

État d'avancement du Plan

1 **1. CONTEXTE ET FAITS SAILLANTS**

2 **1.1. Contexte**

3 **1.1.1. Cadre juridique**

4 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*¹
5 (le Règlement), adopté en vertu du paragraphe 7 de l'article 114 de la *Loi sur la*
6 *Régie de l'énergie* (la «Loi»)², le Distributeur doit soumettre à la Régie de
7 l'énergie (la «Régie») un plan d'approvisionnement à tous les trois ans³. Le 24
8 octobre 2001, le Distributeur a soumis son premier plan d'approvisionnement (le
9 «Plan»), lequel a été approuvé par la Régie le 2 août 2002⁴.

10 Le Distributeur doit également présenter un plan concernant l'avancement du
11 plan d'approvisionnement (l'«État d'avancement»), au plus tard le 1^{er} novembre
12 de la première et de la seconde année suivant celle de son dépôt.

13 **1.1.2. Caractère évolutif du Plan**

14 Selon l'article 5 du Règlement, l'État d'avancement doit faire état des résultats
15 atteints et de la suffisance des approvisionnements en fonction des critères
16 définis aux sous-paragraphe b et c du paragraphe 2° de l'article 1. Ces critères
17 sont les caractéristiques des contrats d'approvisionnements existants et
18 additionnels requis pour satisfaire les besoins du marché, y compris les besoins
19 découlant de l'application de critères associés à la sécurité des
20 approvisionnements.

21 La prévision des besoins énergétiques et la planification des moyens pour les
22 satisfaire constituent un processus continu dont les résultats sont susceptibles
23 d'évolution. Le Distributeur l'a d'ailleurs bien souligné dans son Plan. En
24 prévoyant que l'approbation du plan d'approvisionnement est un exercice
25 triennal⁵, avec un mécanisme de suivi annuel de l'avancement⁶, le législateur
26 reconnaît lui-même le caractère évolutif de celui-ci.

1 (2001) 133 G.O. II, 6038.

2 L.R.Q., c. R-6.01.

3 Article 4.

4 Décision D-2002-169, du 2 août 2002.

5 Article 4 du Règlement.

6 Article 5 du Règlement.

1 Ainsi, d'une part, la prévision de la demande est un exercice continu,
2 régulièrement révisé et raffiné. D'autre part, la mise en oeuvre du plan
3 d'approvisionnement demande des ajustements ponctuels en fonction de
4 l'évolution de la situation réelle, par rapport à ce qui avait été prévu. Cela a été
5 souligné par les témoins du Distributeur devant la Régie⁷. À titre d'exemple :

6 *« L'ensemble de ces besoins et leur variabilité nous ont amenés à*
7 *proposer un certain nombre de stratégies. Un plan d'approvisionnement,*
8 *fondamentalement, c'est un ensemble de stratégies qui permettent*
9 *d'assurer la sécurité d'approvisionnement, et la flexibilité compte tenu de*
10 *la variabilité que nous avons vue ne peut être qu'un élément majeur. »*
11 (Témoignage de M. J.-P. Léveillé, n.s., vol. 3, page 28.)

12 **1.2. Faits saillants**

13 **1.2.1. Prévision de la demande et des besoins, selon le scénario moyen**

14 L'État d'avancement est basé sur la plus récente prévision de long terme de la
15 demande d'électricité, émise en août 2002. À l'horizon 2011, les principaux
16 éléments de cette prévision qui diffèrent par rapport à la prévision d'août 2001,
17 présentée dans le Plan 2002-2011⁸, sont la prise en compte (1) des nouveaux
18 besoins d'Aluminerie Alouette dans le scénario moyen (+4,2 TWh), (2) des
19 besoins relatifs à la bi-énergie CII⁹, suite à la décision D-2002-115¹⁰ (+1,3 TWh)
20 et (3) d'une provision plus élevée pour les économies d'énergie (-1 TWh).

21 Pour les marchés québécois rattachés au réseau intégré de TransÉnergie (donc,
22 abstraction faite des besoins des réseaux autonomes), la demande en énergie
23 passera de 156,7 TWh en 2002 à 179,7 TWh en 2011 (une augmentation de
24 14,7 pour cent, soit en moyenne 1,5 pour cent annuellement). Par rapport à la
25 prévision présentée dans le Plan 2002-2011, la demande à l'horizon 2011 est
26 plus élevée de 5,0 TWh¹¹.

27 Pour ces mêmes marchés, la demande en puissance passera de 31 860 MW en
28 2001-2002 à 36 060 MW en 2010-2011 (une augmentation de 13,2 pour cent,
29 soit en moyenne 1,4 pour cent annuellement). Par rapport à la prévision

⁷ Dossier R-3470-2001.

⁸ Dossier R-3470-2001, HQD-2, document 1.

⁹ Bi-énergie dans les secteurs commercial, industriel et institutionnel.

¹⁰ Dossier R-3471-2001, décision D-2002-115 du 24 mai 2002.

¹¹ Dans tous les tableaux, les chiffres peuvent être calculés à partir de valeur non arrondies. Il est possible que les résultats soient différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les recalculant à partir des données arrondies présentées dans le présent document.

1 présentée dans le Plan 2002-2011, la demande à l'horizon 2010-2011 est plus
2 élevée de 370 MW.

3 En tenant compte des pertes de transport et de distribution, les besoins en
4 énergie en 2011 seront de 193,7 TWh. Par rapport à la prévision présentée dans
5 le Plan 2002-2011, les besoins à l'horizon 2011 sont plus élevés de 4,0 TWh.
6 Cette prévision incorpore une nouvelle estimation des pertes qui entraîne une
7 baisse des besoins de 1 TWh.

8 En tenant compte de la réserve à maintenir, les besoins en puissance installée
9 en 2011 seront de 39 600 MW.

10 **1.2.2. Mise en oeuvre du Plan**

11 Le Plan demeure fondé sur les stratégies que le Distributeur a proposées
12 antérieurement et que la Régie a acceptées¹². Ainsi, le Distributeur a attribué des
13 contrats totalisant 1200 MW, lesquels seront soumis à la Régie pour approbation
14 en décembre 2002. Il lancera, en 2003, un appel d'offres visant l'acquisition, sur
15 les marchés de court terme pour 2005, 2006 et 2007, du service modulable de
16 400 MW, que la Régie a reconnu comme étant nécessaire. Il lancera aussi un
17 appel d'offres sur les marchés de long terme pour ce service modulable de
18 400 MW, pour 2008. Par ailleurs, le Distributeur aura recours à des ententes de
19 court terme pour les approvisionnements additionnels relatifs au tarif BT.

20 La mise en œuvre du Plan intègre aussi les changements identifiés quant aux
21 besoins et prend en compte les intentions annoncées du gouvernement du
22 Québec relativement aux quote-parts d'énergie éolienne et d'énergie produite à
23 partir de biomasse forestière. En effet, selon ces intentions, le Distributeur devra
24 acquérir 1000 MW d'éoliennes et 200 MW d'électricité produite à partir de
25 biomasse forestière.

¹² Décision D-2002-169, du 2 août 2002.

1 Par rapport aux approvisionnements additionnels requis prévus dans le Plan
2 2002-2011, on note les différences suivantes, pour 2008 et 2011 :

3

	PLAN 2002-2011 (TWh)	PLAN 2002-2011 + ALUMINERIE ALOUETTE (TWh)	ÉTAT D'AVANCEMENT NOV. 2002 (TWh)	DIFFÉRENCE (TWh)
ANNÉE 2008	6,4	10,6	10,4	-0,2
ANNÉE 2011	10,8	15,0	14,8	-0,2

4

5 2. SUIVI DE LA DÉCISION D-2002-169

6 Outre les exigences du Règlement mentionnées plus haut, la Régie a énoncé
7 dans sa décision D-2002-169 relative au Plan, un certain nombre de demandes
8 spécifiques. Pour fins de référence, le Distributeur résume ici sa réponse à ces
9 demandes.

10 2.1. Provision pour efficacité énergétique

11 *« La Régie note également que le Distributeur prend en compte une
12 provision de 0,4 TWh en vue d'éventuelles mesures devant être
13 approuvées dans le cadre de l'étude du dossier R-3473-2001. La Régie
14 accepte la provision de 0,4 TWh. Elle s'attend, par contre, à ce que les
15 résultats à venir dans le dossier R-3473-2001 ou d'autres informations
16 pouvant affecter l'estimation de 0,4 TWh soient intégrés dans les états
17 d'avancement annuels du plan. » (page 20)*

18 Comme il appert du tableau 3.4, le Distributeur a porté la provision pour les
19 nouveaux programmes d'efficacité énergétique à 0,6 TWh¹³ à l'horizon 2006 et à
20 1,4 TWh à l'horizon 2011. Il est cependant encore trop tôt pour connaître les
21 conclusions du dossier R-3473-2001.

22 2.2. Prévision des ventes pour la bi-énergie CII

23 *« [La Régie] juge qu'il est important que la prévision de la demande
24 présente de façon distincte les ventes prévues à des tarifs de gestion de
25 la consommation, des ventes régulières, compte tenu de la nature
26 interrompible des ventes à ce tarif et du fait qu'elles sont exclues du volume*

¹³ Ce qui correspond à la mise en œuvre de moyens permettant d'atteindre une quantité équivalant à 750 GWh en fin d'année.

