

**TÉMOIGNAGE EN CHEF  
DE  
YVES NADEAU**

**PRÉVISION DES BESOINS DE TRANSPORT  
POUR LA CHARGE LOCALE**

**DIRECTION  
PLANIFICATION ET CONTRÔLE**

---

## 1 INTRODUCTION

2 Hydro-Québec établit, sur une base périodique, un ensemble de prévisions à  
3 court terme et à plus long terme (prévision de la demande d'électricité au  
4 Québec en énergie et en puissance, prévision régionale de la demande,  
5 prévision de la demande de pointe par point de livraison du transporteur)  
6 basées essentiellement sur la prévision des ventes d'électricité à ses clients.

7 Ces diverses prévisions permettent à l'entreprise de planifier le  
8 développement et l'exploitation de ses ressources énergétiques et de ses  
9 réseaux de transport et de distribution d'une manière cohérente avec  
10 l'évolution de ses ventes d'électricité. Elles servent aussi à établir les tarifs  
11 d'Hydro-Québec.

12 De façon plus précise, les «tarifs et conditions du service de transport  
13 d'Hydro-Québec» prévoient qu'Hydro-Québec, aux fins de sa planification,  
14 identifie les charges qu'elle devra transiter sur son réseau de transport.  
15 Ainsi, on doit disposer d'une prévision sur 10 ans de la charge en hiver pour  
16 chacun des postes du transporteur et de la charge en été pour les postes où  
17 cette charge peut être contraignante. À plus court terme, pour l'année témoin  
18 projetée, on doit disposer d'une mesure adéquate des volumes qu'il est prévu  
19 transiter sur le réseau pour les fins d'établissement des tarifs de transport.

20 Le présent témoignage explique la méthodologie utilisée pour établir les  
21 prévisions de charges relatives à la charge locale, qui correspond aux  
22 besoins de l'ensemble de la clientèle québécoise. Ces prévisions sont  
23 établies en mégawatts (MW) et en mégavoltampères (MVA)<sup>1</sup> pour se

---

<sup>1</sup> Les mégawatts (MW) sont l'unité servant à la mesure de la puissance active ou "utile". C'est ce type de puissance que consomment les appareils pour produire du travail, de l'éclairage et de la chaleur. Certaines appareils nécessitant la formation de champ magnétique alternatif (bobines, relais, moteurs, électro-aimants, ...) requièrent aussi une puissance réactive, mesurée en mégavars (MVAR). Le réseau de transport doit satisfaire à la demande de ces deux types de puissance. La résultante (somme vectorielle des MW et MVAR) s'exprime alors en mégavoltampères (MVA).

Le facteur de puissance, soit le rapport des mégawatts aux mégavoltampères, est fréquemment employé pour estimer entièrement la demande.

1 conformer au fait que la planification et la conception du réseau de transport  
2 sont exclusivement guidées par les besoins de transit en puissance.

### 3 **A. CADRE MÉTHODOLOGIQUE**

#### 4 **1. Démarche de prévision jusqu'aux points de livraison**

5 De façon générale, la démarche de la prévision de la charge locale  
6 jusqu'aux points de livraison comporte deux grands volets : la  
7 prévision de la demande de pointe par poste des clients alimentés à  
8 haute tension (44 kV et plus) et la prévision de la demande de pointe  
9 par poste de transformation des clients alimentés à moyenne et basse  
10 tension (35 kV et moins).

11 Dans le cas des quelque 110 postes des clients alimentés à haute  
12 tension, la prévision de la demande de pointe de chacun de ces  
13 postes origine directement de la prévision de la demande d'électricité,  
14 en énergie et en puissance, des clients qui ont un appel de puissance  
15 supérieur à 5 MW. Ces clients de grande puissance alimentés à  
16 haute tension compte pour le tiers des abonnements de la catégorie  
17 grande puissance.

18 En ce qui concerne les quelque 375 postes de transformation  
19 alimentant les clients desservis à moyenne et basse tension, la  
20 prévision de la demande de pointe de chacun de ces postes est issue  
21 de la prévision régionale de la demande d'électricité des clients  
22 alimentés à moyenne et basse tension. La prévision régionale de la  
23 demande découle de la prévision de la demande d'électricité au  
24 Québec. Cette prévision régionale de la demande est faite en  
25 découpant le territoire d'Hydro-Québec en 21 zones.

