

# **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](mailto: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.

***Enfin, en vue d'assurer une plus grande transparence, nous recommandons que la Régie revise 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,<sup>1</sup> 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.<sup>2</sup> 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.<sup>3</sup> 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%,<sup>4</sup> 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).<sup>5</sup>

---

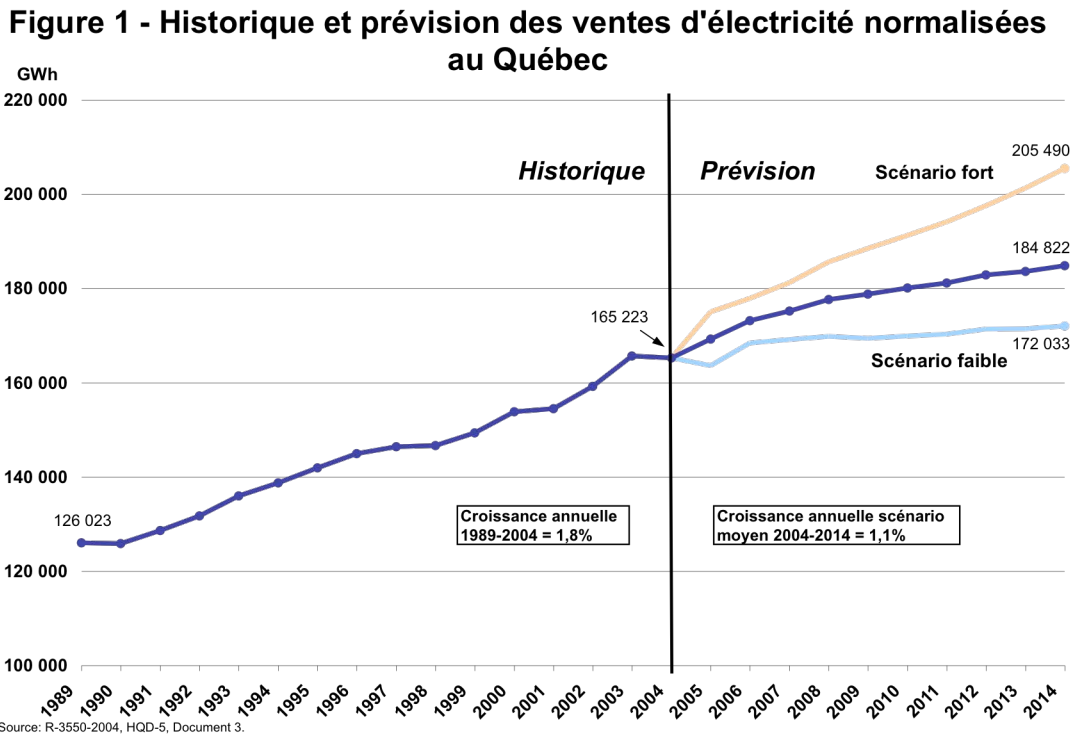
<sup>1</sup> En se basant sur les ventes préliminaires normalisées de 2004, qui sont 1 200 GWh plus élevées que celles anticipées en août 2004, voir R-3550-2004, HQD-5, document 3 p. 7.

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

<sup>3</sup> 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.

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

<sup>5</sup> Voir R-3550-2004, HQD-2, document 1, pp. 24-25.



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.<sup>6</sup>

***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***

<sup>6</sup> 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.