1 *de consommation de l'électricité patrimoniale. La Régie demande donc au*
2 *Distributeur d'ajuster, dans le cadre des états d'avancement annuels du*
3 *plan, sa prévision de ventes au tarif BT et de la présenter de façon*
4 *distincte des ventes régulières. Puisque la décision D-2002-115 maintient*
5 *le tarif à son taux actuel, le Distributeur devrait réviser sa prévision sur*
6 *tout l'horizon du plan, sur la base des ventes réalisées dans les dernières*
7 *années. » (page 20)*

8 Comme le démontre la section 3.1, la prévision des ventes régulières répond à
9 cette exigence de la Régie.

10 **2.3. Consommation d'électricité patrimoniale**

11 *« La Régie note que le plan d'approvisionnement du Distributeur est basé*
12 *sur un approvisionnement en électricité patrimoniale de 165 TWh. Afin de*
13 *connaître précisément le volume d'électricité patrimoniale consommé, elle*
14 *demande au Distributeur de présenter, dans le cadre des états*
15 *d'avancement annuels du plan, le calcul du volume d'électricité*
16 *patrimoniale livré aux consommateurs. » (page 27)*

17 Pour l'année 2001, le volume de consommation patrimoniale s'élève à 151 TWh.
18 En tenant compte des pertes de transport et de distribution, le volume
19 d'électricité patrimoniale fourni par Hydro-Québec Production totalise 162,1 TWh.

20 Les chiffres de l'année 2002 ne seront disponibles qu'en 2003.

21 **2.4. Estimation des coûts évités**

22 *« La Régie considère que le calcul des coûts évités pour les années post-*
23 *patrimoniales doit être basé sur les prix obtenus au cours des appels*
24 *d'offres, en tenant compte du coût de transport. Ainsi, elle s'attend à ce*
25 *que le Distributeur révise les estimations du coût évité à la suite des*
26 *résultats du premier appel d'offres et les dépose dans le rapport annuel*
27 *d'état d'avancement du plan. » (page 21)*

28 Ces coûts évités ont effectivement été réévalués à la lumière des résultats du
29 premier appel d'offres ; ils sont présentés à la section 4.2.3. Le Distributeur
30 prévoit être en mesure de présenter une étude détaillée des coûts évités au
31 début de l'année 2003, dans le cadre du dossier R-3473-2001.

1 **2.5. Fiabilité des approvisionnements, en énergie**

2 « [...] le Distributeur devra indiquer, dans le cadre des états d'avancement
3 annuels du plan, les quantités d'énergie prévues permettant de satisfaire,
4 sur l'horizon du plan, les besoins en électricité des Québécois selon le
5 scénario fort envisagé à ce moment-là. » (page 47)

6 Les informations à cet égard sont présentées en détail à la section 6.2.

7 **2.6. Fiabilité des approvisionnements, en puissance**

8 « La Régie accepte le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne
9 pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année adopté
10 par le Distributeur. À cet effet, le Distributeur devra mettre à jour, dans le
11 cadre des états d'avancement annuels du plan, les quantités de puissance
12 sous contrat permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan, les besoins en
13 électricité des Québécois avec une espérance de délestage de 2,4 heures
14 par année [...] » (page 47)

15 Les informations à cet égard sont présentées en détail à la section 6.3.

16 **2.7. Alimentation des réseaux autonomes**

17 « La Régie accepte le plan du Distributeur pour l'alimentation des réseaux
18 autonomes. Le Distributeur a fourni une liste des moyens alternatifs
19 envisagés pour l'alimentation de ces réseaux. La Régie souhaite être
20 informée de l'avancement de ces études techniques et économiques dans
21 le cadre des états d'avancement annuels du plan. » (page 54)

22 Les moyens alternatifs envisageables ne semblent toujours pas économiques
23 pour le moment, à l'exception du projet de raccordement de La Romaine au
24 réseau de transport intégré. Une décision sur ce projet devrait être prise en 2003.
25 Dans l'éventualité où le Distributeur se proposerait de le mettre en œuvre, il le
26 soumettrait à la Régie, conformément aux dispositions de l'article 73 de la Loi.
27 Par ailleurs, le Plan demeure inchangé relativement à l'alimentation des réseaux
28 autonomes.

29 **2.8. Critère lié au développement durable**

30 « La Régie demande au Distributeur de proposer à la Régie, avant le
31 prochain appel d'offres de long terme, un critère non monétaire relié au
32 développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à
33 l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires
34 de la grille de sélection. » (page 72)

1 Comme le Distributeur l'indique à la section 5 de l'État d'avancement, les
2 prochains appels d'offres de long terme devraient être lancés en 2003 et
3 porteront (1) sur le service modulable de 400 MW et (2) sur les blocs d'énergie
4 (éolienne et biomasse forestière) qui seront déterminés par règlement.

5 Dans le cas de l'appel d'offres portant sur le service modulable de 400 MW, le
6 Distributeur poursuit ses travaux sur un critère relatif au développement durable,
7 qui serait applicable dans un contexte d'appel d'offres.

8 Dans le cas particulier des blocs d'énergie qui seront déterminés par règlement,
9 le Distributeur conclut qu'il n'est pas opportun d'inclure un critère relatif au
10 développement durable.

11 **3. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

12 **3.1. Prévision**

13 Le Distributeur présente ici le scénario moyen de la plus récente prévision de la
14 demande d'électricité, soit celle de la révision d'août 2002. Les contextes
15 démographique, économique et énergétique sur lesquels s'appuie cette prévision
16 sont présentés à l'annexe B. La prévision inclut en totalité les besoins des
17 réseaux municipaux et de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-
18 Baptiste-de-Rouville.

19 Les deux grandes composantes de la prévision de la demande d'électricité au
20 Québec sont la prévision en énergie (en TWh), comprenant principalement la
21 prévision des ventes par secteur de consommation et la prévision des besoins en
22 puissance du réseau au Québec (en MW), comprenant notamment la prévision
23 de la pointe d'hiver.

24 **3.1.1. Prévision des ventes régulières au Québec – par secteur de** 25 **consommation**

26 En 2011, les ventes d'électricité devraient s'élever à 179,7 TWh. Cela représente
27 une augmentation de 25,1 TWh sur la période 2001-2011, soit un taux annuel
28 moyen de croissance de 1,5 % ou environ 2,5 TWh par an. Par rapport à la
29 croissance observée sur la période 1991-2001, cela représente un léger
30 ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance totale des
31 ventes au Québec s'est établie à 25,8 TWh, soit en moyenne 2,6 TWh par an ou
32 un taux annuel moyen de 1,8 %.

1 C'est au secteur industriel (PME + Grandes entreprises) que l'on doit l'essentiel
2 de la croissance prévue (63 %) ; les secteurs Domestique et Agricole ainsi que
3 Général et Institutionnel y contribuant respectivement pour 15 % et 18 %.

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

6 **a) Domestique et Agricole**

7 Au secteur Domestique et Agricole, qui représente 34 % des ventes au Québec,
8 la croissance prévue sur la période 2001-2011 est de 3,8 TWh. Cela correspond
9 à un taux de croissance annuel moyen de 0,7 %, par comparaison à 1,5 % pour
10 l'ensemble des ventes au Québec. La croissance dans ce secteur provient
11 essentiellement de la formation de ménages et, dans une moindre mesure, de la
12 croissance du revenu personnel disponible.

13 **b) Général et Institutionnel**

14 Au secteur Général et Institutionnel (20 % des ventes au Québec), la croissance
15 prévue sur la période 2001-2011 est de 4,6 TWh, ce qui équivaut à un taux de
16 croissance annuel moyen de 1,4 %. Cette croissance s'explique essentiellement
17 par l'accroissement de la population (et des besoins en services qui en
18 découlent), du PIB tertiaire (stimulé notamment par l'économie du savoir) et du
19 revenu personnel disponible. À ces facteurs s'ajoutent les prix des autres formes
20 d'énergie qui influencent favorablement la position concurrentielle de l'électricité.

21 **c) Industriel PME**

22 Au secteur Industriel PME (6 % des ventes au Québec), la croissance prévue
23 des ventes d'électricité sur la période 2001-2011 s'établit à 2,2 TWh. Cela
24 correspond à un rythme de croissance annuel plus soutenu que celui de la
25 moyenne des ventes au Québec (2,1 % versus 1,5 %). Cette croissance des
26 ventes s'explique principalement par l'accroissement du PIB manufacturier et par
27 la diffusion des services à l'implantation des électrotechnologies.

28 **d) Industriel Grandes entreprises**

29 Au secteur Industriel Grandes entreprises (37 % des ventes au Québec), la
30 croissance prévue des ventes s'élève à 13,7 TWh sur la période 2001-2011, ce
31 qui équivaut à un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %. Cette croissance
32 est en grande partie attribuable aux projets d'investissement dans le secteur
33 fonte et affinage, notamment l'expansion de l'aluminerie Alouette dont la mise en
34 service est prévue pour 2005. À lui seul, ce projet compte pour près de 4,2 TWh
35 de la croissance prévue. Sans ce projet, le taux de croissance annuel moyen des
36 ventes au secteur Industriel Grandes entreprises serait de 1,6 %.