---

## 2. Prédiction de la demande d'électricité au Québec

1 Les deux grandes composantes de la prédiction de la demande  
2 d'électricité au Québec sont la prédiction en énergie (en TWh),  
3 comprenant principalement la prédiction des ventes par secteur de  
4 consommation, et la prédiction des besoins en puissance du réseau au  
5 Québec (en MW), comprenant notamment la prédiction de la pointe  
6 annuelle.  
7

8 La prédiction des ventes est effectuée spécifiquement par secteur de  
9 consommation : domestique et agricole, général et institutionnel,  
10 industriel, et autres. De façon générale, les modèles de prédiction  
11 utilisés reflètent le plus fidèlement possible le comportement  
12 énergétique prévisible des différents types de clients composant  
13 chacun des secteurs de consommation.

14 La prédiction des ventes repose évidemment sur le positionnement de  
15 nombreuses hypothèses relativement aux facteurs qui influencent  
16 l'évolution de la demande. Parmi ces hypothèses, on retrouve celles  
17 concernant les variables socio-économiques. Ce sont les prévisions  
18 démographiques (population de départ → hypothèses → prédiction de  
19 population → hypothèses → prédiction de ménages), les prévisions  
20 économiques (environnement économique et monétaire → emploi et  
21 revenu personnel disponible, mises en chantier de logements, produit  
22 intérieur brut par industrie, tonnes de production industrielle) et les  
23 prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz  
24 naturel).

25 D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit  
26 les informations spécifiques ou générales sur les clients de grande  
27 puissance et leurs marchés, les hypothèses technico-économiques

1 par marché (les taux de diffusion des appareils, les caractéristiques  
2 des équipements, etc.) et l'impact attendu sur les ventes des  
3 différentes interventions commerciales par secteur de consommation.

4 Ainsi, dans le cas de la prévision des ventes aux clients de grande  
5 puissance, celle-ci est produite par client sur un horizon de trois ans  
6 en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à partir  
7 de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les  
8 prévisions d'activité économique par secteur d'activité. Sur un horizon  
9 plus lointain, peu ou pas d'informations peuvent être obtenues auprès  
10 de chacun des clients sur les variations de charge. Conséquemment,  
11 dans un premier temps, la prévision à plus long terme des ventes aux  
12 clients de grande puissance est établie par secteur d'activités. Celle-ci  
13 découle d'études prospectives par produit ou par secteur d'activités,  
14 notamment dans les industries chimiques de grande puissance, et de  
15 la prévision économique à long terme (produit intérieur brut industriel  
16 et tertiaire). Finalement, cette prévision est distinguée en deux  
17 classes d'alimentation électrique : 44 kV et plus et 35 kV et moins.

18 Comme les clients alimentés à haute tension ne se retrouvent que  
19 dans la catégorie grande puissance, on peut ainsi éclater aisément la  
20 prévision des ventes par secteur de consommation par classe  
21 d'alimentation électrique.

22 Pour obtenir la prévision des besoins québécois en énergie, en TWh,  
23 on additionne à la prévision des ventes totales d'électricité (somme  
24 des secteurs de consommation), les prévisions des livraisons selon  
25 ententes aux réseaux voisins québécois (il s'agit de livraisons  
26 d'électricité pour lesquelles les compensations sont autres que le  
27 paiement de cette électricité) et de la demande satisfaite par la  
28 production de la centrale McCormick, celles de l'usage interne  
29 (consommation des bâtiments d'Hydro-Québec) et de la

1 consommation des centrales d'Hydro-Québec ainsi que la prévision  
2 des pertes énergétiques de transport et de distribution au cours de  
3 l'acheminement de l'électricité aux clients.