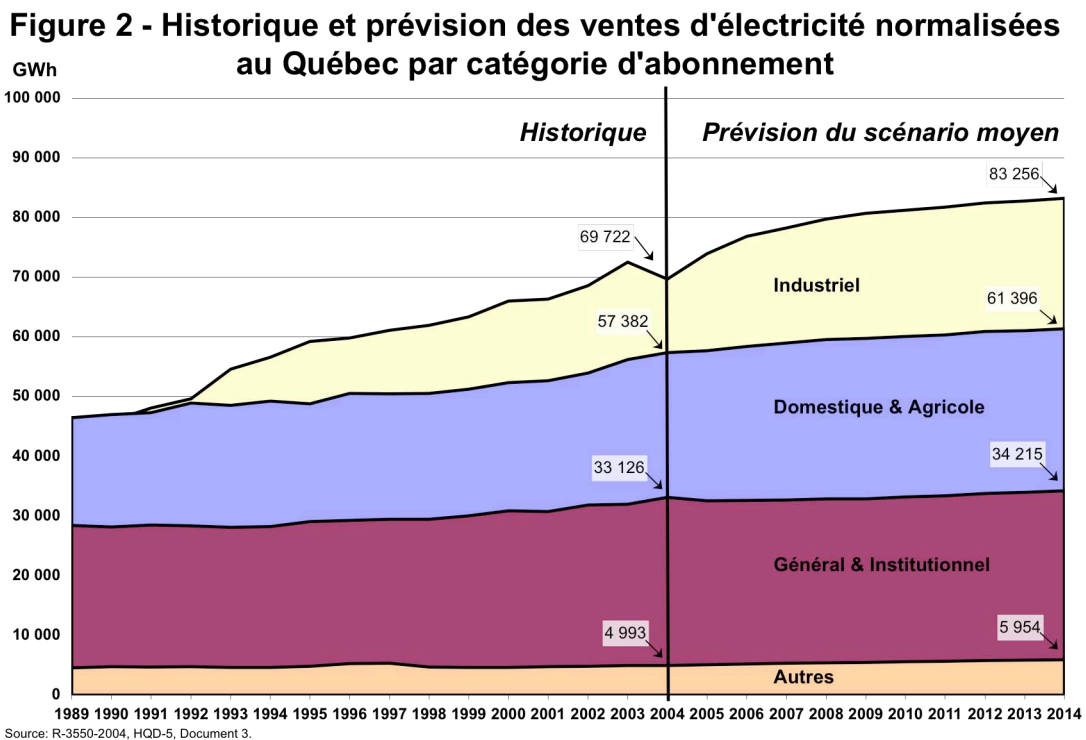
## ***2.1 Le secteur industriel***

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.<sup>7</sup> Notons également que nous traiterons ensemble, sous l'appellation secteur industriel, le secteur industriel PME et le secteur industriel grandes

---

<sup>7</sup> 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%,<sup>8</sup> 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.<sup>9</sup> 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

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

<sup>9</sup> 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).<sup>10</sup> 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 GWh<sup>11</sup> 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 prévue<sup>12</sup> 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

---

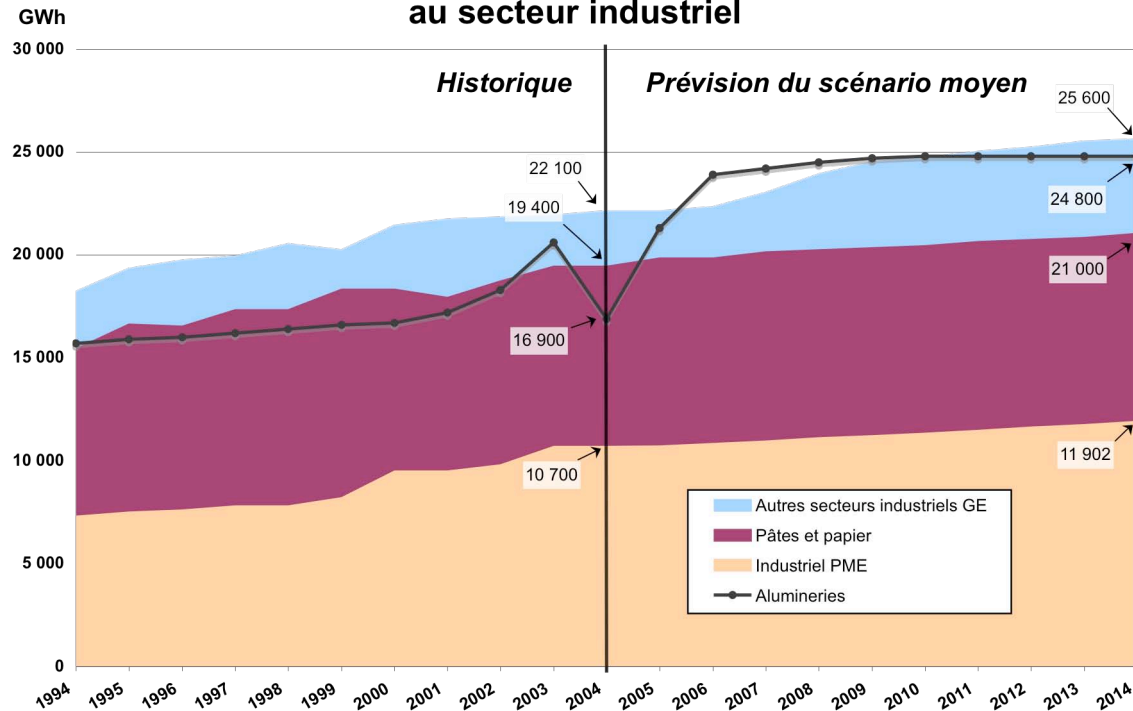
<sup>10</sup> R-3550-2004, HQD-2 Document 1, pp. 17-18.

<sup>11</sup> 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.

