

REGIE DE L'ÉNERGIE

Dossier : R-3526-2004

**AVIS SUR LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE DES QUÉBÉCOIS À
L'ÉGARD DES APPROVISIONNEMENTS ÉLECTRIQUES ET LA
CONTRIBUTION DU PROJET DU SUROÏT**

**MÉMOIRE
DU
REGROUPEMENT POUR LA RESPONSABILITÉ SOCIALE
DES ENTREPRISES
(RRSE)**

RRSE-doc.5

**PARTIE III
Bilan énergétique du Québec
2003-2010
Offre / demande en électricité**

RRSE-doc.5.3

par **Jean-François Blain**

Analyste

Sommaire

L'examen comparatif des ressources et des besoins d'Hydro-Québec pour la période 2004-2011 (offre / demande) nous amène aux conclusions suivantes :

- l'abaissement critique du niveau actuel des réservoirs requiert l'application immédiate de mesures de redressement exceptionnelles sur une base préventive
- la croissance accentuée de la demande domestique d'électricité conjuguée à des périodes prolongées de faible hydraulité et à une croissance plus lente des apports énergétiques auront pour effet d'accroître le déficit de l'offre par rapport à la demande pendant les mois d'hiver
- les écarts importants et répétés de l'hydraulité annuelle par rapport à l'hydraulité moyenne imposent un changement d'attitude à l'égard des critères minimaux de gestion de la sécurité des approvisionnements
- les besoins québécois en énergie (incluant les pertes), après déduction des économies d'énergie déjà prévues, seront couverts par les ressources à la disposition d'Hydro-Québec à l'horizon 2004-2010
- les besoins québécois en puissance à la pointe hivernale, incluant la réserve de puissance requise, seront également couverts par les ressources dont dispose Hydro-Québec et les diverses autres sources d'approvisionnements qui lui sont garanties au moins jusqu'à l'hiver 2010-2011
- cependant, les surplus énergétiques dont pourrait disposer Hydro-Québec pour conclure des ventes dans les marchés extérieurs pendant la période 2004-2011 seront nettement moindres que ce qu'ils furent historiquement jusque vers la fin des années '90
- la croissance anticipée de la consommation d'électricité du Québec, reposant sur des scénarios prévisionnels moyens, est conditionnelle à certaines restrictions de la demande associée aux grands projets industriels énergivores et à l'implantation de mesures ciblées pour la catégorie domestique et agricole
- à compter de 2009 ou 2010, selon les scénarios de croissance de la demande considérés, le Québec pourrait avoir besoin de ressources énergétiques additionnelles, soit pour équilibrer l'offre et la demande domestique, soit pour éviter que sa capacité d'exportation ne soit complètement résorbée
- l'urgence alléguée par Hydro-Québec pour justifier la construction de la centrale du Suroît n'est pas confirmée par l'analyse complète du bilan offre / demande bien que le déficit d'hydraulité actuel constitue un problème majeur, mais ponctuel
- compte tenu de ses avantages nombreux, de la diminution de ses coûts, de la complémentarité de ses apports énergétiques avec ceux de l'hydraulique, de l'importance et de la qualité des gisements révélés par l'avancement récent de l'inventaire des vents, la filière éolienne est particulièrement intéressante pour le Québec compte tenu des immenses bénéfices que procurerait le jumelage éolien-hydraulique

Conclusions de l'expertise de MM. Robert Benoit et Wei Yu

Une nouvelle cartographie de la moyenne à long-terme des vents sur le Québec a été établie grâce au nouveau système d'Atlas Éolien numérique WEST. Les points saillants de la présente expertise sont :

- Les statistiques établies représentent une période de 52 ans. Elles portent sur l'altitude de 80 m pour l'éolien. Deux cartes sont établies : une à 30 km sur tout le Québec et une à 5 km sur le sud du Québec.
- La carte de vent principale est celle sur une maille de 5 km, couvrant tout le sud du Québec, jusqu'à 54 N environ. Elle montre un gisement très fort au sud de la région de La Grande, augmentant vers l'Est jusqu'au Labrador.
- On peut déceler plusieurs excellents gisements éoliens situés sous les grandes lignes de transmission électrique d'Hydro-Québec. Le moyen Nord (48-52 N) recèle un gisement beaucoup plus riche que la Gaspésie.
- Les résultats de WEST sont validés avec les données anémométriques de vent du territoire québécois, nominalement à 10 m d'altitude : avec les stations principales, l'erreur absolue moyenne de la partie méso-échelle à 5 km de WEST est de 0.72 m/s.
- Quatre cibles spécifiques d'intérêt sont identifiées, dont les aires varient de 1 500 à 6 500 km², soit la Montérégie, Charlevoix, Manicouagan et la Grande. On en a analysé la superficie en fonction de la vitesse moyenne locale. Chacune a au moins 1000 km² au-dessus de 6.5 m/s; la cible La Grande est très venteuse avec elle 5297 km² dans cette gamme et une moyenne autour de 8.5 m/s.
- L'analyse des superficies venteuses a été faite aussi pour l'ensemble des domaines modélisés sur le Québec et donne des potentiels éoliens bruts **énormes** : 300 000 km² dans le domaine 5 km et 1 000 000 km² dans le domaine 30 km dépassent le 6.5 m/s !
- La marche annuelle des vitesses moyennes sur les cibles choisies donne un gisement maximal en hiver-printemps dans le sud et en automne-hiver pour La Grande.
- La carte préliminaire dans le Devoir du 28 février 2004 était essentiellement correcte, sauf la région au sud de la rivière La Grande, qui y était fortement sous-estimée.
- Un exemple de résultat WEST à la micro-échelle (200 m) pour le sud du Québec est montré.

CONCLUSIONS PRINCIPALES / EXPERTISE DE M. RÉAL REID

- l'éolien, adossé à l'hydraulique, peut avantageusement rencontrer les besoins exprimés, en termes de :
 - coûts ;
 - délais de construction;
 - respect de l'environnement;
- l'abondance de la ressource éolienne québécoise (75 fois sa capacité hydraulique présentement exploitée) permettrait au Québec de repousser le recours au thermique très loin dans le futur et de se positionner comme un exemple de société responsable, tout en réalisant des économies appréciables;
- un calcul de rentabilité par rapport au projet du « Suroît », pour quatre zones situées à proximité du réseau de transport, montre un coût inférieur de l'ordre de 0,7 à 2,8 ¢/kWh, se traduisant par une valeur actualisée nette de l'ordre de 0,48 à 1,98 Milliards \$;
- le recours à l'éolien plutôt qu'à la filière thermique, créerait 12 000 emplois de qualité (industrielle), ce qui permettrait au gouvernement du Québec de bénéficier de retombées de l'ordre de 1,2 ¢/kWh ou d'un équivalent de 77 M\$ par année, en sus des économies de 0,7 à 2,8 ¢/kWh réalisables par Hydro-Québec;
- par ordre d'importance, la propriété et l'opération des parcs éoliens devraient être confiés à :
 - Hydro-Québec production, pour assurer une intégration hydro-éolienne harmonieuse et bénéficier d'un montage financier avantageux permettant d'harnacher l'énergie éolienne au moindre coût;
 - à une Société de L'Énergie Éolienne Québécoise, créée sur le modèle de la SEBJ, pour pouvoir bénéficier d'un montage financier avantageux permettant d'harnacher l'énergie éolienne au moindre coût;
 - au privé, ce qui entraînera un coût supérieur de l'ordre de 1,4 à 2 ¢/kWh par rapport aux deux scénarios précédents.

Table des matières

1. Historique de la demande québécoise d'électricité 1989-2003
 - 1.1 Énergie
 - 1.1.1 Répartition des ventes par catégories tarifaires
 - 1.1.1.1 Évolution des ventes, globale et secteur industriel exclu
 - 1.1.2 Consommation annuelle moyenne par catégories tarifaires
 - 1.1.2.1 Consommation per capita, globale et secteur industriel exclu
 - 1.1.3 Profil annuel de la consommation québécoise en énergie
 - 1.2 Puissance
 - 1.2.1 Évolution de la demande en puissance à la pointe hivernale
 - 1.2.2 Besoins globaux, prioritaires et québécois en puissance à la pointe
2. Historique des besoins globaux en énergie et en puissance 1989-2003
 - 2.1 Ventes au Québec
 - 2.2 Ventes hors Québec
 - 2.3 Pertes, consommation des centrales et livraisons sur ententes
3. Historique de l'offre 1989-2003
 - 3.1 Énergie
 - 3.1.1 Répartition des approvisionnements
 - 3.1.2 Variations de l'hydraulicité et du niveau des réservoirs 1979-2003
 - 3.1.3 Analyse des facteurs de variation du niveau des réservoirs
 - 3.2 Puissance
 - 3.2.1 Évolution de la puissance disponible
 - 3.2.2 Répartition de la puissance disponible
 - 3.2.3 Moyens de réserve et interconnexions
4. Prévisions de la croissance de la demande québécoise en électricité 2004-2011
 - 4.1 Énergie
 - 4.1.1 Scénarios moyen, faible et fort

- 4.1.2 Incidence de différents scénarios d'économie d'énergie
- 4.1.3 Incidence de certains facteurs sur la croissance de la demande
 - 4.1.3.1 Grands projets industriels
 - 4.1.3.2 Consommation per capita
 - 4.1.3.3 Allocation des coûts des nouveaux approvisionnements
- 4.2 Puissance
 - 4.2.1 Évolution des besoins québécois de puissance à la pointe hivernale
 - 4.2.2 Incidence de différents scénarios d'économie d'énergie
 - 4.2.3 Autres facteurs
 - 4.2.3.1 Aléas climatiques
 - 4.2.3.2 Chauffage des bâtiments
 - 4.2.3.3 Grands projets industriels
- 5. Prévisions des besoins québécois en électricité 2004-2011
 - 5.1 Énergie
 - 5.1.1 Consommation selon divers scénarios, incluant autres tarifs et appel d'offre
 - 5.1.2 Pertes selon divers scénarios
 - 5.1.3 Livraisons sur entente et consommation des centrales
 - 5.1.4 Analyse des besoins globaux, tels qu'estimés par Hydro-Québec
 - 5.2 Puissance
 - 5.2.1 Demande en puissance à la pointe hivernale
 - 5.2.2 Réserve de puissance requise
 - 5.2.3 Analyse des besoins en disponibilité de puissance selon scénarios
- 6. Prévisions de l'offre 2004-2011
 - 6.1 Puissance
 - Intégration des projets approuvés au parc de production, horizon 2008
 - Autres sources d'approvisionnements en puissance
 - Moyens de réserve
 - 6.2 Énergie
 - Offre annuelle en énergie à hydraulicité moyenne
 - Variation de l'offre en énergie
 - Autres sources d'approvisionnements en énergie

7. **Bilan** de l'offre et de la demande en électricité 2004-2011

Déficit hydraulique

Conclusion du bilan de l'offre et de la demande

Resserrement de l'offre et de la demande à l'horizon 2010

Filière de production à privilégier

ANNEXE A

Prévision de la demande 2004-2011 / secteur industriel

ANNEXE B

Prévision de la demande 2004-2011 / secteur domestique et agricole

ANNEXE C

Prévision de la demande 2004-2011 / secteur industriel exclu

1. Historique de la demande québécoise d'électricité 1989-2003

L'historique de la demande d'électricité est présenté afin de cerner les tendances à long terme ainsi que les principaux facteurs favorisant (ou défavorisant) l'électricité en regard des autres sources d'énergie. Les prévisions de croissance de la demande pourront ensuite être élaborées en fonction d'une vision d'ensemble plutôt qu'en fonction de la simple prise en compte d'une conjoncture de court terme.

L'horizon historique 1989-2003 a été choisi pour diverses raisons :

- Disposer d'un historique suffisamment long et représentatif des tendances à long terme afin de pondérer les fluctuations nombreuses et accentuées du taux de croissance annuel.
- Utiliser une année de début qui ressemble à plusieurs égards à l'année 2003, à savoir :
 - une année qui conclut un cycle de croissance prononcée
 - une année précédée par quelques années d'exportations importantes, en repli
 - une année caractérisée par un appauvrissement prononcé des réserves énergétiques, entre autres similitudes.

1.1 Énergie

1.1.1 Répartition des ventes par catégorie de clients

Comme le démontrent le tableau 1 et le graphique 1, ci-dessous, la croissance de la consommation d'électricité de 1989 à 2003 a été particulièrement vigoureuse. Il faut cependant garder à l'esprit que cette période se termine par une année de consommation exceptionnellement élevée, dépassant largement les tendances à long terme.

C'est le secteur industriel qui a connu la croissance la plus forte, 56% sur 14 ans, pour un taux annuel moyen de croissance de 4%. Ce secteur à lui seul représente 65,9% de toute la croissance de la consommation d'électricité au Québec pour ces années.

La catégorie Domestique et agricole a également connu une augmentation appréciable de sa consommation, 20,2% au total, dont les 3/5^e dans les quatre dernières années. Cette croissance est caractérisée par des épisodes d'accélération et de ralentissement et s'effectue par bonds. La consommation des clients domestiques et agricoles est manifestement beaucoup plus influencée par des facteurs de court terme, la part prépondérante du chauffage et les aléas climatiques que celle des autres catégories. Nous tenterons de discerner l'importance relative de ces différents facteurs sur la croissance de cette consommation.

La croissance totale de la consommation des catégories Générale et institutionnelle ainsi que Autres est beaucoup plus modérée, soit 9% et à peine 1% respectivement. Elle est également beaucoup plus constante que celle de la catégorie domestique et agricole, sauf pour une reprise assez vigoureuse dans le cas de la catégorie générale et institutionnelle dans les dernières années.

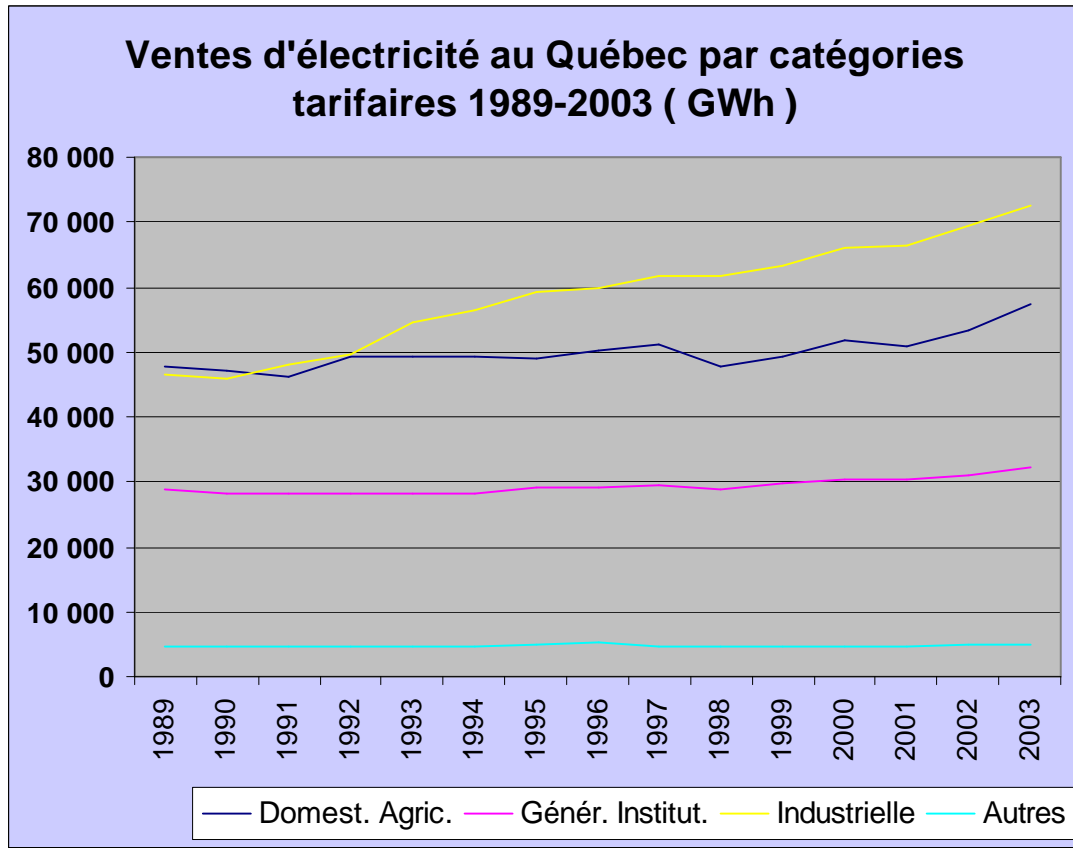
La croissance du secteur industriel, bien qu'elle soit extrêmement forte, est aussi assez constante.

Dans l'ensemble, la consommation d'électricité a bondi de 20 TWh dans les quatre dernières années. C'est autant que dans les dix années précédentes.

TABLEAU 1

Ventes d'électricité au Québec par catégories tarifaires 1989-2003 (en GWh)										
	Domest.	Agric.	Génér.	Institut.	Industrielle	Autres	Total			
1989	47 607		28 750		46 503	4 688	127 548			
1990	46 993		28 314		46 009	4 713	126 029			
1991	46 250		28 264		48 087	4 630	127 231			
1992	49 221		28 176		49 766	4 799	131 962			
1993	49 282		28 358		54 646	4 692	136 978			
1994	49 437		28 315		56 580	4 670	139 002			
1995	48 842		29 108		59 254	4 832	142 036			
1996	50 294		29 158		59 797	5 261	144 510			
1997	51 246		29 560		61 837	4 648	147 291			
1998	47 701		28 815		61 773	4 519	142 808			
1999	49 315		29 765		63 409	4 500	146 989			
2000	51 666		30 490		65 950	4 651	152 757			
2001	50 850		30 360		66 343	4 659	152 212			
2002	53 222		30 903		69 336	5 111	158 572			
2003	57 217		32 314		72 546	5 014	167 091			
Croiss. 89-03	20,2%	9 610	12,4%	3 564	56%	26 043	7%	326	31%	39 543
% croiss. tot.		24,30%		9%		65,90%		0,80%		100%
TAM		1,44%		0,89%		4%		0,50%		2,21%
source: rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003										

FIGURE 1



1.1.1.1 Évolution des ventes totales et secteur industriel exclu

Lorsqu'on sépare les ventes des clients industriels de celles de toutes les autres catégories de clients, on constate que la croissance de la consommation des premiers est presque le double de celle de tous les autres clients, soit 26 043 GWh (65,9% de toute la croissance) contre 13 500 GWh (34,1%).