1 **e) Autres**

2 Le secteur Autres regroupe les réseaux municipaux, l'éclairage des voies
3 publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux municipaux
4 comptent pour 3,9 TWh ou 83 % du total du secteur Autres en 2001.

5 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des ventes
6 s'élève à 0,8 TWh entre 2001 et 2011 ou 1,5 % par an en moyenne. Près de la
7 moitié de cette croissance provient des réseaux de distribution municipaux. La
8 prise en compte à plus long terme d'innovations technologiques et, dans une
9 moindre mesure, le transport public seront les principales autres sources de
10 croissance de la demande.

11

Tableau 3.1
Prévision des ventes régulières au Québec par secteur de consommation
Scénario moyen (TWh)

	2001 ¹	2002 ²	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Domestique et Agricole	52,7	52,9	53,3	53,9	54,1	54,5	54,9	55,4	55,6	56,1	56,6	3,8
Général et Institutionnel	30,8	31,0	31,9	32,6	33,0	33,6	33,9	34,4	34,6	35,0	35,4	4,6
Industriel PME	9,5	9,8	10,3	10,6	10,9	11,0	11,1	11,3	11,4	11,5	11,7	2,2
Industriel Grandes entreprises	56,8	58,0	61,0	62,5	64,4	67,7	68,6	69,3	69,6	70,1	70,5	13,7
Autres	4,8	4,8	4,8	4,8	4,9	4,9	5,0	5,2	5,3	5,4	5,5	0,8
VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC	154,6	156,6	161,3	164,5	167,2	171,7	173,5	175,6	176,5	178,1	179,7	25,1

¹ Données publiées, normalisées pour les conditions climatiques.

² Incluant les ventes publiées de janvier à août 2002, normalisées pour les conditions climatiques.

12
13

14 **3.1.2. Ventes pour la bi-énergie CII**

15 Les ventes pour la bi-énergie CII (secteurs commercial, institutionnel et
16 industriel) assujetties au tarif BT, représentent 1 % des ventes régulières au
17 Québec en 2001. Suite à la décision D-2002-115 de la Régie, la prévision des
18 ventes donnée au tableau 3.1 inclut des ventes pour la bi-énergie CII, reflétant
19 une hypothèse de maintien du tarif BT sur tout l'horizon de prévision.

20 Le tableau 3.2 qui suit, donne la prévision des ventes à la bi-énergie CII par
21 secteur de consommation. Sur l'ensemble de la période, la croissance est de 0,6

1 TWh soit un taux de croissance moyen de 3,3 % par année. Sa contribution à la
2 croissance totale représente un peu plus de 2 %.

3

Tableau 3.2

Prévision des ventes à la bi-énergie CII (tarif BT)
par secteur de consommation - Scénario moyen (TWh)

	2001	2002 ¹	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Domestique et Agricole	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,0
Général et Institutionnel	1,2	1,2	1,5	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	0,4
Industriel	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,1
Total des ventes bi-énergie CII	1,6	1,6	2,0	2,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	0,6

4

¹ Incluant les ventes publiées de janvier à août 2002.

5 **3.1.3. Prévision en puissance – par usage final**

6 Les besoins réguliers en puissance au Québec passeront de 31 920 MW pour la
7 pointe de l'hiver 2001-2002 à 36 120 MW pour la pointe de l'hiver 2010-2011, soit
8 une croissance de 4 200 MW représentant une croissance annuelle moyenne de
9 470 MW ou 1,4 %.

10 La prévision par usage est détaillée ci-après.

11 **a) Chauffage des locaux**

12 Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente 32 % des
13 besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est
14 de 770 MW entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011. Cela correspond à un taux
15 de croissance annuel moyen de 0,8 %, ce qui est inférieur à celui associé à la
16 totalité des besoins réguliers en puissance.

17 Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel représente, quant à
18 lui, 9 % de la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue est de 130 MW,
19 soit un taux de croissance annuel moyen de 0,5 %. Ce taux est nettement
20 inférieur à celui de l'ensemble des besoins.

21 Au total, la part de cet usage dans la pointe de l'hiver 2001-2002 est de 42 %. Le
22 taux de croissance annuel moyen est de 0,7 %, entre les hivers 2001-2002 et
23 2010-2011. La contribution de cet usage à la croissance totale des besoins en
24 puissance est de 21 % (18 % au secteur Domestique et Agricole et 3 % au
25 secteur Général et Institutionnel).

1 **b) Bi-énergie CII**

2 La demande provenant de la bi-énergie CII (Commerciale, Institutionnelle et
3 Industrielle), assujettie au tarif BT, représente 1 % des besoins en puissance à la
4 pointe de l'hiver 2001-2002. Sur l'ensemble de la période, la croissance est de
5 240 MW soit, un taux de croissance moyen de 5,9 %. Sa contribution à la
6 croissance totale est de 6 %.

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

8 Le chauffage de l'eau au secteur Domestique et Agricole représente 5 % des
9 besoins réguliers totaux en puissance. Le taux de croissance sur la période est
10 de 1,0 % représentant 150 MW. La contribution de cet usage à la croissance
11 totale des besoins réguliers est de 3 %.

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

13 Le secteur Industriel PME, qui représente 5 % des besoins réguliers à l'hiver
14 2001-2002, montre une croissance de 380 MW entre les hivers 2001-2002 et
15 2010-2011. Cela correspond à un rythme de croissance annuel de 2,6 %, soit un
16 rythme plus élevé que celui des besoins totaux. La contribution de cet usage à la
17 croissance totale est de 9 %.

18 **e) Industriel Grandes entreprises**

19 Le secteur Industriel Grandes entreprises représente 22 % des besoins totaux à
20 la pointe de l'hiver 2001-2002. Cet usage contribue de façon très importante à la
21 croissance des besoins en puissance avec une part de 39 %. La croissance
22 prévue entre les hivers 2001-2002 et 2010-2011 est de 1 630 MW dont 510 MW
23 provenant du projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette. Le taux de
24 croissance annuel moyen est de 2,3 %.

25 **f) Autres usages**

26 Cet ensemble d'usages comprend les électroménagers et l'éclairage du secteur
27 Domestique et Agricole, l'eau chaude et les usages traditionnels du secteur
28 Général et Institutionnel, l'éclairage des voies publiques, le transport public, les
29 réseaux de distribution municipaux et l'usage interne. Ces besoins résiduels
30 représentent 26 % des besoins réguliers à la pointe de l'hiver 2001-2002. Avec
31 une croissance sur la période de 910 MW, cet ensemble d'usages montre un
32 rythme de croissance de 1,2 %, soit un rythme comparable à celui des besoins
33 réguliers totaux.

34

1

Tableau 3.3
Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver par usage final
Scénario moyen (MW)

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011	Crois. 01-10
Chauffage domestique et agricole	10 260	10 390	10 470	10 520	10 610	10 690	10 770	10 850	10 930	11 030	770
Chauffage général et institutionnel	3 020	3 060	3 110	3 120	3 160	3 150	3 150	3 140	3 140	3 150	130
Bi-énergie CII (tarif BT)	360	550	580	590	590	590	590	590	590	590	240
Eau chaude domestique et agricole	1 510	1 520	1 540	1 550	1 570	1 590	1 600	1 620	1 630	1 650	150
Industriel PME	1 460	1 590	1 640	1 690	1 720	1 750	1 770	1 790	1 820	1 840	380
Industriel Grandes entreprises	7 040	7 440	7 660	7 760	8 200	8 450	8 500	8 560	8 610	8 660	1 630
Autres usages	8 280	8 310	8 410	8 520	8 650	8 760	8 860	8 960	9 070	9 190	910
BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC	31 920	32 870	33 400	33 760	34 490	34 980	35 230	35 510	35 810	36 120	4 200

2

3 3.2. Efficacité énergétique

4 3.2.1. Économies d'énergie

5 La prévision de la demande présentée à la section 3.1 prend en compte l'impact
6 des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. On
7 distingue trois catégories d'économies d'énergie :

- 8 ➤ les économies d'énergie tendanciennes ;
- 9 ➤ les programmes déjà mis en œuvre ;
- 10 ➤ une provision pour les programmes du Plan global en efficacité
11 énergétique.

12
13 Le tableau 3.4 qui suit présente les économies d'énergie prises en compte dans
14 la prévision des ventes, et le tableau 3.5 présente leur impact sur les besoins en
15 puissance à la pointe du réseau.