<sup>12</sup> 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			
<b>Moyenne des autres prévisionnistes</b>		<b>55,8</b>	<b>48,1</b>	<b>41,2</b>	<b>37,5</b>	<b>35,4</b>	<b>37,7</b>
<b>HQD scénario moyen</b>	<b>(juillet 2004)</b>	<b>52,5</b>	<b>43,2</b>	<b>36,0</b>	<b>34,0</b>	<b>32,0</b>	<b>30,6</b>
<b>HQD scénario fort</b>	<b>(juillet 2004)</b>	<b>57,0</b>	<b>50,0</b>	<b>45,0</b>	<b>42,0</b>	<b>40,0</b>	<b>40,5</b>

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.<sup>13</sup> 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

<sup>13</sup> 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.

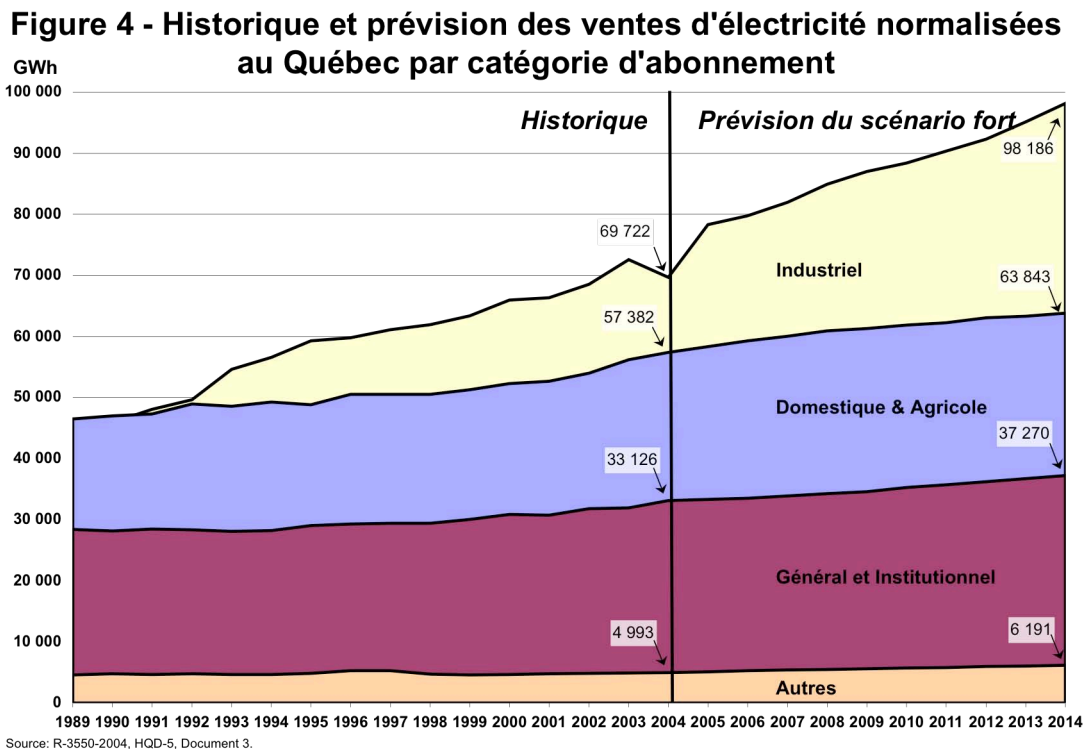
Le Distributeur prévoit 43 200, 36 000 et 34 000 mises en chantier pour 2005, 2006 et 2007. Ces niveaux semblent conservateurs, particulièrement à la lumière des prévisions les plus récentes. L'indice de l'habitation Desjardins relevait d'ailleurs un niveau des mises en chantier annualisé dépassant le cap des 50 000 unités pour le premier trimestre de 2005.<sup>14</sup> 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.***

---

<sup>14</sup> Voir : Indice de l'habitation Desjardins, 16 mai 2005, disponible à [http://www.desjardins.com/fr/a\\_propos/etudes\\_economiques/](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
<b>Pétrole brut WTI (\$US / baril)</b>							
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		
<b>Gaz naturel Henry Hub (\$US / millions de BTU)</b>							
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)<sup>15</sup> 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

---

<sup>15</sup> 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.<sup>16</sup> 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,<sup>17</sup> 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

---

<sup>16</sup> 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.

<sup>17</sup> 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.<sup>18</sup>

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

---

<sup>18</sup> 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,<sup>19</sup> 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.