Globalement, la **période 1996-2003 se divise quatre segments successifs bien distincts :**

- un recul entre 1989 et 1991
- une reprise assez soutenue de 1992 à 1997
- un second recul de 1997 à 1999 suivi d'un rattrapage soudain en 2000 et d'un troisième recul de 2000 à 2001
- une très forte croissance de 2001 à 2003

TABLEAU 2

Ventes d'électricité au Québec 1989-2003			
Totales vs catégorie industrielle exclue (en GWh)			
	Totales	Cat. Industrielle exclue	Industrielle
1989	127 548	81 045	46 503
1990	126 029	80 020	46 009
1991	127 231	79 144	48 087
1992	131 962	82 196	49 766
1993	136 978	82 332	54 646
1994	139 002	82 422	56 580
1995	142 036	82 782	59 254
1996	144 510	84 713	59 797
1997	147 291	85 454	61 837
1998	142 808	81 035	61 773
1999	146 989	83 580	63 409
2000	152 757	86 807	65 950
2001	152 212	85 869	66 343
2002	158 572	89 236	69 336
2003	167 091	94 545	72 546
Croissance 89-03	39 543	13 500	26 043
Croissance en %	31%	16,66%	56%
% de la croiss. tot.	100%	34,14%	65,86%
Croiss.annuelle moy	2824	964	1860
TAM	2,21%	1,19%	4%

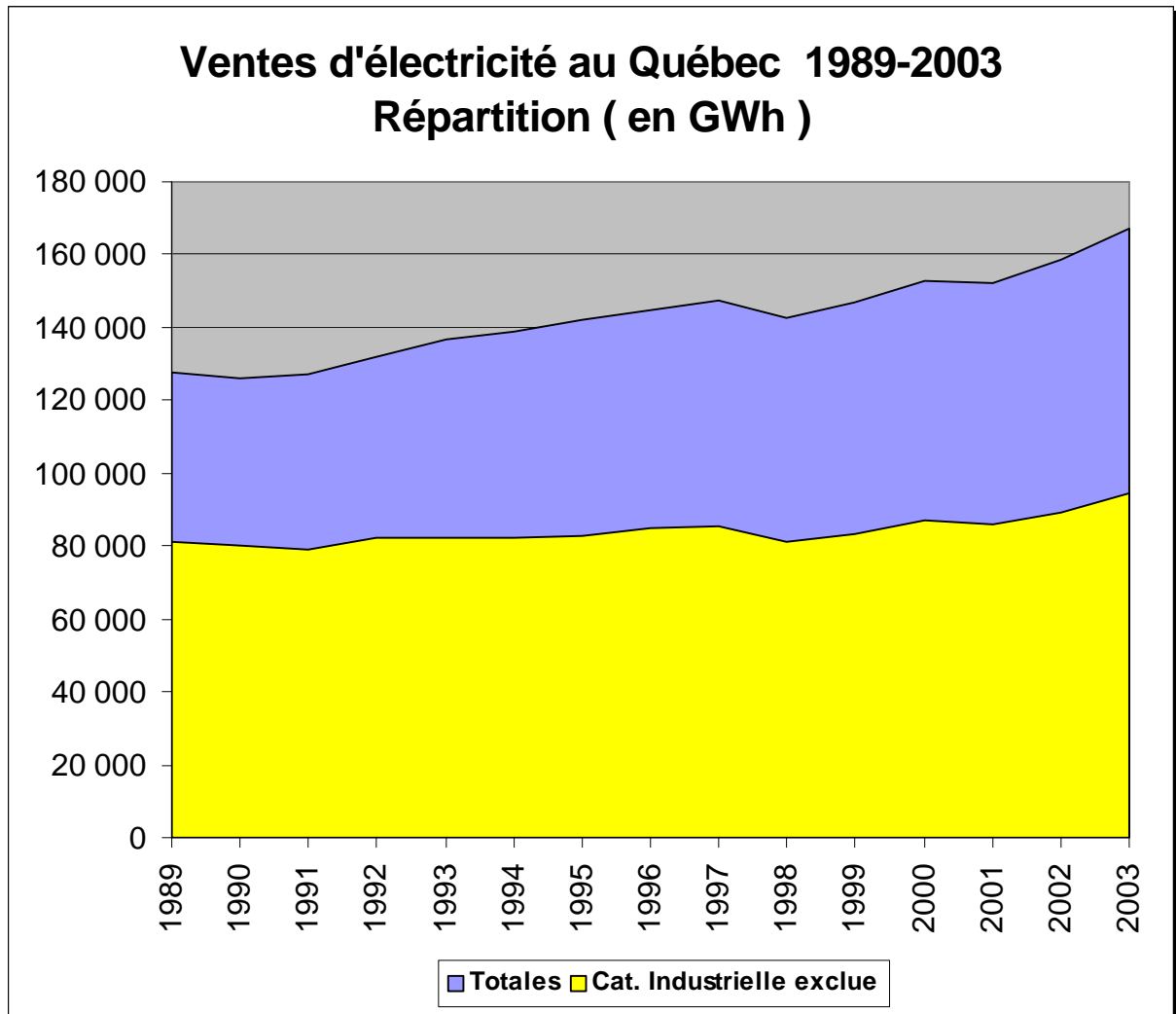
Source: Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003

La figure 2, ci-dessous, illustre bien l'importance de la croissance relative de la consommation industrielle en proportion de la croissance totale.

Industriels exclus, la croissance de la consommation de tous les autres clients suit les mêmes quatre cycles d'accélération, de ralentissement et de recul, décrits précédemment.

La croissance de la consommation du secteur industriel est quant à elle ininterrompue, sauf pour un léger fléchissement en 1998, année de la crise du verglas.

FIGURE 2



1.1.2 Consommation annuelle moyenne par catégories de clients

La consommation annuelle moyenne évolue dans des proportions très disparates selon la catégorie de clients. Dans le secteur domestique et agricole, le niveau de consommation moyenne de 1989 n'est dépassé qu'une seule fois pendant toute la période, soit en 2003.

Celle des clients de la catégorie générale et institutionnelle augmente un peu plus, 5%, mais le niveau atteint en 1989 n'est dépassé qu'en 2002 au gré d'une augmentation importante sur les trois dernières années.

Quant à la consommation moyenne des clients industriels, elle augmente dans de très fortes proportions, 50%, signe évident de l'implantation de quelques

grands projets industriels à très forte intensité de consommation. Le nombre de clients dans cette catégorie n'a d'ailleurs pratiquement changé depuis 1989, en hausse de 1,3% sur 14 ans.

TABLEAU 3

Consommation annuelle moyenne par catégorie de clients 1989-2003 (en KWh par abonnement)				
	Dom. et agric.	Gén. et instit.	Industrielle	Autres
1986	15 817	91 668	2 798 926	571 949
1987	15 318			
1988	16 093			
1989	17 137	109 158	3 520 876	658 705
1990	16 592			
	Dom. et agric.	Gén. et instit.	Industrielle	Autres
1991	15 983	105 083	3 637 168	652 204
1992	16 674	104 443	3 670 059	684 008
1993	16 437	105 136	4 046 653	680 091
1994	16 283	104 685	4 266 164	683 048
1995	15 874	105 700	4 464 924	722 758
1996	16 154	104 133	4 498 721	819 917
1997	16 309	105 390	4 720 382	741 899
1998	15 050	102 826	4 787 677	735 514
1999	15 381	106 157	4 980 295	751 720
2000	16 058	108 604	5 109 828	779 911
2001	15 680	108 061	5 045 862	785 666
2002	16 244	110 000	5 070 645	872 780
2003	<u>17 237</u>	<u>114 777</u>	<u>5 273 005</u>	<u>864 110</u>
1989-2003	1%	5,15%	50%	31,18%
Source: Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003				

1.1.2.1 Consommation per capita

La consommation per capita a été calculée, à titre indicatif, pour la catégorie domestique et agricole seulement. L'exercice révèle que, pendant la période 1989-2003, la consommation per capita de cette catégorie a peu varié et n'a véritablement dépassé qu'à compter de 2002 le niveau qu'elle avait atteint en 1989.

Le nombre d'abonnés du secteur domestique et agricole a par ailleurs augmenté substantiellement, passant de 2,802 M en 1989 à 3,343 M en 2003 ans, une augmentation de 19,3%.

TABLEAU 4

Consommation d'électricité per capita 1989-2011 en KWh			
	Cons. per capita*	Population**	Domest. Agric.***
1989	6 871	6 928 690	47 607
1990	6 710	7 003 876	46 993
1991	6 547	7 064 586	46 250
1992	6 925	7 108 000	49 221
1993	6 888	7 155 273	49 282
1994	6 874	7 191 884	49 437
1995	6 765	7 219 446	48 842
1996	6 940	7 246 896	50 294
1997	7 045	7 274 630	51 246
1998	6 538	7 295 973	47 701
1999	6 734	7 323 308	49 315
2000	7 023	7 357 029	51 666
2001	6 874	7 396 990	50 850
2002	7 150	7 443 491	53 222
2003	7 642	7 487 169	57 217
2004	7 655	7 527 000	57 617
2005	7 668	7 566 000	58 017
2006	7 683	7 603 000	58 417
2011	7 779	7 767 000	60 417

*note: consommation per capita calculée en KWh en proportion des ventes régulières de la catégorie Domestique et agricole seulement

**note: population réelle au 1er juillet pour les années 1989 à 2003, prévisions de l'ISQ pour les années 2004 à 2011

***note: ventes réelles, catégorie Domestique et agricole, pour les années 1989 à 2003
ventes prévues par Hydro-Québec, scénario moyen, pour les années 2004 à 2011

sources: Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003
Institut de la Statistique du Québec
R-3526-2004, Présentation d'Hydro-Québec Distribution du 10 mars 2004, p. 35

Pour les années 2003 à 2011, l'augmentation de la consommation de cette catégorie telle que prévue par Hydro-Québec ¹ a été appliquée. Il en ressort que, combinées aux prévisions de croissance de l'Institut de la Statistique du Québec, les prévisions d'Hydro-Québec pour cette catégorie de clients paraissent assez fortes.

Pour soutenir un tel rythme de croissance, il faudrait que la consommation per capita, dans cette catégorie de clients, augmente de façon continue entre 2002 et 2011, ce qui ne s'est jamais produit sur trois années consécutives depuis 1989.

1.2.3 Profil annuel de la consommation québécoise en énergie

La répartition annuelle de la demande d'électricité a été établie à partir des données déposées au présent dossier par Hydro-Québec². En déterminant des moyennes mensuelles de consommation à partir d'un historique de cinq ans récent, nous disposerons d'un portrait approprié du profil de la consommation.

TABLEAU 5

Moyennes mensuelles des ventes régulières d'électricité au Québec 1998-2002		
	TWh	%
juillet	10,68	7,09
août	10,86	7,21
septembre	10,6	7,04
octobre	11,82	7,85
novembre	13,52	8,98
décembre	15,32	10,18
janvier	15,8	10,49
février	14,08	9,35
mars	14,28	9,48
avril	12,02	7,98
mai	11,12	7,39
juin	10,46	6,95
1er nov. - 30 avr.	85,02	56,5
1er mai - 31 oct.	65,54	43,5

Source: Hydro-Québec, *Historique mensuel des ventes régulières d'électricité au Québec 1998-2002*

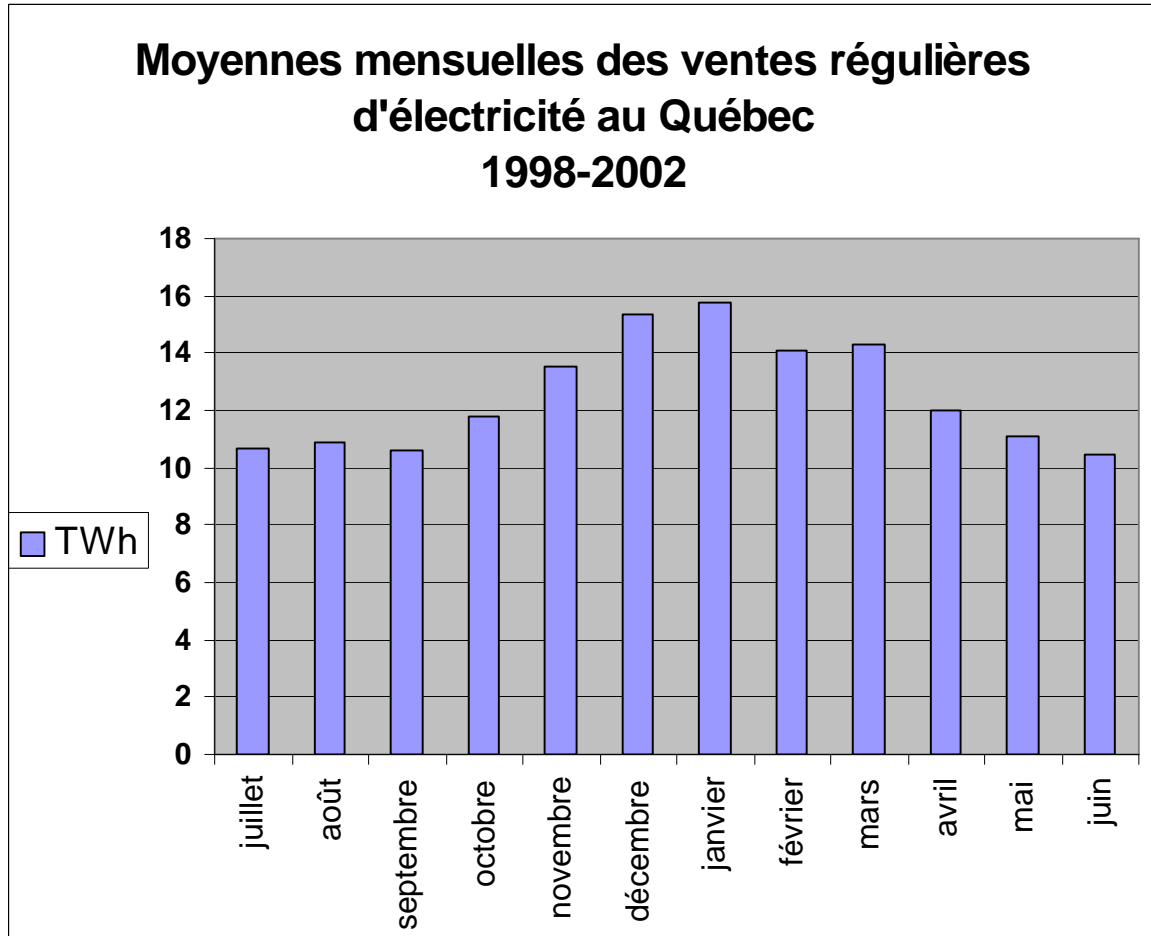
La demande en énergie semble se concentrer un peu moins dans les six mois d'hiver que par le passé. Les besoins en période estivale se raffermissent et sont assez constants de juin à septembre. Fait à noter, la consommation moyenne estimée pour le mois de janvier est probablement légèrement sous-estimée compte tenu de la présence du mois de janvier 1998 dans l'échantillonnage.

¹ R-3526-04, Présentation d'Hydro-Québec Distribution sur la prévision de la demande 2003-2011, 10 mars 2004, p.35.

² Ventes régulières mensuelles 1998-2002.

La longueur variable des mois fausse la représentation de la demande du mois de février. Bien qu'il s'agisse d'une valeur réelle répartie sur 28 jours, elle n'est pas représentative de la demande moyenne pour une journée de février en comparaison, par exemple, d'une journée moyenne de mars. Les mois de 31 jours, à l'opposé, se trouvent sur représentés.

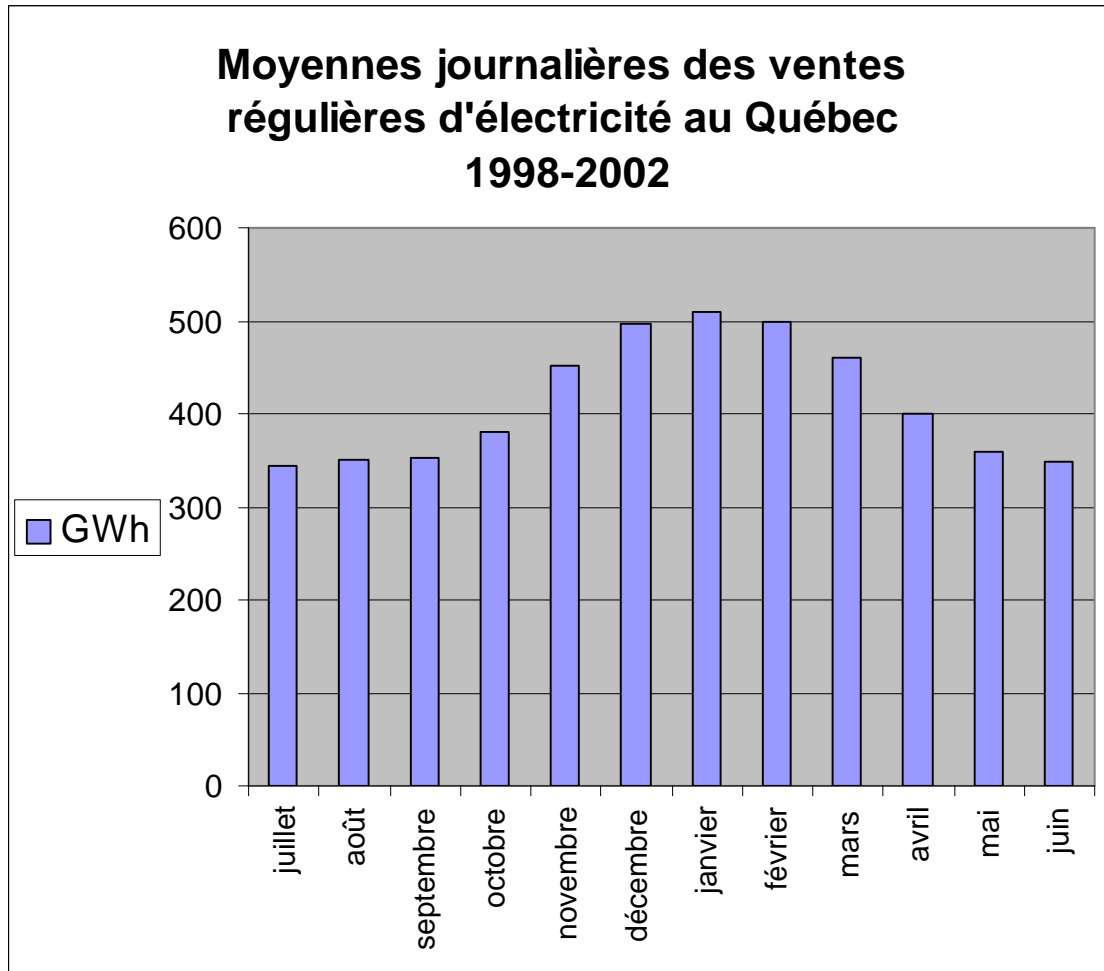
FIGURE 3



En rétablissant une représentation proportionnelle de la consommation journalière moyenne, on obtient un portrait plus conforme de la répartition annuelle de la demande à satisfaire. En pratique, l'utilité de normaliser ainsi la demande en la divisant en 12 tranches équivalentes de 30 jours et $5/12^e$ est cependant limitée.

Un tel modèle ne saurait être applicable qu'à condition que l'on répartisse également, en contrepartie, les apports énergétiques sur une base quotidienne. Malgré tout, l'exercice permet d'obtenir une représentation exacte de la demande journalière moyenne pour chaque mois de l'année.

