



*Une division  
d'Hydro-Québec*

# **DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2002-2011 DU DISTRIBUTEUR**

**R-3470-2001**

**Présentée à  
la Régie de l'énergie**

**25 octobre 2001**

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2002-2011 DU DISTRIBUTEUR**

## **Liste des pièces modifiée**

### **HQD-1 PRÉSENTATION GLOBALE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT**

<b>HQD-1 Document 1</b>	<b>Sommaire</b>
<b>HQD-1 Document 2</b>	<b>Contexte du plan</b>
<b>HQD-1 Document 3</b>	<b>Lexique des termes techniques</b>

### **HQD-2 PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ**

<b>HQD-2 Document 1</b>	<b>Prévision de la demande</b>
<b>HQD-2 Document 2</b>	<b>Approvisionnements existants</b>
<b>HQD-2 Document 3</b>	<b>Approvisionnement additionnels et stratégie proposée</b>
<b>HQD-2 Document 4</b>	<b>Risques découlant du choix des sources d'approvisionnement et critères de sélection des offres</b>
<b>HQD-2 Document 5</b>	<b>Méthodologie pour l'établissement du coût de transport applicable aux approvisionnements</b>
<b>HQD-2 Document 6</b>	<b>Ajustement des approvisionnements de long terme requis à l'horizon 2006-2007</b>

### **HQD-3 PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR LES RÉSEAUX AUTONOMES**

<b>HQD-3 Document 1</b>	<b>Plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes</b>
-------------------------	--



# **PRÉSENTATION GLOBALE DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT**



**1 NOTE AU LECTEUR**

**2 Dans tous les tableaux, les sommes peuvent être calculées à partir de**  
**3 valeurs non arrondies. Il est possible que les résultats soient**  
**4 légèrement différents de ceux que le lecteur pourrait obtenir en les**  
**5 recalculant à partir des données arrondies présentées dans le**  
**6 document.**



## SOMMAIRE





**1 SOMMAIRE****2 *Plan d'approvisionnement pour le réseau intégré***

- 3 • Compte tenu des récentes modifications à la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup>  
4 (la « Loi »), Hydro-Québec dans ses activités de distribution  
5 (le « Distributeur »), doit procéder par appel d'offres pour satisfaire les  
6 besoins d'électricité au-delà de l'électricité patrimoniale.
- 7 • Selon le scénario moyen de la demande, des besoins additionnels à  
8 l'électricité patrimoniale après efficacité énergétique apparaissent dès  
9 2005. Ces besoins additionnels sont présentés ci-après :

**10 Approvisionnements additionnels requis**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Énergie (TWh)				0,5	2,4	4,1	6,4	7,5	9,2	10,8
Puissance (MW)				210	420	600	880	1 030	1 260	1 480

- 11 • Outre les besoins de base, le Distributeur doit faire face à d'importants  
12 aléas climatique et économiques. À lui seul, l'aléa climatique peut atteindre  
13 4 TWh, soit presque l'équivalent des besoins prévus à conditions  
14 climatiques normales en 2007. Une quantité de 14 TWh pourrait s'ajouter  
15 advenant la réalisation d'un scénario fort de la demande. Ces  
16 caractéristiques particulières des besoins que le Distributeur doit satisfaire  
17 nécessitent une approche qui offre le maximum de flexibilité.

---

1. *Loi sur la Régie de l'énergie* (L.R.Q., c. R-6.01), telle que modifiée par la *Loi modifiant la Loi sur la Régie de l'énergie et d'autres dispositions législatives* (2000, chapitre 22).

1 • Sur l'horizon du plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur (le  
2 « Plan »), on peut distinguer deux sous-périodes :

3 i) Les approvisionnements des années 2002-2005 où le Distributeur ne  
4 peut combler ses besoins additionnels que par des appels d'offres sur  
5 les marchés de court terme. En effet, le délai entre l'octroi d'un contrat  
6 de long terme et le début des livraisons, lorsqu'il s'agit de nouvelle  
7 production, est tel qu'on ne peut compter sur des quantités significatives  
8 avant 2006-2007.

9 ii) Les approvisionnements des années 2006-2011 pour lesquels le  
10 Distributeur aura recours, au moins cinq années à l'avance, à des  
11 appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme, pour ainsi  
12 permettre d'augmenter les ressources énergétiques au Québec tout en  
13 s'approvisionnant sur les marchés de court terme comme source  
14 d'appoint pour gérer les aléas de la demande.

15 • Appels d'offres de court terme

16 Selon le scénario moyen de la demande, au cours de l'année 2004, il  
17 faudra lancer un appel d'offres visant 0,5 TWh et 210 MW pour rencontrer  
18 les besoins additionnels de l'année 2005. Sur les marchés de court terme,  
19 Hydro-Québec Production et les négociants du Nord-Est américain sont les  
20 principaux fournisseurs potentiels.

21 De plus, pour 2005 et les années suivantes, l'impact potentiel des  
22 conditions climatiques amènera le Distributeur à faire également un appel  
23 d'offres pour des options que le Distributeur exercera à chaque fois que les  
24 conditions climatiques l'exigeront. Pour l'année 2005, les options requises  
25 totaliseront 1,9 TWh pour couvrir un écart-type d'aléas climatiques.  
26 Puisqu'il s'agit d'un nouveau produit, l'intérêt et la profondeur du marché

1 restent à vérifier. En plus, le Distributeur s'approvisionnera à très court  
2 terme pour les aléas climatiques qui dépasseront les options contractées.

3 • Appels d'offres de long terme - Besoins de 2006-2007

4 Des besoins importants doivent être comblés à partir de 2006-2007, le  
5 scénario moyen de demande indiquant des besoins de 2,4 TWh en 2006 et  
6 4,1 TWh en 2007. Un appel d'offres doit être lancé à cet effet en janvier  
7 2002 pour susciter l'installation de nouvelles sources de production au  
8 Québec en offrant des contrats de 15 à 20 ans. Tout retard de la date de  
9 lancement de l'appel d'offres accroît la dépendance du Québec aux  
10 marchés extérieurs, mettant à risque la sécurité des approvisionnements  
11 en électricité. Seules les offres à partir de ressources au Québec seront  
12 considérées afin de réduire cette dépendance des marchés extérieurs qui  
13 est déjà importante en 2005.

14 L'appel d'offres visera aussi à assurer, en plus du scénario moyen de la  
15 demande, une marge de manœuvre pouvant générer jusqu'à 3 à 3,5 TWh,  
16 selon les besoins. Cette capacité de production permettra de faire face à  
17 des scénarios de demande plus élevés. Elle permettra également de gérer  
18 une partie du risque climatique annuel et de compenser pour les pannes et  
19 l'entretien de la nouvelle production. Cette capacité devra être  
20 complètement flexible afin de ne pas créer des surplus énergétiques pour  
21 le Distributeur et exercer des pressions indues sur les tarifs des  
22 consommateurs d'électricité en cas de conjoncture économique  
23 défavorable. Les marchés de court terme demeureront utilisés pour les  
24 scénarios plus forts ainsi que pour la gestion de l'aléa climatique.

25 Cet appel d'offres portera sur plusieurs produits. Les quantités ci-dessous  
26 représentent les besoins de 2006-2007 :

- 1 - puissance garantie et énergie de base (disponibles durant les 12  
2 mois) : 300 MW pour 2,2 TWh ;
- 3 - puissance garantie et énergie modulable (cyclable) : 200 MW pour  
4 satisfaire des ventes de 1,2 TWh dans le scénario moyen ;
- 5 - puissance garantie et énergie de base ou modulable : 100 MW pour  
6 0,7 TWh ;
- 7 - puissance garantie et énergie entièrement modulable (disponibles sur  
8 appel) : 400 MW. La contribution énergétique de ce produit pourrait être  
9 réduite à 0 TWh dans un scénario plus faible ou encore, à l'opposé,  
10 être portée à son maximum, environ 3,0 TWh, si un scénario de plus  
11 forte demande se réalisait.
- 12 • Options additionnelles recherchées pour la flexibilité
- 13 Dans le cadre de l'appel d'offres, le Distributeur valorisera la flexibilité des  
14 offres qui lui seront présentées :
- 15 - option pour le Distributeur de reporter le début des livraisons avec  
16 préavis ;
- 17 - option pour le Distributeur de réduire les quantités contractuelles avec  
18 préavis ;
- 19 - modalités de programmation dans le cas des contrats modulables.

- 1 • Les quantités contractées au terme de ce premier appel d'offres seront  
2 ajustées en fonction de l'évolution de la prévision des besoins à satisfaire à  
3 l'horizon 2006-2007.

4 ***Plan d'approvisionnement pour les réseaux autonomes***

5 La prévision des besoins et la planification et l'exploitation des réseaux  
6 autonomes ont toujours été faites indépendamment de celles du réseau  
7 intégré.

8 D'ici 2011, la croissance des besoins des réseaux autonomes requiert une  
9 augmentation de 12 MW de la puissance installée, laquelle passera de 141 à  
10 153 MW, soit une augmentation de quelque 8 pour cent. En énergie, les  
11 besoins passeront de 310 à 388 GWh, soit une augmentation de quelque  
12 25 pour cent. Ces prévisions supposent le maintien des programmes  
13 d'efficacité énergétique actuellement en vigueur.

14 D'ici 2004, il est nécessaire d'augmenter la puissance installée d'environ  
15 5 MW. Cette augmentation de la puissance se fera en ajoutant ou en  
16 remplaçant des groupes électrogènes dans les centrales existantes.



## CONTEXTE DU PLAN





## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. CONTEXTE GÉNÉRAL .....</b>	<b>1</b>
<b>2. CONTEXTE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE .....</b>	<b>5</b>
2.1 LES CHANGEMENTS .....	5
2.2 LA CONCURRENCE DANS LE DOMAINE DE LA FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ.....	6
2.3 LE PLAN D'APPROVISIONNEMENT DU DISTRIBUTEUR .....	7
2.4 L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	8
2.5 LES APPROVISIONNEMENTS COMPLÉMENTAIRES À L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....	9
2.6 LES RÉSEAUX MUNICIPAUX ET LA COOPÉRATIVE .....	9
2.7 LES RÉSEAUX AUTONOMES.....	10
<b>3. CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET COMMERCIAL.....</b>	<b>13</b>
3.1 LE CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE .....	13
3.2 LE CONTEXTE COMMERCIAL.....	13



1 **1. CONTEXTE GÉNÉRAL**

2 ***Un premier plan***

3 Ce Plan est le premier que le Distributeur soumet à l'approbation de la Régie  
4 de l'énergie (la « Régie »). Il est basé sur la plus récente prévision à long  
5 terme de la demande d'électricité au Québec, mise à jour en août 2001 et  
6 publiée le 9 octobre 2001<sup>1</sup>. Le présent document décrit les divers aspects du  
7 contexte dans lequel ce Plan fut préparé et est soumis : législatif,  
8 réglementaire, énergétique et commercial.

9 En plus des dispositions pertinentes de la Loi, deux éléments sont  
10 fondamentaux pour la préparation du Plan. En premier lieu, le *Règlement sur*  
11 *la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*, adopté par la Régie et  
12 approuvé par le gouvernement en août 2001, lequel définit la forme, le  
13 contenu et la périodicité du Plan. Ce règlement est entré en vigueur le 30 août  
14 2001<sup>2</sup>.

15 En second lieu, le *Décret concernant les caractéristiques de*  
16 *l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le  
17 « Décret »), approuvé par le gouvernement le 24 octobre 2001. Le volume  
18 d'électricité patrimoniale constituant l'essentiel des approvisionnements du  
19 Distributeur, les informations contenues au Décret sont primordiales pour  
20 définir les nouveaux besoins en approvisionnement en électricité.

---

1. [http://www.hydroquebec.com/distributeur/pdf/09\\_10\\_01\\_fr.pdf](http://www.hydroquebec.com/distributeur/pdf/09_10_01_fr.pdf).

2. (2001) 133 G.O. II, 6038.

1 Conformément aux dispositions du règlement précité, le Distributeur doit  
2 soumettre :

- 3 • à tous les trois ans, un plan d'approvisionnement ;
- 4 • à chaque année, un « *plan d'approvisionnement concernant*  
5 *l'avancement dudit plan* » ;
- 6 • un nouveau plan d'approvisionnement dans un délai d'au plus trente  
7 jours après « *tout événement majeur qui perturbe ses*  
8 *approvisionnements* ».

9 Comme il s'agit du premier Plan qu'il dépose, le Distributeur propose que  
10 deux questions fassent l'objet d'une réflexion ultérieure : la production  
11 distribuée (ou décentralisée) et les modalités de réalisation des mesures  
12 d'efficacité énergétique.

### 13 ***La production distribuée***

14 On peut définir la production distribuée comme étant toute source de  
15 production située près de la charge qu'elle alimente (un ou plusieurs clients),  
16 généralement raccordée au réseau de distribution – soit en amont du  
17 dispositif de mesurage (côté Distributeur), soit en aval (côté client).

18 Il importe cependant de faire la distinction entre, d'une part, des petites  
19 centrales et, d'autre part, des unités de production de faible capacité (1 à  
20 100 kW).

21 Dans le premier cas, il s'agit de centrales raccordées au réseau de  
22 distribution plutôt qu'au réseau de transport. C'est déjà le cas d'une  
23 cinquantaine de centrales de producteurs indépendants qui vendent leur  
24 électricité à Hydro-Québec, suite à l'APR-91. La puissance installée de ces  
25 centrales totalise environ 260 MW. Dans le cadre des appels d'offres du

1 Distributeur, il n'est pas exclu que des soumissionnaires proposent de  
2 développer de nouvelles centrales de ce type.

3 Dans le second cas, il s'agit de petites unités de production (microturbines,  
4 petites éoliennes, unités photovoltaïques, petites piles à combustibles), d'une  
5 capacité variant entre 1 et 100 kW, installées chez un client du Distributeur.  
6 En général, le client comble une partie ou la totalité de ses besoins en  
7 électricité avec une telle unité. Il pourrait de plus injecter les surplus  
8 d'énergie qui excèdent sa consommation sur le réseau du Distributeur.

9 Toute discussion sur ce dernier type de production distribuée est prématurée  
10 tant que des questions importantes n'auront pas été résolues, telles les  
11 normes de raccordement au réseau (sécurité des personnes, des  
12 équipements et des biens), la formule commerciale pour établir la valeur des  
13 surplus livrés sporadiquement au réseau et le traitement réglementaire des  
14 coûts non recouvrables du Distributeur, en toute équité pour l'ensemble des  
15 clients.

16 En outre, d'ici 2004, la valeur que le Distributeur pourrait donner à de tels  
17 surplus engendrés par ces installations demeurera faible. Elle est balisée par  
18 le prix d'achat de l'électricité patrimoniale auprès d'Hydro-Québec  
19 Production. En plus, compte tenu des tarifs d'électricité au Québec, des  
20 pénétrations significatives ne sont pas attendues à cet horizon.

### 21 ***Les mesures d'efficacité énergétique***

22 Quant aux mesures d'efficacité énergétique, il convient de noter que, selon  
23 l'article 72 de la Loi, le Plan doit faire état des « *contrats [à] conclure*  
24 *poursatisfaire les besoins des marchés québécois après application des*  
25 *mesures d'efficacité énergétique* ».

1 Il apparaît donc de cette disposition que la question des mesures d'efficacité  
2 énergétique doit être traitée séparément de celle des approvisionnements  
3 requis pour répondre à la demande.

4 Néanmoins, le Plan tient compte des économies d'énergie qui sont et seront  
5 réalisées grâce aux programmes déjà en vigueur. Il tient compte également  
6 des quantités additionnelles d'économies d'énergie qui pourraient être  
7 réalisées par de nouveaux programmes, même si ces éventuels programmes  
8 n'ont été ni définis ni approuvés. Conscient de l'importance de la question, le  
9 Distributeur se propose de mettre en œuvre une démarche d'information et  
10 d'échanges qui conduira à l'élaboration d'un plan global en matière  
11 d'efficacité énergétique.

12 Enfin, pour le Distributeur, l'éventuelle participation des entreprises de  
13 services énergétiques (ESCO) dans la réalisation du potentiel d'économies  
14 d'énergie devrait être traitée dans le cadre plus vaste des mesures  
15 d'efficacité énergétique puisque l'utilisation de ces firmes constitue une  
16 modalité de mise en œuvre des mesures déjà escomptées dans la prévision  
17 de la demande. Le Distributeur considère donc que les entreprises de  
18 services énergétiques ne devraient pas être admises à participer à ses  
19 appels d'offres pour les approvisionnements.

1    **2.    CONTEXTE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE**

2    **2.1    Les changements**

3    Depuis l'adoption de la politique énergétique du Québec<sup>3</sup> et la création de la  
4    Régie, à la fin de 1996, et surtout depuis les dernières modifications  
5    apportées, en juin 2000, à la *Loi sur la Régie de l'énergie* et à la *Loi sur*  
6    *Hydro-Québec*<sup>4</sup>, le domaine de l'électricité au Québec a subi des  
7    changements considérables tels :

- 8        • l'ouverture du marché de gros<sup>5</sup>;
- 9        • l'ouverture du réseau de transport d'Hydro-Québec aux tiers  
10        (producteurs, négociants, courtiers en énergie)<sup>6</sup>;
- 11        • la création du concept d'électricité patrimoniale;
- 12        • la déréglementation de la production et l'introduction de la concurrence  
13        en matière de fourniture d'électricité pour les besoins québécois.

14    Bien que constituant toujours une entreprise intégrée, Hydro-Québec évolue  
15    dans un monde où ses fonctions de base — production, transport et  
16    distribution d'électricité — sont assurées par trois divisions séparées :

---

3. *L'énergie au service du Québec – Une perspective de développement durable*,  
Gouvernement du Québec, Québec, 1996.

4. L.R.Q., c. H-5.

5. Au Québec, le marché de gros est constitué du distributeur, des neuf réseaux municipaux et de la Coopérative régionale d'électricité de Saint-Jean-Baptiste-de-Rouville (ci-après la Coopérative). Par son décret 618-97 du 7 mai 1997, (1997) 129 G.O. II, 2987, le gouvernement autorise les neuf réseaux municipaux à « acheter de l'électricité produite par un service public à l'extérieur du Québec [...] ». Les réseaux municipaux et la Coopérative sont traités à la section 2.6.

6. *Règlement numéro 659 d'Hydro-Québec sur les conditions et les tarifs du service de transport pour l'accessibilité à son réseau*, adopté par le décret 276-97 du 5 mars 1997, (1997) 129 G.O. II, 1248. Le réseau est ouvert depuis le 1<sup>er</sup> mai 1997.



- 1       • Hydro-Québec Production ;
- 2       • TransÉnergie (le Transporteur) ; et,
- 3       • Hydro-Québec Distribution (le Distributeur).

4 Comme conséquence de l'ouverture du réseau de transport et du marché de  
5 gros, les relations entre TransÉnergie et Hydro-Québec Production sont  
6 rigoureusement encadrées afin qu'Hydro-Québec Production, dans ses  
7 activités de marché de gros, ne bénéficie pas d'avantages, au détriment de  
8 ses concurrents.

9 De plus, il a été mis en place entre Hydro-Québec Distribution et Hydro-  
10 Québec Production une séparation fonctionnelle des activités touchant  
11 l'approvisionnement en électricité, encadrée par un code d'éthique.

## 12 **2.2 La concurrence dans le domaine de la fourniture d'électricité**

13 En introduisant la concurrence dans le domaine de la fourniture d'électricité, le  
14 législateur a prévu que les approvisionnements du Distributeur seraient  
15 constitués de la façon suivante<sup>7</sup> :

- 16       • D'abord, un bloc d'énergie et de puissance appelé **électricité**  
17 **patrimoniale** est fourni au Distributeur par Hydro-Québec Production.
- 18       • Ensuite, tous les besoins du Distributeur qui excèdent l'électricité  
19 patrimoniale<sup>8</sup> sont comblés par des **contrats d'approvisionnement en**  
20 **électricité**. Ces contrats sont attribués en mettant en concurrence tous  
21 les fournisseurs intéressés, par voie d'appels d'offres<sup>9</sup>.

---

7. Loi sur la Régie de l'énergie, art. 52.2.

8. Pour la question des approvisionnements énergétiques des réseaux autonomes, voir la section 2.7.

9. Ce processus est plus amplement décrit à la section 2.5.

- 1       • Éventuellement, le gouvernement pourrait aussi déterminer par  
2 règlement qu'une partie des besoins du Distributeur seront comblés, en  
3 vertu de contrats d'approvisionnement, par des **blocs d'énergie**  
4 provenant de « *sources particulières d'approvisionnement en*  
5 *électricité* »<sup>10</sup>.

### 6   **2.3 Le plan d'approvisionnement du Distributeur**

7 Comme il est énoncé plus haut, le Distributeur doit soumettre à l'approbation  
8 de la Régie « *un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des*  
9 *contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins québécois après*  
10 *application des mesures d'efficacité énergétique* ».

11 Selon le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*,  
12 le Plan doit notamment contenir les renseignements suivants<sup>11</sup> :

- 13       • le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le  
14 Distributeur évolue ;
- 15       • les données sur la demande et les approvisionnements sur un horizon  
16 d'au moins dix ans (prévisions des besoins de son marché, les  
17 caractéristiques des contrats d'approvisionnement existants et  
18 additionnels) ;
- 19       • les objectifs visés par le Distributeur ainsi que la stratégie qu'il prévoit  
20 mettre en œuvre, au cours des trois prochaines années, concernant les  
21 approvisionnements additionnels requis et les caractéristiques des  
22 contrats qu'il entend conclure.
- 23

---

10. *Loi sur la Régie de l'énergie*, art. 52.2, 72, 74.1, 112.

11. (2001) 133 G.O. II, 6038, articles 1 et 2.

1 Par ailleurs, le gouvernement pourrait fixer par décret les « préoccupations  
2 économiques, sociales et environnementales » dont la Régie devrait tenir  
3 compte dans l'approbation du Plan<sup>12</sup>. Tel que mentionné au chapitre  
4 précédent, il pourrait également déterminer, par règlement, des blocs  
5 d'énergie provenant d'une source particulière.

## 6 **2.4 L'électricité patrimoniale**

7 Hydro-Québec doit « assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale  
8 tel qu'établi par la Loi sur la Régie de l'énergie »<sup>13</sup>. Les caractéristiques de  
9 l'électricité patrimoniale sont fixées par décret du gouvernement<sup>14</sup>.

10 Sommairement, le volume d'électricité patrimoniale correspond à 165  
11 térawattheures de consommation des marchés québécois et exclut les  
12 volumes relatifs aux tarifs de gestion de la consommation ou d'énergie de  
13 secours, la consommation des réseaux autonomes<sup>15</sup> et les volumes  
14 approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du  
15 gouvernement. Le prix de l'électricité patrimoniale est fixé par la Loi à  
16 2,79 ¢/kWh<sup>16</sup>.

17 Le Distributeur estime que le volume de consommation patrimoniale sera  
18 atteint en 2005. Toute consommation des marchés québécois qui excède le  
19 volume d'électricité patrimoniale doit être satisfaite par des  
20 approvisionnements complémentaires.

---

12. *Loi sur la Régie de l'énergie*, article 72.

13. *Loi sur Hydro-Québec*, article 22.

14. *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale*.

15. Les réseaux autonomes sont traités à la section 2.7.

16. Article 52.2.

1   **2.5   Les approvisionnements complémentaires à l'électricité**  
2           **patrimoniale**

3   Les contrats d'approvisionnement requis pour satisfaire les besoins des  
4   marchés québécois qui excèdent l'électricité patrimoniale doivent faire l'objet  
5   d'appels d'offres du Distributeur<sup>17</sup>.

6   Ces appels d'offres sont encadrés par une procédure d'appel d'offres et  
7   d'octroi ainsi que par un code d'éthique<sup>18</sup>, permettant ainsi de garantir une  
8   saine concurrence entre les soumissionnaires.

9   Le Distributeur doit attribuer les contrats « *sur la base du prix le plus bas [...] en tenant compte du coût de transport applicable* ». Les sources  
10   d'approvisionnement proposées par les soumissionnaires sont donc  
11   comparées sur la base du prix global, c'est-à-dire fourniture et transport  
12   compris, et le Distributeur retient celles qui offrent le prix global le plus bas.  
13

14   Enfin, les contrats d'approvisionnement sont soumis à l'approbation de la  
15   Régie, dans les cas et les conditions qu'elle fixe par règlement.

16   **2.6   Les réseaux municipaux et la Coopérative**

17   Bien qu'il leur soit possible d'acheter leur électricité auprès d'autres  
18   fournisseurs, ces dix réseaux sont toujours clients du Distributeur. Leurs  
19   besoins (en sus de ce qu'ils produisent eux-mêmes) totalisent environ  
20   825 MW et 3,8 TWh par année et sont donc pris en compte dans le Plan.  
21   Pour l'instant, le Distributeur n'a reçu de la part de ces réseaux aucune  
22   indication qu'ils souhaitaient modifier la présente situation.

---

17. *Loi sur la Régie de l'énergie, articles 74.1 et 74.2.* (Sauf dispense pour des besoins de court terme ou en cas d'urgence).

18. La Régie a approuvé la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité et le Code d'éthique sur la gestion des appels d'offres* le 24 juillet 2001, par sa décision D-2001-191.

1 De plus, en vertu des dispositions du *Règlement sur la teneur et la périodicité*  
2 *du plan d'approvisionnement*, ces réseaux n'ont pas à présenter de plan  
3 d'approvisionnement si la totalité de leurs approvisionnements prévus au  
4 cours des trois prochaines années provient du Distributeur. Or, à ce jour,  
5 aucun des dix réseaux n'a, à la connaissance du Distributeur, soumis de plan  
6 d'approvisionnement à la Régie. Le Distributeur retient donc l'hypothèse qu'il  
7 continuera à approvisionner ces réseaux pendant la durée du Plan.

## 8 **2.7 Les réseaux autonomes**

9 Le Québec compte 44 villages qui ne sont pas reliés au réseau de transport  
10 d'Hydro-Québec. Ces villages sont situés au Nunavik, sur la Basse Côte-  
11 Nord, sur l'île d'Anticosti, en Haute Mauricie et aux Îles-de-la-Madeleine.

12 Ces communautés sont desservies par 24 centrales. À l'exception de la  
13 centrale hydroélectrique du Lac Robertson<sup>19</sup>, toutes les centrales des réseaux  
14 autonomes sont constituées de groupes électrogènes à moteurs diesel. Ces  
15 centrales et les équipements de transport et de distribution qui y sont reliés  
16 constituent autant de réseaux autonomes.

17 La production totale des réseaux autonomes se chiffre à environ 65 MW et  
18 310 GWh par an, soit environ 500 fois moins que les besoins en puissance et  
19 en énergie des clients du Distributeur reliés au réseau de transport.

20 La prévision des besoins et la planification et l'exploitation des réseaux  
21 autonomes ont toujours été faites indépendamment de celles du réseau de  
22 distribution relié au réseau de transport.

23 La Loi prévoit le régime particulier suivant pour les réseaux autonomes<sup>20</sup> :

---

19. Cette centrale de la Basse Côte-Nord alimente tous les villages situés en aval de la Romaine.

20. Articles 2, 52.2 et 74.

- 1       • L'ensemble des équipements servant à produire, transporter et  
2       distribuer l'énergie font partie du réseau de distribution.
- 3       • Les volumes de consommation des réseaux autonomes sont exclus de  
4       l'électricité patrimoniale.
- 5       • Le Distributeur peut soumettre à l'approbation de la Régie des  
6       programmes commerciaux visant à favoriser l'utilisation d'autres  
7       formes d'énergie que l'électricité, pour le chauffage des espaces et de  
8       l'eau<sup>21</sup>.

9       En raison de la définition de *réseau de distribution* applicable aux réseaux  
10       autonomes, le Distributeur peut satisfaire les besoins des réseaux autonomes  
11       en électricité de l'une ou l'autre des façons suivantes :

- 12           1. Le Distributeur peut, après appels d'offres, attribuer des contrats  
13           d'approvisionnement pour répondre aux besoins actuels et futurs  
14           des réseaux autonomes<sup>22</sup>.
- 15           2. Il peut également :
- 16               (i) répondre aux besoins actuels et futurs des réseaux autonomes  
17               avec ses propres équipements de production, au besoin en  
18               augmentant leur capacité ou en en construisant de nouveaux,
- 19               ou
- 20               (ii) raccorder certaines communautés au réseau de transport  
21               d'Hydro-Québec.

---

21. De tels programmes, dûment approuvés, sont actuellement en vigueur et permettent une réduction importante de la demande d'électricité dans les réseaux autonomes.

22. *Loi sur la Régie de l'énergie*, articles 74.1 et 74.2.

1            Dans l'une ou l'autre de ces éventualités, le Distributeur devrait  
2            alors faire autoriser tout projet, dans les cas spécifiquement prévus  
3            au *Règlement sur les conditions et les cas requérant une*  
4            *autorisation de la Régie de l'énergie*<sup>23</sup>.

5            En raison des particularités décrites ci-dessus, la question des réseaux  
6            autonomes fait l'objet d'un traitement indépendant au sein du Plan<sup>24</sup>.

---

23. (2001) 133 G.O. II, 6165.

24. Pièce HQD-3.

1    **3.    CONTEXTE ÉNERGÉTIQUE ET COMMERCIAL**

2    **3.1    Le contexte énergétique**

3    L'introduction de la notion d'électricité patrimoniale et l'ouverture à la  
4    concurrence dans le domaine de la fourniture d'électricité pour les besoins du  
5    Distributeur ont pour conséquence un changement des paradigmes de la  
6    planification des approvisionnements en électricité. Certaines dimensions des  
7    besoins en électricité prennent une acuité nouvelle, du simple fait que le  
8    Distributeur ne dispose pas de moyens de stockage, lesquels permettaient  
9    traditionnellement de gérer les variations horaires de la courbe des besoins,  
10    les variations causées par les aléas climatiques et les variations de la  
11    demande à court terme.

12    Dans ce contexte, le Distributeur doit planifier ses approvisionnements non  
13    seulement en puissance et en énergie, mais aussi en tenant compte du profil  
14    horaire de l'électricité patrimoniale et de la demande d'électricité. Il doit aussi  
15    rechercher des approvisionnements flexibles sans toutefois encourir une  
16    dépendance trop importante aux marchés de court terme. Le Distributeur doit,  
17    entre autres, limiter le volume d'achats de court terme sur lequel il compte en  
18    planification. En effet, le Distributeur doit partager avec d'autres, dont Hydro-  
19    Québec Production qui doit garantir le volume d'électricité patrimoniale,  
20    l'utilisation des interconnexions à l'importation.

21    **3.2    Le contexte commercial**

22    Au Québec, seul le marché de gros est ouvert à la concurrence, c'est-à-dire  
23    que seul le Distributeur et les neuf réseaux municipaux peuvent présentement  
24    acheter leur électricité d'un autre fournisseur qu'Hydro-Québec. Le marché de  
25    détail, lui, n'est pas ouvert à une telle concurrence. Compte tenu de cette  
26    particularité du contexte québécois, Il n'existe pas ici de « marché de  
27    l'énergie » comme il en existe outre frontière.