4 Ensuite, afin de prévoir les besoins en puissance, on applique aux  
5 différentes composantes des besoins annuels en énergie prévus des  
6 hypothèses de caractéristiques de consommation exprimées par  
7 usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou  
8 par secteur de consommation. Ces caractéristiques portent sur la  
9 répartition mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de  
10 la puissance appelée à la pointe du réseau sur l'énergie consommée  
11 mensuellement. Les hypothèses relatives à ces caractéristiques  
12 proviennent des historiques mensuels des ventes d'électricité, de  
13 mesures des profils de consommation, de modèles de simulation de la  
14 demande horaire de certains usages et de d'autres indicateurs  
15 pertinents tel, par exemple, les degrés-jours de chauffage.  
16 L'application de ces caractéristiques permet d'établir la prévision des  
17 besoins québécois en puissance aux pointes annuelles et mensuelles,  
18 en MW.

19 Finalement, on établit la prévision des pointes annuelles et mensuelles  
20 de la charge locale du transporteur en soustrayant de la prévision des  
21 besoins québécois en puissance, les besoins qui ne font pas partie de  
22 la charge locale du transporteur ou qui ne sont pas intégrés à sa  
23 planification, soit la demande des réseaux autonomes, la  
24 consommation des centrales d'Hydro-Québec, les livraisons aux  
25 réseaux voisins québécois, la demande satisfaite par la production de  
26 la centrale McCormick et la demande associée à la tarification en  
27 temps réel (TTR), soit la demande marginale des clients des tarifs LR  
28 et MR.

---

### 3. Prévision de la demande de pointe par poste des clients alimentés à 44 kV et plus

La prévision de la demande de pointe par poste des clients à haute tension découle essentiellement de la prévision de demande des clients de grande puissance présentée à la section précédente.

Pour l'horizon de trois ans, la prévision de la demande de pointe par poste des clients à haute tension est tirée directement de la prévision de la demande de pointe de chacun des clients de grande puissance concernés.

Ensuite, en appliquant les taux de croissance de la prévision des ventes de grande puissance par secteur d'activités à la pointe prévue à l'horizon de trois ans pour chacun des clients, on obtient alors la prévision de la demande de pointe à long terme par poste des clients haute tension.

Finalement, on établit aussi une prévision de la puissance interruptible incluse dans la prévision de demande par poste des clients à haute tension concernés. Cette prévision est basée sur les paramètres des contrats de puissance interruptible signés.

### 4. Prévision régionale de la demande des clients alimentés à 35 kV et moins (21 zones)

La méthodologie de la prévision régionale de la demande de pointe en hiver du réseau moyenne tension, par zone (voir le tableau d'équivalence sommaire entre les zones et les régions administratives du Québec à la section C. Annexe), secteur de consommation et catégorie de puissance ( $< 5$  MW,  $\geq 5$  MW), a comme élément principal la prévision des ventes d'électricité, à ces mêmes clients, par zone, secteur de consommation et catégorie de puissance, en TWh. Pour

1 produire cette prévision, des modèles désagrégés par municipalité  
2 régionale de comté (MRC) et par zone sont utilisés.

3 De façon plus précise, cette prévision des ventes d'électricité par zone  
4 fait appel à deux groupes d'intrants.

5 Le premier regroupe les variables socio-économiques dont la plus  
6 importante est certainement la prévision des ménages par MRC. La  
7 prévision des ménages s'appuie sur la prévision de population par  
8 MRC et la prévision des taux de chef de ménages, le tout de façon  
9 cohérente avec la prévision démographique d'entreprise. En  
10 s'appuyant essentiellement sur la prévision des ménages par MRC, on  
11 établit ensuite la prévision des abonnements domestiques et agricoles  
12 par MRC et par zone. Cette prévision d'abonnements est un intrant  
13 important à la prévision des ventes par zone.

14 On retrouve dans le deuxième groupe d'intrants les données  
15 commerciales. La plus importante est certainement la prévision des  
16 ventes aux clients alimentés à 35 kV et moins, pour l'ensemble du  
17 Québec. Cette prévision, dont on a présenté précédemment les  
18 grandes lignes, est utilisée par secteur de consommation, par usage  
19 dans le cas du secteur domestique et par catégorie de puissance ( $< 5$   
20 MW,  $\geq 5$  MW) pour les autres secteurs. On considère par ailleurs  
21 également un certain nombre d'hypothèses technico-économiques  
22 régionales de marché, comme les taux de pénétration régionaux du  
23 chauffage électrique de l'espace et de l'eau au secteur domestique,  
24 les répartitions régionales des marchés de biénergie et l'évolution des  
25 ventes historiques régionales par secteur de consommation.

