

PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ

PRÉVISION DE LA DEMANDE

TABLE DES MATIÈRES

1. CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	1
1.1 CONTEXTE DÉMOGRAPHIQUE.....	1
1.2 CONTEXTE ÉCONOMIQUE	2
1.3 CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE.....	3
1.4 SOMMAIRE DE LA PRÉVISION DES PRINCIPALES VARIABLES ÉCONOMIQUES, DÉMOGRAPHIQUES ET ÉNERGÉTIQUES	5
2. PRÉVISION DE LA DEMANDE	7
2.1 PRÉVISION DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ AU QUÉBEC	7
2.1.1 PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC – PAR SECTEUR DE CONSOMMATION	7
2.1.2 PRÉVISION EN PUISSANCE - PAR USAGE FINAL	11
2.2 EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE	15
2.2.1 ÉCONOMIES D'ÉNERGIE.....	15
2.2.2 MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION.....	19
2.3 CONSOMMATION D'ÉLECTRICITÉ VISÉE PAR LE PLAN POUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ	20
2.4 PROFIL HORAIRE DES BESOINS PRÉVUS.....	22
2.5 INCERTITUDES SUR LA PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	23
2.5.1 L'ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE	24
2.5.2 L'ALÉA CLIMATIQUE	26

TABLEAUX

TABLEAU 1.1	PRINCIPALES VARIABLES DÉMOGRAPHIQUES, ÉCONOMIQUES ET ÉNERGÉTIQUES RÉVISION D'AOÛT 2001	5
TABLEAU 2.1	PRÉVISION DES VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC PAR SECTEUR DE CONSOMMATION - SCÉNARIO MOYEN (TWh)	11
TABLEAU 2.2	PRÉVISION DES BESOINS EN PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER PAR USAGE FINAL SCÉNARIO MOYEN (MW)	15
TABLEAU 2.3	ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DES VENTES (TWh).....	18

TABEAU 2.4	ÉCONOMIES D'ÉNERGIE PRISES EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)	19
TABEAU 2.5	MOYENS DE GESTION DE LA CONSOMMATION PRIS EN COMPTE DANS LA PRÉVISION DE LA PUISSANCE À LA POINTE D'HIVER (MW)	20
TABEAU 2.6	CONSOMMATION VISÉE PAR LE PLAN (TWh)	21
TABEAU 2.7	BESOINS EN PUISSANCE VISÉS PAR LE PLAN (MW)	21

GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 2.1	ÉVOLUTION DES COURBES DE PUISSANCES CLASSÉES EXEMPLES DE 2005, 2007 ET 2011	23
GRAPHIQUE 2.2	SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE CONSOMMATION VISÉE PAR LE PLAN	25
GRAPHIQUE 2.3	SCÉNARIOS D'ENCADREMENT ET ALÉA SUR LA DEMANDE PRÉVUE BESOINS EN PUISSANCE VISÉS PAR LE PLAN	26
GRAPHIQUE 2.4	ALÉA CLIMATIQUE SUR LES BESOINS ANNUELS EN ÉNERGIE - PROJECTION SUR L'ANNÉE 2005	27
GRAPHIQUE 2.5	ALÉA CLIMATIQUE SUR LES POINTES MENSUELLES - PROJECTION SUR L'ANNÉE 2005	28

ANNEXES

ANNEXE 1A -	ESTIMATION PRÉLIMINAIRE DU POTENTIEL D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE
ANNEXE 1B -	SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

1 **1. CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 **1.1 Contexte démographique**

3 Lors des prochaines années, la population du Québec continue de croître,
4 mais à un rythme plus lent que par le passé. En 2011, elle atteint 7 624
5 milliers d'habitants, ce qui représente une croissance d'un peu plus de
6 252 000 en 11 ans.

7 L'indice synthétique de fécondité est relativement faible (1,5 enfant par
8 femme) et le nombre de femmes en âge de procréer se réduit : une baisse du
9 nombre de naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de
10 l'espérance de vie à la naissance (celle-ci est estimée en 2001 à 75,5 ans
11 pour les hommes et à 81,8 ans pour les femmes), le nombre de décès
12 augmente en raison de la structure par âge vieillissante de la population.
13 L'accroissement naturel de la population québécoise a donc tendance à
14 ralentir et ne suffira pas au renouvellement de celle-ci à long terme.

15 Sur cet horizon, le solde migratoire (composé des migrations interprovinciales
16 et internationales) est positif de 12 000 personnes par an environ, et vient
17 légèrement appuyer la croissance naturelle de la population.

18 La formation de ménages, étant fonction de l'accroissement de la population
19 et de l'évolution des taux de soutien de ménage, ralentit également.
20 Toutefois, ce ralentissement se fait plus doucement que pour la population en
21 raison du décalage dans le temps entre les naissances et la formation de
22 ménages.

23 Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de
24 la population. L'âge moyen passe ainsi de 38,2 ans en 2000 à 41,6 ans en
25 2011. Le nombre de ménages dont le soutien économique est une personne
26 âgée augmente. Or, tout changement dans la structure par âge influence la

demande de logements (unifamilials, multifamilials, etc.), la consommation de biens et de services et les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et se répercute ainsi sur la demande d'électricité.

1.2 Contexte économique

La conjonction de plusieurs indicateurs économiques montre que le Québec ne pourra vraisemblablement pas éviter un ralentissement économique à court terme.

À plus long terme, l'économie québécoise demeure en bonne santé. L'augmentation des investissements des dernières années, notamment dans les secteurs de la nouvelle économie, a permis un rajeunissement du secteur de la fabrication du Québec et s'est traduit par un nouveau dynamisme économique et une hausse de la productivité. Par ailleurs, la restructuration du secteur public et l'assainissement des finances publiques ont permis des baisses d'impôts qui conduisent maintenant à une augmentation des revenus.

De plus, l'essor de l'économie québécoise s'est traduit par une utilisation accrue des capacités : les taux d'inoccupation des espaces à bureaux ont considérablement diminué et les taux d'utilisation des capacités de production des industriels ont atteint des sommets. Pour répondre à la demande grandissante, les entreprises devront donc procéder à des dépenses en immobilisation à moyen terme.

Sur l'ensemble de la période 2000-2011, une croissance annuelle moyenne du Produit intérieur brut de 2,4 % est prévue.

1.3 Contexte énergétique

1 **Gaz naturel**

2 L'année 2000 s'est terminée avec des stocks de gaz naturel en Amérique du
3 Nord inférieurs de 10 % au niveau le plus bas depuis 1973.

4 Au premier semestre de 2001, la concurrence entre la nécessité de
5 reconstituer les stocks pour la saison de chauffe suivante et la demande
6 accrue de gaz naturel pour la production d'électricité (notamment pour
7 répondre aux besoins de climatisation) a continué d'exercer une forte
8 pression sur les prix du gaz naturel aux États-Unis. Le marché nord-américain
9 étant désormais bien intégré, cette situation a eu également des
10 répercussions sur le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta.

11 À long terme, pour plusieurs raisons, le prix du gaz naturel à la frontière de
12 l'Alberta devrait demeurer à des niveaux plus élevés (autour de 5,60 \$CAN
13 par millier de pieds cubes en 2011) que par le passé. La demande de gaz
14 naturel devrait augmenter d'environ 2,2 % par an en Amérique du Nord,
15 notamment en raison de l'accroissement de la demande émanant des
16 producteurs d'électricité. Pour répondre à cette demande croissante, il faudra
17 mettre en œuvre d'importants efforts d'exploration et de forage. En outre, les
18 nouveaux champs seront de petites tailles, à des profondeurs importantes et
19 souvent localisés dans des régions éloignées. Des investissements massifs
20 seront donc requis pour la mise en production de ces champs et la
21 construction de nouvelles infrastructures de transport jusqu'aux principaux
22 centres de consommation.

1 **Pétrole brut**

2 En 2000, le prix du pétrole brut «West Texas Intermediate» (WTI) a été de
3 30,31 \$ÉU/baril. Au cours des prochaines années, il devrait diminuer
4 graduellement. Les récents prix élevés incitent les producteurs à offrir sur le
5 marché plus de pétrole brut que ne le requiert la demande mondiale. Ce
6 déséquilibre devrait entraîner une baisse du prix du pétrole brut WTI et inciter
7 les spéculateurs à se retirer du secteur pétrolier.