FIGURE 4



1.2 Puissance

1.2.1 Évolution de la demande à la pointe hivernale

La demande à la pointe hivernale a franchi le seuil des 30 000 MW pour une première fois pendant l'hiver 1993-1994. Par après, le niveau de puissance requis pour satisfaire les besoins prioritaires s'est maintenu dans les 31 000 MW jusqu'à l'hiver 1996-1997 alors qu'il a atteint 32 305 MW.

À compter de cette date, il devient bien difficile de départager la puissance requise pour satisfaire la demande québécoise à la pointe hivernale, principalement parce que Hydro-Québec a cessé de divulguer la répartition de la charge maximale annuelle de son réseau de transport et sa destination.

TABLEAU 6

Demande à la pointe hivernale 1986-2003				
en MW				
	Besoins prioritaires		Besoins globaux	
1986	23 492		26 277	
1987	26 347		28 588	
1988	26 768		27 551	
1989	27 349		27 934	
1990	27 522		28 494	
1991	29 922		32 040	
1992	28 131		30 070	
1993	30 609		33 600	
1994	31 531		35 443	
1995	31 119		33 594	
1996	31 245		34 642	
			Besoins de puissance	
*1997			32 305	
*1998			35 275	
*1999			35 577	
**2000			33 767	
***2001 <i>publié</i>			32 616	
			Besoins québécois de puissance	
2001 <i>révisé</i>			30 080	
****2002			34 989	
****2003			36 268	
<i>notes: * Besoins de puissance des besoins globaux à la pointe annuelle (...) y compris la centrale de McCormick et la puissance interruptible. (Rapports annuels HQ, 1997 p.69 et 1998 p.89)</i>				
<i>(Idem, rapport annuel d'HQ 1999, p.96)</i>				
<i>** Besoins de puissance des besoins globaux à la pointe annuelle (...) y compris la puissance interruptible. (Rapport annuel 2000 d'HQ, p.85. Aucune mention de la centrale McCormick).</i>				
<i>*** Besoins de puissance des besoins globaux à la pointe annuelle des besoins québécois (...) y compris la puissance interruptible. (Rapport annuel 2001, p.94)</i>				
<i>**** Besoins québécois de puissance à la pointe (...) y compris la puissance interruptible.(Rapports annuels d'HQ 2002, p.100 et 2003, p. 108. Nouvelle définition apparue dans le rapport annuel 2002 et appliquée rétroactivement à compter de 1998, sans révision des données publiées)</i>				
Pièce DA26				
déposée par Hydro-Québec devant le BAPE lors de son audience visant l'examen du projet de centrale thermique du Suroît				
Historique des pointes annuelles des besoins québécois				
	91-92	29 922	96-97	31 245
	92-93	28 131	97-98	29 206
	93-94	30 656	98-99	31 995
	94-95	31 780	99-00	31 469
	95-96	31 242	00-01	30 412
			01-02	30 091

Le tableau 6, à la page précédente, illustre bien la confusion qui résulte des différentes appellations qu'Hydro-Québec a utilisées depuis 1997 pour désigner les besoins en puissance.

Quoiqu'il en soit, les besoins de puissance à la pointe hivernale du réseau de transport québécois ont atteint des sommets de 35 000 et 36 000 MW pendant les hivers 1998-1999, 1999-2000, 2002-2003 et 2003-2004. Le record historique du 15 janvier 2004, 35 704 MW selon Hydro-Québec Distribution, a été largement attribuable à des conditions climatiques extrêmes (records de froid de quarante ans). Dans sa présentation du 10 mars 2004, HQD faisait état d'un écart climatique de 1 834 MW, la pointe normalisée étant estimée à 34 670 MW.

1.2.2 Besoins de puissance globaux, prioritaires ou québécois

Les appellations utilisées par Hydro-Québec ont changé assez régulièrement depuis 1997. Précédemment, c'est à dire jusqu'à son rapport annuel 1996, Hydro-Québec distinguait les besoins prioritaires des besoins globaux. On pouvait ainsi connaître la part de la demande à la pointe hivernale qui était destinée à des ventes de court terme, les engagements fermes étant considérés comme des besoins prioritaires, y compris dans les marchés extérieurs.

Pour les années 1993, 1994, 1995 et 1996, la part de la puissance à la pointe hivernale dédiée à des ventes de court terme (non prioritaires) a été de l'ordre de 3000 à 4000 MW. Compte tenu du niveau qu'ont atteint les ventes de court terme dans les années subséquentes, des conditions climatiques hivernales plus clémentes des hivers 1998 et 1999 et du ralentissement de la consommation domestique, il est bien difficile de croire qu'une partie significative de la demande à la pointe n'ait pas été destinée à des ventes de court terme et/ou des livraisons selon entente.

La pièce DA26 déposée devant le BAPE par Hydro-Québec lors de l'examen du projet de centrale thermique du Suroît révèle d'ailleurs des écarts de 3000 à 6000 MW (hiver 1997-1998) entre les pointes annuelles des besoins québécois et les besoins de puissance à la pointe hivernale indiqués dans les rapports annuels.

2. Historique des besoins globaux 1989-2003

La répartition des ventes d'Hydro-Québec entre ses clients québécois et les marchés extérieurs a beaucoup évolué au cours des dernières années. Il ne faut pas confondre pour autant les ventes dans les marchés extérieurs, dont une part importante est constituée d'achat-revente, et les exportations. La répartition de ces ventes, pour les années 1997-2003 est présentée à la section 2.2, ci-dessous.

TABLEAU 7

Sommaire des ventes d'électricité d'Hydro-Québec 1989-2003 (en GWh)

	<u>AU QUÉBEC</u>	<u>HORS QUÉBEC</u>	<u>TOTAL</u>
1989	127 854	9 716	137 570
1990	126 034	9 203	135 237
1991	127 231	9 815	137 046
1992	131 962	12 591	144 553
1993	136 978	15 017	151 995
1994	139 002	19 053	158 055
1995	142 036	23 946	165 982
1996	144 510	18 892	163 402
1997	147 291	15 242	162 533
1998	142 808	18 565	161 373
1999	146 989	24 723	171 712
2000	152 757	37 323	190 080
2001	152 212	42 814	195 026
2002	158 572	54 681	213 253
2003	167 091	16 270	183 361

source: rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003

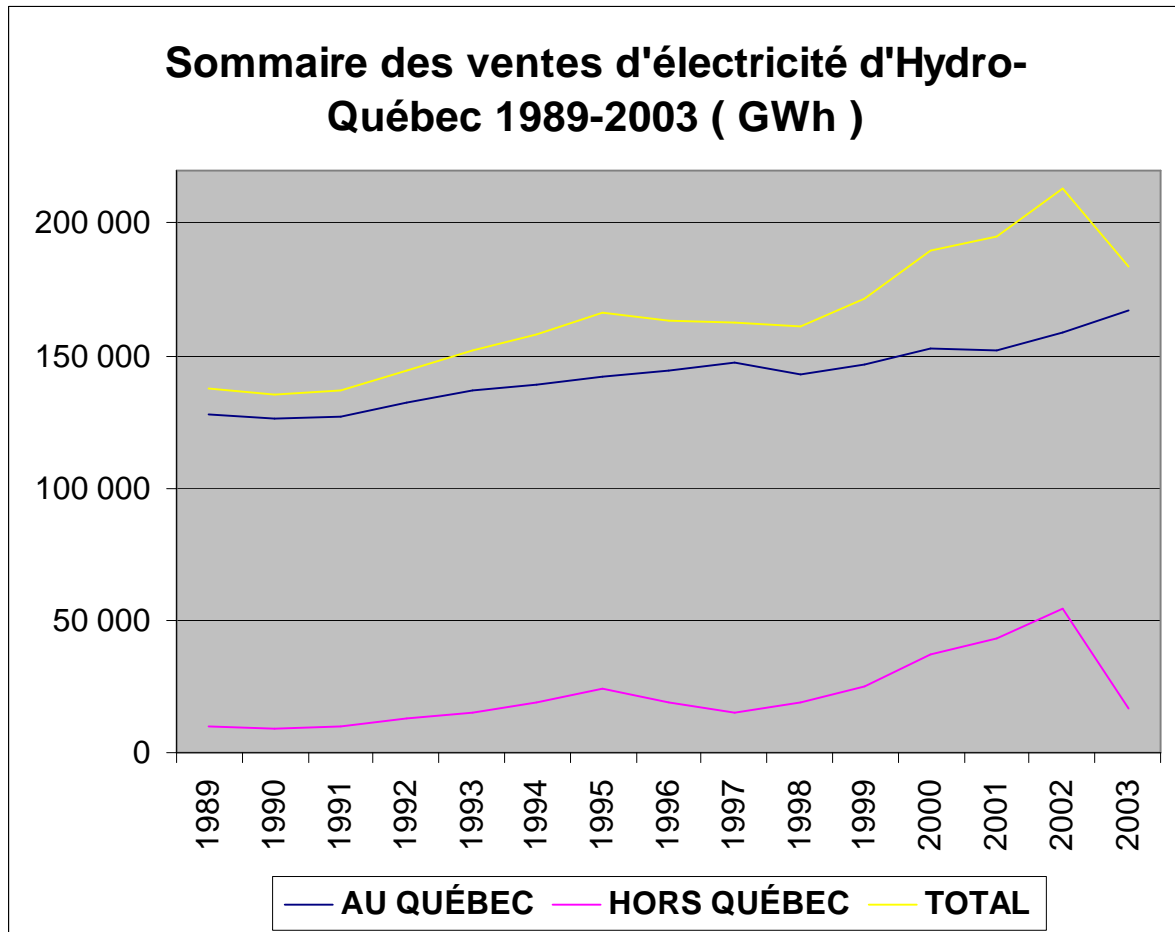
Ainsi, pour les années 1997 à 2003, Hydro-Québec s'est engagé dans le courtage d'énergie en territoire américain où elle a transigé, par l'entremise de ses filiales, des quantités importantes d'électricité. Ces activités d'achat-revente ont totalisé 0,062 TWh en 1998, 1,348 TWh en 1999, 14,911 TWh en 2000, 25,857 TWh en 2001, 37,157 TWh en 2002 et 5,159 TWh en 2003³.

Les exportations de court terme en provenance du Québec, incluant celles destinées aux autres provinces canadiennes, s'élèvent donc à 10,402 TWh en 1998, 14,664 TWh en 1999, 15,568 TWh en 2000, 12,841 TWh en 2001, 14,823 TWh en 2002 et 8,580 TWh en 2003⁴.

³ HQ-3 Doc.RRSE, pages 17 et 18

⁴ Voir le tableau intitulé *Marchés extérieurs 1986-2003* à la section 2.2

FIGURE 5



2.1 Ventes au Québec

L'évolution des ventes régulières destinées à la catégorie Domestique et agricole est influencée d'une façon significative par des facteurs de court terme qui affectent beaucoup moins (ou presque pas) la consommation des autres catégories de clients.

On peut notamment discerner un lien direct entre la consommation annuelle de cette catégorie de clients et les variations des besoins de chauffe d'une année à l'autre, ce qui est beaucoup moins perceptible pour les autres catégories.

Il y a là une indication à l'effet que des programmes d'efficacité énergétique visant l'amélioration de la fenestration et de l'enveloppe thermique des bâtiments dans le secteur résidentiel recèle un potentiel d'économies d'énergie substantiel.

TABLEAU 8

Nombre de degrés-jours de chauffe pour Montréal
1985-2000

	moyenne*	réel	écart à la moy.
1985	4575	4587	12
1986	4575	4486	-89
1987	4575	4321	-254
1988	4575	4486	-89
1989	4575	4766	191
1990	4575	4131	-444
1991	4575	4243	-332
1992	4575	4717	142
1993	4575	4712	137
1994	4575	4650	75
1995	4575	4570	-5
1996	4575	4418	-157
1997	4575	4634	59
1998	4575	3787	-788
1999	4575	3949	-626
2000	4575	4438	-137

*note: moyenne trentenaire des années 1961 à 1990

source: Ministère des Ressources naturelles du Québec, *L'énergie au Québec édition 2002*, p.21

Ventes régulières catégorie Domestique et agricole
1985-2000 en GWh

	ventes
1985	38 427
1986	40 548
1987	40 412
1988	43 697
1989	47 607
1990	46 993
1991	46 250
1992	49 221
1993	49 282
1994	49 437
1995	48 842
1996	50 294
1997	51 246
1998	47 701
1999	49 315
2000	51 666

source: Hydro-Québec, rapports annuels 1985-2003

FIGURE 6

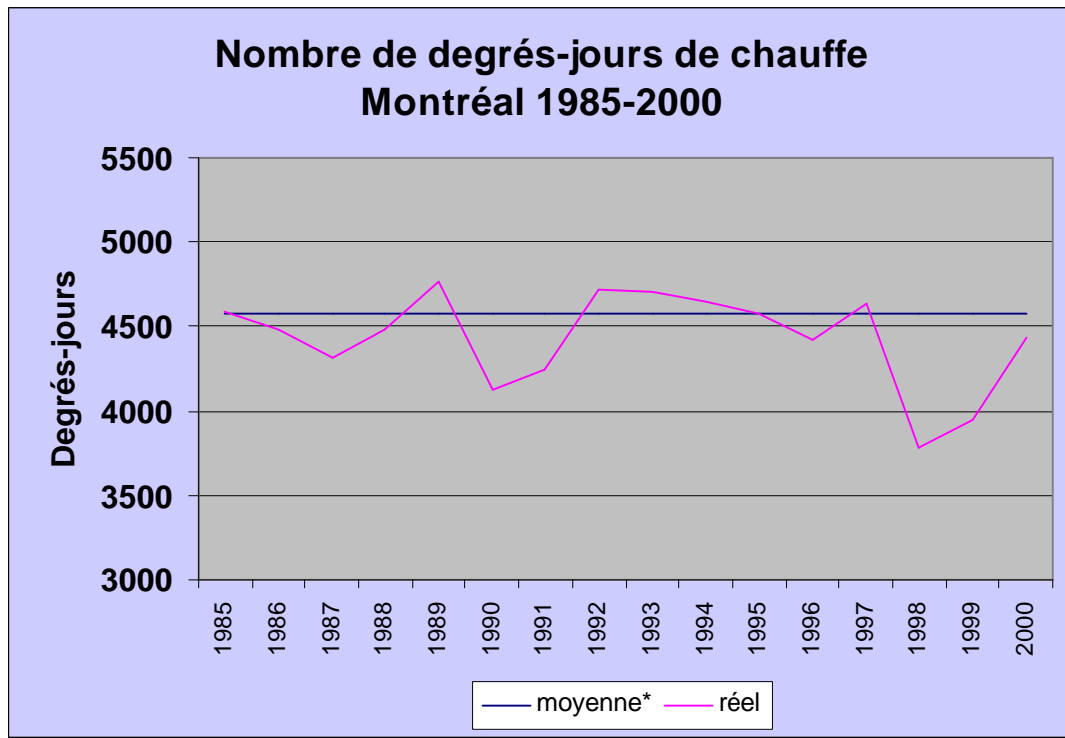
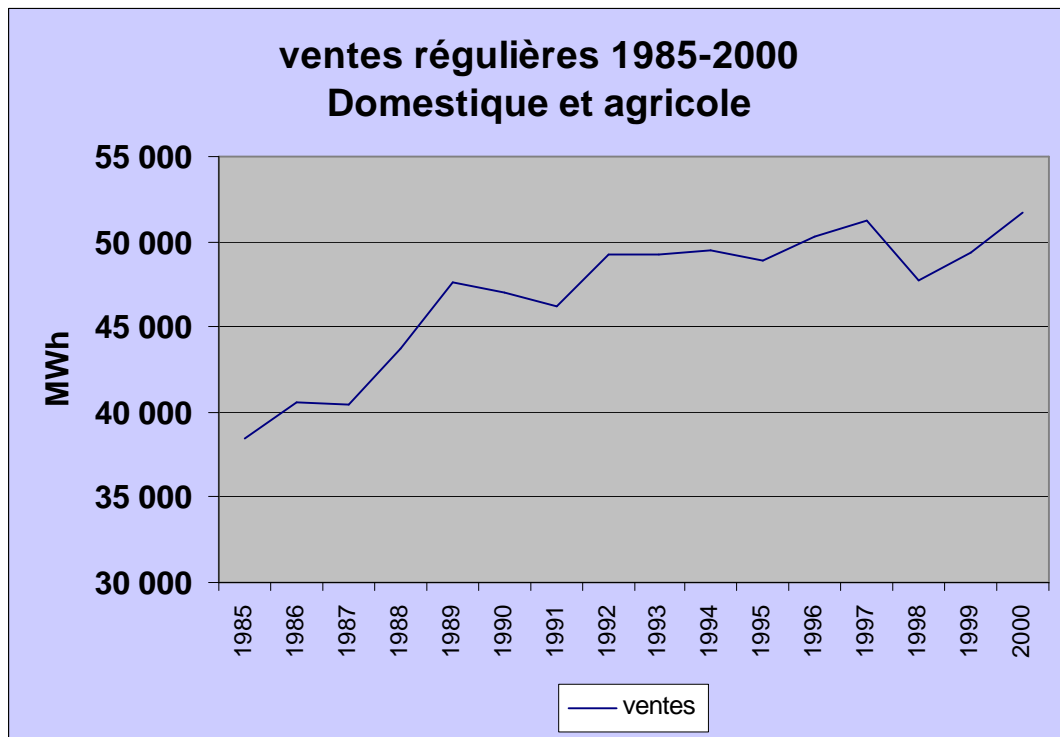


FIGURE 7



Toujours dans la catégorie Domestique et agricole, l'examen comparé des données relatives à la répartition des logements par sources d'énergie, d'une part, et de l'indice des prix à la consommation selon les formes d'énergie, d'autre part, permet de constater que les variations à court terme du prix des énergies concurrentes (mazout léger, gaz naturel) ont contribué significativement au recours à l'électricité pour les fins de chauffage et à la consolidation de sa part de marché.

Les tableaux 9 et 10 ainsi que les figures 8 et 9, ci-dessous illustrent bien la l'influence prépondérante du prix relatif des sources d'énergie sur les choix d'approvisionnements des consommateurs.

TABLEAU 9

Répartition des logements par source d'énergie 1980-2000 en %

	Pétrole	Gaz naturel	Électricité	Bois
1980	53,48	6,42	37,66	2,43
1981	49,41	6,64	41,54	2,4
1982	45,15	7,78	43,77	3,3
1983	40,56	8,55	47,49	3,4
1984	34,71	8,45	52,35	4,48
1985	28,58	8,33	58,5	4,04
1986	24,79	11,26	57,7	5,97
1987	22,73	9,57	63,56	3,56
1988	22,85	7,24	65,77	3,48
1989	20,75	7,09	68,1	4,06
1990	22,78	6,91	65,3	5,01
1991	20,57	7,93	66,95	4,56
1992	19,45	8,48	67,92	4,15
1993	18,38	7,72	68,9	5
1994	17,24	5,6	71,3	5,86
1995	18,99	5,83	70,85	4,33
1996	16,2	6,53	72,48	4,79
1997	16,59	6,15	68,96	8,3
1998	16,57	7,35	68,67	7,41
1999	18,35	6,03	67,76	7,86
2000	17,29	5,38	70,41	6,92
2001				

source: Ministère des Ressources du Québec, *L'énergie au Québec édition 2002*, p.14

La hausse importante du prix du gaz naturel, depuis 1997, se répercute déjà sur sa part de marché, en nette régression depuis 1999. Quant à lui, le prix du mazout léger, après avoir régressé de 1997 à 1999, est reparti fortement à la hausse. Sa part de marché, qui avait augmenté de 1996 à 1999, s'est mise à régresser dès l'année 2000. L'augmentation relative du prix des énergies fossiles créera vraisemblablement une pression plus grande sur la demande d'électricité au cours des prochaines années.