1 Pour les besoins de long terme, le Distributeur s'attend à ce qu'Hydro-Québec  
2 Production soit au nombre des soumissionnaires à ses appels d'offres, entre  
3 autres parce qu'Hydro-Québec demeurera seule habilitée à exploiter les  
4 forces hydrauliques du domaine de l'État de plus de 50 MW<sup>25</sup>. Il faut par  
5 ailleurs noter que les producteurs indépendants qui souhaitent exploiter les  
6 sites hydrauliques dont les droits sont du domaine public ne pourront pas  
7 offrir au Distributeur l'électricité ainsi produite. En effet, le *Nouveau régime*  
8 *d'octroi et d'exploitation des forces hydrauliques du domaine de l'État pour les*  
9 *centrales hydroélectriques de 50 MW et moins*<sup>26</sup>, rendu public le 24 mai  
10 2001<sup>27</sup>, prévoit que cette électricité doit être vendue exclusivement à Hydro-  
11 Québec Production, si elle n'est pas consommée par le producteur lui-même.  
12 Mais d'autres fournisseurs répondront à ces appels d'offres : les entreprises  
13 québécoises ou étrangères possédant de l'expertise en matière de production  
14 d'électricité et désireuses de profiter des occasions d'affaires offertes par  
15 l'ouverture du marché de gros.

16 Pour les besoins de court terme, les entreprises en mesure de répondre  
17 seront vraisemblablement, d'une part, Hydro-Québec Production et, d'autre  
18 part, les producteurs, courtiers et négociants situés dans les marchés  
19 externes.

---

25. *L'énergie au service du Québec — Une perspective de développement durable*,  
Gouvernement du Québec, Québec, 1996, p. 53.

26. Articles 2.2 et 3.4.

27. [www.mrn.gouv.qc.ca/2/23/230/conditions\\_modalités.asp](http://www.mrn.gouv.qc.ca/2/23/230/conditions_modalités.asp).

## LEXIQUE DES TERMES TECHNIQUES



---

<b>APR-91</b>	Appel de propositions restreint lancé par Hydro-Québec en 1991 pour l'achat d'électricité auprès de producteurs indépendants.
<b>baril</b>	Unité de volume pour produits pétroliers. 1 baril = 0,158984 m <sup>3</sup> = 158,984 litres = 0,14 tonne de pétrole brut.
<b>consommation des centrales</b>	Quantité d'électricité utilisée pour le fonctionnement des centrales d'Hydro-Québec Production.
<b>courbe de puissances classées</b>	Courbe représentant les quantités de puissance appelées à chaque heure d'une année, classées en ordre décroissant.
<b>degrés-jours</b>	Les degrés-jours sont un indice des besoins de chauffage. On définit un degré-jour comme étant la différence entre le seuil de 15 <sup>0</sup> C et la température moyenne quotidienne. Ainsi, pour une journée où la température moyenne est de -25 <sup>0</sup> C, on obtient : 15 - (-25) = 40 degrés-jours.
<b>énergie</b>	L'énergie est le produit de la puissance par le temps. Dans le Système international (SI), l'unité de mesure de l'énergie est le joule. En électricité, l'énergie se mesure en wattheures (Wh). Par exemple, une ampoule incandescente d'une puissance de 100 watts consommera en dix heures une quantité d'énergie de 1 000 wattheures ou de 1 kilowattheure (kWh).
<b>facteur d'utilisation (F.U.)</b>	Rapport entre d'une part, l'énergie produite par une centrale (ou consommée par un client) pendant une période de temps et, d'autre part, l'énergie qui aurait été produite (ou consommée) pendant la même période, à pleine puissance. Par exemple, une centrale de 100 MW peut produire : 100 MW x 8 760 heures = 876 000 MWh ou 876 GWh, par année.

Si la production réelle de cette centrale fut de 740 GWh, son facteur d'utilisation, pour l'année considérée, fut de :

$$740/876 = 84,5 \text{ pour cent.}$$

**gigajoule (GJ)**

1 milliard de joules =  $10^9$  joules.

**gigawattheure (GWh)**

1 milliard de wattheures =  $10^9$  wattheures.

**groupe électrogène**

Ensemble formé d'un moteur diesel et d'un alternateur, pour la production d'électricité dans les réseaux autonomes.

**joule (J)**

Unité de mesure de l'énergie dans le Système international.

**kilowatt (kW)**

1 000 watts =  $10^3$  watts.

**kilowattheure (kWh)**

1 000 wattheures =  $10^3$  wattheures.

**mégawatt (MW)**

1 million de watts =  $10^6$  watts.

**mégawattheure (MWh)**

1 million de wattheures =  $10^6$  wattheures.

**millier de pieds cubes (mpc)**

Unité de volume du gaz naturel.

$$1 \text{ mpc} = 28,3168 \text{ m}^3 \approx 1,05 \text{ GJ.}$$

**NPCC**

Northeast Power Coordinating Council. Un des dix organismes régionaux qui forment le North American Electric Reliability Council (NERC).

Le NPCC a pour mission la promotion de la fiabilité et de l'efficacité des réseaux de transport, pour le Nord-Est de l'Amérique du Nord. Il accomplit cette mission en établissant des critères et en assurant la coordination de la planification, de la conception et de l'exploitation des réseaux, et en évaluant la conformité des réseaux à ces critères.

Son territoire regroupe l'État de New York, les six États de la Nouvelle-Angleterre, le Québec,

l'Ontario, le Nouveau-Brunswick, la Nouvelle-Écosse et l'Île-du-Prince-Édouard.

<b>OPEP</b>	Organisation des pays exportateurs de pétrole.
<b>PIB</b>	Produit intérieur brut. Somme des valeurs des biens et services issus de la production à l'intérieur des frontières d'un pays, comptées sans répétition.
<b>puissance</b>	Quantité d'énergie fournie ou consommée par unité de temps. En électricité, la puissance se mesure en watts (W). Une ampoule de 50 watts consommera en 20 heures 1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Une ampoule de 100 watts consommera en 10 heures 1 000 wattheures ou 1 kilowattheure. Dans les deux cas, la quantité d' <u>énergie</u> consommée est la même. Cependant la <u>puissance</u> requise pour alimenter l'ampoule sera de 50 watts dans le premier cas et de 100 watts dans le second cas.
<b>services complémentaires</b>	Les services complémentaires assurent le bon fonctionnement du réseau de transport aux niveaux requis de fréquence, de tension et de stabilité, ainsi qu'un fonctionnement adéquat en cas d'incident.
<b>térawattheure (TWh)</b>	1 milliard de kilowattheures = $10^{12}$ wattheures
<b>usage interne</b>	Électricité utilisée dans les bâtiments qui appartiennent à Hydro-Québec, à l'exclusion de la consommation des centrales.
<b>watt (W)</b>	Unité de mesure de la puissance. Correspond à un transfert d'énergie de 1 joule en 1 seconde.
<b>wattheure (Wh)</b>	Unité de mesure de l'énergie. Correspond à l'énergie produite pendant 1 heure à une puissance de 1 watt, soit 3 600 joules.
<b>WTI</b>	West Texas Intermediate. Pétrole brut produit au Texas et dans le sud de l'Oklahoma, transité sur le

marché spot américain à Cushing, Oklahoma. Le prix du WTI sert de référence pour celui d'autres types de pétrole brut livré à Cushing.

# **PLAN D'APPROVISIONNEMENT POUR LE RÉSEAU INTÉGRÉ**





## PRÉVISION DE LA DEMANDE



## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. CONTEXTE DE LA PRÉVISION DE LA DEMANDE.....</b>	<b>1</b>
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
<b>2. PRÉVISION DE LA DEMANDE .....</b>	<b>7</b>
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

---

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

1 demande de logements (unifamiliaux, multifamiliaux, etc.), la consommation de  
2 biens et de services et les besoins d'infrastructures (écoles, hôpitaux, etc.) et  
3 se répercute ainsi sur la demande d'électricité.

#### 4 **1.2 Contexte économique**

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

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

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

21 Sur l'ensemble de la période 2000-2011, une croissance annuelle moyenne  
22 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

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

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

## 21 **Résultats**

22 En 2011, les ventes d'électricité devraient s'élever à 174,6 TWh. Cela  
23 représente une augmentation de 20,0 TWh sur la période 2001-2011 ou un  
24 taux annuel moyen de croissance de 1,2 % ou environ 2 TWh par an.  
25 Comparé à la croissance observée sur la période 1991-2001, cela représente  
26 un net ralentissement. En effet, au cours de ces dix années, la croissance  
27 totale des ventes au Québec s'est établie à 25,8 TWh, soit en moyenne  
28 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

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

#### 6 **d) Industriel Grandes entreprises**

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

#### 18 **e) Autres**

19 Le secteur Autres regroupe les réseaux municipaux, l'éclairage des voies  
20 publiques, l'éclairage sentinelle et le transport public. Les réseaux  
21 municipaux comptent pour 3,9 TWh ou 82 % du total du secteur Autres en  
22 2001.

23 Au secteur Autres (3 % des ventes au Québec), la croissance prévue des  
24 ventes s'élève à 0,5 TWh entre 2001 et 2011 ou 1,0 % par an en moyenne.  
25 La demande attendue des réseaux de distribution municipaux demeure  
26 presque inchangée au cours de cette période. La prise en compte à plus  
27 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 <sup>2</sup>	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
<b>VENTES RÉGULIÈRES AU QUÉBEC</b>	<b>154,6</b>	<b>156,7</b>	<b>160,2</b>	<b>163,8</b>	<b>165,5</b>	<b>167,2</b>	<b>168,8</b>	<b>170,8</b>	<b>171,7</b>	<b>173,2</b>	<b>174,6</b>	<b>20,0</b>

## 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

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



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

## 10 **Résultats**

11 Les besoins réguliers en puissance au Québec passeront de 32 150 MW pour  
12 la pointe de l'hiver 2001-2002 à 35 750 MW pour la pointe de l'hiver 2010-  
13 2011, soit une croissance de 3 600 MW représentant une croissance annuelle  
14 moyenne de 400 MW (1,2 %).

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

### 16 a) **Chauffage des locaux**

17 Le chauffage des locaux au secteur Domestique et Agricole représente  
18 32 % des besoins en puissance à la pointe de l'hiver 2001-2002. La  
19 croissance prévue est de 850 MW entre les hivers 2001-2002 et 2010-  
20 2011. Cela correspond à un taux de croissance annuel moyen de 0,9 %, ce  
21 qui est inférieur à celui associé à la totalité des besoins réguliers en  
22 puissance.

23 Le chauffage des locaux au secteur Général et Institutionnel représente,  
24 quant à lui, 11 % de la pointe de l'hiver 2001-2002. La croissance prévue  
25 est de 430 MW soit un taux de croissance annuel moyen de 1,3 %. Ce taux  
26 est légèrement supérieur à celui prévu pour la totalité des besoins réguliers  
27 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
<b>BESOINS RÉGULIERS AU QUÉBEC</b>	<b>32 150</b>	<b>32 790</b>	<b>33 390</b>	<b>33 900</b>	<b>34 270</b>	<b>34 560</b>	<b>34 860</b>	<b>35 140</b>	<b>35 450</b>	<b>35 750</b>	<b>3 600</b>

## 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
<b>Économies d'énergie tendanciellles</b>	<b>0,3</b>	<b>0,5</b>	<b>0,8</b>	<b>1,0</b>	<b>1,3</b>	<b>1,5</b>	<b>1,8</b>	<b>2,0</b>	<b>2,3</b>	<b>2,6</b>
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
<b>Programmes d'HQ déjà mis en œuvre</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>	<b>2,3</b>	<b>2,2</b>	<b>2,2</b>	<b>2,1</b>	<b>2,1</b>	<b>2,1</b>	<b>2,0</b>	<b>2,0</b>
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
<b>Provision pour programmes à venir</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,1</b>	<b>0,2</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>	<b>0,4</b>
<b>Total</b>	<b>2,7</b>	<b>2,9</b>	<b>3,1</b>	<b>3,5</b>	<b>3,8</b>	<b>4,1</b>	<b>4,3</b>	<b>4,5</b>	<b>4,7</b>	<b>5,0</b>

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.

1 **TABLEAU 2.4**  
2 **Économies d'énergie prises en compte dans la prévision de puissance**  
3 **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 tendanciennes	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
<b>Total</b>	<b>440</b>	<b>460</b>	<b>510</b>	<b>570</b>	<b>650</b>	<b>720</b>	<b>760</b>	<b>810</b>	<b>840</b>	<b>890</b>

#### 4 **2.2.2 Moyens de gestion de la consommation**

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

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

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



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

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

10 **TABLEAU 2.5**

11 **Moyens de gestion de la consommation pris en compte**  
12 **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

13 **2.3 Consommation d'électricité visée par le Plan pour le réseau**  
14 **intégré**

15 Cette section du Plan ne vise que l'approvisionnement des marchés  
16 québécois rattachés au réseau intégré de TransÉnergie<sup>2</sup>. La consommation  
17 des réseaux autonomes fait l'objet d'un exercice de planification séparé et  
18 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
<b>Prévision des ventes</b> (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
<b>= Consommation visée par le Plan</b>	<b>156,8</b>	<b>160,3</b>	<b>163,9</b>	<b>165,6</b>	<b>167,3</b>	<b>168,8</b>	<b>170,9</b>	<b>171,8</b>	<b>173,2</b>	<b>174,7</b>

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
<b>Besoins réguliers au Québec</b> (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
<b>= Besoins en puissance visés par le Plan<sup>(1)</sup></b>	<b>32 100</b>	<b>32 730</b>	<b>33 340</b>	<b>33 840</b>	<b>34 210</b>	<b>34 500</b>	<b>34 790</b>	<b>35 080</b>	<b>35 380</b>	<b>35 680</b>

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

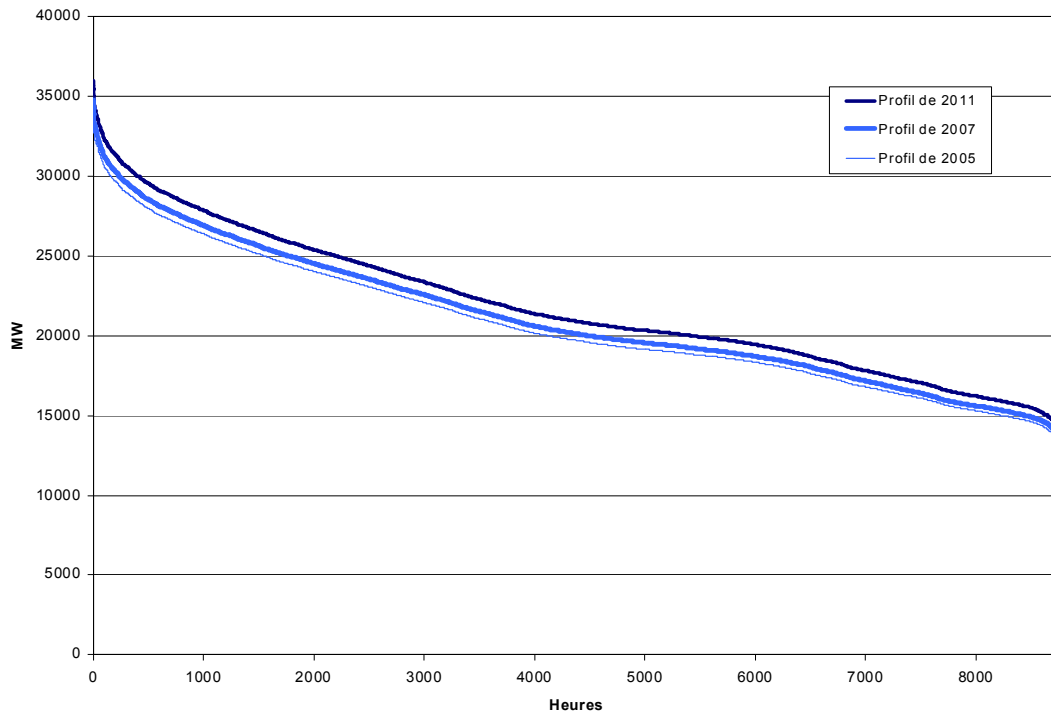
**1 2.4 Profil horaire des besoins prévus**

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

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

1  
2  
3

**GRAPHIQUE 2.1**  
**Évolution des courbes de puissances classées**  
**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.

## 1 **2.5.1 L'aléa sur la demande prévue**

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

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

### 10 ***Accroissement de l'incertitude en fonction de l'éloignement de l'horizon***

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

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

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

1 transport<sup>3</sup> montrent bien d'ailleurs la vraisemblance de ces scénarios  
2 d'encadrement.

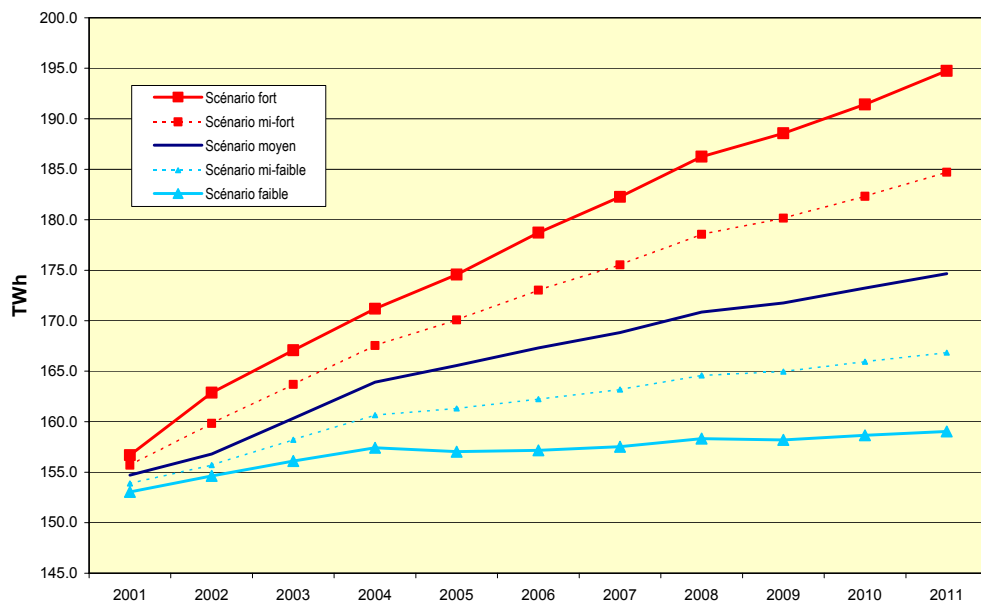
3

### GRAPHIQUE 2.2

4

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

5

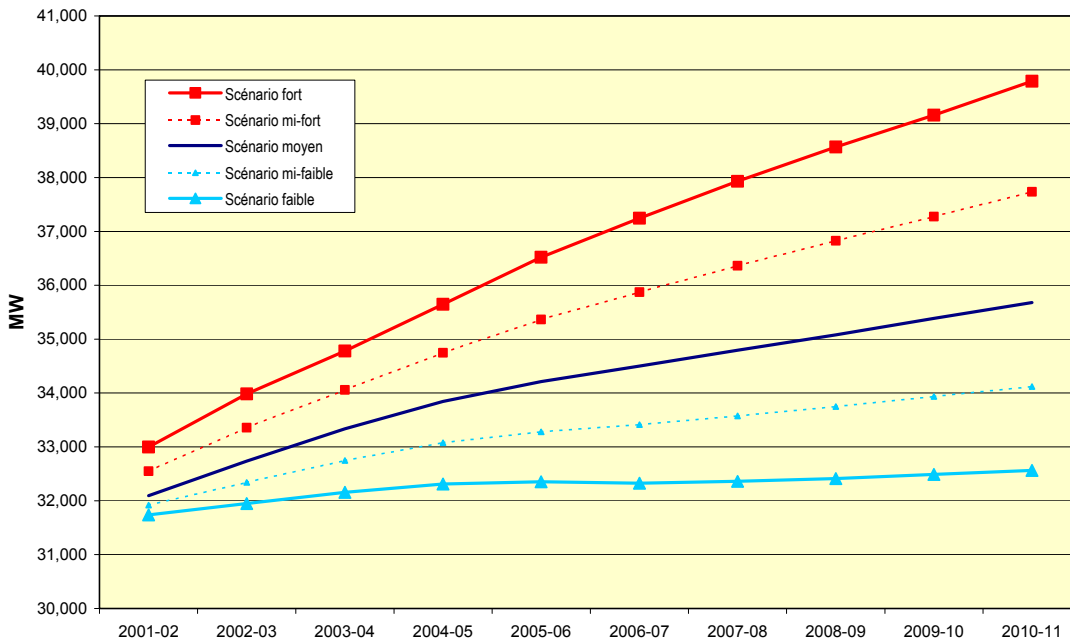


6 Le graphique 2.3 fournit l'information équivalente pour les besoins de  
7 puissance.

<sup>3</sup> 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**



**3 2.5.2 L'aléa climatique**

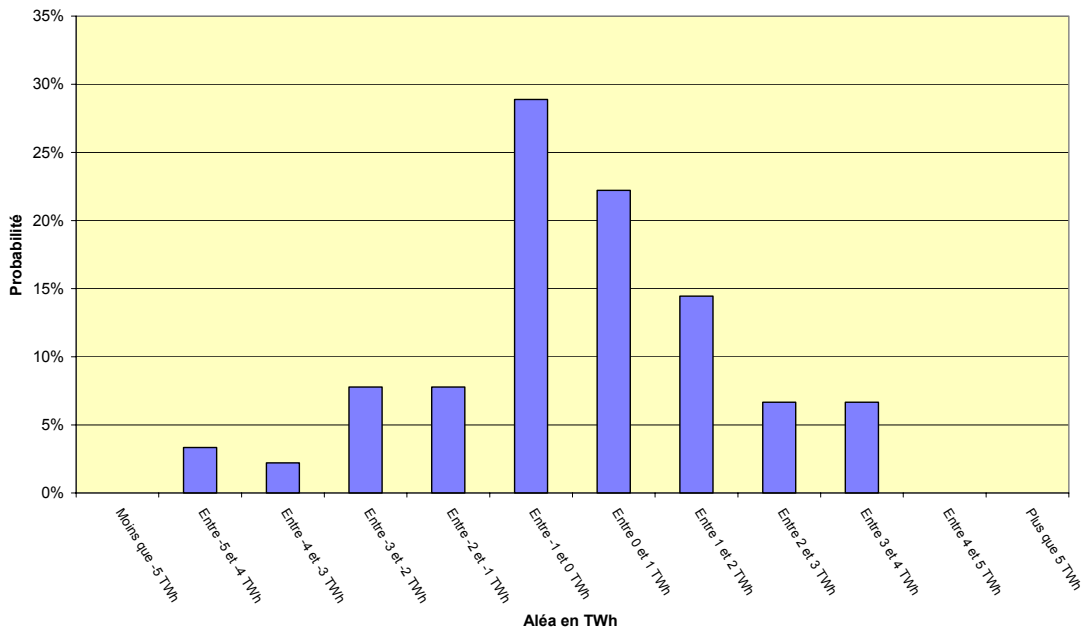
4 L'aléa climatique représente l'impact des conditions climatiques sur la  
 5 consommation d'électricité (principalement à des fins de chauffage et de  
 6 climatisation) par rapport au scénario à conditions climatiques normales.  
 7 L'aléa climatique est un aléa de court terme dont l'ampleur varie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

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

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

6  
7  
8

**GRAPHIQUE 2.4**  
**Aléa climatique sur les besoins annuels en énergie**  
**Projection sur l'année 2005**



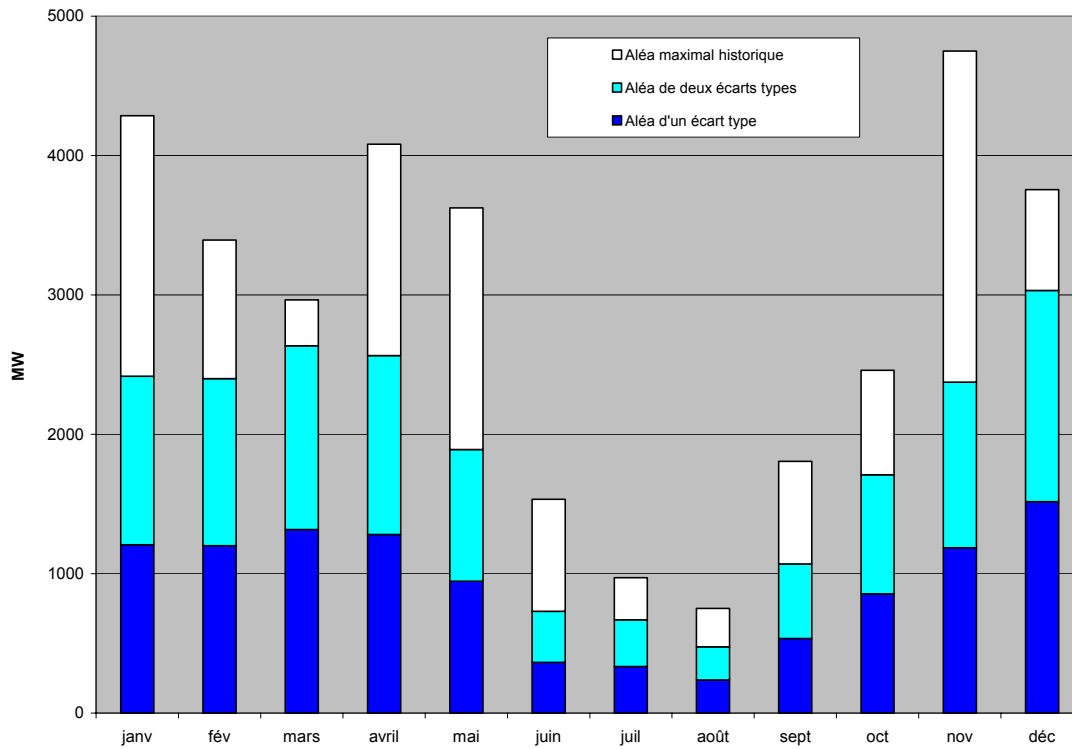
9 En puissance, l'écart-type de l'aléa climatique atteint 1 200 MW aux mois de  
10 janvier et février, c'est-à-dire les mois où l'occurrence de pointe est la plus  
11 forte. Lors de ces mois, dans les cas plus extrêmes, l'aléa climatique peut  
12 atteindre 4 300 MW (voir graphique 2.5). Même lors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



1  
2  
3

### GRAPHIQUE 2.5

#### Aléa climatique sur les pointes mensuelles Projection sur l'année 2005



**ANNEXE 1A**

**ESTIMATION PRÉLIMINAIRE**

**DU POTENTIEL D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**



1                                   **ESTIMATION PRÉLIMINAIRE DU POTENTIEL**  
2                                   **D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE**

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

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

12    ***Le potentiel d'économies d'énergie***

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

18    ***Le potentiel technico-économique***

19    *Méthodologie*

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

24   Du point de vue d'Hydro-Québec Distribution, il représente la somme des  
25   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)
<b>GRAND TOTAL</b>	<b>27,6</b>	<b>6,0*</b>	<b>(21,6)</b>

\*En validation.

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

7 Voici les principaux facteurs responsables de la baisse du potentiel :

- 8 • Économies réalisées dans le cadre des programmes antérieurs.
- 9 • Effets tendanciels : effets d'entraînement des programmes d'Hydro-Québec  
10 et d'autres intervenants, impact de nouvelles normes et réglementations  
11 (électroménagers, éclairage, moteurs à haut rendement, appareils de  
12 traitement de l'air, chauffe-eau), rajeunissement du parc d'équipement par  
13 le remplacement des équipements à la fin de leur vie utile et du parc de  
14 bâtiments par la construction et la rénovation majeure.
- 15 • Meilleure connaissance, grâce à l'expérience acquise, de certains  
16 paramètres tels la diffusion actuelle des mesures, leurs coûts et gains  
17 énergétiques unitaires ainsi que les impacts des effets croisés et  
18 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**



1                                    **SCÉNARIOS D'ENCADREMENT DE LA PRÉVISION**  
2                                    **DE LA DEMANDE**

3    ***Scénarios d'encadrement fort et faible - méthodologie***

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

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

20   ***Présentation du scénario fort***

21   Dans le scénario fort, les ventes au Québec prévues pour 2011 s'élèvent à  
22   194,7 TWh, ce qui reflète un taux de croissance annuel moyen de 2,2 %.

23   Elles sont supérieures de 20,1 TWh à celles du scénario moyen. Cet écart se  
24   répartit de la manière suivante : 43 % au secteur Industriel Grandes entreprises,  
25   33 % au secteur Général et Institutionnel, 16 % au secteur Domestique et  
26   Agricole, 7 % au secteur Industriel PME et 1 % au secteur Autres.



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

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

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

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

20 Pour ce qui est des besoins réguliers au Québec, la prévision passera de  
21 33 050 MW à la pointe de l'hiver 2001-2002 à 39 860 MW à la pointe de l'hiver  
22 2010-2011. Cette augmentation de 6 810 MW représente une croissance annuelle  
23 moyenne de 760 MW, soit 2,1 % annuellement. Par rapport au scénario moyen,  
24 les besoins du scénario fort sont supérieurs de 4 110 MW à l'horizon de l'hiver  
25 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**  
**Ventes en TWh**

16

	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

1

**TABLEAU B.2**

2

**Scénarios d'encadrement de prévision de la demande**

3

**Besoins en puissance en MW**

	<b>2001- 2002</b>	<b>2002- 2003</b>	<b>2003- 2004</b>	<b>2004- 2005</b>	<b>2005- 2006</b>	<b>2006- 2007</b>	<b>2007- 2008</b>	<b>2008- 2009</b>	<b>2009- 2010</b>	<b>2010- 2011</b>	<b>Croiss. 01-10</b>
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

4

## **APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS**



## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....</b>	<b>1</b>
<b>2. ENGAGEMENT SUR LES VENTES AU TARIF BT – BI-ÉNERGIE CII .....</b>	<b>3</b>
<b>3. CONSOMMATION AUX CONDITIONS DES TARIFS SPÉCIAUX .....</b>	<b>4</b>
<b>4. CONTRATS DE PUISSANCE INTERRUPTIBLE .....</b>	<b>4</b>

### **TABLEAU**

<b>TABLEAU 2.1</b>	<b>PRÉVISION DES VENTES AU TARIF BT – BI-ÉNERGIE CII .....</b>	<b>4</b>
--------------------	--	----------

### **ANNEXES**

<b>ANNEXE 2A</b>	<b>DÉCRET CONCERNANT LES CARACTÉRISTIQUES DE L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHÉS QUÉBÉCOIS EN ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE</b>
<b>ANNEXE 2B</b>	<b>SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE</b>



1 Dans le cadre de ce premier Plan, les approvisionnements existants se limitent au  
2 volume d'électricité patrimoniale, dont les conditions de livraison sont définies par  
3 le Décret, et à un engagement d'Hydro-Québec Production d'alimenter les ventes  
4 au tarif BT jusqu'en 2003. Les contrats de puissance interruptible présentement en  
5 vigueur ont été mis à la disposition d'Hydro-Québec Production jusqu'à leur  
6 échéance respective. Les consommations relatives aux tarifs de secours sont  
7 également abordées. Les sections suivantes passent en revue les caractéristiques  
8 de chacun de ces approvisionnements.