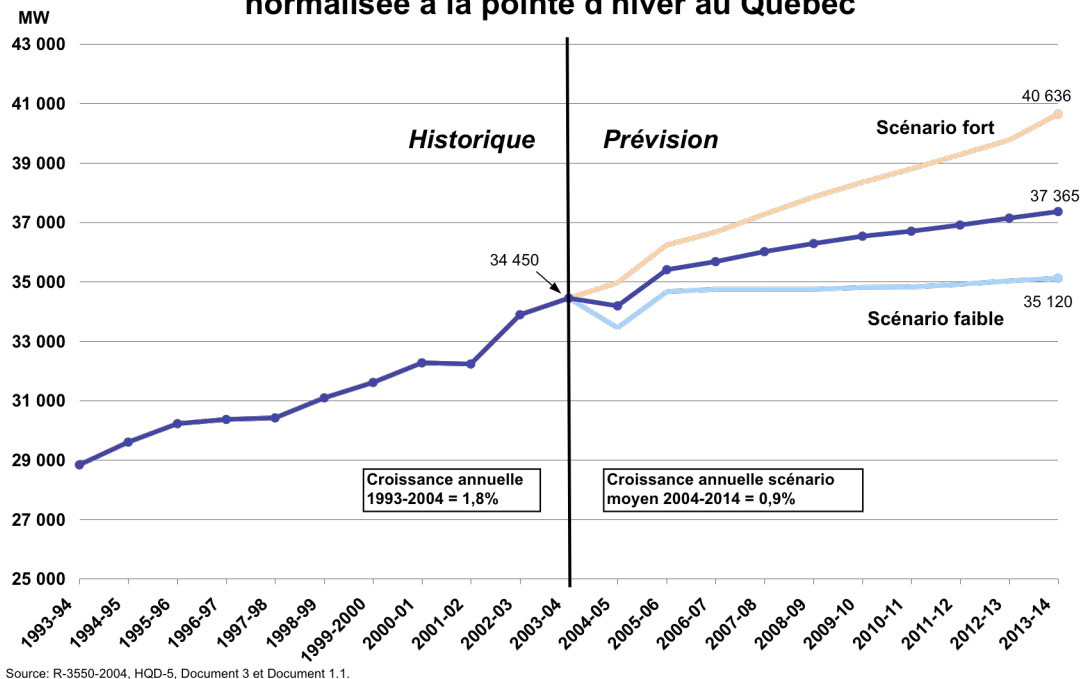
De plus, le scénario moyen, représente déjà une baisse de la croissance de 50% par rapport à la tendance historique, une hypothèse que nous jugeons conservatrice, même

---

<sup>19</sup> 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.<sup>20</sup> 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.

Figure 5 - Historique et prévision de la demande de puissance normalisée à la pointe d'hiver au Québec



### 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

<sup>20</sup> 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. »<sup>21</sup>*

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.

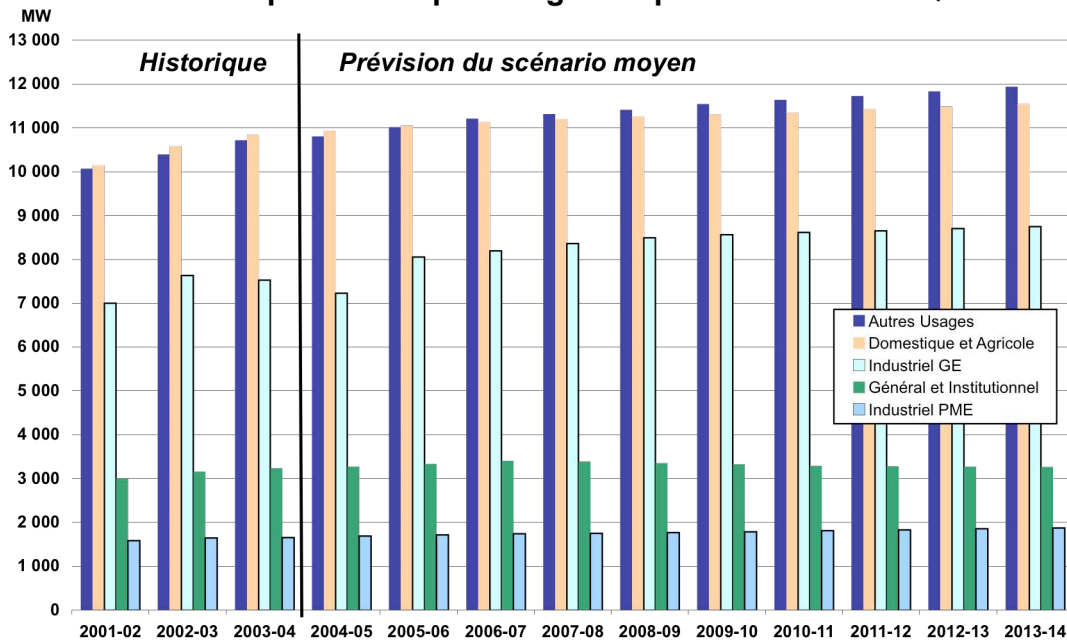
Cela étant, à partir des données disponibles, nous pouvons tout de même faire une analyse partielle de la provenance de la croissance de la demande en puissance. La figure 6 à la page suivante regroupe ainsi le chauffage et l'eau chaude domestique et agricole en une catégorie, en plus de présenter les 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.