FIGURE 8

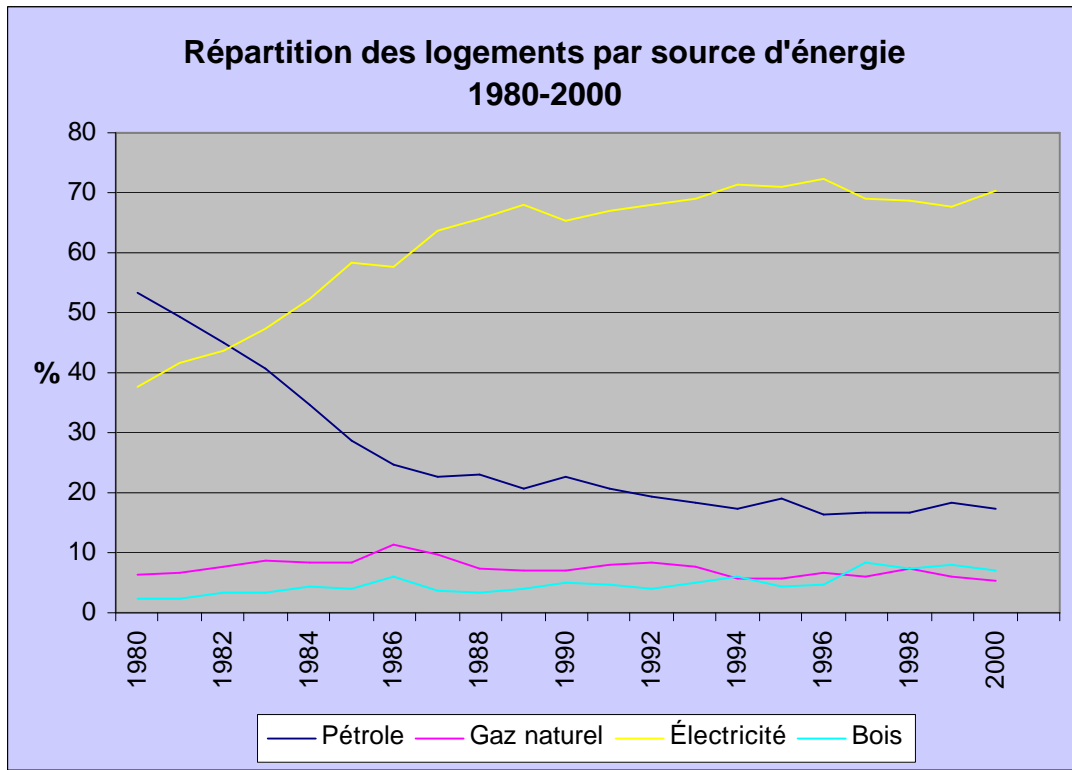


FIGURE 9

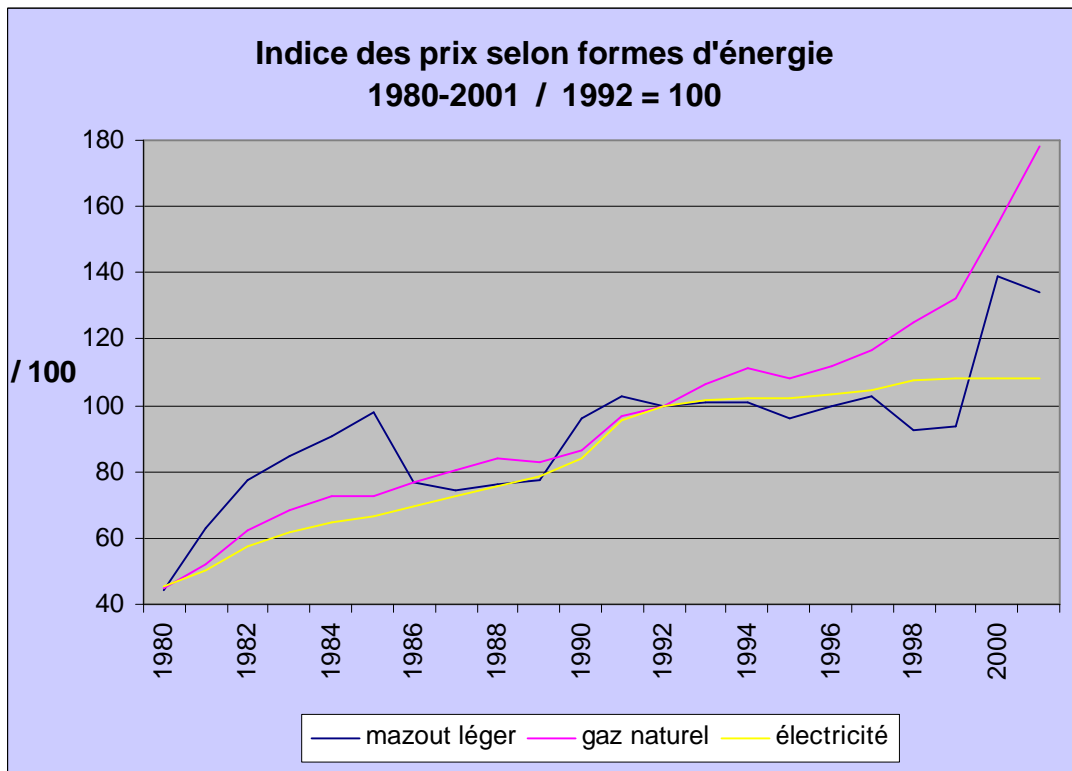


TABLEAU 10

**Indice des prix à la consommation
selon formes d'énergie
1980-2001 / 1992 = 100**

	mazout léger	gaz naturel	électricité
1980	44	44,6	45,5
1981	62,9	52,2	50,4
1982	77,2	62,3	57,4
1983	84,9	68,4	61,9
1984	90,5	72,7	64,9
1985	98,2	72,5	66,3
1986	77	76,9	69,3
1987	74,4	80,3	72,7
1988	76,2	83,9	75,7
1989	77,6	83,1	78,9
1990	96,4	86,6	83,8
1991	103	96,6	95,7
1992	100	100	100
1993	101,1	106,1	101,8
1994	101,1	111,5	102,1
1995	96,3	108,4	101,9
1996	99,7	111,7	103,1
1997	102,6	116,6	104,5
1998	92,6	124,8	107,4
1999	93,7	132,2	108
2000	139,1	154,7	108
2001	134,4	177,9	108

source: Ministère des Ressources naturelles, *L'énergie au Québec édition 2002*, p.45

L'ensemble des ventes au Québec a connu une croissance exceptionnelle au cours de l'année 2003. Les ventes régulières ont atteint 167,1 TWh, le bloc d'énergie patrimoniale étant utilisé en totalité beaucoup plus tôt que prévu.

Il importe donc d'évaluer la répartition annuelle des besoins réguliers du Québec, incluant les pertes de distribution, afin de pouvoir les comparer ultérieurement aux apports énergétiques mensuels, à hydraulicité moyenne.

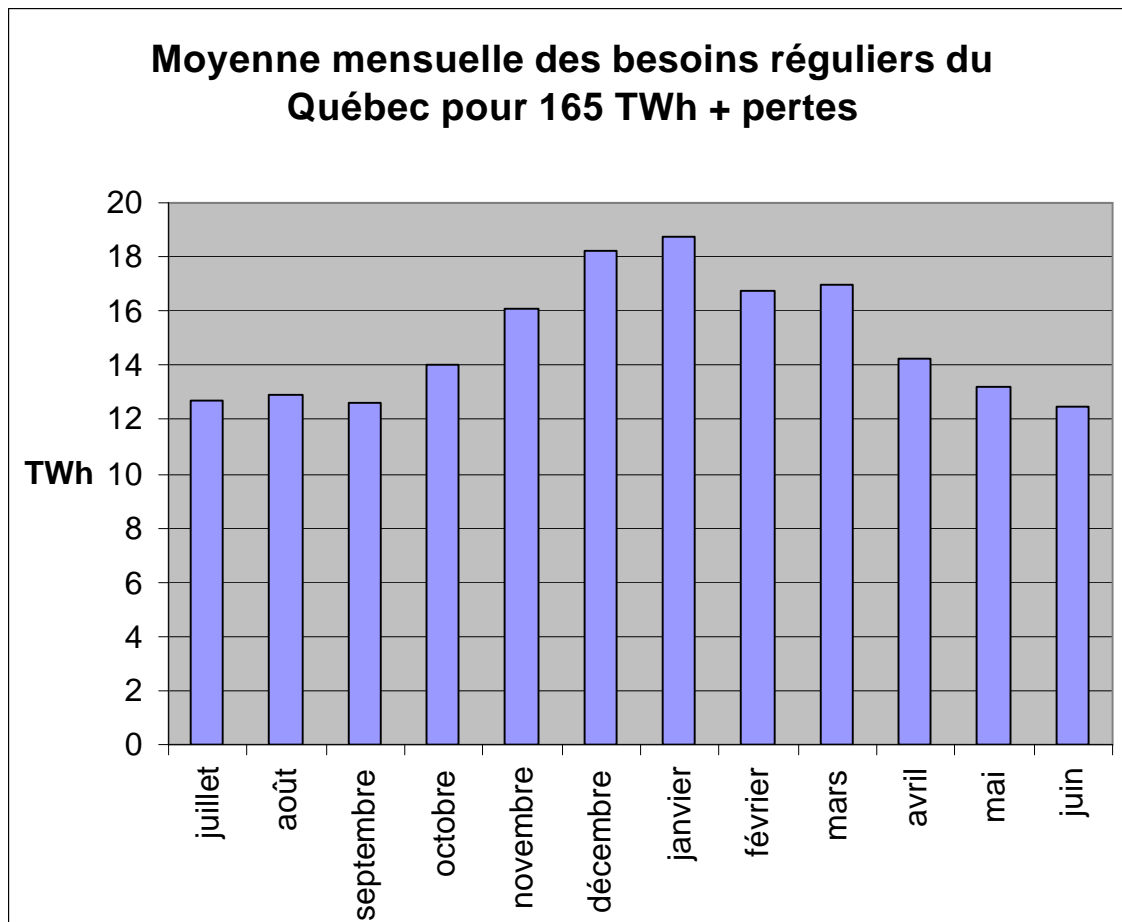
Nous pourrions ainsi déterminer, à la section 3, les surplus ou les déficits mensuels de l'offre par rapport à la demande constituée des besoins réguliers. La moyenne mensuelle des besoins réguliers, telle qu'indiquée au tableau 11 qui suit, a été établie conformément à la moyenne mensuelle des ventes régulières des années 1998 à 2002 présentée au tableau 5 de la section 1.2.3 .

TABLEAU 11

**Moyenne mensuelle des besoins réguliers du Québec
pour une consommation de 165 TWh + pertes (8,5%)**

	TWh	%
juillet	12,69	7,09
août	12,91	7,21
septembre	12,6	7,04
octobre	14,05	7,85
novembre	16,07	8,98
décembre	18,22	10,18
janvier	18,78	10,49
février	16,74	9,35
mars	16,97	9,48
avril	14,28	7,98
mai	13,23	7,39
juin	12,44	6,95
Total	179	100%
1er nov. - 30 avr.	101,07	56,5
1er mai - 31 oct.	77,93	43,5

FIGURE 10



2.2 Ventes hors Québec

Depuis 1997 particulièrement, les informations relatives aux données d'exploitation présentées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec sont devenues si sommaires qu'il était devenu impossible de discerner, parmi les ventes de court terme hors Québec, les exportations des activités de courtage n'impliquant pas de transit d'énergie à la frontière.

En 2003 cependant, Hydro-Québec a publié distinctement les ventes de long terme à l'international (autres pays) qui ne concernent pas ses activités au Canada ou aux États-Unis. Ces ventes étaient précédemment dissimulées parmi les ventes de long terme hors Québec.

De plus, en réponse à une question du RRSE dans le présent dossier, Hydro-Québec a fourni les informations relatives à ses activités d'achat-revente n'impliquant pas de transit à la frontière pour les années 1998-2003. Dans les rapports annuels d'Hydro-Québec, ces ventes sont dissimulées dans les ventes de court terme hors Québec.

Ces nouvelles données, ainsi que l'examen des statistiques mensuelles de l'ONE pour les années 1997-2003, nous ont permis de reconstituer la répartition complète des ventes d'Hydro-Québec dans les marchés extérieurs pour les années 1997-2003, incluant les exportations vers les autres provinces canadiennes.

Ainsi, le tableau 12 de la page suivante présente le portrait complet des ventes hors Québec de la société d'État pour les années 1986 à 2003. Ces ventes sont regroupées en quatre catégories distinctes :

- les exportations de long terme (provinces canadiennes et États-Unis)
- les exportations de court terme (provinces canadiennes et États-Unis)
- le courtage (États- Unis)
- les ventes dans les autres pays

Les exportations impliquant la production d'électricité au Québec pour vente dans les autres provinces canadiennes ou aux États-Unis sont donc présentées de manière distincte. Cela nous permettra d'évaluer la relation entre le niveau des exportations et les variations des réserves énergétiques, à la section 3.1, et d'estimer la valeur des pertes associées à ces activités.

Depuis 1996, les rapports annuels d'Hydro-Québec ne faisaient plus aucune mention des pertes liées aux exportations.

TABLEAU 12

Ventes hors Québec 1986-2003 en GWh

	Exportations			courtage U.S.	autres pays	ventes totales
	long terme	court terme	total			
1986	6 980	19 954	26 934			26 934
1987	8 313	20 456	28 769			28 769
1988	9 164	7 720	16 884			16 884
1989	8 830	886	9 716			9 716
1990	8 752	451	9 203			9 203
1991	9 423	392	9 815			9 815
1992	10 691	1 900	12 591			12 591
1993	9 865	5 256	15 121			15 121
1994	8 759	10 405	19 164			19 164
1995	8 856	15 090	23 946			23 946
1996	7 819	11 073	18 892			18 892
1997	8 072	7 170	15 242			15 242
1998	8 101	10 402	18 503	62		18 565
1999	8 218	14 664	22 882	1 348	493	24 723
2000	6 428	15 568	21 996	14 911	416	37 323
2001	3 691	12 841	16 532	25 857	425	42 814
2002	2 219	14 823	17 042	37 157	482	54 681
2003	2 047	8 580	10 627	5 159	484	16 270

sources: Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003
Statistiques mensuelles de l'ONE, 1997-2003
R-3526-04, HQ-3 Doc RRSE, p. 17 et 18

2.3 Pertes, consommation des centrales, livraisons selon ententes

Comme nous le verrons à la section 5 dans le tableau en trois feuillets intitulé *Répartition des besoins globaux 1986-1995, 1996-2003, 2004-2011*, les pertes électriques associées à chaque catégorie de ventes, y compris les ventes hors Québec, étaient clairement identifiées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec jusqu'en 1996.

Il en allait de même de la consommation des centrales selon usage et des livraisons selon ententes, au Québec ou hors Québec. À compter de 1997, toutes ces informations ont disparu des données d'exploitation présentées dans les rapports annuels.

Si les pertes et la consommation des centrales pour les années 1997-2003 peuvent être estimées selon leurs moyennes historiques en proportions des ventes, il n'en va pas de même des livraisons selon entente.

Or, pour les années 1997 à 2003, la somme de toutes les ventes plus les pertes et la consommation des centrales qui y sont normalement associées ne correspond aux besoins globaux identifiés aux rapports annuels, comme c'était le cas jusqu'en 1996. La

différence peut être parfois importante, atteignant 9 TWh pour la seule année 2000 notamment.

Selon toute apparence, une telle différence ne peut s'expliquer uniquement par des pertes non comptabilisées. Des livraisons selon entente assez importantes, au Québec et/ou hors Québec, semblent ne pas avoir été rapportées aux données d'exploitation des rapports annuels.

Les pertes associées aux exportations ne peuvent être estimées correctement en se référant au nouveau concept de « sorties nettes des réservoirs » utilisé par Hydro-Québec. En effet, lorsque Hydro-Québec affirme par exemple que, pour une année pendant laquelle 20 TWh auraient été exportés hors Québec et 5 TWh auraient été importés, les sorties nettes des réservoirs sont de 15 TWh, l'estimation des pertes réellement encourues se trouve faussée.

Si, pour cette même année type, nous avons exporté 15 TWh sans recourir à des achats dans les marchés extérieurs en contrepartie, les pertes de transport (en territoire québécois) associées à ces 15 TWh s'élevaient à 0,78 TWh ($15 \times .052$) + les pertes associées à la livraison à partir de nos centrales des 5 TWh consommés au Québec, c'est à dire 0,425 TWh ($5 \times .085$). Pertes totales : **1,205 TWh**.

Lorsque nous exportons 20 TWh, les pertes de transport s'élèvent à 1,04 TWh ($20 \times .052$) en territoire québécois. Lorsque nous importons 5 TWh, les pertes s'élèvent à 0,425 TWh ($5 \times .085$), pour des pertes totales de **1,465 TWh**. À cela, il faut ajouter les coûts de transport et les pertes additionnels associés au déplacement de 10 TWh de plus dans les réseaux voisins. À elles seules, les pertes additionnelles encourues dans les réseaux voisins représentent un autre **0,52 TWh** ($10 \times .052$). Au total donc, les pertes encourues pour exporter 20 TWh et importer 5 TWh atteignent **1,985 TWh** au minimum.

3. Historique de l'offre 1989-2003

Sauf pour de courtes périodes pendant lesquelles il devait composer avec des niveaux très bas de ses réservoirs, le Québec a toujours été un exportateur net d'électricité depuis le début des années '80. Ses surplus annuels ont souvent atteint 15 ou 20 TWh. Mais la gestion pluriannuelle des réserves énergétiques d'un parc de production à 97 % hydraulique est rendue beaucoup plus délicate lorsque les écarts d'hydraulicité sont importants, fréquents et même, s'il s'agit des vingt dernières années, chroniques⁵.

Trois périodes critiques d'abaissement des réserves énergétiques sont survenues au cours des 15 dernières années : 1988-1989, 1997-1998 et 2003-2004. Nous examinerons à la section 3.1.3 les principaux facteurs qui ont mené à ces situations.

⁵ Voir fiche 10.1 de HQP-3 Doc.1 p.49.

3.1 Énergie

3.1.1 Répartition annuelle des approvisionnements

À cette première difficulté s'ajoute un second défi : régulariser les importantes fluctuations annuelles des niveaux des réservoirs résultant de la combinaison du profil de la demande québécoise d'électricité et de celui des apports hydrauliques.