26 Une fois complétée la prévision des ventes par zone aux clients  
27 alimentés à 35 kV et moins, on y applique un certain nombre de  
28 caractéristiques de consommation et de comportement du réseau de

1 distribution pour obtenir finalement la demande de pointe en hiver du  
2 réseau moyenne tension par zone, par secteur de consommation et  
3 par catégorie de puissance, en MVA. Ces caractéristiques sont  
4 principalement la part des ventes annuelles d'électricité réalisées en  
5 janvier par secteur de consommation, les ratios de la puissance  
6 appelée à la pointe sur l'énergie de janvier par secteur de  
7 consommation et, finalement, les taux de pertes et les facteurs de  
8 puissance du réseau de distribution.

##### 9 **5. Prévision par poste de transformation de la demande de pointe** 10 **des clients alimentés à 35 kV et moins**

11 La méthodologie de la prévision par poste de transformation de la  
12 demande de pointe des clients alimentés à 35 kV et moins comporte  
13 plusieurs étapes.

14 Dans un premier temps, on prévoit les pointes d'hiver pour chaque  
15 ligne de distribution sur un horizon de trois ans. On intègre dans cet  
16 exercice géographiquement très fin le plus de données de marché  
17 connues sur les différentes clientèles alimentées à 35 kV et moins, par  
18 exemple, les projets de développement résidentiels, commerciaux ou  
19 industriels dans des quartiers bien précis et les prévisions par client de  
20 grande puissance alimenté à moyenne tension. En agrégeant, par  
21 poste de transformation, les prévisions par ligne de distribution des  
22 pointes d'hiver en MVA, on obtient alors une prévision de pointe  
23 d'hiver par poste de transformation sur un horizon de trois ans.

24 Parallèlement, on prévoit la demande de pointe d'hiver par poste de  
25 transformation sur un horizon de long terme à partir des prévisions de  
26 pointe d'hiver du réseau moyenne tension par zone (présentées à la  
27 section précédente). Pour ce faire, on tient compte des perspectives  
28 de croissance chez la clientèle grande puissance alimentée à  
29 moyenne tension ainsi que celles des différents secteurs de

1 consommation. On fait aussi intervenir des variables qui permettent  
2 de répartir par poste cette prévision de croissance : il s'agit de  
3 variables socio-économiques comme les informations sur le milieu et  
4 les prévisions des abonnements domestiques et agricoles par MRC et  
5 par zone. On doit aussi disposer des historiques validés de la pointe  
6 d'hiver par poste afin de fixer un point de départ à la prévision par  
7 poste de transformation.

8 Ces deux exercices peuvent conduire à des prévisions sur un horizon  
9 de 3 ans qui ne concordent pas parfaitement. Il faut alors concilier et  
10 ajuster ces deux prévisions. À l'issue de ces ajustements, on obtient  
11 la prévision par poste de transformation de la demande de pointe  
12 d'hiver des clients alimentés à 35 kV et moins, en MW et en MVA.

13 Finalement, on établit la prévision de demande de pointe d'été pour  
14 les postes de transformation désignés par le transporteur. Ces postes  
15 sont ceux où la charge d'été est, ou pourrait être, contraignante par  
16 rapport à la capacité des équipements de transport en été. Pour  
17 obtenir la demande de pointe d'été par poste désigné, on utilisera  
18 alors habituellement le ratio historique «pointe d'été sur pointe d'hiver»  
19 par poste de transformation.

## 20 **6. Périodicité de la révision des prévisions**

21 La prévision à long terme des ventes d'électricité au Québec en  
22 énergie (TWh) et des besoins du réseau au Québec en énergie (TWh)  
23 et en puissance (MW) est revue une fois par année. La prévision pour  
24 les années de court terme (année courante et deux années suivantes)  
25 est revue deux fois par année.