9 **1. L'électricité patrimoniale**

10 La *Loi sur Hydro-Québec* stipule qu'Hydro-Québec doit assurer  
11 l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale jusqu'à  
12 concurrence de 165 TWh annuellement et cela conformément à la Loi. Cette  
13 dernière stipule d'ailleurs que le volume de 165 TWh exclut les volumes découlant  
14 d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués  
15 aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie  
16 déterminés par règlement du gouvernement. Les caractéristiques de cet  
17 approvisionnement doivent être fixées par le gouvernement. Le Plan est le reflet  
18 des conditions ainsi déterminées (une copie du Décret est reproduite à  
19 l'Annexe 2A).

20 La quantité maximale annuelle d'électricité patrimoniale fournie par Hydro-Québec  
21 Production au Distributeur est de 165 TWh, à laquelle s'ajoutent les quantités  
22 correspondant aux pertes de transport et de distribution fixées à un taux de 8,4%.  
23 L'engagement maximal d'Hydro-Québec Production en énergie est donc de  
24 178,86 TWh annuellement. Ces quantités sont garanties à 100%.



1 Ce volume annuel d'électricité patrimoniale est caractérisé par un profil annuel  
2 préétabli de valeurs horaires de puissances classées par ordre décroissant<sup>1</sup>. Ce  
3 profil est semblable au profil d'alimentation de la consommation prévue des  
4 marchés québécois, ajusté pour un niveau de 165 TWh (à conditions climatiques  
5 normales). La puissance maximale du profil a été fixée à 34 342 MW.

6 La *Loi sur Hydro-Québec* et le Décret précisent que l'approvisionnement en  
7 électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement  
8 reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité. Ainsi, Hydro-Québec  
9 Production garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour couvrir les  
10 livraisons définies par le profil associé à l'électricité patrimoniale ainsi que les  
11 aléas de production et les aléas climatiques en puissance associés à l'électricité  
12 patrimoniale. Si on se réfère au critère de fiabilité en puissance du NPCC<sup>2</sup>  
13 (Northeast Power Coordinating Council), le respect de ce critère correspond à une  
14 espérance de délestage de 2,4 heures par année.

15 Toutefois, à compter de la première année où le niveau de 165 TWh est atteint les  
16 livraisons d'électricité patrimoniale ne peuvent excéder le profil annuel des  
17 puissances classées inclus au Décret. Même si le critère de fiabilité en puissance  
18 est garanti par Hydro-Québec Production, l'énergie associée à la puissance en  
19 dépassement du profil ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale. Ainsi, tout

---

1. 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.

2. 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 dépassement du profil doit faire l'objet d'un approvisionnement par appel d'offres  
2 de la part du Distributeur.

3 Tous les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité  
4 et la fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale, requis  
5 par le Transporteur, sont inclus dans l'électricité patrimoniale et sont fournis par  
6 Hydro-Québec Production. L'Annexe B fournit une liste des principaux services  
7 complémentaires visés.

8 **2. Engagement sur les ventes au Tarif BT – Bi-énergie CII**

9 En vertu de la Loi, les ventes réalisées à ce tarif ne sont pas incluses dans le  
10 volume de consommation patrimoniale. Par contre, il y a un engagement d'Hydro-  
11 Québec Production pour l'alimentation des charges inscrites au tarif BT. Cet  
12 engagement se terminera en 2003, avec la date proposée d'abrogation du tarif.  
13 Les volumes de ventes et les besoins en approvisionnements impliqués figurent  
14 au tableau 2.1.

1  
2

**TABLEAU 2.1**

**Prévision des ventes au tarif BT – Bi-énergie CII**

<i>En TWh</i>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>
Ventes au tarif BT	1,0	0,3	0,0	0,0
+ Pertes de transport et de distribution	0,1	0,0	0,0	0,0
= Besoins d'approvisionnement	1,1	0,3	0,0	0,0

<i>En MW</i>	<b>2002-2003</b>	<b>2003-2004</b>	<b>2004-2005</b>	<b>2005-2006</b>
Besoins d'approvisionnement	104	0	0	0

3 **3. Consommation aux conditions des tarifs spéciaux**

4 Les besoins en énergie décrits à la pièce HQD-2, Document 1 n'incluent aucune  
5 consommation marginale associée à la tarification en temps réel (MR et LR). Il n'y  
6 a pas de prévision de long terme de ces ventes étant donné leur volatilité.

7 Il en est de même pour les tarifs d'énergie de secours. Aucun volume ne peut être  
8 prévu étant donné la nature aléatoire du recours à ces tarifs.

9 **4. Contrats de Puissance interruptible**

10 Compte tenu des dispositions du Décret, il faut distinguer deux types de potentiels  
11 de puissance interruptible.

12 Conformément aux dispositions du Décret, Hydro-Québec Production peut avoir  
13 recours à la puissance interruptible prévue aux contrats spéciaux et ententes de

- 1 service en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2001. En conséquence, cette partie du potentiel
- 2 de puissance interruptible est mise à la disposition d'Hydro-Québec Production.
- 3 Cette dernière en assume également les frais.
  
- 4 Par ailleurs, il existe un potentiel additionnel de puissance interruptible sur lequel
- 5 le Distributeur peut compter. Lorsqu'il ne prévoit pas y avoir recours, le
- 6 Distributeur, sur une base de court terme, met ce potentiel additionnel à la
- 7 disposition d'Hydro-Québec Production qui en assume alors les frais.



## **ANNEXE 2A**

### **Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale**



- 1                    **DÉCRET CONCERNANT LES CARACTÉRISTIQUES DE**  
2                    **L'APPROVISIONNEMENT DES MARCHÉS QUÉBÉCOIS**  
3                    **EN ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**  
4  
5    *Document à venir*





## **ANNEXE 2B**

### **Services complémentaires associés à l'approvisionnement en électricité patrimoniale**



1    **SERVICES COMPLÉMENTAIRES ASSOCIÉS À L'APPROVISIONNEMENT**  
2                                    **EN ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

3    Tel que statué par le Décret, Hydro-Québec Production doit fournir tous les  
4    services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la  
5    fiabilité de l'approvisionnement du volume d'électricité patrimoniale. Par  
6    conséquent, Hydro-Québec Production a les obligations suivantes :

7           a) Hydro-Québec Production doit rendre accessible la plage de puissance  
8            réactive nominale et fournir le contrôle de tension à ses centrales ou  
9            aux centrales associées à ses contrats d'achat.

10          b) Hydro-Québec Production est tenue de fournir les marges permettant  
11          une exploitation sécuritaire du réseau de transport et une fiabilité  
12          d'alimentation de la charge selon les exigences du Transporteur. Ces  
13          exigences couvrent entre autres :

14            •     une réserve d'exploitation incluant les réserves synchrone, 10  
15            minutes et 30 minutes telles qu'elles sont définies par le  
16            Transporteur ;

17            •     une réserve de stabilité ;

18            •     une plage pour la régulation et le contrôle de fréquence («RFP»)  
19            ainsi qu'une plage pour assurer le suivi de la charge.

20    Tout changement dans les exigences de réserves du Transporteur entraînant  
21    une augmentation de leur niveau global et ayant pour effet d'augmenter la  
22    fiabilité du réseau de transport n'augmente pas les obligations d'Hydro-  
23    Québec Production à l'égard des services complémentaires à être inclus dans  
24    l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Si un changement dans les  
25    exigences de réserves du Transporteur a pour effet d'en diminuer le niveau

- 1 global, la puissance ainsi libérée continue d'être à la disposition du
- 2 Distributeur pour rencontrer ses divers besoins.
  
- 3 Finalement, le Distributeur et Hydro-Québec Production doivent s'assurer que
- 4 toutes leurs nouvelles sources respectives d'approvisionnement respectent
- 5 les exigences du Transporteur.

**APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET  
STRATÉGIE PROPOSÉE**



## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS .....</b>	<b>1</b>
1.1 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE .....	1
1.2 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN PUISSANCE.....	2
1.3 IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS .....	7
1.4 SOMMAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS .....	9
<b>2. CONTEXTE DE PLANIFICATION ET STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....</b>	<b>11</b>
2.1 FIABILITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT ÉLECTRIQUE ET VARIABILITÉ DE LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ .....	11
2.2 MOYENS ET DÉLAIS D'APPROVISIONNEMENT .....	11
2.3 PART DE CHAQUE MARCHÉ DANS LA STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....	15
2.4 RESPECT DU CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE .....	20
2.5 GESTION DES SCÉNARIOS PLUS FORTS .....	21
2.6 GESTION DES SCÉNARIOS PLUS FAIBLES .....	22
<b>3. MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....</b>	<b>25</b>
3.1 APPEL D'OFFRES POUR CONTRATS DE LONG TERME.....	25
3.1.1 <i>Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009</i> .....	25
3.1.2 <i>Mise en oeuvre</i> .....	30
3.1.2.1 Livraisons débutant en 2006 et 2007 .....	30
3.1.2.2 Livraisons débutant en 2008 et 2009 .....	30
3.2 APPELS D'OFFRES POUR CONTRATS DE COURT TERME.....	30
3.2.1 <i>Produits envisagés</i> .....	30
3.2.2 <i>Produits envisagés pour les années 2002 à 2005</i> .....	31
3.2.3 <i>Mise en oeuvre</i> .....	33
3.2.3.1 Besoins de l'année 2002 .....	34
3.2.3.2 Besoins de l'année 2003 .....	34
3.2.3.3 Besoins de l'année 2004 .....	34
3.2.3.4 Besoins de l'année 2005 .....	35
3.3 CAS PARTICULIER : PRODUCTION ACTUELLEMENT AUTOCONSOMMÉE.....	36
3.4 RÉSUMÉ DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN .....	36



**TABLEAUX**

TABLEAU 1.1	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN ÉNERGIE - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES (TWh) .....	2
TABLEAU 1.2	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN PUISSANCE - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES (MW) – ANNÉES 2005 - 2011 .....	7
TABLEAU 1.3	IMPACT DES ALÉAS SUR LES BESOINS EN ÉNERGIE (TWh) .....	8
TABLEAU 1.4	IMPACT DES SCÉNARIOS DE CROISSANCE DE LA DEMANDE SUR LES BESOINS EN PUISSANCE (MW) .....	9
TABLEAU 2.1	PUISSANCE DISPONIBLE APRÈS L'AJOUT DE 400 MW D'APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS (MW) .....	21
TABLEAU 3.1	PRODUITS ENVISAGÉS POUR LES LIVRAISONS DÉBUTANT ENTRE 2006 ET 2009 ...	29
TABLEAU 3.2	RÉSUMÉ DE LA MISE EN ŒUVRE DU PLAN .....	38

**GRAPHIQUES**

GRAPHIQUE 1.1	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2007 .....	3
GRAPHIQUE 1.2	PUISSANCES MENSUELLES MAXIMALES REQUISES CORRESPONDANT AUX APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS - SCÉNARIO MOYEN DE DEMANDE, À CONDITIONS CLIMATIQUES NORMALES .....	5
GRAPHIQUE 1.3	CHRONOLOGIE DES PUISSANCES HORAIRES ADDITIONNELLES REQUISES – AOÛT 2007 .....	6
GRAPHIQUE 3.1	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2007 .....	27
GRAPHIQUE 3.2	COURBE ANNUELLE DES PUISSANCES CLASSÉES DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS EN 2009 .....	29

**ANNEXES**

ANNEXE 3A	PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME
ANNEXE 3B	DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE
ANNEXE 3C	CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DU QUÉBEC EN MODE IMPORTATION
ANNEXE 3D	PUISSANCE INSTALLÉE REQUISE POUR RESPECTER LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE

1    **1.    APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

2    **1.1    Approvisionnement additionnels requis en énergie**

3    Les approvisionnements additionnels requis par le Distributeur selon le  
4    scénario moyen figurent au tableau 1.1.

5    Ils sont établis en ajoutant d'abord les pertes prévues sur les réseaux de  
6    transport et de distribution à la consommation visée par le Plan. On obtient  
7    ainsi des besoins totaux pour lesquels des approvisionnements sont  
8    nécessaires. Ensuite, les approvisionnements existants décrits à la pièce  
9    HQD-2, Document 2 sont pris en compte pour déterminer les  
10    approvisionnements additionnels requis. Tel que mentionné à cette pièce, la  
11    quantité maximale d'électricité patrimoniale disponible pour les besoins du  
12    Distributeur est établie à 165 TWh plus 8,4% de pertes de transport et de  
13    distribution, soit 178,9 TWh.

1

**TABLEAU 1.1**

2

**Approvisionnements additionnels requis en énergie**

3

**Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (TWh)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Consommation visée par le Plan</b> (section 2.3)	156,8	160,3	163,9	165,6	167,3	168,8	170,9	171,8	173,2	174,7
+ Pertes de transport et de distribution (1)	12,8	13,2	13,5	13,7	14,0	14,2	14,4	14,6	14,8	15,0
= Besoins incluant pertes de transport et distribution	169,6	173,5	177,4	179,3	181,3	183,0	185,3	186,3	188,0	189,7
- Approvisionnements particuliers pour les ventes au tarif BT (incluant pertes)	1,1	0,3	0,0	0	0	0	0	0	0	0
- Volume d'électricité patrimoniale, (incluant pertes)	168,5	173,2	177,4	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
= <b>Approvisionnements additionnels requis</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,5</b>	<b>2,4</b>	<b>4,1</b>	<b>6,4</b>	<b>7,5</b>	<b>9,2</b>	<b>10,8</b>

4  
5  
6  
7  
8

(1) Il est impératif, à cette étape, de retenir une hypothèse d'évolution de taux de pertes sur les réseaux de transport et de distribution. Or, l'évolution des pertes réelles sur le réseau du Transporteur dépendra, en partie, des sources d'approvisionnements qui s'ajouteront. Aux termes du prochain processus d'appel d'offres, il sera possible de corriger, au besoin, les prévisions de taux de pertes en fonction des sources d'approvisionnement sélectionnées.

9 Un certain nombre de clients du Distributeur produisent une partie de  
10 l'électricité qu'ils consomment à partir de leurs propres centrales. Les chiffres  
11 du tableau 1.1 supposent qu'ils continueront à autoconsommer<sup>1</sup>.

12 **1.2 Approvisionnements additionnels requis en puissance**

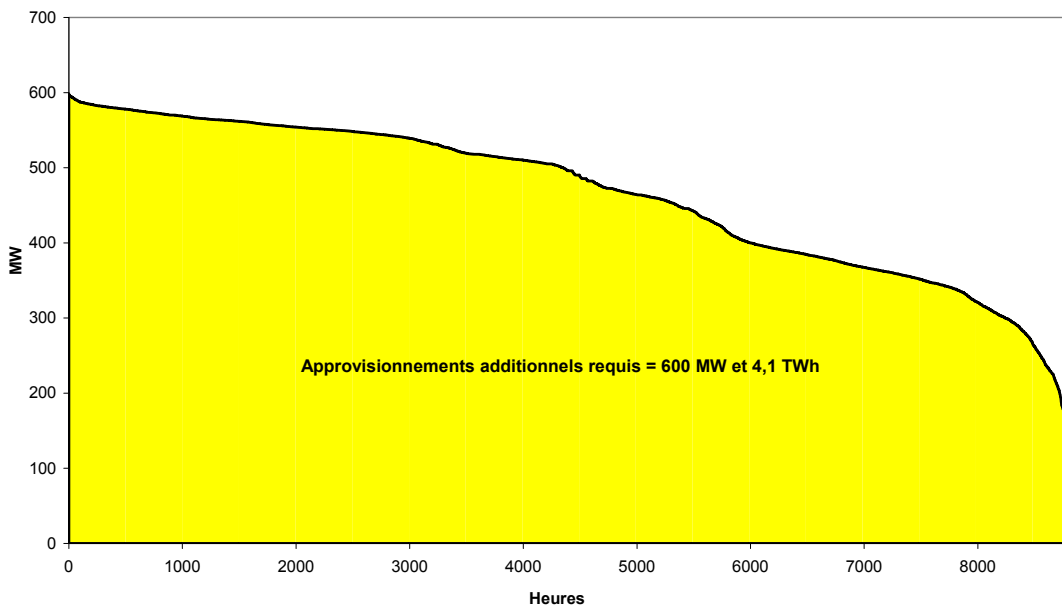
13 Les besoins en puissance additionnelle requis doivent être déterminés sur la  
14 base de la capacité de rencontrer l'ensemble du profil de charge du  
15 Distributeur, pour une année donnée. À cette fin, il convient de regarder les  
16 différentes images annuelle, mensuelle et horaire de ces besoins.

<sup>1</sup> Pour plus de détails, voir la section 3.3 du présent document.

1 L'image annuelle du profil des approvisionnements requis s'obtient en  
2 effectuant la différence entre la courbe des puissances classées prévue pour  
3 une année donnée (pour les explications et des exemples de telles courbes,  
4 voir la pièce HQD-2, Document 1, section 2.4 et graphique 2.1) et le profil des  
5 livraisons d'électricité patrimoniale, tel qu'il apparaît dans le Décret. Le résultat  
6 se présente sous la forme d'une puissance horaire requise à chacune des  
7 heures de l'année.

8  
9  
10

**GRAPHIQUE 1.1**  
**Courbe annuelle des puissances classées**  
**des approvisionnements additionnels requis en 2007**



1 Ces données de puissance reclassées en ordre décroissant forment une  
2 nouvelle courbe des puissances classées qui constitue un outil de planification  
3 des approvisionnements additionnels requis. À titre illustratif, la courbe des  
4 puissances classées des approvisionnements additionnels requis pour 2007  
5 est représentée au graphique 1.1.

6 La puissance additionnelle requise est déterminée par le point le plus élevé du  
7 profil des approvisionnements additionnels requis, soit 600 MW en 2007, tel  
8 que représenté au graphique 1.1. Compte tenu des besoins en énergie de  
9 4,1 TWh, le profil de 2007 comporte un facteur d'utilisation de 78 %.

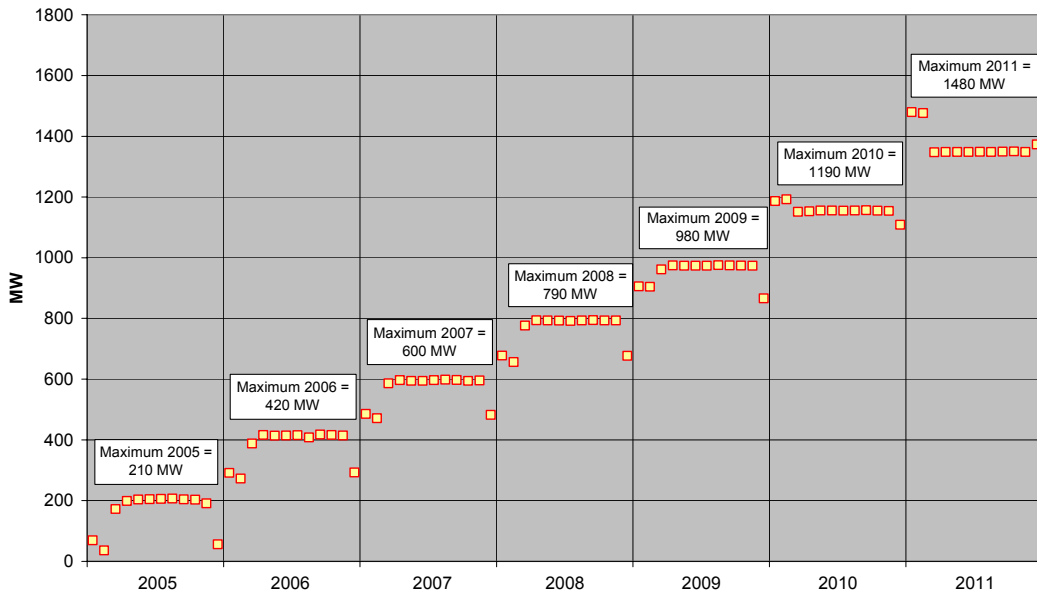
10 Il est également possible d'obtenir une image mensuelle des profils  
11 chronologiques en reclassant le profil des approvisionnements additionnels  
12 requis. Ainsi il est possible d'estimer les besoins mensuels, journaliers, voire  
13 même horaires. L'examen de tels résultats permet de constater que, lors des  
14 premières années où les besoins du Distributeur dépasseront  
15 l'approvisionnement patrimonial, le profil des approvisionnements additionnels  
16 requis sera fort différent de celui associé à l'ensemble de la charge. Par  
17 contre, plus on s'éloigne de l'année où le seuil de 165 TWh est atteint, plus le  
18 profil des approvisionnements additionnels requis adoptera une forme  
19 similaire au profil de la charge totale du Distributeur, avec des besoins d'hiver  
20 plus élevés que les besoins d'été.

21

1  
2  
3  
4

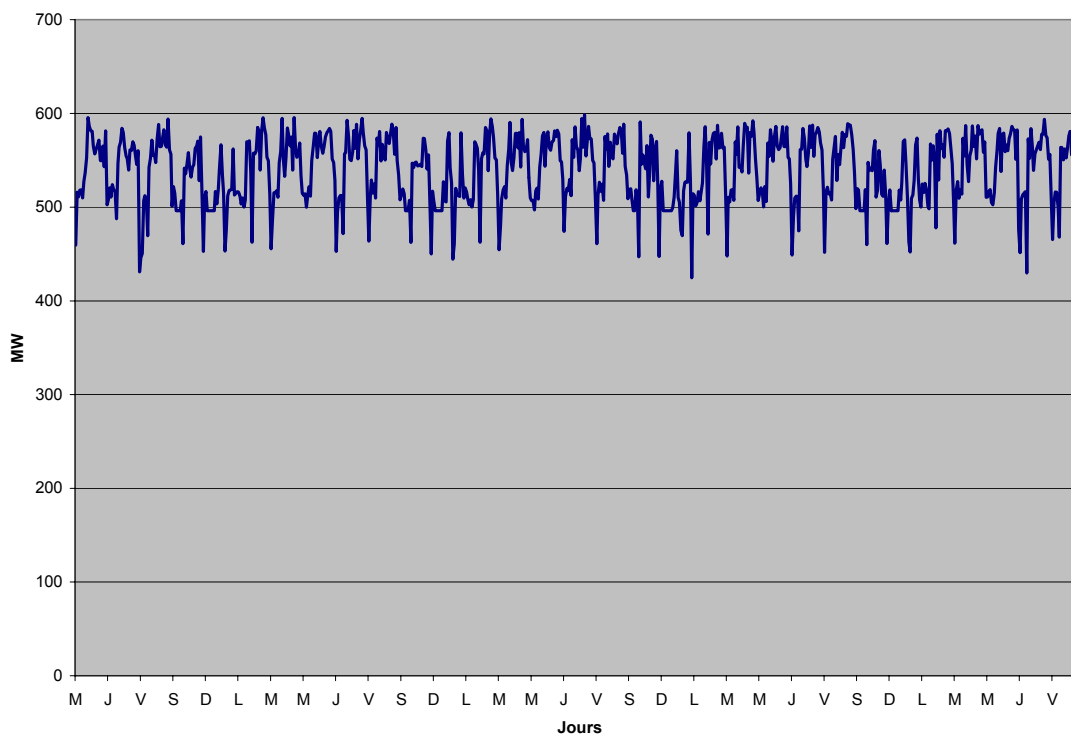
**GRAPHIQUE 1.2**

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



5 Le graphique 1.2 illustre l'évolution de la puissance maximale requise à  
6 chaque mois pour rencontrer le profil de la charge à chacun des mois, dans le  
7 scénario moyen. Jusqu'en 2009, on constate que la puissance requise lors  
8 des mois d'hiver n'est pas plus élevée que celle des mois d'été. C'est  
9 seulement à partir de 2010 que les besoins annuels en puissance atteignent  
10 leur point maximum en janvier, comme c'est le cas pour l'ensemble de la  
11 charge du Distributeur.

12 Quant à l'image horaire des besoins en puissance, le graphique 1.3 fournit, à  
13 titre d'exemple, une information quant au profil chronologique de la puissance  
14 horaire additionnelle requise pour un des mois représenté au graphique  
15 précédent, soit août 2007. Le graphique 1.3 permet de constater les variations  
16 de puissance requise au fil des heures du mois. Ainsi, lors des journées du  
17 mois visé, la puissance sera appelée à varier entre 420 et 600 MW.

1  
2  
3**GRAPHIQUE 1.3****Chronologie des puissances horaires additionnelles requises  
Août 2007**

4 Pour établir les besoins en puissance relatifs à chaque année, il faut tenir  
5 compte à la fois des besoins estimés selon les images annuelle, mensuelle et  
6 horaire, ainsi que du facteur d'utilisation global annuel. Compte tenu des  
7 périodes d'entretien et des pannes relatives aux équipements des  
8 fournisseurs, il n'est pas réaliste de compter sur un facteur d'utilisation en  
9 moyenne supérieur à 83 %. Pour les fins de planification, ce facteur  
10 d'utilisation est retenu pour ajuster les quantités de puissance requise lorsque  
11 le facteur d'utilisation annuel des besoins excède 83 %. Le tableau 1.2 donne  
12 les approvisionnements additionnels en puissance qui en résultent. À noter  
13 que pour les années 2002 à 2005, il n'y a aucun approvisionnement  
14 additionnel en puissance.

1 **TABLEAU 1.2**  
2 **Approvisionnements additionnels requis en puissance**  
3 **Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (MW)**  
4 **Années 2005 - 2011**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Approvisionnements additionnels en puissance	210	420	600	880	1 030	1 260	1 480
Facteur d'utilisation	27 %	66 %	78 %	83 %	83 %	83 %	83 %

### 5 **1.3 Impact des aléas sur les besoins**

6 Il est entendu que les besoins présentés ci-dessus sont appelés à fluctuer en  
7 fonction des aléas décrits au chapitre 2.5.

8 Les besoins en énergie, découlant de différents scénarios contrastés  
9 d'évolution de la demande et de différentes conditions climatiques possibles,  
10 sont représentés au tableau 1.3. Les scénarios mi-fort et mi-faible, à mi-  
11 chemin entre le scénario moyen et chacun des scénarios d'encadrement fort  
12 et faible, sont des scénarios moins démarqués mais plus probables de la  
13 croissance de la demande. Les cas plus extrêmes présentés (scénario de  
14 demande faible juxtaposé à des conditions climatiques clémentes et scénario  
15 de forte croissance de la demande juxtaposé à des conditions climatiques  
16 sévères) ont un impact considérable sur les besoins, mais présentent une  
17 faible probabilité de réalisation.



1

**TABLEAU 1.3**

2

**Impact des aléas sur les besoins en énergie (TWh)**

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario faible & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Scénario faible & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Scénario mi-faible & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3
Scénario mi-faible & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	1,2	2,2
Scénario moyen & Aléa climatique négatif d'un écart-type	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	2,2	4,5	5,5	7,2	8,8
Scénario moyen & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	0,0	0,5	2,4	4,1	6,4	7,5	9,2	10,8
Scénario moyen & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	0,0	0,5	2,3	4,3	6,1	8,3	9,4	11,1	12,8
Scénario mi-fort & Conditions climatiques normales	0,0	0,0	2,3	5,4	8,7	11,5	14,8	16,6	19,0	21,7
Scénario mi-fort & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	0,0	4,2	7,3	10,8	13,4	16,7	18,6	21,1	23,7
Scénario fort & Conditions climatiques normales	0,0	1,1	6,1	10,3	14,9	18,8	23,2	25,8	28,9	32,6
Scénario fort & Aléa climatique positif d'un écart-type	0,0	3,0	8,0	12,3	16,9	20,8	25,2	27,8	31,0	34,7

3

Les besoins en puissance sont également modifiés par les différents aléas. Le

4

tableau 1.4 présente les variations de puissance requise à chaque année,

5

découlant des scénarios de croissance de la demande. Dans le cas de l'aléa

6

climatique, la puissance requise en hiver serait davantage affectée que celle

7

d'été.

1

**TABLEAU 1.4**

2

**Impact des scénarios de croissance de la demande  
sur les besoins en puissance (MW)**

3

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Scénario faible & Aléa climatique inférieur d'un écart-type	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Scénario mi-faible & Conditions climatiques normales	0	0	0	0	0	0	0	220	290	440
Scénario moyen & Conditions climatiques normales	0	0	0	210	420	600	880	1 030	1 260	1 480
Scénario mi-fort & Conditions climatiques normales	0	0	440	750	1 170	1 670	2 160	2 620	3 070	3 530
Scénario fort & Aléa climatique supérieur d'un écart-type	0	430	780	1 440	2 320	3 040	3 720	4 360	4 950	5 580

4 **1.4 Sommaire des approvisionnements additionnels requis**

5 Les approvisionnements additionnels requis permettent de satisfaire un  
6 scénario moyen de croissance de la demande.

7 La stratégie d'approvisionnement devra donc tenir compte des besoins  
8 en énergie annuelle, de la puissance maximale en dépassement de  
9 l'électricité patrimoniale, du profil de puissance classée et de la variabilité  
10 chronologique des charges. Les besoins que le Distributeur doit  
11 satisfaire se caractérisent également par la présence d'importants aléas  
12 tant économiques que climatiques qui justifient de rechercher le plus de  
13 flexibilité possible dans les nouveaux approvisionnements. La gestion  
14 des aléas est d'autant plus importante que le Distributeur assume  
15 l'ensemble des aléas de la demande, ceux associés au volume de  
16 consommation patrimoniale comme ceux des nouveaux besoins.



1 **2. CONTEXTE DE PLANIFICATION ET STRATÉGIE**  
2 **D'APPROVISIONNEMENT**

3 À l'occasion de ce premier Plan, il convient de passer en revue différents  
4 concepts utilisés dans la planification de l'approvisionnement en électricité  
5 ainsi que les éléments majeurs qui définissent le cadre dans lequel s'effectue  
6 cette planification.

7 **2.1 Fiabilité de l'approvisionnement électrique et variabilité de la**  
8 **demande d'électricité**

9 Le Distributeur a l'obligation de distribuer sur le territoire pour lequel il dispose  
10 d'un droit exclusif. À cet effet, il doit s'assurer d'avoir des approvisionnements  
11 en électricité suffisants pour satisfaire les besoins des marchés québécois tout  
12 en cherchant à minimiser les coûts qui en résultent. Son principal défi consiste  
13 à rencontrer ces objectifs dans un contexte où il subsiste d'importants aléas  
14 qui affectent les besoins en approvisionnements additionnels, aléas qui sont  
15 amplifiés par le nombre d'années qui séparent inévitablement l'octroi d'un  
16 contrat et la date de début de livraison. Puisqu'il n'est pas possible de prévoir  
17 avec certitude les conditions économiques ou climatiques à long terme, le  
18 Plan doit être en mesure d'offrir suffisamment de flexibilité afin de s'adapter  
19 aux diverses situations.

20 **2.2 Moyens et délais d'approvisionnement**

21 On peut distinguer deux segments aux marchés de l'électricité visés par un  
22 appel d'offres : les marchés de court terme et ceux de long terme. Les  
23 marchés de court terme font appel à la production existante ; les appels  
24 d'offres sur ces marchés visent à combler des besoins pour des durées  
25 généralement inférieures à 36 mois, et le plus souvent de 12 mois et moins.  
26 Les marchés de long terme font appel principalement à de nouvelles sources  
27 de production sans exclure systématiquement la production existante ; les

1 appels d'offres sur ces marchés visent à combler des besoins sur une longue  
2 durée.

