4 296	4 338	4 425	4 505	4 572	4 641	4 711	4 784	4 837	4 891	4 946	650	65
Variation	4,2%	1,0%	2,0%	1,8%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,1%	1,1%	1,1%	15,1%	1,4%
Métaux primaires	4 309	4 395	4 549	4 686	4 826	4 971	5 120	5 274	5 406	5 541	5 679	1 370	137
Variation	4,0%	2,0%	3,5%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	2,5%	2,5%	2,5%	31,8%	2,8%
Chimie	4 986	5 187	5 368	5 556	5 750	5 934	6 124	6 320	6 497	6 679	6 866	1 880	188
Variation	2,6%	4,0%	3,5%	3,5%	3,5%	3,2%	3,2%	3,2%	2,8%	2,8%	2,8%	37,7%	3,3%
Mines	1 617	1 641	1 658	1 683	1 716	1 737	1 758	1 779	1 800	1 822	1 844	227	23
Variation	3,0%	1,5%	1,0%	1,5%	2,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	14,0%	1,3%
Autres secteurs industriels	35 408	36 442	37 530	38 579	39 563	40 643	41 751	42 888	43 948	45 033	46 143	10 735	1 074
Variation		2,9%	3,0%	2,8%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,5%	2,5%	2,5%	30,3%	2,7%
Autres secteurs industriels													
Aliments et boissons	5 189	5 315	5 418	5 511	5 605	5 706	5 809	5 914	6 002	6 092	6 184	995	99
Variation	3,6%	2,4%	1,9%	1,7%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,5%	1,5%	1,5%	19,2%	1,8%
Textiles	1 000	950	922	903	894	894	894	894	890	885	881	-119	-12
Variation	-7,0%	-5,0%	-3,0%	-2,0%	-1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-0,5%	-0,5%	-0,5%	-11,9%	-1,2%
Bois	3 700	3 750	3 900	4 036	4 157	4 240	4 325	4 412	4 464	4 518	4 572	872	87
Variation	2,5%	1,3%	4,0%	3,5%	3,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,2%	1,2%	1,2%	23,6%	2,1%
Meuble	1 670	1 714	1 740	1 766	1 792	1 819	1 846	1 874	1 902	1 931	1 960	290	29
Variation	5,5%	2,6%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%	17,3%	1,6%
Produits électriques et électroniques	3 810	4 000	4 180	4 369	4 566	4 749	4 939	5 136	5 316	5 502	5 694	1 884	188
Variation	6,9%	5,0%	4,5%	4,5%	4,5%	4,0%	4,0%	4,0%	3,5%	3,5%	3,5%	49,5%	4,1%
Matériel de transport	5 400	5 670	5 925	6 133	6 317	6 519	6 727	6 943	7 116	7 294	7 476	2 076	208
Variation	-2,7%	5,0%	4,5%	3,5%	3,0%	3,2%	3,2%	3,2%	2,5%	2,5%	2,5%	38,5%	3,3%
Fabrication de produits en métal	3 851	3 927	4 040	4 161	4 286	4 402	4 520	4 642	4 758	4 877	4 999	1 149	115
Variation	8,4%	2,0%	2,9%	3,0%	3,0%	2,7%	2,7%	2,7%	2,5%	2,5%	2,5%	29,8%	2,6%
Produits minéraux non métalliques	1 455	1 483	1 491	1 506	1 536	1 559	1 582	1 606	1 622	1 638	1 655	200	20
Variation	8,0%	2,0%	0,5%	1,0%	2,0%	1,5%	1,5%	1,5%	1,0%	1,0%	1,0%	13,8%	1,3%
Autres industries	9 334	9 633	9 916	10 195	10 410	10 755	11 108	11 467	11 877	12 295	12 722	3 388	339
Variation	3,2%	3,2%	2,9%	2,8%	2,1%	3,3%	3,3%	3,2%	3,6%	3,5%	3,5%	36,3%	3,1%
Secteur manufacturier	49 000	50 362	51 873	53 325	54 712	56 189	57 706	59 264	60 687	62 143	63 635	14 635	1 463
Variation	3,2%	2,8%	3,0%	2,8%	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%	2,4%	2,4%	2,4%	29,9%	2,6%

Sources: R-3550-2004, HQD-5 document 3 et document 3.1.

Tableau F3E.1

Prévision du PIB par secteur manufacturier - Révision d'août 2004

Prévision d'Août 2004: Scénario Faible												Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Pâtes et papiers	4 253	4 210	4 252	4 286	4 321	4 346	4 371	4 398	4 405	4 412	4 420	167	17
Variation	0,0%	-1,0%	1,0%	0,8%	0,8%	0,6%	0,6%	0,6%	0,2%	0,2%	0,2%	3,9%	0,4%
Métaux primaires	4 197	4 176	4 247	4 324	4 402	4 481	4 561	4 644	4 704	4 765	4 827	630	63
Variation	2,5%	-0,5%	1,7%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,8%	1,3%	1,3%	1,3%	15,0%	1,4%
Chimie	4 796	4 868	4 990	5 115	5 243	5 368	5 497	5 629	5 742	5 857	5 974	1 178	118
Variation	2,5%	1,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,4%	2,4%	2,4%	2,0%	2,0%	2,0%	24,6%	2,2%
Mines	1 721	1 730	1 730	1 730	1 730	1 730	1 730	1 749	1 761	1 773	1 786	65	7
Variation	2,5%	0,5%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,1%	0,7%	0,7%	0,7%	3,8%	0,4%
Autres secteurs industriels	35 005	34 997	35 558	36 132	36 715	37 321	37 936	38 586	39 045	39 508	39 976	4 971	497
Variation	1,4%	0,0%	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%	1,6%	1,7%	1,2%	1,2%	1,2%	14,2%	1,3%
Secteur manufacturier	48 512	48 900	49 781	50 527	51 033	51 875	52 731	53 680	54 324	54 976	55 635	7 123	712
Variation	2,2%	0,8%	1,8%	1,5%	1,0%	1,7%	1,7%	1,8%	1,2%	1,2%	1,2%	14,7%	1,4%

Sources: R-3550-2004, HQD-5 document 3 et document 3.1.

Tableau F9C

Prévision du PIB par secteur manufacturier - Révision d'août 2004

Prévision d'Août 2004: Scénario Fort												Variation	Moyenne
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2005-2014	Annuelle
Pâtes et papiers	4 339	4 468	4 602	4 731	4 849	4 974	5 102	5 235	5 347	5 462	5 580	1 241	124
Variation	2,0%	3,0%	3,0%	2,8%	2,5%	2,6%	2,6%	2,6%	2,1%	2,2%	2,2%	28,6%	2,5%
Métaux primaires	4 477	4 656	4 912	5 158	5 406	5 649	5 903	6 169	6 415	6 672	6 939	2 462	246
Variation	5,0%	4,0%	5,5%	5,0%	4,8%	4,5%	4,5%	4,5%	4,0%	4,0%	4,0%	55,0%	4,5%
Chimie	5 135	5 521	5 852	6 174	6 483	6 742	7 012	7 293	7 555	7 827	8 109	2 974	297
Variation	6,5%	7,5%	6,0%	5,5%	5,0%	4,0%	4,0%	4,0%	3,6%	3,6%	3,6%	57,9%	4,7%
Mines	1 780	1 869	1 938	2 009	2 084	2 161	2 241	2 308	2 373	2 439	2 507	727	73
Variation	6,0%	5,0%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,0%	2,8%	2,8%	2,8%	40,8%	3,5%
Autres secteurs industriels	35 727	37 765	39 664	41 416	43 041	44 626	46 267	47 967	49 512	51 105	52 748	17 021	1 702
Variation	4,5%	5,7%	5,0%	4,4%	3,9%	3,7%	3,7%	3,7%	3,2%	3,2%	3,2%	47,6%	4,0%
Secteur manufacturier	49 462	52 924	55 570	58 071	60 394	62 628	64 945	67 348	69 537	71 797	74 131	24 669	2 467
Variation	4,2%	7,0%	5,0%	4,5%	4,0%	3,7%	3,7%	3,7%	3,3%	3,3%	3,3%	49,9%	4,1%

Sources: R-3550-2004, HQD-5 document 3 et document 3.1.

Annexe 3

Tableau F4A

Prévision des besoins en puissance au Québec (en MW)

Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN													
Pointes normalisées pour les conditions climatiques de la pointe d'hiver	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
Chauffage Domestique & Agricole	9 198,0	9 271,0	9 360,0	9 425,0	9 474,0	9 517,0	9 552,0	9 574,0	9 632,0	9 678,0	9 723,0	525	52,5
Variation	2,4%	0,8%	1,0%	0,7%	0,5%	0,5%	0,4%	0,2%	0,6%	0,5%	0,5%	5,7%	0,6%
Eau chaude domestique et agricole	1 645,0	1 668,0	1 688,0	1 708,0	1 726,0	1 744,0	1 761,0	1 778,0	1 794,0	1 808,0	1 822,0	177	17,7
Variation	2,8%	1,4%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,8%	0,8%	10,8%	1,0%
Chauffage et Eau Chaude Domestique et Agricole	10 843,0	10 939,0	11 048,0	11 133,0	11 200,0	11 261,0	11 313,0	11 352,0	11 426,0	11 486,0	11 545,0	702	70,2
Variation	2,4%	0,9%	1,0%	0,8%	0,6%	0,5%	0,5%	0,3%	0,7%	0,5%	0,5%	6,5%	0,6%
Chauffage Général et Institutionnel	3 237,0	3 270,0	3 332,0	3 406,0	3 390,0	3 353,0	3 331,0	3 294,0	3 285,0	3 277,0	3 268,0	31	3,1
Variation	2,4%	1,0%	1,9%	2,2%	-0,5%	-1,1%	-0,7%	-1,1%	-0,3%	-0,2%	-0,3%	1,0%	0,1%
Bi-énergie CII (tarif BT)	480,0	257,0	258,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-480	
Variation	-1,4%	-46,5%	0,4%										
Industriel PME	1 653,0	1 684,0	1 715,0	1 734,0	1 749,0	1 764,0	1 783,0	1 804,0	1 826,0	1 849,0	1 873,0	220	22
Variation	0,7%	1,9%	1,8%	1,1%	0,9%	0,9%	1,1%	1,2%	1,2%	1,3%	1,3%	13,3%	1,3%
Industriel Grandes Entreprises	7 519,0	7 226,0	8 046,0	8 191,0	8 360,0	8 491,0	8 559,0	8 608,0	8 645,0	8 696,0	8 739,0	1 220	122
Variation	-1,4%	-3,9%	11,3%	1,8%	2,1%	1,6%	0,8%	0,6%	0,4%	0,6%	0,5%	16,2%	1,6%
Autres Usages	10 718,0	10 808,0	11 013,0	11 210,0	11 312,0	11 413,0	11 546,0	11 641,0	11 727,0	11 836,0	11 940,0	1 222	122,2
Variation	3,2%	0,8%	1,9%	1,8%	0,9%	0,9%	1,2%	0,8%	0,7%	0,9%	0,9%	11,4%	1,1%
Besoins totaux en Puissance	34 450,0	34 184,0	35 412,0	35 674,0	36 011,0	36 282,0	36 532,0	36 699,0	36 909,0	37 144,0	37 365,0	2 915	291,5
Variation	1,7%	-0,8%	3,6%	0,7%	0,9%	0,8%	0,7%	0,5%	0,6%	0,6%	0,6%	8,5%	0,8%
Besoins totaux en puissance autres que industriel GE	26 931,0	26 958,0	27 366,0	27 483,0	27 651,0	27 791,0	27 973,0	28 091,0	28 264,0	28 448,0	28 626,0	1 695	169,5
Variation	2,5%	0,1%	1,5%	0,4%	0,6%	0,5%	0,7%	0,4%	0,6%	0,7%	0,6%	6,3%	0,6%
Part de la demande de puissance totale												Part de la demande supplémentaire	
Chauffage Domestique & Agricole	26,7%	27,1%	26,4%	26,4%	26,3%	26,2%	26,1%	26,1%	26,1%	26,1%	26,0%	18,0%	
Eau chaude domestique et agricole	4,8%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	6,1%	
Chauffage Général et Institutionnel	9,4%	9,6%	9,4%	9,5%	9,4%	9,2%	9,1%	9,0%	8,9%	8,8%	8,7%	1,1%	
Bi-énergie CII (tarif BT)	1,4%	0,8%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-16,5%	
Industriel PME	4,8%	4,9%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	7,5%	
Industriel Grandes Entreprises	21,8%	21,1%	22,7%	23,0%	23,2%	23,4%	23,4%	23,5%	23,4%	23,4%	23,4%	41,9%	
Autres Usages	31,1%	31,6%	31,1%	31,4%	31,4%	31,5%	31,6%	31,7%	31,8%	31,9%	32,0%	41,9%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et HQD-5 Doc. 1.1.