8 L'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) a mis en place un
9 mécanisme automatique de contrôle de prix pour que le prix de son panier de
10 sept types de pétrole brut se maintienne entre 22 et 28 \$ÉU/baril. À moyen
11 terme, le prix du pétrole brut WTI devrait se situer dans cette fourchette, étant
12 donné la prédominance grandissante des pays de l'OPEP sur le marché
13 pétrolier. L'OPEP a en effet intérêt à conserver un niveau de prix raisonnable.
14 Si le prix restait élevé trop longtemps, les pays importateurs risqueraient
15 d'instaurer des mesures d'économies d'énergie ou de procéder à des
16 substitutions qui auraient un impact négatif à long terme sur la demande.
17 Cela favoriserait aussi la croissance de la production hors OPEP.

18 **Prix de l'électricité**

19 Jusqu'en 2004, le gel des tarifs d'électricité est maintenu. Par la suite, il est
20 supposé que les hausses moyennes avoisineront l'inflation.

21 À long terme, la position concurrentielle de l'électricité s'améliore, puisqu'il est
22 prévu que les prix des autres formes d'énergie croîtront plus vite que
23 l'inflation.

1.4 Sommaire de la prévision des principales variables économiques, démographiques et énergétiques

- 1 Le tableau suivant présente les principaux intrants de la prévision de la
2 demande d'électricité au Québec.

3 **TABLEAU 1.1**
4 **Principales variables démographiques, économiques et énergétiques**
5 **Révision d'août 2001**
6

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population (milliers)	7 432	7 458	7 483	7 507	7 529	7 551	7 571	7 590	7 608	7 624
Âge moyen (années)	38,90	39,21	39,52	39,85	40,16	40,47	40,76	41,05	41,35	41,64
Formation de ménages (milliers)	26,8	24,8	30,4	30,6	30,8	27,0	25,3	24,6	23,8	22,6
Croissance du PIB (%)	2,7	3,0	2,5	2,5	2,5	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Croissance du PIB manufacturier (%)	4,0	4,2	2,8	2,8	2,8	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,4	2,7	2,4	2,4	2,4	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$CAN/mpc)	5,50	5,50	5,25	5,00	5,00	5,05	4,90	5,15	5,40	5,60
Pétrole brut WTI (\$ÉU/baril)	23,58	23,00	23,75	24,25	24,75	25,75	26,75	27,75	28,75	29,00

1 **2. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

2 Pour produire un plan structuré, il faut prévoir l'évolution de la demande
3 d'électricité en énergie, en puissance ainsi que le profil horaire de celle-ci.
4 Ainsi le présent Plan est basé sur la prévision de la demande d'électricité
5 d'août 2001. Cette prévision inclut en totalité les besoins des réseaux
6 municipaux et de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-
7 Baptiste-de-Rouville, sur toute la période du Plan.

8 **2.1 Prévision de la demande d'électricité au Québec**

9 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au
10 Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant principalement la
11 prévision des ventes par secteur de consommation et la prévision des
12 besoins en puissance du réseau au Québec (en MW), comprenant
13 notamment la prévision de la pointe d'hiver.

14 **2.1.1 Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de**
15 **consommation**

16 ***Méthodologie***

17 La prévision des ventes est effectuée spécifiquement par secteur de
18 consommation : domestique et agricole, général et institutionnel, industriel, et
19 autres. Les modèles de prévision utilisés reflètent le plus fidèlement possible
20 le comportement énergétique prévisible des différents types de clients
21 composant chacun des secteurs de consommation. La prévision des ventes
22 repose évidemment sur le positionnement de nombreuses hypothèses
23 relativement aux facteurs qui influencent l'évolution de la demande. Parmi ces
24 hypothèses, on retrouve celles concernant les variables socioéconomiques.
25 Ce sont les prévisions démographiques (prévision de population et prévision
26 de ménages), les prévisions économiques (environnement économique et

monétaire, emploi et revenu personnel disponible, mises en chantier de logements, produit intérieur brut par industrie, tonnes de production industrielle) et les prévisions des prix des combustibles (prix du pétrole et du gaz naturel).

D'autres hypothèses touchent les données de type commercial, soit les informations spécifiques ou générales sur les clients de grande puissance et leurs marchés, les hypothèses technico-économiques par marché (les taux de diffusion des appareils, les caractéristiques des équipements, etc.) et l'impact attendu sur les ventes des différentes interventions commerciales par secteur de consommation. Ainsi, dans le cas de la prévision des ventes aux clients de grande puissance, celle-ci est produite par client sur un horizon de trois ans en intégrant les prévisions des variations de charge obtenues à partir de consultations auprès de chacun de ces clients et en considérant les prévisions d'activité économique par secteur d'activité. Sur un horizon plus lointain, peu ou pas d'informations peuvent être obtenues auprès de chacun des clients sur les variations de charge. Conséquemment, dans un premier temps, la prévision à plus long terme des ventes aux clients de grande puissance est établie par secteur d'activité. Celle-ci découle d'études prospectives par produit ou par secteur d'activité et de la prévision économique à long terme (produit intérieur brut industriel et tertiaire).

Résultats

En 2011, les ventes d'électricité devraient s'élever à 174,6 TWh. Cela représente une augmentation de 20,0 TWh sur la période 2001-2011 ou un taux annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an. Comparé à la croissance observée sur la période 1991-2001, cela représente un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des ventes au Québec s'est établie à 25,8 TWh, soit en moyenne 2,6 TWh par an ou un taux annuel moyen de 1,8 %.

1 C'est au secteur industriel (PME + Grandes entreprises) que l'on doit
2 l'essentiel de la croissance prévue (61 %) ; les secteurs Domestique et
3 Agricole ainsi que Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour
4 20 % et 17 %.

5 Les résultats de la prévision de la demande en énergie sont détaillés ci-après
6 par secteur de consommation.

7 **a) Domestique et Agricole**

8 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 34 % des ventes au
9 Québec, la croissance prévue sur la période 2001-2011 est de 4,0 TWh.
10 Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 % par
11 comparaison à 1,2 % pour l'ensemble des ventes au Québec. La
12 croissance dans ce secteur provient essentiellement de la formation de
13 ménages et, dans une moindre mesure, de la croissance du revenu
14 personnel disponible.

15 **b) Général et Institutionnel**

16 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la
17 croissance prévue sur la période 2001-2011 est de 3,4 TWh, ce qui
18 équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,1 %. Cette
19 croissance s'explique essentiellement par l'accroissement de la population
20 (et des besoins en services qui en découlent), du PIB tertiaire (stimulé
21 notamment par l'économie du savoir) et du revenu personnel disponible. À
22 ces facteurs s'ajoutent les prix des autres formes d'énergie qui influencent
23 favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

24 **c) Industriel PME**

25 Au secteur Industriel PME (6 % des ventes au Québec), la croissance
26 prévue des ventes d'électricité sur la période 2001-2011 s'établit à

2,3 TWh. Cela correspond à un rythme de croissance annuel plus soutenu que celui de la moyenne des ventes au Québec (2,1 % versus 1,2 % pour ces dernières). Cette croissance des ventes s'explique principalement par l'accroissement du PIB manufacturier et par la diffusion des services à l'implantation des électrotechnologies.

d) Industriel Grandes entreprises

Au secteur Industriel Grandes entreprises (37 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes s'élève à 9,8 TWh sur la période 2001-2011, ce qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 1,6 %. Cette croissance est attribuable en grande partie aux projets d'investissement dans les secteurs de la fonte et affinage et des pâtes et papiers ainsi qu'au transfert à Hydro-Québec Distribution de trois usines de pâtes et papier auparavant alimentées par Alcan. De fait, l'ensemble des projets déjà engagés ou annoncés par des clients du secteur Industriel Grandes entreprises comptent pour 4,5 TWh de la croissance prévue. Sans ces projets, le taux de croissance annuel moyen des ventes à ce secteur serait de 0,9%.

e) Autres

Le secteur Autres regroupe les réseaux municipaux, l'éclairage des voies publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux municipaux comptent pour 3,9 TWh ou 82 % du total du secteur Autres en 2001.

Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes s'élève à 0,5 TWh entre 2001 et 2011 ou 1,0 % par an en moyenne. La demande attendue des réseaux de distribution municipaux demeure presque inchangée au cours de cette période. La prise en compte à plus long terme d'innovations technologiques et, dans une moindre mesure, le

1 transport public seront les principales sources de croissance de la
2 demande.