3 • **Marchés de court terme**

4 Il n'existe pas au Québec une bourse de l'énergie comme il en existe dans  
5 plusieurs États américains ou provinces canadiennes ayant procédé à la  
6 déréglementation des marchés de gros. De plus, il y a peu de ressources  
7 électriques disponibles au Québec à l'horizon 2004-2005 qui ne sont pas  
8 déjà engagées par contrat et le nombre de producteurs est limité. La  
9 concurrence sur les marchés de court terme, au moins au cours des  
10 prochaines années, proviendra donc principalement d'Hydro-Québec  
11 Production et de négociants opérant dans les réseaux électriques  
12 limitrophes et devant acheminer l'électricité au Québec par les  
13 interconnexions.

14 Les délais pour l'acquisition de nouveaux approvisionnements sur les  
15 marchés de court terme sont très courts, surtout lorsque des produits  
16 standards sont transigés. L'Annexe 3A présente la liste des produits  
17 standards.

1 • **Marchés de long terme**

2 Compte tenu de l'absence de bourse de l'énergie au Québec, on ne peut  
3 s'attendre à ce que des investisseurs développent des sources de  
4 production en fonction du marché. Ce type de développement  
5 communément appelé « merchant plant » est à la base du fonctionnement  
6 dans les marchés déréglementés. Bien que quelques investisseurs  
7 puissent procéder à des développements au Québec en fonction de  
8 l'exportation, la meilleure façon de susciter une saine concurrence consiste  
9 à procéder à des appels d'offres pour des contrats de long terme (15 à  
10 20 ans). Ces contrats permettent aux investisseurs de trouver un  
11 financement important en diminuant le niveau de risque associé à ces  
12 projets. Cette approche est également susceptible de générer des  
13 approvisionnements à meilleur coût en réduisant l'exigence de rendement  
14 des soumissionnaires compte tenu du niveau de risque.

15 Les contrats visés par les appels d'offres pour l'octroi de contrats de  
16 long terme peuvent être divisés en trois types de produits :

17 • **Le service en base** : il s'agit de puissance et d'énergie garanties. Les  
18 quantités sont fermes. En général, ces produits sont peu flexibles. Ils sont  
19 généralement utilisés pour répondre à des besoins présents à presque  
20 toutes les heures d'une période prédéterminée et peu sujets à des aléas.

21 • **Le service en pointe** : ce type de produit est conçu pour répondre à des  
22 besoins durant un faible nombre d'heures, généralement aux fines pointes  
23 de la demande. La demande globale à ces périodes étant sujette à de  
24 fortes incertitudes, la puissance associée à ces produits est en général  
25 mobilisable sous de courts préavis. C'est l'acheteur qui programme les  
26 livraisons en fonction de ses besoins. Bien qu'identifié « pour la pointe »,  
27 ce type de produit devient également un moyen disponible pour pallier  
28 temporairement à des aléas de courte durée à d'autres moments de

1 l'année, le cas échéant. La puissance interruptible est un exemple de  
2 produit de pointe. Elle peut offrir un potentiel important pour des  
3 interruptions annuelles peu fréquentes et totalisant un faible nombre  
4 d'heures (ne dépassant pas 300 heures).

5 • **Le service modulable** : les produits modulables permettent que l'acheteur  
6 programme les livraisons en fonction de ses besoins. La durée des  
7 livraisons et le taux de livraison en puissance peuvent donc varier selon  
8 des balises et certaines conditions qui sont déterminées au préalable dans  
9 le contrat. Ces produits peuvent prendre diverses formes et n'ont jamais  
10 fait l'objet d'appels d'offres au Québec. Cependant, plusieurs services  
11 publics américains ont fait des appels de propositions portant sur des  
12 produits similaires (« dispatchable »). Leur présence à l'intérieur du  
13 portefeuille d'approvisionnement du Distributeur est importante car ces  
14 produits permettent de suivre la courbe des besoins d'une heure à l'autre,  
15 d'une semaine à l'autre, d'un mois à l'autre. Ils peuvent de plus être mis à  
16 l'arrêt dans le cas d'un scénario faible ou encore produire au maximum si  
17 un scénario fort se présente.

18 On peut distinguer deux types de produits modulables. D'une part, il y a le  
19 modulable cyclable qui permet de suivre les cycles journaliers de la  
20 demande. Ce type pourrait être fourni à partir des mêmes équipements que  
21 ceux fournissant le service de base. D'autre part, il y a un second produit,  
22 entièrement modulable sur des cycles plus longs (semaine, mois, saison),  
23 opérant à plein régime ou à régime partiel.

24 De manière générale, les produits modulables comportent un plus grand  
25 intérêt pour le Distributeur que les produits de base, compte tenu de la  
26 flexibilité qu'ils offrent.

27 Le délai normal entre le lancement d'un appel d'offres et les premières  
28 livraisons, à partir d'une nouvelle source de production, est estimé à environ

1 66 mois (voir Annexe 3B). Ces délais sont également compatibles avec les  
2 délais de réalisation de projets de transport au Québec. Plus  
3 l'approvisionnement est engagé longtemps à l'avance, plus l'incertitude  
4 touchant les besoins visés est importante de sorte que le Distributeur devra  
5 exiger de la flexibilité, pour s'adapter à des scénarios de demande plus  
6 faibles.

### 7 **2.3 Part de chaque marché dans la stratégie d'approvisionnement**

8 Le choix de recourir à l'un ou l'autre des marchés de court terme et de long  
9 terme et des différents produits disponibles est normalement fonction de la  
10 nature des besoins à satisfaire et des coûts des diverses options sur les  
11 marchés. Au-delà de ces considérations de base et dans le cadre du Plan, la  
12 stratégie d'approvisionnement sera également fortement influencée par les  
13 impératifs de sécurité d'approvisionnement.

14 En théorie, l'optimisation des stratégies d'approvisionnement se fait à  
15 l'intérieur de deux scénarios extrêmes, soit un scénario où tous les  
16 approvisionnements sont effectués sur les marchés de court terme et un  
17 scénario où tous les approvisionnements se font sur les marchés de long  
18 terme. En pratique, les deux marchés sont complémentaires.

19 Si, après l'octroi de contrats à long terme débutant à une année donnée, la  
20 demande à cet horizon s'avère plus élevée que prévue, il ne sera pas  
21 possible, compte tenu des délais pour développer de nouvelles sources de  
22 production, de combler ces besoins par des approvisionnements additionnels  
23 à long terme. Dans une telle situation, les achats de court terme s'avèreront la  
24 seule solution pour faire face à des scénarios de demande plus élevés que le  
25 scénario retenu pour fins d'approvisionnement à long terme. Il faudra alors  
26 avoir recours, pendant quelques années, aux marchés de court terme pour  
27 acheter de la production existante. En plus, les achats de court terme sont  
28 également une solution intéressante pour faire face à une partie de la



1 variation de la demande engendrée par les aléas climatiques, tant en énergie  
2 qu'en puissance. La nature même de l'aléa climatique est telle qu'il ne serait  
3 pas envisageable de répondre de façon économique à cette demande par un  
4 approvisionnement à long terme ferme.

5 Par ailleurs, le potentiel d'achat sur les marchés de court terme n'est pas  
6 illimité. Les fournisseurs potentiels, sur les marchés de court terme, seront  
7 quelques producteurs au Québec ainsi que les négociants qui, à partir des  
8 réseaux limitrophes, pourraient fournir l'électricité que requiert le Distributeur.  
9 La capacité disponible dans les réseaux limitrophes est potentiellement  
10 importante à certaines époques de l'année, mais l'importation d'électricité au  
11 Québec est limitée par la capacité des interconnexions. La perspective  
12 d'accroissement significative d'ici 2006-2007 de la capacité d'interconnexion  
13 au-delà de la capacité déjà prévue est négligeable. En effet, de nouvelles  
14 interconnexions requièrent des travaux assujettis à l'obtention de divers  
15 permis et autorisations et à des études de la part des organismes de fiabilité  
16 tel le NPCC. Ces considérations ajoutent à la complexité et certainement aux  
17 délais.

18 La capacité annuelle effective des interconnexions est évaluée à environ  
19 20 TWh, dont 5 TWh en pointe et 15 TWh hors pointe (voir Annexe 3C). Pour  
20 tenir compte de la coïncidence nécessaire entre le profil des besoins du  
21 Distributeur et les disponibilités sur les marchés limitrophes via les  
22 interconnexions, la capacité utile doit être ramenée à environ 10 TWh, soit 5  
23 en pointe et 5 hors pointe. Finalement le Distributeur doit partager l'utilisation  
24 des interconnexions avec d'autres utilisateurs, dont Hydro-Québec Production  
25 qui doit assurer l'approvisionnement en électricité patrimoniale. En effet, le  
26 volume d'électricité patrimoniale est garanti et cette garantie est assurée,  
27 entre autres, par la possibilité pour Hydro-Québec Production d'importer de  
28 l'énergie en cas de faible hydraulité. Ces considérations ainsi que l'impact  
29 potentiel d'achats importants sur les prix des marchés limitrophes amènent le

1 Distributeur à proposer de limiter, pour des fins de planification, la  
2 dépendance envers les marchés de court terme à environ 5 TWh par année,  
3 soit 50 % de la capacité utile. Par conséquent, la stratégie  
4 d'approvisionnement devra être telle que les besoins potentiels de court terme  
5 n'excèdent pas cette limite.

6 Si on considère un aléa climatique d'un écart-type par rapport à la moyenne,  
7 combiné à un scénario mi-fort, on obtient en 2005 un volume de 7,3 TWh à  
8 combler sur les marchés de court terme ; dans un scénario fort, c'est  
9 12,3 TWh qu'il faudrait approvisionner sur les marchés de court terme. Ce  
10 volume correspond à environ 3 000 MW pendant 4 100 heures. Pour 2006,  
11 c'est environ 10,6 TWh qu'il faudrait se procurer sur les marchés de court  
12 terme en considérant toujours un aléa climatique d'un écart-type et un  
13 scénario mi-fort. Dans le cas d'un scénario fort, c'est près de 17 TWh qu'il  
14 faudrait alors approvisionner sur ces marchés. C'est là un niveau de  
15 dépendance à l'égard des marchés de court terme qu'il n'est pas souhaitable  
16 de maintenir.

17 C'est d'ailleurs un élément important du contexte du Plan que les besoins à  
18 satisfaire sont en grande partie de nature aléatoire puisqu'il faut couvrir les  
19 aléas de l'ensemble de la demande québécoise. Les quantités impliquées  
20 sont importantes et excèdent la capacité d'importation énergétique utile sur  
21 laquelle le Distributeur peut compter pour accéder aux marchés de court  
22 terme, ce qui accroît sa vulnérabilité.

**1 Constats**

2 Pour éviter que ne perdurent ces niveaux de dépendance élevés envers  
3 les marchés de court terme et les ramener à un niveau raisonnable, le  
4 Distributeur propose :

- 5 • De lancer, dès janvier 2002, un appel d'offres pour octroyer des contrats  
6 de long terme. Compte tenu des délais typiques de réalisation d'unités de  
7 production d'électricité, cette date laisse un délai suffisant pour permettre  
8 le dépôt d'offres visant des livraisons débutant en 2007.

9 Cette approche permet également d'amorcer un processus qui impliquera,  
10 à partir de 2003, le lancement d'un appel d'offres à chaque année visant  
11 des besoins à combler dans un horizon de 66 mois.

- 12 • Que l'appel d'offres prévu pour janvier 2002 couvrant les besoins de 2007  
13 soit étendu pour viser les besoins de 2006. Même si les délais sont courts  
14 pour accommoder toutes les sources d'approvisionnement, le Distributeur  
15 considère que le principe de la sécurité d'approvisionnement doit prévaloir  
16 et qu'il est impérieux de réduire le plus rapidement possible la  
17 dépendance à l'égard des marchés de court terme.

- 18 • Que ces appels d'offres du Distributeur viseront strictement à contracter  
19 des quantités additionnelles d'électricité produite au Québec. En effet,  
20 accepter une offre utilisant la capacité d'interconnexion en importation ne  
21 viendrait en rien réduire la problématique de dépendance importante vis-  
22 à-vis des marchés de court terme. Cette orientation pourra être revue, à la  
23 lumière de l'évolution des marchés de l'énergie.

- 24 • Que l'appel d'offres prévu pour janvier 2002 couvre les besoins du  
25 scénario moyen de la demande.

1 • Que cet appel d'offres vise aussi une capacité de production énergétique  
2 qui permette d'augmenter les approvisionnements annuels de 3 TWh à  
3 3,5 TWh par rapport au scénario moyen. L'ajout de 400 MW  
4 d'approvisionnements additionnels serait requis pour rencontrer cet  
5 objectif. Cette marge de manœuvre est requise pour faire face à des  
6 scénarios plus élevés. Il faut se rappeler à cet égard que, après l'octroi  
7 des contrats de long terme pour l'horizon 2006 et 2007, il sera impossible  
8 d'augmenter les quantités d'approvisionnements de long terme à cet  
9 horizon.

10 Cependant cette capacité additionnelle ne permet pas de réduire la  
11 dépendance des marchés de court terme immédiatement à environ  
12 5 TWh tel que proposé précédemment. Pour ce faire, un total d'environ  
13 550 MW serait requis jusqu'en 2011. Il s'agit d'une première étape, la  
14 situation devra être revue au cours des prochaines années suite à  
15 l'évolution des besoins et aux résultats du premier appel d'offres. Avant  
16 de proposer des quantités plus importantes que 400 MW, il y a lieu aussi  
17 de voir ce que le marché peut offrir pour la gestion des aléas climatiques.

18 Ce premier bloc de 400 MW couvre les situations les plus probables de  
19 gestion des aléas. En plus, cette capacité additionnelle permet, lorsqu'elle  
20 n'est pas requise pour faire face aux aléas conjoncturels de la demande,  
21 de parer à d'autres besoins tels :

- 22 - jouer un rôle de soutien de production lors des mises hors service des  
23 équipements de production reliés aux autres contrats  
24 d'approvisionnement ;
- 25 - jouer un rôle de soutien de production en cas de défaut d'un  
26 fournisseur d'énergie ;

1 - rencontrer le critère de fiabilité en puissance (voir section 2.4 ci-  
2 dessous).

3 Finalement, la stratégie visant à ajouter 400 MW aux approvisionnements  
4 additionnels requis selon le scénario moyen est réversible. Si, au fil des  
5 années, le marché de court terme offre davantage d'opportunités à un coût  
6 raisonnable, cette capacité additionnelle peut facilement être utilisée à  
7 d'autres fins. Une quantité de 400 MW représente la croissance normale  
8 des besoins du Distributeur dans un intervalle d'environ 24 mois. Cette  
9 marge peut donc rapidement être absorbée par la croissance des besoins  
10 des marchés québécois. Le Distributeur doit donc avoir l'option d'utiliser  
11 cette capacité en service de base de façon permanente.

## 12 **2.4 Respect du critère de fiabilité en puissance**

13 Quant à la fiabilité en puissance, il existe des critères préétablis élaborés par  
14 les organismes volontaires de fiabilité œuvrant dans le marché nord-  
15 américain. L'Annexe 3D présente les exigences découlant du critère de  
16 fiabilité en puissance. Ces exigences seront satisfaites, une fois que le  
17 Distributeur aura contracté des approvisionnements correspondant aux  
18 besoins du scénario moyen plus 400 MW d'approvisionnements additionnels,  
19 tel que montré au tableau 2.1.

1

**TABLEAU 2.1**

2

**Puissance disponible après l'ajout de 400 MW  
d'approvisionnements additionnels (MW)**

3

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Puissance disponible après l'ajout de 400 MW	0	0	0	210	820	1 000	1 280	1 430	1 660	1 880

4

**2.5 Gestion des scénarios plus forts**

5 L'ensemble des mesures proposées jusqu'ici permettra de ramener la  
6 dépendance vis-à-vis des marchés de court terme, en 2007, à un volume  
7 variant entre 8 et 9 TWh. En 2006, le niveau de dépendance est plus difficile à  
8 abaisser, compte tenu des délais d'intégration de nouveaux  
9 approvisionnements. À partir de 2008, sur l'horizon du Plan, si la marge de  
10 manœuvre de 400 MW est maintenue, le volume des approvisionnements en  
11 place et leur flexibilité devraient permettre de ramener la dépendance à  
12 environ 6 TWh/an, dans les scénarios décrits précédemment. Les niveaux de  
13 dépendance mentionnés ci-dessus supposent que le Distributeur puisse  
14 ajuster les quantités qu'il mettra sous contrat de long terme, en fonction de  
15 l'évolution des besoins entre le déclenchement de l'appel d'offres et l'octroi  
16 des contrats.

17 Par ailleurs, pour combler les besoins de puissance additionnelle que  
18 requerraient des scénarios plus forts que le scénario moyen, le Distributeur  
19 aurait recours principalement à la puissance interruptible. Ce moyen a un  
20 potentiel important au Québec étant donné le volume du secteur industriel  
21 dans les ventes d'électricité. De plus, il a l'avantage de pouvoir être mis en  
22 place dans de courts délais. En complément, il serait possible d'avoir recours  
23 aux achats sur les marchés de court terme . Bien que plusieurs des marchés

1 limitrophes connaissent leur pointe l'été, une certaine quantité de puissance  
2 devrait être disponible l'hiver malgré la mise en entretien d'équipements.

### 3 **2.6 Gestion des scénarios plus faibles**

4 Les scénarios plus faibles que le scénario moyen sont également susceptibles  
5 de se matérialiser. L'écart entre le scénario moyen et le scénario mi-faible est  
6 d'environ 4,0 TWh sur un horizon de quatre ans. Par ailleurs, pour couvrir des  
7 scénarios plus forts, le Distributeur propose de se doter d'une marge de  
8 manœuvre de 3 à 3,5 TWh. Dans ce contexte, la réalisation du scénario mi-  
9 faible entraînerait une marge de manœuvre de près de 7 TWh, si  
10 l'approvisionnement n'était pas flexible. La problématique pour le Distributeur  
11 est alors de rechercher le maximum de flexibilité afin de toujours minimiser les  
12 coûts.

### 13 **Constats**

14 Ainsi, le Distributeur est amené à faire les propositions suivantes pour gérer le  
15 risque de demande plus faible tout en continuant de bénéficier de la protection  
16 dans le cas de scénarios plus forts :

- 17 • les appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme prévoient  
18 que le Distributeur peut diminuer ou augmenter, jusqu'au moment de  
19 l'octroi, les quantités annoncées, à la lumière de l'évolution des  
20 besoins ;
- 21 • la flexibilité des dates de début de livraison, sous forme d'option de  
22 report accordée à l'acheteur, sera un critère de sélection ; les diverses  
23 modalités de cette flexibilité (date ultime d'exercice, montant de la  
24 prime etc.) seront prises en compte lors de l'évaluation des  
25 soumissions ;

- 1      • la flexibilité des quantités d'énergie annuelle à être livrées sera
- 2            également prise en compte.





### 1    **3.    MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE**

2    La section précédente a défini la stratégie qu'entend suivre le Distributeur  
3    pour assurer l'approvisionnement en électricité des prochaines années dans  
4    un contexte de scénarios de demande fortement contrastés. La présente  
5    section présente la mise en œuvre de cette stratégie au cours des trois  
6    prochaines années. Les appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme  
7    seront d'abord couverts, puis viendront ceux de court terme. Sur la base des  
8    produits disponibles sur les marchés respectifs, les produits envisagés pour  
9    combler les besoins de chacune des années et les dates prévues de  
10    lancement des appels d'offres sont établis.

#### 11    **3.1    Appels d'offres pour contrats de long terme**

##### 12    **3.1.1    Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009**

13    Pour juger de l'opportunité d'acheter un produit, il faut se référer aux courbes  
14    des puissances classées. La forme de la courbe des puissances classées des  
15    premières années est déterminante : en effet, il faut d'abord répondre aux  
16    besoins tels qu'ils se présenteront au début et s'assurer que ce choix demeure  
17    approprié pour l'avenir. Dans cette perspective, il faudra privilégier le service  
18    en base annuel ainsi que le service modulable. En effet, tel que vu à la  
19    section 1 du présent document, la puissance requise est peu différenciée  
20    entre l'hiver et l'été d'ici 2011. En plus, un service en pointe n'est pas requis  
21    de façon systématique, dans un scénario moyen.

22    Le graphique 3.1 présente la courbe de puissances classées associée au  
23    scénario moyen pour l'année 2007. On peut voir que le service de base  
24    représente une puissance de 300 MW. Le reste (300 MW) pourrait être  
25    entièrement satisfait par un service modulable, mais on pourrait aussi  
26    s'accommoder d'un peu plus de service en base. Il faut reconnaître que les  
27    appels d'offres eux-mêmes amèneront des informations précieuses sur le

1 niveau des prix des différents produits. Il pourrait en résulter que le service en  
2 base pourrait être augmenté, de 100 MW par exemple, et le service modulable  
3 réduit d'autant. C'est ce que représente la tranche du centre du graphique. La  
4 capacité résiduelle de 200 MW serait du service modulable cyclable  
5 permettant de suivre les variations journalières de la charge.

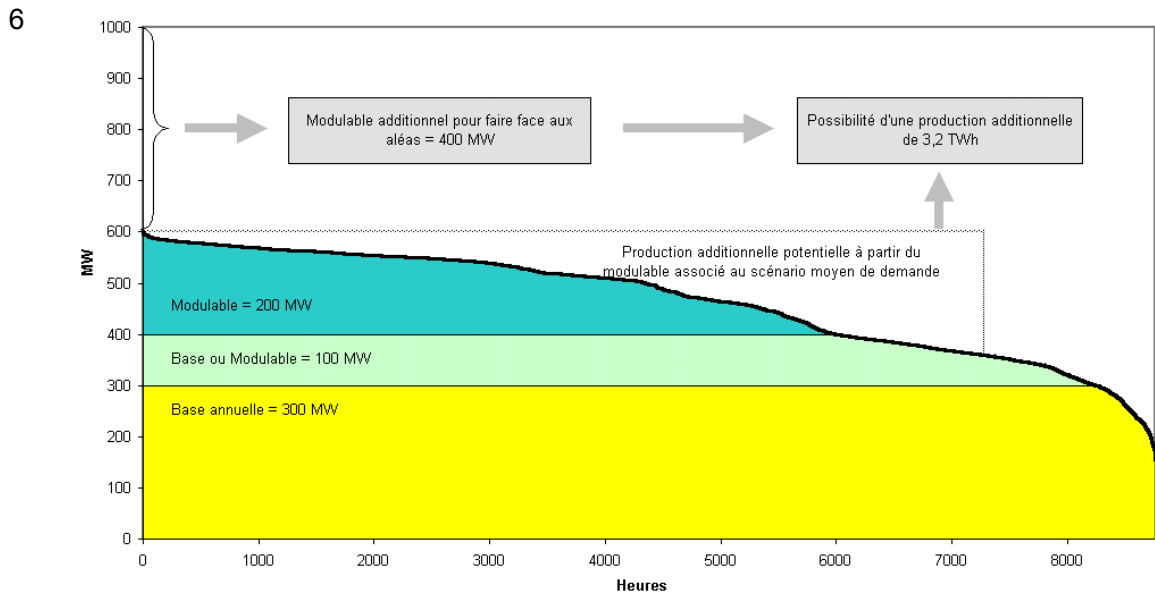
6 Par ailleurs, tel qu'expliqué à la section 2 du présent document, la prise en  
7 compte des aléas de la demande prévue a amené le Distributeur à proposer  
8 de se doter d'une capacité d'augmenter les approvisionnements annuels de 3  
9 à 3,5 TWh en sus du scénario moyen. Rappelons que cette protection peut  
10 être assurée en mettant sous contrat une capacité additionnelle de 400 MW.

11 Si cette capacité était contractée sous forme d'un service en base annuelle et  
12 que le scénario mi-faible se réalisait, les surplus pourraient atteindre 7 TWh. Le  
13 Distributeur devrait écouler ces surplus sur le marché afin de réduire les coûts  
14 que doivent supporter les consommateurs. Dans cette stratégie, le Distributeur  
15 serait amené à prendre des engagements financiers plus importants et se  
16 retrouverait, à toutes fins utiles, souvent dans la même position qu'un  
17 promoteur ayant développé un « Merchant Plant » : l'intérêt de cette stratégie  
18 repose sur la possibilité que les prix du marché obtenus à l'écoulement des  
19 surplus permettraient de rendre cette solution plus économique. Bien que cette  
20 stratégie comporte un certain mérite, elle présente des risques potentiellement  
21 importants. Pour choisir cette stratégie, il serait nécessaire que, dans un  
22 scénario moyen, elle apparaisse beaucoup plus attrayante que les stratégies  
23 alternatives pour compenser les risques qu'elle comporte. En plus, sa mise en  
24 œuvre impliquerait que le Distributeur se dote des mêmes équipes et des  
25 mêmes instruments requis par les négociants d'électricité. Pour toutes ces  
26 raisons, le Distributeur propose de considérer prioritairement les produits plus  
27 flexibles, dont le facteur d'utilisation pourrait varier en fonction des besoins.  
28 Ainsi, au graphique 3.1, on trouve ce produit additionnel (400 MW) au-dessus  
29 de la courbe de puissances classées du scénario moyen. Ce produit serait

1 entièrement modulable et devrait pouvoir fonctionner en base de façon  
2 économique lorsque requis.

3 **GRAPHIQUE 3.1**

4 **Courbe annuelle des puissances classées**  
5 **des approvisionnements additionnels requis en 2007**



1 Le tableau 3.1 montre les quantités respectives envisagées pour les trois  
2 types de produits, pour combler les besoins des années 2006 à 2009. Étant  
3 donné la flexibilité dont veut se doter le Distributeur, il n'y a pas de besoin, lors  
4 des premières années, pour un service en pointe systématique dans le  
5 portefeuille d'approvisionnement.

6 **TABLEAU 3.1**  
7 **Produits envisagés pour les livraisons débutant entre 2006 et 2009**

	2006	2007	2008	2009
<b>En TWh</b>				
Service en base <sup>(1)</sup>	1,5	2,2	3,8	4,9
Service en base ou modulable	-	0,7	0,7	0,7
Service modulable	0,9	1,2	1,9	1,9
<i>Total</i>	<u>2,4</u>	<u>4,1</u>	<u>6,4</u>	<u>7,5</u>
<i>Utilisation additionnelle potentielle des produits modulables<sup>2</sup></i>	3,5	3,2	2,9	2,9
<b>En MW</b>				
Service en base	220	300	530	680
Service en base ou modulable	-	100	100	100
Service modulable <sup>(2)</sup>	600	600	650	650
<i>Total</i>	<u>820</u>	<u>1000</u>	<u>1280</u>	<u>1430</u>

8 (1) Quantités déterminées en fonction du facteur d'utilisation de 83 %.  
9 (2) La quantité de service modulable inclut la capacité additionnelle de 400 MW.

1 Le graphique 3.2 montre l'usage des différents produits en fonction de la  
2 courbe des puissances classées des besoins du Distributeur pour 2009. Ce  
3 graphique montre que les différents produits identifiés pour 2007 s'intègrent  
4 bien à plus long terme aux besoins identifiés.

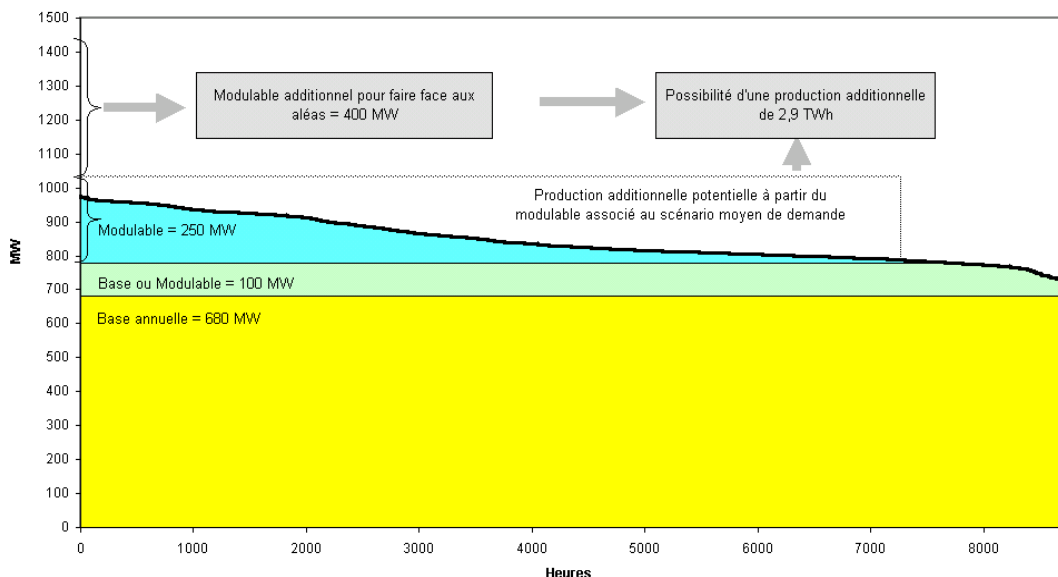
5

### GRAPHIQUE 3.2

6

#### Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2009

7



1 **3.1.2 Mise en oeuvre**

2 **3.1.2.1 Livraisons débutant en 2006 et 2007**

3 Un appel d'offres de long terme sera lancé en janvier 2002 pour les produits et  
4 quantités inscrits au tableau 3.1, pour les années 2006 et 2007.

5 **3.1.2.2 Livraisons débutant en 2008 et 2009**

6 Les approvisionnements additionnels requis pour l'année 2008 devraient faire  
7 l'objet d'un appel d'offres en juin 2002 et ceux de 2009 en juin 2003, de  
8 manière à respecter le délai typique de 66 mois. En effet, un lancement en juin  
9 2002 permettra au Distributeur de se faire livrer les premiers kilowattheures en  
10 décembre 2007. Les produits et quantités visés seront réévalués d'ici là à la  
11 lumière de la révision de la prévision de la demande, des mesures d'efficacité  
12 énergétique approuvées et des résultats des appels d'offres précédents. Les  
13 quantités tiendront compte aussi de l'évaluation qui aura été faite de l'intérêt  
14 d'augmenter ou non la protection de 400 MW pour la gestion des aléas de la  
15 demande.

16 **3.2 Appels d'offres pour contrats de court terme**

17 **3.2.1 Produits envisagés**

18 La liste des produits *standards* transigés sur les marchés de court terme  
19 (Annexe 3A) comprend des produits de puissance et d'énergie, garantis ou  
20 interruptibles par le vendeur, ainsi que des options d'achat ou de vente. La  
21 durée contractuelle est variable, allant de l'engagement horaire à  
22 l'engagement annuel. La notion de pointe du court terme est différente de celle  
23 du long terme : elle désigne le bloc des 16 heures les plus sollicitées des jours  
24 de semaine.