Comme nous l'avons vu au tableau 5 de la section 1.2.3, 56,5% de la consommation annuelle d'électricité au Québec est concentrée dans les six mois d'hiver, soit du 1^{er} novembre au 1^{er} mai. À l'opposé, pendant ces mêmes mois, les réservoirs ne bénéficient que de 26,5% des apports hydrauliques annuels.

Le résultat est le suivant : chaque hiver, du 1^{er} novembre au 1^{er} mai de l'année suivante, la demande excède l'offre par 40 à 60 TWh, et le niveau des réservoirs diminue dans des proportions comparables.

Le tableau 13 et la figure 11, ci-dessous, tracent le portrait de la répartition annuelle des apports hydrauliques moyens.

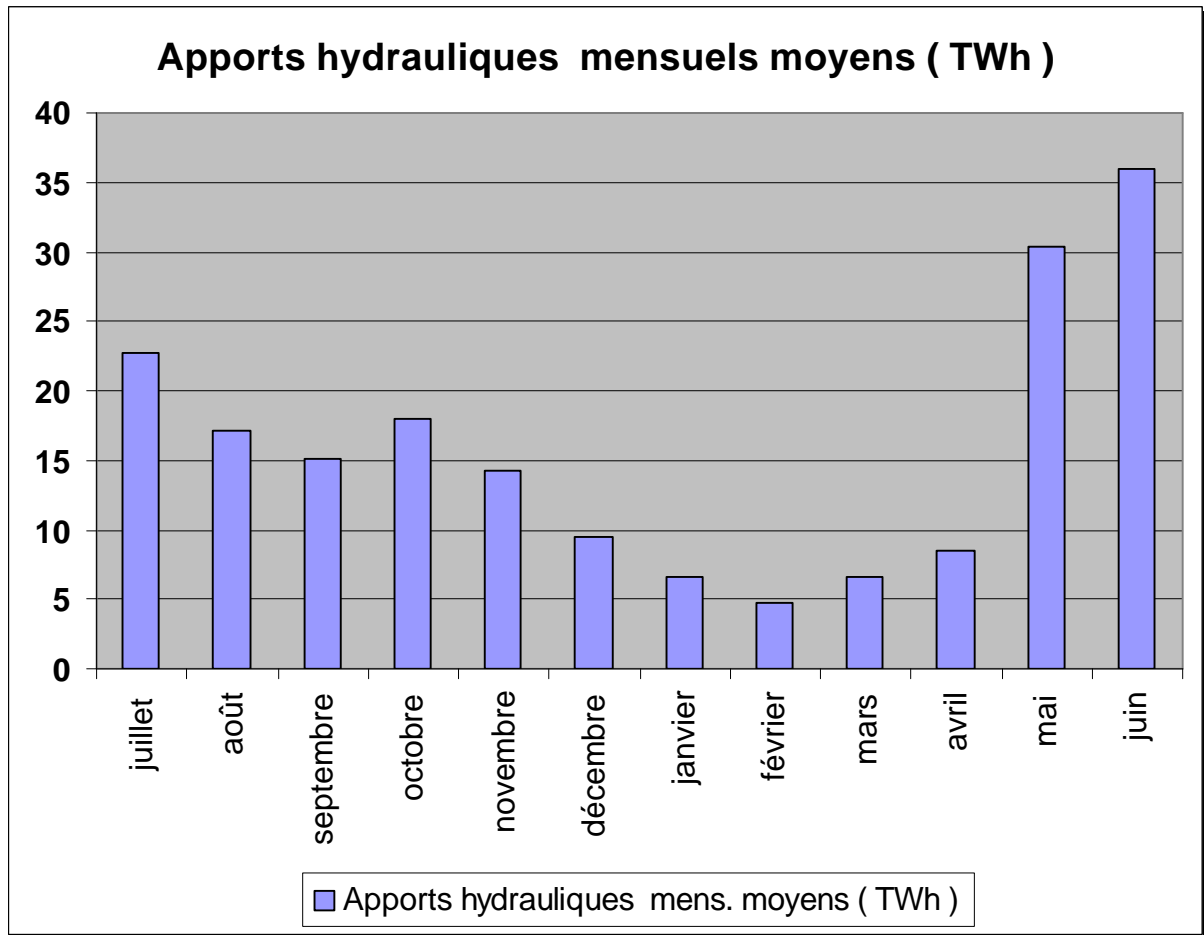
TABLEAU 13

Moyennes mensuelles des apports hydrauliques en % et en TWh à hydraulicité moyenne

	Apports hydrauliques mens. moyens (TWh)	Apports hydrauliques mens. moyens (%)
juillet	22,75	12
août	17,06	9
septembre	15,17	8
octobre	18,01	9,5
novembre	14,22	7,5
décembre	9,48	5
janvier	6,64	3,5
février	4,74	2,5
mars	6,64	3,5
avril	8,53	4,5
mai	30,34	16
juin	36,02	19
Total	189,6	100%
1er nov - 30 avril	50,25	26,50%
1er mai - 31 oct	139,35	73,50%

sources: Hydro-Québec, R-3416-98, R-3526-04 / HQP-3 Doc 1 et HQ3 Doc RRSE

FIGURE 11



Nous pouvons constater que 35% de tous les apports hydrauliques annuels sont concentrés dans les seuls mois de mai et juin, soit après le dégel, au moment où la demande d'électricité diminue radicalement. À l'inverse, les mois de décembre, janvier, février, mars et avril ne bénéficient au total que de 19% des apports énergétiques annuels, soit 36 TWh (moins que le mois de juin à lui seul), alors que les besoins réguliers du Québec totalisent 85 TWh (incluant les pertes).

En fait, les besoins réguliers du Québec s'élèvent à 107 TWh en moyenne du 1^{er} novembre au 1^{er} mai⁶ alors que les apports hydrauliques totaux ne sont que d'environ 50 TWh. Au niveau actuel de notre consommation (165 TWh), le niveau des réservoirs s'abaissera, à compter de 2003, de 57 TWh en moyenne pendant les mois d'hiver.

Le tableau 14 et la figure 12 qui suivent représentent les surplus / déficits mensuels de l'offre vs la demande en fonction du niveau actuel des besoins réguliers et des apports hydrauliques moyens.

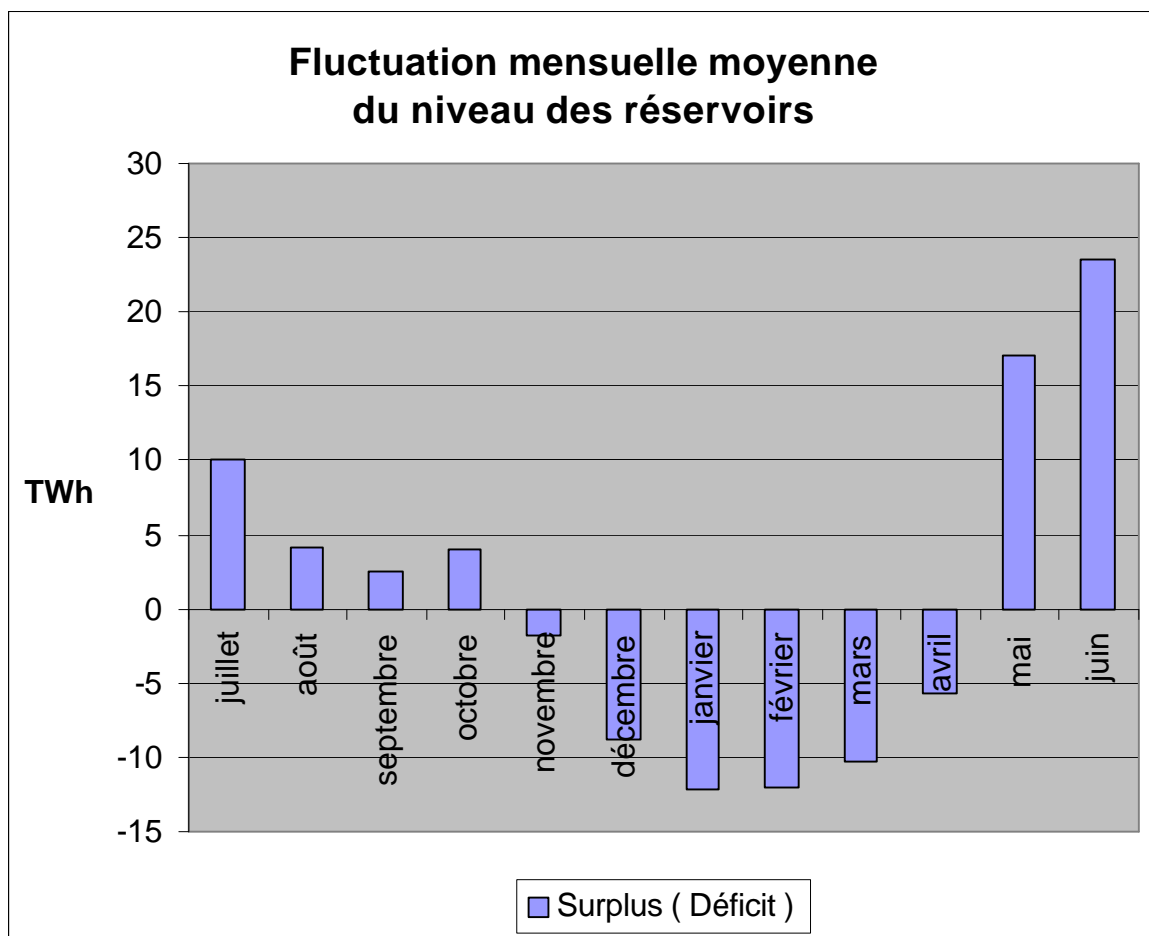
⁶ Voir tableau 11, p.27

TABLEAU 14

Moyenne mensuelle des surplus / déficits énergétiques
Besoins de 165 TWh + pertes vs apports hydrauliques de 189,6 TWh

	Surplus	Besoins réguliers		Apports hydrauliques	
	(Déficit)	TWh	%	TWh	%
juillet	10,06	12,69	7,09	22,75	12
août	4,15	12,91	7,21	17,06	9
septembre	2,57	12,6	7,04	15,17	8
octobre	3,96	14,05	7,85	18,01	9,5
novembre	-1,85	16,07	8,98	14,22	7,5
décembre	-8,74	18,22	10,18	9,48	5
janvier	-12,14	18,78	10,49	6,64	3,5
février	-12	16,74	9,35	4,74	2,5
mars	-10,33	16,97	9,48	6,64	3,5
avril	-5,75	14,28	7,98	8,53	4,5
mai	17,11	13,23	7,39	30,34	16
juin	23,58	12,44	6,95	36,02	19
Total	10,6	179	100%	189,6	100%
1er nov. - 30 avr.	-50,82	101,07	56,50%	50,25	26,50%
1er mai - 31 oct.	61,43	77,93	43,50%	139,35	73,50%

FIGURE 12



3.1.2 Variations de l'hydraulicité et du niveau des réservoirs

Le niveau des réservoirs varie également sur une base pluriannuelle lorsque des conditions de faible hydraulicité se prolongent ou lorsque l'intensité de la production d'énergie est trop forte en regard des apports hydrauliques pendant une trop longue période.

Le tableau 15, ci-dessous, donne la valeur moyenne des réserves énergétiques pour chacune des années 1979 à 2003. La valeur indiquée est située à mi-chemin entre les niveaux annuels le plus bas et le plus haut. Le niveau de remplissage moyen exprimé en % est établi en proportion de la capacité totale d'emmagasinage de chacune des années couvertes.

Aux pages suivantes, sont représentés : le niveau moyen de remplissage % des réservoirs (FIGURE 13), les exportations et les écarts d'hydraulicité pour les années 1986 à 2003 (TABLEAU 16 et FIGURES 14 et 15).

TABLEAU 15

Réserves énergétiques 1979-2003			
en TWh			
	Réserve éner. Moy		Niveau moy. %
1979	60	1979	74,1
1980	64,5	1980	74,1
1981	65	1981	73
1982	49	1982	47,6
1983	80	1983	64,5
1984	99	1984	69,7
1985	92,5	1985	65,1
1986	82	1986	57,7
1987	73	1987	51,4
1988	57	1988	40,1
1989	47,5	1989	33,4
1990	55	1990	38,7
1991	65	1991	45,8
1992	75	1992	52,8
1993	83,5	1993	58,8
1994	84,5	1994	58,7
1995	79	1995	49,4
1996	69,5	1996	41,4
1997	67	1997	39,9
1998	58,3	1998	34,1
1999	76,6	1999	44,8
2000	89	2000	52
2001	78,2	2001	45,7
2002	85,3	2002	49,6
2003	60,6	2003	35,2
sources: R-3416-98 / R-3526-04, HQ-3 Doc.RRSE p.21et 22, HQP-1 Doc.1 p.13 et HQP-2 Doc.1 p.3			

FIGURE 13

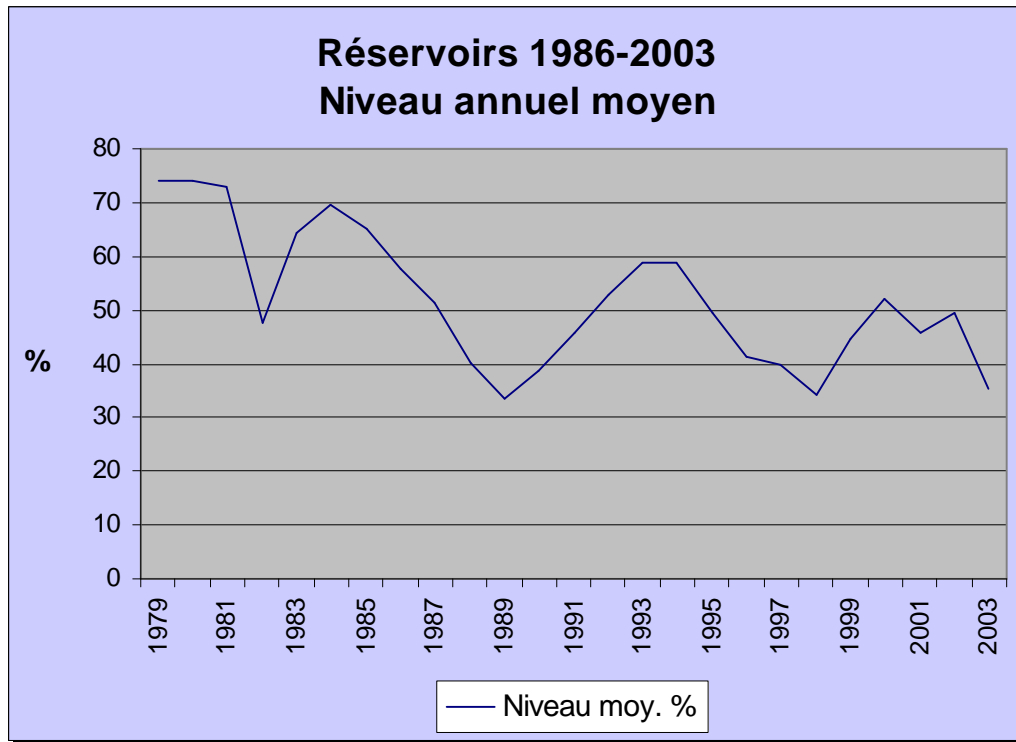


TABLEAU 16

Exportations 1986-2003
en TWh

	Exportations
1986	26 934
1987	28 769
1988	16 884
1989	9 716
1990	9 203
1991	9 815
1992	12 591
1993	15 121
1994	19 164
1995	23 946
1996	18 892
1997	15 242
1998	18 503
1999	22 882
2000	21 996
2001	16 532
2002	17 042
2003	10 627

source: rapports annuels d'Hydro-Québec
1990-2003

Écarts* d'hydraulicité 1986-2003
en TWh

	Écarts d'hydraulicité
1986	5,3
1987	-0,4
1988	-22
1989	-30,6
1990	-3,5
1991	-26
1992	9,1
1993	-16
1994	1,6
1995	-26
1996	-12
1997	-9,8
1998	-17,2
1999	27,2
2000	-3,1
2001	-6,6
2002	-6,2
2003	-23,7

*note: écart pour des apports énergétiques moyens
source: R-3526-04, HQP-3 Doc 1, p.49

FIGURE 14

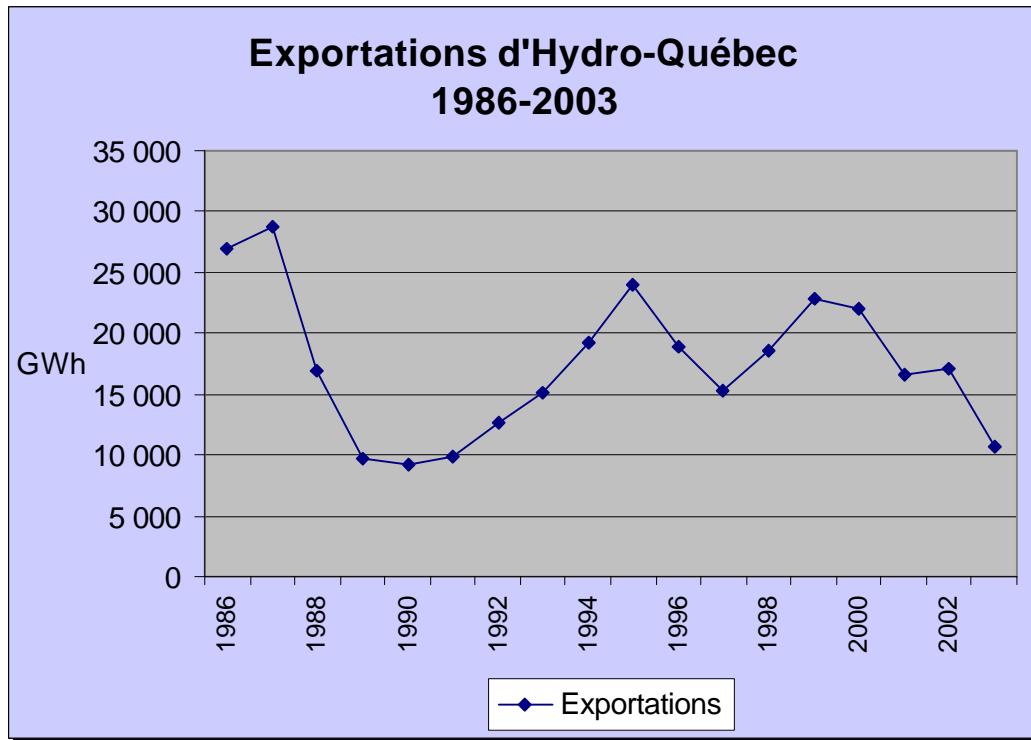
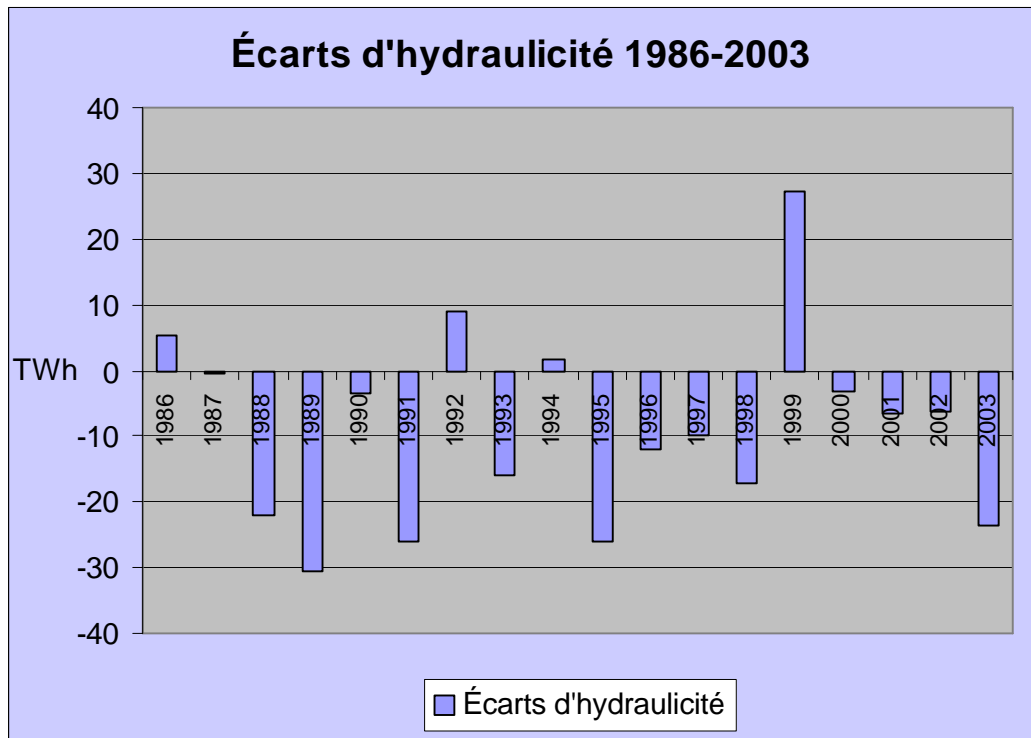


FIGURE 15



3.1.3 Facteurs de variation du niveau des réservoirs

Lorsque l'on observe les figures 13, 14 et 15 des pages précédentes, on constate que les plus bas niveaux moyens de remplissage des réservoirs ont été atteints en 1989, 1998 et 2003.