3 **TABLEAU 2.1**
4 **Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de**
5 **consommation - Scénario moyen (TWh)**

	2001 ²	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Domestique et Agricole	52,6	52,9	53,3	54,0	54,3	54,7	55,0	55,6	55,7	56,2	56,6	4,0
Général et Institutionnel	30,8	31,0	31,3	31,9	32,2	32,5	32,8	33,3	33,5	33,9	34,2	3,4
Industriel PME	9,6	10,0	10,4	10,7	10,9	11,1	11,2	11,4	11,5	11,7	11,9	2,3
Industriel Grandes entreprises	57,0	58,1	60,6	62,6	63,4	64,3	64,9	65,6	65,9	66,3	66,8	9,8
Autres	4,7	4,7	4,7	4,6	4,7	4,7	4,8	4,9	5,0	5,1	5,2	0,5
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	154,6	156,7	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6	20,0

6 2.1.2 Prévision en puissance - par usage final

7 **Méthodologie**

8 Cet exercice doit tenir compte, outre la prévision des ventes d'électricité, de
9 l'usage interne (consommation des bâtiments d'Hydro-Québec), des pertes
10 énergétiques de transport et de distribution et de la consommation des
11 centrales d'Hydro-Québec Production puisque la mesure de la puissance
12 n'est faite qu'aux sources de production.

13 Pour obtenir la prévision des besoins en puissance, on applique aux
14 différentes composantes des besoins annuels en énergie, des hypothèses de

2 Incluant les ventes publiées de janvier à août 2001, normalisées pour les conditions climatiques.

caractéristiques de consommation exprimées par usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres usages) ou par secteur de consommation. Ces caractéristiques portent sur la répartition mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la puissance appelée à la pointe du réseau sur l'énergie consommée mensuellement. Les hypothèses relatives à ces caractéristiques proviennent des historiques mensuels des ventes d'électricité, de mesures des profils de consommation, de modèles de simulation de la demande horaire de certains usages et d'autres indicateurs pertinents tels, par exemple, les degrés-jours de chauffage.

Résultats

Les besoins réguliers en puissance au Québec passeront de 32 150 MW pour la pointe de l'hiver 2001-2002 à 35 750 MW pour la pointe de l'hiver 2010-2011, soit une croissance de 3 600 MW représentant une croissance annuelle moyenne de 400 MW (1,2 %).

Les résultats de la prévision par usage sont détaillés ci-après.

a) Chauffage des locaux

Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 32 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est de 850 MW entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %, ce qui est inférieur à celui associé à la totalité des besoins réguliers en puissance.

Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel représente, quant à lui, 11 % de la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est de 430 MW soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %. Ce taux est légèrement supérieur à celui prévu pour la totalité des besoins réguliers en puissance.

1 Au total, la part de cet usage dans la pointe de l'hiver 2001-2002 est de
2 43 %. La croissance prévue est de 1,0 %, soit une croissance un peu plus
3 faible que celle associée aux besoins réguliers totaux en puissance. La
4 contribution de la croissance de cet usage à la croissance totale des
5 besoins en puissance est importante puisqu'elle représente 36 % de celle-
6 ci (24 % au secteur Domestique et Agricole et 12 % au secteur Général et
7 Institutionnel).

8 **b) Bi-énergie CII**

9 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle
10 et Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1% des besoins en
11 puissance à la pointe de l'hiver 2001-2002. Cette demande devrait
12 disparaître à compter de l'hiver 2003-2004, reflet de l'intention d'Hydro-
13 Québec d'abandonner le tarif en 2003, tel qu'expliqué à la pièce HQD-2,
14 Document 2. Il est prévu qu'une partie de la clientèle utilisera uniquement
15 les combustibles alors que d'autres clients consommeront de l'électricité à
16 des fins de chauffage aux conditions des tarifs G et M.

17 **c) Chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole**

18 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole représente 5 %
19 des besoins réguliers totaux en puissance. Le taux de croissance sur la
20 période est de 1,1 % représentant 150 MW. La contribution de cet usage à
21 la croissance totale est de 4 %.

22 **d) Industriel Petites et moyennes entreprises (PME)**

23 Au secteur Industriel PME, représentant 5 % des besoins réguliers, la
24 croissance prévue entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011 s'établit à
25 360 MW. Cela correspond à un rythme de croissance annuel de 2,2 %, soit
26 un rythme plus élevé que celui des besoins totaux en puissance qui est de
27 1,2 %. La contribution de cet usage à la croissance totale est de 10 %.

1 **e) Industriel Grandes entreprises**

2 L'Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins réguliers à
3 la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue de 1 270 MW
4 contribue largement à la croissance totale des besoins en puissance avec
5 une part de 35 %. Le taux de croissance de 1,9 % pour ce secteur à
6 l'horizon de l'hiver 2010-2011 est plus élevé que celui de l'ensemble des
7 besoins en puissance.

8 **f) Autres usages**

9 Cet ensemble d'usages comprend les électroménagers et l'éclairage du
10 secteur Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du
11 secteur Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le
12 transport public, les réseaux de distribution municipaux et l'usage interne.
13 Ces besoins résiduels représentent 24 % des besoins réguliers à la pointe
14 du premier hiver prévisionnel. Avec un taux de croissance annuel moyen
15 de 1,2 %, représentant une croissance de 900 MW sur toute la période, cet
16 ensemble d'usages présente un taux de croissance équivalent à celui
17 du total des besoins réguliers en puissance.

1 **TABLEAU 2.2**

2 **Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final**

3 **Scénario moyen (MW)**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Crois. 01-11
Chauffage domestique et agricole	10 270	10 370	10 480	10 580	10 670	10 750	10 840	10 930	11 020	11 110	850
Chauffage général et institutionnel	3 460	3 610	3 780	3 890	3 880	3 880	3 880	3 880	3 890	3 890	430
Bi-énergie CII (tarif BT)	370	100	0	0	0	0	0	0	0	0	-370
Eau chaude domestique et agricole	1 510	1 520	1 540	1 560	1 570	1 590	1 610	1 630	1 640	1 660	150
Industriel PME	1 660	1 760	1 810	1 850	1 880	1 900	1 930	1 960	1 980	2 010	360
Industriel Grandes entreprises	7 080	7 510	7 760	7 800	8 030	8 110	8 180	8 240	8 290	8 350	1 270
Autres usages	7 820	7 920	8 030	8 140	8 240	8 330	8 420	8 510	8 620	8 720	900
BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC	32 150	32 790	33 390	33 900	34 270	34 560	34 860	35 140	35 450	35 750	3 600

4 2.2 Efficacité énergétique

5 2.2.1 Économies d'énergie

6 La prévision de la demande présentée à la section 2.1 prend en compte

7 l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance.

8 On distingue trois catégories d'économies d'énergie :

9 - les économies d'énergie tendanciennes ;

10 - les programmes déjà mis en œuvre ;

11 - une provision pour les programmes dont l'approbation est à venir.

1 **a) Économies d'énergie tendanciennes**

2 Les modèles de prévision prennent en considération l'impact de mesures
3 prises directement par les clients et des économies découlant des
4 changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils
5 électriques. Il s'agit, de même, des économies d'énergie liées au
6 rajeunissement du parc d'immeubles (par le biais de la démolition,
7 reconstruction ou de rénovations majeures). C'est ce qu'on appelle les
8 économies d'énergie tendanciennes. Leur impact est présenté dans la
9 première partie du tableau 2.3.

10 **b) Programmes déjà mis en œuvre**

11 Dans la majorité des cas, ces programmes ont été déployés par Hydro-
12 Québec au cours des années 90. En 2001, la réduction de la demande qui en
13 résulte se chiffre à 2,4 TWh. Pour les années suivantes, l'information est
14 fournie dans la seconde partie du tableau 2.3 ci-dessous.

15 **c) Provision pour les programmes dont l'approbation est à venir**

16 Des économies d'énergie additionnelles peuvent être réalisées par de
17 nouveaux programmes. À l'occasion de ce premier Plan, de tels programmes
18 n'ont pas encore été analysés et approuvés par la Régie. En conséquence, le
19 Distributeur propose de prendre en compte une provision pour refléter
20 l'impact probable des mesures éventuellement adoptées sur les ventes et sur
21 les approvisionnements additionnels requis. Cette provision est présentée en
22 troisième partie du tableau 2.3. Elle s'appuie sur des estimations préliminaires
23 du potentiel réalisable d'économies d'énergie, basé sur un potentiel technico-
24 économique mis à jour en collaboration avec l'Agence de l'efficacité
25 énergétique du Québec, et présenté brièvement à titre d'information à
26 l'Annexe 1A.