1 Puisque le Distributeur procédera par appel d'offres, il n'est pas strictement  
2 limité aux produits standards : il pourra, à l'intérieur des caractéristiques de  
3 base des produits, exiger de la flexibilité dans la programmation de ses achats  
4 de court terme ou des options pour devancer ou retarder les livraisons pour  
5 mieux répondre à ses besoins. Cette flexibilité additionnelle entraînera sans  
6 doute un coût additionnel mais globalement permettra au Distributeur de  
7 minimiser le coût de ses approvisionnements.

8 Outre les achats auprès des producteurs ou des négociants, on compte  
9 également la puissance interruptible des clients du Distributeur parmi les  
10 moyens de court terme. Ce moyen qui permet de réduire les besoins de  
11 puissance pendant environ 300 heures, peut être mis en place en quelques  
12 mois.

13 Un nouveau concept d'interruptibilité en temps réel de certaines charges  
14 québécoises est aussi envisagé. Ce programme prévoirait la rémunération  
15 des clients sur la base d'un pourcentage de la valeur de l'énergie économisée  
16 par le Distributeur à chaque demande d'interruption. Il pourrait, par exemple,  
17 s'appliquer lorsque la température hivernale est plus froide que la normale. Ce  
18 programme serait éventuellement soumis à la Régie pour approbation.

### 19 **3.2.2. Produits envisagés pour les années 2002 à 2005**

#### 20 ***Besoins à combler selon un scénario moyen***

21 Selon le scénario moyen, ce n'est qu'à partir de 2005 que des  
22 approvisionnements additionnels seraient requis (voir la section 1 du présent  
23 document). Une analyse de la courbe des puissances classées indiquera  
24 quels types de produits énergétiques seront requis pour combler les besoins.  
25 Puisque les appels d'offres pour des contrats de court terme peuvent être  
26 lancés dans de courts délais, ces analyses gagnent à être réalisées plus tard,  
27 à la lumière des prévisions de la demande les plus rapprochées de l'horizon



1 visé. Les mises à jour du Plan feront d'ailleurs état des dernières prévisions  
2 disponibles.

### 3 **Gestion de l'aléa climatique**

4 Par ailleurs, peu importe le scénario de croissance de demande qui se  
5 concrétisera, l'aléa climatique doit également être couvert. Cet aléa se  
6 caractérise non seulement par son impact potentiel important sur l'énergie  
7 annuelle requise mais également par l'importance de la capacité de production  
8 énergétique potentiellement sollicitée à un moment précis. En effet, aux  
9 périodes les plus froides, selon l'historique climatique, l'impact de cet aléa sur  
10 la demande peut atteindre 4 300 MW (voir le graphique 2.5, à la pièce HQD-2,  
11 Document 1). Même en juin, l'aléa climatique peut représenter un impact de  
12 1 200 MW.

13 Bien que la puissance installée nécessaire pour garantir le critère de fiabilité  
14 en puissance soit fournie par Hydro-Québec Production, les dépassements du  
15 profil des livraisons d'électricité patrimoniale qui feraient suite à des conditions  
16 climatiques anormales doivent faire l'objet d'appels d'offres, comme tous les  
17 autres approvisionnements. Il n'est tout simplement pas envisageable de gérer  
18 ce risque par des achats fermes à long terme. Au-delà de ce qu'il sera  
19 possible de combler en utilisant les produits modulables mis en place pour  
20 gérer les aléas sur la croissance de la demande, il apparaît préférable de  
21 compter sur les marchés de court terme pour gérer l'aléa climatique. Le  
22 Distributeur entend mettre en œuvre deux mesures dont l'utilisation serait  
23 complémentaire.

- 24 - Une première mesure fera appel à un nouveau concept  
25 d'interruptibilité en temps réel mentionné à la section 3.2.1.
- 26 - La seconde mesure prendra la forme d'un appel d'offres auprès des  
27 marchés de court terme pour l'énergie résiduelle associée au risque

1           climatique. Le produit recherché serait une option ou une série  
2           d'options d'achat d'énergie permettant d'augmenter les  
3           approvisionnements du Distributeur, lorsque les conditions climatiques  
4           poussent les besoins à la hausse. La définition précise du produit se  
5           ferait dans les mois précédant les appels d'offres de court terme et  
6           avec les divers négociants susceptibles de participer à ces appels  
7           d'offres.

8           De plus, le Distributeur propose de limiter cet appel d'offres à la couverture  
9           d'un écart-type soit 1,9 TWh d'énergie et 1 200 MW de puissance. Pour des  
10          situations plus extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur utilisera une  
11          procédure d'urgence et de court terme pour acquérir l'électricité nécessaire.

12          De plus, en temps réel, il y aura toujours inévitablement des situations créant  
13          des dépassements du profil annuel de l'électricité patrimoniale tels les pannes  
14          et les aléas prévisionnels à très court terme. Ces dépassements par  
15          inadvertance relèvent de la nature même d'un réseau électrique. Considérant  
16          ces deux facteurs, le Distributeur propose de conclure avec Hydro-Québec  
17          Production une entente-cadre. Cette entente permettra de couvrir les impacts  
18          climatiques excédant un écart-type (c'est-à-dire au-delà du premier 1,9 TWh)  
19          et les dépassements par inadvertance. Ces dépassements du profil sont de  
20          courte durée (soit d'une heure à une semaine) et ils correspondent à des  
21          situations de très court terme non prévisibles de façon systématique. À cette  
22          fin, le Distributeur demandera une exemption d'aller en appel d'offres pour ces  
23          dépassements en vertu des pouvoirs conférés à la Régie. Cette entente-cadre  
24          sera soumise à la Régie pour approbation.

### 25          **3.2.3 Mise en œuvre**

26          L'application de ces orientations conduit le Distributeur à prévoir, compte tenu  
27          de la meilleure information actuellement disponible, les approvisionnements  
28          décrits ci-après.

1 **3.2.3.1 Besoins de l'année 2002**

2 Le Distributeur ne prévoit pas avoir besoin de sources d'approvisionnement  
3 additionnelles, l'approvisionnement en électricité patrimoniale étant suffisant  
4 pour faire face à des aléas très importants.

5 **3.2.3.2 Besoins de l'année 2003**

6 Au scénario moyen de prévision de la demande, aucun approvisionnement  
7 additionnel n'est requis en 2003. À lui seul, un aléa climatique d'un écart-type  
8 ne devrait pas entraîner un dépassement du volume de consommation  
9 patrimoniale.

10 C'est seulement si l'évolution de la demande suit le scénario de croissance fort  
11 que le seuil critique de 165 TWh pourrait être dépassé. Un suivi étroit de  
12 l'évolution de la demande fournira les indications pertinentes sur la nécessité  
13 ou non de déclencher, en 2002 ou au cours de 2003, des appels d'offres de  
14 court terme pour acquérir l'énergie et la puissance nécessaires pour faire face  
15 aux aléas.

16 **3.2.3.3 Besoins de l'année 2004**

17 Selon le scénario moyen à conditions climatiques normales aucun  
18 approvisionnement additionnel ne sera requis. Toutefois, un aléa climatique  
19 d'un écart-type peut entraîner des besoins d'approvisionnements additionnels  
20 au volume patrimonial de 0,5 TWh. Ces besoins devraient faire l'objet d'un  
21 appel d'offres au cours de 2004, pour assurer une disponibilité dans la  
22 dernière portion de l'année.

23 Au printemps 2003, à la lumière de la nouvelle prévision de la demande, le  
24 volume des besoins à combler sera fixé. S'il y a lieu, le nouveau concept  
25 d'interruptibilité mentionné à la section 3.2.1 sera mis en place, et un appel  
26 d'offres de court terme pour les besoins résiduels sera lancé.

1    **3.2.3.4    Besoins de l'année 2005**

2    Dans le scénario moyen à conditions climatiques normales, les besoins  
3    d'approvisionnement additionnels sont de 0,5 TWh et requerront une  
4    puissance de 210 MW.

5    Par ailleurs, selon les prévisions actuelles, le niveau des livraisons d'électricité  
6    patrimoniale pourrait déjà avoir dépassé le niveau de 165 TWh au cours de  
7    l'année 2004, si, par exemple, un hiver plus froid que normal survenait. Le  
8    Décret prévoit que, à compter de la première année où le volume de  
9    consommation d'électricité patrimoniale excède 165 TWh, le Distributeur doit  
10    trouver les approvisionnements associés à la puissance mobilisée en  
11    dépassement du profil des livraisons patrimoniales. Ainsi, à compter de 2005,  
12    et même si le volume de consommation d'électricité patrimoniale redescendait  
13    au-dessous de 165 TWh, tout dépassement du profil de livraison de  
14    l'électricité patrimoniale devrait faire l'objet d'un approvisionnement spécifique  
15    par le Distributeur.

16    Ainsi, il est probable que le Distributeur lance un appel d'offres en deux volets  
17    pour les besoins de 2005.

18    - Le premier volet de l'appel d'offres porterait sur la gestion des aléas  
19    climatiques : application du nouveau concept d'interruptibilité et appel  
20    d'offres de court terme. Le Distributeur visera à acquérir une protection  
21    pour un écart type, soit 1,9 TWh d'énergie. Pour des situations plus  
22    extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur pourrait utiliser soit  
23    l'entente-cadre avec Hydro-Québec Production dont il est question à la  
24    section 3.2.2., soit une procédure d'urgence pour acquérir la production  
25    nécessaire sur les marchés.

26    - Le second volet porterait sur les quantités requises pour assurer la  
27    demande du scénario moyen telle que prévue au moment du lancement

1 de l'appel d'offres. Compte tenu des prévisions actuelles, ceci  
2 correspondrait à 0,5 TWh d'énergie et une puissance de 210 MW, mais  
3 cela pourrait représenter 5,4 TWh et 750 MW si le scénario mi-fort se  
4 concrétisait d'ici là.

5 Ces appels d'offres se tiendraient à partir du printemps 2004.

### 6 **3.3 Cas particulier : Production actuellement autoconsommée**

7 Certains clients industriels du Distributeur possèdent des équipements  
8 d'autoproduction d'électricité répondant à une partie de leurs besoins. Ces  
9 clients pourraient souhaiter participer aux appels d'offres du Distributeur pour  
10 lui vendre l'électricité qu'ils produisent. Le cas échéant, ils devraient alors  
11 combler la totalité de leurs besoins auprès du Distributeur. Dans une telle  
12 situation, ce dernier ne tirerait aucun avantage du point de vue de son bilan  
13 énergétique. Par conséquent, le Distributeur propose que les fournisseurs de  
14 cette catégorie ne soient pas admis à présenter une offre pour de l'énergie  
15 produite à partir d'équipements d'autoproduction en exploitation au 16 juin  
16 2000, à moins que les clients en question ne réduisent leur charge d'une  
17 quantité équivalente à celle offerte.

### 18 **3.4 Résumé de la mise en œuvre du Plan**

19 Le tableau 3.2 dresse un portrait d'ensemble des appels d'offres qui doivent  
20 être lancés d'ici 2004 en termes de dates, de produits et de quantités.

**TABLEAU 3.2** Résumé de la mise en œuvre du Plan

		Quantités prévues			
		2002	2003	2004	2005
Appels d'offres de long terme	DATE DE LANCEMENT				
	VOLUMES ANNUELS (Base et modulable)				
	VOLUMES CUMULATIFS (Base et modulable)				
<b>Non applicable – délais trop courts</b>					
Appels d'offres de court terme	DATE DE LANCEMENT	Nil	Nil	2004	2004
	Volumes annuels			Scénario moy. et 1 ÉTC : 0,5 TWh	Scénario moy. et 1 ÉTC : 2,3 TWh
		2006-2007		2008	2009
		Janvier 2002	Juin 2002	Junin 2003	
		Base : 300 MW; Modulable : 700 MW;	Base : 230 MW; Modulable : 50 MW;	Base : 150 MW;	
		Base : 300 MW; 2,2 TWh. Modulable : 700 MW; 1,9 TWh	Base : 530 MW; 3,8 TWh. Modulable : 750 MW; 2,6 TWh	Base : 680 MW; 4,9 TWh. Modulable : 750 MW; 2,6 TWh	
<b>Dépasse l'horizon de mise en œuvre du Plan</b>					

Note : L'acronyme ÉTC signifie 1 écart-type climatique









## **ANNEXE 3A**

**Produits énergétiques standards transigés**

**sur les marchés de court terme**



1                   **PRODUITS ÉNERGÉTIQUES STANDARDS TRANSIGÉS**  
2                   **SUR LES MARCHÉS DE COURT TERME**

3 Les produits reliés au marché de court terme les plus fréquemment transigés  
4 dans le Nord-Est des États-Unis et auxquels le Distributeur pourrait faire  
5 appel, se divisent en trois catégories : l'énergie, la puissance et les options.

6 1) L'énergie se transige habituellement en \$/MWh sur une bourse  
7 d'électricité sous la responsabilité d'un ISO (« Independent System  
8 Operator ») ou en transaction bilatérale, soit directement entre deux (2)  
9 parties ou par l'intermédiaire d'un courtier en énergie.

10 L'énergie peut être transigée selon les sous-produits suivants :

- 11       ▪ **Transaction horaire** (ou marché spot) : Transaction d'heure en heure  
12       dont le programme peut être mis en place jusqu'à 30 minutes avant sa  
13       réalisation. C'est le rôle de l'ISO de recevoir les offres (Bid) et les  
14       demandes (Ask);
- 15       ▪ **Transaction en pointe** : Transaction pour le bloc des 16 heures les  
16       plus sollicitées d'une journée (7 h à 23 h), du lundi au vendredi, à  
17       l'exception des jours fériés.
- 18       ▪ **Transaction hors pointe** : Transaction pour le bloc d'heures les  
19       moins sollicitées d'une journée (23 h à 7 h), ainsi que toutes les  
20       heures les samedi, dimanche et jours fériés.
- 21       ▪ **Transaction 24 heures** : Transaction pour le bloc de 24 heures d'une  
22       journée.

- 1 Ces sous-produits peuvent être transigés pour des périodes étendues.  
2 Les périodes les plus fréquemment définies pour fins de transaction  
3 sont :
- 4     ▪ **Balance de la semaine**
  - 5     ▪ **Semaine prochaine**
  - 6     ▪ **Mensuel**
  - 7     ▪ **Janvier-Février**
  - 8     ▪ **Juillet-Août**
  - 9     ▪ **Trimestriel (Q1, Q2, Q3 ou Q4)**
  - 10    ▪ **Annuel**
- 11 2) Les produits reliés à la puissance se transigent en \$/MW/mois, sur des  
12 périodes d'un jour à douze mois, soit sous la responsabilité d'un ISO ou  
13 en transaction bilatérale.
- 14     ▪ **Puissance installée ou ICAP** : Puissance installée vendue par le  
15 propriétaire d'une centrale. Cette puissance est garantie même s'il  
16 survient une période d'urgence à l'intérieur du réseau où la centrale  
17 est située.
- 18 3) Les options s'apparentent, tant dans leur description que dans leur  
19 utilisation, à celles des marchés financiers. Les transactions se font en  
20 mode bilatéral seulement. On trouve par exemple :
- 21     ▪ **Option d'achat ou de vente** : Contrat qui donne à une des parties le  
22 droit d'acheter ou de vendre un produit énergétique défini  
23 (généralement parmi ceux qui figurent aux deux catégories  
24 précédemment définies) à un prix et une date d'exercice fixés à  
25 l'avance.

- 1 Il existe également d'autres produits sur les marchés, tels les contrats à terme
- 2 (« Futures ») ou d'autres produits strictement financiers.



## **ANNEXE 3B**

### **Délai typique d'acquisition de puissance ou d'énergie**









1 **DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION**  
2 **DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE**

3 Les délais pour l'acquisition de puissance ou d'énergie varient selon la source  
4 d'approvisionnement et l'envergure de l'installation proposée. Le délai typique  
5 demeure un délai de référence seulement. Les producteurs les plus  
6 dynamiques pourront réduire quelque peu les délais.

7 Lorsque le marché sera au fait que le Distributeur procédera régulièrement à  
8 des appels d'offres, une nouvelle dynamique s'installera. On s'attendrait  
9 normalement à ce que les soumissionnaires (ou promoteurs) effectuent  
10 certaines études et franchissent certaines étapes avant même que l'appel  
11 d'offres ne soit lancé.

12 Ainsi dans un processus à maturité, le délai d'acquisition typique se  
13 résumerait comme suit :

14 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

15 • Obtention des permis = 12 mois

16 • Délai de réalisation = variable selon les sources d'approvisionnement

17 D'ici à ce que le processus soit rodé, il restera une incertitude sur le délai  
18 typique. En effet, les études de localisation et d'avant-projet requises peuvent  
19 varier d'une source d'approvisionnement à l'autre.

20 **a) Projets de centrale hydraulique**

21 Projet de production hydraulique de moyenne envergure :

22 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

23 • Obtention des permis = 12 mois

- 1 • Délai de réalisation (fabrication, installation et mise en service) = 54 mois  
2 et plus

3 Un projet hydroélectrique peut être réalisé dans un délai typique de 66 mois.  
4 Cependant, le soumissionnaire devra avoir entamé au moins les procédures  
5 d'autorisation avant l'octroi du contrat.

6 Pour les petites centrales, le délai serait normalement plus court. Bien que les  
7 délais puissent varier d'un projet à l'autre, un délai typique de 66 mois  
8 apparaît suffisant.

- 9 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

- 10 • Obtention des permis = 12 mois

- 11 • Délai de réalisation (Ingénierie, approvisionnement, construction, mise  
12 en service) = jusqu'à 42 mois

13 Total = jusqu'à 66 mois

#### 14 **b) Pour les centrales à turbines à gaz**

15 Avec le nouveau processus d'approvisionnement, le délai d'acquisition pour  
16 un projet d'équipement de production du type turbine à gaz à cycle combiné  
17 s'établit comme suit :

- 18 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois

- 19 • Obtention des permis = 12 mois

- 20 • Délai de réalisation (fabrication, installation et mise en service) = 42 mois

## **ANNEXE 3C**

### **Capacité des interconnexions du Québec en mode importation**









1                   **CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS DU QUÉBEC EN MODE**  
2                   **IMPORTATION**

3 La capacité des interconnexions en mode importation est actuellement de  
4 l'ordre de 4 160 MW. Deux projets en cours pourraient accroître cette capacité  
5 de 1350 MW dans les prochaines années, pour porter le total à 5 510 MW  
6 dans l'horizon du Plan. Le tableau suivant en donne la répartition pour l'année  
7 2001. Par ailleurs, la capacité disponible en tout temps dépendra des  
8 réservations qui sont gérées par le système OASIS.

Interconnexion	Capacité maximale en importation Année 2001	
	Hiver (MW)	Été (MW)
Nouveau-Brunswick	785	730
Nouvelle Angleterre – Derby	0	0
Nouvelle Angleterre – Highgate	170	170
Nouvelle Angleterre – Radisson-Nicolet- Sandy Pond et Des Cantons-Comerford	1 700	1 200
New York – Châteauguay	1 000	1 000
New York – CRT	0	0
Ontario – Beauharnois	420	400
Ontario – Nouvelle interconnexion	--	--
Ontario – Chat Falls	20*	20*
Ontario – Kipawa	65*	40*
	4 160	3 560

9

\* Capacité d'importation nette à partir de l'Ontario

1 Cependant cette capacité n'est pas disponible en tout temps et plusieurs  
2 limitations techniques ou de marché réduisent cette capacité d'importation  
3 pour les besoins énergétiques de la charge locale.

4 Ainsi, la capacité effective d'importation de la Nouvelle-Angleterre diminue de  
5 1 700 à 690 MW lorsque le poste Nicolet est requis pour l'acheminement de la  
6 production des centrales de La Grande pour la desserte de la charge locale.  
7 C'est une configuration fréquente durant les heures de pointes d'hiver.

8 À certaines heures d'été, en faible charge, il y a peu de marge à l'importation.  
9 Ainsi l'été, il sera difficile de compter sur plus de 900 MW d'importation par  
10 point d'injection sur une base continue.

11 De plus, un contrat de puissance, de 200 MW à partir de 2002, réduit d'autant  
12 les capacités d'importation continue d'énergie pour le Distributeur à partir des  
13 interconnexions avec le Nouveau-Brunswick.

14 Par ailleurs, des modifications au réseau entraîneront potentiellement une  
15 augmentation des capacités d'importation. L'addition de transformateurs à  
16 fréquence variable au poste Langlois permettrait d'importer 100 MW via les  
17 lignes de Cedar Rapids Transmission (CRT) dès 2003. L'exploitation de ce  
18 projet, qui constitue un projet pilote d'une nouvelle technologie, viendra  
19 confirmer la disponibilité à long terme de cette capacité ferme. La nouvelle  
20 ligne d'interconnexion entre le Québec et l'Ontario, en attente des  
21 approbations réglementaires du côté ontarien, permettrait d'accroître les  
22 capacités d'importation de 1 250 MW à l'été 2005, selon les dernières  
23 informations disponibles.

24 D'autres limites proviennent des disponibilités de production chez les réseaux  
25 voisins. Durant les mois de mai à septembre, les achats effectifs soutenus de  
26 jour en provenance des États-Unis sont limités par la disponibilité de  
27 production dans ces réseaux. Cette période correspond en effet à la période

1 de maintenance puis de pointe des réseaux américains. Il en sera de même  
2 pour l'Ontario dont la pointe d'été égale presque celle d'hiver.

3 Les possibilités d'importation soutenue d'énergie l'hiver en pointe seront aussi  
4 limitées. Les réseaux de l'Ontario et du Nouveau-Brunswick ont naturellement  
5 leur pointe durant cette période et les disponibilités d'importation de jour  
6 seront souvent très restreintes. Il en est de même pour la Nouvelle-Angleterre  
7 où les besoins d'entretien et une pointe d'hiver s'approchant de celle d'été  
8 réduisent les disponibilités pour importation.

9 Considérant ces diverses limitations et additions, l'entretien requis sur les  
10 équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne  
11 majeure sur ces équipements, on peut établir la capacité d'importation  
12 énergétique en 2006 sur laquelle le Distributeur pourrait compter à environ  
13 20 TWh annuellement. Cette capacité se répartit comme suit :

- 14 • 5 TWh en pointe (le jour du lundi au vendredi)
- 15 • 15 TWh hors pointe.

16 Sans l'ajout des nouvelles interconnexions mentionnées ci-dessus, le potentiel  
17 sera limité à 4 TWh en pointe et 12 TWh hors pointe.

18 Cette capacité pourrait aussi être moindre dans la mesure où une partie de  
19 celle-ci serait requise par Hydro-Québec Production afin de garantir la  
20 livraison de l'électricité patrimoniale.



## **ANNEXE 3D**

**Puissance installée requise pour respecter le critère  
de fiabilité en puissance**









1                   **PUISSANCE INSTALLÉE REQUISE POUR RESPECTER**  
2                   **LE CRITÈRE DE FIABILITÉ EN PUISSANCE**

3 Les réseaux électriques nord-américains se sont dotés d'un critère de fiabilité  
4 en matière d'approvisionnement en électricité qui correspond à une probabilité  
5 de défaillance n'excédant pas une fois par dix (10) ans ou encore 2,4 heures  
6 par année. Ce critère a été mis de l'avant par les organismes de fiabilité tel le  
7 NPCC<sup>1</sup> (Northeast Power Coordinating Council).

8 La puissance installée requise est habituellement présentée en fonction de la  
9 pointe annuelle des besoins québécois plus une réserve pour faire face aux  
10 aléas de l'offre et de la demande. Elle est établie de telle sorte qu'il soit  
11 possible d'alimenter la charge québécoise, pendant toutes les heures de  
12 l'année, sans que l'espérance de délestage de clients non interruptibles en  
13 raison d'un manque de ressources n'excède 2,4 heures par année.  
14 L'évaluation de la puissance installée requise doit tenir compte de l'ensemble  
15 de la charge québécoise et de la puissance disponible au Distributeur, tout en  
16 considérant les pannes, l'entretien, les aléas de la demande, le partage de  
17 réserve entre les différents producteurs et réseaux, ainsi que la puissance  
18 disponible suite à l'application de mesures d'exploitation.

---

<sup>1</sup> 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 La puissance installée requise associée à l'électricité patrimoniale est fournie  
2 par Hydro-Québec Production. La puissance installée requise associée aux  
3 besoins du Distributeur en excédent du volume de consommation patrimoniale  
4 (incluant les pertes associées), devra être fournie par ce dernier. Cette  
5 puissance devra tenir compte des probabilités d'indisponibilité des nouveaux  
6 approvisionnements et des aléas de la demande. Étant donné l'incertitude sur  
7 les caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats  
8 d'approvisionnement, le Distributeur propose d'appliquer pour l'instant un taux  
9 de réserve de 15% sur ses besoins additionnels à l'électricité patrimoniale à la  
10 pointe du réseau. Cette valeur correspond au taux de réserve traditionnel  
11 d'Hydro-Québec, qui se situe entre 11 et 13%, corrigé pour un taux  
12 d'indisponibilité des nouveaux approvisionnements qui pourrait être supérieur  
13 au taux de panne des équipements existants d'Hydro-Québec Production.  
14 Suite aux résultats de l'appel d'offres, cette valeur pourrait être modifiée s'il y  
15 a lieu.

16 Selon le scénario moyen, la nouvelle puissance installée requise pour  
17 satisfaire le critère de fiabilité est telle qu'établie au tableau qui suit.

1 **Puissance installée additionnelle requise**  
2 **Scénario moyen de demande, à conditions climatiques normales (MW)**

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Besoins à la pointe visés par le Plan</b> (HQD-2 Document 1, section 2.3)	32 100	32 730	33 340	33 840	34 210	34 500	34 790	35 080	35 380	35 680
- Approvisionnements particuliers pour les ventes au tarif BT	370	100	0	0	0	0	0	0	0	0
- Puissance maximale associée à l'électricité patrimoniale	31 730	32 630	33 340	33 840	34 210	34 340	34 340	34 340	34 340	34 340
<b>= Puissance additionnelle requise à la pointe avant réserve</b>	0	0	0	0	0	160	450	740	1 040	1 440
+ Réserve additionnelle requise pour les besoins en excédent du volume de consommation patrimoniale	0	0	0	0	0	20	70	110	160	200
<b>= Total de la puissance installée additionnelle requise</b>	0	0	0	0	0	180	520	850	1 200	1 540

3



**RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES  
D'APPROVISIONNEMENT ET CRITÈRES DE SÉLECTION  
DES OFFRES**









## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1. RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT .....</b>	<b>1</b>
1.1 APPELS D'OFFRES DE LONG TERME.....	2
1.1.1 <i>Risques associés à la performance</i> .....	2
1.1.2 <i>Risques financiers associés à la non-performance</i> .....	4
1.1.3 <i>Autres risques</i> .....	6
1.2 APPELS D'OFFRES DE COURT TERME.....	8
<b>2. CRITÈRES UTILISÉS DANS LE PROCESSUS DE SÉLECTION DES OFFRES.....</b>	<b>11</b>
2.1 APPELS D'OFFRES DE LONG TERME.....	12
2.2 APPELS D'OFFRES DE COURT TERME.....	13

## **ANNEXES**

ANNEXE 4A	VALEUR DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE
ANNEXE 4B	GARANTIES EXIGIBLES DES FOURNISSEURS







1    **1.    RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES**  
2            **D'APPROVISIONNEMENT**

3    La présente section vise à identifier les risques potentiels associés au choix  
4    des sources d'approvisionnement et à proposer un partage des risques entre  
5    les consommateurs et les fournisseurs d'électricité. En général, le partage des  
6    risques optimal est celui où un risque est absorbé par la partie qui dispose des  
7    meilleurs moyens pour le gérer. Lorsqu'un risque n'est pas susceptible d'être  
8    mitigé, il est préférable que l'acheteur l'absorbe car le fournisseur pourrait  
9    demander une prime dont le coût peut excéder la valeur du risque. Les  
10    mesures de mitigation des risques résiduels pour les consommateurs  
11    d'électricité sont également analysées.

12    On peut distinguer deux types de risques associés au choix de sources  
13    d'approvisionnement. D'une part, il y a les risques associés à la performance  
14    tels que la non-réalisation d'un projet, la contribution réelle en puissance et en  
15    énergie, un retard dans les dates de livraisons et les risques financiers qui en  
16    découlent. D'autre part, il y a les autres risques tels ceux associés aux  
17    formules de prix et ceux reliés à l'évolution de la réglementation  
18    environnementale.

19    Les appels d'offres de long terme et de court terme sont traités séparément en  
20    raison de l'ampleur fort différente de leurs risques.

1 **1.1 Appels d'offres de long terme**

2 **1.1.1 Risques associés à la performance**

3 **A) Non-réalisation d'un projet**

4 Une fois qu'un contrat a été octroyé, le projet qui le sous-tend peut être  
5 abandonné pour de multiples raisons : incapacité du fournisseur d'obtenir un  
6 site, les autorisations gouvernementales requises ou le financement  
7 nécessaire.

8 De par la nature même d'un projet, c'est le promoteur/soumissionnaire qui doit  
9 assumer le risque associé à la réalisation du projet, car lui seul dispose des  
10 moyens pour le mener à bon port. Ainsi, par exemple, il appartient au  
11 promoteur/soumissionnaire de satisfaire aux exigences environnementales et  
12 d'assurer l'acceptation de son projet auprès des communautés impliquées.

13 **B) Contribution en puissance et en énergie**

14 La planification du Distributeur identifie des produits recherchés et des  
15 quantités qui lui permettent d'atteindre pour une année donnée le critère de  
16 fiabilité visé. L'évaluation des offres reçues doit prendre en compte la  
17 contribution d'une offre en regard des principaux attributs recherchés :  
18 puissance disponible, énergie annuelle, programmabilité, flexibilité, taux de  
19 non-disponibilité associé à l'offre, durée de l'entretien annuel, possibilité de  
20 réduction des quantités d'énergie, etc. Cette contribution, ou le service rendu  
21 par chaque offre, est capitale pour assurer la fiabilité de l'alimentation des  
22 consommateurs.

23 Diverses approches sont disponibles pour établir la contribution effective  
24 attendue :

- 1 • le Distributeur fait sa propre évaluation de la contribution effective et choisit  
2 les sources d'approvisionnement sur cette base. Implicitement, le  
3 Distributeur et le consommateur d'électricité assument tous les risques ;
- 4 • le Distributeur exige que chaque offre garantisse sa contribution effective  
5 en regard des attributs demandés et choisit les sources  
6 d'approvisionnement sur cette base. Le risque est alors transféré au  
7 fournisseur.

8 Le Distributeur favorise la seconde approche, tout en se réservant la  
9 possibilité de remettre en question la quantité garantie s'il a des doutes  
10 raisonnables sur la vraisemblance des paramètres qui lui sont indiqués par le  
11 soumissionnaire.

12 Ainsi, à titre d'exemple, pour chaque offre il sera requis d'indiquer notamment  
13 les éléments suivants :

- 14 • la puissance garantie, disponible à x % du temps (taux de panne) ;
- 15 • l'énergie annuelle associée à la puissance garantie ;
- 16 • la capacité de suivre un programme de livraisons établi à l'avance ;
- 17 • la durée de l'entretien annuel.

18 Les quantités potentiellement disponibles en excédent des quantités garanties  
19 doivent également faire l'objet d'une évaluation (voir Annexe 4A).