1

Tableau 3.4**Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes (TWh)**

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

2

3

4

5

Tableau 3.5**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
Économies d'énergie tendanciennes	60	80	120	180	230	280	330	390	430	490
Programmes d'HQ réalisés	390	380	370	360	350	340	340	330	320	320
Provision pour programmes à venir			10	50	90	140	190	230	260	260
Total	450	460	500	590	670	760	860	950	1010	1070

6

7

8

1 **3.2.2. Moyens de gestion de la consommation**

2 Les moyens de gestion peuvent être divisés en deux catégories selon qu'ils sont
3 sous le contrôle direct du Distributeur en temps réel ou non. Selon le Distributeur,
4 toute mesure de gestion de la consommation sous son contrôle direct en temps
5 réel est assimilable à un achat de puissance ou d'énergie et devrait être traitée
6 explicitement dans le Plan. Dans le cas des besoins bi-énergie CII, le Distributeur
7 ne peut actuellement se prononcer sur la forme d'interruptibilité qu'aura ce
8 moyen de gestion, ni s'il serait ou non sous son contrôle direct.

9 Les autres moyens de gestion, qui ne sont pas sous le contrôle direct du
10 Distributeur, sont traités de la même façon que les économies d'énergie : ils sont
11 pris en compte à même la prévision de la demande. Dans cette catégorie on
12 retrouve actuellement la bi-énergie résidentielle. Le tableau 3.6 montre
13 l'effacement à la pointe qui en résulte.

14

15

Tableau 3.6

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	870	870	880	880	890	890	890	900	900	910

16

17

18 **3.3. Consommation d'électricité visée par le Plan, pour le réseau intégré**

19 Cette section du Plan ne vise que l'approvisionnement des marchés québécois
20 rattachés au réseau de TransÉnergie¹⁴. La consommation des réseaux
21 autonomes fait l'objet d'un exercice de planification séparé et doit donc être
22 soustraite de la prévision des ventes présentée à la section 3.2.

23 Les besoins en énergie décrits dans cet État d'avancement du Plan n'incluent
24 cependant aucune consommation marginale associée à la tarification en temps
25 réel (MR et LR) ; il n'y a pas de prévision de long terme de ces ventes, étant
26 donné leur volatilité. Il en va de même pour les tarifs d'énergie de secours. Par
27 ailleurs, l'usage interne, soit la consommation d'électricité dans les bâtiments

¹⁴ Une exception : les besoins visés par le Plan comprennent ceux (de 7 à 10 GWh par an) de la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée directement au réseau d'Hydro-Québec. Pour des raisons historiques, cette charge a toujours été alimentée par de la production située en Ontario. Les coûts de cette alimentation sont assumés par le Distributeur.

1 d'Hydro-Québec, doit être ajouté aux ventes pour déterminer les
2 approvisionnements requis.

3 La consommation en énergie et les besoins en puissance visés par le Plan qui
4 résultent de ces ajustements sont présentés aux tableaux 3.7 et 3.8
5 respectivement.

6 **Tableau 3.7**
Consommation visée par le plan (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Prévision des ventes	156,6	161,3	164,5	167,2	171,7	173,5	175,6	176,5	178,1	179,7
- 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	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Consommation visée par le plan	156,7	161,3	164,5	167,2	171,8	173,6	175,6	176,5	178,1	179,7

7
8
9
10

Tableau 3.8
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	31 920	32 870	33 400	33 760	34 490	34 980	35 230	35 510	35 810	36 120
- Besoins des réseaux autonomes coïncidents avec le réseau intégré	60	60	60	60	60	60	60	70	70	70
= Besoins réguliers (réseau intégré de TransÉnergie)	31 860	32 810	33 340	33 700	34 430	34 920	35 170	35 450	35 740	36 060
- Portion interruptible de la bi-énergie CII	0	0	0	0	380	380	380	380	380	380
= Besoins visés par le Plan	31 860	32 810	33 340	33 700	34 040	34 540	34 790	35 060	35 360	35 670

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

11
12
13
14
15
16
17

Le Distributeur retient l'hypothèse que l'interruption de la bi-énergie CII permettrait de réduire de 380 MW la contribution de cette charge à la pointe de l'hiver 2005-2006. La charge qui serait incluse dans les besoins visés par le Plan passerait ainsi de 590 MW à 210 MW.

18 4. MISE À JOUR DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR

19 4.1. Besoins du Distributeur

20 4.1.1. Besoins en énergie

21 Les besoins en énergie du Distributeur visés par le Plan sont établis en ajoutant
22 les pertes prévues sur les réseaux de transport et de distribution à la
23 consommation visée par le Plan. Le tableau 4.1 qui suit présente ces besoins :

1

Tableau 4.1
Besoins en énergie (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation visée par le plan	156,7	161,3	164,5	167,2	171,8	173,6	175,6	176,5	178,1	179,7
+ Pertes de transport et de distribution	12,3	12,7	12,9	13,1	13,4	13,5	13,7	13,7	13,9	14,0
= Besoins visés par le plan	169,0	174,0	177,5	180,3	185,1	187,1	189,2	190,2	192,0	193,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	1,7	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4

2
3

4 Par rapport aux besoins présentés dans le Plan, les pertes de transport et de
5 distribution diminuent (-1 TWh en 2011) sous l'effet d'une baisse du taux de
6 pertes prévu qui, en 2011, passe de 8,6 pour cent à 7,8 pour cent.

7 Ce changement de taux résulte essentiellement de deux facteurs. Tout d'abord,
8 les pertes pour les années 2000 et 2001 ont été réévaluées à la baisse suite à de
9 nouvelles informations obtenues à la fin de 2001, ce qui a entraîné une
10 diminution du taux de pertes retenu au point de départ de la prévision. Ensuite,
11 l'hypothèse de croissance des taux de pertes de distribution et de transport reliée
12 à l'utilisation accrue des réseaux, mise de l'avant au milieu des années 90, a été
13 abandonnée faute de résultats dans ce sens au cours des dernières années et
14 d'indications raisonnables de croissance des taux de pertes dans l'avenir.

15 4.1.2. Besoins en puissance

16 Les besoins en puissance correspondent à la puissance installée requise pour
17 satisfaire la charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance. Ce critère
18 de fiabilité correspond à une probabilité de défaillance n'excédant pas une fois
19 par dix (10) ans ou encore 2,4 heures par année. Ce critère a été mis de l'avant
20 par les organismes de fiabilité tel le NPCC¹⁵ (Northeast Power Coordinating
21 Council).

22 La puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie par
23 Hydro-Québec Production. La puissance installée requise associée aux besoins

¹⁵ Le critère exact, tel qu'émis par le NPCC, est formulé comme suit :

Ressource Adequacy – Design Criteria

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.

Tiré du document : «Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems»

1 du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale (incluant
2 les pertes associées), devra être acquise par ce dernier. Cette puissance doit
3 tenir compte des probabilités d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements
4 et des aléas de la demande.

5 Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la
6 suffisance des ressources que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC montrent
7 que les besoins de réserve s'établissent à environ 11% de la pointe prévue des
8 besoins. Les résultats du premier appel d'offres montrent que le taux de panne
9 associé aux équipements fournissant les produits contractés est du même ordre
10 de grandeur que le taux de panne du parc existant d'Hydro-Québec Production.
11 Les besoins de réserve sont donc maintenant établis à 11%, sur l'horizon du
12 Plan. Le tableau 4.2 suivant montre les besoins en puissance installée requise
13 pour le Distributeur.

14 Comme il été mentionné à la section 3.3, si la charge de la bi-énergie CII est
15 toujours présente, à long terme une large partie de celle-ci sera interruptible. La
16 forme d'interruptibilité et la date à partir de laquelle cette interruptibilité sera
17 effective ne sont pas encore connues. La charge de 210 MW incluse dans les
18 besoins visés par le Plan correspond à la charge qui serait transférée aux tarifs
19 réguliers si les clients cessaient de s'alimenter au tarif BT.

20

Tableau 4.2

Puissance installée requise (MW)

	2002 - 2003	2003 - 2004	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
Besoins visés par le Plan	32 810	33 340	33 700	34 040	34 540	34 790	35 060	35 360	35 670
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>550</i>	<i>580</i>	<i>590</i>	<i>210</i>	<i>210</i>	<i>210</i>	<i>210</i>	<i>210</i>	<i>210</i>
+ Réserve (11 %)	3 610	3 670	3 710	3 740	3 800	3 830	3 860	3 890	3 920
= Puissance installée requise	36 420	37 010	37 400	37 790	38 340	38 610	38 920	39 250	39 600

21

22 4.2. Approvisionnements existants et découlant de l'A/O 2002-01

23 4.2.1. Généralités

24 Dans le cadre de l'État d'avancement, les approvisionnements existants se
25 limitent au volume d'électricité patrimoniale et aux contrats à être signés suite à
26 l'appel d'offres A/O-2002-01. Ces contrats sont conditionnels à l'approbation de
27 la Régie. Le Distributeur ne dispose d'aucune entente pour la fourniture de
28 l'électricité requise pour les clients du tarif BT. Le 17 juin 2002, le Distributeur a
29 déposé à la Régie une demande de dispense de recourir à l'appel d'offres afin de
30 pouvoir s'approvisionner auprès d'Hydro-Québec Production. Dans l'attente
31 d'une décision de la Régie, l'électricité est fournie par Hydro-Québec Production.

1 **4.2.2. L'électricité patrimoniale**

2 La quantité maximale annuelle d'électricité patrimoniale fournie par Hydro-
3 Québec Production au Distributeur est de 178,86 TWh. Cela correspond à des
4 ventes annuelles de 165 TWh augmentées des pertes de transport et
5 distribution. Ces quantités sont garanties par Hydro-Québec Production.