1 Le principal enjeu en matière d'approvisionnements énergétiques, découlant
2 de cette provision, consiste à reconnaître la possibilité de réaliser des
3 économies d'énergie, sans toutefois entraîner une dépendance
4 significativement accrue des marchés de court terme, si jamais elles ne se
5 réalisaient pas selon l'échéancier prévu. Il demeure que l'approvisionnement
6 doit être suffisamment flexible pour accommoder une révision des quantités
7 concernées, lorsque des programmes concrets auront été approuvés. Ainsi,
8 toute modification de la contribution des mesures d'économies d'énergie se
9 traduira :

- 10 i) soit par un ajustement des besoins à combler par des appels
11 d'offres de court terme ;
- 12 ii) soit par un ajustement des besoins à combler par des appels
13 d'offres de long terme ;
- 14 iii) soit par le report de dates de début de livraisons de certains
15 contrats ;
- 16 iv) soit par une augmentation ou une réduction des livraisons
17 d'énergie associées à certains contrats d'approvisionnement.

1 **TABLEAU 2.3**
2 **Économies d'énergie prises en compte dans la prévision**
3 **des ventes (TWh)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Économies d'énergie tendanciellles	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3	2,6
Domestique et Agricole	0,3	0,4	0,6	0,8	0,9	1,1	1,3	1,4	1,6	1,8
Général et Institutionnel	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Programmes d'HQ déjà mis en œuvre	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0
Domestique et Agricole	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Général et Institutionnel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,4	0,4	0,4	0,4
Industriel	1,2	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Autres	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Provision pour programmes à venir	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total	2,7	2,9	3,1	3,5	3,8	4,1	4,3	4,5	4,7	5,0

4 L'impact des économies d'énergie sur les besoins en puissance est présenté
5 au tableau 2.4. Cet impact est déjà pris en compte dans les prévisions qui
6 figurent au tableau 2.2.

TABLEAU 2.4
Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Programmes d'HQ réalisés	390	380	370	360	350	340	340	330	320	320
Économies d'énergie tendanciellles	50	80	120	170	230	280	330	380	430	480
Provision pour programmes à venir	0	0	10	30	70	100	100	100	90	90
Total	440	460	510	570	650	720	760	810	840	890

2.2.2 Moyens de gestion de la consommation

La Loi stipule que le Plan doit porter sur les besoins des marchés québécois après l'application des mesures d'efficacité énergétique. Outre le volet économies d'énergie, l'efficacité énergétique inclut également le volet gestion de la consommation, dont notamment, la puissance interruptible.

Par ailleurs, le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* prévoit que les contrats de puissance interruptible doivent être traités explicitement dans le Plan, au même titre qu'un contrat d'approvisionnement.

À cet égard, les moyens de gestion peuvent être divisés en deux catégories selon qu'ils sont sous le contrôle direct du Distributeur en temps réel ou non. Selon le Distributeur, toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps réel est assimilable à un achat de puissance ou d'énergie et devrait être traitée explicitement dans le Plan. C'est le cas de la puissance interruptible qui est programmée lorsque,

par exemple, le Distributeur veut réduire la pointe prévue. Ce moyen de gestion de la consommation, disponible sur appel, est abordé à la pièce HQD-2, Document 2 portant sur les approvisionnements existants. Il est actuellement le seul moyen de cette catégorie à être utilisé.

Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 2.5 montre l'effacement à la pointe qui en résulte.

TABLEAU 2.5

**Moyens de gestion de la consommation pris en compte
dans la prévision de puissance à la pointe d'hiver (MW)**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Effacement de la bi-énergie résidentielle (en MW)	870	880	880	880	880	880	880	880	880	880

2.3 Consommation d'électricité visée par le Plan pour le réseau intégré

Cette section du Plan ne vise que l'approvisionnement des marchés québécois rattachés au réseau intégré de TransÉnergie². La consommation des réseaux autonomes fait l'objet d'un exercice de planification séparé et doit donc être soustraite de la prévision des ventes présentée à la section 2.1.

2. Il est à noter, qu'à partir de la présente section 2.3 et pour l'ensemble des documents de la pièce HQD-2, toute référence au Plan ne concerne que le plan d'approvisionnement pour le réseau intégré.

- 1 Par ailleurs, l'usage interne, soit la consommation d'électricité dans les
2 bâtiments d'Hydro-Québec, doit être ajouté aux ventes pour déterminer les
3 approvisionnements requis.
- 4 La consommation en énergie et les besoins en puissance visés par le Plan
5 qui résultent de ces ajustements sont présentés aux tableaux 2.6 et 2.7
6 respectivement.

7 **TABLEAU 2.6**
8 **Consommation visée par le Plan (TWh)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prévision des ventes (section 2.1.1)	156,7	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6
- Ventes dans les réseaux autonomes	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
+ Usage interne	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
= Consommation visée par le Plan	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7

9 **TABLEAU 2.7**
10 **Besoins en puissance visés par le Plan (MW)**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
Besoins réguliers au Québec (section 2.1.2)	32 150	32 790	33 390	33 900	34 270	34 560	34 860	35 140	35 450	35 750
- Besoins des réseaux autonomes coïncidents avec le réseau intégré	50	60	60	60	60	60	60	60	70	70
= Besoins en puissance visés par le Plan⁽¹⁾	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680

- 11 (1) L'usage interne est intégré aux besoins réguliers au Québec en puissance et n'a donc pas à être ajouté.

2.4 Profil horaire des besoins prévus

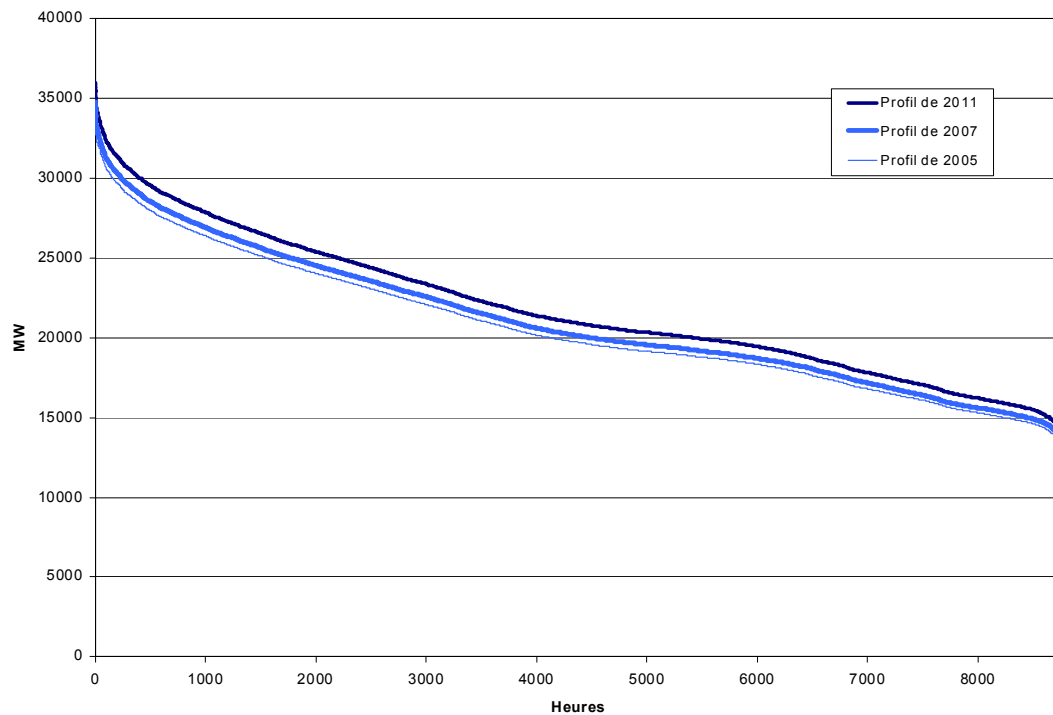
La prévision du profil horaire des besoins est établie à partir de la prévision d'énergie et des pointes mensuelles. De façon générale, la méthode consiste à transposer, sur une base quotidienne puis horaire, la demande mensuelle prévue pour chaque groupe d'usage.

L'évolution prévue du profil horaire de quelques années repères est présentée à titre d'exemple au graphique 2.1 qui suit. Il s'agit de profils montrant la puissance appelée à chaque heure, classée en ordre décroissant sur l'année ; ces profils sont appelés courbes de puissances classées. Le maximum de chaque courbe correspond à la puissance appelée à la pointe du réseau telle qu'elle figure au tableau 2.7. La surface sous chaque courbe correspond à la consommation annuelle visée par le Plan, figurant au tableau 2.6, augmentée des pertes sur les réseaux de transport et distribution et de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale.