Tableau F4A.1

Prévision des besoins en puissance au Québec (en MW, BT constant)

Pointes normalisées pour les conditions climatiques de la pointe d'hiver	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14		
Chauffage Domestique & Agricole Variation	9 198,0 2,4%	9 271,0 0,8%	9 360,0 1,0%	9 425,0 0,7%	9 474,0 0,5%	9 517,0 0,5%	9 552,0 0,4%	9 574,0 0,2%	9 632,0 0,6%	9 678,0 0,5%	9 723,0 0,5%	525 5,7%	52,5 0,6%
Eau chaude domestique et agricole Variation	1 645,0 2,8%	1 668,0 1,4%	1 688,0 1,2%	1 708,0 1,2%	1 726,0 1,1%	1 744,0 1,0%	1 761,0 1,0%	1 778,0 1,0%	1 794,0 0,9%	1 808,0 0,8%	1 822,0 0,8%	177 10,8%	17,7 1,0%
Chauffage et Eau Chaude Domestique et Agricole Variation	10 843,0 2,4%	10 939,0 0,9%	11 048,0 1,0%	11 133,0 0,8%	11 200,0 0,6%	11 261,0 0,5%	11 313,0 0,5%	11 352,0 0,3%	11 426,0 0,7%	11 486,0 0,5%	11 545,0 0,5%	702 6,5%	70,2 0,6%
Chauffage Général et Institutionnel Variation	3 237,0 2,4%	3 270,0 1,0%	3 332,0 1,9%	3 406,0 2,2%	3 390,0 -0,5%	3 353,0 -1,1%	3 331,0 -0,7%	3 294,0 -1,1%	3 285,0 -0,3%	3 277,0 -0,2%	3 268,0 -0,3%	31 1,0%	3,1 0,1%
Bi-énergie CII (tarif BT) Variation	480,0 -1,4%	480,0 0,0%	480,0 0,0%	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	480,0	0	
Industriel PME Variation	1 653,0 0,7%	1 684,0 1,9%	1 715,0 1,8%	1 734,0 1,1%	1 749,0 0,9%	1 764,0 0,9%	1 783,0 1,1%	1 804,0 1,2%	1 826,0 1,2%	1 849,0 1,3%	1 873,0 1,3%	220 13,3%	22 1,3%
Industriel Grandes Entreprises Variation	7 519,0 -1,4%	7 226,0 -3,9%	8 046,0 11,3%	8 191,0 1,8%	8 360,0 2,1%	8 491,0 1,6%	8 559,0 0,8%	8 608,0 0,6%	8 645,0 0,4%	8 696,0 0,6%	8 739,0 0,5%	1 220 16,2%	122 1,6%
Autres Usages Variation	10 718,0 3,2%	10 808,0 0,8%	11 013,0 1,9%	11 210,0 1,8%	11 312,0 0,9%	11 413,0 0,9%	11 546,0 1,2%	11 641,0 0,8%	11 727,0 0,7%	11 836,0 0,9%	11 940,0 0,9%	1 222 11,4%	122,2 1,1%
Besoins totaux en Puissance Variation	34 450,0 1,7%	34 407,0 -0,1%	35 634,0 3,6%	36 154,0 1,5%	36 491,0 0,9%	36 762,0 0,7%	37 012,0 0,7%	37 179,0 0,5%	37 389,0 0,6%	37 624,0 0,6%	37 845,0 0,6%	3 395 9,9%	339,5 0,9%
Part de la demande de puissance totale												Part de la demande supplémentaire	
Chauffage Domestique & Agricole	26,7%	26,9%	26,3%	26,1%	26,0%	25,9%	25,8%	25,8%	25,8%	25,7%	25,7%	15,5%	
Eau chaude domestique et agricole	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	5,2%	
Chauffage Général et Institutionnel	9,4%	9,5%	9,4%	9,4%	9,3%	9,1%	9,0%	8,9%	8,8%	8,7%	8,6%	0,9%	
Bi-énergie CII (tarif BT)	1,4%	1,4%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%	0,0%	
Industriel PME	4,8%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	6,5%	
Industriel Grandes Entreprises	21,8%	21,0%	22,6%	22,7%	22,9%	23,1%	23,1%	23,2%	23,1%	23,1%	23,1%	35,9%	
Autres Usages	31,1%	31,4%	30,9%	31,0%	31,0%	31,0%	31,2%	31,3%	31,4%	31,5%	31,5%	36,0%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et HQD-5 Doc. 1.1.

Tableau F4B

Prévision des besoins en puissance au Québec (en MW)

Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE													Variation	Moyenne
Pointes normalisées pour les conditions climatiques de la pointe d'hiver	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2004-2014	Annuelle	
Chauffage Domestique & Agricole	9 198,0	9 148,0	9 187,0	9 210,0	9 220,0	9 226,0	9 226,0	9 211,0	9 239,0	9 258,0	9 275,0	77	0,1%	
Variation	2,4%	-0,5%	0,4%	0,3%	0,1%	0,1%	0,0%	-0,2%	0,3%	0,2%	0,2%	0,8%		
Eau chaude domestique et agricole	1 645,0	1 659,0	1 674,0	1 688,0	1 701,0	1 714,0	1 726,0	1 738,0	1 749,0	1 759,0	1 768,0	123	0,7%	
Variation	2,8%	0,9%	0,9%	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%	0,7%	0,6%	0,6%	0,5%	7,5%		
Chauffage et Eau Chaude Domestique et Agricole	10 843,0	10 807,0	10 861,0	10 898,0	10 921,0	10 940,0	10 952,0	10 949,0	10 988,0	11 017,0	11 043,0	200	0,2%	
Variation	2,4%	-0,3%	0,5%	0,3%	0,2%	0,2%	0,1%	0,0%	0,4%	0,3%	0,2%	1,8%		
Chauffage Général et Institutionnel	3 237,0	3 254,0	3 293,0	3 337,0	3 301,0	3 248,0	3 203,0	3 152,0	3 134,0	3 114,0	3 094,0	-143	-0,4%	
Variation	2,4%	0,5%	1,2%	1,3%	-1,1%	-1,6%	-1,4%	-1,6%	-0,6%	-0,6%	-0,6%	-4,4%		
Bi-énergie CII (tarif BT)	480,0	257,0	258,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-480		
Variation	-1,4%	-46,5%	0,4%											
Industriel PME	1 703,0	1 656,0	1 674,0	1 681,0	1 684,0	1 692,0	1 700,0	1 710,0	1 716,0	1 728,0	1 738,0	35	0,2%	
Variation	3,7%	-2,8%	1,1%	0,4%	0,2%	0,5%	0,5%	0,6%	0,4%	0,7%	0,6%	2,1%		
Industriel Grandes Entreprises	7 519,0	6 718,0	7 686,0	7 802,0	7 775,0	7 762,0	7 781,0	7 801,0	7 805,0	7 823,0	7 835,0	316	0,6%	
Variation	-1,4%	-10,7%	14,4%	1,5%	-0,3%	-0,2%	0,2%	0,3%	0,1%	0,2%	0,2%	4,2%		
Autres Usages	10 668,0	10 761,0	10 894,0	11 025,0	11 066,0	11 105,0	11 169,0	11 214,0	11 269,0	11 342,0	11 410,0	742	0,7%	
Variation	2,7%	0,9%	1,2%	1,2%	0,4%	0,4%	0,6%	0,4%	0,5%	0,6%	0,6%	7,0%		
Besoins totaux en Puissance	34 450,0	33 453,0	34 666,0	34 743,0	34 747,0	34 747,0	34 805,0	34 826,0	34 912,0	35 024,0	35 120,0	670	0,2%	
Variation	1,7%	-2,9%	3,6%	0,2%	0,0%	0,0%	0,2%	0,1%	0,2%	0,3%	0,3%	1,9%		
Besoins totaux en puissance autres que ir	26 931,0	26 735,0	26 980,0	26 941,0	26 972,0	26 985,0	27 024,0	27 025,0	27 107,0	27 201,0	27 285,0	354	35,4	
Variation	2,5%	-0,7%	0,9%	-0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,3%	0,3%	0,3%	1,3%		
Part de la demande de puissance totale												Part de la demande supplémentaire		
Chauffage Domestique & Agricole	26,7%	27,3%	26,5%	26,5%	26,5%	26,6%	26,5%	26,4%	26,5%	26,4%	26,4%	11,5%		
Eau chaude domestique et agricole	4,8%	5,0%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	18,4%		
Chauffage Général et Institutionnel	9,4%	9,7%	9,5%	9,6%	9,5%	9,3%	9,2%	9,1%	9,0%	8,9%	8,8%	-21,3%		
Bi-énergie CII (tarif BT)	1,4%	0,8%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-71,6%		
Industriel PME	4,9%	5,0%	4,8%	4,8%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	5,2%		
Industriel Grandes Entreprises	21,8%	20,1%	22,2%	22,5%	22,4%	22,3%	22,4%	22,4%	22,4%	22,3%	22,3%	47,2%		
Autres Usages	31,0%	32,2%	31,4%	31,7%	31,8%	32,0%	32,1%	32,2%	32,3%	32,4%	32,5%	110,7%		

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3.

Tableau F4C

Prévision des besoins en puissance au Québec (en MW)

Prévision des besoins en puissance au Québec (en MW)											Prévision d'Août 2004: Scénario FORT													Variation	Moyenne									
Pointes normalisées pour les conditions climatiques de la pointe d'hiver											2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2004-2014	Annuelle											
1993-94	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03																									
Chauffage Domestique & Agricole										8 612,0	8 985,0	9 198,0	9 366,0	9 502,0	9 608,0	9 699,0	9 784,0	9 860,0	9 923,0	10 019,0	10 105,0	10 191,0	993											
Variation											4,3%	2,4%	1,8%	1,5%	1,1%	0,9%	0,9%	0,8%	0,6%	0,9%	0,9%	10,8%	1,0%											
Eau chaude domestique et agricole										1 537,0	1 600,0	1 645,0	1 672,0	1 698,0	1 723,0	1 746,0	1 769,0	1 791,0	1 813,0	1 835,0	1 855,0	1 874,0	229											
Variation											4,1%	2,8%	1,6%	1,6%	1,5%	1,3%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%	1,0%	13,9%	1,3%										
Chauffage et eau chaude domestique & agricole										10 149,0	10 585,0	10 843,0	11 038,0	11 200,0	11 331,0	11 445,0	11 553,0	11 651,0	11 736,0	11 854,0	11 960,0	12 065,0	1 222											
Variation											4,3%	2,4%	1,8%	1,5%	1,2%	1,0%	0,9%	0,8%	0,7%	1,0%	0,9%	0,9%	11,3%	1,1%										
Chauffage Général et Institutionnel										2 998,0	3 160,0	3 237,0	3 329,0	3 409,0	3 503,0	3 514,0	3 502,0	3 507,0	3 494,0	3 503,0	3 511,0	3 520,0	283											
Variation											5,4%	2,4%	2,8%	2,4%	2,8%	0,3%	-0,3%	0,1%	-0,4%	0,3%	0,2%	0,3%	8,7%	0,8%										
Bi-énergie CII (tarif BT)										435,0	487,0	480,0	257,0	258,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-480											
Variation											12,0%	-1,4%	-46,5%	0,4%																				
Industriel PME										1 583,0	1 642,0	1 703,0	1 717,0	1 771,0	1 806,0	1 835,0	1 858,0	1 887,0	1 919,0	1 954,0	1 986,0	2 023,0	320											
Variation											3,7%	3,7%	0,8%	3,1%	2,0%	1,6%	1,3%	1,6%	1,7%	1,8%	1,6%	1,9%	18,8%	1,7%										
Industriel Grandes Entreprises										5 999,3	6 492,0	6 583,0	6 680,0	6 823,0	6 796,1	6 910,4	7 194,1	6 998,0	7 627,0	7 519,0	7 667,0	8 359,0	8 564,0	8 845,0	9 135,0	9 278,0	9 463,0	9 672,0	9 851,0	10 397,0	2 878			
Variation											8,2%	1,4%	1,5%	2,1%	-0,4%	1,7%	4,1%	-2,7%	9,0%	-1,4%	2,0%	9,0%	2,5%	3,3%	3,3%	1,6%	2,0%	2,2%	1,9%	5,5%	38,3%	3,3%		
Autres Usages										10 067,0	10 389,0	10 668,0	10 954,0	11 236,0	11 478,0	11 639,0	11 804,0	12 021,0	12 187,0	12 299,0	12 460,0	12 631,0	1 963											
Variation											3,2%	2,7%	2,7%	2,6%	2,2%	1,4%	1,4%	1,8%	1,4%	0,9%	1,3%	1,4%	18,4%	1,7%										
Besoins totaux en Puissance										28 830,0	29 600,0	30 220,0	30 370,0	30 420,0	31 090,0	31 610,0	32 270,0	32 230,0	33 890,0	34 450,0	34 962,0	36 233,0	36 682,0	37 278,0	37 852,0	38 344,0	38 799,0	39 282,0	39 768,0	40 636,0	6 186			
Variation											2,7%	2,1%	0,5%	0,2%	2,2%	1,7%	2,1%	-0,1%	5,2%	1,7%	1,5%	3,6%	1,2%	1,6%	1,5%	1,3%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%	2,2%	18,0%	1,7%	
Besoins totaux en puissance autres q										22 830,7	23 108,0	23 637,0	23 690,0	23 597,0	24 293,9	24 699,6	25 075,9	25 232,0	26 263,0	26 931,0	27 295,0	27 874,0	28 118,0	28 433,0	28 717,0	29 066,0	29 336,0	29 610,0	29 917,0	30 239,0	3 308			
Variation											1,2%	2,3%	0,2%	-0,4%	3,0%	1,7%	1,5%	0,6%	4,1%	2,5%	1,4%	2,1%	0,9%	1,1%	1,0%	1,2%	0,9%	0,9%	1,0%	1,0%	1,1%	12,3%	330,8	1,2%
Part de la demande de puissance totale																														Part de la demande supplémentaire				
Chauffage Domestique & Agricole										26,7%	26,5%	26,7%	26,8%	26,2%	26,2%	26,0%	25,8%	25,7%	25,6%	25,5%	25,4%	25,1%	16,1%											
Eau chaude domestique et agricole										4,8%	4,7%	4,8%	4,8%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,7%	4,6%	3,7%												
Chauffage Général et Institutionnel										9,3%	9,3%	9,4%	9,5%	9,4%	9,5%	9,4%	9,3%	9,1%	9,0%	8,9%	8,8%	8,7%	4,6%											
Bi-énergie CII (tarif BT)										1,3%	1,4%	1,4%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	-7,8%											
Industriel PME										4,9%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,0%	5,2%												
Industriel Grandes Entreprises										20,8%	21,9%	21,8%	22,0%	22,4%	21,9%	21,9%	22,3%	21,7%	22,5%	21,8%	21,9%	23,1%	23,3%	23,7%	24,1%	24,2%	24,4%	24,6%	24,8%	25,6%	46,5%			
Autres Usages										31,2%	30,7%	31,0%	31,3%	31,0%	31,3%	31,2%	31,2%	31,4%	31,4%	31,3%	31,3%	31,1%	31,7%											

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3.