6 Ce volume annuel d'électricité patrimoniale est caractérisé par un profil annuel
7 préétabli de valeurs horaires de puissances classées par ordre décroissant¹⁶. Ce
8 profil est semblable au profil d'alimentation de la consommation prévue des
9 marchés québécois, ajusté pour un niveau de 165 TWh (à conditions climatiques
10 normales). La puissance maximale du profil a été fixée à 34 342 MW.

11 La *Loi sur Hydro-Québec* et le *Décret concernant les caractéristiques de*
12 *l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le
13 « Décret ») précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit
14 inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer
15 la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec Production garantit l'accès à une
16 puissance installée suffisante pour couvrir les livraisons définies par le profil
17 associé à l'électricité patrimoniale, ainsi que les aléas de production et les aléas
18 climatiques en puissance associés à l'électricité patrimoniale. Si on se réfère au
19 critère de fiabilité en puissance du NPCC¹⁷ (Northeast Power Coordinating
20 Council), le respect de ce critère correspond à une espérance de délestage de
21 2,4 heures par année.

22 Toutefois, à compter de la première année où le niveau de 165 TWh est atteint
23 les livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent excéder le profil annuel des
24 puissances classées inclus au Décret. Même si la puissance installée
25 correspondante au critère de fiabilité en puissance est garantie par Hydro-
26 Québec Production, l'énergie associée à la puissance en dépassement du profil
27 ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale. Ainsi, tout dépassement du profil
28 doit faire l'objet d'un approvisionnement par appel d'offres de la part du
29 Distributeur.

30 Tous les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité
31 et la fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale, requis
32 par le Transporteur, sont inclus dans l'électricité patrimoniale et sont fournis par
33 Hydro-Québec Production.

¹⁶ La consommation des centrales d'Hydro-Québec Production, fixée à 680 GWh, se trouve incluse dans le profil des livraisons en raison de la localisation des points de mesure. Celle-ci est toutefois entièrement à la charge d'Hydro-Québec Production.

¹⁷ Voir plus haut.

1 **4.2.3. Autres contrats**

2 Dans le cadre de l'appel d'offres A/O-2002-01, le Distributeur a attribué trois (3)
3 contrats :

- 4 • Un contrat de base de 350 MW.
- 5 • Un contrat de 600 MW dont 550 MW en base et 50 MW cyclable.
- 6 • Un contrat de 250 MW cyclable.

7 Les autres caractéristiques de ces contrats ne sont pas encore disponibles
8 puisque ces derniers restent à être finalisés. Cependant, leur contribution prévue
9 à la satisfaction des besoins du Distributeur est montré au tableau 4.3.1.

10 Sur la base des offres reçues lors de ce premier appel d'offres pour un service
11 en base et un service cyclable, le coût des nouveaux approvisionnements est
12 estimé à environ 6 ¢/kWh, en dollars de 2007. Une fourchette de 5,7 à 6,5 ¢/kWh
13 comme référence des futurs coûts évités semble raisonnable et reflète
14 différentes conditions dans lesquelles peuvent se dérouler les prochains appels
15 d'offres. Ce coût inclut les pertes électriques et les coûts de transport.

16 **4.3. Approvisionnements additionnels requis – scénario moyen**

17 **4.3.1. Approvisionnements additionnels requis en énergie**

18 Les besoins visés par le Plan ont été établis à la section 4.1. Pour établir les
19 approvisionnements additionnels requis, on soustrait de ces besoins les
20 approvisionnements existants et la contribution des contrats résultant de l'A/O
21 2002-01. Les approvisionnements additionnels ont été répartis selon les marchés
22 de court terme et de long terme.

23 Jusqu'en 2005 inclusivement, les approvisionnements additionnels requis
24 reflètent les besoins pour alimenter la clientèle bi-énergie CII. Ces besoins ne
25 peuvent être alimentés par l'électricité patrimoniale. Ces approvisionnements
26 seront réalisés dans une perspective de court terme, en fonction des besoins et
27 selon la décision de la Régie dans le dossier R-3490-2002. Si la clientèle du tarif
28 BT décidait d'abandonner ce tarif, le Distributeur prévoit qu'une partie de cette
29 clientèle s'alimenterait aux tarifs réguliers. Cette partie représente 0,7 TWh des
30 2,4 TWh de besoins pour la bi-énergie. Ces besoins de 0,7 TWh devront donc
31 être alimentés dans tous les scénarios par le Distributeur. Les
32 approvisionnements requis pour cette quantité ont donc été inclus dans la part
33 des marchés de long terme, réduisant à 1,7 TWh la part des marchés de court
34 terme à partir de 2006.

1 De plus, les analyses réalisées montrent qu'une quantité additionnelle d'environ
2 0,2 TWh sera acquise sur les marchés de court terme, pour la gestion des
3 approvisionnements en temps réel. Cette quantité amène à 1,9 TWh les besoins
4 minimums alimentés par les marchés de court terme à partir de 2006.

5 Le tableau 4.3.1 illustre les approvisionnements additionnels requis par le
6 Distributeur.

7 **Tableau 4.3.1**

8 Approvisionnements additionnels requis (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le Plan	169,0	174,0	177,5	180,3	185,1	187,1	189,2	190,2	192,0	193,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>1,7</i>	<i>2,2</i>	<i>2,3</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>
- Approvisionnements patrimoniaux	167,3	171,8	175,1	177,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements non patrimoniaux requis	1,7	2,2	2,3	2,4	6,3	8,2	10,4	11,4	13,1	14,8
- Contribution de l'A/O 2002-01	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	6,3	8,4	8,9	9,0	9,0
= Approvisionnements additionnels requis	1,7	2,2	2,3	2,4	3,0	1,9	1,9	2,5	4,1	5,8
Marché de CT										
Marché de la bi-énergie	1,7	2,2	2,3	2,4	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Autres besoins de CT	0,0	0,0	0,0	0,0	1,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Marché de LT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	2,2	3,9

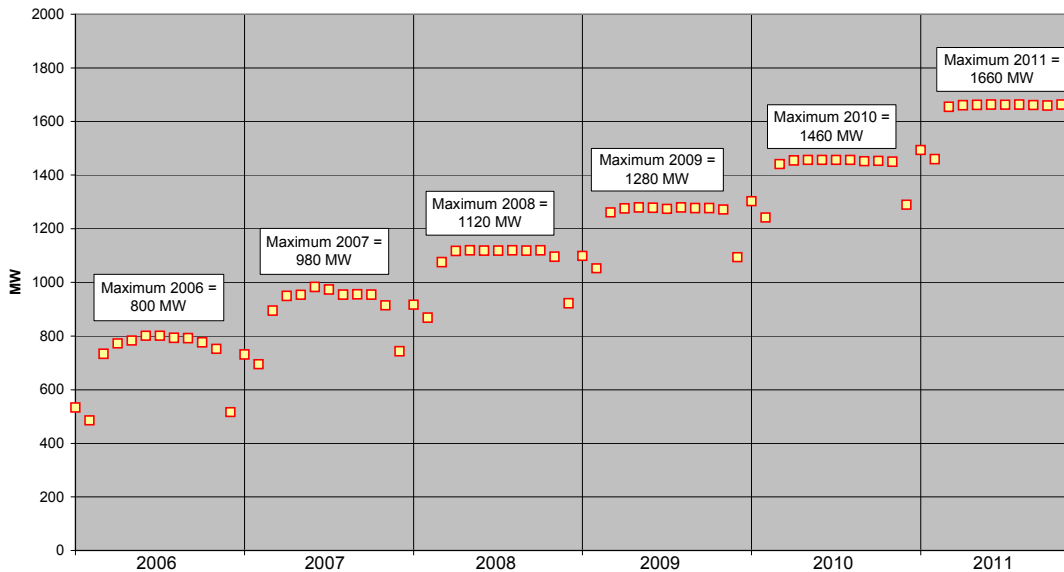
9

10 4.3.2. Approvisionnements additionnels requis en puissance

11 Les besoins en puissance additionnelle doivent être déterminés sur la base de la
12 capacité de répondre à l'ensemble du profil de charge du Distributeur, pour une
13 année donnée.

14 Le profil des approvisionnements requis s'obtient par différence entre la courbe
15 des puissances classées prévue pour une année donnée et le profil des
16 livraisons d'électricité patrimoniale, tel qu'il apparaît dans le Décret. Le résultat se
17 présente sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des heures
18 de l'année. On peut en tirer les puissances additionnelles mensuelles et
19 annuelles requises, comme il est montré au graphique 4.3.1 et au tableau 4.3.2.