1 **GRAPHIQUE 2.1**

2 **Évolution des courbes de puissances classées**

3 **Exemples de 2005, 2007 et 2011**



4 **2.5 Incertitudes sur la prévision de la demande**

5 Jusqu'à maintenant, l'analyse a porté sur les besoins énergétiques découlant

6 du scénario moyen, à conditions climatiques normales. Or ces besoins sont

7 soumis à des aléas importants qu'on divise en deux types :

- 8 • l'aléa sur la demande prévue (à conditions climatiques normales) ;
- 9 • l'aléa découlant des conditions climatiques.

10 Chacun de ces aléas est décrit ci-dessous. Leur impact combiné sur la

11 prévision des besoins du Distributeur est ensuite analysé.

2.5.1 L'aléa sur la demande prévue

L'aléa sur la demande prévue provient de l'impossibilité de prévoir parfaitement l'évolution des variables économiques, démographiques, énergétiques ainsi qu'aux erreurs intrinsèques à la modélisation de l'impact de ces variables sur la prévision de la demande d'électricité.

L'aléa sur la demande prévue est encadré par les scénarios fort et faible de croissance de la demande tels que décrits à l'Annexe 1B. Ces scénarios correspondent approximativement au scénario moyen plus ou moins un écart-type.

Accroissement de l'incertitude en fonction de l'éloignement de l'horizon

Sont représentés au graphique 2.2 les scénarios moyen, fort et faible de prévision de croissance de la consommation visée par le Plan. On peut noter l'écart grandissant entre le scénario moyen et les scénarios d'encadrement. Sur un horizon de quatre ans, il est de 9 TWh. C'est donc dire que la consommation visée par le Plan qui est de 165,6 TWh en 2005 dans le scénario moyen pourrait aussi bien se retrouver à 174,6 TWh dans un scénario fort ou encore à 157,0 TWh dans un scénario faible.

La plage comprise entre les scénarios fort et faible regroupe les évolutions les plus probables de la demande. Pour les fins de planification des approvisionnements, il est souvent utile de se référer à des scénarios intermédiaires, comme le mi-fort et le mi-faible, pour illustrer les conséquences de scénarios moins extrêmes. Les scénarios mi-fort et mi-faible sont obtenus par la moyenne entre chaque scénario d'encadrement et le scénario moyen. Ils sont représentés en pointillés au graphique 2.2.

Les études sur la performance de la prévision de la demande réalisées dans le passé et déposées à la Régie dans le cadre des audiences sur les tarifs de

1 transport³ montrent bien d'ailleurs la vraisemblance de ces scénarios
2 d'encadrement.

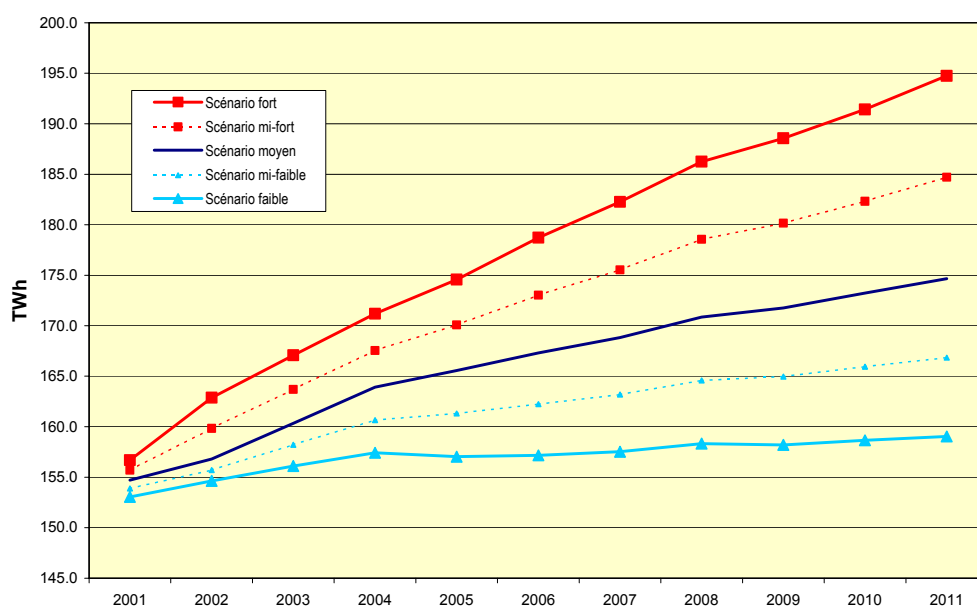
3

GRAPHIQUE 2.2

4

Scénarios d'encadrement et aléa sur la demande prévue 5 Consommation visée par le Plan

5

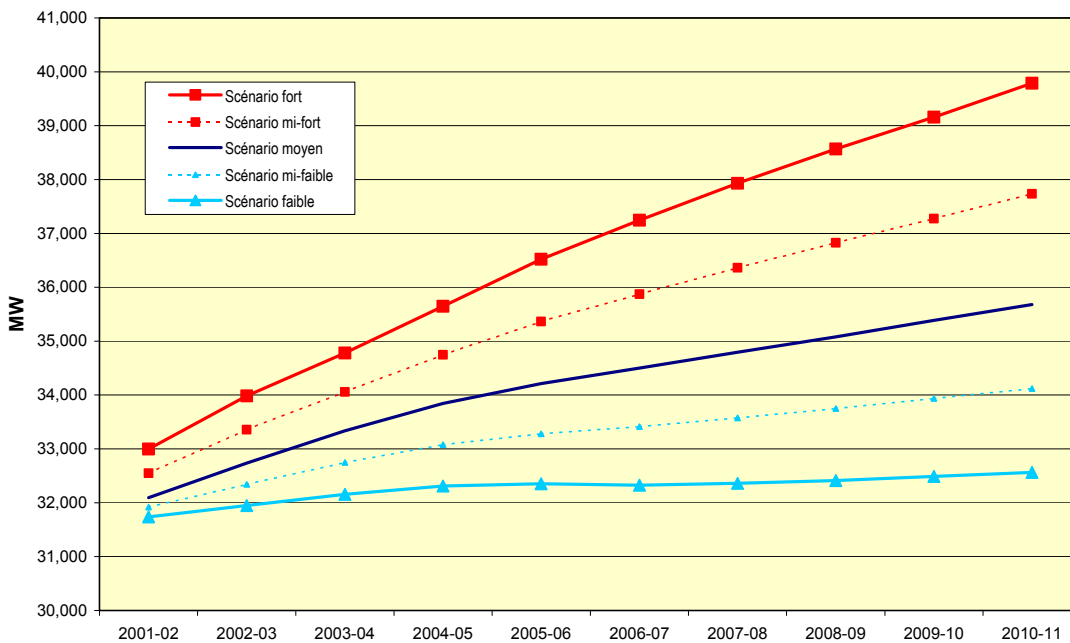


6 Le graphique 2.3 fournit l'information équivalente pour les besoins de
7 puissance.

³ Réponse d'Hydro-Québec à l'engagement numéro 11, pièce HQT-4, Document 2.5.1.

GRAPHIQUE 2.3

Scénarios d'encadrement et aléa sur la demande prévue Besoins en puissance visés par le Plan



2.5.2 L'aléa climatique

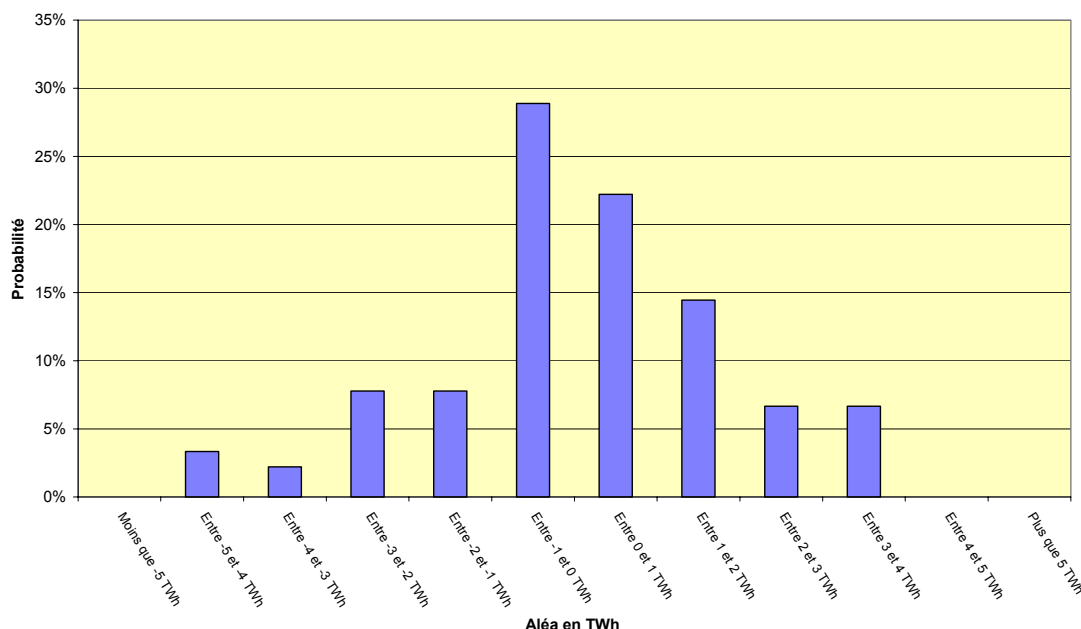
L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur la consommation d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales. L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie d'un mois à l'autre au cours d'une année. Cet aléa entraîne des variations horaires de la demande autour du profil de consommation prévu à conditions climatiques normales.