Tableau F4D

Historique des besoins en puissance au Québec (en MW)

Pointes normalisées pour les conditions climatiques et les autres conditions d'occurrence de la pointe d'hiver que sont la date, le jour de la semaine et l'heure.												Variation 1993-2004	Moyenne Annuelle	Variation 2001-2004	Moyenne Annuelle
	1993-94	1994-95	1995-96	1996-97	1997-98	1998-99	1999-2000	2000-01	2001-02	2002-03	2003-04				
Chauffage Domestique & Agricole									8 612,0	8 985,0	9 198,0			586,0	293
Variation										4,3%	2,4%			6,8%	3,4%
Eau chaude domestique et agricole									1 537,0	1 600,0	1 645,0			108,0	54
Variation										4,1%	2,8%			7,0%	3,5%
Chauffage et Eau Chaude Domestique et Agricole									10 149,0	10 585,0	10 843,0			694,0	347
Variation										4,3%	2,4%			6,8%	3,4%
Chauffage Général et Institutionnel									2 998,0	3 160,0	3 237,0			239,0	119,5
Variation										5,4%	2,4%			8,0%	3,9%
Bi-énergie CII (tarif BT)									435,0	487,0	480,0			45,0	22,5
Variation										12,0%	-1,4%			10,3%	5,3%
Industriel PME									1 583,0	1 642,0	1 653,0			70,0	35
Variation										3,7%	0,7%			4,4%	2,2%
Industriel Grandes Entreprises	5 999,3	6 492,0	6 583,0	6 680,0	6 823,0	6 796,1	6 910,4	7 194,1	6 998,0	7 627,0	7 519,0	1 520	152,0	521,0	260,5
Variation		8,2%	1,4%	1,5%	2,1%	-0,4%	1,7%	4,1%	-2,7%	9,0%	-1,4%	25,3%	2,3%	7,4%	3,8%
Autres Usages									10 067,0	10 389,0	10 718,0			651,0	325,5
Variation										3,2%	3,2%			6,5%	3,2%
Besoins totaux en Puissance	28 830,0	29 600,0	30 220,0	30 370,0	30 420,0	31 090,0	31 610,0	32 270,0	32 230,0	33 890,0	34 450,0	5 620	562,0	2 220,0	1 110,0
Variation		2,7%	2,1%	0,5%	0,2%	2,2%	1,7%	2,1%	-0,1%	5,2%	1,7%	19,5%	1,8%	6,9%	3,4%
Besoins totaux en puissance autres que industriel GE	22 830,7	23 108,0	23 637,0	23 690,0	23 597,0	24 293,9	24 699,6	25 075,9	25 232,0	26 263,0	26 931,0	4 100	410,0	1 699,0	849,5
Variation		1,2%	2,3%	0,2%	-0,4%	3,0%	1,7%	1,5%	0,6%	4,1%	2,5%	18,0%	1,7%	6,7%	3,3%
Part de la demande de puissance totale												Part de la demande supplémentaire		Part de la demande supplémentaire	
Chauffage Domestique & Agricole									26,7%	26,5%	26,7%			26,4%	
Eau chaude domestique et agricole									4,8%	4,7%	4,8%			4,9%	
Chauffage Général et Institutionnel									9,3%	9,3%	9,4%			10,8%	
Bi-énergie CII (tarif BT)									1,3%	1,4%	1,4%			2,0%	
Industriel PME									4,9%	4,8%	4,8%			3,2%	
Industriel Grandes Entreprises	20,8%	21,9%	21,8%	22,0%	22,4%	21,9%	21,9%	22,3%	21,7%	22,5%	21,8%	27,0%		23,5%	
Autres Usages									31,2%	30,7%	31,1%			29,3%	

Sources: R-3550-2004, HQD-5, Doc. 3 et HQD-5 Doc. 1.1.

Tableau F5P.1

Prévision des besoins en Puissance (en MW)

	2003-04	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN									
		2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
Ventes régulières au Québec	34 450,0	34 184,0	35 412,0	35 674,0	36 011,0	36 282,0	36 532,0	36 699,0	36 909,0	37 144,0	37 365,0
Incluant BT	480,0	257,0	258,0								
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité		3 008,0	3 258,0	3 389,0	3 637,0	3 664,0	3 690,0	3 707,0	3 728,0	3 752,0	3 774,0
Réserve patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
Réserve requise du Distributeur		-92,0	158,0	289,0	537,0	564,0	590,0	607,0	628,0	652,0	674,0
Puissance requise		37 192,0	38 670,0	39 063,0	39 648,0	39 946,0	40 222,0	40 406,0	40 637,0	40 896,0	41 139,0
Approvisionnements existants et à venir											
- Électricité patrimoniale		34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0
- Réserve sur électricité patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- Électricité interruptible		560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
- TransCanada Energy				547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0
- HQP Base					350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
- HQP Cyclable					250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
- Contrats court terme 2004											
- Contrats biomasse				20,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
- Énergie éolienne 1				77,0	131,0	171,0	208,0	263,0	321,0	361,0	361,0
- Cogénération						200,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Puissance Additionnelle requise		0,0	668,0	417,0	331,0	390,0	478,0	607,0	781,0	999,0	1 242,0

Sources: R-3550-2004, HQD-2 doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 1, HQD-3 Doc. 3, HQD-5, Doc. 1.1

Tableau F5P.2

Prévision des besoins en Puissance (en MW)

	Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE										
	2003-04	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
Ventes régulières au Québec	34 450,0	33 450,0	34 670,0	34 740,0	34 750,0	34 750,0	34 810,0	34 830,0	34 910,0	35 020,0	35 120,0
Incluant BT	480,0	257,0	258,0								
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité		3 008,0	3 258,0	3 389,0	3 637,0	3 664,0	3 690,0	3 707,0	3 728,0	3 752,0	3 774,0
Réserve patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
Réserve requise du Distributeur		-92,0	158,0	289,0	537,0	564,0	590,0	607,0	628,0	652,0	674,0
Puissance requise		36 458,0	37 928,0	38 129,0	38 387,0	38 414,0	38 500,0	38 537,0	38 638,0	38 772,0	38 894,0
Approvisionnements existants et à venir											
- Électricité patrimoniale		34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0
- Réserve sur électricité patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- Électricité interruptible		560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
- TransCanada Energy				547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0
- HQP Base					350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
- HQP Cyclable					250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
- Contrats court terme 2004											
- Contrats biomasse				20,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
- Énergie éolienne 1				77,0	131,0	171,0	208,0	263,0	321,0	361,0	361,0
- Cogénération						200,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Puissance Additionnelle requise		0,0	-74,0	-517,0	-930,0	-1 142,0	-1 244,0	-1 262,0	-1 218,0	-1 125,0	-1 003,0

Sources: R-3550-2004, HQD-2 doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 1, HQD-3 Doc. 3, HQD-5, Doc. 1.1

Tableau F5P.3

Prévision des besoins en Puissance (en MW)

	2003-04	Prévision d'Août 2004: Scénario FORT									
		2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14
Ventes régulières au Québec	34 450,0	34 960,0	36 230,0	36 680,0	37 280,0	37 850,0	38 340,0	38 800,0	39 280,0	39 770,0	40 640,0
Incluant BT	480,0	257,0	258,0								
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité		3 008,0	3 258,0	3 389,0	3 637,0	3 664,0	3 690,0	3 707,0	3 728,0	3 752,0	3 774,0
Réserve patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
Réserve requise du Distributeur		-92,0	158,0	289,0	537,0	564,0	590,0	607,0	628,0	652,0	674,0
Puissance requise		37 968,0	39 488,0	40 069,0	40 917,0	41 514,0	42 030,0	42 507,0	43 008,0	43 522,0	44 414,0
Approvisionnements existants et à venir											
- Électricité patrimoniale		34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0	34 342,0
- Réserve sur électricité patrimoniale		3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- Électricité interruptible		560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0	560,0
- TransCanada Energy				547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0	547,0
- HQP Base					350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
- HQP Cyclable					250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0	250,0
- Contrats court terme 2004											
- Contrats biomasse				20,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0	36,0
- Énergie éolienne 1				77,0	131,0	171,0	208,0	263,0	321,0	361,0	361,0
- Cogénération						200,0	350,0	350,0	350,0	350,0	350,0
Puissance Additionnelle requise		0,0	1 486,0	1 423,0	1 600,0	1 958,0	2 286,0	2 708,0	3 152,0	3 625,0	4 517,0

Sources: R-3550-2004, HQD-2 doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 1, HQD-3 Doc. 3, HQD-5, Doc. 1.1

Annexe 4

Tableau C1

Déviations par rapport à la moyenne 1971-2000 (observations réelles-normales)

Moyenne par mois calculée pour chacune des années 1989 à 2004

Température (°C)

Mois	Année	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température	Température
	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)	(°C)
	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Janvier	-2,9	-6,5	0,2	0,8	-1,5	6,3	-4,1	0,6	0,2	-2,8	-0,9	-0,1	-1,3	-5,8	2,5	5,0	-0,5
Février	0,3	-1,6	-2,9	1,3	5,7	3,4	1,2	-0,5	-0,5	-4,6	-3,3	-1,4	0,3	-3,4	2,4	-2,0	0,3
Mars	2,3	-1,2	-1,5	3,0	1,8	0,8	-2,1	0,4	2,3	-1,4	-0,9	-0,6	1,1	-0,3	1,6	-2,0	0,3
Avril	-0,9	0,7	2,2	-0,8	0,2	-0,4	-1,9	-0,7	-0,9	2,4	1,2	-0,5	0,8	1,2	-1,4	0,1	0,1
Mai	1,2	-1,9	1,6	-0,2	-0,4	-1,3	-0,1	-1,1	-2,7	4,1	2,8	-0,1	1,9	-2,1	0,6	-0,6	0,6
Juin	0,7	-0,2	0,8	-0,6	-0,7	0,8	2,0	0,5	1,9	1,3	2,8	-1,0	1,9	-0,7	0,6	-0,6	0,6
Juillet	0,8	0,1	0,3	-2,4	0,6	0,9	1,2	-0,7	-0,3	0,2	1,7	-0,8	-0,7	1,3	0,7	0,6	0,6
Août	-0,2	0,9	1,1	-0,9	1,2	-1,4	0,7	0,8	-0,5	1,4	0,3	0,3	2,9	2,2	2,0	-0,3	1,8
Septembre	1,0	-0,5	-1,2	0,0	-0,6	0,2	-1,1	1,8	0,0	1,5	3,6	-0,4	2,2	3,7	3,1	0,8	0,7
Octobre	1,3	0,5	1,3	-1,6	-1,7	1,3	3,1	0,0	-0,1	1,8	-0,4	1,0	2,5	-1,1	-0,1	0,8	0,7
Novembre	-1,1	0,9	0,9	-0,1	-0,3	2,3	-0,6	-1,2	-0,9	2,0	3,5	0,8	3,0	-0,8	1,3	0,7	1,2
Décembre	9,2	-2,1	1,0	-2,1	-0,7	-2,8	2,3	0,4	-0,6	-4,7	-3,0	2,9	-5,9	-1,7	-1,4	1,2	1,2

Déviations par rapport à la moyenne 1971-2000 (observations réelles-normales)

Moyenne par mois calculée pour chacune des années 1989 à 2004

Vent (km/h)

Mois	Année	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)	Vent (km/h)
	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne	Moyenne
Janvier	-1,4	1,2	-2,1	-1,8	-3,3	0,5	-0,6	-1,3	3,2	-1,1	0,4	2,5	-2,9	1,0	0,8	5,8	1,9
Février	-1,6	1,3	0,3	-1,8	-3,1	-1,6	3,2	-0,3	-1,1	-3,1	-2,3	2,7	2,7	3,2	3,9	1,6	1,6
Mars	-2,0	-1,0	-0,1	-1,9	-1,2	-2,1	-4,5	0,6	0,9	-1,8	0,4	1,5	3,4	4,5	-0,9	4,1	1,8
Avril	-3,6	1,5	-1,9	-1,9	-3,2	-0,2	-0,1	-0,5	-1,0	-1,5	1,4	3,4	1,8	1,7	0,7	4,1	1,8
Mai	-0,6	1,0	-1,2	-1,5	-0,6	0,0	0,0	0,9	3,3	-0,4	0,9	2,3	1,4	5,8	-0,4	3,8	0,6
Juin	-2,2	-0,4	-0,3	-0,5	-0,5	-2,1	-0,5	-1,3	0,5	0,9	0,5	2,6	2,2	0,7	1,8	3,8	0,6
Juillet	-2,1	-1,5	-1,1	-0,2	-1,1	-0,8	-0,1	3,0	0,5	0,4	2,9	1,9	3,2	4,2	4,4	2,3	1,5
Août	-0,1	-1,3	0,2	2,6	-2,1	-1,0	0,6	-0,2	-0,4	-0,8	1,6	3,1	3,6	3,0	3,5	2,3	1,5
Septembre	-0,6	-0,4	-2,4	0,2	-0,4	-0,7	-1,0	1,4	1,2	-0,4	1,2	2,7	1,9	2,7	3,3	1,5	1,5
Octobre	0,5	1,7	-1,7	-1,8	2,2	-3,5	3,2	2,0	-2,2	1,8	2,1	0,8	4,8	2,1	2,3	1,5	1,5
Novembre	1,8	-0,6	-0,5	-0,9	-0,1	1,3	1,3	-1,9	-1,2	2,0	4,1	-2,1	0,3	0,7	4,5	-1,3	2,7
Décembre	-1,0	-1,1	-0,4	-0,1	-1,9	-2,0	0,3	-0,7	-2,4	0,5	1,7	4,6	1,0	3,0	3,2	2,7	2,7

Déviations par rapport à la moyenne 1971-2000 (observations réelles-normales)

Total par mois calculé pour chacune des années 1989 à 2004

Degrés-jours de chauffage (seuil 18°C)

Mois	Année															
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage	Degrés-jours de chauffage
	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total
Janvier	-92	-202	7	26	-45	196	-128	17	6	-87	-30	-4	-40	-180	76	155
Février	1	-51	-89	58	153	85	27	6	-21	-136	-99	-21	1	-102	61	6
Mars	68	-39	-48	93	53	23	-73	9	69	-47	-28	-120	32	-11	47	-62
Avril	27	-16	-68	24	-4	12	57	22	28	-70	-36	13	-24	-32	42	-8
Mai	-33	47	-40	5	2	34	-2	32	71	-110	-66	-8	-52	60	-10	-10
Juin	-13	2	-14	-1	10	-9	-23	-23	-33	-5	-30	20	-23	12	-1	3
Juillet	-7	1	-4	12	-6	-8	-8	-5	0	-6	-6	2	4	-6	-7	-7
Août	7	-14	-11	5	-12	17	-9	-13	-12	-14	-9	-10	-16	-17	-12	-3
Septembre	-21	2	28	3	14	-24	21	-39	-6	-50	-65	8	-50	-69	-77	-60
Octobre	-43	-16	-40	52	50	-42	-98	-1	4	-56	11	-33	-79	36	2	-24
Novembre	63	-26	-26	4	12	-69	78	61	27	-58	-103	-26	-89	25	-39	-20
Décembre	283	-65	31	-65	-27	-86	72	-156	-18	-144	-93	92	-182	-52	-42	35

Déviations par rapport à la moyenne 1971-2000 (observations réelles-normales)

Total par mois calculé pour chacune des années 1989 à 2004

Degrés-jours de climatisation (seuil 18°C)

Mois	Année															
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation	Degrés-jours de climatisation
	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total	Total
Janvier	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Février	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Mars	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Avril	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	0	3
Mai	6	-11	9	-3	-10	-6	-7	-4	-11	17	21	-9	10	-5	-7	-7
Juin	8	-6	8	-16	-12	17	37	-8	25	35	55	-10	34	-10	15	-16
Juillet	17	6	4	-64	11	21	30	-27	-9	1	47	-24	-18	33	15	10
Août	-2	14	24	-24	27	-28	12	12	-27	31	2	-1	74	52	51	-12
Septembre	11	-12	-6	4	-4	-14	-12	17	-6	-5	43	-4	18	44	19	-5
Octobre	0	1	1	0	0	0	1	0	1	1	0	0	0	4	0	1
Novembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Décembre	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Déviations par rapport à la moyenne 1971-2000 (observations réelles-normales)