---

<sup>21</sup> 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.

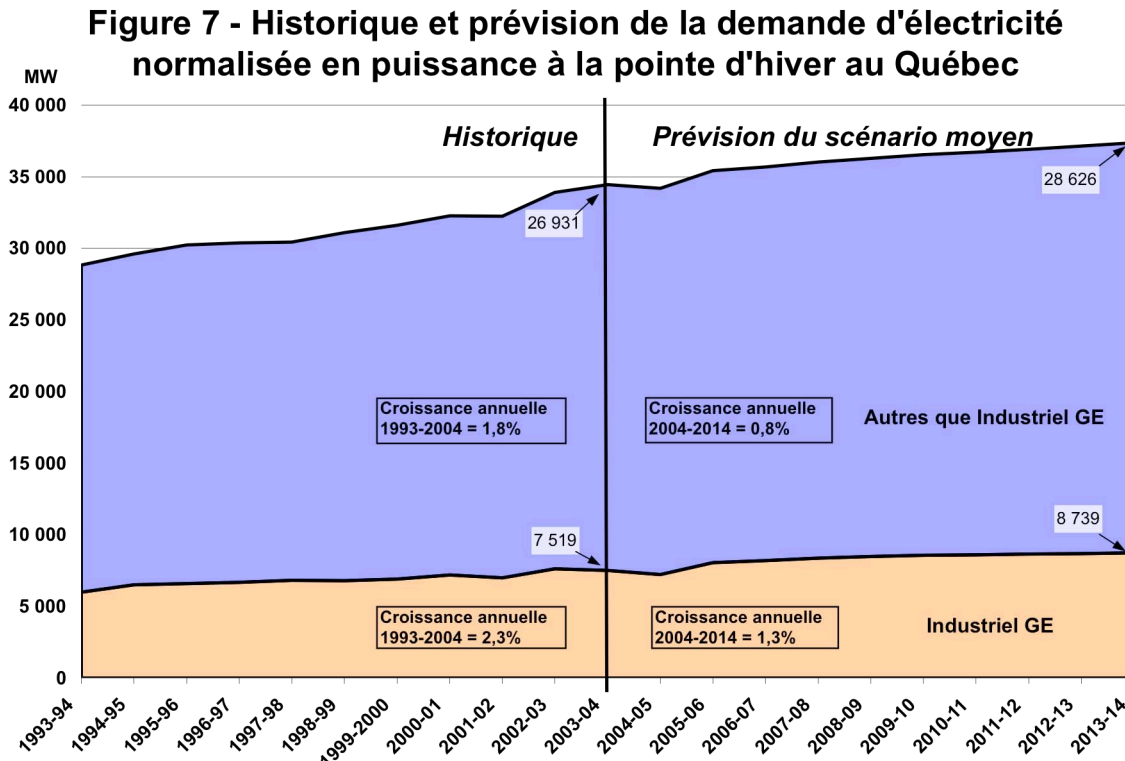
**Figure 6 - Historique et prévision de la demande d'électricité normalisée en puissance par usage à la pointe d'hiver au Québec**



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

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.<sup>22</sup> 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.<sup>23</sup>

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***

---

<sup>22</sup> En laissant de côté les 480 MW du tarif BT.

<sup>23</sup> 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.<sup>24</sup> 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.<sup>25</sup>

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.<sup>26</sup> 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.<sup>27</sup> 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

---

<sup>24</sup> R-3526-2004, HQ-3 Document FCEI, pp. 21-24.