Si l'on considère maintenant les écarts d'hydraulicité et le niveau des exportations des trois années précédant ces périodes critiques, c'est à dire les années 1986-87-88, 1995-96-97 et 2000-01-02, nous pouvons tirer les constats suivants :

- les années 1986-1987-1988 totalisent 72,6 TWh d'exportations, ce qui est très élevé; ces mêmes trois années ont cumulé un déficit d'hydraulicité de 17,1 TWh, ce qui n'a rien d'exceptionnel; mais 1989 fut une année très sèche (-30,6 TWh) et les trois années 1989-90-91 ont cumulé un déficit d'hydraulicité de - 60,1 TWh . Les réserves avaient trop été sollicitées pour des exportations pour absorber le déficit de 1989. En dépit de la sécheresse prolongée en 1989-90-91, les réserves ont pu être reconstituée graduellement grâce à une réduction importante des exportations jusqu'en 1992.
- les années 1994-95-96 furent également des années d'exportations élevées, 62 TWh sur trois ans, et furent marquées par un déficit d'hydraulicité cumulatif de 36,4 TWh; dès 1997, les réserves s'étaient abaissées considérablement et la situation fut aggravée par un déficit hydraulique additionnel de 27 TWh sur deux ans en 1997-1998. Les exportations n'ont pas beaucoup été réduites au cours de ces deux années mais les réserves se sont reconstituées au gré d'une année de très forte hydraulicité en 1999.
- les exportations ont été augmentées de nouveau dès 1999 et sont restées élevées en 2000-01-02 totalisant 78,4 TWh sur quatre ans; en 2002, le niveau des réserves était pourtant acceptable mais il a suffi d'un déficit d'hydraulicité de 30 TWh sur deux ans (dont 23,7 TWh en 2003) pour que les réservoirs se retrouvent à un niveau critique. Il y a là une indication à l'effet que la flexibilité associée à la capacité d'emmagasinage des grands réservoirs disparaît graduellement au fur et à mesure que les besoins québécois augmentent. Le seuil des 15 TWh d'exportations annuelles ne pourra probablement plus être franchi sans menacer la sécurité des approvisionnements même dans des conditions d'hydraulicité moyenne.

Chose certaine, dans chacun des trois cas observés, c'est l'effet combiné d'une faible hydraulicité prolongée et de prélèvements trop importants pour des fins d'exportation qui a causé l'abaissement des réserves énergétiques à des niveaux critiques.

3.2 Puissance

3.2.1 Évolution de la puissance disponible

La puissance installée des équipements d'Hydro-Québec a très peu augmenté au cours des années 1998-2003, surtout si on la considère en regard de la croissance de la demande. Cependant, les autres ressources d'Hydro-Québec, à savoir la quasi totalité de la puissance de Churchill Falls (5428 MW) ainsi que divers contrats de puissance garantie totalisant environ 1 800 MW, permettent à la société d'État de disposer d'une puissance totale de 40 956 MW.

TABLEAU 17

Puissance disponible 1998-2012 en MW

	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Puissance installée						
Hydroélectrique	30 346	30 378	30 389	30 386	30 392	31 347
Thermique	2 269	2 270	2 266	2 266	2 267	2 267
Éolienne				2	2	2
Totale (1)	32 615	32 648	32 655	32 654	32 661	33 616
Autres ressources identifiées						
Churchill Falls	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428
Éoliennes				100	100	100
Puiss. disponible identifiée (3)	38 043	38 076	38 083	38 182	38 396	39 144
McCormick (2)					350	
Lac Robertson					-21	
Réseaux isolés					-122	
HQ-3 Doc. RRSE, p. 26	38 246	38 277	38 289	38 288	38 296	38 369
Ressources additionnelles						
ENB (4)	300	300	300	300	300	200
Engagements prod. privés (5)		436	435	435	810	930
1er nov - 31 mars CF(L)Co (6)		682	682	682	682	682
Total ress. additionnelles	300	1 418	1 417	1 417	1 792	1 812
Total puissance disponible	38 343	39 494	39 500	39 599	40 188	40 956

(1) Rapports annuels, statistiques d'exploitation

(2) R-3625-04, HQ-3 Doc.RRSE, p.26

(3) Rapports annuels, statistiques d'exploitation

(4) Contrat d'achat de puissance garantie avec ENB 1991-2011, Rapport annuel 1998, p.84 et Rapport annuel 1999, p.91

(5) Engagements envers producteurs privés: Rapports annuels 1998 p.84, 1999 p.91, 2000 p.80, 2001 p.89, 2002 p.95, 2003 p. 103.

(6) Garantie de disponibilité de 682 MW additionnels de puissance d'hiver avec CF(L)Co du 1er novembre au 1er mars jusqu'en 2041, Rapports annuels 1999 p.91, 2003 p.103 (entre autres)

3.2.2 Répartition de la puissance disponible

Les besoins de puissance à la pointe hivernale ont toujours été beaucoup plus élevés que la demande moyenne en puissance de sorte que le Québec a généralement été poussé à suréquiper son parc de production en regard de ses besoins en énergie, cherchant à vendre ses excédents de capacité dans les marchés extérieurs pendant les mois d'été.

Avec le resserrement de l'offre et de la demande en énergie, ces surplus de puissance disponible risquent de ne plus pouvoir être déployés. Mais c'est essentiellement l'insuffisance des apports hydrauliques qui est la cause de cette situation. Dans un tel contexte, le recours à la filière thermique permettrait de disposer d'un supplément de production à l'année longue. Mais cette production additionnelle ne servirait en fait aux clients québécois que pendant les quelques semaines de la pointe hivernale et serait destinée pendant le reste de l'année à des marchés d'exportation.

La filière thermique comporte par ailleurs des inconvénients majeurs, non seulement sur le plan environnemental mais également sur le plan économique, car elle placerait le Québec à la merci des fluctuations de prix d'une énergie combustible qu'il doit importer. Le prix du gaz naturel fera fort probablement l'objet de fortes poussées inflationnistes au cours des prochaines années puisque sa demande est en très forte hausse alors que sa disponibilité tend à diminuer. Enfin, comme cette filière fournirait de l'énergie répartie uniformément sur une base annuelle, elle ne contribuerait pas à corriger les grands écarts saisonniers entre l'offre et la demande qui caractérisent un parc de production d'électricité presque entièrement d'origine hydraulique.

3.2.3 Moyens de réserve et interconnexions

La capacité des interconnexions aux réseaux voisins dépasse largement le niveau de puissance qu'Hydro-Québec serait susceptible de requérir pour des fins d'importation en cas d'insuffisance de ses propres moyens. Elles sont en général utilisées presque uniquement en mode exportation.

Mais la disponibilité de surplus de production dans les états du nord-est américain permet à Hydro-Québec de combler ponctuellement une partie de ses besoins par des achats de court terme dans les marchés. Sur une base temporaire, et afin de reconstituer ses propres réserves énergétiques, la société d'État aurait avantage à conclure, même sur une base préventive, un maximum d'achats. En 2003, selon les statistiques mensuelles de l'ONE, le coût moyen des importations d'électricité d'Hydro-Québec s'est établi à \$ 50.69 CAN / MWh, ce qui représente un prix bien inférieur aux coûts de production d'une centrale au gaz naturel sans comporter de risques financiers à long terme.

Enfin, les 500 MW de puissance interruptible dont Hydro-Québec pourrait disposer en cas de besoin extrême ne représentent pas une option économiquement intéressante compte tenu des conditions d'interruption et des coûts qui y sont associés.

4. Prévisions de la croissance de la demande

4.1 Énergie

Dans cette section, nous tenterons de déterminer sur une base théorique l'éventail des scénarios de croissance de la demande en énergie les plus probables à l'horizon 2004-2011. Ces scénarios s'appuient sur des projections des tendances à long terme observées sur la période historique 1989-2003.

Le tableau 18, ci-dessous, présente les données réelles des ventes régulières 1989-2003 ainsi que les résultats de trois projections des tendances à long terme pour les horizons 1989-2011, 1997-2011 et 2003-2011. Aux pages suivantes, les figures 16, 17, 18 et 19 représentent l'éventail des scénarios de croissance les plus probables à l'horizon 2011.

TABLEAU 18

Prévisions des besoins du Québec 2004-2011

Ventes régulières en GWh

	ventes publiées	1989 x 1,016	1997 x 1,016	2003n x 1,016
1989	127 548	127 548		
1990	126 029	129 588		
1991	127 231	131 662		
1992	131 962	133 768		
1993	136 978	135 909		
1994	139 002	138 083		
1995	142 036	140 292		
1996	144 510	142 537		
1997	147 291	144 818	147 291	
1998	142 808	147 135	149 647	
1999	146 989	149 489	152 042	
2000	152 757	151 881	154 474	
2001	152 212	154 311	156 946	
2002	158 572	156 780	159 457	
2003	167 091	159 289	162 008	167 091
2004		161 837	164 600	168 351
2005		164 426	167 234	171 044
2006		167 057	169 910	173 781
2007		169 730	172 628	176 562
2008		172 446	175 390	179 387
2009		175 205	178 197	182 257
2010		178 009	181 048	185 173
2011		180 856	183 945	188 136
2012				
TAM 89-003	2,20%			
Scénarios		Faible	moyen	Fort
TAM 89-2011		1,90%		
TAM 97-2011			1,77%	
TAM 03-2011				1,57%

Source: (données réelles) Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003

FIGURE 16

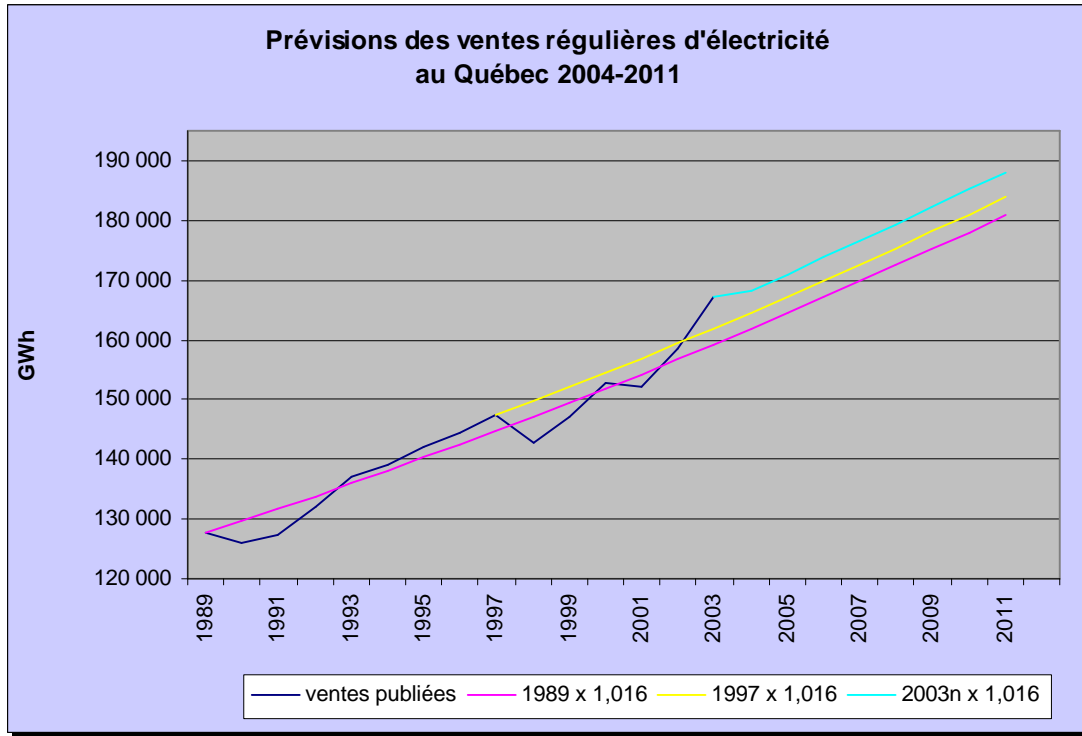


FIGURE 17

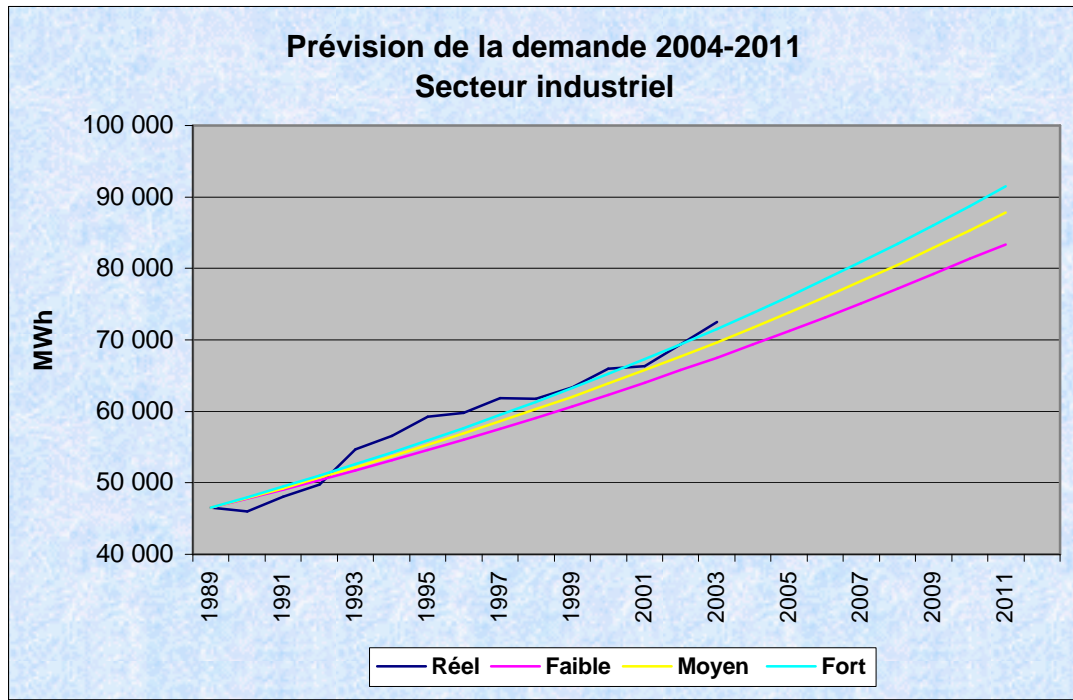


FIGURE 18

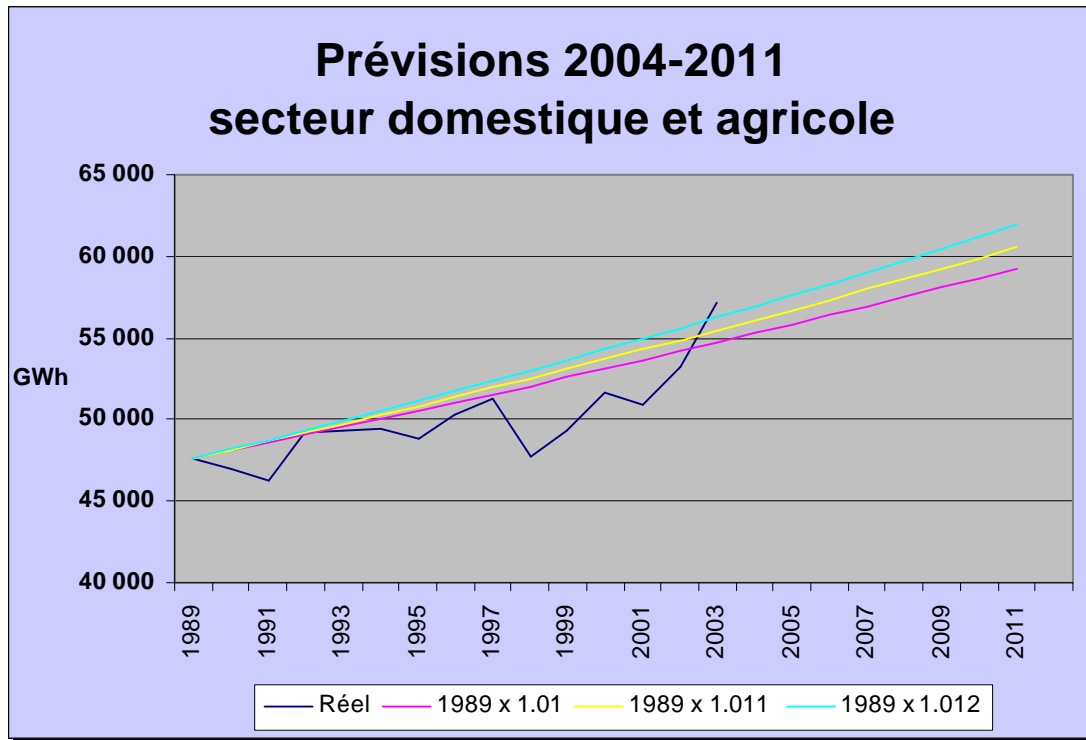
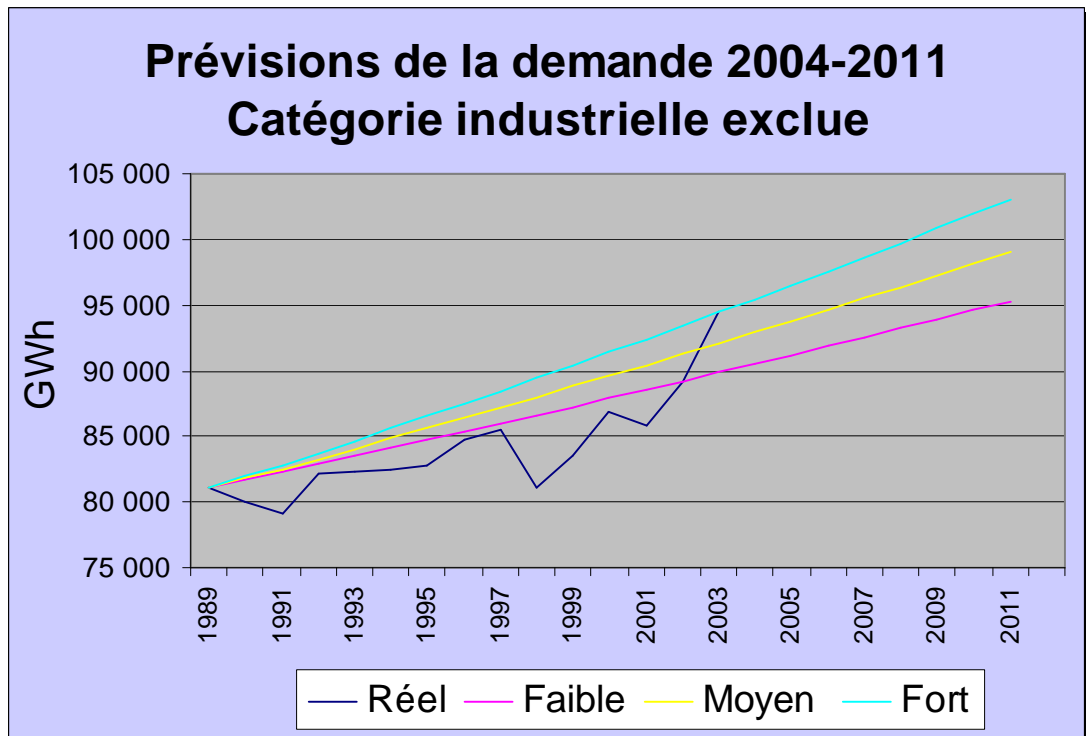