GRAPHIQUE 4.3.1
Puissances mensuelles maximales requises correspondant
aux approvisionnements additionnels
Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales



1

2

Tableau 4.3.2
Approvisionnements additionnels requis (MW)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements additionnels requis en puissance	0	0	0	800	980	1120	1280	1460	1660
– Contribution de l'A/O 2002-01	0	0	0	600	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200
= Approvisionnements additionnels requis	0	0	0	200	0	0	80	260	460
Marché de CT									
Marché de la bi-énergie	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd	nd
Autres besoins de CT	0	0	0	200	0	0	0	0	0
Marché de LT	0	0	0	0	0	0	80	260	460

3

4

5

6

7

8

9

Comme il a été mentionné, une large partie de la charge associée à la bi-énergie CII sera interruptible. La forme d'interruptibilité et la date à partir de laquelle cette interruptibilité sera effective ne sont pas encore connues. L'impact sur les approvisionnements additionnels requis en puissance n'est donc pas disponible pour l'instant.

1 **5. DÉPLOIEMENT DU PLAN**

2 **5.1. Blocs d'énergie**

3 Le gouvernement a énoncé son intention de promouvoir la mise en œuvre de
4 deux blocs d'énergie produite par 1000 MW d'éoliennes sises au Québec.
5 L'acquisition de cette énergie par Hydro-Québec Distribution devrait se faire au
6 rythme de 100 MW par an à compter de 2004. De plus, le gouvernement propose
7 la mise en œuvre d'un bloc d'énergie produite à partir de 200 MW de biomasse
8 forestière à compter de 2005.

9 Dans le cas de l'énergie produite par la biomasse forestière, une partie de ces
10 approvisionnements peuvent être de nature intermittente car ils dépendent des
11 besoins de vapeur des procédés industriels. Ces faibles quantités d'énergie
12 intermittente pourront être gérées par le Distributeur, puisqu'elles sont en partie
13 prévisibles à court terme. L'analyse des offres prendra en compte la valeur de
14 cette énergie, laquelle est moindre que celle des produits de base ou cyclable.

15 Dans le cas de l'énergie éolienne, pour des quantités de 1000 MW, les quantités
16 d'énergie de nature intermittente sont importantes. Cette énergie seule requiert
17 un service d'équilibrage pour répondre aux besoins du Distributeur, qui devra
18 donc conclure une convention d'équilibrage.

19 Dans l'établissement du déploiement du Plan, le Distributeur doit tenir compte de
20 ces approvisionnements et de leur contribution à la satisfaction des besoins
21 identifiés à la section 4.

22 **5.2. Acquisition des blocs d'énergie**

23 Le cas échéant, le Distributeur déposera à la Régie, pour approbation, une
24 procédure d'appel d'offres spécifique aux blocs d'énergie éolienne fixés par le
25 gouvernement.

26 Le Distributeur lancera trois appels d'offres, pour les blocs déterminés par le
27 gouvernement, en 2003 :

- 28 • un premier pour un bloc de 100 MW d'éoliennes, pour un début des
29 livraisons en 2004-2005 ;
- 30 • un deuxième pour un bloc d'énergie éolienne de 800 MW associé à une
31 usine de fabrication d'éoliennes, pour un début des livraisons à partir de
32 2006, au rythme de 100 MW par an ;
- 33 • un troisième pour 20 MW produit à partir de biomasse forestière, pour un
34 début des livraisons en 2005-2006.

1 En 2004, pour ces blocs, le Distributeur compte lancer les appels d'offres
2 suivants:

- 3 • un premier pour un bloc de 100 MW d'éoliennes, pour un début des
4 livraisons en 2005-2006 ;
- 5 • un second pour un bloc additionnel de 20 MW produit à partir de biomasse
6 forestière, pour un début des livraisons en 2006-2007.

7 Il verra également à conclure une convention d'équilibrage.

8 **5.3. Déploiement du 400 MW modulable**

9 Conformément à la décision D-2002-169 de la Régie, le Distributeur vise à
10 acquérir dans les meilleurs délais 400 MW de service modulable, pour être en
11 mesure de répondre à un scénario fort de la demande. À cet effet, il lancera en
12 2003 un appel d'offres pour ce produit. Cet appel d'offres contiendra deux volets
13 et sera ouvert à tous, y compris à de la production hors Québec, conformément à
14 la demande expresse de la Régie à cet effet.

15 ***Premier volet – période 2005-2007***

16 Il est actuellement trop tard pour lancer un appel d'offres pour des
17 approvisionnements de long terme, pour des livraisons débutant avant 2008. Par
18 conséquent, le Distributeur propose d'acquérir, dès 2003, 400 MW de production
19 modulable sur le marché de court terme pour la période 2005-2007. Ainsi, il sera
20 possible de fixer le coût éventuel d'une première tranche de 400 MW de
21 modulable qui produirait près de 3,2 TWh, advenant la concrétisation d'un
22 scénario fort. Dans l'hypothèse où ce produit proviendrait des réseaux voisins,
23 les fournisseurs se seraient engagés à l'avance et les marchés pourraient profiter
24 d'un certain délai pour réagir et éviter une éventuelle situation d'équilibre trop
25 serré sur la période visée.

26 ***Second volet – période 2008-2011***

27 Le Distributeur entend acquérir par un approvisionnement de long terme un
28 service modulable de 400 MW à compter de 2008.

29 **5.4. Autres appels d'offres de court terme**

30 Le Distributeur propose de lancer un appel d'offres de court terme, soit en 2004
31 ou en 2005, pour les besoins additionnels de 2006. Le recours à cet appel
32 d'offres pourra être réévalué lors de la mise à jour des besoins du Distributeur.

1 5.5. Résultats du déploiement du Plan

2 Le tableau 5.1 présente les résultats du déploiement proposé du Plan, selon le
3 scénario moyen de la demande. Comme le démontre ce tableau, le Distributeur
4 ne prévoit pas d'approvisionnement de long terme avant l'horizon 2011, autres
5 que ceux liés à l'énergie éolienne, à l'énergie produite à partir de biomasse
6 forestière et au service modulable.

7 **Tableau 5.1**

Impact du déploiement du plan (TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le Plan	169,0	174,0	177,4	180,3	185,1	187,1	189,2	190,2	192,0	193,7
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>1,7</i>	<i>2,2</i>	<i>2,3</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>	<i>2,4</i>
- Approvisionnements patrimoniaux	167,3	171,8	175,1	177,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements non patrimoniaux requis	1,7	2,2	2,3	2,4	6,3	8,2	10,4	11,4	13,1	14,8
- Contribution de l'A/O 2002-01	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2	6,3	8,4	8,9	9,0	9,0
- Contribution de l'éolien	0,0	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9
- Contribution de la biomasse forestière	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	1,0
= Approvisionnements additionnels requis	1,7	2,2	2,2	2,0	2,2	0,7	0,5	0,6	1,8	2,9
Marché de CT										
Marché de la bi-énergie	1,7	2,2	2,2	2,0	1,7	0,5	0,3	0,4	1,6	1,7
Autres besoins de CT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Marché de LT	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1

8 Les quantités d'énergie inférieures à 0,05 TWh sont arrondies à 0,0 TWh.

9 6. FIABILITÉ EN ÉNERGIE

10 Pour maintenir la fiabilité de l'alimentation, en énergie, le Distributeur doit être en
11 mesure de répondre à un scénario fort, tout en limitant la dépendance envers les
12 marchés de court terme à un volume de 5 TWh par année.

13 Pour être en mesure d'atteindre cet objectif, la Régie a autorisé le Distributeur à
14 acquérir 400 MW de service modulable tel que décrit à la section 5.3.

15 6.1. Besoins en énergie selon un scénario fort

16 Le scénario moyen et les scénarios d'encadrement¹⁸, initialement établis en avril
17 2002, ont été mis à jour en août 2002 pour refléter principalement les
18 changements des interventions commerciales (BT, économies d'énergie et
19 autres). Néanmoins, la fourchette de ces scénarios n'a pas été rétrécie même si
20 l'horizon de prévision est devenu un peu plus court. Dans ce contexte, afin de
21 vérifier la fiabilité en énergie, il serait possible de retrancher 1 TWh au scénario
22 fort sur l'ensemble de la période 2003-2011, rétrécissant ainsi l'intervalle entre le

¹⁸ Les scénarios d'encadrement de la prévision de la demande sont présentés à l'annexe A du présent document.

1 scénario moyen et le scénario fort, tout en maintenant constant l'espace
 2 probabiliste représenté par cet intervalle. Le tableau 6.1.1 présente les besoins
 3 totaux du scénario fort, avant et après ajustement.

4 **Tableau 6.1.1**

5 **Besoins en énergie - Scénario fort (TWh)**

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Consommation visée par le plan	164,0	168,6	174,1	179,9	183,1	186,7	189,0	192,0	195,6
+ Pertes de transport et de distribution	12,9	13,2	13,6	13,9	14,2	14,4	14,6	14,9	15,1
= Besoins visés par le plan	176,8	181,8	187,7	193,8	197,3	201,2	203,6	206,9	210,7
+ Ajustement	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0	-1,0
= Besoins visés par le plan ajustés	175,8	180,8	186,7	192,8	196,3	200,2	202,6	205,9	209,7

6

7 Les approvisionnements additionnels requis sont déterminés selon la même
 8 démarche que dans le cas du scénario moyen (voir tableau 6.1.2).