26 La prévision régionale de la demande en énergie (TWh) et en  
27 puissance (MW) et la prévision de la demande de pointe par point de  
28 livraison du transporteur (MW et MVA) sont revues une fois par année.

---

## 7. Incertitudes liées aux prévisions

1 L'ensemble des prévisions énergétiques retenues par Hydro-Québec  
2 (prévision de la demande d'électricité au Québec en énergie et en  
3 puissance, prévision régionale de la demande, prévision de la  
4 demande de pointe par point de livraison) pour établir la prévision de  
5 la charge locale du transporteur reflètent une évolution de la demande  
6 d'électricité considérée comme la plus probable.  
7

8 Ces prévisions reposent sur un positionnement cohérent des  
9 paramètres socio-économiques et énergétiques. Plus précisément,  
10 ces prévisions se fondent sur un scénario approprié de prévision  
11 démographique, de prévision de croissance économique, de prévision  
12 des prix des combustibles ainsi que sur des hypothèses distinctes  
13 quant à l'évolution des taux de pénétration de l'électricité. Toutefois,  
14 les prévisions de ces intrants et de leurs impacts sur les prévisions de  
15 la demande d'électricité, sont entachées d'une certaine incertitude.  
16 Cette incertitude s'accroît naturellement lorsqu'on s'éloigne dans le  
17 temps. Elle augmente aussi lorsqu'on descend vers les entités  
18 géographiques plus petites que représentent les zones, et encore plus  
19 au niveau des postes.

20 Par ailleurs, dans le cas particulier de la demande de puissance à la  
21 pointe, le passage de la prévision pour l'ensemble du Québec à, d'une  
22 part, la prévision par poste des clients alimentés à haute tension et à,  
23 d'autre part, la prévision régionale (par zone) puis finalement par poste  
24 de transformation pour les clients alimentés en moyenne et basse  
25 tension appelle inévitablement une marge de tolérance lorsqu'on veut  
26 réconcilier de façon comptable ces différentes prévisions.

27 En effet, en plus d'être issues de plusieurs processus de prévision  
28 particuliers, ces prévisions portent sur des types de besoins en  
29 puissance variés, pertinents à chaque niveau de réseau (réseau

1 provincial, postes des clients à haute tension, postes de  
2 transformation et lignes de distribution). Ce dernier point entraîne  
3 qu'on ne peut additionner ces différents types de besoins sans au  
4 préalable estimer les facteurs de conversion nécessaires pour les  
5 ramener sur la base d'un même type de besoin, comme par exemple  
6 la demande de puissance coïncidente à la pointe provinciale. D'où  
7 une marge d'erreur inhérente même à l'agrégation des prévisions des  
8 différents sous-ensembles. Finalement, rappelons que chacune de  
9 ces prévisions se fondent naturellement, pour une part, sur le  
10 jugement et l'expérience des spécialistes impliqués dans leur  
11 réalisation. Ce qui donne certainement une bonne partie de leur  
12 valeur à ces diverses prévisions de demande au-delà de leur  
13 imparfaite réconciliation arithmétique.

14 Enfin, le suivi mensuel des résultats de ventes ainsi que la révision  
15 périodique de la prévision de la demande et de ses intrants permettent  
16 d'intégrer rapidement tout changement majeur dans les paramètres-  
17 clés de ce calcul. De même, l'intégration des nouvelles méthodologies  
18 de prévision nous assurent une amélioration continue de ce  
19 processus.