L'historique climatique des 30 dernières années appliqué à la structure de consommation de 2005 montre que l'écart-type de l'impact de l'aléa climatique est de 1,9 TWh. Aux conditions climatiques de l'hiver le plus froid

répertorié (combiné à un été chaud), les besoins seraient de près de 4 TWh de plus que lors d'une année moyenne. À l'opposé, l'hiver le plus chaud répertorié (combiné à une faible charge de climatisation l'été) donnerait lieu à des besoins inférieurs d'environ 4,8 TWh. La distribution des probabilités de l'aléa figure au graphique 2.4.

GRAPHIQUE 2.4

Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie Projection sur l'année 2005



En puissance, l'écart-type de l'aléa climatique atteint 1 200 MW aux mois de janvier et février, c'est-à-dire les mois où l'occurrence de pointe est la plus forte. Lors de ces mois, dans les cas plus extrêmes, l'aléa climatique peut atteindre 4 300 MW (voir graphique 2.5). Même lors des mois d'été, l'aléa peut atteindre 1 500 MW.

1

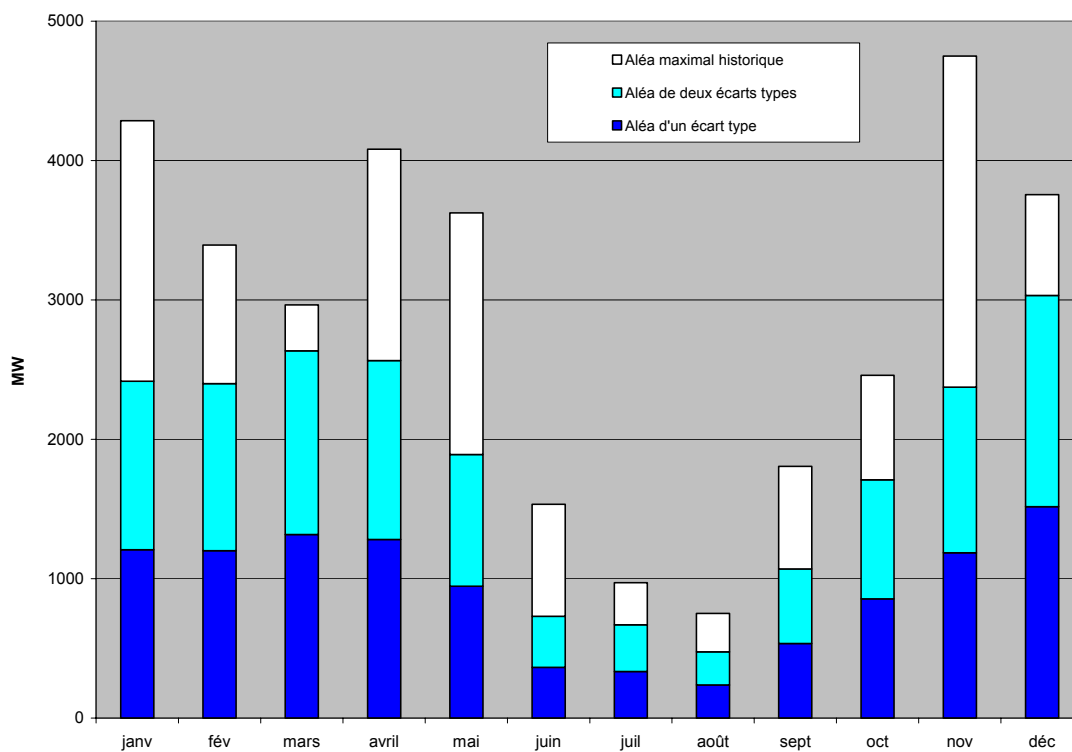
GRAPHIQUE 2.5

2

Aléa climatique sur les pointes mensuelles

3

Projection sur l'année 2005



ANNEXE 1A

ESTIMATION PRÉLIMINAIRE

DU POTENTIEL D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

ESTIMATION PRÉLIMINAIRE DU POTENTIEL D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE

Tel qu'annoncé dans son Plan stratégique 2000-2004, Hydro-Québec, de concert avec l'Agence de l'efficacité énergétique, est en voie de compléter une mise à jour du potentiel technico-économique d'économies d'énergie dans tous les marchés.

L'objectif de cette annexe est de présenter la méthodologie et les résultats préliminaires de la mise à jour 2001 du potentiel technico-économique d'économies d'énergie et d'en expliquer les principaux écarts avec l'évaluation du potentiel qui avait été diffusée en 1992. Elle vise également à fournir les principaux critères ayant servi à établir la provision de 0,4 TWh/an de nouvelles économies d'énergie à l'horizon 2006 intégrée au premier Plan du Distributeur.

Le potentiel d'économies d'énergie

L'analyse globale d'un programme ou d'un ensemble de programmes passe par une analyse de rentabilité qui repose sur l'évaluation du potentiel réalisable d'économies d'énergie pour chaque mesure étudiée. Pour établir ce potentiel réalisable, il faut d'abord procéder à une évaluation du potentiel technico-économique.

Le potentiel technico-économique

Méthodologie

Le **potentiel technico-économique** représente les économies d'énergie associées à l'implantation des mesures disponibles partout où cela est techniquement possible et économiquement rentable, sans tenir compte de l'acceptation des mesures par les consommateurs.

Du point de vue d'Hydro-Québec Distribution, il représente la somme des économies d'énergie qui pourraient être obtenues à un coût unitaire inférieur ou

1 égal au coût évité d'Hydro-Québec Distribution, aussi appelé coût marginal de
2 l'électricité (fourniture + transport + distribution).

3 Rappelons que le coût évité varie selon l'usage qui est fait de l'énergie et parfois,
4 selon le marché dans lequel elle est utilisée (résidentiel, commercial, institutionnel,
5 industriel). L'évaluation est alors effectuée par type d'usage et par marché.

6 Il faut noter que les particularités québécoises suivantes limitent le potentiel
7 technico-économique :

- 8 • Les coûts marginaux de l'électricité sont faibles car ils sont basés, à court
9 terme, sur un approvisionnement en électricité patrimoniale et sur
10 l'utilisation optimale des réseaux de transport et de distribution existants.
11 Ainsi, certaines technologies ne respectent pas, au Québec, les critères de
12 rentabilité reconnus alors que ces mêmes produits se retrouvent souvent
13 au coeur des mesures préconisées par les autres entreprises d'électricité.
- 14 • Les phénomènes d'effets croisés et cumulatifs ont un effet souvent négatif
15 au Québec, réduisant les économies réalisables. L'importance du chauffage
16 au Québec explique ce phénomène. La réduction de la consommation
17 électrique attribuable à l'utilisation de produits plus performants, dans le cas
18 de l'éclairage par exemple, peut créer un besoin de chauffage accru, car le
19 produit remplacé dégageait plus de chaleur que le nouveau. Dans les
20 régions où la température est plus chaude, les effets croisés sont positifs
21 puisque le même phénomène abaisse les besoins en climatisation.

22 La mise à jour 2001 du potentiel technico-économique d'économies d'énergie a
23 été confiée, par Hydro-Québec et l'Agence de l'efficacité énergétique, à une firme
24 d'experts. Le mandat de la firme a consisté essentiellement à mettre à jour la liste
25 des mesures d'économies d'énergie applicables, leur coût d'implantation et le gain
26 unitaire qui leur est associé. Pour ce faire, la firme d'experts a eu recours à une
27 approche de type micro-analytique. Elle a consulté plusieurs références,

1 notamment des rapports de programmes et projets pilotes antérieurs, des rapports
2 d'études de marchés, de la littérature technique et a fait appel, lorsque nécessaire,
3 à certains outils tels la simulation et le calcul analytique.