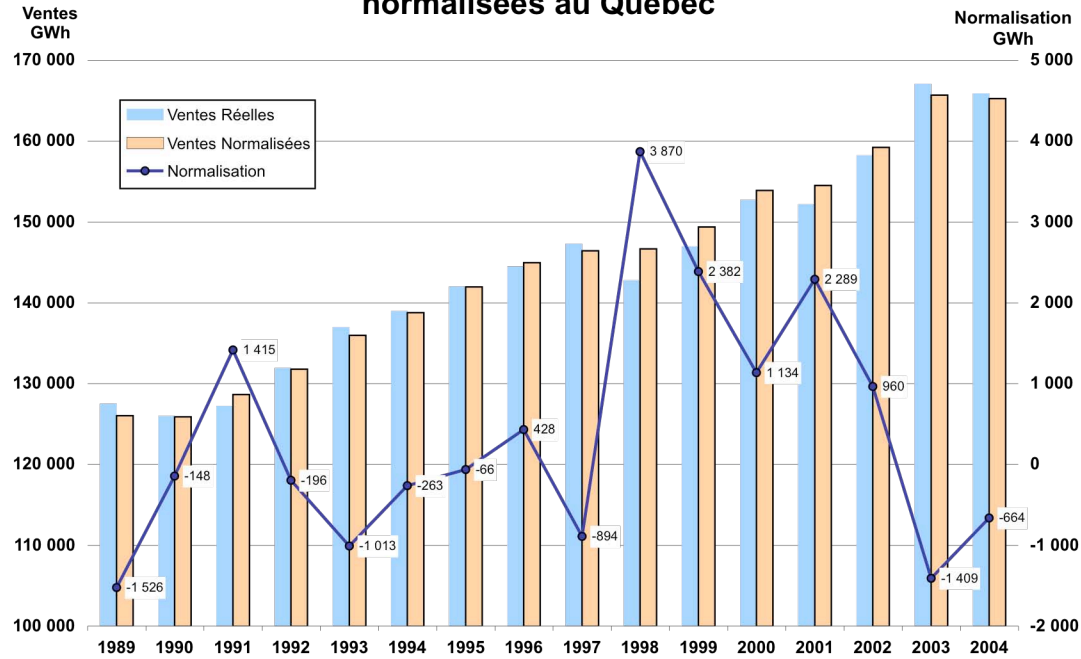
<sup>25</sup> Pour des détails supplémentaires, voir R-3550-2004, HQD-5, document 3, pp. 40-42 et annexe 1.

<sup>26</sup> 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.

<sup>27</sup> 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.

**Figure 8 - Historique des ventes d'électricité réelles et normalisées au Québec**



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

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.<sup>28</sup> 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.<sup>29</sup> Précisons 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

<sup>28</sup> R-3550-2004, HQD-2 document 1, p. 46.

<sup>29</sup> 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
<b>Moyenne</b>	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
<b>Médiane</b>	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
<b>Écart-type</b>	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
<b>Maximum</b>	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
<b>Minimum</b>	-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.

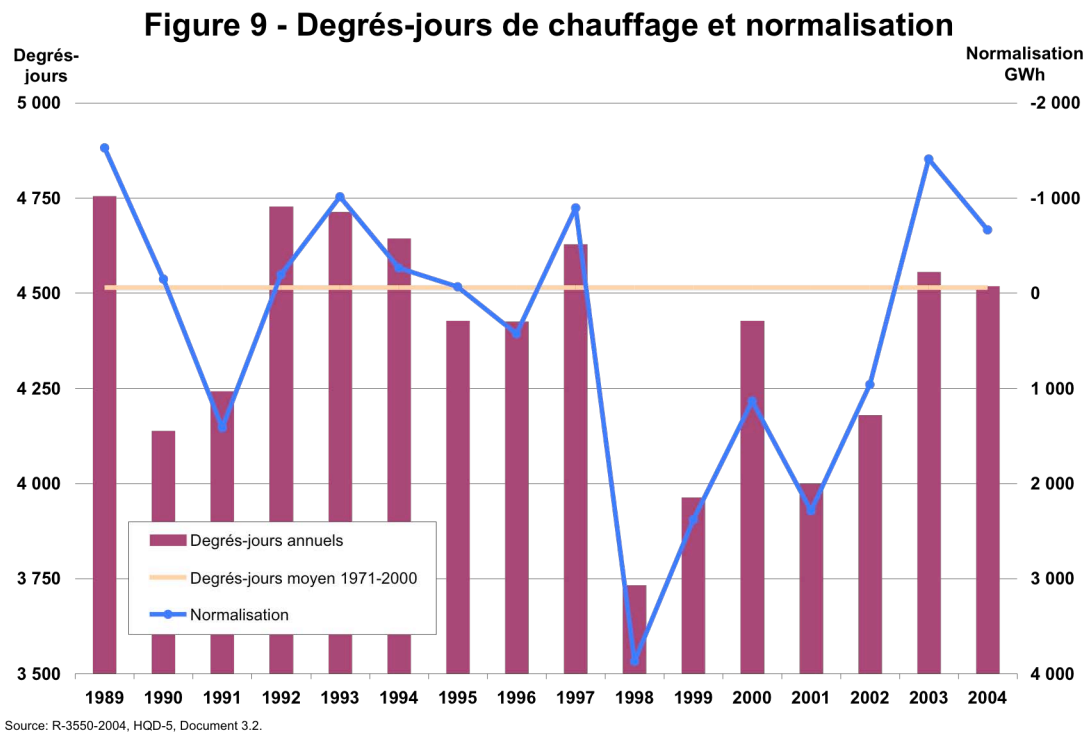
Sur une base annuelle, toujours entre 1989 et 2003, la normalisation s'élevait en moyenne à 464 GWh, alors que son écart-type était de 1 543 GWh, un chiffre qui n'est pas éloigné de celui de l'écart-type de l'aléa climatique cité plus haut. Du côté des observations maximum et minimum, elles ont été de 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.<sup>30</sup> 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

<sup>30</sup> R-3550-2004, HQD-5 Document 3.2.