FIGURE 19



4.1.1 Scénarios moyen, faible et fort

Selon le scénario moyen présenté par HQ Distribution le 10 mars 2004⁷, le niveau des ventes régulières atteindrait 184,4 TWh en 2011. Ces prévisions coïncident presque exactement avec la tendance moyenne à long terme projetée au tableau 18 (FIGURE 16), soit 183,95 TWh.

Pour ce qui est des prévisions des ventes régulières d'Hydro-Québec Distribution pour chacune des catégories de clients à l'horizon 2011, en page 25 de la présentation du 10 mars, le scénario moyen correspond également aux tendances à long terme moyennes représentées aux figures 17, 18 et 19 concernant les catégories industrielle, domestique et agricole et l'ensemble des catégories à l'exclusion du secteur industriel. Les chiffres relatifs aux figures 17,18 et 19 sont présentés aux annexes A, B et C du présent document.

Résultats comparés, pour un scénario de croissance moyen, des ventes régulières prévues en 2011 (TWh):

	Industrielle	Dom. Agric.	Gén.Inst.	Totales
HQD	83,7	60,4	36,3	184,4
RRSE	87,8	60,6		183,95

De façon générale, le scénario prévisionnel moyen de HQD rejoint les projections de tendances à long terme qui peuvent être établies à partir d'un horizon historique de 15 ans. Les scénarios faible et fort d'Hydro-Québec pour 2011 couvrent un éventail très large de probabilités : 168 TWh à 198 TWh. Le RRSE, quant à lui, a tenté de déterminer les scénarios les plus susceptibles de réalisation en fonction des tendances à long terme, ce qui explique que l'éventail de ses scénarios se situe dans un faisceau beaucoup plus restreint, soit de 180,8 TWh à 188,1 TWh.

Notons que l'écart entre nos scénarios le plus faible et le plus fort est presque équivalent à la consommation annuelle de deux alumineries de 500 MW, soit 7,3 TWh vs 7,8 TWh. Nous notons qu'HQ Distribution a pris en compte dans ses prévisions l'entrée en service de l'aluminerie Alouette 2 de Sept-Iles.

Au terme de l'examen des tendances actuelles et prévisibles de la consommation d'électricité au Québec, force est de constater que l'augmentation de la consommation industrielle est le principal facteur de croissance de la demande au Québec. Compte tenu de l'offre disponible et considérant le coût des approvisionnements en énergie excédant le bloc d'électricité patrimonial, nous ne pourrions plus nous permettre au cours des prochaines années d'offrir de l'électricité à rabais pour des projets industriels énergivores sans affecter dangereusement l'équilibre de l'offre et de la demande, d'une part, et l'équité entre les catégories de clients sur le plan tarifaire d'autre part.

La croissance de la consommation de la catégorie Domestique et agricole, qui montre des signes d'emballement, devra aussi faire l'objet d'une attention particulière et des mesures de contrôle de la demande devront être envisagées pour éviter que la

⁷ présentation ppt de HQ Distribution du 10 mars 2004, p.30

croissance déraisonnable que nous avons connue dans ce secteur en 2002-2003 se poursuive indûment.

4.1.2 Incidence de différents scénarios d'économie d'énergie

Comme nous le verrons à la section 5, le bilan offre / demande du Québec va se resserrer au cours des prochaines années. L'ensemble des besoins québécois, incluant leur croissance prévisible, seront encore couverts pour quelques années mais la disponibilité de surplus pour exportation sera nulle d'ici à ce que les réserves énergétiques soient reconstituées.

Par la suite, tout dépendra du rythme de croissance de la demande québécoise. Il apparaît donc indispensable de restreindre la croissance future de la demande québécoise d'électricité tant par des mesures tarifaires ciblées que par la mise en œuvre de mesures d'efficacité énergétique substantielles.

À cet égard, les efforts envisagés actuellement par Hydro-Québec s'avèrent insuffisants. Les économies d'énergie considérées au bilan prévisionnel d'Hydro-Québec⁸ comportent une part importante d'économies tendanciennes qui n'implique aucun nouvel effort en cette matière. La part du potentiel technico-économique identifié qu'Hydro-Québec envisage de réaliser est encore beaucoup trop faible.

Le rapport d'expert préparé par M. Phillip Dunsky pour le compte du RNCREQ et autres intervenants identifie des objectifs d'économie d'énergie correspondant aux efforts déjà déployés par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines. Le « Budget constrained » achievable scenario présenté dans ce rapport d'experts⁹ identifie un potentiel cumulatif de 6,2 TWh en mesures additionnelles d'économie d'énergie à l'horizon. Le RRSE espère que la Régie considérera ce scénario et le retiendra comme un objectif minimum qu'il convient de déployer rapidement dans le contexte actuel.

4.1.3 Incidence de certains facteurs sur la croissance de la demande

Les **grands projets industriels** ont accaparé une part de plus en plus importante de la nouvelle demande d'électricité au Québec au cours des 15 dernières années. Dans l'état actuel du rapport offre / demande et considérant le niveau critique des réserves énergétiques, cette tendance ne saurait se poursuivre sans porter entraîner de sérieuses conséquences.

Les projets d'agrandissement de l'aluminerie Alcoa à Baie-Comeau (175 MW) et à Deschambault (500 MW), s'ils devaient être autorisés, impliqueraient des livraisons additionnelles de 5,3 TWh d'électricité par année. À elle seule, cette nouvelle consommation viendrait chambarder toutes les prévisions moyennes de la demande à l'horizon 2011 et perturber dangereusement l'équilibre entre l'offre et la demande.

Le RRSE espère que la Régie jugera opportun d'**indiquer au gouvernement** que l'attribution éventuelle de blocs d'énergie à des alumineries comporte des risques importants sur le plan énergétique et qu'elle implique également des arbitrages sur le

⁸ Voir notamment le tableau 4.3.1 A de HQD-1 Doc.1 p.4 ainsi que HQD-2 Doc.1 p.13

⁹ Opportunities for accelerated electrical energy efficiency in Québec 2005-2012, sommaire, p.9, table 3

plan de l'allocation des coûts des nouveaux approvisionnements entre les catégories de clients qui ont été rendus impossibles par l'adoption de la loi 116 et l'instauration du cadre réglementaire actuel.

Dans le secteur domestique et agricole, l'évolution du prix des énergies concurrentes pourrait fort probablement avoir pour effet de créer une pression à la hausse sur le recours à l'électricité au cours des prochaines années, particulièrement en ce qui concerne le chauffage des bâtiments. Compte tenu du déficit croissant des apports hydrauliques en regard de la demande pour les mois d'hiver, une telle perspective est inquiétante.

Le RRSE considère qu'il y a là un sérieux motif à envisager l'accélération des efforts déployés en matière d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments espère que la Régie reconnaîtra l'urgence d'agir en cette matière. Par ailleurs, même en absence des pouvoirs nécessaires pour procéder à un véritable exercice de planification intégrée des ressources, la Régie peut tout de même indiquer au gouvernement l'intérêt que représentent certaines filières peu développées, comme la géothermie, pour la chauffe des bâtiments et lui recommander d'investir des ressources dans leur promotion.

De plus, de manière préventive, l'implantation éventuelle de tarifs progressifs devrait être considérée et leur élaboration amorcée dans les plus brefs délais. La conception de tels tarifs n'est pas chose simple si l'on veut éviter de pénaliser indûment des consommateurs à faibles revenus qui sont des clients captifs.

Dans son plan d'approvisionnement 2002-2011, état d'avancement du 31 octobre 2003, HQ Distribution évoque différents facteurs qui pourraient modérer la croissance économique au Québec et la consommation d'électricité au cours des prochaines années, notamment :

- le vieillissement de la population
- le ralentissement de la croissance démographique et la diminution du taux de natalité
- la fin imminente d'une période de forte construction résidentielle
- la diminution du nombre de ménages formés
- la perspective d'un ralentissement économique à l'horizon 2005

Le RRSE considère que ces facteurs négatifs viendront compenser d'autres facteurs qui poussent la consommation à la hausse, à savoir :

- le prix des énergies concurrentes
- la diminution du nombre d'occupants par logement
- la croissance industrielle
- la dimension moyenne des nouvelles habitations construites

Cela nous amène à conclure que le niveau des ventes prévu par HQ Distribution à l'horizon 2011, pour un scénario de croissance moyen, est réaliste. Il correspond, à peu de choses près, aux projections moyennes des tendances à long terme telles que nous les avons estimées. Il faut cependant garder à l'esprit que certains des facteurs de

croissance considérés peuvent varier dans des proportions importantes à court terme et que les marges d'erreur de toute prévision augmentent considérablement au-delà de quelques années.

4.2 Puissance

4.2.1 Évolution des besoins québécois de puissance à la pointe hivernale

Dans son Plan d'approvisionnement 2002-2011, HQ Distribution prévoit que les besoins québécois en puissance à la pointe hivernale atteindront 37 240 MW à l'hiver 2011-2012. Il s'agit d'une prévision réaliste, à condition que le Québec déploie des efforts suffisants pour limiter ou restreindre le recours à l'électricité pour le chauffage des bâtiments à la pointe hivernale et / ou pour en améliorer l'efficacité.

4.2.2 Incidence de divers scénarios d'économie d'énergie

Le déploiement de mesures d'efficacité énergétique suffisantes s'avérera déterminant sur l'évolution des besoins québécois de puissance à la pointe au cours des prochaines années. À cet égard, le « Budget constrained » achievable scenario présenté dans rapport d'expert de M. Phillip Dunsy établit un potentiel de réduction des besoins en puissance de l'ordre de 1 331 MW en période estivale et de 1 666 MW en période hivernale.

Rappelons que le scénario auquel il est fait ici référence a été établi sur la base d'objectifs déjà mis de l'avant (ou réalisés) par d'autres entreprises d'électricité en Amérique du nord.

4.2.3 Autres facteurs

Parmi les facteurs qui influencent le plus la demande à la pointe hivernale, il y a, en tout premier lieu, les **aléas climatiques**. Hydro-Québec Distribution estimait¹⁰ que les conditions climatiques extrêmes qui prévalaient lors de la pointe de la demande du 15 janvier 2004 ont contribué pour 1 834 MW à la demande totale de 35 704 MW.

Cela témoigne de la vulnérabilité d'une partie importante des habitations québécoises aux rigueurs du climat et confirme la nécessité d'investir prioritairement dans l'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments.

Outre l'amélioration de la fenestration et de l'enveloppement thermique des bâtiments, l'affection d'une partie des **besoins de chauffe** à la pointe vers d'autres sources d'énergie serait également souhaitable. À cet égard, l'utilisation du gaz naturel livré directement par le Distributeur SCGM comporte des avantages marqués en comparaison de la construction de TAG pour la production d'électricité :

- Un taux d'efficacité énergétique nettement supérieur, 90 % vs 58 %
- Des émissions de GES nettement moindres (environ 55 %) pour une même finalité

¹⁰ Présentation du 10 mars 2004, p.37

- La possibilité d'éviter de suréquiper inutilement le parc de production d'électricité et d'avoir à supporter les risques financiers qui y sont associés
- Une contribution à l'écrêtage de la pointe de demande d'électricité

Enfin, les **grands projets industriels** qui requièrent des approvisionnements considérables en puissance garantie comportent des inconvénients majeurs, tant sur le plan de l'équilibre entre l'offre et la demande pour les années à venir que sur le plan de la répartition des coûts marginaux des nouveaux équipements de production, qui leur seraient destinés pour les 2/3 des nouveaux besoins mais qui devraient être partagés par l'ensemble des consommateurs d'électricité.

Le RRSE espère que la Régie saisira l'importance de ne pas faire supporter par les autres catégories de clients les avantages tarifaires que le gouvernement pourrait consentir à de grands clients industriels et qu'elle avisera le gouvernement de la nécessité de mettre fin à cette pratique. Sans cela, pour les besoins excédant le bloc d'énergie patrimoniale, l'établissement de tarifs d'électricité justes et raisonnables ne pourra se faire sans contrevenir au principe de l'utilisateur-payeur ainsi qu'à l'esprit de la Loi sur la Régie de l'énergie puisque l'interfinancement entre les catégories tarifaires s'en trouverait affecté.

5. Prévisions des besoins québécois en électricité 2004-2011

5.1 Énergie

Le tableau 19 présenté aux pages suivantes et intitulé *Besoins globaux 1986-2011* regroupe l'ensemble des informations relatives à la répartition des ventes au Québec et hors Québec aux pertes, à la consommation des centrales, aux livraisons selon entente et à la consommation pour usage interne.

Toutes les données publiées dans les rapports annuels d'Hydro-Québec de 1990 à 2003 y ont été réunies sous forme de synthèse et sont réparties en trois blocs, sur autant de pages :

- L'historique 1986-1995
- L'historique 1996-2003
- Les prévisions 2004-2011

La section couvrant les années 2004-2011 repose sur un le scénario prévisionnel moyen du RRSE, pour des ventes régulières de 183,95 TWh à l'horizon 2011. Les pertes associées à la consommation additionnelle 2004-2011 ont été calculées selon les taux généralement utilisés (8,5% pour les clients québécois). Les informations présentées en italique sont des données qui ont dû être estimées parce qu'elles n'étaient pas disponibles dans les rapports annuels d'Hydro-Québec.

Répartition des besoins globaux 1986-1995 Historique en GWh

TABLEAU 19-1

	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Besoins québécois										
Ventes régulières	103 536	110 413	119 787	127 548	126 029	127 231	131 962	136 978	139 002	142 036
Livraisons sur entente	3 118	3 085	4 145	5 166	5 133	5 164	4 339	3 744	3 742	3 509
Production McCormick	2 046	2 283	2 076	2 013	1 691	1 913	2 217	2 289	2 307	2 251
Autocons. capitalisée						57	44	68	108	56
Consom. prioritaire	108 700	115 781	126 008	134 727	132 853	134 365	138 562	143 079	145 159	147 852
Consom. centrales	514	500	592	688	668	570	606	616	632	572
Usage interne						376	396	399	417	375
Pertes et autres	10 655	11 122	13 191	12 968	9 323	11 145	10 942	10 969	10 889	11 535
Besoins prioritaires	119 869	124 403	139 791	148 383	142 844	146 456	150 506	155 063	157 097	160 334
Ventes excédentaires	13 653	13 740	8 723	306	5					
Consom. centrales	63	59	42	1						
Pertes et autres	773	798	457	18						
Total besoins Qué.	134 358	142 000	149 013	148 708	142 849	146 456	150 506	155 063	157 097	160 334
Hors Québec										
Ventes régulières	6 980	8 313	9 164	8 830	8 752	9 423	10 691	9 865	8 759	8 856
Ventes court terme	19 954	20 456	7 720	886	451	392	1 900	5 256	10 405	15 090
Livraisons sur entente	29	-12	41	180	346	588	158	115	1 048	289
Consom. centrales	127	124	80	36	31	39	43	61	82	91
Pertes et autres	1 508	1 672	896	376	298	440	449	646	1 028	1 277
Total Hors Québec	28 598	30 553	17 901	10 308	9 878	10 882	13 241	15 943	21 322	25 603
Besoins globaux	162 956	172 553	166 914	159 016	152 727	157 338	163 747	171 006	178 419	185 937

Sources: Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003, R-3526-04/ HQP3 Doc.1 et HQ-3 Doc RRSE,

Répartition des besoins globaux 1996-2003 Historique en GWh

TABLEAU 19-2

	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Besoins québécois								
Ventes régulières	144 510	147 291	142 808	146 989	152 757	152 212	158 572	167 091
Livraisons sur entente	3 138							
Production McCormick	?	?	?	?				
Autocons. Capitalisée	16							
Consom. prioritaire	147 664							
Consom. centrales	629							
Usage interne	390							
Pertes et autres	11 454	12 519	12 138	12 494	12 984	12 938	13 479	14 203
Besoins prioritaires	160 137							
Ventes excédentaires								
Consom. centrales								
Pertes et autres								
Total besoins Qué.	160 137	159 810	154 946	159 483	165 741	165 150	172 051	181 204
Hors Québec								
Export. long terme	7 819	8 072	8 101	8 218	6 428	3 691	2 219	2 047
Export. court terme	11 073	7 170	10 402	14 664	15 568	12 841	14 823	8 580
Livraisons sur entente	204	6 400						
Consom. centrales	77							
Pertes et autres	923	793	962	1 259	1 144	756	886	552
Total Hors Québec	20 240*	22 375	19 465	24 141	23 140	17 288	17 928	11 179
* publié non révisé								
<i>Total estimé</i>	<i>180 387</i>	<i>182 185</i>	<i>174 411</i>	<i>183 624</i>	<i>188 881</i>	<i>182 438</i>	<i>189 979</i>	<i>192 383</i>
Besoins globaux	182 679	182 263	176 236	187 899	197 895	186 645	192 916	194 792
Ventes courtage USA			62	1 348	14 911	25 857	37 157	5 159
Ventes autres pays				493	416	425	482	484

Répartition des besoins globaux 2004-2011 Prévisionnel selon scénario moyen en TWh

TABLEAU 19-3

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins québécois								
Ventes régulières	165	165	165	165	165	165	165	165
Livraisons sur entente et consom. centrales	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Tarifs BT LR MR	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
A/O 2002 - HQP				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Consom.additionnelle		2,23	4,91	7,63	10,39	13,2	16,05	18,95
Consom. prioritaire								
Pertes / ventes régul.	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Usage interne								
Pertes / cons. addition.		0,19	0,42	0,65	0,88	1,12	1,36	1,61
Besoins prioritaires								
Export. long terme	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Pertes								
Total besoins Qué.	187,3	189,7	192,6	199,7	203,5	206,5	209,6	212,8
Hors Québec								
Export. court terme	10	10	10	10	10	10	10	10
Livraisons sur entente								
Consom. centrales								
Pertes et autres	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52	0,52
Total Hors Québec	10,5	10,5	10,6	10,5	10,5	10,5	10,5	10,6
Besoins globaux	197,8	200,2	203,2	210,2	214	217	220,1	223,4
Ventes courtage USA								
Ventes autres pays								

Les besoins québécois totaux indiqués au tableau 19-3 pour les années 2004 à 2011 sont les besoins avant économies d'énergie. Pour ces mêmes années, HQ Distribution prévoit¹¹ des économies d'énergie de 3,8 TWh en 2004, 4,4 TWh en 2005, 5,2 TWh en 2006, 6,1 TWh en 2007, 7 TWh en 2008, 7,8 TWh en 2009, 8,5 TWh en 2010 et 9,2 TWh en 2011.