4 *Résultats préliminaires*

5 Les résultats préliminaires de la mise à jour du potentiel technico-économique
6 d'économies d'énergie sont présentés ci-après. Il est à noter que l'évaluation du
7 potentiel n'inclut pas nécessairement toutes les mesures d'économies d'énergie
8 envisageables pour tous les marchés; elle réfère plutôt aux technologies les plus
9 répandues actuellement et à certaines attendues au cours des prochaines
10 années.

11 Les nouvelles estimations de 2001 établissent le potentiel technico-économique à
12 environ 6 TWh/an à l'horizon de cinq ans. Comme l'illustre le tableau qui suit, les
13 trois marchés ont connu une baisse à peu près équivalente de leur potentiel en
14 comparaison avec l'évaluation qui avait été diffusée en 1992 et qui portait sur un
15 horizon de dix ans.

ÉVOLUTION DU POTENTIEL TECHNICO-ÉCONOMIQUE D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE (TWh)

Marché	Potentiel 1992	Potentiel 2001*	Ecart 1992-2001
Résidentiel	10,9	2,6	(8,3)
Commercial & institutionnel	7,4	2,2	(5,2)
Industriel	9,3	1,2	(8,1)
GRAND TOTAL	27,6	6,0*	(21,6)

*En validation.

Il est à noter que ces estimations du potentiel découlent de l'évaluation actuelle des coûts évités d'Hydro-Québec Distribution. Ces coûts évités pourraient devoir être ajustés lorsque les prix des prochains approvisionnements du Distributeur, en marge du volume d'électricité patrimoniale, seront mieux connus. Un ajustement des coûts évités entraînerait à son tour un ajustement des estimations du potentiel.

Voici les principaux facteurs responsables de la baisse du potentiel :

- Économies réalisées dans le cadre des programmes antérieurs.
- Effets tendanciels : effets d'entraînement des programmes d'Hydro-Québec et d'autres intervenants, impact de nouvelles normes et réglementations (électroménagers, éclairage, moteurs à haut rendement, appareils de traitement de l'air, chauffe-eau), rajeunissement du parc d'équipement par le remplacement des équipements à la fin de leur vie utile et du parc de bâtiments par la construction et la rénovation majeure.
- Meilleure connaissance, grâce à l'expérience acquise, de certains paramètres tels la diffusion actuelle des mesures, leurs coûts et gains énergétiques unitaires ainsi que les impacts des effets croisés et cumulatifs.

- 1 • Diminution des coûts évités par usage et marché par rapport à 1992 (voir
2 explication ci-après).

3 ***Explication de la baisse des coûts évités***

4 Les coûts évités retenus correspondent aux coûts de l'électricité anticipés par
5 Hydro-Québec Distribution sur un horizon d'analyse donné, équivalent à la durée
6 moyenne de vie des mesures considérées. Ces coûts ont évolué à la baisse
7 depuis 1992 et ce, au niveau de toutes leurs composantes :

- 8 • Le coût de fourniture pour Hydro-Québec Distribution correspond, à court
9 terme, au prix de l'approvisionnement en électricité patrimoniale fixé par la
10 Loi et n'intègre pas la notion du coût marginal des nouveaux
11 approvisionnements à venir. Le coût estimé des nouveaux
12 approvisionnements entre en considération après l'atteinte du volume
13 d'électricité patrimoniale.
- 14 • De même, au niveau du transport et de la distribution, les bas coûts
15 observés à court terme reflètent une disponibilité générale sur les réseaux
16 de transport et de distribution ainsi que les efforts entrepris pour optimiser
17 l'utilisation de ces réseaux.

18 Ces changements dans le calcul des coûts évités, auxquels s'ajoutent des
19 changements dans les paramètres économiques applicables, ont fait chuter ces
20 coûts, pour certains usages, dans une proportion de 50 % par rapport à leur
21 niveau de 1992.

1 **Faits saillants de la mise à jour du potentiel technico-économique**

2 **Marché résidentiel**

3 • Les mesures de comportements, telles la réduction de la température
4 ambiante, notamment durant les absences et la nuit, sont déjà adoptées
5 par une proportion significative de la clientèle.

6 • Certains accessoires tels la pomme de douche ne font plus partie du
7 potentiel compte tenu qu'aujourd'hui les manufacturiers distribuent des
8 produits très efficaces en lien avec les règlements en vigueur. Il en va de
9 même pour les électroménagers qui font maintenant l'objet de
10 réglementations plus sévères.

11 • Le potentiel se retrouve principalement au niveau de l'usage « chauffage »,
12 pour lequel les mesures touchant l'abaissement de la température ambiante
13 et l'utilisation de thermostats électroniques représentent encore la majeure
14 partie du potentiel.

15 • Certaines mesures concernant l'amélioration de l'enveloppe thermique des
16 bâtiments existants lors de rénovations représentent également une part
17 significative du potentiel.

18 • Un potentiel significatif est associé à l'utilisation d'une minuterie pour
19 réduire le temps de fonctionnement du filtre de la piscine.

20 • Le potentiel relatif à la nouvelle construction est intégré dans celui des
21 usages du marché existant.

22 **Marchés commercial et institutionnel**

23 • En ce qui concerne l'enveloppe thermique, la nouvelle construction et
24 l'agrandissement sont assujettis au *Règlement sur l'économie de l'énergie*

1 *dans les nouveaux bâtiments.* Le potentiel rentable, au-delà des
2 prescriptions de ce règlement, est relativement faible. Dans la rénovation,
3 le potentiel rentable en matière d'enveloppe thermique est aussi faible en
4 raison du coût élevé des mesures.

- 5 • Le potentiel se situe principalement dans les usages « éclairage » et
6 « traitement de l'air (chauffage, ventilation, climatisation, récupération de
7 chaleur) », autant pour la nouvelle construction que pour la rénovation. Les
8 mesures visant l'optimisation des contrôles et une meilleure gestion des
9 équipements constituent une portion importante de ce potentiel.

10 ***Marché industriel***

- 11 • Le contrôle des procédés apparaît maintenant comme la composante
12 dominante du potentiel d'économies d'énergie.
- 13 • Une autre composante importante est celle liée à un changement de
14 comportements dans l'opération des usines. Toutefois, l'implantation de ces
15 comportements et leur maintien s'avèrent souvent difficiles.
- 16 • Les moteurs à haut rendement sont exclus de l'analyse puisqu'ils font
17 l'objet d'une réglementation au Canada depuis 1997.
- 18 • Les usages autres que la force motrice, largement dominés par
19 l'électrolyse, voient une réduction importante de leur potentiel. Cette
20 réduction vient du fait qu'aucun potentiel n'a été associé à l'amélioration
21 des procédés, parce que cette amélioration est réalisée de façon naturelle
22 par les clients lors des modernisations et des nouvelles implantations.

23 ***Le potentiel réalisable : un objectif réaliste***

24 Le potentiel réalisable se définit comme l'ensemble des économies d'énergie
25 associées à l'implantation de mesures économiquement rentables qui seraient

1 adoptées par les clients dans le cadre d'interventions commerciales sur un horizon
2 donné. Partant du potentiel technico-économique, le potentiel réalisable intègre
3 donc une prévision du comportement d'adoption du consommateur en réponse à
4 l'offre commerciale.

5 Plusieurs facteurs peuvent influencer l'adoption ou le maintien d'une mesure par le
6 consommateur, à savoir:

- 7 • les tarifs peu élevés au Québec, qui incitent moins à des comportements
8 efficaces ;
- 9 • le manque de motivation et de persistance dans le cas de mesures
10 comportementales ;
- 11 • le comportement d'achat : les gains en efficacité énergétique sont souvent
12 en concurrence avec d'autres critères de décision tels la recherche de
13 l'esthétique et l'amélioration du confort ;
- 14 • la période de recouvrement de l'investissement acceptable pour le client qui
15 varie selon le type de mesure et le marché ;
- 16 • le scepticisme à l'égard des bénéfices liés à la mesure proposée (crainte de
17 réduction de confort, difficulté d'évaluer les économies résultantes) ;
- 18 • diverses autres considérations commerciales comme la structure du
19 marché, le nombre de fabricants, la distribution des produits efficaces et la
20 disponibilité de produits moins efficaces sur le marché, surtout s'ils sont
21 moins chers ;
- 22 • l'aversion pour le risque et la crainte d'une réduction de la fiabilité des
23 équipements, surtout dans le marché industriel.