Moyenne par mois calculée pour chacune des années 1989 à 2004

Nébulosité

Mois	Année															
	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne	Nébulosité Moyenne
Janvier	-0,6	1,1	-0,2	-0,2	0,3	-0,6	1,3	-0,4	0,9	1,0	0,2	-0,1	1,0	1,6	-0,1	-0,1
Février	-0,2	0,1	-0,3	0,5	-0,6	-1,0	0,0	0,0	1,7	-0,5	-0,8	0,2	0,3	0,9	-0,3	-0,5
Mars	-0,4	-0,6	0,1	-0,5	-0,3	0,3	0,4	-1,0	0,4	1,7	0,2	0,4	0,4	0,9	0,4	0,6
Avril	0,1	-0,1	0,2	-0,2	1,2	0,8	0,0	1,2	-0,5	-1,4	-0,7	1,3	-1,3	0,6	0,5	0,6
Mai	0,6	0,1	-0,7	-1,4	0,1	0,0	0,0	-0,2	1,4	-0,1	-1,3	1,0	0,2	0,9	0,7	0,9
Juin	0,0	1,1	-0,9	0,2	0,0	-0,2	-1,5	1,2	-0,9	1,5	0,2	1,2	-0,1	1,0	-0,5	-0,2
Juillet	-1,1	-0,1	-0,6	0,7	0,0	-0,1	0,3	1,2	0,1	0,1	0,1	1,0	0,8	0,1	1,5	1,6
Août	0,4	-0,8	0,0	0,6	-0,5	-0,2	-0,8	-0,6	0,5	0,0	0,0	0,8	-0,3	-0,6	1,0	0,8
Septembre	0,0	1,1	-0,6	-0,5	-0,3	0,0	-0,8	0,4	0,5	0,0	0,0	-0,1	-0,7	-0,8	0,0	-0,9
Octobre	-0,4	0,6	-0,2	0,4	0,5	-0,9	0,4	0,4	-0,6	-0,4	0,2	0,4	0,3	0,5	1,1	-0,2
Novembre	0,0	-0,2	-0,3	0,0	0,2	-1,2	0,5	0,0	0,2	1,2	0,1	0,5	0,4	0,8	-0,1	-0,3
Décembre	-2,2	0,1	-0,4	-0,1	-0,8	-0,7	-0,1	1,7	0,0	-0,1	0,2	-0,3	0,1	0,0	-0,2	1,1

Tableau C2

Normalisation mensuelle en GWh

	1989												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	309,4	-69,2	-208,1	-76,6	78,1	26,5	11,0	15,3	17,5	113,2	-319,1	-1 005,8	-1 107,7
Général et institutionnel	83,2	-17,8	-54,9	-19,8	19,7	-8,2	-20,4	-2,0	-0,8	30,8	-84,4	-267,6	-342,2
Industriel	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	14,0
Autres	19,5	-5,8	-15,0	-6,3	4,0	-0,2	-1,7	-0,5	-0,3	6,4	-22,4	-68,2	-90,5
Ventes régulières	413,3	-91,5	-276,9	-101,5	102,9	19,3	-9,9	14,0	17,5	151,6	-424,8	-1 340,5	-1 526,4

	1990												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	691,6	57,0	134,6	-1,8	-38,5	5,3	23,7	22,2	18,3	-1 245,9	99,3	255,1	20,8
Général et institutionnel	192,5	16,5	34,3	-0,6	-3,2	8,1	3,4	-2,6	8,9	-509,0	27,9	73,4	-150,4
Industriel	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,1	2,1	2,1	-90,9	2,1	2,1	-80,5
Autres	48,1	4,1	8,6	-0,2	-2,0	0,7	-0,4	-0,7	-0,3	-16,4	4,8	16,2	62,5
Ventes régulières	932,2	77,6	177,5	-2,6	-43,7	14,1	28,8	20,9	28,9	-1 862,3	134,1	346,8	-147,5

	1991												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-17,4	316,4	225,1	299,4	154,0	37,9	5,4	-1,5	-78,7	131,3	144,2	-116,4	1 099,8
Général et institutionnel	0,7	87,7	62,8	78,4	39,6	-9,9	-8,5	-31,9	-14,3	33,7	37,4	-32,7	242,7
Industriel	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	16,5
Autres	-2,0	19,7	13,5	17,4	8,1	-0,4	-0,7	-2,3	-5,2	7,7	8,7	-8,9	55,8
Ventes régulières	-16,6	425,8	303,6	397,3	203,8	29,7	-3,2	-35,1	-97,6	173,4	191,0	-157,3	1 414,8

	1992												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-44,2	-127,0	-358,5	-18,0	22,8	24,7	38,9	30,4	30,9	-148,6	2,2	282,4	-264,0
Général et institutionnel	-14,8	-29,0	-98,0	-3,8	1,2	23,1	81,6	49,7	13,7	-34,8	3,4	81,7	74,2
Industriel	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,8	14,5
Autres	-4,4	-7,9	-25,2	-1,6	0,6	1,9	5,0	2,8	0,9	-10,4	-0,9	18,7	-20,4
Ventes régulières	-62,7	-163,2	-481,1	-22,7	25,3	50,4	127,2	84,7	47,3	-192,0	6,5	384,5	-195,8

	1993												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	225,6	-575,2	-105,5	73,4	134,6	7,6	8,5	-1,6	1,5	-223,0	-370,7	111,6	-713,3
Général et institutionnel	63,0	-161,6	-27,3	20,8	41,4	20,0	-13,1	-51,1	5,7	-52,9	-119,1	26,7	-247,6
Industriel	1,7	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,4	1,4	1,4	1,4	-23,6	1,4	-6,3
Autres	14,0	-42,2	-8,6	3,4	7,5	0,2	-1,2	-3,8	-0,6	-14,6	-5,2	5,3	-45,7
Ventes régulières	304,3	-777,3	-139,7	99,4	185,2	29,5	-4,5	-55,1	8,0	-289,2	-518,6	145,0	-1 012,9

	1994												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-841,8	-355,9	65,9	-74,3	-51,5	8,6	9,0	21,5	93,1	265,4	235,8	439,0	-185,2
Général et institutionnel	-245,3	-100,1	22,2	-16,1	-4,9	-18,3	-11,2	35,7	39,1	66,8	51,9	119,8	-60,5
Industriel	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	-6,6	1,4	8,5
Autres	-62,7	-26,4	4,1	-5,4	-3,6	-1,6	-1,1	2,0	5,7	15,3	19,6	28,5	-25,6
Ventes régulières	-1 148,5	-481,1	93,6	-94,4	-58,6	-9,9	-1,9	60,7	139,2	348,9	300,6	588,7	-262,8

	1995												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	525,8	-279,1	285,2	-230,8	79,3	21,1	11,7	14,5	21,7	328,9	-565,7	-238,6	-26,1
Général et institutionnel	153,5	-71,0	74,4	-55,5	29,8	-38,2	-26,9	-16,1	23,0	88,1	-160,7	-50,0	-49,6
Industriel	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4	4,0	4,0	4,0	4,0	-17,0	4,0	11,3
Autres	37,0	-19,1	17,2	-15,3	4,5	-2,0	-2,7	-2,0	0,5	18,7	-22,5	-15,8	-1,4
Ventes régulières	717,6	-367,8	378,2	-300,2	114,9	-17,8	-13,9	0,5	49,3	439,7	-765,9	-300,5	-65,8

	1996												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-33,5	28,0	-57,6	-56,7	-11,4	60,0	31,3	12,9	44,6	11,9	-495,9	726,5	259,9
Général et institutionnel	-7,1	6,8	-5,5	-7,0	13,6	29,5	61,2	-4,2	-0,8	12,0	-166,9	200,2	131,8
Industriel	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,0	4,1	4,3	4,4	4,9	-27,6	4,4	18,4
Autres	-5,3	-1,8	-4,9	-5,2	-1,9	2,3	3,2	-1,2	0,6	-0,7	-12,6	45,8	18,2
Ventes régulières	-41,8	36,9	-64,0	-65,0	4,3	95,8	99,8	11,7	48,7	28,1	-703,1	976,9	428,3

	1997												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-79,8	93,9	-305,7	-56,6	-269,6	44,1	11,9	17,8	12,4	10,3	-361,1	145,7	-736,8
Général et institutionnel	-7,2	38,3	-66,8	-6,4	-45,3	-2,5	14,6	43,4	16,5	22,0	-166,3	44,8	-114,9
Industriel	4,9	4,4	5,3	4,3	4,0	4,3	-0,8	-1,1	2,0	11,0	-42,9	0,5	-4,0
Autres	-6,8	5,0	-21,1	-5,2	-17,2	0,5	1,2	3,1	0,2	-3,1	-5,2	10,9	-37,9
Ventes régulières	-88,9	141,7	-388,4	-63,9	-328,2	46,3	26,9	63,2	31,2	40,1	-575,5	201,8	-893,6

	1998												
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	1 030,3	676,3	194,6	426,5	217,8	-18,8	26,8	15,9	-275,8	240,6	68,3	225,0	2 827,6
Général et institutionnel	353,0	193,5	55,4	113,1	18,2	-36,8	18,7	-22,7	-155,8	62,6	15,9	20,9	635,9
Industriel	271,9	6,4	3,5	6,2	-7,4	-0,7	2,5	2,5	-52,0	2,5	-4,3	-36,6	194,5
Autres	60,4	43,4	10,7	23,4	14,1	-3,3	0,6	-2,1	3,8	13,3	8,9	38,9	212,2
Ventes régulières	1 715,6	919,6	264,1	569,1	242,8	-59,7	48,6	-6,5	-479,7	319,0	88,8	248,2	3 870,2

1999													
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	73,3	472,7	199,1	189,8	242,7	7,9	-13,3	3,6	57,5	-54,3	375,7	410,8	1 965,5
Général et institutionnel	22,1	134,4	52,0	46,7	40,1	-83,6	-57,9	5,7	-53,8	-12,8	93,9	110,7	297,4
Industriel	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,3	0,4	0,4	0,4	4,5
Autres	5,1	33,3	12,6	11,4	13,8	-4,3	-3,9	0,3	-0,2	-3,5	23,1	27,3	114,9
Ventes régulières	100,9	640,8	264,2	248,3	296,9	-79,6	-74,8	10,0	3,8	-70,3	493,0	549,1	2 382,3

2000													
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-42,2	194,9	563,5	-85,2	28,0	-22,6	34,5	28,4	-20,3	127,9	256,6	-402,4	661,0
Général et institutionnel	-13,8	53,5	145,9	-20,1	27,0	26,0	71,7	46,4	13,3	47,9	80,3	-88,9	389,3
Industriel	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	7,4	7,8	7,4	8,1	8,1	9,1	50,2
Autres	-3,9	13,0	36,1	-5,4	2,6	0,1	3,3	1,6	-2,5	5,9	13,4	-30,8	33,5
Ventes régulières	-59,5	261,8	745,9	-110,2	58,0	3,9	116,9	84,2	-2,0	189,8	358,3	-513,0	1 134,1

2001													
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	313,3	-23,4	-88,4	177,4	218,3	6,8	56,1	-2,2	119,0	186,4	-50,4	904,1	1 816,8
Général et institutionnel	116,5	15,1	-0,9	57,4	76,1	-21,6	77,3	-84,0	34,6	58,6	-218,8	255,9	366,2
Industriel	7,8	7,8	9,3	7,4	7,1	8,2	7,6	4,3	13,1	7,3	-99,8	5,7	-14,2
Autres	21,0	-3,5	-8,3	8,7	12,1	-3,1	3,5	-6,6	1,7	8,6	27,1	59,3	120,7
Ventes régulières	458,5	-4,0	-88,2	251,0	313,6	-9,8	144,4	-88,5	168,4	261,0	-341,9	1 224,9	2 289,4

2002													
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	858,4	340,0	-51,7	129,1	-270,6	11,9	68,5	15,3	87,0	-175,8	-539,0	283,6	756,7
Général et institutionnel	245,3	109,2	1,8	51,4	-54,6	44,7	27,1	-69,2	-54,4	-14,6	-251,5	95,4	130,5
Industriel	9,0	10,2	8,5	9,3	4,6	8,7	14,9	8,2	6,4	16,5	-61,5	10,1	44,8
Autres	53,9	18,9	-6,6	5,2	-19,3	-1,1	-1,5	-6,4	-1,1	-17,2	-12,0	15,5	28,4
Ventes régulières	1 166,6	478,3	-48,0	195,0	-339,9	64,2	109,0	-52,2	37,9	-191,1	-864,0	404,7	960,5

2003													
Normalisation (GWh)	Jan	Fév	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept	Oct	Nov	Déc	Total
Domestique et agricole	-208,9	-337,9	-156,2	-226,1	64,3	8,5	81,1	-0,2	137,5	-0,2	-732,7	361,2	-1 009,3
Général et institutionnel	-14,0	-46,9	-11,5	-37,7	53,7	-15,1	97,2	-50,2	16,1	37,9	-514,9	145,9	-339,4
Industriel	21,3	22,1	15,4	11,5	17,5	7,7	16,3	3,9	13,4	19,2	-163,6	25,1	9,7
Autres	-21,0	-29,9	-15,5	-18,9	-1,4	-3,7	3,1	-4,1	2,9	-5,4	6,7	17,0	-70,2
Ventes régulières	-222,5	-392,6	-167,8	-271,2	134,1	-2,6	197,8	-50,6	169,9	51,5	-1 404,5	549,3	-1 409,3

Statistiques descriptives pour les ventes régulières

Moyenne	277,9	47,0	38,2	48,6	60,8	11,6	52,7	4,1	11,4	-40,1	-268,4	220,6	464,4
Médiane	100,9	36,9	-48,0	-22,7	102,9	14,1	28,8	10,0	31,2	51,5	-341,9	346,8	-65,8
Écart-type	676,1	454,3	324,1	242,4	196,5	45,3	75,5	53,4	152,4	546,7	543,9	621,3	1542,9
Maximum	1 715,6	919,6	745,9	569,1	313,6	95,8	197,8	84,7	169,9	439,7	493,0	1 224,9	3 870,2
Minimum	-1 148,5	-777,3	-481,1	-300,2	-339,9	-79,6	-74,8	-88,5	-479,7	-1 862,3	-1 404,5	-1 340,5	-1 526,4

Tableau C3

Normalisation par catégorie de consommateur (GWh)