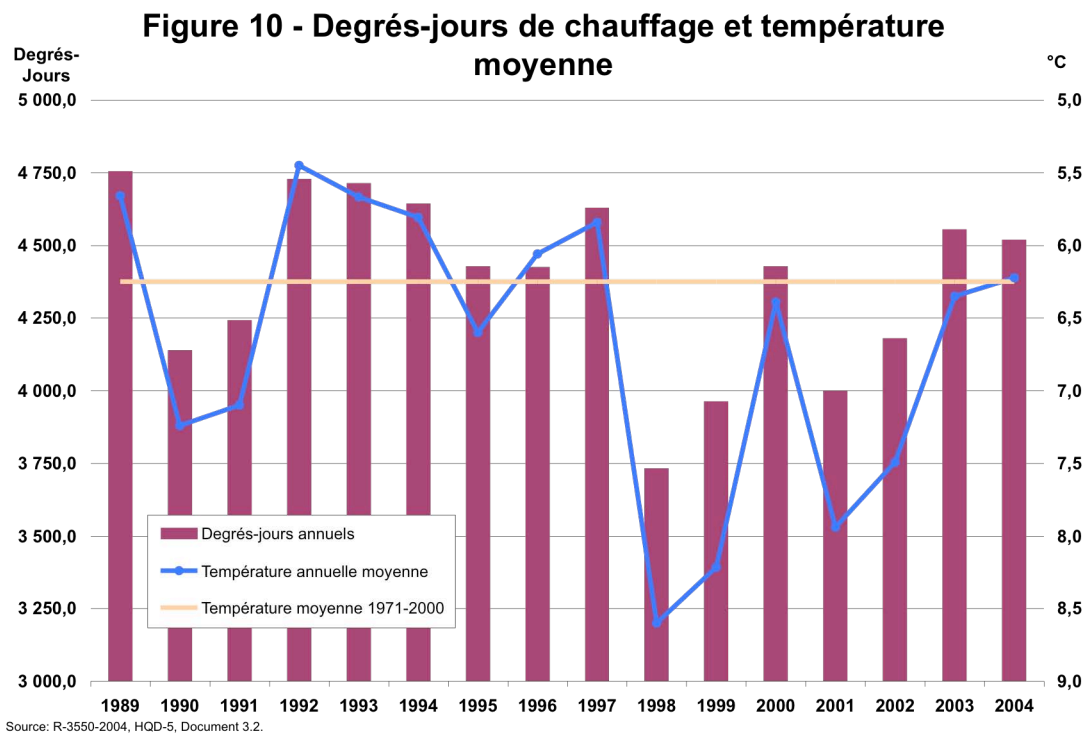
ayant un impact sur la normalisation sont les déviations des degrés-jours de climatisation et de la vitesse du vent par rapport à la normale, bien que ces variables n'augmentent pas de manière importante le pouvoir explicatif du modèle. Cela étant, l'estimé du pouvoir explicatif des degrés-jours de chauffage peut varier de manière sensible selon la période utilisée.<sup>31</sup> 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

<sup>31</sup> 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 notable 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.<sup>32</sup> 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,

---

<sup>32</sup> R-3470-2001 Phase II, HQD-6 document 6, p. 6.