1 Par ailleurs, dans le cadre d'une récente étude auprès du marché résidentiel, une
2 majorité de répondants s'est dite toujours préoccupée par les questions d'efficacité
3 énergétique. Cet intérêt laisse croire que la clientèle résidentielle accueillerait
4 favorablement de nouvelles actions en économies d'énergie.

5 L'évaluation du potentiel technico-économique résiduel, la prise en compte des
6 facteurs d'influence exposés plus haut et l'expérience qu'il a acquis au cours des
7 dernières décennies ont amené le Distributeur à établir une provision de
8 0,4 TWh/an de nouvelles économies d'énergie à l'horizon 2006, qui pourront être
9 réalisées par de nouvelles interventions auprès de l'ensemble de ses clientèles.
10 Cette provision représente environ 7% du potentiel technico-économique d'environ
11 6 TWh/an.

12 Rappelons que le résultat du dernier Projet d'efficacité énergétique a atteint
13 2,5 TWh/an, soit près de 10% du potentiel qui était alors estimé à 27,6 TWh/an.
14 Ce résultat de 2,5 TWh/an a été atteint en 1998 après huit années d'efforts tandis
15 que la provision de 0,4 TWh/an est associée à trois années d'intervention
16 seulement. De plus, l'atteinte du résultat de 2,5 TWh a requis des investissements
17 d'Hydro-Québec de plus de 300 M\$.

18 Dans le potentiel technico-économique résiduel, il subsiste une certaine part de
19 mesures légères et comportementales qui requièrent peu d'investissements et
20 qu'Hydro-Québec Distribution visera à réaliser tout en ne négligeant pas les
21 mesures plus lourdes et plus complexes qui contribuent aussi au potentiel. Ces
22 dernières mesures, qui touchent à la structure des bâtiments ou à des
23 équipements importants, ne sont généralement rentables que lorsqu'elles
24 s'insèrent dans le cadre de rénovations déjà prévues ou de nouvelles
25 constructions. Elles ne peuvent donc être réalisées aussi rapidement qu'on le
26 souhaiterait; il faut accepter qu'elles s'implantent au rythme naturel de rénovation
27 et de construction des bâtiments.

1 Certains scénarios d'interventions sont présentement à l'étude, visant
2 particulièrement à couvrir les usages où il subsiste le plus grand potentiel
3 technico-économique. Ces scénarios seront précisés et feront notamment l'objet
4 d'échange avec les intervenants.

5 **Conclusion**

6 Hydro-Québec, de concert avec l'Agence de l'efficacité énergétique et par
7 l'intermédiaire d'une firme d'experts, est en voie de compléter une importante mise
8 à jour du potentiel d'économies d'énergie dans tous les marchés. Les estimations
9 préliminaires qui en découlent établissent le potentiel résiduel d'économies
10 d'énergie à environ 6 TWh/an à l'horizon de cinq ans.

11 S'appuyant sur ces estimations du potentiel, Hydro-Québec Distribution a intégré
12 dans son Plan une provision de 0,4 TWh/an pour de nouvelles économies
13 d'énergie pouvant être réalisées à l'horizon 2006.

14 Le Distributeur compte initier, dès l'automne 2001, une démarche d'information et
15 d'échanges en matière d'efficacité énergétique. Cette démarche, débutant par le
16 dépôt du Plan, conduira à l'élaboration d'un plan global en efficacité énergétique
17 qui sera soumis à la Régie en 2002. Dans le cadre de l'élaboration de ce plan
18 global en efficacité énergétique, le Distributeur compte présenter le potentiel
19 d'économies d'énergie, proposer les interventions commerciales les plus
20 performantes et identifier un mode de financement approprié et acceptable pour
21 l'ensemble des clientèles.

ANNEXE 1B

SCÉNARIOS D'ENCADREMENT

DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Scénarios d'encadrement fort et faible - méthodologie

Pour effectuer les scénarios fort et faible de la prévision de la demande d'électricité en énergie, la méthodologie utilisée est sensiblement la même que pour le scénario moyen. Des scénarios d'encadrement sont d'abord effectués pour la démographie et les prix des combustibles. Ceux-ci servent d'intrants pour l'élaboration des scénarios économiques fort et faible. Ces données démographiques et économiques et ces prix des combustibles sont utilisés dans les modèles technico-économiques pour les clients du secteur Domestique et Agricole, ceux du secteur Industriel PME et la majeure partie des clients du secteur Général et Institutionnel. Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'analyse se fait par client en fonction des incertitudes de marché et la situation économique.

Pour ce qui est des scénarios fort et faible des besoins réguliers en puissance, la prévision est faite globalement, sans distinction des usages. Un indice, correspondant à un ratio puissance-énergie, est calculé sur l'ensemble des besoins du scénario moyen. Il est ensuite appliqué à la prévision des besoins en énergie des scénarios fort et faible pour en déduire la prévision des besoins réguliers en puissance à la pointe d'hiver.

Présentation du scénario fort

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2011 s'élèvent à 194,7 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %.

Elles sont supérieures de 20,1 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 43 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 33 % au secteur Général et Institutionnel, 16 % au secteur Domestique et Agricole, 7 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.

Dans ce scénario, la croissance démographique est plus forte, ce qui a pour effet d'accroître la demande intérieure. La main-d'œuvre est également plus abondante, ce qui permet d'avoir les ressources nécessaires pour assurer des taux de croissance élevés du PIB. Dans ce contexte, le Québec bénéficie d'une productivité accrue qui le rend plus compétitif et lui permet d'aller chercher les opportunités d'affaires qui se présentent chez ses principaux partenaires commerciaux, également en meilleure santé économique. Les exportations du Québec sont donc fortes et contribuent à leur tour au renforcement de la croissance.

Pour les secteurs Domestique et Agricole et Général et Institutionnel, c'est aux variables démographiques que l'on doit le plus gros de l'écart. Le reste provient des variables économiques et, dans le commercial, des prix des combustibles.

Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les prévisions du PIB manufacturier et le déploiement des programmes commerciaux.

Pour le secteur Industriel Grandes entreprises, l'écart est en majeure partie dû aux hypothèses retenues sur l'évolution des ventes dans les secteurs de la fonte et affinage et des pâtes et papiers. À cela s'ajoute un contexte favorable au développement des projets miniers et de ferro-alliages et du marché de l'acier. Dans ce scénario, l'activité manufacturière forte stimule la croissance.

Pour ce qui est des besoins réguliers au Québec, la prévision passera de 33 050 MW à la pointe de l'hiver 2001-2002 à 39 860 MW à la pointe de l'hiver 2010-2011. Cette augmentation de 6 810 MW représente une croissance annuelle moyenne de 760 MW, soit 2,1 % annuellement. Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de 4 110 MW à l'horizon de l'hiver 2010-2011.

1 **Présentation du scénario faible**

2 Les ventes prévues au scénario faible sont de 159,0 TWh en 2011, ce qui
3 représente une croissance annuelle moyenne de 0,4 % sur la période 2001-2011.
4 Elles sont inférieures au scénario moyen de 15,6 TWh. Cet écart se répartit de la
5 manière suivante : 48 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 24 % au
6 secteur Général et Institutionnel, 22 % au secteur Domestique et Agricole et 5 %
7 au secteur Industriel PME. Il est à noter que les facteurs explicatifs sont
8 sensiblement les mêmes que dans le scénario fort, mais en négatif.

9 La prévision des besoins réguliers à la pointe de l'hiver 2001-2002 est de
10 31 790 MW et celle de l'hiver 2010-2011 est de 32 620 MW. La faible
11 augmentation de 830 MW représente une croissance annuelle moyenne d'environ
12 90 MW, soit 0,3 % annuellement sur l'ensemble de la période. Par rapport au
13 scénario moyen, la pointe de l'hiver 2010-2011 est inférieure de 3 130 MW.

14 **TABLEAU B.1**
15 **Scénarios d'encadrement de prévision de la demande**
16 **Ventes en TWh**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. 01-11
Scénario moyen	154,6	156,7	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6	20,0
Scénario fort	156,6	162,8	167,0	171,1	174,5	178,7	182,2	186,2	188,5	191,4	194,7	38,1
Scénario faible	152,9	154,5	156,0	157,3	156,9	157,1	157,5	158,3	158,1	158,6	159,0	6,0

17

TABLEAU B.2

**Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Besoins en puissance en MW**

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Croiss. 01-10
Scénario moyen	32150	32790	33390	33900	34270	34560	34860	35140	35450	35750	3600
Scénario fort	33050	34040	34840	35710	36580	37310	38000	38640	39230	39860	6810
Scénario faible	31790	32000	32210	32370	32410	32380	32420	32470	32550	32620	830