Année	Domestique et agricole	Général et institutionnel	Industriel	Autres	Normalisation Totale
1989	-1 107,7	-342,2	14,0	-90,5	-1 526,4
1990	20,8	-150,4	-80,5	62,5	-147,5
1991	1 099,8	242,7	16,5	55,8	1 414,8
1992	-264,0	74,2	14,5	-20,4	-195,8
1993	-713,3	-247,6	-6,2	-45,7	-1 012,9
1994	-185,2	-60,5	8,5	-25,6	-262,8
1995	-26,1	-49,6	11,3	-1,4	-65,8
1996	259,9	131,8	18,4	18,2	428,3
1997	-736,8	-114,9	-4,0	-37,9	-893,6
1998	2 827,6	635,9	194,5	212,2	3 870,2
1999	1 965,5	297,4	4,5	114,9	2 382,3
2000	661,0	389,3	50,2	33,5	1 134,1
2001	1 816,8	366,2	-14,2	120,7	2 289,4
2002	756,7	130,5	44,8	28,4	960,5
2003	-1 009,3	-339,4	9,7	-70,2	-1 409,3
2004	-620,0	-11,0	0,0	-33,0	-664,0
Moyenne	296,6	59,5	17,6	20,1	393,8
Médiane	-2,6	31,6	10,5	8,4	-106,7
Écart-type	1 149,6	277,6	55,1	79,3	1 517,1
Moyenne 1998-2004	914,0	209,8	41,4	58,1	782,2
Moyenne 1989-1997	-183,6	-57,4	-0,8	-9,4	-251,3

Tableau C4

Répartition de la normalisation entre les catégories de consommateur

Année	Domestique et agricole	Général et institutionnel	Industriel	Autres	Normalisation Totale
1989	72,6%	22,4%	-0,9%	5,9%	100,0%
1990	-14,1%	101,9%	54,6%	-42,4%	100,0%
1991	77,7%	17,2%	1,2%	3,9%	100,0%
1992	134,9%	-37,9%	-7,4%	10,4%	100,0%
1993	70,4%	24,4%	0,6%	4,5%	100,0%
1994	70,5%	23,0%	-3,2%	9,7%	100,0%
1995	39,6%	75,3%	-17,1%	2,2%	100,0%
1996	60,7%	30,8%	4,3%	4,2%	100,0%
1997	82,5%	12,9%	0,4%	4,2%	100,0%
1998	73,1%	16,4%	5,0%	5,5%	100,0%
1999	82,5%	12,5%	0,2%	4,8%	100,0%
2000	58,3%	34,3%	4,4%	3,0%	100,0%
2001	79,4%	16,0%	-0,6%	5,3%	100,0%
2002	78,8%	13,6%	4,7%	3,0%	100,0%
2003	71,6%	24,1%	-0,7%	5,0%	100,0%
2004	93,4%	1,7%	0,0%	5,0%	100,0%
Moyenne	70,7%	24,3%	2,8%	2,1%	100,0%
Médiane	72,8%	19,8%	0,3%	4,7%	100,0%

Tableau C5

Principales données climatiques (moyennes annuelles)

Année	Température (en degré C)	Vents (en km/h)	Degrés jours de chauffage (18 degré C)	Degrés jours de climatisation (18 degré C)	Nébulosité
1989	5,7	13,2	4 755,0	283,0	5,4
1990	7,2	14,3	4 138,5	240,5	5,9
1991	7,1	13,4	4 242,5	283,0	5,4
1992	5,5	13,5	4 728,0	141,5	5,7
1993	5,7	13,0	4 714,0	256,5	5,7
1994	5,8	13,3	4 644,0	234,5	5,4
1995	6,6	14,4	4 428,0	305,0	5,7
1996	6,1	14,4	4 425,5	234,5	6,1
1997	5,8	14,4	4 629,0	216,5	6,0
1998	8,6	14,0	3 733,0	323,5	6,0
1999	8,2	15,5	3 963,5	411,0	5,6
2000	6,4	16,4	4 428,0	197,0	6,3
2001	7,9	16,2	3 999,5	361,0	5,8
2002	7,5	17,0	4 180,0	364,5	6,2
2003	6,4	16,5	4 555,5	336,0	6,1
2004	6,2	16,5	4 519,0	218,0	6,0
Moyenne	6,7	14,8	4 380,2	275,4	5,8
Médiane	6,4	14,4	4 428,0	269,8	5,9
Écart-type	1,0	1,4	307,2	71,4	0,3
Moyenne 1971-2000	6,3	14,3	n.a.	n.a.	5,7
Total annuel moyen 1971-2000	n.a.	n.a.	4 515,0	244,0	n.a.

Regression

Descriptive Statistics

	Mean	Std. Deviation	N
NORMTOT	38,6976	404,18093	180
DEGJCHAU	-12,0056	59,50041	180
DEGJCLIM	2,9333	15,02962	180
VENT	,3594	2,00328	180

Correlations

		NORMTOT	DEGJCHAU	DEGJCLIM	VENT
Pearson Correlation	NORMTOT	1,000	-,752	-,033	-,100
	DEGJCHAU	-,752	1,000	-,123	-,039
	DEGJCLIM	-,033	-,123	1,000	,136
	VENT	-,100	-,039	,136	1,000
Sig. (1-tailed)	NORMTOT	,	,000	,328	,090
	DEGJCHAU	,000	,	,050	,302
	DEGJCLIM	,328	,050	,	,035
	VENT	,090	,302	,035	,
N	NORMTOT	180	180	180	180
	DEGJCHAU	180	180	180	180
	DEGJCLIM	180	180	180	180
	VENT	180	180	180	180

Variables Entered/Removed(b)

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	DEGJCHAU(a)	,	Enter
2	VENT, DEGJCLIM(a)	,	Enter
a All requested variables entered.			
b Dependent Variable: NORMTOT			

Model Summary(c)

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
					R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	,752(a)	,566	,564	266,97398	,566	232,267	1	178	,000
2	,772(b)	,595	,588	259,32382	,029	6,329	2	176	,002
a Predictors: (Constant), DEJCHAU									
b Predictors: (Constant), DEJCHAU, VENT, DEJCLIM									
c Dependent Variable: NORMTOT									

ANOVA(c)

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	16554869,741	1	16554869,741	232,267	,000(a)
	Residual	12686968,906	178	71275,106		
	Total	29241838,648	179			
2	Regression	17406042,298	3	5802014,099	86,277	,000(b)
	Residual	11835796,349	176	67248,843		
	Total	29241838,648	179			
a Predictors: (Constant), DEJCHAU						
b Predictors: (Constant), DEJCHAU, VENT, DEJCLIM						
c Dependent Variable: NORMTOT						

Coefficients(a)

		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	95% Confidence Interval for B	
Model		B	Std. Error	Beta			Lower Bound	Upper Bound
1	(Constant)	-22,664	20,302		-1,116	,266	-62,728	17,400
	DEJCHAU	-5,111	,335	-,752	-15,240	,000	-5,773	-4,449
2	(Constant)	-6,931	20,210		-,343	,732	-46,817	32,955
	DEJCHAU	-5,236	,328	-,771	-15,946	,000	-5,884	-4,588
	DEJCLIM	-3,032	1,311	-,113	-2,313	,022	-5,620	-,445
	VENT	-23,195	9,768	-,115	-2,375	,019	-42,473	-3,918

a Dependent Variable: NORMTOT

Excluded Variables(b)

		Beta In	t	Sig.	Partial Correlation	Collinearity Statistics
Model						Tolerance
1	DEGJCLIM	-,128(a)	-2,615	,010	-,193	,985
	VENT	-,130(a)	-2,671	,008	-,197	,998
a Predictors in the Model: (Constant), DEGJCHAU						
b Dependent Variable: NORMTOT						

Casewise Diagnostics(a)

Case Number	Std. Residual	NORMTOT
22	-7,318	-1862,26
109	4,785	1715,63
155	-3,051	-341,94
179	-5,774	-1404,47
a Dependent Variable: NORMTOT		

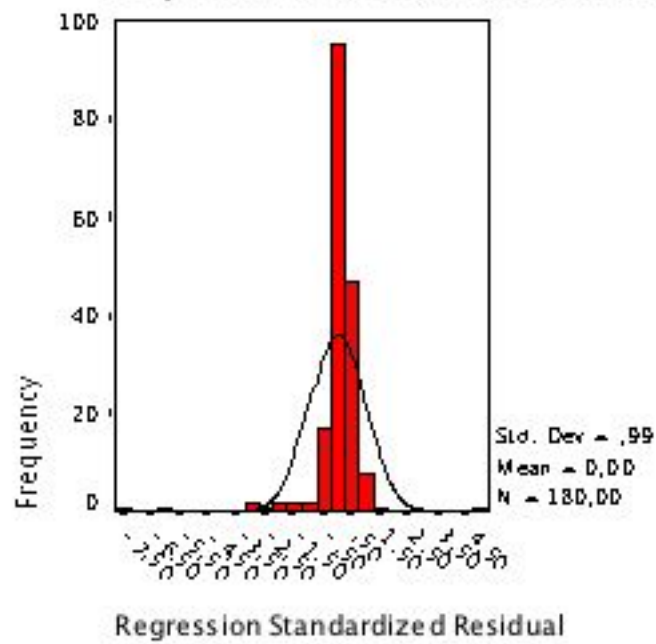
Residuals Statistics(a)

	Minimum	Maximum	Mean	Std. Deviation	N
Predicted Value	-1465,9358	1023,1023	38,6976	311,83403	180
Residual	-1897,6919	1240,8298	,0000	257,14153	180
Std. Predicted Value	-4,825	3,157	,000	1,000	180
Std. Residual	-7,318	4,785	,000	,992	180
a Dependent Variable: NORMTOT					

Charts

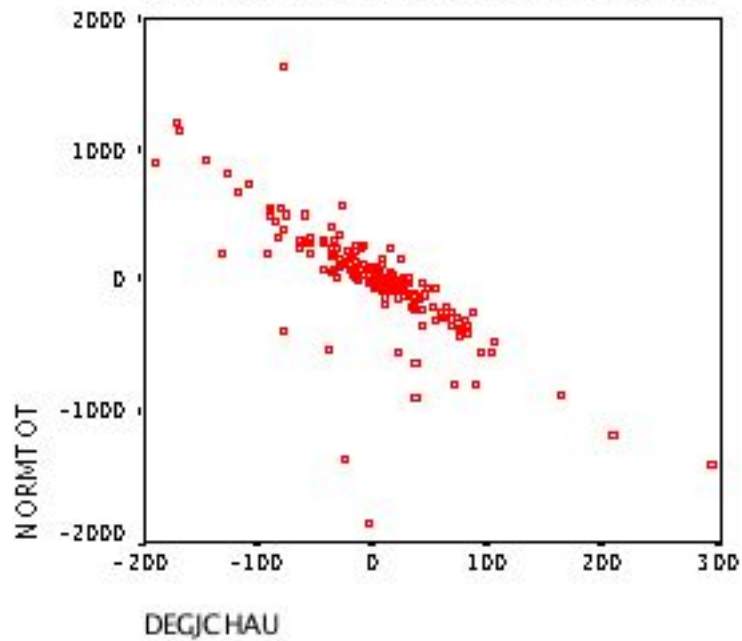
Histogram

Dependent Variable: NORMTOT



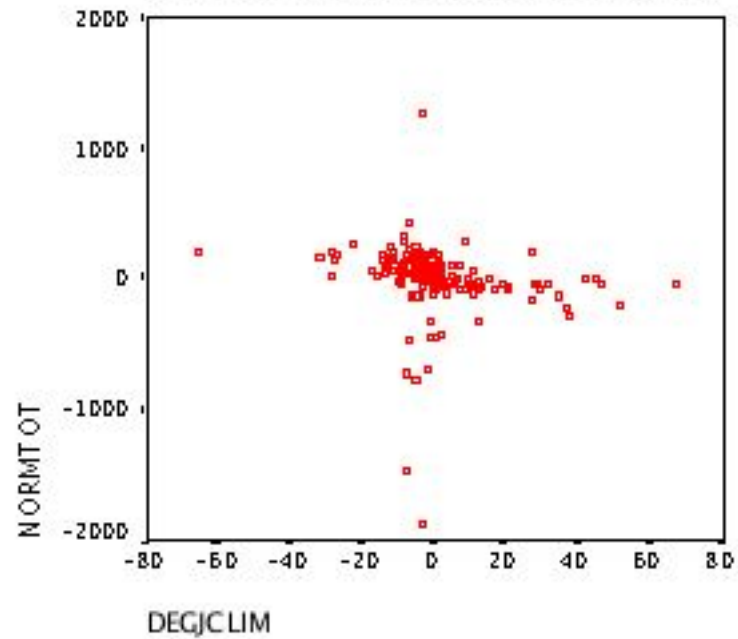
Partial Regression Plot

Dependent Variable: NORMTOT



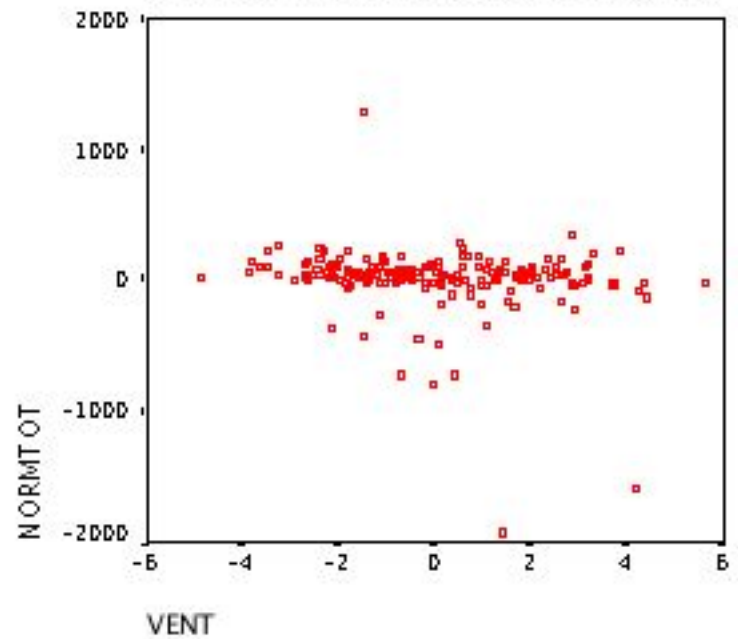
Partial Regression Plot

Dependent Variable: NORMTOT



Partial Regression Plot

Dependent Variable: NORMTOT



Regression

Variables Entered/Removed(b,c)

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	VENT, DEJCHAU, DEJCLIM(a)		Enter
a All requested variables entered.			
b Dependent Variable: NORMTOT			
c Models are based only on cases for which YEAR, not periodic < 1998			

Model Summary

	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
Model	YEAR, not periodic < 1998 (Selected)				R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	,830(a)	,690	,681	211,71030	,690	77,002	3	104	,000
a Predictors: (Constant), VENT, DEJCHAU, DEJCLIM									

ANOVA(b,c)

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	10353915,550	3	3451305,183	77,002	,000(a)
	Residual	4661410,036	104	44821,250		
	Total	15015325,586	107			
a Predictors: (Constant), VENT, DEJCHAU, DEJCLIM						
b Dependent Variable: NORMTOT						
c Selecting only cases for which YEAR, not periodic < 1998						