20 Les contrats prévoient que, lorsque les fournisseurs n'ont pas respecté leurs  
21 obligations, ils devront compenser le Distributeur pour les sommes qu'il aura  
22 dépensées pour suppléer à la défaillance du fournisseur.



1 **C) Date des premières livraisons**

2 À la base, tout retard du projet génère un risque de même nature que les  
3 déficits de livraisons par rapport aux quantités garanties. La même approche  
4 sera donc utilisée. Les soumissionnaires auront à s'engager quant à une date  
5 de première livraison compatible avec les dates exigées. Si cette première  
6 date de livraison n'est pas respectée, le fournisseur devra compenser le  
7 Distributeur pour une somme déterminée qui sera fonction du retard.

8 **1.1.2 Risques financiers associés à la non-performance**

9 Le fait de transférer aux fournisseurs les risques de performance associés à  
10 leur offre crée, par ailleurs, pour les consommateurs d'électricité, un risque  
11 associé à la solidité financière des fournisseurs : les garanties offertes au  
12 contrat quant à la performance ne sont pas meilleures que le crédit des  
13 entreprises qui les ont données. L'Annexe 4B décrit les garanties financières  
14 généralement acceptées dans l'industrie de l'énergie.

15 Les pratiques du marché ont tendance à distinguer les risques de non-  
16 performance avant le début des livraisons (abandon ou retard du projet) et les  
17 risques de non performance après que les livraisons aient débuté  
18 (indisponibilité prolongée temporaire ou permanente).

19 **a) Avant le début des livraisons**

20 Lorsque le Distributeur octroie un contrat et que le projet ne se matérialise  
21 pas, la conséquence pour le Distributeur est de devoir trouver de nouvelles  
22 sources d'approvisionnement à long terme, mais également à court terme. En  
23 effet, le délai écoulé entre l'octroi et la date d'abandon se traduit par  
24 l'obligation, pour le Distributeur, de s'approvisionner sur les marchés de court  
25 terme pour une période au moins équivalente au retard. Les prix des marchés  
26 de court terme peuvent être beaucoup plus élevés que le coût d'un  
27 approvisionnement de long terme. Une pratique du marché est d'exiger des

1 fournisseurs des garanties (dont la forme est discutée à l'Annexe 4B) dont la  
2 valeur croît au fur et à mesure que le projet se développe puisque le risque  
3 pour le Distributeur croît avec le temps écoulé depuis l'octroi. Cette garantie  
4 se termine avec le début des livraisons.

5 D'autre part, le Distributeur ne devrait jamais octroyer un contrat à un  
6 soumissionnaire dont les compétences ou le projet sont douteux, en se  
7 confortant du fait qu'il devra fournir une garantie. Les garanties sont faites  
8 pour se protéger contre des risques de faible occurrence et non contre un  
9 risque probable. C'est ainsi qu'une autre pratique du marché est d'évaluer les  
10 offres au moyen de critères couramment qualifiés de critères sans incidence  
11 monétaire. L'expérience du soumissionnaire et de ses partenaires est l'un de  
12 ces critères. Un autre réfère à la technologie utilisée : s'agit-il d'une  
13 technologie éprouvée dont plusieurs modèles sont actuellement en  
14 exploitation ou s'agit-il d'un prototype ?

15 Cette approche financière permet également de traiter des cas où la date  
16 garantie des premières livraisons n'est pas respectée. Le retard se traduit par  
17 une compensation monétaire. Cette compensation se veut un incitatif  
18 supplémentaire pour que le fournisseur respecte ses engagements. Ce n'est  
19 qu'à cette condition que le Distributeur pourra gérer efficacement la sécurité  
20 des approvisionnements.

21 L'atténuation des risques de non performance avant le début des livraisons se  
22 fait donc comme suit : le processus de sélection prévoit que chaque offre est  
23 évaluée en regard d'exigences minimales et également de critères non  
24 monétaires, à savoir :

- 25 • l'expérience du soumissionnaire ainsi que de ses partenaires ;
- 26 • la maturité de la technologie ;

- 1 • la solidité financière du soumissionnaire et les garanties complémentaires  
2 qu'il accepte de livrer ; les garanties sont croissantes au fur et à mesure  
3 que le projet se développe et se terminent au début des livraisons.

#### 4 **b) Après le début des livraisons**

5 Les risques financiers découlant d'une indisponibilité prolongée en cours de  
6 contrat sont également couverts par des garanties exigées des fournisseurs.  
7 Le montant de ces garanties financières est généralement calculé en  
8 considérant une période de deux ans, période qui correspond à celle où le  
9 Distributeur devrait s'approvisionner sur les marchés à court terme en  
10 attendant de pouvoir conclure un nouvel approvisionnement de long terme.  
11 Ces dispositions couvrent la très grande majorité des cas. Dans les cas  
12 extrêmes, comme par exemple la faillite du fournisseur, le montant des  
13 garanties financières devrait être normalement suffisant pour couvrir la  
14 période d'incertitude qui s'ensuit et la durée des procédures. Un droit de  
15 reprise de la centrale est souvent exigé par les distributeurs. En général, ce  
16 droit demeure subordonné au droit de reprise des prêteurs qui ont financé le  
17 projet. Le droit de reprise des prêteurs doit être vu comme une sécurité  
18 supplémentaire, car ils ont intérêt à remettre la centrale en service pour  
19 assurer le remboursement des sommes qui leur sont dues. Il est à noter que  
20 le critère de la technologie mentionné plus haut converge avec l'atténuation  
21 de ce risque : qui voudrait reprendre un prototype ?

#### 22 **1.1.3 Autres risques**

23 Parmi ces risques, on peut distinguer le risque associé à l'évolution des  
24 formules de prix et le risque associé aux changements des normes  
25 environnementales.

#### 26 **Risques associés aux formules de prix**

1 Le risque associé à l'évolution des formules de prix est inéluctable dans des  
2 contrats de long terme. En effet, les différentes sources d'approvisionnement  
3 possèdent des caractéristiques de coût différentes : les portions qui sont fixes  
4 et variables sur une période de 15 ans peuvent varier considérablement. Les  
5 portions variables peuvent évoluer selon divers indices tels l'inflation générale,  
6 le prix des combustibles etc. De plus, signalons qu'un prix fixe pour une  
7 longue durée n'est pas nécessairement un avantage à moins que ce prix ne  
8 soit très bas, comme celui de l'électricité patrimoniale.

9 En général, les consommateurs ont tout intérêt à assumer le risque d'évolution  
10 des formules de prix, car la prime qui serait demandée par les producteurs  
11 pour raffermir le prix pourrait être très élevée, compte tenu qu'il n'existe pas  
12 actuellement de marché à terme couvrant des périodes aussi longues que dix  
13 ou quinze ans.

14 Un prix variable en fonction d'indices volatils tel le prix des combustibles est  
15 souvent perçu négativement en raison des fluctuations de coût importantes  
16 qu'il peut amener. Cependant, dans la mesure où ces fluctuations suivent  
17 effectivement le prix du marché, les coûts peuvent varier beaucoup mais la  
18 position concurrentielle des tarifs du Distributeur demeure inchangée ou peu  
19 changée par rapport aux autres territoires ou par rapport au prix des  
20 combustibles. Par contre, un prix fixe est souvent perçu comme positif parce  
21 qu'il est connu et n'entraîne pas de fluctuations de coûts importantes.  
22 Cependant, la position concurrentielle des tarifs du Distributeur varie alors en  
23 fonction du prix des combustibles.

24 Puisque la très grande partie du portefeuille du Distributeur, pour longtemps  
25 encore, sera à un prix fixe très avantageux, les prix variables ne peuvent  
26 amener des fluctuations importantes des tarifs du Distributeur. Ils permettent  
27 par ailleurs de maintenir la position concurrentielle qu'il a déjà. De plus, la  
28 volatilité des prix des combustibles pourra être gérée en tout ou en partie par  
29 des opérations de couverture à court terme, pourvu que les indices retenus

1 dans ces formules de prix puissent faire l'objet de transaction de couverture  
2 des risques. Par contre, des prix fixes ou relativement fixes pourraient s'avérer  
3 intéressants si leur niveau de départ est intéressant. L'analyse des offres  
4 permettra de statuer sur le niveau de risque acceptable.

### 5 ***Évolution de la réglementation environnementale***

6 L'évolution des normes environnementales sur la durée du contrat est un  
7 risque touchant les sources potentielles d'approvisionnement. C'est un risque  
8 qu'il convient de laisser aux fournisseurs puisqu'ils sont les plus aptes et les  
9 mieux placés pour l'assumer. Le promoteur du projet est responsable de  
10 l'obtention des permis requis pour son projet et du maintien de ses permis une  
11 fois qu'ils ont été obtenus. Il procède à la sélection des équipements requis  
12 pour son projet et est responsable ultimement de la performance de ses  
13 installations. De plus, l'introduction prévisible d'instruments économiques, tels  
14 des permis négociables, comme le font déjà nos voisins du sud pour le SO<sub>2</sub>  
15 par exemple, viendra renforcer le rôle central des promoteurs/producteurs.  
16 Cette approche, pour protéger et améliorer l'environnement, encourage  
17 l'introduction de technologies performantes plus rapidement et de façon  
18 efficace.

### 19 **1.2 Appels d'offres de court terme**

20 Dans le cas des appels d'offres sur les marchés de court terme, l'approche de  
21 base est semblable. Cependant, la complexité est réduite car l'ampleur des  
22 risques est considérablement diminuée. En effet, les prix sont généralement  
23 fixes et ces appels d'offres viseront la production déjà existante.

24 Des garanties financières seront exigées pour couvrir les risques associés à la  
25 non performance sur la durée du contrat. Les mécanismes sont similaires à  
26 ceux décrits pour les garanties après le début des livraisons, dans le cas des  
27 appels d'offres pour l'octroi de contrats de long terme. Étant donné que les

- 1 achats se font sur de courtes périodes, le risque relié aux formules de prix est
- 2 considérablement réduit.



1 **2. CRITÈRES UTILISÉS DANS LE PROCESSUS DE SÉLECTION DES**  
2 **OFFRES**

3 Tel que mentionné à la pièce HQD-2, Document 3, la mise en œuvre du Plan  
4 nécessitera le lancement d'appels d'offres à chacune des trois années du  
5 Plan. Certains appels d'offres couvriront des besoins de long terme alors que  
6 d'autres couvriront des besoins de court terme. Ces appels d'offres seront  
7 conduits en appliquant les règles de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi  
8 déjà approuvée par la Régie.

9 La Loi prévoit que les contrats seront octroyés sur la base du prix le plus bas  
10 pour les quantités et les conditions demandées. Ces conditions sont de deux  
11 ordres : d'une part, elles définissent les produits qui font l'objet de l'appel  
12 d'offres ; d'autre part, elles servent à établir les exigences minimales que les  
13 soumissionnaires devront satisfaire pour que le Distributeur puisse assurer un  
14 approvisionnement fiable au Québec.

15 La détermination de la valeur des différentes soumissions est un exercice  
16 complexe qui doit tenir compte des effets croisés des nouvelles soumissions  
17 et de l'impact des nouveaux contrats sur l'exploitation des sources  
18 d'approvisionnement déjà disponibles du Distributeur. Il est notamment  
19 possible que plusieurs soumissions doivent être combinées pour satisfaire le  
20 besoin exprimé. L'évaluation du coût d'une combinaison nécessitera la  
21 simulation de l'exploitation du portefeuille d'approvisionnements du  
22 Distributeur sur plusieurs années en prenant en compte la valeur estimée des  
23 différentes options offertes par les soumissionnaires.

24 Le nombre de combinaisons possibles peut devenir très grand, rendant de ce  
25 fait l'exercice rapidement intraitable. Pour contourner cette difficulté, la  
26 procédure d'appel d'offres prévoit un processus d'évaluation en trois étapes



1 qui vise à limiter la conduite des évaluations détaillées aux combinaisons les  
2 plus prometteuses.

3 Dans une première étape, des exigences minimales seront définies : les  
4 projets qui n'ont pas satisfait ces exigences ne seront pas retenus pour  
5 considération future. Par la suite, une évaluation des critères à incidence  
6 monétaire et non-monétaire sera réalisée pour chacun des projets pris sur une  
7 base individuelle, afin de procéder à un classement des projets par ordre  
8 d'intérêt en prévision de la troisième étape. Finalement, les projets les plus  
9 intéressants seront regroupés pour former des combinaisons de projets qui  
10 feront l'objet d'une évaluation plus détaillée.

11 Le choix des exigences minimales, des critères et des pondérations à  
12 appliquer aux critères diffère selon qu'on traite des appels d'offres de court  
13 terme ou des appels d'offres de long terme. La différence découle avant tout  
14 de la nature des risques associés à la durée des contrats à intervenir et de la  
15 forme des garanties qui seront recherchées.

## 16 **2.1 Appels d'offres de long terme**

17 Pour les appels d'offres de long terme, les exigences minimales sont les  
18 suivantes :

- 19 • l'électricité offerte doit provenir de sources de production situées au  
20 Québec (à revoir à l'occasion de l'appel d'offres pour les besoins de  
21 2009) ;
- 22 • les garanties financières offertes par le soumissionnaire doivent satisfaire  
23 les exigences du Distributeur telles qu'elles sont énoncées à l'Annexe 4B ;

24

- 1 • le soumissionnaire ou ses sociétés affiliées doivent avoir une expérience  
2 du développement et de l'exploitation d'au moins un projet de nature  
3 similaire à celui qu'ils proposent de développer pour livrer l'électricité  
4 prévue à la soumission ;
- 5 • le procédé de production d'électricité doit avoir atteint la maturité  
6 technologique et les équipements stratégiques doivent être disponibles sur  
7 une base commerciale.

8 Il est à noter qu'une offre sera rejetée si le raccordement au réseau de  
9 transport, selon l'avis de TransÉnergie, ne peut être réalisé à la date de début  
10 des livraisons exigée à l'appel d'offres.

11 Dans la deuxième étape de l'évaluation des offres, les critères à incidence  
12 monétaire et non-monétaire seront définis comme suit en utilisant les  
13 pondérations indiquées.

<b>Critères</b>	<b>Pondération</b>	<b>Caractéristiques</b>
Coût de l'électricité	60 points	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critère monétaire</li> <li>• Coût de l'électricité incluant le prix pour la puissance et le prix pour l'énergie</li> <li>• Coût de transport incluant les coûts de raccordement et de renforcement de réseau</li> <li>• Tout autre coût découlant de la formule de prix proposée</li> <li>• Les points seront alloués en fonction du classement relatif des projets les uns par rapport aux autres</li> </ul>
Solidité financière	10 points	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critère non-monétaire</li> <li>• Capacité du soumissionnaire à fournir les garanties financières requises par le contrat</li> <li>• Les points seront alloués en fonction de la cote de crédit du soumissionnaire ou des sociétés affiliées qui fournissent les garanties</li> </ul>
Expérience du soumissionnaire	10 points	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critère non-monétaire</li> <li>• Capacité du soumissionnaire à développer des projets similaires tel que démontré par sa feuille de route et par l'expérience de ses partenaires</li> <li>• Les points seront alloués sur la base des réalisations du soumissionnaire et de ses partenaires</li> </ul>
Faisabilité du projet	10 points	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critère non-monétaire</li> <li>• Complexité du raccordement au réseau du Transporteur</li> <li>• Réalisme du plan directeur y compris le plan d'obtention des autorisations environnementales</li> <li>• Les points seront alloués en fonction du réalisme du plan directeur eu égard à la date garantie de début des livraisons et de la difficulté de compléter le raccordement dans les délais requis</li> </ul>
Flexibilité	10 points	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Critère non-monétaire</li> <li>• Les soumissions offrant des options de modifier la date de début des livraisons recevront plus de points que les projets qui n'offrent pas ce genre d'options de base</li> <li>• Les soumissions de service en base associées aux offres de services modulables ou modulables cyclables recevront plus de points que les soumissions pour le service en base seulement</li> <li>• Les points seront alloués en fonction du degré de flexibilité offert</li> </ul>
<b>TOTAL</b>	<b>100 points</b>	

1 Il est à noter que dans les cas où une soumission d'Hydro-Québec Production  
2 sera retenue, l'entente différera, dans sa forme et sa formulation, du contrat-  
3 type. En effet, certaines dispositions deviennent inapplicables ou sans effet du  
4 fait qu'Hydro-Québec Production et Hydro-Québec Distribution ne sont pas  
5 des entités juridiques distinctes.

## 6 **2.2 Appels d'offres de court terme**

7 Pour les appels d'offres de court terme, l'ampleur des risques auxquels le  
8 Distributeur est confronté est plus limitée. Cela se traduit par une réduction du  
9 nombre des exigences minimales ; de plus les critères non monétaires ne sont  
10 pas requis.

11 Ainsi, les exigences minimales sont ramenées aux garanties financières que  
12 le soumissionnaire doit présenter selon les exigences du Distributeur telles  
13 qu'elles sont énoncées à l'Annexe 4B.

<b>Critère</b>	<b>Pondération</b>	<b>Caractéristiques</b>
Prix de l'électricité	100 points	<ul style="list-style-type: none"><li>• Critère monétaire</li><li>• Prix de l'électricité incluant les formules de prix pour la puissance et l'énergie ainsi que le coût de transport applicable</li></ul>
<b>TOTAL</b>	<b>100 points</b>	







## **ANNEXE 4A**

### **Valeur de l'énergie additionnelle**









1 **VALEUR DE L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE**

2 Le Distributeur demandera aux soumissionnaires d'indiquer la quantité  
3 d'énergie qu'ils garantissent par mois ou par trimestre. Certains  
4 soumissionnaires pourraient vouloir vendre au Distributeur l'énergie  
5 additionnelle qu'ils pourraient avoir. L'énergie additionnelle peut résulter d'une  
6 meilleure performance en termes de taux de disponibilité des équipements de  
7 production du soumissionnaire ou des caractéristiques du mode de  
8 production qu'il a retenu.

9 L'énergie additionnelle n'est pas un produit représentant une grande valeur  
10 pour le Distributeur, dans la mesure où cette énergie n'est pas programmable  
11 et que le Distributeur se sera déjà engagé vis-à-vis d'autres sources. Ainsi, le  
12 Distributeur n'a donc aucune objection à ce que les soumissionnaires  
13 choisissent d'écouler ailleurs l'énergie additionnelle qu'ils peuvent avoir.

14 Cependant, dans le but de favoriser une plus grande concurrence et une  
15 utilisation efficace des sources de production, le Distributeur propose de fixer  
16 le prix d'achat de l'énergie additionnelle lorsqu'un soumissionnaire choisira au  
17 moment de l'appel d'offres de l'offrir au Distributeur. Le fournisseur pourra  
18 écouler toute sa production additionnelle au Distributeur à un niveau de prix  
19 égal à celui de l'électricité patrimoniale. En effet, livrée indépendamment des  
20 besoins du Distributeur, cette production aurait souvent comme conséquence  
21 de diminuer la livraison d'électricité patrimoniale.







## **ANNEXE 4B**

### **Garanties exigibles des fournisseurs**









1

**GARANTIES EXIGIBLES DES FOURNISSEURS**

2 C'est une pratique généralisée du marché de l'énergie en Amérique du Nord  
3 que d'exiger des garanties financières en fonction de l'évaluation du crédit de  
4 la contrepartie avec laquelle un contrat est conclu. En effet, les engagements  
5 contractuels des fournisseurs doivent être supportés par des garanties  
6 financières afin de protéger le Distributeur et ultimement les consommateurs  
7 d'électricité.

**8 *Forme des garanties***

9 La forme la plus simple de garantie est celle offerte par la santé financière du  
10 fournisseur. La pratique est de se référer à la cote de crédit telle qu'établie par  
11 les grandes maisons comme Moody's, Standard & Poors, Dominion Bond  
12 Rating System (DBRS) ou d'autres agences de notation pour lesquelles le  
13 Distributeur aura établi une table d'équivalence des cotes. Plus la cote sera  
14 élevée, plus la marge de crédit allouée sera importante. Les cotations  
15 inférieures à BAA3 (Moody's) ont une marge de zéro. Dans le cadre de  
16 transactions à long terme, il est généralement prévu que la marge de crédit  
17 puisse être révisée à la baisse par la partie qui exige une garantie, si la santé  
18 financière de la contrepartie se détériore. La grille des limites de crédit sera  
19 annexée au document d'appel d'offres.

20 Lorsque la firme qui a soumissionné n'a pas de cote de crédit, mais que la  
21 compagnie-mère est cotée, une garantie de la compagnie-mère peut être  
22 fournie. La marge de crédit allouée sera établie selon les mêmes barèmes. Le  
23 libellé de la garantie de la compagnie-mère doit être à la satisfaction du  
24 Distributeur. Cette garantie devra être inconditionnelle, irrévocable et payable  
25 sur présentation d'un avis écrit. Un exemple type sera inclus aux documents  
26 d'appels d'offres.

27

1 Lorsque la firme qui a soumissionné n'est pas cotée et ne peut fournir une  
2 garantie acceptable de la compagnie-mère ou lorsque les garanties exigées  
3 par le Distributeur excèdent la marge de crédit allouée, une lettre de crédit  
4 couvrant le montant approprié doit être fournie. Le Distributeur s'assurera de  
5 la solidité de l'institution financière qui émet la lettre de crédit. Le libellé de  
6 lettre de crédit doit être à la satisfaction du Distributeur. Elle devra offrir une  
7 garantie inconditionnelle, irrévocable et payable sur présentation d'un avis  
8 écrit. Une lettre de crédit type sera incluse aux documents d'appels d'offres.

9 Il est à noter que les engagements de fourniture d'électricité pris par Hydro-  
10 Québec Production à l'égard du Distributeur ne seront pas supportés par des  
11 garanties financières car Hydro-Québec Production et Hydro-Québec  
12 Distribution ne sont pas des entités juridiques distinctes. Hydro-Québec  
13 Distribution est d'avis que les intérêts des consommateurs sont protégés de  
14 façon au moins équivalente.

### 15 ***Calcul de l'exposition du Distributeur***

#### 16 ***A) Garanties avant le début des livraisons***

17 Les montants à être garantis par les soumissionnaires retenus seront fixés  
18 dans les documents d'appels d'offres. Les montants à garantir pourront varier  
19 selon le produit recherché et seront exprimés en \$/kW.

#### 20 ***B) Garanties après le début des livraisons***

21 Les montants à garantir pourront varier selon le produit recherché et seront  
22 exprimés en \$/kW.

**MÉTHODOLOGIE POUR L'ÉTABLISSEMENT DU COÛT  
DE TRANSPORT APPLICABLE AUX APPROVISIONNEMENTS**



## **TABLE DES MATIÈRES**

<b>1.</b>	<b>SOURCES DE PRODUCTION EXISTANTE .....</b>	<b>1</b>
<b>2.</b>	<b>NOUVELLES SOURCES DE PRODUCTION.....</b>	<b>1</b>
<b>3.</b>	<b>SERVICE DE TRANSPORT ET RACCORDEMENT DES PRODUCTEURS.....</b>	<b>4</b>

## **ANNEXE**

<b>ANNEXE 5A</b>	<b>MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU DE TRANSPORT LORS D'APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR</b>
------------------	--





1 Le Distributeur doit considérer les coûts de transport applicables aux  
2 différentes offres. Les coûts de transport doivent être évalués selon la  
3 perspective du Distributeur. La nature de ces coûts variera selon que les  
4 approvisionnements proviennent de sources de production existantes ou de  
5 nouvelles sources.

## 6 **1. SOURCES DE PRODUCTION EXISTANTE**

7 Dans le premier cas, le coût de transport applicable doit refléter l'impact du  
8 choix d'un fournisseur particulier sur la facture de transport assumée par le  
9 Distributeur pour la desserte de la charge locale. Par exemple, si un  
10 fournisseur potentiel utilisait déjà le réseau de transport pour commercialiser  
11 sa production d'électricité et que l'octroi d'un contrat d'approvisionnement par  
12 le Distributeur avait pour effet de transférer une partie ou la totalité de cette  
13 activité commerciale vers le Distributeur, il pourrait en résulter une diminution  
14 des réservations pour le service point à point et donc une diminution des  
15 revenus du Transporteur provenant de ce type de transactions. Cette  
16 diminution se répercuterait par une hausse de la part des coûts de transport  
17 assumée par le Distributeur, qu'il faudrait mesurer et intégrer à la  
18 comparaison des différentes offres, tout comme les pertes électriques.

## 19 **2. NOUVELLES SOURCES DE PRODUCTION**

20 Pour les nouvelles sources de production, les coûts de transport applicables  
21 comprennent l'ensemble des coûts des équipements de transport qu'il faut  
22 prévoir pour leur raccordement et leur intégration au réseau, ainsi que l'impact  
23 de pertes électriques. Ces coûts seront évalués par le Transporteur selon la  
24 méthodologie présentée à l'Annexe 5A. Le concept mis de l'avant se divise en  
25 deux parties, selon le degré d'avancement du processus d'appel d'offres.

1    **Avant le lancement de l'appel d'offres**

2    Le Distributeur fournira, lors du lancement de l'appel d'offres, les informations  
3    suivantes mises à sa disposition par le Transporteur :

- 4    • des coûts génériques pour dix points d'injection au réseau principal ;
- 5    • une évaluation qualitative des réseaux régionaux quant à leur degré de  
6    réceptivité envers l'implantation de nouvelles sources de production, basée  
7    sur les marges de capacité de ces réseaux.

8    Pour déterminer les coûts génériques, le Transporteur considérera que tous  
9    les besoins seront comblés par une seule et même source de production. Le  
10   déplacement de cette source fictive, d'un point à l'autre du réseau, permettra  
11   d'évaluer les besoins de renforcement requis sur les différents corridors de  
12   transport pour permettre l'acheminement de la production aux points de  
13   consommation ainsi que l'impact sur les pertes de réseau. Les coûts  
14   génériques pourront ensuite être appliqués aux offres reçues pour traduire le  
15   coût de transport que chacune d'elles occasionne.

16   **Après la réception des offres**

17   Après la réception des offres, le Distributeur soumettra au Transporteur les  
18   offres les plus intéressantes afin de préciser les coûts d'intégration au réseau  
19   de transport en fonction de l'emplacement et de la puissance des nouvelles  
20   sources de production proposées.

21   Aux termes de l'évaluation, le Transporteur transmettra au Distributeur les  
22   informations suivantes :

- 23   • L'évaluation quantitative des coûts d'intégration aux réseaux collecteurs de  
24   transport ou de distribution s'il y a lieu, incluant le coût de raccordement du  
25   poste à la centrale, pour chaque nouvelle ressource ;

- 1 • L'évaluation des coûts évités s'il y a lieu ;
- 2 • Le rendement du transport, en termes de pourcentage des pertes
- 3 électriques (puissance et énergie), pour chacune des nouvelles sources de
- 4 production.

5 Ces estimations viendront s'ajouter aux coûts génériques pour donner le coût

6 de transport applicable.

7  ***Paiement des coûts d'intégration***

8 Le Transporteur prévoit prendre à sa charge les coûts d'intégration. Cette

9 approche, tout en étant cohérente avec sa proposition dans le dossier

10 R-3401-98, permettra d'éviter que les soumissionnaires ne basent leurs offres

11 sur des estimations incomplètes des coûts d'intégration de leur centrale. Cette

12 approche permettra, de plus, au Distributeur de contrôler le nombre de

13 demandes d'étude de raccordement adressées au Transporteur et d'éviter

14 que les soumissionnaires n'incluent une prime de risque dans le prix de leur

15 soumission pour tenir compte du fait que les coûts d'intégration ne sont pas

16 connus au moment de préparer leur soumission.

17 Cette approche a également le mérite d'être neutre pour le Distributeur. En

18 effet, il devra assumer les coûts d'intégration peu importe l'approche retenue :

19 soit que le soumissionnaire en tienne compte dans son prix de vente

20 d'électricité, soit qu'il les exclut et que le Transporteur l'intègre à sa facture

21 pour la desserte de la charge locale.

22 **3. SERVICE DE TRANSPORT ET RACCORDEMENT DES**

23 **PRODUCTEURS**

24 Dans la mesure où le raccordement de nouvelles sources de production vise

25 l'alimentation électrique de la charge locale, le service de transport s'ajustera

- 1 aux besoins du Distributeur sans qu'il y ait nécessité de réservation de la part
- 2 du fournisseur ou du Distributeur.
  
- 3 Par ailleurs, il relève de la responsabilité de chaque producteur de satisfaire
- 4 aux normes de raccordement du Transporteur.

## **ANNEXE 5A**

### **Méthode d'évaluation des coûts relatifs au réseau de transport lors d'appels d'offres du Distributeur**



1           **MÉTHODE D'ÉVALUATION DES COÛTS RELATIFS AU RÉSEAU**  
2           **DE TRANSPORT LORS D'APPELS D'OFFRES DU DISTRIBUTEUR**

3    Cette annexe définit la méthode dont ont convenu le Transporteur et le  
4    Distributeur quant à l'évaluation du coût de transport applicable lors des  
5    appels d'offres du Distributeur.

6    **1.    LA PROBLÉMATIQUE**

7    Afin de procéder au choix le plus judicieux pour son approvisionnement, le  
8    Distributeur doit tenir compte des coûts de transport applicables à chaque  
9    offre. Pour les nouvelles sources de production, ces coûts tiennent compte  
10   des répercussions de ces dernières sur le réseau de transport. Le  
11   Transporteur, quant à lui, pour être en mesure de déterminer le coût de  
12   transport applicable, doit connaître la localisation des nouvelles sources de  
13   production, la puissance installée de même que le point de livraison vers  
14   lequel cette puissance sera acheminée.

15   Les coûts de transport applicables à une nouvelle source de production  
16   comprennent :

- 17   - les coûts du raccordement au réseau d'intégration local ;
- 18   - ceux relatifs aux équipements de transport partagés entre les différentes  
19   sources de production, généralement de plus grande capacité, nécessaires  
20   pour acheminer la puissance électrique vers les zones de consommation ;
- 21   - le rendement du transport en terme de pourcentage des pertes électriques  
22   pour chaque nouvelle source de production.

23   Les méthodes d'évaluation des coûts de transport actuellement en usage  
24   dans l'industrie consistent d'abord à ranger les demandes des promoteurs  
25   selon leur ordre d'arrivée, puis à analyser successivement leurs offres. Toutes



1 les informations relatives aux nouvelles sources potentielles de production  
2 sont ainsi connues au moment de débiter l'analyse. Ces méthodes incluent,  
3 dans tous les cas, les coûts du raccordement de chaque nouvelle source de  
4 production au réseau d'intégration local. La méthode d'analyse peut toutefois  
5 différer en ce qui concerne les équipements de transport communs à plusieurs  
6 sources de production. Dans ce dernier cas, d'aucuns imputent les coûts pour  
7 le renforcement nécessaire de certains équipements du réseau à la seule  
8 source de production qui provoque le dépassement des limites de transport  
9 existantes ; d'autres n'imputent aucun coût de renforcement, mais gèrent  
10 plutôt la congestion sur les équipements communs à l'aide des prix.