9 **Tableau 6.1.2**

Approvisionnements additionnels requis - Scénario fort (TWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Besoins visés par le plan ajustés	175,8	180,8	186,7	192,8	196,3	200,2	202,6	205,9	209,7
<i>Influent bi-énergie CII</i>	2,2	2,3	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
- Approvisionnements patrimoniaux	173,6	178,5	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= Approvisionnements non patrimoniaux requis	2,2	2,3	7,8	14,0	17,4	21,3	23,8	27,0	30,9
- Contribution de l'A/O 2002-01*	0,0	0,0	0,0	3,6	8,6	9,3	9,3	9,3	9,3
- Contribution du 400 MW modulable	0,0	0,0	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
- Contribution de l'éolien	0,0	0,1	0,3	0,6	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9
- Contribution de la biomasse forestière	0,0	0,0	0,0	0,2	0,3	0,3	0,5	0,7	1,0
= Approvisionnements additionnels requis	2,2	2,3	4,3	6,4	4,5	7,3	9,4	12,2	15,5

* Dans un scénario fort, les contrats adjugés dans le cadre de l'A/O 2002-01 pourrait produire une quantité d'énergie plus élevée, notamment en utilisant les approvisionnements cyclables à un facteur d'utilisation plus élevé

10

11 Si le scénario fort se produisait, les approvisionnements patrimoniaux ne
 12 suffiraient plus à l'alimentation de la charge québécoise à conditions climatiques
 13 normales, dès 2005. Par ailleurs, les approvisionnements additionnels requis en
 14 2003 et 2004 sont entièrement attribuables à la bi-énergie CII, puisque ces
 15 volumes ne font pas partie de l'électricité patrimoniale.

16 **6.2. La contribution des approvisionnements de long terme à la** 17 **satisfaction des besoins, selon un scénario fort**

18 Si le scénario fort se produisait, une portion de la demande additionnelle serait
 19 connue dans des délais suffisants pour lancer de nouveaux appels d'offres ou
 20 pour augmenter les quantités des appels d'offres en cours.

1 Au total, l'énergie provenant des nouvelles sources d'approvisionnements de
2 long terme pourrait atteindre 9,3 TWh en 2011, si un scénario fort se produisait
3 (voir tableau 6.2.1).

4

Tableau 6.2.1

Approvisionnement de long terme déployés pour répondre à un scénario fort - Scénario fort (TWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Appels d'offres prévus en fonction du scénario moyen	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1
+ Augmentation des quantités adjudgées lors des futurs appels d'offres	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,1	6,1	8,2
= Approvisionnements de long terme déployés pour répondre à un scénario fort	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,1	6,1	9,3

5

6

7 La dépendance envers le marché de court terme (tableau 6.2.2) est calculée en
8 soustrayant, des approvisionnements additionnels requis (tableau 6.1.2), les
9 approvisionnements de long terme additionnels contractés pour répondre à un
10 scénario fort (tableau 6.2.1).

11 Par ailleurs dans un scénario fort de la demande, il serait raisonnable de
12 demander à la clientèle bi-énergie CII de s'effacer complètement si les
13 circonstances l'exigent, ce qui permettrait de réduire de 1,7 TWh la dépendance
14 envers les marchés de court terme. Aux résultats ainsi obtenus, il faut ajouter un
15 écart type d'aléas climatiques.

16

1

Tableau 6.2.2

Dépendance maximale du marché de court terme dans un scénario fort - Scénario fort (TWh)

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements additionnels requis (voir tableau 6.1.2)	2,2	2,3	4,3	6,4	4,5	7,3	9,4	12,2	15,5
– Approvisionnements de long terme déployés pour répondre à un scénario fort	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	2,1	6,1	9,3
– Effacement de la bi-énergie CII	0,0	0,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
= Dépendance envers le marché de court terme à conditions climatiques normales	2,2	2,3	2,5	4,6	2,7	5,4	5,6	4,3	4,4
+ Aléas climatiques à la charge du Distributeur	0,0	1,5	1,9	2,0	2,0	2,0	2,1	2,1	2,1
= Dépendance envers le marché de court terme	2,2	3,8	4,4	6,6	4,7	7,4	7,7	6,4	6,5

2

3 Malgré la présence du service modulable de 400 MW, les achats potentiels sur le
 4 marché de court terme excèderaient l'objectif de 5 TWh fixé au Plan. À cet effet,
 5 il faut rappeler, comme il est indiqué au Plan, qu'il serait nécessaire d'acquérir
 6 une plus grande quantité de production modulable pour atteindre l'objectif fixé.
 7 Toutefois, le 400 MW de service modulable constitue une première étape ; la
 8 situation devra être revue au cours des prochaines années, suite à l'évolution
 9 des besoins et aux résultats du premier appel d'offres pour un produit modulable.
 10 Avant de proposer des quantités plus importantes que 400 MW, il y a lieu aussi
 11 de voir ce que le marché peut offrir pour la gestion des aléas climatiques¹⁹.

12 6.3. Fiabilité en puissance

13 La puissance installée requise pour assurer la satisfaction des besoins en
 14 puissance est établie à la section 4.1. Le tableau 6.3.1 présente le bilan en
 15 puissance installée sur l'horizon du Plan. Le tableau montre qu'à long terme, la
 16 puissance installée disponible au Distributeur suite au comblement des besoins
 17 additionnels en énergie couvre les besoins et assure le respect du critère de
 18 fiabilité.

19 De 2002-2003 à 2004-2005, la puissance installée additionnelle correspond au
 20 besoin en bi-énergie CII. Ces besoins seront alimentés dans une perspective de
 21 court terme. La solution d'approvisionnement retenue dépendra de la décision de
 22 la Régie dans le dossier R-3490-2002.

¹⁹ Voir à cet effet le Plan d'approvisionnement 2002-2011, HQD-2, Doc 3, page 19.

1
2

Tableau 6.3.1

Bilan en puissance du Distributeur après déploiement proposé du Plan (MW)

	2002 - 2003	2003 - 2004	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011
Puissance installée requise	36 420	37 010	37 400	37 790	38 340	38 610	38 920	39 250	39 600
- Approvisionnements existants et à venir	35 800	36 360	36 780	38 040	39 230	39 880	39 930	39 980	40 050
• Approvisionnement patrimoniaux	32 250	32 760	33 100	33 830	34 330	34 340	34 340	34 340	34 340
• Réserve sur approvisionnements patrimoniaux	3 550	3 600	3 640	3 720	3 780	3 780	3 780	3 780	3 780
• Approvisionnement découlant de l'A/O 2002-01	0	0	0	0	600	1 200	1 200	1 200	1 200
• Production modulable	0	0	0	400	400	400	400	400	400
• Éolien	0	0	30	60	90	120	150	180	210
• Biomasse forestière	0	0	0	20	40	40	60	80	120
• Prochains appel d'offres pour les besoins du scénario moyen	0	0	0	0	0	0	0	0	0
= Puissance additionnelle pour respecter le critère de puissance	610	650	630	0	0	0	0	0	0

3

4

ANNEXE A

SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Scénario fort

Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2011 s'élèvent à 195,6 TWh, ce qui représente un taux de croissance annuel moyen de 2,4 %.

Elles sont supérieures de 15,9 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se répartit de la manière suivante : 50 % au secteur Industriel Grandes entreprises, 31 % au secteur Général et Institutionnel, 12 % au secteur Domestique et Agricole, 5 % au secteur Industriel PME et 2 % 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 occasions 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 secteur Général et Institutionnel, des prix des combustibles.

Pour le secteur Industriel PME, les principales sources d'écart sont les prévisions du PIB manufacturier et les interventions commerciales.

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 31 920 MW à la pointe de l'hiver 2001-2002 à 38 890 MW à la pointe de l'hiver 2010-2011. Cette augmentation de 6 970 MW représente une croissance annuelle moyenne 770 MW, soit 2,2 % annuellement.

1
2 Par rapport au scénario moyen, les besoins du scénario fort sont supérieurs de
3 2 760 MW à l'horizon de l'hiver 2010-2011. Cet écart se répartit de la manière
4 suivante : 32 % au chauffage, 38 % à l'industriel et 30 % à l'ensemble des autres
5 usages.
6

7 **Scénario faible**

8
9 Les ventes prévues au scénario faible sont de 161,9 TWh en 2011, ce qui
10 représente une croissance annuelle moyenne de 0,5 % sur la période 2001-
11 2011. Elles sont inférieures au scénario moyen de 17,7 TWh. Cet écart se
12 répartit de la manière suivante : 50 % au secteur Industriel Grandes entreprises,
13 24 % au secteur Général et Institutionnel, 18 % au secteur Domestique et
14 Agricole, 6 % au secteur Industriel PME et 2 % au secteur Autres. Il est à noter
15 que les facteurs explicatifs sont sensiblement les mêmes que dans le scénario
16 fort, mais en négatif.
17

18 Pour ce qui est des besoins réguliers au Québec, la prévision passera de
19 31 920 MW à la pointe de l'hiver 2001-2002 à 32 940 MW à la pointe de l'hiver
20 2010-2011. Cette augmentation de 1 020 MW représente une croissance
21 annuelle moyenne 110 MW, soit 0,3 % annuellement.
22
23

TABLEAU A.1

**Scénarios d'encadrement de prévision de la demande
Révision d'août 2002 - Ventes en TWh**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Croiss. période
Scénario moyen	154,6	156,6	161,3	164,5	167,2	171,7	173,5	175,6	176,5	178,1	179,7	25,1
Scénario fort	154,6	158,6	163,9	168,6	174,1	179,9	183,1	186,7	189,0	192,0	195,6	41,0
Scénario faible	154,6	154,9	157,3	158,5	157,6	158,6	160,0	161,0	160,8	161,3	161,9	7,3

24
25

1

TABLEAU A.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	31920	32870	33400	33760	34490	34980	35230	35510	35810	36120	4200
Scénario fort	31920	33330	34100	34830	36010	36620	37200	37740	38310	38890	6970
Scénario faible	31920	32130	32310	32280	32350	32600	32720	32770	32830	32940	1020

2
3

ANNEXE B

CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE

Contexte démographique

Lors des prochaines années, la population du Québec continue de croître, mais à un rythme plus lent que par le passé. En 2011, elle atteint 7 650 milliers d'habitants, ce qui représente une croissance de près de 240 000 en 10 ans.