Coefficients(a,b)

		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
Model		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-36,960	21,506		-1,719	,089
	DEJCHAU	-5,173	,345	-,825	-15,006	,000
	DEJCLIM	-4,581	1,766	-,144	-2,594	,011
	VENT	-37,566	13,412	-,155	-2,801	,006
a Dependent Variable: NORMTOT						
b Selecting only cases for which YEAR, not periodic < 1998						

Regression

Variables Entered/Removed(b,c)

Model	Variables Entered	Variables Removed	Method
1	VENT, DEJCLIM, DEJCHAU(a)		Enter
a All requested variables entered.			
b Dependent Variable: NORMTOT			
c Models are based only on cases for which YEAR, not periodic >= 1998			

Model Summary

	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Change Statistics				
Model	YEAR, not periodic >= 1998 (Selected)				R Square Change	F Change	df1	df2	Sig. F Change
1	,692(a)	,478	,455	319,04106	,478	20,777	3	68	,000
a Predictors: (Constant), VENT, DEJCLIM, DEJCHAU									

ANOVA(b,c)

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	6344642,908	3	2114880,969	20,777	,000(a)
	Residual	6921529,366	68	101787,197		
	Total	13266172,274	71			
a Predictors: (Constant), VENT, DEJCLIM, DEJCHAU						
b Dependent Variable: NORMTOT						
c Selecting only cases for which YEAR, not periodic >= 1998						

Coefficients(a,b)

Model	Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
	B	Std. Error	Beta		
(Constant)	53,448	61,172		,874	,385
DEJCHAU	-4,924	,738	-,618	-6,671	,000

1	DEJCLIM	-2,790	2,112	-,117	-1,321	,191
	VENT	-34,338	21,149	-,151	-1,624	,109
a Dependent Variable: NORMTOT						
b Selecting only cases for which YEAR, not periodic >= 1998						

Annexe 5

Tableau F5A.mo

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Ventes Préliminaires	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique et Agricole	57 382,0	57 688,0	58 440,0	58 965,0	59 587,0	59 737,0	60 074,0	60 329,0	60 933,0	61 044,0	61 396,0		
Général et Institutionnel	33 126,0	32 536,0	32 628,0	32 693,0	32 903,0	32 887,0	33 224,0	33 378,0	33 769,0	33 952,0	34 215,0		
Industriel PME	10 700,0	10 718,0	10 832,0	10 950,0	11 105,0	11 205,0	11 321,0	11 462,0	11 634,0	11 746,0	11 902,0		
Industriel Grandes entreprises	59 022,0	63 257,0	66 015,0	67 319,0	68 662,0	69 511,0	69 931,0	70 314,0	70 803,0	71 012,0	71 354,0		
Autres	4 993,0	5 092,0	5 221,0	5 327,0	5 427,0	5 498,0	5 586,0	5 676,0	5 783,0	5 860,0	5 954,0		
Ventes régulières au Québec	165 223,0	169 291,0	173 136,0	175 254,0	177 684,0	178 838,0	180 136,0	181 159,0	182 922,0	183 614,0	184 821,0		
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0		
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0		
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	169 466,5	173 315,3	175 409,7	177 813,2	178 983,0	180 224,7	181 192,4	182 950,3	183 620,2	184 805,0		
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 746,5	12 983,7	13 121,0	13 285,6	13 357,5	13 448,0	13 519,4	13 656,1	13 706,1	13 797,4		
(Pertes en %)	7,54%	7,53%	7,50%	7,49%	7,48%	7,47%	7,47%	7,46%	7,47%	7,46%	7,47%		
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	182 212,9	186 299,0	188 530,7	191 098,8	192 340,6	193 672,6	194 711,8	196 606,4	197 326,3	198 602,4	20 774	2 077
Variation		2,5%	2,2%	1,2%	1,4%	0,6%	0,7%	0,5%	1,0%	0,4%	0,6%	11,7%	1,1%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, Doc. 1, HQD-5, Doc. 1.1

Note: L'année 2005 contient 1100 GWh et l'année 2006 contient 400 GWh pour l'approvisionnement du tarif BT, qui sera abrogé lors de cette dernière année.

Tableau F5A.fa

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Ventes Préliminaires	Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE										Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique et Agricole	57 382,0	57 043,0	57 506,0	57 796,0	58 179,0	58 117,0	58 238,0	58 346,0	58 827,0	58 816,0	59 047,0		
Général et Institutionnel	33 126,0	32 365,0	32 171,0	31 991,0	31 957,0	31 725,0	31 777,0	31 779,0	32 019,0	32 055,0	32 165,0		
Industriel PME	10 700,0	10 544,0	10 572,0	10 608,0	10 687,0	10 737,0	10 786,0	10 858,0	10 926,0	10 969,0	11 033,0		
Industriel Grandes entreprises	59 022,0	58 624,0	63 057,0	63 558,0	63 634,0	63 481,0	63 628,0	63 786,0	63 986,0	63 946,0	64 044,0		
Autres	4 993,0	5 067,0	5 177,0	5 265,0	5 345,0	5 397,0	5 464,0	5 532,0	5 617,0	5 672,0	5 744,0		
Ventes régulières au Québec	165 223,0	163 643,0	168 483,0	169 218,0	169 802,0	169 457,0	169 893,0	170 301,0	171 375,0	171 458,0	172 033,0		
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0		
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0		
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	163 818,5	168 662,3	169 373,7	169 931,2	169 602,0	169 981,7	170 334,4	171 403,3	171 464,2	172 017,0		
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 321,2	12 634,8	12 669,1	12 696,3	12 656,9	12 683,3	12 709,1	12 794,0	12 798,7	12 842,7		
(Pertes en %)	7,54%	7,53%	7,50%	7,49%	7,48%	7,47%	7,47%	7,46%	7,47%	7,46%	7,47%		
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	176 139,7	181 297,1	182 042,8	182 627,5	182 258,9	182 664,9	183 043,5	184 197,3	184 262,9	184 859,7	7 031	703
Variation		-0,9%	2,9%	0,4%	0,3%	-0,2%	0,2%	0,2%	0,6%	0,0%	0,3%	4,0%	0,4%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, Doc. 1, HQD-5, Doc. 1.1

Note: L'année 2005 contient 1100 GWh et l'année 2006 contient 400 GWh pour l'approvisionnement du tarif BT, qui sera abrogé lors de cette dernière année.

Tableau F5A.fo

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Ventes Préliminaires	Prévision d'Août 2004: Scénario FORT										Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique et Agricole	57 382,0	58 340,0	59 319,0	60 072,0	60 921,0	61 298,0	61 864,0	62 286,0	63 048,0	63 328,0	63 843,0		
Général et Institutionnel	33 126,0	33 303,0	33 534,0	33 879,0	34 261,0	34 614,0	35 291,0	35 697,0	36 234,0	36 755,0	37 270,0		
Industriel PME	10 700,0	10 927,0	11 183,0	11 408,0	11 657,0	11 808,0	11 988,0	12 202,0	12 459,0	12 628,0	12 859,0		
Industriel Grandes entreprises	59 022,0	67 377,0	68 576,0	70 541,0	73 294,0	75 189,0	76 414,0	78 147,0	79 870,0	82 535,0	85 327,0		
Autres	4 993,0	5 117,0	5 265,0	5 390,0	5 510,0	5 602,0	5 711,0	5 827,0	5 962,0	6 067,0	6 191,0		
Ventes régulières au Québec	165 223,0	175 064,0	177 877,0	181 290,0	185 643,0	188 511,0	191 268,0	194 159,0	197 573,0	201 313,0	205 490,0		
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0		
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0		
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	175 239,5	178 056,3	181 445,7	185 772,2	188 656,0	191 356,7	194 192,4	197 601,3	201 319,2	205 474,0		
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	13 181,1	13 339,3	13 572,9	13 880,7	14 080,0	14 279,0	14 489,6	14 749,8	15 027,2	15 340,4		
(Pertes en %)	7,54%	7,53%	7,50%	7,49%	7,48%	7,47%	7,47%	7,46%	7,47%	7,46%	7,47%		
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	188 420,6	191 395,6	195 018,6	199 652,9	202 736,1	205 635,7	208 682,0	212 351,2	216 346,5	220 814,4	42 986	4 299
Variation		6,0%	1,6%	1,9%	2,4%	1,5%	1,4%	1,5%	1,8%	1,9%	2,1%	24,2%	2,2%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, Doc. 1, HQD-5, Doc. 1.1

Note: L'année 2005 contient 1100 GWh et l'année 2006 contient 400 GWh pour l'approvisionnement du tarif BT, qui sera abrogé lors de cette dernière année.

Tableau F5A sim A

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Ventes Préliminaires	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique et Agricole	57 382,0	57 888,0	58 840,0	59 565,0	60 387,0	60 737,0	61 274,0	61 729,0	62 533,0	62 844,0	63 396,0	6 014	601
Variation		0,9%	1,6%	1,2%	1,4%	0,6%	0,9%	0,7%	1,3%	0,5%	0,9%	10,5%	1,0%
Général et Institutionnel	33 126,0	32 798,5	33 017,1	33 208,6	33 545,2	33 655,8	34 119,3	34 399,9	34 917,4	35 227,0	35 616,6	2 491	249
Variation		-1,0%	0,7%	0,6%	1,0%	0,3%	1,4%	0,8%	1,5%	0,9%	1,1%	7,5%	0,7%
Industriel PME	10 700,0	10 743,0	10 882,0	11 025,0	11 205,0	11 330,0	11 471,0	11 637,0	11 834,0	11 971,0	12 152,0	1 452	145
Variation		0,4%	1,3%	1,3%	1,6%	1,1%	1,2%	1,4%	1,7%	1,2%	1,5%	13,6%	1,3%
Industriel Grandes entreprises	59 022,0	63 532,0	66 565,0	68 144,0	69 762,0	70 886,0	71 581,0	72 239,0	73 003,0	73 487,0	74 104,0	15 082	1 508
Variation		7,6%	4,8%	2,4%	2,4%	1,6%	1,0%	0,9%	1,1%	0,7%	0,8%	25,6%	2,3%
Autres	4 993,0	5 067,0	5 177,0	5 265,0	5 345,0	5 397,0	5 464,0	5 532,0	5 617,0	5 672,0	5 744,0	751	75
Variation		1,5%	2,2%	1,7%	1,5%	1,0%	1,2%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	15,0%	1,4%
Ventes régulières au Québec	165 223,0	170 028,6	174 481,1	177 207,7	180 244,3	182 005,8	183 909,4	185 536,9	187 904,5	189 201,0	191 012,6	25 790	2 579
Variation		2,9%	2,6%	1,6%	1,7%	1,0%	1,0%	0,9%	1,3%	0,7%	1,0%	15,6%	1,5%
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0		
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0		
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	170 204,1	174 660,4	177 363,4	180 373,4	182 150,8	183 998,0	185 570,3	187 932,8	189 207,3	190 996,6		
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 746,5	12 983,7	13 121,0	13 285,6	13 357,5	13 448,0	13 519,4	13 656,1	13 706,1	13 797,4		
(Pertes en %)	7,54%	7,50%	7,44%	7,40%	7,37%	7,34%	7,31%	7,29%	7,27%	7,24%	7,22%		
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	182 950,5	187 644,2	190 484,3	193 659,1	195 508,4	197 446,0	199 089,7	201 588,9	202 913,3	204 794,0	26 965	2 697
Variation		2,9%	2,6%	1,5%	1,7%	1,0%	1,0%	0,8%	1,3%	0,7%	0,9%	15,2%	1,4%
Différence avec le scénario moyen		737,6	1 345,1	1 953,7	2 560,3	3 167,8	3 773,4	4 377,9	4 982,5	5 587,0	6 191,6		

Sources: R-3550-2004, HQD-2, Doc. 1, HQD-5, Doc. 1.1

Note: L'année 2005 contient 1100 GWh et l'année 2006 400 GWh pour l'approvisionnement du tarif BT, qui sera abrogé lors de cette dernière année.

Tableau F5A Sim B

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Ventes Préliminaires	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										Variation 2005-2014	Moyenne Annuelle
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Domestique et Agricole	57 382,0	58 241,5	60 961,0	60 272,0	59 326,5	60 737,0	61 274,0	61 729,0	62 533,0	62 844,0	63 396,0	6 014	601
Variation		1,5%	4,7%	-1,1%	-1,6%	2,4%	0,9%	0,7%	1,3%	0,5%	0,9%	10,5%	1,0%
Général et Institutionnel	33 126,0	32 920,0	33 746,1	33 451,6	33 180,7	33 655,8	34 119,3	34 399,9	34 917,4	35 227,0	35 616,6	2 491	249
Variation		-0,6%	2,5%	-0,9%	-0,8%	1,4%	1,4%	0,8%	1,5%	0,9%	1,1%	7,5%	0,7%
Industriel PME	10 700,0	10 743,0	10 882,0	11 025,0	11 205,0	11 330,0	11 471,0	11 637,0	11 834,0	11 971,0	12 152,0	1 452	145
Variation		0,4%	1,3%	1,3%	1,6%	1,1%	1,2%	1,4%	1,7%	1,2%	1,5%	13,6%	1,3%
Industriel Grandes entreprises	59 022,0	63 546,0	66 649,0	68 172,0	69 720,0	70 886,0	71 581,0	72 239,0	73 003,0	73 487,0	74 104,0	15 082	1 508
Variation		7,7%	4,9%	2,3%	2,3%	1,7%	1,0%	0,9%	1,1%	0,7%	0,8%	25,6%	2,3%
Autres	4 993,0	5 077,5	5 240,0	5 286,0	5 313,5	5 397,0	5 464,0	5 532,0	5 617,0	5 672,0	5 744,0	751	75
Variation		1,7%	3,2%	0,9%	0,5%	1,6%	1,2%	1,2%	1,5%	1,0%	1,3%	15,0%	1,4%
Ventes régulières au Québec	165 223,0	170 528,1	177 478,2	178 206,6	178 745,7	182 005,8	183 909,4	185 536,9	187 904,5	189 201,0	191 012,6	25 790	2 579
Variation		3,2%	4,1%	0,4%	0,3%	1,8%	1,0%	0,9%	1,3%	0,7%	1,0%	15,6%	1,5%
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0		
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0		
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	170 703,6	177 657,5	178 362,3	178 874,9	182 150,9	183 998,0	185 570,3	187 932,8	189 207,3	190 996,6		
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 746,5	12 983,7	13 121,0	13 285,6	13 357,5	13 448,0	13 519,4	13 656,1	13 706,1	13 797,4		
(Pertes en %)	7,54%	7,47%	7,32%	7,36%	7,43%	7,34%	7,31%	7,29%	7,27%	7,24%	7,22%		
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	183 450,0	190 641,2	191 483,3	192 160,5	195 508,4	197 446,0	199 089,7	201 588,9	202 913,3	204 794,0	26 965	2 697
Variation		3,2%	3,9%	0,4%	0,4%	1,7%	1,0%	0,8%	1,3%	0,7%	0,9%	15,2%	1,4%
Différence avec le scénario moyen		1 237,1	4 342,2	2 952,6	1 061,7	3 167,8	3 773,4	4 377,9	4 982,5	5 587,0	6 191,6		

Sources: R-3550-2004, HQD-2, Doc. 1, HQD-5, Doc. 1.1

Note: L'année 2005 contient 1100 GWh et l'année 2006 400 GWh pour l'approvisionnement du tarif BT, qui sera abrogé lors de cette dernière année.