## 1 B. RÉSULTATS

## 2 1. Prévision de la demande d'électricité au Québec

Prévision des ventes au Québec, des besoins québécois et de la charge locale du transporteur												
Revue d'avril 2000												
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	Croissance 2001-2010	
											Totale	en % <sup>1</sup>
<b>Ventes au Québec en TWh</b>												
Domestique et agricole	52,4	53,0	53,5	54,0	54,6	55,1	55,5	55,9	56,3	57,0	4,6	0,9%
Général et institutionnel	30,2	30,6	30,9	31,3	31,7	32,0	32,3	32,6	32,9	33,2	2,9	1,0%
Industriel-PME	9,6	9,8	10,1	10,3	10,4	10,6	10,7	10,9	11,0	11,2	1,6	1,8%
Industriel-GRANDE ENT.	59,9	62,7	63,4	64,3	65,1	66,4	67,5	68,1	68,7	69,4	9,4	1,6%
Autres	4,6	4,6	4,6	4,6	4,6	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	0,6	1,3%
<b>TOTAL</b>	<b>156,7</b>	<b>160,6</b>	<b>162,5</b>	<b>164,5</b>	<b>166,5</b>	<b>168,9</b>	<b>170,9</b>	<b>172,5</b>	<b>174,0</b>	<b>175,9</b>	<b>19,2</b>	<b>1,3%</b>
<b>Besoins québécois (réseau)</b>												
Énergie (TWh)	175,2	177,9	180,1	182,4	184,7	187,3	189,7	191,4	193,2	195,4	20,2	1,2%
Pointe annuelle (MW) <sup>2</sup>	32 770	33 320	33 730	34 160	34 600	35 040	35 520	35 890	36 240	36 650	3 880	1,3%
Pointe d'été (MW) <sup>3</sup>	19 570	19 930	20 180	20 410	20 660	20 940	21 200	21 400	21 580	21 850	2 280	1,2%
<b>Charge locale du transporteur</b>												
Énergie (TWh)	167,6	172,6	175,1	177,4	179,6	182,3	184,6	186,4	188,1	190,3	22,7	1,4%
Pointe annuelle (MW) <sup>2</sup>	31 726	32 638	33 084	33 512	33 949	34 387	34 865	35 233	35 581	35 989	4 263	1,4%
Pointe d'été (MW) <sup>3</sup>	18 779	19 274	19 649	19 878	20 126	20 405	20 665	20 864	21 044	21 313	2 534	1,4%

<sup>1</sup> Taux de croissance annuel moyen.<sup>2</sup> Pointe d'hiver de l'année civile<sup>3</sup> Période de juin à août.

3 Entre 2001 et 2010, nous prévoyons que les ventes d'électricité au  
4 Québec passeront de 156,7 TWh à 175,9 TWh ce qui représente une  
5 croissance totale 19,2 TWh et un taux de croissance annuel moyen de  
6 1,3 %. Pour l'ensemble des marchés, cette croissance suppose une  
7 amélioration de la position concurrentielle de l'électricité par rapport aux  
8 autres formes d'énergie qui découle à la fois de la stabilité tarifaire de  
9 l'électricité et de la hausse des prix du gaz naturel et du pétrole brut.

10 Au cours de cette période, la demande d'électricité du secteur  
11 domestique et agricole augmentera de 4,6 TWh (un taux de croissance  
12 annuel moyen de 0,9 %). Cette augmentation prend en compte que la  
13 croissance de la population sera faible et que la formation de ménages  
14 ralentira. L'accélération de la croissance du revenu personnel  
15 disponible, résultat de la bonne tenue de l'économie et de l'allègement

1 du fardeau fiscal, compensera toutefois partiellement la faiblesse de  
2 l'évolution démographique. Enfin, compte tenu de l'amélioration de la  
3 position concurrentielle de l'électricité, nous maintenons des taux élevés  
4 de diffusion du chauffage électrique (89 %) dans la nouvelle  
5 construction.

6 De 2001 à 2010, la demande d'électricité du secteur général et  
7 institutionnel s'accroîtra au total de 2,9 TWh, soit à un taux de  
8 croissance annuel moyen de 1,0 %. Pour ce secteur, nous prévoyons  
9 une croissance annuelle moyenne de 0,33 TWh, après une croissance  
10 des ventes normalisées de 0,57 TWh entre 1986 et 1999. Depuis  
11 quelques années, les taux d'inoccupation des espaces commerciaux  
12 sont en chute et on assiste à une reprise des investissements en  
13 construction neuve et en rénovation majeure. De plus, les coupures  
14 dans les dépenses publiques semblent terminées. Nous prévoyons que  
15 la croissance moyenne du PIB tertiaire dépassera les 2,0 % au cours de  
16 la prochaine décennie. Ces éléments auront des impacts très  
17 favorables sur la demande d'électricité. Par ailleurs, la croissance  
18 prévue dans ce secteur prend également en compte le déploiement de  
19 programmes commerciaux qui visent à maintenir nos parts de marchés  
20 dans les usages concurrentiels.