Les besoins québécois présentés au tableau 19-3 s'établiraient donc, après économies d'énergie, à (TWh) :

2004	2005	2006	2007	2008	2009
183,5	185,3	187,4	193,6	196,5	198,7
2010	2011				
201,1	203,6				

5.2 Puissance

Les **besoins en puissance** à la pointe hivernale sont établis par HQ Distribution¹² à 34 200 MW pour l'hiver 2003-2004 et augmentent graduellement jusqu'à 36 850 MW à l'hiver 2010-2011.

Cela signifie que, pour tenir compte de la **réserve de puissance** de l'ordre de 10% qui est requise, la puissance dont devrait disposer HQ Production¹³ pour subvenir aux besoins de la division Distribution est de l'ordre de 37 800 MW à l'hiver 2003-2004 et atteindra 40 900 MW à l'hiver 2010-2011.

La **disponibilité** en puissance installée, pour les années 2004 à 2011 est évaluée à la section 6.1 qui suit. Les tableaux 20-1 et 20-2 de la section 6 regroupent les informations concernant les installations de production existantes, les ajouts de capacité (projets déjà autorisés), les approvisionnements en puissance garantie et les désaffectations.

Il est à noter qu'en plus des ressources en puissance identifiées aux tableaux 20-1 et 20-2, Hydro-Québec bénéficiera d'un apport additionnel de 246 MW de puissance additionnelle à l'horizon 2011 grâce au rééquipement de Outardes-3 (190 MW) et Outardes-4 (56 MW)¹⁴.

¹¹ HQD-1 Doc.1, tableau 4.3.1.A, p. 4

¹² Plan d'approvisionnement 2004-2011, p.19, tableau 3.8

¹³ Idem, p.21, tableau 4.2

¹⁴ HQP-1 Doc.1, p. 14, tableau 1.2

6. Prévisions de l'offre

Puissance disponible 1998-2012 en MW

TABLEAU 20-1

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Puissance installée 2003						
Hydroélectrique	31 347	31 347	31 347	31 347	31 347	31 347
Thermique	2 267	2 267	2 267	2 267	2 267	2 267
Éolienne	2	2	2	2	2	2
Totale (1)	33 616	33 616	33 616	33 616	33 616	33 616
Autres ressources identifiées						
Churchill Falls	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428	5 428
Éoliennes	100	100	100	100	100	100
Puiss. disponible identifiée (2)	39 144	39 144	39 144	39 144	39 144	39 144
Gentilly 2 / utilisation prévue		-100	-110	-110	-110	-123
Puissance disponible ajustée		39 044	39 034	39 034	39 034	39 011
Mises en service (7)						
Grand-Mère (8)	81	81	81	81	81	81
Toulnoustouc		465	465	465	465	465
Mercier			32	32	32	32
Eastmain-1				480	480	480
Péribonka					340	340
Puissance disponible (pointe)	39 225	39 590	39 612	40 092	40 432	40 409
Ressources additionnelles						
ENB (4)	200	200	200	200	200	0
Engagements prod. privés (5)	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200	2 200
1er nov - 31 mars CFLco (6)	682	682	682	682	682	682
A/O 2002-HQ-P				600	600	600
A/O éoliennes 2004					(400) 100	(600) 150
Total ress. additionnelles	3 082	3 082	3 082	3 682	3 782	3 632
Total puissance disponible	42 307	42 672	42 694	43 174	43 614	43 441

(1) Données d'exploitation, Rapport annuel 2003 p.108

(2) Idem

(4) Contrat d'achat de puissance garantie avec ENB 1991-2011, Rapport annuel 1998, p.84 et Rapport annuel 1999, p.91

(5) Engagements envers producteurs privés: Rapports annuels 1998 p.84, 1999 p.91, 2000 p.80, 2001 p.89, 2002 p.95, 2003 p. 103.

(6) Garantie de disponibilité de 682 MW additionnels de puissance d'hiver avec CF(L)Co du 1er novembre au 1er mars jusqu'en 2041, Rapports annuels 1999 p.91, 2003 p.103 (entre autres)

(7) Tableau 4.1.1, HQP-3 Doc.1 p.44

(8) Idem: 81 MW de puissance additionnelle à la pointe

Puissance disponible 1998-2012 en MW

TABLEAU 20-2

	2010	2011	2012
Puissance installée 2003			
Hydroélectrique	31 347	31 347	31 347
Thermique	2 267	2 267	2 267
Éolienne	2	2	2
Totale (1)	33 616	33 616	33 616
Autres ressources identifiées			
Churchill Falls	5 428	5 428	5 428
Éoliennes	100	100	100
Puiss. disponible identifiée (2)	39 144	39 144	39 144
Gentilly 2 / utilisation prévue (3)	-540	-675	-675
Puissance disponible ajustée	38 604	38 469	38 469
Mises en service(7)			
Grand-Mère (8)	81	81	81
Toulnoustouc	465	465	465
Mercier	32	32	32
Eastmain-1	480	480	480
Péribonka	340	340	340
Puissance disponible (pointe)	40 002	39 867	39 867
Ressources additionnelles			
ENB (4)	200	200	200
Engagements prod. privés (5)	2 200	2 200	2 200
1er nov - 31 mars CFLco (6)	682	682	682
A/O 2002-HQ-P	600	600	600
A/O éoliennes 2004	(800) 200	(1000) 250	(1000) 250
Total ress. additionnelles	3 882	3 932	3 932
Total puissance disponible	43 884	43 799	43 799

(1) Données d'exploitation, Rapport annuel 2003 p.108

(2) Idem

(3) Tableau 13.2, HQP-3 Doc.1 p.51 (transposition énergie - puissance, ratio 2003)

Énergie disponible 2004-2012 à hydraulicité moyenne en TWh

TABLEAU 21-1

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ressources HQP						
Parc d'Hydro-Québec (1)	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8	155,8
Production de Tracy (2)	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Total ressources actuelles	197,5	195,7	195,6	195,4	195,4	195,3
Autres ressources						
Parcs éoliens (3)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Grand-Mère (4)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnustouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3
Eastmain-1				2,7	2,7	2,7
Péribonka					2,2	2,2
Total autres ressources	0,2	1,2	3,4	6,1	8,3	8,3
Autres approvisionnements						
ENB (5)	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
Engagements prod. privés (6)			1,4	7,5	8,2	8,2
1er nov - 31 mars CFLco (7)	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
A/O 2002-HQ-P (8)				4,1	4,9	4,9
A/O éoliennes 2004 (9)					0,9	1,3
Total autres approvisionn.	2,2	2,2	3,6	13,8	16,2	16,6
Total énergie disponible	199,9	199,1	202,6	215,3	219,9	220,2
Achats court terme prévus (10)	10	11	10	10	10	10
Potentiel d'achats court terme						

(1) Puissance installée au 31 décembre 2003: 33 616 MW - 1275 MW (Tracy et Gentilly2)

= 32 341 MW x F.U. 55% = 155,8 TWh

(2) Production de Tracy, production de Gentilly 2 et achats à long terme selon le bilan d'énergie de HQ Production (scénario à hydraulicité moyenne), tableau 13.2 de HQP-3 Doc.1 p.51. Les achats à long terme de 34,8 TWh correspondent précisément aux apports énergétiques prévus pour Churchill Falls, à hydraulicité normale (HQ-3 Doc.RRSE p.23)

(3) Parcs éoliens de Matane et Cap-Chat: 100 MW x F.U. 20% = 0,175 TWh

(4) Apports énergétiques selon tableau 4.1.1 de HQP-3 Doc.1 p.44

(5) Contrat d'achat de puissance garantie avec ENB 1991-2011, Rapport annuel 1998, p.84 et Rapport annuel 1999, p.91: 200 MW x F.U. 50% = 0,876 TWh

(6) Engagements envers producteurs privés (Rapport annuel 2003 p. 103) pour 2 200 MW jusqu'en 2029. HQ prévoit acheter annuellement environ 8,5 TWh d'énergie au cours de la durée de ces contrats. Les apports énergétiques indiqués correspondent à ceux identifiés dans HQD-2 Doc 1 p.26.

Énergie disponible 2004-2012 à hydraulicité moyenne en TWh

TABLEAU 21-2

	2010	2011	2012
Ressources HQP			
Parc d'Hydro-Québec (1)	155,8	155,8	155,8
Production de Tracy (2)	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	1,1	0	0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8
Total ressources actuelles	191,9	190,8	190,8
Autres ressources			
Parcs éoliens (3)	0,2	0,2	0,2
Grand-Mère (4)	0,2	0,2	0,2
Toulustouc	2,7	2,7	2,7
Mercier	0,3	0,3	0,3
Eastmain-1	2,7	2,7	2,7
Péribonka	2,2	2,2	2,2
Total autres ressources	8,3	8,3	8,3
Autres approvisionnements			
ENB (5)	0,9	0,9	0
Engagements prod. privés (6)	8,2	8,2	8,2
1er nov - 31 mars CFLco (7)	1,3	1,3	1,3
A/O 2002-HQ-P (8)	4,9	4,9	4,9
A/O éoliennes 2004 (9)	1,8	2,2	2,2
Total autres approvisionn.	17,1	17,5	16,6
Total énergie disponible	217,3	216,6	215,7
Potentiel d'achats court terme	10	10	10

(7) 682 MW x F.U. 50% = 2,99 TWh x 5/12 = 1,25 TWh

(8) Tableau 13.2 de HQD-3 Doc.1 p.51

(9) En fonction de la mise en service cumulative de 400 MW en 2008, 600 MW en 2009, 800 MW en 2010 et 1000 MW en 2011 avec un F.U. de 25%

(10) Achats de court terme prévus du 1er mai 2004 au 1er mai 2006 selon le document intitulé résultat.pdf, transmis à la Régie par Hydro-Québec le 16 avril 2004. Dans HQD-1 Doc1 p.30, Hydro-Québec Distribution identifie un potentiel annuel d'achats sur les marchés de court terme de 20 TWh, dont 10 TWh jugés opportuns.

Note J-F B: ce bilan prévisionnel de l'offre d'énergie ne prend en considération que le projets ayant reçu l'ensemble des autorisations requises. En conséquence, la mise en service éventuelle des projets suivants n'est pas comptabilisée:

Rapides-des-Cœurs Chute Allard, 127 MW, 0,85 TWh

Eastmain-1-A dérivation Rupert, 770 MW, 7,7 TWh

Centrale au gaz naturel de TCE à Bécancour, 507 MW, rejetée par le BAPE

7. Bilan de l'offre et de la demande en électricité

L'examen comparatif des ressources et des besoins d'Hydro-Québec pour la période 2004-2011 (offre / demande) nous amène aux conclusions suivantes :

- l'abaissement critique du niveau actuel des réservoirs requiert l'application immédiate de mesures de redressement exceptionnelles sur une base préventive
- la croissance accentuée de la demande domestique d'électricité conjuguée à des périodes prolongées de faible hydraulité et à une croissance plus lente des apports énergétiques auront pour effet d'accroître le déficit de l'offre par rapport à la demande pendant les mois d'hiver
- les écarts importants et répétés de l'hydraulité annuelle par rapport à l'hydraulité moyenne imposent un changement d'attitude à l'égard des critères minimaux de gestion de la sécurité des approvisionnements
- les besoins québécois en énergie (incluant les pertes), après déduction des économies d'énergie déjà prévues, seront couverts par les ressources à la disposition d'Hydro-Québec à l'horizon 2004-2010
- les besoins québécois en puissance à la pointe hivernale, incluant la réserve de puissance requise, seront également couverts par les ressources dont dispose Hydro-Québec et les diverses autres sources d'approvisionnements qui lui sont garanties au moins jusqu'à l'hiver 2010-2011
- cependant, les surplus énergétiques dont pourrait disposer Hydro-Québec pour conclure des ventes dans les marchés extérieurs pendant la période 2004-2011 seront nettement moindres que ce qu'ils furent historiquement jusque vers la fin des années '90
- la croissance anticipée de la consommation d'électricité du Québec, reposant sur des scénarios prévisionnels moyens, est conditionnelle à certaines restrictions de la demande associée aux grands projets industriels énergivores et à l'implantation de mesures ciblées pour la catégorie domestique et agricole
- à compter de 2009 ou 2010, selon les scénarios de croissance de la demande considérés, le Québec pourrait avoir besoin de ressources énergétiques additionnelles, soit pour équilibrer l'offre et la demande domestique, soit pour éviter que sa capacité d'exportation ne soit complètement résorbée
- l'urgence alléguée par Hydro-Québec pour justifier la construction de la centrale du Suroît n'est pas confirmée par l'analyse complète du bilan offre / demande bien que le déficit d'hydraulité actuel constitue un problème majeur, mais ponctuel
- compte tenu de ses avantages nombreux, de la diminution de ses coûts, de la complémentarité de ses apports énergétiques avec ceux de l'hydraulique, de l'importance et de la qualité des gisements révélés par l'avancement récent de l'inventaire des vents, la filière éolienne est particulièrement intéressante pour le Québec compte tenu des immenses bénéfices que procurerait le jumelage éolien-hydraulique

ANNEXE A

Prévisions de la demande 2004-2011

Secteur industriel en GWh

	Réel	Faible	Moyen	Fort
1989	46 503	46 503	46 503	46 503
1990	46 009	47 759	47 866	47 956
1991	48 087	49 048	49 268	49 455
1992	49 766	50 372	50 712	51 000
1993	54 646	51 732	52 197	52 594
1994	56 580	53 129	53 727	54 238
1995	59 254	54 564	55 301	55 933
1996	59 797	56 037	56 921	57 680
1997	61 837	57 550	58 589	59 483
1998	61 773	59 104	60 306	61 342
1999	63 409	60 700	62 073	63 259
2000	65 950	62 338	63 891	65 236
2001	66 343	64 022	65 763	67 274
2002	69 336	65 750	67 690	69 377
2003	72 546	67 525	69 674	71 545
2004		69 348	71 715	73 780
2005		71 221	73 816	76 086
2006		73 144	75 979	78 464
2007		75 119	78 205	80 916
2008		77 147	80 497	83 444
2009		79 230	82 855	86 052
2010		81 369	85 283	88 741
2011		83 366	87 782	91 514
2012				

	écart égal simul. 2003		
Horizon	1989-2003	1989-2001	1989-2003
TAM	3,27%	3,56%	4,00%
Multiplicateur	1,027	1,0293	1,03125

Source: données réelles tirées des rapports annuels d'Hydro-Québec 1989-2003

ANNEXE B

Prévisions secteur Domestique et agricole 2004-2011 en GWh

	Réel	1989 x 1.01	1989 x 1.011	1989 x 1.012
1989	47 607	47 607	47 607	47 607
1990	46 993	48 083	48 131	48 178
1991	46 250	48 563	48 660	48 756
1992	49 221	49 050	49 195	49 342
1993	49 282	49 540	49 737	49 934
1994	49 437	50 035	50 284	50 533
1995	48 842	50 536	50 837	51 139
1996	50 294	51 041	51 396	51 753
1997	51 246	51 552	51 961	52 374
1998	47 701	52 067	52 533	53 002
1999	49 315	52 588	53 111	53 638
2000	51 666	53 114	53 695	54 282
2001	50 850	53 645	54 286	54 933
2002	53 222	54 181	54 883	55 593
2003	57 217	54 723	55 486	56 260
2004		55 270	56 097	56 935
2005		55 823	56 714	57 618
2006		56 381	57 338	58 310
2007		56 945	57 968	59 009
2008		57 514	58 606	59 717
2009		58 090	59 251	60 434
2010		58 670	59 903	61 159
2011		59 257	60 561	61 893
Scénarios prévisionnels:		Faible	Moyen	Fort

Données réelles tirées des Rapports annuels d'Hydro-Québec 1990-2003

ANNEXE C

Prévisions de la demande 2004-2011

Secteur industriel exclu en GWh

	Réel	Faible	Moyen	Fort
1989	81 045	81 045	81 045	81 045
1990	80 020	81 645	81 787	81 935
1991	79 144	82 249	82 537	82 835
1992	82 196	82 857	83 293	83 744
1993	82 332	83 471	84 056	84 664
1994	82 422	84 088	84 825	85 593
1995	82 782	84 711	85 602	86 533
1996	84 713	85 337	86 387	87 483
1997	85 454	85 969	87 178	88 444
1998	81 035	86 605	87 976	89 415
1999	83 580	87 246	88 782	90 397
2000	86 807	87 892	89 596	91 389
2001	85 869	88 542	90 416	92 393
2002	89 236	89 197	91 244	93 407
2003	94 545	89 857	92 080	94 433
2004		90 522	92 924	95 470
2005		91 192	93 775	96 518
2006		91 877	94 634	97 578
2007		92 547	95 501	98 649
2008		93 232	96 376	99 732
2009		93 922	97 258	100 827
2010		94 617	98 149	101 934
2011		95 317	99 048	103 053
2012				

Horizon	simulation moy		
	1989-2002	1989-2003	1989-2003
TAM	0,78%	0,98%	1,19%
Multiplicateur	1,0074	1,00916	1,01098

Source: données réelles tirées des rapports annuels d'Hydro-Québec 1989-2003