Tableau F5B.Mo

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes régulières au Québec	165 223,0	169 291,0	173 136,0	175 254,0	177 684,0	178 838,0	180 136,0	181 159,0	182 922,0	183 614,0	184 821,0
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	169 466,5	173 315,3	175 409,7	177 813,2	178 983,0	180 224,7	181 192,4	182 950,3	183 620,2	184 805,0
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 746,5	12 983,7	13 121,0	13 285,6	13 357,5	13 448,0	13 519,4	13 656,1	13 706,1	13 797,4
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	182 212,9	186 299,0	188 530,7	191 098,8	192 340,6	193 672,6	194 711,8	196 606,4	197 326,3	198 602,4
Approvisionnement											
-Électricité Patrimoniale	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0
+Gestion des approvisionnements en temps réels	0,0	500,0	500,0	500,0	500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Approvisionnements requis au-delà du volume patrimoniale	0,0	3 812,9	7 899,0	10 130,7	12 698,8	13 740,6	15 072,6	16 111,8	18 006,4	18 726,3	20 002,4
- TransCanada Energy			1 400,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	3 900,0	3 700,0	4 100,0	4 100,0
- HQP Base				2 600,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- HQP Cyclable				900,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0
- Contrats court terme 2004		3 000,0									
- Contrats biomasse			100,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
- Énergie éolienne 1			100,0	700,0	1 200,0	1 500,0	1 900,0	2 300,0	2 800,0	3 200,0	3 200,0
- Cogénération					100,0	1 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0
Approvisionnements additionnels requis		812,9	6 299,1	1 530,8	2 798,9	1 940,7	1 772,7	2 611,9	4 206,5	4 126,5	5 402,6
Marché de court terme		812,9	6 299,1	1 530,8	2 798,9	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Marché de long terme						1 640,7	1 472,7	2 311,9	3 906,5	3 826,5	5 102,6

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1

Tableau F5B.fa

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	2004	Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE									
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes régulières au Québec	165 223,0	163 643,0	168 483,0	169 218,0	169 802,0	169 457,0	169 893,0	170 301,0	171 375,0	171 458,0	172 033,0
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	163 818,5	168 662,3	169 373,7	169 931,2	169 602,0	169 981,7	170 334,4	171 403,3	171 464,2	172 017,0
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 321,2	12 634,8	12 669,1	12 696,3	12 656,9	12 683,3	12 709,1	12 794,0	12 798,7	12 842,7
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	176 139,7	181 297,1	182 042,8	182 627,5	182 258,9	182 664,9	183 043,5	184 197,3	184 262,9	184 859,7
Approvisionnement											
-Électricité Patrimoniale	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0
+Gestion des approvisionnements en temps réels	0,0	500,0	500,0	500,0	500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Approvisionnements requis au-delà du volume patrimoniale	0,0	-2 260,3	2 897,1	3 642,8	4 227,5	3 658,9	4 064,9	4 443,5	5 597,3	5 662,9	6 259,7
- TransCanada Energy			1 400,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	3 900,0	3 700,0	4 100,0	4 100,0
- HQP Base				2 600,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- HQP Cyclable				900,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0
- Contrats court terme 2004		3 000,0									
- Contrats biomasse			100,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
- Énergie éolienne 1			100,0	700,0	1 200,0	1 500,0	1 900,0	2 300,0	2 800,0	3 200,0	3 200,0
- Cogénération					100,0	1 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0
Approvisionnements additionnels requis		-3 000,0	1 297,2	-4 957,1	-5 672,4	-8 141,0	-9 235,0	-9 056,4	-8 202,6	-8 936,9	-8 340,1
Achat marché de court terme			1 297,2								
Ventes marché de court terme		-3 000,0		-4 957,1	-5 672,4	-8 141,0	-9 235,0	-9 056,4	-8 202,6	-8 936,9	-8 340,1

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1

Tableau F5B.Fo

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	Prévision d'Août 2004: Scénario FORT										
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes régulières au Québec	165 223,0	175 064,0	177 877,0	181 290,0	185 643,0	188 511,0	191 268,0	194 159,0	197 573,0	201 313,0	205 490,0
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	175 239,5	178 056,3	181 445,7	185 772,2	188 656,0	191 356,7	194 192,4	197 601,3	201 319,2	205 474,0
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	13 181,1	13 339,3	13 572,9	13 880,7	14 080,0	14 279,0	14 489,6	14 749,8	15 027,2	15 340,4
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	188 420,6	191 395,6	195 018,6	199 652,9	202 736,1	205 635,7	208 682,0	212 351,2	216 346,5	220 814,4
Approvisionnement											
-Électricité Patrimoniale	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0
+Gestion des approvisionnements en temps réels	0,0	500,0	500,0	500,0	500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Approvisionnements requis au-delà du volume patrimoniale	0,0	10 020,6	12 995,6	16 618,6	21 252,9	24 136,1	27 035,7	30 082,0	33 751,2	37 746,5	42 214,4
- TransCanada Energy			1 400,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	3 900,0	3 700,0	4 100,0	4 100,0
- HQP Base				2 600,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- HQP Cyclable				900,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0
- Contrats court terme 2004		3 000,0									
- Contrats biomasse			100,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
- Énergie éolienne 1			100,0	700,0	1 200,0	1 500,0	1 900,0	2 300,0	2 800,0	3 200,0	3 200,0
- Cogénération					100,0	1 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0
Approvisionnements additionnels requis		7 020,6	11 395,7	8 018,7	11 353,0	12 336,2	13 735,8	16 582,1	19 951,3	23 146,7	27 614,6
Marché de court terme		7 020,6	11 395,7	8 018,7	11 353,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Marché de long terme						12 036,2	13 435,8	16 282,1	19 651,3	22 846,7	27 314,6

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1

Différence avec le scénario moyen	6 207,7	5 096,5	6 487,9	8 554,1	10 395,5	11 963,1	13 970,2	15 744,8	19 020,2	22 212,0
Achats supplémentaires 2005-08	26 346,2									
Différence des besoins avec le scénario moyen	6 207,7	5 096,5	6 487,9	8 554,1						
	26 346,2									

Tableau F5B.Sim A

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN + Sim A									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes régulières au Québec	165 223,0	170 028,6	174 481,1	177 207,7	180 244,3	182 005,8	183 909,4	185 536,9	187 904,5	189 201,0	191 012,6
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	170 204,1	174 660,4	177 363,4	180 373,4	182 150,8	183 998,0	185 570,3	187 932,8	189 207,3	190 996,6
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 802,0	13 084,6	13 267,2	13 477,1	13 594,1	13 729,6	13 846,1	14 028,0	14 123,1	14 259,6
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	183 006,0	187 745,1	190 630,6	193 850,5	195 745,0	197 727,7	199 416,4	201 960,9	203 330,4	205 256,2
Approvisionnement											
-Électricité Patrimoniale	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0
+Gestion des approvisionnements en temps réels	0,0	500,0	500,0	500,0	500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Approvisionnements requis au-delà du volume patrimoniale	0,0	4 606,0	9 345,1	12 230,6	15 450,5	17 145,0	19 127,7	20 816,4	23 360,9	24 730,4	26 656,2
- TransCanada Energy			1 400,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	3 900,0	3 700,0	4 100,0	4 100,0
- HQP Base				2 600,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- HQP Cyclable				900,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0
- Contrats court terme 2004		3 000,0									
- Contrats biomasse			100,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
- Énergie éolienne 1			100,0	700,0	1 200,0	1 500,0	1 900,0	2 300,0	2 800,0	3 200,0	3 200,0
- Cogénération					100,0	1 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0
Approvisionnements additionnels requis	0,0	1 606,0	7 745,2	3 630,7	5 550,6	5 345,1	5 827,8	7 316,5	9 561,0	10 130,6	12 056,4
Marché de court terme	0,0	1 606,0	7 745,2	3 630,7	5 550,6	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Marché de long terme						5 045,1	5 527,8	7 016,5	9 261,0	9 830,6	11 756,4

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1

Tableau F5B.Sim B

Prévision des besoins en Énergie (en GWh)

	2004	Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN + Sim B									
		2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Ventes régulières au Québec	165 223,0	170 528,1	177 478,2	178 206,6	178 745,7	182 005,8	183 909,4	185 536,9	187 904,5	189 201,0	191 012,6
- Ventes dans les réseaux autonomes	302,7	306,8	311,5	316,4	316,0	320,7	325,5	330,4	335,4	340,7	346,0
+ Usage interne	450,2	482,3	490,8	472,1	445,2	465,7	414,2	363,8	363,8	346,9	330,0
= Consommation visée par le Plan	165 370,5	170 703,6	177 657,5	178 362,3	178 874,9	182 150,8	183 998,0	185 570,3	187 932,8	189 207,3	190 996,6
+ Pertes de distribution et de transport	12 458,0	12 839,6	13 309,4	13 342,0	13 365,0	13 594,1	13 729,6	13 846,1	14 028,0	14 123,1	14 259,6
= Besoins visés par le Plan	177 828,6	183 543,2	190 966,9	191 704,4	192 239,9	195 745,0	197 727,7	199 416,4	201 960,9	203 330,4	205 256,2
Approvisionnement											
-Électricité Patrimoniale	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0	178 900,0
+Gestion des approvisionnements en temps réels	0,0	500,0	500,0	500,0	500,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Approvisionnements requis au-delà du volume patrimoniale	0,0	5 143,2	12 566,9	13 304,4	13 839,9	17 145,0	19 127,7	20 816,4	23 360,9	24 730,4	26 656,2
- TransCanada Energy			1 400,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	4 100,0	3 900,0	3 700,0	4 100,0	4 100,0
- HQP Base				2 600,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0	3 100,0
- HQP Cyclable				900,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0	1 100,0
- Contrats court terme 2004		3 000,0									
- Contrats biomasse			100,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
- Énergie éolienne 1			100,0	700,0	1 200,0	1 500,0	1 900,0	2 300,0	2 800,0	3 200,0	3 200,0
- Cogénération					100,0	1 700,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0	2 800,0
Approvisionnements additionnels requis	0,0	2 143,2	10 967,0	4 704,5	3 940,0	5 345,1	5 827,8	7 316,5	9 561,0	10 130,6	12 056,4
Marché de court terme	0,0	2 143,2	10 967,0	4 704,5	3 940,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0	300,0
Marché de long terme						5 045,1	5 527,8	7 016,5	9 261,0	9 830,6	11 756,4

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1

Tableau F5C.M

Coûts (en \$) des besoins en Énergie (en MWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
Coûts en \$/MWh		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Approvisionnementnements														
	(P2004=27,86)													
Consommation patrimoniale	27,87	164 024 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0		
Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		500 000,0	500 000,0	500 000,0	500 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale			3 812 933,4	7 899 046,7	10 130 662,8	12 698 805,6	13 740 568,9	15 072 632,6	16 111 808,0	18 006 390,7	18 726 296,5	20 002 371,1		
- TransCanada Energy	60,0			1 400 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	3 900 000,0	3 700 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0		
- HQP Base	55,0				2 600 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0		
- HQP Cyclable	74,0				900 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0		
- Contrats court terme 2004	75,0		3 000 000,0											
- Contrats biomasse	67,0			100 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
- Énergie éolienne 1	78,0			100 000,0	700 000,0	1 200 000,0	1 500 000,0	1 900 000,0	2 300 000,0	2 800 000,0	3 200 000,0	3 200 000,0		
- Cogénération	78,0					100 000,0	1 700 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0		
Approvisionnementnements additionnels requis			812 933,4	6 299 146,7	1 530 762,8	2 798 905,6	1 940 668,9	1 772 732,6	2 611 908,0	4 206 490,7	4 126 496,5	5 402 571,1		
Marché de court terme	78,0		812 933,4	6 299 146,7	1 530 762,8	2 798 905,6	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Marché de long terme	78,0						1 640 668,9	1 472 732,6	2 311 908,0	3 906 490,7	3 826 496,5	5 102 571,1		
Coûts des Approvisionnementnements														
-Électricité Patrimoniale	27,87	4 569 708 640,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0		
+Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		39 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale														
- TransCanada Energy	60,0			84 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	234 000 000	222 000 000	246 000 000	246 000 000		
- HQP Base	55,0				143 000 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000		
- HQP Cyclable	74,0				66 600 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000		
- Contrats court terme 2004	75,0		225 000 000											
- Contrats biomasse	67,0			6 700 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000		
- Énergie éolienne 1	78,0			7 800 000	54 600 000	93 600 000	117 000 000	148 200 000	179 400 000	218 400 000	249 600 000	249 600 000		
- Cogénération	78,0					7 800 000	132 600 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000		
Approvisionnementnements additionnels requis														
Marché de court terme	78,0		63 408 807	491 333 443	119 399 496	218 314 637	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Marché de long terme	78,0						127 972 173	114 873 143	180 328 827	304 706 277	298 466 725	398 000 548		
Prix moyen														
Coûts des approvisionnementnements patrimoniaux	27,7	4 569 708 640	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000		
variation			0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Coûts des approvisionnementnements post-patrimoniaux	72,1		327 408 807	628 833 443	688 699 496	876 714 637	942 372 173	1 046 273 143	1 130 928 827	1 282 306 277	1 331 266 725	1 430 800 548		
variation				92,1%	9,5%	27,3%	7,5%	11,0%	8,1%	13,4%	3,8%	7,5%		
Coûts total des approvisionnementnements		4 569 708 640	4 931 696 807	5 233 121 443	5 292 987 496	5 481 002 637	5 546 660 173	5 650 561 143	5 735 216 827	5 886 594 277	5 935 554 725	6 035 088 548	1 465 379 908	133 216 356
variation			7,9%	6,1%	1,1%	3,6%	1,2%	1,9%	1,5%	2,6%	0,8%	1,7%	32,1%	2,8%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1, R-3541-2004, HQD-8, document 2.