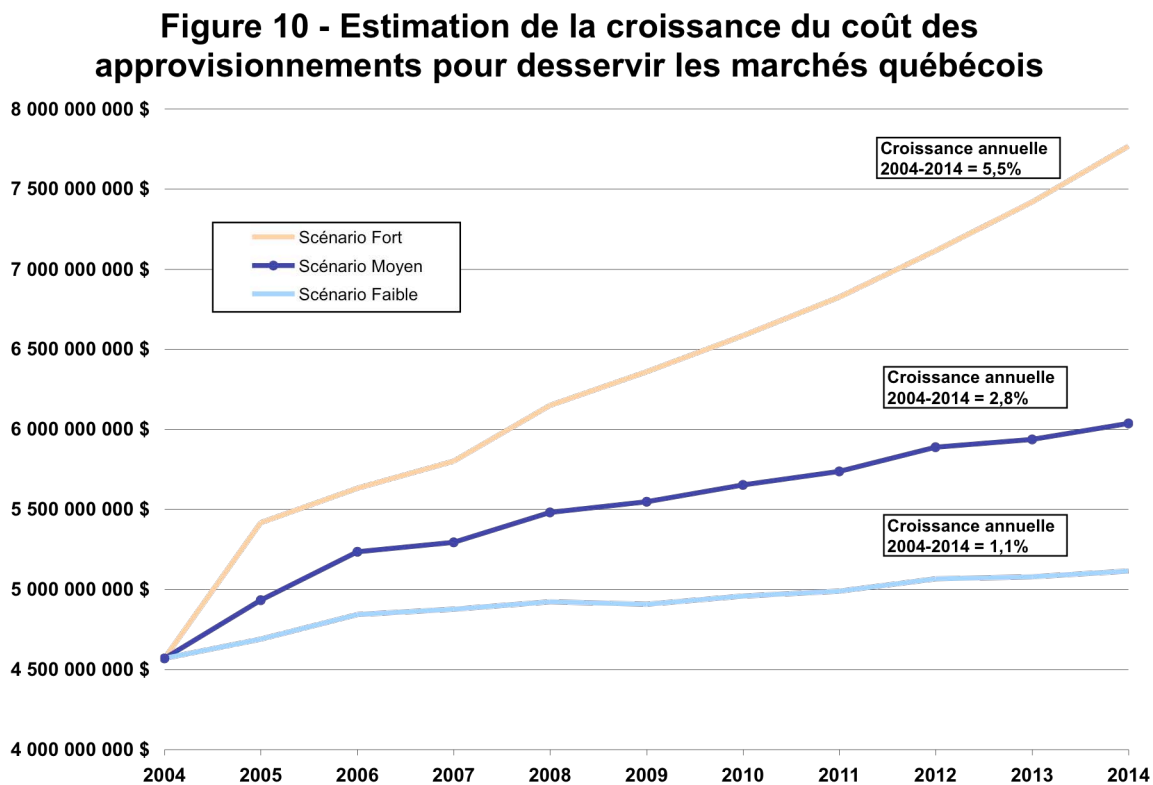
cette normale était de 6,3 °C. Le Distributeur devrait donc vérifier ces données et expliquer si ce changement pourrait affecter la normalisation.

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.<sup>33</sup> 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.<sup>34</sup> 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.<sup>35</sup>

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

---

<sup>33</sup> 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.

<sup>34</sup> 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.

<sup>35</sup> 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
<b>Scénario faible</b>						
Besoins en GWh	177 828,6	176 139,7	181 297,1	182 042,8	182 627,5	<b>959,8</b>
Variation		-0,9%	2,9%	0,4%	0,3%	<b>0,7%</b>
Coût en \$	4 569 708 640	4 688 288 000	4 842 970 435	4 876 159 487	4 922 341 550	<b>70 526 582</b>
Variation		2,6%	3,3%	0,7%	0,9%	<b>1,9%</b>
<b>Scénario moyen</b>						
Besoins en GWh	177 828,6	182 212,9	186 299,0	188 530,7	191 098,8	<b>2 654,0</b>
Variation		2,5%	2,2%	1,2%	1,4%	<b>1,8%</b>
Coût en \$	4 569 708 640	4 931 696 807	5 233 121 443	5 292 987 496	5 481 002 637	<b>182 258 799</b>
Variation		7,9%	6,1%	1,1%	3,6%	<b>4,7%</b>
<b>Scénario fort</b>						
Besoins en GWh	177 828,6	188 420,6	191 395,6	195 018,6	199 652,9	<b>4 364,9</b>
Variation		6,0%	1,6%	1,9%	2,4%	<b>3,0%</b>
Coût en \$	4 569 708 640	5 415 894 867	5 630 651 192	5 799 044 059	6 148 222 735	<b>315 702 819</b>
Variation		18,5%	4,0%	3,0%	6,0%	<b>7,9%</b>

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.<sup>36</sup> 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

---

<sup>36</sup> 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
<b>Simulation Économique</b>						
Besoins en GWh	177 828,6	183 006,0	187 745,0	190 630,6	193 850,4	<b>3 204,4</b>
Variation		2,9%	2,6%	1,5%	1,7%	<b>2,2%</b>
Coût en \$	4 569 708 640	4 993 553 131	5 345 904 179	5 456 779 041	5 695 628 874	<b>225 184 047</b>
Variation		9,3%	7,1%	2,1%	4,4%	<b>5,7%</b>
<b>Simulation Économique et Climatique</b>						
Besoins en GWh	177 828,6	183 543,1	190 966,7	191 704,3	192 239,9	<b>2 882,3</b>
Variation		3,2%	4,0%	0,4%	0,3%	<b>2,0%</b>
Coût en \$	4 569 708 640	5 035 447 628	5 597 200 670	5 540 534 924	5 570 006 395	<b>200 059 551</b>
Variation		10,2%	11,2%	-1,0%	0,5%	<b>5,2%</b>

**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

mises 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.

***Enfin, 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***

## ***Annexe 2***

## ***Annexe 3***

## ***Annexe 4***

## ***Annexe 5***