21 La croissance de la demande d'électricité du secteur industriel  
22 représente 58 % de l'ensemble de la croissance des ventes au Québec.  
23 Plus précisément, de 2001 à 2010, nous prévoyons que les ventes aux  
24 grandes entreprises industrielles (puissance appelée > 5 MW)  
25 augmenteront de 9,4 TWh ou de 1,6 % en moyenne annuellement.  
26 Plusieurs projets annoncés expliquent une grande partie de cette  
27 croissance. Une bonne croissance est également attendue du côté des  
28 PME industrielles. Au total, elles ajoutent 1,6 TWh à la croissance de la  
29 demande du secteur industriel, soit un taux de croissance annuel

1           moyen de 1,8 %. Sur une base annuelle, nous supposons que la  
2           croissance moyenne de la demande de ces dernières doublera sur la  
3           période 2001-2010 par rapport à la croissance moyenne observée entre  
4           1986 et 1999. Les PME industrielles profitent du bon climat  
5           économique et plus particulièrement, du dynamisme des secteurs de  
6           haute technologie.

7           Compte tenu de l'ensemble de ces prévisions de ventes d'électricité au  
8           Québec, le taux de croissance annuel moyen prévu de 2001 à 2010  
9           pour la charge locale du transporteur est de 1,4 %, et ce tant pour  
10          l'énergie annuelle que pour la puissance à la pointe annuelle (d'hiver) et  
11          à la pointe d'été. Selon cette prévision, la pointe annuelle passera de  
12          31 726 MW en 2001 à 35 989 MW en 2010. Ce taux signifie une  
13          croissance annuelle moyenne de 2,5 TWh au niveau de l'énergie et de  
14          respectivement 474 MW et 282 MW au niveau des pointes d'hiver et  
15          d'été.

**Prévision des paramètres économiques et démographiques**  
**Revue d'avril 2000**

	Variation annuelle en %									
	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Population du Québec	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
Formation de ménages (milliers)	24,0	29,0	29,0	30,0	30,0	31,0	27,0	25,0	25,0	24,0
PIB	2,3	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3
Revenu personnel disponible	1,8	1,9	2,4	2,4	2,4	2,3	2,1	2,1	2,1	2,1
Prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/MPC)	3,05	3,12	3,20	3,35	3,46	3,60	3,80	4,00	4,20	4,45
Prix du pétrole (WTI) (\$US/baril)	22,94	22,50	22,00	22,25	22,64	24,00	24,75	25,65	26,75	27,75

1

**C. ANNEXE**

2

**1. Zones et régions du Québec**

3

**Zones et régions du Québec**

<b>Zone</b>	<b>Région du Québec</b>
1 ÎLE DE MONTRÉAL-NORD	ÎLE DE MONTRÉAL
2 ÎLE DE MONTRÉAL-SUD	
3 ÎLE DE MONTRÉAL-EST	
4 ÎLE DE MONTRÉAL-OUEST	
5 RICHELIEU-EST	MONTÉRÉGIE ET ESTRIE
6 RICHELIEU-OUEST	
7 COMMUNAUTÉ URBAINE DE QUÉBEC	QUÉBEC, MAURICIE ET CHAUDIÈRE-APPALACHES
8 MONTMORENCY-NORD	
9 MONTMORENCY-SUD	
10 ST-MAURICE	
11 LAVAL	LAVAL
12 LAURENTIDES	LAURENTIDES, LANAUDIÈRE ET OUTAOUAIS
13 MILLES-ILES	
14 COMMUNAUTÉ URBAINE DE L'OUTAOUAIS	
15 OUTAOUAIS	
16 LE NOROIT	ABITIBI-TÉMISCAMINGUE
17 MANICOUAGAN	COTE-NORD ET SAGUENAY
18 SAGUENAY	
19 BAS ST-LAURENT	BAS-ST-LAURENT ET GASPÉSIE
20 GASPÉSIE	
21 RÉSEAUX AUTONOMES	NORD DU QUÉBEC ET ÎLES DE LA MADELEINE