11 Ces méthodes d'évaluation sont difficilement transposables au contexte  
12 québécois. D'abord, il faut noter qu'il s'agit ici d'un appel d'offres et que les  
13 offres des promoteurs ne seront pas reçues et traitées successivement mais  
14 bien simultanément en vue d'en sélectionner les plus intéressantes. De plus,  
15 le Distributeur veut être renseigné le plus tôt possible quant aux incidences de  
16 l'accroissement de ses besoins en électricité sur le réseau de transport, en  
17 vue d'améliorer son processus de sélection. Or, lors d'un appel d'offres,  
18 aucune information ne sera préalablement connue sur les offres qui seront  
19 reçues, que ce soit quant au nombre, à l'emplacement ou à la puissance  
20 installée. Seuls les besoins en électricité de la charge locale seront identifiés  
21 et beaucoup de renseignements nécessaires au Transporteur pour son  
22 analyse demeureront inconnus à ce moment.

23 Il s'agit donc de développer une méthode d'évaluation visant à fournir au  
24 Distributeur une information suffisamment précise quant aux coûts de  
25 transport, au fur et à mesure du déroulement de l'appel d'offres et selon les  
26 données disponibles, afin d'orienter graduellement ses choix en vue de l'octroi  
27 des contrats d'approvisionnement. La méthode doit aussi permettre d'assurer,  
28 en toute équité, un traitement égal des offres qui seront reçues. De plus, elle  
29 doit viser à augmenter l'efficacité de l'analyse des offres.

1    **2.    MÉTHODE PROPOSÉE**

2    La méthode mise de l'avant se divise en deux parties, selon le degré  
3    d'avancement du processus d'appel d'offres.

4    **2.1    En préparation à l'appel d'offres**

5    Avant le lancement de l'appel d'offres, seuls les besoins du Distributeur sont  
6    connus. L'information que le Transporteur est appelé à fournir à ce niveau est  
7    donc davantage à titre indicatif et doit représenter en quelque sorte la  
8    sensibilité du réseau de transport à l'implantation de nouvelles sources de  
9    production. Cette information sera jointe à l'appel d'offres du Distributeur et  
10   sera donc connue des différents promoteurs ; elle servira au Distributeur, par  
11   la suite, pour sélectionner les offres les plus intéressantes qui auront été  
12   reçues.

13   Cette évaluation de la sensibilité du réseau sera réalisée distinctement selon  
14   qu'il s'agisse du réseau principal ou des réseaux régionaux.

15   ***Réceptivité du réseau principal***

16   Une fois informé des nouveaux besoins de puissance pour l'alimentation de la  
17   charge locale, le Transporteur évaluera les besoins de renforcement du  
18   réseau principal afin de permettre l'acheminement de cette puissance  
19   additionnelle.

20   Aucune information n'étant encore connue à cette étape quant à la  
21   localisation des nouvelles sources d'approvisionnement, le Transporteur  
22   considérera que tous les nouveaux besoins seront comblés par une seule et  
23   même source de production. Ainsi, l'utilisation d'une source témoin permettra  
24   d'établir, en un point d'intégration donné, les coûts génériques attribuables

1 aux besoins de renforcement du réseau principal, communs à l'ensemble des  
2 sources de production potentielles.

3 Le déplacement de cette source témoin en divers points stratégiques du  
4 réseau permettra au Transporteur d'évaluer, pour différents points  
5 d'intégration, l'ensemble des besoins de renforcement requis sur les différents  
6 corridors de transport selon les exigences de fiabilité en vigueur. L'ensemble  
7 de ces besoins, traduits en termes de coûts génériques, reflétera alors le  
8 degré de sensibilité du réseau principal à l'intégration de nouvelle production  
9 dans 10 différentes zones.

10 Les coûts génériques ainsi établis seront appliqués uniformément à tout  
11 volume de production pouvant être raccordé à un point d'intégration donné,  
12 jusqu'à concurrence de celui de la source témoin. Ils représenteront soit les  
13 besoins de renforcement nécessaires du réseau dans le cas où les limites de  
14 capacité de transport actuelles seraient dépassées ou soit, dans le cas  
15 contraire, la perte de marge sur la capacité actuellement disponible en  
16 excédent.

17 Cette méthode est valable pour sélectionner des offres dans le contexte d'un  
18 appel d'offres car tous les projets à analyser sont inclus dans le même cadre  
19 temporel. Elle permet de tenir compte des cas où plusieurs projets  
20 justifieraient collectivement, mais non individuellement, un renforcement du  
21 réseau principal.

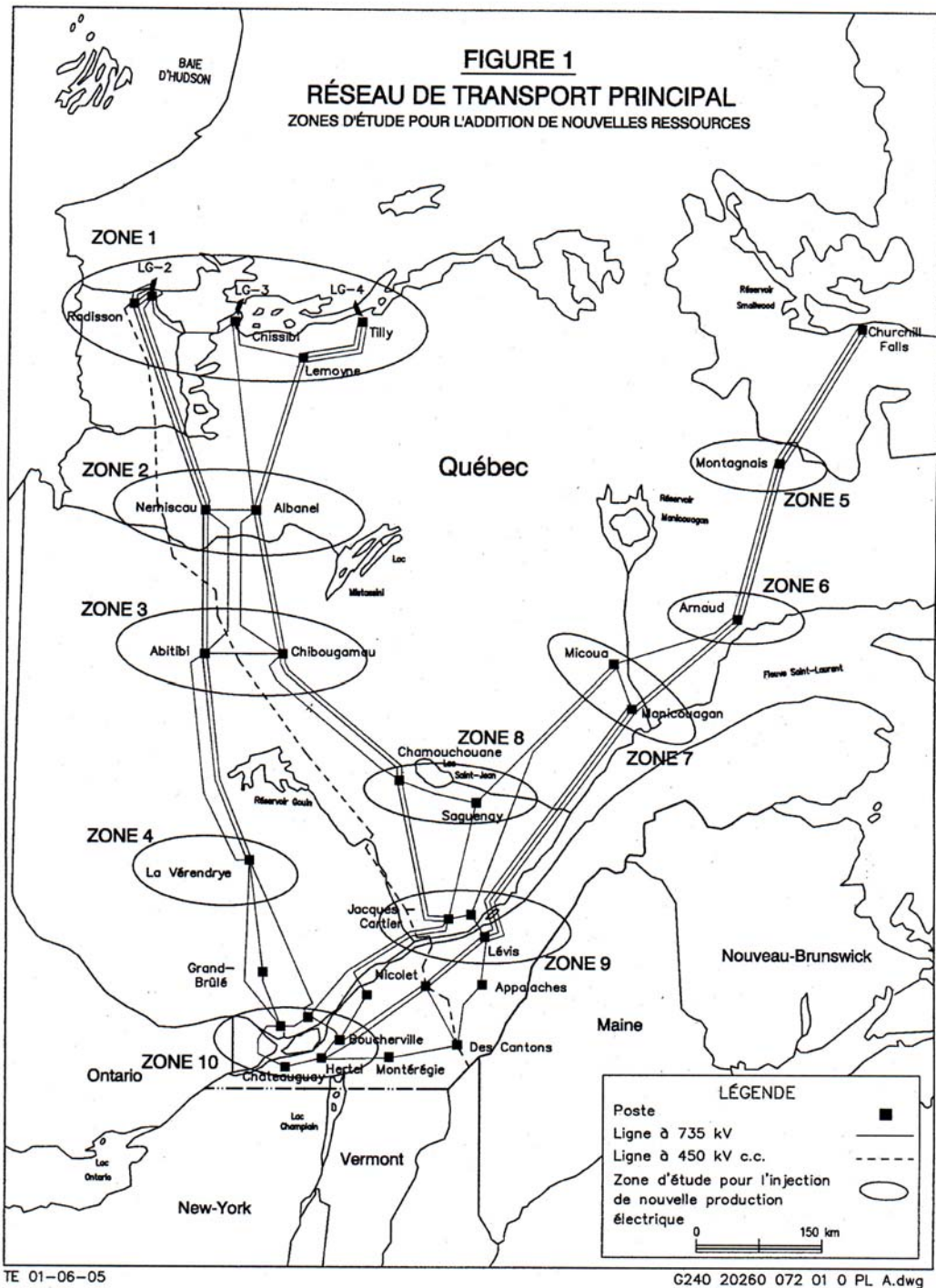
22 La figure 1 de la page suivante présente la configuration du réseau de  
23 transport principal sur laquelle sont localisés les 10 zones utilisées pour  
24 simuler l'intégration de la source témoin. Ainsi, il sera possible d'obtenir un  
25 tableau indicatif complet des coûts génériques de transport sur le réseau  
26 principal. Ces coûts seront utilisés par le Distributeur pour comparer les  
27 différentes offres entre elles.

1 **Réceptivité des réseaux régionaux**

2 Les réseaux régionaux, dont la tension varie de 44 kV à 315 kV, sont  
3 composés de postes et de lignes de transport qui reçoivent l'énergie du  
4 réseau principal et l'acheminent jusqu'aux points de livraison, dans les zones  
5 de charge à alimenter. Ce faisant, ils côtoient à l'occasion des centrales  
6 raccordées directement aux réseaux régionaux et en intègrent la production.

7 La pluralité des équipements concernés et la multiplicité des scénarios  
8 possibles pouvant impliquer l'intégration de nouvelles sources de production  
9 ne permettent pas de réaliser une évaluation préliminaire quantitative des  
10 coûts de transport attribuables à ces réseaux. Toutefois, de façon à assister le  
11 Distributeur dans son processus préliminaire de sélection, le Transporteur  
12 fournira une évaluation qualitative du degré de réceptivité de ces réseaux à  
13 l'implantation de nouvelles sources de production, basée sur les marges de  
14 capacité de ces réseaux. Cette information sera transmise au Distributeur en  
15 même temps que les coûts génériques de transport applicables au réseau  
16 principal et sera donc disponible pour le lancement de l'appel d'offres.







1    **2.2    Après la réception des offres**

2    Une fois que l'appel d'offres aura été lancé et qu'auront été reçues les offres  
3    des promoteurs, le Distributeur procédera à l'analyse et à la classification des  
4    offres. L'étude de sensibilité déjà fournie par le Transporteur servira d'intrant  
5    pour cette analyse.

6    Le Distributeur soumettra par la suite les offres les plus intéressantes à une  
7    évaluation du Transporteur afin d'en préciser les coûts d'intégration au réseau  
8    de transport. L'information quant à la localisation des sources de production  
9    potentielles et à leur puissance respective étant désormais connue, le  
10   Transporteur sera alors en mesure d'établir les incidences de chacune d'entre  
11   elles sur les portions du réseau servant à acheminer la production vers les  
12   principaux axes de transport et d'identifier les coûts évités, le cas échéant. Le  
13   Transporteur déterminera également le rendement du transport en termes de  
14   pourcentage de pertes électriques (puissance et énergie). Si une ou des  
15   offres devaient être intégrées sur le réseau de distribution, le Transporteur  
16   requerrait à cette étape la contribution du Distributeur pour procéder à  
17   l'évaluation des coûts de raccordement applicables dans ce cas.

18   Ainsi, une fois l'évaluation complétée et transmise au Distributeur, celui-ci  
19   sera alors en possession des informations suivantes :

- 20   • l'évaluation quantitative des coûts génériques relatifs au réseau de  
21   transport principal pour l'ensemble des nouvelles sources de production ;
- 22   • l'évaluation quantitative des coûts d'intégration aux réseaux collecteurs de  
23   transport ou de distribution s'il y a lieu, incluant les coûts du poste à la  
24   centrale, pour chaque nouvelle source de production ;



- 1 • l'évaluation des coûts évités de transport, s'il y a lieu ;
- 2 • le rendement du transport, en termes de pourcentage de pertes
- 3 électriques (puissance et énergie), pour chacune des nouvelles sources
- 4 de production.
- 5 Le Distributeur sera alors en mesure de compléter le choix des offres et de
- 6 faire approuver ce choix.

1    **3.    MODALITÉS QUANT À LA RÉALISATION DES PROJETS DE**  
2            **TRANSPORT**

3    La présente section se rapporte à des activités qui auront lieu après que les  
4    offres auront été sélectionnées et que la Régie aura donné son approbation  
5    aux contrats.

6    **3.1    Études d'intégration et ententes de raccordement**

7    Aussitôt qu'une offre aura été retenue, le Transporteur sera mandaté pour  
8    procéder aux études d'intégration au réseau de transport. Il s'agit d'études  
9    techniques nécessaires à la définition du projet d'intégration de la nouvelle  
10    source de production au réseau de transport. Le Transporteur exigera que le  
11    coût de ces études lui soit remboursé. Une entente à cet effet, stipulant le  
12    coût, le contenu et l'échéance des études de même que les modalités de  
13    remboursement des coûts devra être signée entre TransÉnergie et le  
14    promoteur.

15    Une fois les études d'intégration terminées, le Transporteur émettra les  
16    exigences techniques applicables au projet, en vue de son intégration au  
17    réseau. Il exigera également des garanties en vue d'assurer que le projet ne  
18    soit pas abandonné ou reporté et que les coûts encourus pour intégrer le  
19    projet du promoteur puissent être transférés dans la base tarifaire de  
20    TransÉnergie, dès la fin des travaux d'intégration. Une entente à cet effet  
21    devra être signée entre TransÉnergie et le promoteur.

1    **3.2    Délais de réalisation des projets**

2    Les délais de réalisation relatifs aux projets de transport peuvent s'étendre  
3    sur une période allant jusqu'à 5 ans ; ces délais comprennent les études  
4    relatives à la phase avant-projet de même que la réalisation des projets et  
5    tiennent compte de la possibilité qu'un projet soit assujéti à la tenue  
6    d'audiences publiques, en vertu notamment de la *Loi sur la qualité de*  
7    *l'environnement*.

8    Dans le cas d'une nouvelle ligne de transport, les délais augmentent  
9    généralement en fonction de la longueur de la ligne à construire de même  
10   que de la tension nominale impliquée. Dans le cas d'un projet de poste, les  
11   délais varient selon le type de projet, selon qu'il s'agisse d'une nouvelle  
12   installation ou encore d'une modification ou d'une addition dans une  
13   installation existante.

14   Tenant compte de ces délais, TransÉnergie exigera des garanties financières  
15   du promoteur avant de débiter la réalisation des travaux.

16   **3.3    Nouvelles sources de production intégrées sur le réseau de**  
17    **distribution**

18   Lorsque les nouvelles sources de production seront intégrées au réseau de  
19   distribution plutôt qu'au réseau de transport, le promoteur fera tout de même  
20   affaire avec le Transporteur, comme si son projet était intégré au réseau de  
21   transport. Le Transporteur requerra, dans ce cas, la contribution du  
22   Distributeur pour les études techniques d'intégration et la mise en oeuvre des  
23   projets.

**AJUSTEMENT DES APPROVISIONNEMENTS  
DE LONG TERME  
REQUIS À L'HORIZON 2006-2007**



**PROJET D'AGRANDISSEMENT DE L'ALUMINERIE ALOUETTE DE SEPT-ÎLES****AJUSTEMENT DES APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME REQUIS  
À L'HORIZON 2006-2007**

La demande additionnelle attribuable au projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles est de 500 MW. Ce type de client consomme de l'électricité à un facteur d'utilisation de 97 %. Ainsi, l'impact sur les besoins en énergie est de 4,25 TWh par année. Cette nouvelle charge apparaîtra graduellement au cours de 2005.

Il est clair, pour le Distributeur, que l'alimentation de cette charge ne saurait faire appel, même pour une faible part, aux 600 MW déjà engagés pour répondre aux besoins de 2007. L'absence de marge de manœuvre pour gérer les aléas rend impossible une telle approche, d'autant plus que le Distributeur entend préserver le rôle dévolu au produit cyclable, soit celui de suivi de la charge. Ainsi, la production de 4,25 TWh par année à partir de nouvelles sources d'approvisionnement, dont le coefficient de livraison estimé est de 83 % (voir la pièce HQD-2, Document 3 page 6), requiert une puissance contractée d'environ 600 MW.

L'alimentation d'une telle charge requiert tout d'abord de nouveaux approvisionnements en base pour une quantité équivalente à la puissance nominale requise par l'aluminerie, soit 500 MW. En ce qui concerne les 100 MW additionnels, le Distributeur a évalué deux approches.

- 1- Cette puissance additionnelle pourrait être mise en base. Par contre, compte tenu du peu de flexibilité des moyens en base, le Distributeur pourrait difficilement éviter de générer des surplus.
- 2- Une seconde approche consisterait à augmenter les approvisionnements de long terme en produit cyclable. Cette approche offre une plus grande flexibilité et élimine les risques de surplus.

Le Distributeur préconise donc l'ajout de 500 MW en produit de base et 100 MW en produit cyclable. Cela porterait les approvisionnements de 2007 à 900 MW en base et à 300 MW cyclables. Les approvisionnements pour 2006 seraient quant à eux portés à 720 MW en base et 300 MW cyclables.



## **Annexe 6A**





**Aluminerie Alouette inc.**

400, chemin de la Pointe-Noire  
Case postale 1650  
Sept-Îles (Québec)  
Canada G4R 5M9



By courier and fax (514-289-3343)

March 1<sup>st</sup>, 2002

Mr. Yves Filion  
President  
Hydro-Québec Distribution  
75 René-Lévesque Boulevard West,  
22<sup>nd</sup> Floor  
Montréal, Québec  
H2Z 1A4

Dear Mr. Filion,

Following the announcement concerning the selection of Alouette/Alcan for the energy block, I would like to inform Hydro-Québec of the main points concerning the supply of energy for the Phase II of Alouette:

The 500 MW energy block for Phase II of the Alouette/Alcan proposal shall be supplied at Hydro-Québec's L rate, in accordance with the regulations.

Alouette agrees to purchase 500 MW of power for a 25-year term.

Notwithstanding the foregoing, should Hydro-Québec wish to eventually make use of interruptible power for Phase II, Hydro-Québec and Aluminerie Alouette shall negotiate an agreement commercially profitable to both parties.

The load features of the supply of electricity, e.g. voltage, currently available in connection with Phase I of the Alouette/Alcan proposal shall also apply to Phase II. More specifically, some of the key features are as follows:

The supply specifications should be identical (voltage = 161 kV +/- 10%, frequency = 60 Hz, power factor higher than 95%)

The credit for supply with a nominal voltage higher than 170 kV should also be used in phase II L rate

Since both energy blocks are fed by the same high voltage line, the accuracy criteria used in phase I for the power measurement should be maintained for phase II

The transformer equipment redundancy in Arnaud substation is required, as originally designed, to fulfill both phase requirements

.../2

Mr. Yves Filion, President  
Hydro-Québec Distribution  
Page 2

Alouette may take advantage of the more favourable conditions of the L rate in accordance with the regulations.

Regarding the requirement date of delivery and the load as a function of start, the approximate schedule could be as follows:

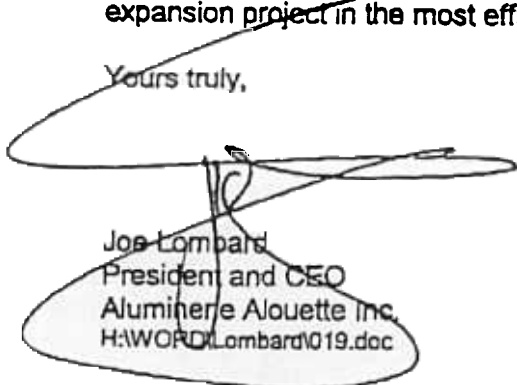
150 MW during the 1<sup>st</sup> quarter of 2005  
200 MW during the 2<sup>nd</sup> quarter of 2005  
150 MW during the 3<sup>rd</sup> quarter of 2005

I hope the above will be useful for your presentation at the *Régie de l'énergie* board.

The Owners of Alouette are scheduled to have a kick-off meeting on March 4<sup>th</sup> and 5<sup>th</sup> for Alouette Phase II and we will contact you to start discussing the details of an agreement between Alouette and Hydro-Québec for Phase II.

If you need more information regarding the above, please do not hesitate to contact the undersigned. I take this opportunity to thank you in supporting Alouette's efforts to realize its expansion project in the most efficient manner.

Yours truly,



Joe Lombard  
President and CEO  
Aluminerie Alouette Inc.  
H:\WORD\Lombard\019.doc

c.c. Mr. Jens Kallmeyer, Chairman, Owners' Committee  
Mr. Mario Bouchard, Ministry of Finance

**PLAN D'APPROVISIONNEMENT  
DES RÉSEAUX AUTONOMES**



## TABLE DES MATIÈRES

<b>1</b>	<b>PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES.....</b>	<b>1</b>
1.1	GÉNÉRALITÉS.....	1
1.2	PROGRAMMES COMMERCIAUX ET TARIFICATION.....	2
1.3	CRITÈRES DE PLANIFICATION.....	2
1.4	PRÉVISIONS DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ.....	3
1.5	MOYENS POUR RÉPONDRE AUX BESOINS.....	4
1.5.1.	<i>Efficacité énergétique.....</i>	<i>4</i>
1.5.2.	<i>Équipements de production.....</i>	<i>4</i>
1.6	SITUATION ACTUELLE.....	5
1.7	PRÉVISIONS – HORIZON 2011.....	5
1.8	STRATÉGIES 2002-2004.....	6
<b>2.</b>	<b>CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES INSTALLATIONS, PAR RÉGION.....</b>	<b>7</b>
2.1	ÎLES-DE-LA-MADELEINE.....	9
2.1.1.	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>9</i>
2.1.2.	<i>Prévision - horizon 2011.....</i>	<i>9</i>
2.1.3.	<i>Stratégies 2002 - 2004.....</i>	<i>10</i>
2.2	NUNAVIK.....	10
2.2.1.	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>10</i>
2.2.2.	<i>Prévision - horizon 2011.....</i>	<i>11</i>
2.2.3.	<i>Stratégies 2002 - 2004.....</i>	<i>12</i>
2.3	BASSE CÔTE-NORD.....	12
2.3.1.	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>12</i>
2.3.2.	<i>Prévision - horizon 2011.....</i>	<i>13</i>
2.3.3.	<i>Stratégies 2002 - 2004.....</i>	<i>14</i>
2.4	HAUTE MAURICIE.....	14
2.4.1.	<i>Situation actuelle.....</i>	<i>14</i>
2.4.2.	<i>Prévision - horizon 2011.....</i>	<i>15</i>
2.4.3.	<i>Stratégies 2002 - 2004.....</i>	<i>15</i>

<b>3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES INSTALLATIONS, PAR CENTRALE .....</b>	<b>17</b>
3.1 ÎLES-DE-LA-MADELEINE.....	17
3.1.1. Cap-aux-Meules .....	17
3.1.2. Île-D'Entrée.....	18
3.2 NUNAVIK.....	20
3.2.1. Kuujuarapik.....	20
3.2.2. Umiujaq.....	21
3.2.3. Inukjuak.....	22
3.2.4. Puvirnituaq.....	24
3.2.5. Akulivik.....	25
3.2.6. Ivujivik.....	26
3.2.7. Salluit.....	28
3.2.8. Kangiqsujuaq.....	29
3.2.9. Quaqtaq.....	30
3.2.10. Kangirsuk.....	32
3.2.11. Aupaluk.....	33
3.2.12. Tasiujaq.....	34
3.2.13. Kuujuaq.....	35
3.2.14. Kangiqsualujuaq.....	37
3.3. BASSE CÔTE-NORD.....	39
3.3.1. Lac Robertson.....	39
3.3.2. La Romaine.....	40
3.3.3. Port-Menier.....	41
3.4. HAUTE MAURICIE.....	43
3.4.1. Clova.....	43
3.4.2. Wemotaci.....	44
3.4.3. Obedjiwan.....	45
<b>4. CONCLUSION .....</b>	<b>49</b>

**ANNEXES**

ANNEXE A	CARTE GÉOGRAPHIQUE
ANNEXE B	LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS DE PRODUCTION EN 2000
ANNEXE C	TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN VIGUEUR EN 2001

## 1. PARTICULARITÉS DES RÉSEAUX AUTONOMES

### 1.1. Généralités

- **Le territoire** : le territoire desservi est vaste, mais peu peuplé. Il couvre 44 villages, répartis entre les Îles-de-la-Madeleine, le Nunavik (le Nord du 53<sup>e</sup> parallèle), la Basse Côte-Nord, l'île d'Anticosti et la Haute Mauricie, lesquels sont alimentés par 24 centrales. (Voir Annexes A et B)

- ◇ L'archipel des **Îles-de-la-Madeleine**, situé à 290 km à l'est de Gaspé, est alimenté en électricité par deux centrales thermiques situées à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée.

- ◇ Le **Nunavik** longe la Baie d'Ungava, de Kangiqsualujjuak au nord-ouest jusqu'à Salluit au nord, ainsi que la Baie d'Hudson, d'Ivujivik au nord jusqu'à Kuujuarapik et Whapmagoostui au sud. Les conditions climatiques au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, caractérisées par de longs hivers secs et des étés courts, froids, et humides, font que l'accès au territoire ne se fait que par avion, sauf une ou deux fois l'an par bateau. Le territoire comprend 14 villages inuits et un village cri.

- ◇ La **Basse Côte-Nord** comprend 15 villages le long de la rive nord du golfe du Saint-Laurent, de La Romaine jusqu'à Blanc Sablon. Un seul village est situé sur l'île d'Anticosti. Les clients de Chevery à Blanc Sablon sont alimentés par la centrale hydraulique du Lac Robertson.

- ◇ La **Haute Mauricie** comprend trois localités. Deux de ces communautés regroupent des Attikameks, l'autre est une ancienne pourvoirie.

- **Le type de production** : outre l'électricité produite par la centrale hydroélectrique du Lac Robertson et acheminée aux villages à l'est de La



1 Romaine, c'est uniquement la production thermique locale qui assure  
2 l'alimentation des clients des réseaux autonomes.

### 3 **1.2. Programmes commerciaux et tarification**

4 Les coûts relativement élevés de la production au moyen de groupes électrogènes ont  
5 amené Hydro-Québec à mettre en place des tarifs et des programmes d'efficacité  
6 énergétique sur mesure.

7 Au sud du 53<sup>e</sup> parallèle, la tarification est la même en réseaux autonomes que pour le  
8 réseau intégré, conformément au principe d'uniformité territoriale. Toutefois, afin de  
9 réduire la consommation d'électricité, il existe divers programmes qui favorisent  
10 l'utilisation de mazout ou d'une combinaison mazout-bois pour le chauffage de l'espace  
11 et de l'eau domestique.

12 Au nord du 53<sup>e</sup> parallèle, un tarif dissuasif est appliqué afin de limiter l'usage de  
13 l'électricité aux besoins de base, ce qui exclut le chauffage de l'espace et de l'eau. Un  
14 programme de compensation pour le prix du mazout vise à assurer un traitement  
15 économique équitable aux clients qui ne reçoivent aucune autre forme de compensation.

### 16 **1.3. Critères de planification**

17 Pour les réseaux autonomes, le Distributeur base sa planification des équipements sur  
18 la capacité ferme des centrales, afin de minimiser le risque de perte d'alimentation. La  
19 capacité ferme se compose de deux critères : un critère de disponibilité (n-1) et un  
20 critère de stabilité (90 %). L'équation qui en résulte est la suivante :  $(n-1) * 90 \%$ .

21 Le critère de disponibilité correspond à la puissance installée d'une centrale moins le  
22 groupe le plus puissant (n-1). Cela permet d'alimenter tous les clients en période de  
23 pointe, même si le groupe le plus puissant est indisponible. Le risque qu'un groupe soit  
24 indisponible est réduit par la maintenance régulière des équipements. Un plan d'urgence  
25 a été mis en place pour chaque partie du territoire, en cas de panne majeure sur plus  
26 d'un groupe.

1 Le critère de stabilité correspond à 90 % de la charge de n-1, cela afin d'être en mesure  
2 d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge ainsi que les  
3 déséquilibres importants causés par la faible diversité de la charge.

4 Pour la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine (CTIM), on détermine la capacité  
5 ferme à l'aide de l'équation  $(n-2) * 90 \%$ . Le critère de disponibilité est différent, étant  
6 donné la capacité de chaque groupe (11,2 MW) comparativement aux autres centrales  
7 thermiques du territoire (maximum 1,6 MW). Le temps requis pour l'entretien d'un tel  
8 groupe est important et le critère de disponibilité retenu permet de faire l'entretien, de  
9 façon plus économique, tout au long de l'année, en ayant toujours un groupe en réserve.

#### 10 **1.4. Prévion des besoins en électricité**

11 La prévision des besoins en puissance et en énergie est établie à partir de la croissance  
12 démographique et des ajouts de charges spécifiques identifiées pour chacune des  
13 centrales, en considérant également l'historique et les prévisions de constructions au  
14 nord du 53<sup>e</sup> parallèle.

15 Les prévisions en besoins présentées dans ce document correspondent à la production  
16 totale des centrales, incluant les pertes de transport et de distribution et la  
17 consommation des centrales.

18 La planification des besoins repose sur l'hypothèse du maintien des programmes  
19 d'efficacité énergétique actuellement en vigueur. Toute modification éventuelle de ces  
20 programmes, approuvée par la Régie, sera reflétée dans les mises à jour du Plan.

#### 21 **1.5. Moyens pour répondre aux besoins**

22 Les moyens envisagés à court terme (2002-2004) pour répondre aux besoins sont le  
23 maintien des programmes d'efficacité énergétique et, éventuellement, l'ajout de  
24 production thermique aux installations existantes. À long terme, afin de pouvoir répondre  
25 aux besoins des clients à moindre coût, plusieurs alternatives à la production thermique  
26 sont envisagées, étant donné l'augmentation prévisible des coûts du pétrole. Les

1 principaux moyens envisagés sont le raccordement au réseau principal, le  
2 développement de projets d'énergie renouvelable ainsi que des moyens alternatifs ou  
3 complémentaires à la production thermique.

#### 4 **1.5.1. Efficacité énergétique**

5 Des programmes d'efficacité énergétique sont mis en œuvre en réseaux autonomes  
6 depuis plus de vingt ans, d'abord aux Îles-de-la-Madeleine, puis dans les autres réseaux  
7 où l'alimentation électrique a été prise en charge plus récemment (voir Annexe C).

8 À partir de 1979, un programme d'isolation thermique a contribué à rehausser la  
9 performance énergétique du parc résidentiel. Cette initiative a touché 4 421 résidences  
10 aux Îles-de-la-Madeleine. Parallèlement, une première version du programme actuel  
11 incitant les clients à privilégier le chauffage aux combustibles a été lancée. Le maintien  
12 de ce programme, avec des dispositions renouvelées, assure toujours que la plus  
13 grande part des besoins de chauffage en réseaux autonomes est satisfaite avec du  
14 mazout léger, ce qui permet de minimiser la production thermique sans compromettre la  
15 fiabilité d'alimentation.

#### 16 **1.5.2. Équipements de production**

17 D'ici 2004, le moyen le plus sécuritaire d'alimenter les clients consiste en l'ajout ou le  
18 remplacement de groupes électrogènes dans les installations existantes. Le choix  
19 d'équipement est fait en considérant la fiabilité, le coût et le rendement de chacun. Dans  
20 tous les cas, le Distributeur met en œuvre la solution réalisable au moindre coût.

#### 21 **1.6. Situation actuelle**

22 À la fin de l'année 2000, les réseaux autonomes comptaient 13 796 clients répartis sur  
23 quatre territoires distincts, soit les Îles-de-la-Madeleine, le Nord du 53<sup>e</sup> parallèle, la  
24 Basse Côte-Nord et la Haute Mauricie. Pour l'année 2000, les besoins des réseaux  
25 autonomes s'élevaient à 310,2 GWh et la somme des pointes annuelles atteignait  
26 65,1 MW. La puissance installée était de 141,3 MW (voir Annexe B).