Tableau F5D.1

Coûts (en \$) des besoins en Énergie (en MWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario FAIBLE											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
Coûts en \$/MWh		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Approvisionnementnements														
	(P2004=27,86)													
Consommation patrimoniale	27,87	164 024 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0		
Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		500 000,0	500 000,0	500 000,0	500 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale			-2 260 322,4	2 897 110,7	3 642 758,1	4 227 459,2	3 658 895,8	4 064 947,3	4 443 503,6	5 597 348,6	5 662 899,0	6 259 713,2		
- TransCanada Energy	60,0			1 400 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	3 900 000,0	3 700 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0		
- HQP Base	55,0				2 600 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0		
- HQP Cyclable	74,0				900 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0		
- Contrats court terme 2004	75,0		3 000 000,0											
- Contrats biomasse	67,0			100 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
- Énergie éolienne 1	78,0			100 000,0	700 000,0	1 200 000,0	1 500 000,0	1 900 000,0	2 300 000,0	2 800 000,0	3 200 000,0	3 200 000,0		
- Cogénération	78,0					100 000,0	1 700 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0		
Approvisionnementnements additionnels requis			-3 000 000,0	1 297 210,7	-4 957 141,9	-5 672 440,8	-8 141 004,2	-9 234 952,7	-9 056 396,4	-8 202 551,4	-8 936 901,0	-8 340 086,8		
Marché de court terme (achat)	78,0			1 297 210,7										
Marché de court terme (vente)	60,0		-3 000 000,0		-4 957 141,9	-5 672 440,8	-8 141 004,2	-9 234 952,7	-9 056 396,4	-8 202 551,4	-8 936 901,0	-8 340 086,8		
Coûts des Approvisionnementnements														
Coûts en \$/MWh														
-Électricité Patrimoniale	27,87	4 569 708 640,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0		
+Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		39 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale														
- TransCanada Energy	60,0			84 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	234 000 000	222 000 000	246 000 000	246 000 000		
- HQP Base	55,0				143 000 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000		
- HQP Cyclable	74,0				66 600 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000		
- Contrats court terme 2004	75,0		225 000 000											
- Contrats biomasse	67,0			6 700 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000		
- Énergie éolienne 1	78,0			7 800 000	54 600 000	93 600 000	117 000 000	148 200 000	179 400 000	218 400 000	249 600 000	249 600 000		
- Cogénération	78,0					7 800 000	132 600 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000		
Approvisionnementnements additionnels requis														
Marché de court terme (achat)	78,0		0	101 182 435	0	0	0	0	0	0	0	0		
Marché de court terme (vente)	60,0		-180 000 000		-297 428 513	-340 346 450	-488 460 249	-554 097 163	-543 383 783	-492 153 082	-536 214 057	-500 405 209		
Prix moyen														
Coûts des approvisionnementnements patrimoniaux	27,7	4 569 708 640	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000		
variation			0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Coûts des approvisionnementnements post-patrimoniaux	70,3		84 000 000	238 682 435	271 871 487	318 053 550	302 539 751	353 902 837	383 816 217	462 046 918	473 185 943	508 994 791		
variation				184,1%	13,9%	17,0%	-4,9%	17,0%	8,5%	20,4%	2,4%	7,6%		
Coûts total des approvisionnementnements		4 569 708 640	4 688 288 000	4 842 970 435	4 876 159 487	4 922 341 550	4 906 827 751	4 958 190 837	4 988 104 217	5 066 334 918	5 077 473 943	5 113 282 791	543 574 151	49 415 832
variation			2,6%	3,3%	0,7%	0,9%	-0,3%	1,0%	0,6%	1,6%	0,2%	0,7%	11,9%	1,1%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1, R-3541-2004, HQD-8, document 2.

Tableau F5C.Fo

Coûts (en \$) des besoins en Énergie (en MWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario FORT											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
Coûts en \$/MWh		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Approvisionnementnements														
	(P2004=27,86)													
Consommation patrimoniale	27,87	164 024 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0		
Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		500 000,0	500 000,0	500 000,0	500 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale			10 020 600,9	12 995 582,0	16 618 567,4	21 252 909,4	24 136 051,6	27 035 685,7	30 081 964,4	33 751 162,2	37 746 457,0	42 214 366,5		
- TransCanada Energy	60,0			1 400 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	3 900 000,0	3 700 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0		
- HQP Base	55,0				2 600 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0		
- HQP Cyclable	74,0				900 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0		
- Contrats court terme 2004	75,0		3 000 000,0											
- Contrats biomasse	67,0			100 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
- Énergie éolienne 1	78,0			100 000,0	700 000,0	1 200 000,0	1 500 000,0	1 900 000,0	2 300 000,0	2 800 000,0	3 200 000,0	3 200 000,0		
- Cogénération	78,0					100 000,0	1 700 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0		
Approvisionnementnements additionnels requis			7 020 600,9	11 395 682,0	8 018 667,4	11 353 009,4	12 336 151,6	13 735 785,7	16 582 064,4	19 951 262,2	23 146 657,0	27 614 566,5		
Marché de court terme	78,0		7 020 600,9	11 395 682,0	8 018 667,4	11 353 009,4	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Marché de long terme	78,0						12 036 151,6	13 435 785,7	16 282 064,4	19 651 262,2	22 846 657,0	27 314 566,5		
Coûts des Approvisionnementnements														
Coûts en \$/MWh														
-Électricité Patrimoniale	27,87	4 569 708 640,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0		
+Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		39 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale														
- TransCanada Energy	60,0			84 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	234 000 000	222 000 000	246 000 000	246 000 000		
- HQP Base	55,0				143 000 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000		
- HQP Cyclable	74,0				66 600 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000		
- Contrats court terme 2004	75,0		225 000 000											
- Contrats biomasse	67,0			6 700 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000		
- Énergie éolienne 1	78,0			7 800 000	54 600 000	93 600 000	117 000 000	148 200 000	179 400 000	218 400 000	249 600 000	249 600 000		
- Cogénération	78,0					7 800 000	132 600 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000		
Approvisionnementnements additionnels requis														
Marché de court terme	78,0		547 606 867	888 863 192	625 456 059	885 534 735	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Marché de long terme	78,0						938 819 823	1 047 991 285	1 270 001 022	1 532 798 449	1 782 039 243	2 130 536 188		
Prix moyen														
Coûts des approvisionnementnements patrimoniaux	27,7	4 569 708 640	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000		
variation			0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Coûts des approvisionnementnements post-patrimoniaux	72,1		811 606 867	1 026 363 192	1 194 756 059	1 543 934 735	1 753 219 823	1 979 391 285	2 220 601 022	2 510 398 449	2 814 839 243	3 163 336 188		
variation				26,5%	16,4%	29,2%	13,6%	12,9%	12,2%	13,1%	12,1%	12,4%		
Coûts total des approvisionnementnements		4 569 708 640	5 415 894 867	5 630 651 192	5 799 044 059	6 148 222 735	6 357 507 823	6 583 679 285	6 824 889 022	7 114 686 449	7 419 127 243	7 767 624 188	3 197 915 548	290 719 696
variation			18,5%	4,0%	3,0%	6,0%	3,4%	3,6%	3,7%	4,2%	4,3%	4,7%	70,0%	5,5%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1, R-3541-2004, HQD-8, document 2.

Tableau F5C.Sim A

Coûts (en \$) des besoins en Énergie (en MWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN + SIM A											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	Coûts en \$/MWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Approvisionnementnements														
	(P2004=27,86)													
Consommation patrimoniale	27,87	164 024 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0		
Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		500 000,0	500 000,0	500 000,0	500 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale		0,0	4 606 048,6	9 345 069,3	12 230 613,5	15 450 492,8	17 144 962,5	19 127 691,6	20 816 439,1	23 360 857,0	24 730 383,8	26 656 202,6		
- TransCanada Energy	60,0			1 400 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	3 900 000,0	3 700 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0		
- HQP Base	55,0				2 600 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0		
- HQP Cyclable	74,0				900 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0		
- Contrats court terme 2004	75,0	0,0	3 000 000,0											
- Contrats biomasse	67,0			100 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
- Énergie éolienne 1	78,0			100 000,0	700 000,0	1 200 000,0	1 500 000,0	1 900 000,0	2 300 000,0	2 800 000,0	3 200 000,0	3 200 000,0		
- Cogénération	78,0					100 000,0	1 700 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0		
Approvisionnementnements additionnels requis		0,0	1 606 048,6	7 745 169,3	3 630 713,5	5 550 592,8	5 345 062,5	5 827 791,6	7 316 539,1	9 560 957,0	10 130 583,8	12 056 402,6		
Marché de court terme	78,0		1 606 048,6	7 745 169,3	3 630 713,5	5 550 592,8	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Marché de long terme	78,0						5 045 062,5	5 527 791,6	7 016 539,1	9 260 957,0	9 830 583,8	11 756 402,6		
Coûts des Approvisionnementnements														
Coûts en \$/MWh														
-Électricité Patrimoniale	27,87	4 569 708 640,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0		
+Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		39 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale														
- TransCanada Energy	60,0			84 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	234 000 000	222 000 000	246 000 000	246 000 000		
- HQP Base	55,0				143 000 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000		
- HQP Cyclable	74,0				66 600 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000		
- Contrats court terme 2004	75,0	0	225 000 000											
- Contrats biomasse	67,0			6 700 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000		
- Énergie éolienne 1	78,0			7 800 000	54 600 000	93 600 000	117 000 000	148 200 000	179 400 000	218 400 000	249 600 000	249 600 000		
- Cogénération	78,0					7 800 000	132 600 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000		
Approvisionnementnements additionnels requis														
Marché de court terme	78,0		125 271 787	604 123 205	283 195 651	432 946 240	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Marché de long terme	78,0						393 514 875	431 167 742	547 290 047	722 354 647	766 785 535	916 999 404		
Prix moyen														
Coûts des approvisionnementnements patrimoniaux		27,7	4 569 708 640	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000		
variation				0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Coûts des approvisionnementnements post-patrimoniaux		72,1	0	389 271 787	741 623 205	852 495 651	1 091 346 240	1 207 914 875	1 362 567 742	1 497 890 047	1 699 954 647	1 799 585 535		
variation				90,5%	14,9%	14,9%	28,0%	10,7%	12,8%	9,9%	13,5%	5,9%		
Coûts total des approvisionnementnements		4 569 708 640	4 993 559 787	5 345 911 205	5 456 783 651	5 695 634 240	5 812 202 875	5 966 855 742	6 102 178 047	6 304 242 647	6 403 873 535	6 554 087 404	1 984 378 764	180 398 069
variation				9,3%	7,1%	2,1%	4,4%	2,0%	2,7%	2,3%	3,3%	1,6%	2,3%	43,4%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1, R-3541-2004, HQD-8, document 2.

Tableau F5C.Sim B

Coûts (en \$) des besoins en Énergie (en MWh)

		Prévision d'Août 2004: Scénario MOYEN + SIM B											Variation 2004-2014	Moyenne Annuelle
	Coûts en \$/MWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014		
Approvisionnementnements														
	(P2004=27,86)													
Consommation patrimoniale	27,87	164 024 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0	166 400 000,0		
Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		500 000,0	500 000,0	500 000,0	500 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale		0,0	5 143 168,3	12 566 872,7	13 304 364,9	13 839 895,8	17 144 962,5	19 127 691,6	20 816 439,1	23 360 857,0	24 730 383,8	26 656 202,6		
- TransCanada Energy	60,0			1 400 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0	3 900 000,0	3 700 000,0	4 100 000,0	4 100 000,0		
- HQP Base	55,0				2 600 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0	3 100 000,0		
- HQP Cyclable	74,0				900 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0	1 100 000,0		
- Contrats court terme 2004	75,0	0,0	3 000 000,0											
- Contrats biomasse	67,0			100 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
- Énergie éolienne 1	78,0			100 000,0	700 000,0	1 200 000,0	1 500 000,0	1 900 000,0	2 300 000,0	2 800 000,0	3 200 000,0	3 200 000,0		
- Cogénération	78,0					100 000,0	1 700 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0	2 800 000,0		
Approvisionnementnements additionnels requis		0,0	2 143 168,3	10 966 972,7	4 704 464,9	3 939 995,8	5 345 062,5	5 827 791,6	7 316 539,1	9 560 957,0	10 130 583,8	12 056 402,6		
Marché de court terme	78,0		2 143 168,3	10 966 972,7	4 704 464,9	3 939 995,8	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0	300 000,0		
Marché de long terme	78,0						5 045 062,5	5 527 791,6	7 016 539,1	9 260 957,0	9 830 583,8	11 756 402,6		
Coûts des Approvisionnementnements														
Coûts en \$/MWh														
-Électricité Patrimoniale	27,87	4 569 708 640,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0	4 604 288 000,0		
+Gestion des approvisionnementnements en temps réels	78,0		39 000 000	39 000 000	39 000 000	39 000 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Approvisionnementnements requis au-delà du volume patrimoniale														
- TransCanada Energy	60,0			84 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	246 000 000	234 000 000	222 000 000	246 000 000	246 000 000		
- HQP Base	55,0				143 000 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000	170 500 000		
- HQP Cyclable	74,0				66 600 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000	81 400 000		
- Contrats court terme 2004	75,0	0	225 000 000											
- Contrats biomasse	67,0			6 700 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000	20 100 000		
- Énergie éolienne 1	78,0			7 800 000	54 600 000	93 600 000	117 000 000	148 200 000	179 400 000	218 400 000	249 600 000	249 600 000		
- Cogénération	78,0					7 800 000	132 600 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000	218 400 000		
Approvisionnementnements additionnels requis														
Marché de court terme	78,0		167 167 128	855 423 868	366 948 262	307 319 673	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000	23 400 000		
Marché de long terme	78,0						393 514 875	431 167 742	547 290 047	722 354 647	766 785 535	916 999 404		
Prix moyen														
Coûts des approvisionnementnements patrimoniaux		27,7	4 569 708 640	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000	4 604 288 000		
variation				0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%		
Coûts des approvisionnementnements post-patrimoniaux		72,1	0	431 167 128	992 923 868	936 248 262	965 719 673	1 207 914 875	1 362 567 742	1 497 890 047	1 699 954 647	1 799 585 535	1 949 799 404	
variation					130,3%	-5,7%	3,1%	25,1%	12,8%	9,9%	13,5%	5,9%	8,3%	
Coûts total des approvisionnementnements		4 569 708 640	5 035 455 128	5 597 211 868	5 540 536 262	5 570 007 673	5 812 202 875	5 966 855 742	6 102 178 047	6 304 242 647	6 403 873 535	6 554 087 404	1 984 378 764	180 398 069
variation				10,2%	11,2%	-1,0%	0,5%	4,3%	2,7%	2,3%	3,3%	1,6%	2,3%	43,4%

Sources: R-3550-2004, HQD-2, doc. 1 p. 55, HQD-3, Doc. 3 p. 5, HQD-5 Doc. 1.1, R-3541-2004, HQD-8, document 2.