L'indice synthétique de fécondité est relativement faible (1,5 enfant par femme) et le nombre de femmes en âge de procréer se réduit : une baisse du nombre de naissances en résulte. Par ailleurs, malgré l'accroissement de l'espérance de vie à la naissance (celle-ci est estimée en 2001 à 76,0 ans pour les hommes et à 82,2 ans pour les femmes), le nombre de décès augmente en raison de la structure par âge vieillissante de la population. L'accroissement naturel de la population québécoise a donc tendance à ralentir et ne suffira pas au renouvellement de celle-ci à long terme.

Sur cet horizon, le solde migratoire (composé des migrations interprovinciales et internationales) est positif à un peu plus de 12 000 personnes par an en moyenne, et vient légèrement appuyer la croissance naturelle de la population.

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

Le corollaire de cette évolution démographique est le vieillissement accru de la population. L'âge moyen passe ainsi de 38,2 ans en 2000 à 41,7 ans en 2011. Le nombre de ménages dont le soutien économique est une personne âgée augmente. Or, tout changement dans la structure par âge influence la demande de logements (unifamiliales, multifamiliales, etc.), la consommation de biens et de services et les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et par conséquent se répercute sur la demande d'électricité.

Contexte économique

Après un bref ralentissement économique en 2001, l'économie du Québec s'est rapidement ressaisie. Stimulé par la forte création d'emplois et l'augmentation importante de la construction résidentielle, le Produit intérieur brut du Québec a augmenté très rapidement au début de 2002. Le contexte économique mondial

1 et principalement américain était encore teinté d'incertitude au moment d'écrire
2 ces lignes, mais le scénario le plus probable est que l'économie intérieure
3 continue d'être solide au cours des prochains mois.

4
5 À moyen terme, l'économie québécoise profitera de sa structure industrielle
6 rajeunie. Le Québec est devenu un leader dans le secteur de la nouvelle
7 économie avec l'importance des secteurs de la biotechnologique, des
8 technologies de l'information et de l'aérospatial, ce qui lui procure un flot
9 important d'investissements et de création d'emplois. De plus, la restructuration
10 du secteur public et l'assainissement de ses finances ont permis des baisses
11 d'impôts qui conduisent maintenant à une augmentation des revenus.

12
13 À plus long terme, le vieillissement et le ralentissement de la croissance de la
14 population devrait conduire à des changements de la demande pour les biens et
15 services, à une moins grande disponibilité de la main-d'œuvre, mais aussi à une
16 moins forte croissance de la demande intérieure. La croissance des secteurs
17 plus intensifs en main-d'œuvre devrait être moins rapide. Pour assurer sa
18 croissance, l'économie du Québec devra compter de plus en plus sur les
19 secteurs de pointe pour accroître son commerce extérieur et pour générer de
20 nouveaux investissements.

21
22 Sur la période 2002 à 2006, la croissance annuelle moyenne du PIB réel du
23 Québec est prévue à 2,9 %, alors que nous avons retenu un scénario plus
24 conservateur de 2,3 % en moyenne par an sur la période 2007 à 2011.

25 26 **Contexte énergétique**

27 28 **Gaz naturel**

29
30 L'hiver 2001-2002 s'est terminé avec des stocks de gaz naturel en Amérique du
31 Nord supérieurs de plus de 30 % à la moyenne des cinq années précédentes.

32
33 Le ralentissement économique en Amérique du Nord, le temps doux durant l'été
34 2001 et l'hiver dernier et une production forte encouragée par les prix élevés du
35 gaz naturel au premier semestre 2001 ont en effet contribué à la formation de
36 ces stocks importants. Cela a abouti à des prix bas pendant la saison de chauffe.

37
38 Au second trimestre, les prix sont remontés, sous l'impulsion de températures
39 légèrement plus froides que les normales de saison, mais aussi de l'anticipation
40 de la reprise économique. D'autres phénomènes, comme les craintes de
41 resserrement du marché pétrolier, le rôle grandissant du gaz naturel dans la
42 production d'électricité et la baisse du nombre de forages ont également

1 contribué à faire pression sur les prix. Étant donné les stocks de gaz naturel, les
2 prix devraient toutefois rester modérés l'hiver prochain.

3
4 À moyen et long terme, le prix du gaz naturel à la frontière de l'Alberta devrait
5 demeurer à des niveaux plus élevés (autour de 5,60 \$CAN par millier de pieds
6 cubes en 2011) que par le passé. La demande de gaz naturel en Amérique du
7 Nord devrait augmenter d'un peu plus de 2 % par an d'ici à 2021, notamment en
8 raison de la demande émanant des producteurs d'électricité. Pour répondre à
9 cette demande croissante, il faudra mettre en œuvre d'importants efforts
10 d'exploration et de forage. En outre, les nouveaux champs seront de petites
11 tailles, à des profondeurs importantes et souvent localisés dans des régions
12 excentrées. Des investissements massifs seront donc requis pour la mise en
13 production de ces champs et la construction de nouvelles infrastructures de
14 transport jusqu'au principaux centres de consommation. Notons enfin, que le
15 marché nord-américain étant de mieux en mieux intégré, toute variation du prix
16 du gaz aux États-Unis a des répercussions sur le prix du gaz naturel à la
17 frontière de l'Alberta.

18 **Pétrole brut**

19
20
21 En 2001, le prix du pétrole brut "West Texas Intermediate" (WTI) a été de
22 25,92 \$ÉU/baril. Malgré la faiblesse du prix en début d'année 2002, le cours du
23 pétrole brut WTI devrait avoisiner celui de l'an passé. Les quotas de
24 l'Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole (OPEP) (à l'heure actuelle à leur
25 plus bas niveau depuis 1991), les tensions au Proche-Orient et la reprise
26 attendue de l'économie exercent en effet une pression à la hausse sur le prix du
27 pétrole brut WTI. Ces pressions pourraient perdurer encore quelques mois, le
28 temps que les pays de l'OPEP relâchent graduellement leurs quotas. Toutefois,
29 la logique de maintien des prix devrait ensuite céder la place à une logique de
30 maintien des parts de marché et les prix devraient progressivement redescendre.

31
32 L'OPEP privilégie pour le prix de son panier de sept types de pétrole brut une
33 fourchette de 22 à 28 \$ÉU/baril. À moyen terme, le prix du pétrole brut WTI
34 devrait se situer dans cette fourchette, étant donné la prédominance
35 grandissante des pays de l'OPEP sur le marché pétrolier à cet horizon. L'OPEP a
36 en effet intérêt à conserver un niveau de prix raisonnable. Si le prix restait élevé
37 trop longtemps, les pays importateurs risqueraient d'instaurer des mesures
38 d'économies d'énergie ou de procéder à des substitutions qui auraient un impact
39 négatif à long terme sur la demande. Cela favoriserait aussi la croissance de la
40 production hors OPEP.

41

Prix de l'électricité

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

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

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

TABLEAU B.1

**Principales variables démographiques, économiques et énergétiques
Révision d'août 2002**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Population (milliers)	7 410	7 441	7 479	7 509	7 533	7 556	7 577	7 597	7 616	7 634	7 650
Âge moyen (années)	38,58	38,92	39,23	39,55	39,88	40,21	40,52	40,82	41,12	41,43	41,72
Formation de ménages (milliers)	27,7	36,2	33,3	27,4	26,2	27,9	27,3	25,1	25,4	24,5	23,4
Croissance du PIB (%)	1,1	3,0	3,8	2,7	2,6	2,6	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
Croissance du PIB manufacturier (%)	-3,6	4,0	6,9	3,2	3,0	3,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Croissance du PIB tertiaire (%)	2,1	2,5	2,8	2,6	2,5	2,5	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Revenu personnel disponible (%)	1,5	2,5	2,8	2,4	2,5	2,5	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Gaz naturel à la frontière de l'Alberta (\$Can/mpc)	6,31	3,88	4,80	4,95	4,97	4,96	4,91	4,81	5,09	5,33	5,59
Pétrole brut WTI (\$US/baril)	25,92	25,51	24,96	24,36	24,83	25,32	26,31	27,31	28,30	29,29	29,52