1 **1.7. Prév́ision - horizon 2011**

2 Au cours des 10 prochaines années, l'augmentation des besoins requiert une  
3 augmentation de la puissance installée de 12,0 MW, pour atteindre 153,3 MW à la fin de  
4 2011.

5 L'abandon des programmes commerciaux engendrerait des besoins en énergie de  
6 644,7 GWh en 2011, une hausse de 108 % par rapport à la production de 2000. Par  
7 comparaison, avec le maintien de ces programmes la hausse prévue est de 25 %. En ce  
8 qui concerne la pointe, la hausse serait de 107,8 MW pour une pointe de 172,9 MW en  
9 2011, une hausse de 165 % par rapport à 2000, plutôt que 27 % en maintenant les  
10 programmes.

11 L'estimation des besoins sans les programmes d'efficacité énergétique repose sur  
12 l'hypothèse de conversions massives vers le chauffage électrique des locaux et de l'eau  
13 sanitaire sur une période de 3 ans suite à l'abandon de ces programmes, soit de 2002 à  
14 2004 dans le contexte du présent Plan, pour atteindre des taux de pénétration  
15 comparables à ce qui est observé ailleurs au Québec. Le facteur d'utilisation retenu pour  
16 estimer les besoins de pointe au nord du 53<sup>e</sup> parallèle pour ces usages (35 %) est  
17 légèrement plus élevé qu'ailleurs au Québec (29 %).

	2000*	2004	2011	Taux de croissance 2000-2011
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	310,2	342,8	388,2	25 %
Somme des pointes annuelles (MW)	65,1	73,6	82,7	27 %
Puissance installée (MW)	141,3	146,5	153,3	8 %
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	s/o	561,4	644,7	108 %
Somme des pointes annuelles (MW)	s/o	150,9	172,9	165 %
<b>Contribution des programmes d'efficacité énergétique à la réduction des besoins (MW)</b>	s/o	77,3	90,2	

1 \* Données réelles, non normalisées pour tenir compte de l'effet de la température.

## 2 1.8. Stratégies 2002-2004

3 Le Distributeur propose de maintenir les programmes d'efficacité énergétique, afin de  
4 soustraire 218,6 GWh aux besoins en énergie et 77,3 MW aux besoins de puissance de  
5 pointe, en 2004. Pour répondre aux augmentations de puissance qui sont quand même  
6 requises dans quelques centrales d'ici 2004, il est prévu de réutiliser des groupes  
7 provenant d'autres centrales lorsque cela est possible, ou de procéder à l'achat de  
8 groupes neufs.

Centrale	Augmentation de puissance requise (kW)			2002-2004
	2002	2003	2004	
Umiujaq			115	115
Akulivik	50		430	480
Ivujivik	70			70
Salluit		850		850
Quaqtaq	45			45
Kangirsuk	600			600
Aupaluk	160		140	300
Kuujuaq	600			600
Kangiqualujuaq	200			200
Wemotaci	1 900			1 900
<b>Total</b>	<b>3 625</b>	<b>850</b>	<b>685</b>	<b>5 160</b>

## 2. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES INSTALLATIONS, PAR RÉGION

### Sommaire des besoins

	2000*	2004	2011	Taux de croissance 2000-2011
<b>Îles-de-la-Madeleine</b>				
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	166,5	180,2	196,2	18 %
Somme des pointes annuelles (MW)	34,5	38,0	40,8	18 %
Puissance installée (MW)	68,4	68,4	68,1	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)		226,1	237,1	42 %
Somme des pointes annuelles (MW)		56,5	57,9	68 %
<b>Nord du 53<sup>e</sup> parallèle</b>				
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	53,2	61,5	77,4	46 %
Somme des pointes annuelles (MW)	10,1	11,9	15,0	48 %
Puissance installée (MW)	24,9	28,2	33,6	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)		198,4	249,8	370 %
Somme des pointes annuelles (MW)		56,6	71,2	603 %
<b>Basse Côte-Nord</b>				
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	76,9	82,6	93,2	21 %
Somme des pointes annuelles (MW)	17,2	18,9	21,3	24 %
Puissance installée (MW)	40,5	40,5	41,5	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)		88,1	99,4	29 %
Somme des pointes annuelles (MW)		21,0	23,8	38 %
<b>Haute Mauricie</b>				
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)	13,6	18,5	21,5	58 %
Somme des pointes annuelles (MW)	3,3	4,8	5,5	68 %
Puissance installée (MW)	7,6	9,5	10,1	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>				
Production totale (GWh)		48,8	58,4	329 %
Somme des pointes annuelles (MW)		16,8	20,1	512 %

\* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.



## 1 **2.1. Îles-de-la-Madeleine**

2 La population des Îles-de-la-Madeleine comptait pour près de la moitié de la clientèle et  
3 des besoins en électricité dans les réseaux autonomes en 2000. Selon les prévisions,  
4 cette proportion tendra à diminuer au cours des prochaines années étant donné un  
5 accroissement démographique relativement lent.

### 6 **2.1.1. Situation actuelle**

7 À la fin de l'année 2000, les deux centrales thermiques des Îles-de-la-Madeleine, situées  
8 à Cap-aux-Meules et à l'Île-d'Entrée, desservait 6 679 clients. Au cours de l'année  
9 2000, les deux centrales ont produit 166,5 GWh et la somme des pointes annuelles des  
10 deux centrales est de 34,5 MW. La puissance installée des deux centrales est de  
11 68,4 MW. L'Île-d'Entrée compte pour une infime fraction seulement de ces statistiques,  
12 soit 1,5 % de la clientèle, moins de 1 % des besoins en énergie et en puissance et  
13 1,5 % de la puissance installée.

14 Les programmes d'efficacité énergétique prévoient une compensation pour le prix du  
15 mazout : un avantage économique d'environ 30 % pour le résidentiel, et à parité pour la  
16 clientèle d'affaires, par rapport à une consommation équivalente en électricité. Au  
17 bénéfice des clients résidentiels, le Distributeur paie également pour l'entretien annuel,  
18 la réparation et le dépannage des équipements au mazout, de même que pour le  
19 remplacement des équipements à la fin de leur vie utile. Le Distributeur offre aussi au  
20 résidentiel une aide financière à la nouvelle construction et à la conversion pour les  
21 systèmes au mazout.

### 22 **2.1.2. Prévision - horizon 2011**

23 Les deux centrales aux Îles-de-la-Madeleine sont en mesure de répondre aux besoins  
24 du territoire d'ici 2011, à condition de maintenir les programmes d'efficacité énergétique  
25 actuels. Dans ces conditions, les besoins en énergie atteindront 196,2 GWh en 2011,



1 une hausse de 18 % par rapport à 2000. Les besoins en pointe s'élèveront à 40,8 MW,  
2 une hausse de 18 % par rapport à 2000.

3 Sans les programmes d'efficacité énergétique, la puissance installée de la centrale de  
4 Cap-aux-Meules devrait être augmentée dès 2002, et celle de l'Île-d'Entrée en 2003. En  
5 2011, les besoins en énergie s'élèveraient à 237,1 GWh et les besoins à la pointe à  
6 57,9 MW, des augmentations respectives de 42 % et de 68 % par rapport à 2000.

### 7 **2.1.3. Stratégies 2002-2004**

8 Avec le maintien des programmes d'efficacité énergétique aux Îles-de-la-Madeleine, les  
9 deux centrales sont en mesure de répondre aux besoins du territoire d'ici 2004. À  
10 l'horizon 2004, les programmes d'efficacité énergétique contribuent à effacer des  
11 besoins de 18,5 MW dans l'archipel. La capacité ferme actuelle de 42,8 MW est  
12 suffisante pour répondre aux besoins au cours de cette période. Néanmoins, pour  
13 profiter des rendements plus élevés à la centrale de Cap-aux-Meules, le rattachement  
14 de l'Île-d'Entrée à cette centrale, par un câble sous-marin, est envisagé.

## 15 **2.2. Nunavik**

16 Le Nunavik comptait pour un peu plus du quart de la clientèle des réseaux autonomes  
17 en 2000 et ses besoins en électricité comptaient pour 17 % des besoins en énergie et  
18 pour 16 % des besoins en puissance. Selon les prévisions, cette proportion tendra à  
19 augmenter au cours des prochaines années étant donné un fort accroissement  
20 démographique.

### 21 **2.2.1. Situation actuelle**

22 À la fin de l'année 2000, les 14 centrales au nord du 53<sup>e</sup> parallèle desservaient  
23 3 708 clients. Cette année-là, elles ont produit 53,2 GWh et la somme des pointes  
24 annuelles s'élevait à 10,1 MW. La puissance installée sur ce territoire est de 24,9 MW

1 Les programmes d'efficacité énergétique prévoient une compensation pour le prix du  
2 mazout avec avantage économique de 30 % par rapport à une consommation  
3 équivalente en électricité. Le Distributeur paie également pour l'entretien annuel, la  
4 réparation et le dépannage des équipements au mazout pour les villages inuits.

5 D'autre part, des frais de branchement de 5000 \$ sont exigés si le chauffage est  
6 électrique. De plus, des tarifs dissuasifs sont en vigueur au Nord du 53<sup>e</sup> parallèle : pour  
7 la clientèle résidentielle, la consommation au-delà de 30 kWh/jour est facturée à  
8 26,5 ¢/kWh. Pour la clientèle d'affaires, il y a interdiction de chauffer les locaux et l'eau à  
9 l'électricité, à défaut de quoi la facturation se fait à 58,57 ¢/kWh pour toute la  
10 consommation.

### 11 **2.2.2. Prévion - horizon 2011**

12 Les centrales au nord du 53<sup>e</sup> parallèle nécessiteront des investissements importants  
13 pour rester en mesure de répondre aux besoins locaux du territoire d'ici 2011, En  
14 maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
15 atteindront 77,4 GWh en 2011, une hausse de 46 % par rapport à 2000. Les besoins à  
16 la pointe s'élèveront parallèlement à 15,0 MW, une hausse de 48 % par rapport à 2000.

17 La contribution des programmes d'efficacité énergétique permet de soustraire  
18 172,4 GWh aux besoins en énergie et 56,2 MW aux besoins de pointe en 2011. En  
19 effet, sans ces programmes, les besoins en énergie s'élèveraient à 249,8 GWh et les  
20 besoins de pointe à 71,2 MW, une augmentation respective de 370 % et de 603 % par  
21 rapport à 2000. Les hivers longs et rigoureux au nord du 53<sup>e</sup> parallèle contribueraient à  
22 augmenter de façon importante les besoins en électricité si la clientèle se convertissait  
23 massivement à l'électricité pour le chauffage des locaux et de l'eau, scénario retenu  
24 pour établir les prévisions sans programmes d'efficacité énergétique.

**1 2.2.3. Stratégies 2002-2004**

2 Pour répondre aux besoins d'ici 2004, des moteurs ayant atteint la fin de leur vie utile  
3 sont à changer à Umiujaq, Ivujivik et Quaqlaq, des ajouts de capacité sont requis à  
4 Akulivik, Salluit, Kangirsuk, Aupaluk, Kuujuaq et Kangiqsualujuaq, des rénovations  
5 majeures aux centrales de Akulivik, Kuujuaq et Aupaluk s'imposent. Il faut également  
6 maintenir les programmes d'efficacité énergétique actuels, lesquels soustraient 44,7 MW  
7 aux besoins de pointe en 2004.

8 Ainsi, au cours de la période 2002-2004, la puissance installée passera globalement de  
9 24,9 MW à 28,2 MW.

**10 2.3. Basse Côte-Nord**

11 La Basse Côte-Nord comptait pour 19 % de la clientèle des réseaux autonomes en 2000  
12 et ses besoins en électricité comptaient pour 25 % des besoins en énergie et pour 26 %  
13 des besoins en puissance. La population de la Basse Côte-Nord se chauffe  
14 essentiellement à l'électricité, sauf sur l'île d'Anticosti. C'est pourquoi la proportion des  
15 besoins d'électricité de ce territoire au sein des réseaux autonomes est relativement  
16 importante.

**17 2.3.1. Situation actuelle**

18 À la fin de l'année 2000, on comptait 2 681 clients sur le territoire du réseau Lac  
19 Robertson et des deux centrales diesel de La Romaine et de Port-Menier. Les centrales  
20 ont produit 76,9 GWh au cours de l'an 2000 et la somme de leurs pointes annuelles était  
21 de 17,2 MW, pour une puissance installée de 40,5 MW.

22 Il n'y a aucun programme commercial pour la clientèle du réseau Lac Robertson. En  
23 effet, le réseau est alimenté par une centrale hydroélectrique dont la capacité de  
24 production excède les besoins. Il n'est donc pas nécessaire de restreindre la  
25 consommation d'électricité du réseau. À La Romaine, les programmes d'efficacité  
26 énergétique s'adressent uniquement à la clientèle résidentielle, même si 98 % de la

1 clientèle se chauffe à l'électricité. Le Distributeur offre une compensation pour le prix du  
2 mazout avec avantage économique de 30 % par rapport à une consommation  
3 équivalente en électricité. Il offre aussi une aide financière à la nouvelle construction et à  
4 la conversion pour le chauffage au mazout. À Port-Menier, le programme d'efficacité  
5 énergétique s'adresse à la clientèle résidentielle et à la clientèle d'affaires. Là aussi, le  
6 Distributeur offre une compensation pour le prix du mazout et paie également pour  
7 l'entretien annuel des équipements au mazout, avec un maximum de 100 \$ par année  
8 par client. Et pour la clientèle résidentielle, le Distributeur offre aussi une aide financière  
9 à la nouvelle construction et à la conversion pour le chauffage au mazout.

### 10 **2.3.2. Prévission - horizon 2011**

11 Le réseau Lac Robertson est en mesure de répondre aux besoins en électricité d'ici  
12 2011, et ce, sans programme commercial. La situation est identique à La Romaine, si ce  
13 n'est que l'on prévoit une augmentation de la puissance installée en 2007. Deux projets  
14 alternatifs sont à l'étude en ce moment : le raccordement du réseau de La Romaine au  
15 réseau principal à partir de Natashquan ou le développement d'un projet d'énergie  
16 renouvelable, en partenariat avec le milieu. Pour Port-Menier, en maintenant les  
17 programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la puissance  
18 installée est requise en 2011. Ces programmes permettent de soustraire 2,5 MW aux  
19 besoins à la pointe à l'horizon de la période.

20 Avec le maintien du programme d'efficacité énergétique à Port-Menier, les besoins en  
21 énergie et en puissance de l'ensemble de la Basse Côte-Nord augmenteront  
22 respectivement de 21 % et 24 % de 2000 à 2011, atteignant 93,2 GWh et 21,3 MW en  
23 2011.

24 Sans les programmes d'efficacité énergétique, les besoins en énergie seraient de  
25 99,4 GWh en 2011 et ceux en puissance de 23,8 MW, représentant une hausse de  
26 29 % pour l'énergie et de 38 % pour la puissance.

1    **2.3.3. Stratégies 2002-2004**

2    Les centrales actuelles sur la Basse Côte-Nord sont en mesure de répondre aux  
3    besoins en électricité d'ici 2004, avec une puissance installée de 40,5 MW. Dans le cas  
4    de Port-Menier, il est essentiel de maintenir les programmes d'efficacité énergétique en  
5    vigueur car ceux-ci contribuent à soustraire 2,1 MW aux besoins à la pointe en 2004.

6    **2.4. Haute Mauricie**

7    La Haute Mauricie comptait pour 5 % de la clientèle des réseaux autonomes en 2000 et  
8    ses besoins en électricité comptaient pour 4 % des besoins en énergie et pour 5 % des  
9    besoins en puissance.

10   **2.4.1. Situation actuelle**

11    À la fin de l'année 2000, les trois centrales diesel de la Haute Mauricie desservait  
12    728 clients. Au cours de l'année 2000, ces centrales ont produit 13,6 GWh et la somme  
13    de leurs pointes annuelles était de 3,3 MW. La puissance installée de la région était de  
14    7,6 MW.

15    À Clova, les programmes d'efficacité énergétique s'adressent uniquement à la clientèle  
16    résidentielle et ils consistent en une aide financière à la nouvelle construction et à la  
17    conversion pour le chauffage au mazout. À Wemotaci et Obedjiwan, ce même volet  
18    d'aide financière est disponible, et les volets suivants s'ajoutent et s'adressent à la  
19    clientèle résidentielle et à la clientèle d'affaires : Le Distributeur verse une compensation  
20    pour le prix du mazout avec avantage économique de 30 % par rapport à une  
21    consommation équivalente en électricité; paie pour l'entretien annuel, la réparation et le  
22    dépannage sur les équipements au mazout; et paie aussi pour le ramonage des  
23    cheminées car le chauffage au bois est très répandu sur ce territoire.

1    **2.4.2. Prévision - horizon 2011**

2    Les trois centrales peuvent répondre aux besoins prévus d'ici 2011, à condition de  
3    maintenir les programmes d'efficacité énergétique actuels. Dans ces conditions, les  
4    besoins en énergie s'établiront à 21,5 GWh et les besoins en pointe à 5,5 MW à la fin de  
5    cette période, une augmentation de 58 % et 68 % respectivement de 2000 à 2011. La  
6    contribution des programmes permet de soustraire 14,6 MW aux besoins en pointe en  
7    2011. Sans les programmes d'efficacité énergétique, les besoins en énergie  
8    s'élèveraient à 58,4 GWh en 2011 et les besoins en pointe à 20,1 MW, une hausse  
9    respective de 329 % et de 512 % par rapport à 2000.

10   Il y a cependant des projets à l'étude pour deux des centrales. À Wemotaci, un projet de  
11   raccordement au réseau principal est à l'étude actuellement. À Obedjiwan, une  
12   augmentation de la capacité ferme est requise en 2010, même en maintenant les  
13   programmes d'efficacité énergétique actuels. Le Distributeur est à la recherche de  
14   moyens alternatifs, dont le raccordement au réseau.

15   **2.4.3. Stratégies 2002-2004**

16   Le Distributeur maintiendra les programmes d'efficacité énergétique, ce qui contribue à  
17   effacer 12,0 MW des besoins en pointe à l'horizon 2004. Au cours de cette période, la  
18   puissance installée augmentera de 7,6 MW à 9,5 MW. Des études sont en cours afin de  
19   réaliser le raccordement au réseau de Wemotaci et d'Obedjiwan.



1 **3. CARACTÉRISTIQUES DES BESOINS EN ÉLECTRICITÉ ET DES**  
2 **INSTALLATIONS PAR CENTRALE**

3 **3.1. Îles-de-la-Madeleine**

4 **3.1.1. Cap-aux-Meules**

5 ***Situation actuelle***

6 À la fin de l'année 2000, la centrale thermique des Îles-de-la-Madeleine, située à Cap-  
7 aux-Meules, desservait 6 583 clients. Au cours de l'année 2000, la centrale a produit  
8 165,5 GWh avec une pointe annuelle de 34,2 MW. La puissance installée de la centrale  
9 était de 67,2 MW pour une capacité ferme de 42,0 MW, ce qui laisse une réserve de  
10 7,8 MW en 2000.

11 ***Prévision - horizon 2011***

12 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
13 besoins en énergie sera de 18 % sur 10 ans pour une production totale de 194,9 GWh  
14 en 2011, les besoins à la pointe augmenteront de 18 %, atteignant 40,5 MW en 2011.

15 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
16 augmenteraient de 42 % sur 10 ans pour atteindre 234,4 GWh en 2011, les besoins à la  
17 pointe augmenteraient de 67 % pour atteindre 57,0 MW.



	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (GWh)	165,5	168,6	170,2	172,8	179,1	182,2	184,1	186,7	188,9	190,1	192,8	194,9	18 %
Pointe (MW)	34,2	34,3	35,7	36,9	37,7	38,1	38,7	39,2	39,5	40,0	40,3	40,5	18 %
Puissance installée(MW)	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	67,2	
Capacité ferme (MW)	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	42,0	
Réserve (MW)	7,8	7,7	6,3	5,1	4,3	3,9	3,3	2,8	2,5	2,0	1,7	1,5	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (GWh)			185,4	202,9	223,6	226,1	227,4	229,2	230,6	231,2	233,0	234,4	42 %
Pointe (MW)			41,8	49,0	55,7	55,9	56,2	56,5	56,6	56,9	56,9	57,0	67 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 La puissance installée actuelle de la centrale est en mesure de répondre aux besoins  
3 prévus, avec les programmes d'efficacité énergétique. La réserve passe de 7,8 MW en  
4 2000 à 1,5 MW en 2011.

### 5 **Stratégies 2002-2004**

6 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 18,0 MW en  
7 2004, la centrale actuelle répondra adéquatement aux besoins, à l'horizon 2004. À la fin  
8 de cette période, la production totale sera de 179,1 GWh et les besoins à la pointe  
9 atteindront 37,7 MW. La puissance installée et la réserve seront respectivement de  
10 67,2 MW et de 4,3 MW en 2004.

### 11 **3.1.2. Île-d'Entrée**

#### 12 **Situation actuelle**

13 À la fin de l'année 2000, la centrale de l'Île-d'Entrée desservait 96 clients. Au cours de  
14 l'année 2000, la centrale a produit 1 032 MWh avec une pointe annuelle de 280 kW. La  
15 puissance installée de la centrale était de 1 190 kW pour une capacité ferme de 783 kW,  
16 ce qui laisse une réserve de 503 kW.

#### 17 **Prévision - horizon 2011**

18 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
19 besoins en énergie sera de 18 % au cours de cette période pour une production totale

1 de 1 216 MWh en 2011 et les besoins à la pointe augmenteront de 12 %, s'établissant à  
2 314 kW en 2011.

3 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins tripleraient presque  
4 d'ici 2011. Les besoins en énergie augmenteraient de 162 % pour atteindre 2 699 MWh  
5 en 2011 et les besoins à la pointe augmenteraient de 220 % pour atteindre 897 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1032	1052	1062	1078	1117	1137	1149	1165	1178	1186	1203	1216	18 %
Pointe (kW)	280	280	284	289	292	296	301	303	306	310	312	314	12 %
Puissance installée (kW)	1190	1190	1190	1190	1190	900	900	900	900	900	900	900	
Capacité ferme (kW)	783	783	783	783	783	522	522	522	522	522	522	522	
Réserve (kW)	503	503	499	494	491	226	221	219	216	212	210	208	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			1708	2174	2479	2523	2548	2585	2614	2632	2669	2699	162 %
Pointe (kW)			538	720	828	841	852	862	872	879	889	897	220 %

6 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

7 La puissance installée actuelle de la centrale est en mesure de répondre aux besoins  
8 prévus, avec les programmes d'efficacité énergétique, même si on ne prévoit pas  
9 remplacer un des moteurs de la centrale en 2005 lorsqu'il aura atteint sa fin de vie utile.  
10 La réserve passe de 503 kW en 2000 à 208 kW en 2011.

### 11 **Stratégies 2002-2004**

12 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 536 kW en  
13 2004, la centrale actuelle répondra adéquatement aux besoins, à l'horizon 2004. À la fin  
14 de cette période, la production totale sera de 1 117 MWh et les besoins à la pointe  
15 atteindront 292 kW. La puissance installée et la réserve seront respectivement de  
16 1 190 W et de 491 kW.

17 Étant donné les faibles rendements de la centrale de l'Île-d'Entrée, le Distributeur étudie  
18 la possibilité de raccorder le réseau de l'Île-d'Entrée au réseau desservi par la centrale  
19 de Cap-aux-Meules, par un câble sous-marin.

1 **3.2. Nunavik (Nord du 53<sup>e</sup> parallèle)**

2 **3.2.1. Kuujjuarapik**

3 **Situation actuelle**

4 À la fin de l'année 2000, la centrale de Kuujjuarapik desservait 489 clients, lesquels  
5 incluent les membres de la communauté inuit de Kuujjuarapik et de la communauté crie  
6 de Whapmagoostui. Au cours de l'année 2000, la centrale a produit 7 976 MWh avec  
7 une pointe annuelle de 1 530 kW. La puissance installée de la centrale était de  
8 3 405 kW pour une capacité ferme de 2 043 kW, ce qui laisse une réserve de 513 kW.

9 **Prévision - horizon 2011**

10 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
11 besoins en énergie sera de 46 % pour une production totale de 11 610 MWh en 2011.  
12 Les besoins à la pointe augmenteront de 41 %, atteignant 2 164 kW en 2011.

13 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
14 augmenteraient de 370 % d'ici 2011 pour atteindre 37 478 MWh. Les besoins à la pointe  
15 augmenteraient de 593 % pour atteindre 10 601 kW en 2011.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	7976	8271	8577	8894	9223	9565	9918	10236	10563	10901	11250	11610	46 %
Pointe (kW)	1530	1522	1594	1658	1721	1788	1845	1908	1970	2033	2098	2164	41 %
Puissance installée (kW)	3405	3405	3405	3405	3405	3520	5340	5340	5340	5340	5340	5340	
Capacité ferme (kW)	2043	2043	2043	2043	2043	2043	3065	3065	3065	3065	3065	3065	
Réserve (kW)	513	521	449	385	322	255	1220	1157	1095	1032	967	901	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			15080	22215	29773	30874	32017	33041	34099	35190	36316	37478	370 %
Pointe (kW)			3715	6003	8424	8738	9052	9346	9646	9955	10273	10601	593 %

16 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

17 Un moteur de la centrale doit être remplacé en 2005 et il est nécessaire d'augmenter la  
18 puissance installée de la centrale en 2007 afin de répondre aux besoins prévus, avec

1 les programmes d'efficacité énergétique. La réserve passera de 513 kW en 2000 à  
2 901 kW en 2011.

### 3 **Stratégies 2002-2004**

4 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 6 703 kW en  
5 2004, la centrale actuelle répondra adéquatement aux besoins, à l'horizon 2004. À la fin  
6 de cette période, la production totale sera de 9 223 MWh et les besoins à la pointe  
7 atteindront 1 721 kW. La puissance installée et la réserve seront respectivement de  
8 3 405 kW et de 322 kW.

### 9 **3.2.2. Umiujaq**

#### 10 **Situation actuelle**

11 À la fin de l'année 2000, la centrale de Umiujaq desservait 122 clients. Au cours de  
12 l'année 2000, la centrale a produit 1 643 MWh avec une pointe annuelle de 362 kW. La  
13 puissance installée de la centrale était de 1 050 kW pour une capacité ferme de 585 kW,  
14 ce qui laisse une réserve de 223 kW en 2000.

#### 15 **Prévision - horizon 2011**

16 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
17 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
18 de 2 392 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 45 %, atteignant  
19 526 kW en 2011.

20 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
21 augmenteraient de 370 % pour atteindre 7 721 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
22 seraient en hausse de 525 % pour atteindre 2 264 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1643	1704	1767	1832	1900	1971	2043	2109	2176	2246	2318	2392	46 %
Pointe (kW)	362	372	390	404	417	433	449	464	479	494	510	526	45 %
Puissance installée (kW)	1050	1050	1050	1050	1165	1165	1165	1165	1165	1165	1165	1400	
Capacité ferme (kW)	585	585	585	585	688	688	688	688	688	688	688	720	
Réserve (kW)	223	213	195	181	271	255	239	224	209	194	178	194	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			3107	4577	6134	6361	6596	6807	7025	7250	7482	7721	370 %
Pointe (kW)			827	1299	1798	1865	1934	1997	2060	2126	2194	2264	525 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Un moteur de la centrale doit être remplacé en 2004 et il s'avère nécessaire  
3 d'augmenter la puissance installée de la centrale au même moment afin de répondre  
4 aux besoins prévus, avec les programmes d'efficacité énergétique. La réserve passera  
5 de 223 kW en 2000 à 194 kW en 2011.

### 6 **Stratégies 2002-2004**

7 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 1 381 kW en  
8 2004, la centrale actuelle est en mesure de répondre adéquatement aux besoins, à  
9 l'horizon 2004. À la fin de cette période, la production totale sera de 1 900 MWh et les  
10 besoins à la pointe atteindra 417 kW. La puissance installée passera de 1 050 kW à  
11 1 165 kW en 2004, ce qui laisse une réserve de 271 kW. Un devancement possible du  
12 remplacement de moteur est envisagé afin de maintenir une réserve plus sécuritaire en  
13 2003 et 2004.

### 14 **3.2.3. Inukjuak**

#### 15 **Situation actuelle**

16 À la fin de l'année 2000, la centrale de Inukjuak desservait 414 clients. Au cours de  
17 l'année 2000, la centrale a produit 5 744 MWh avec une pointe annuelle de 1 133 kW.  
18 La puissance installée était de 2 990 kW pour une capacité ferme de 1 670 kW, ce qui  
19 laisse une réserve de 537 kW.

1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
3 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
4 de 8 361 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 43 %, atteignant à  
5 1 619 kW en 2011.

6 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
7 augmenteraient de 370 % pour atteindre 26 989 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
8 augmenteraient de 579 % pour atteindre 7 695 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	5744	5956	6176	6405	6642	6888	7143	7371	7607	7850	8102	8361	46 %
Pointe (kW)	1133	1163	1194	1238	1280	1339	1384	1426	1472	1520	1570	1619	43 %
Puissance installée (kW)	2990	2990	2990	2990	2990	3105	3105	3105	3705	3705	3705	3705	
Capacité ferme (kW)	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670	1670	2209	2209	2209	2209	
Réserve (kW)	537	507	476	432	390	331	286	244	737	689	639	590	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			10860	15998	21440	22234	23056	23794	24556	25341	26152	26989	370 %
Pointe (kW)			2721	4367	6107	6344	6575	6783	7000	7225	7457	7695	579 %

9 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

10 Deux moteurs de la centrale doivent être remplacés d'ici 10 ans, un en 2005 et l'autre en  
11 2008. Il est nécessaire d'augmenter la puissance installée de la centrale en 2008 afin de  
12 répondre aux besoins prévus, avec les programmes d'efficacité énergétique. La réserve  
13 passera ainsi de 537 kW en 2000 à 590 kW en 2011.

14 **Stratégies 2002-2004**

15 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 4 827 kW en  
16 2004, la centrale actuelle répondra adéquatement aux besoins, à l'horizon 2004. À la fin  
17 de cette période, la production totale sera de 6 642 MWh et les besoins à la pointe  
18 atteindront 1 280 kW. La puissance installée sera de 2 990 kW avec une réserve de  
19 390 kW en 2004.

1 **3.2.4. Puvirnitug**

2 **Situation actuelle**

3 À la fin de l'année 2000, la centrale de Puvirnitug desservait 427 clients. Au cours de  
4 l'année 2000, la centrale a produit 6 077 MWh avec une pointe annuelle de 1 119 kW.  
5 La puissance installée de la centrale était de 2 870 kW pour une capacité ferme de  
6 1 562 kW, ce qui laisse une réserve de 443 kW.

7 **Prévision - horizon 2011**

8 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
9 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
10 de 8 847 MWh en 2011, et les besoins à la pointe augmenteront de 50 %, atteignant  
11 1 681 kW en 2011.

12 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
13 augmenteraient de 370 % pour atteindre 28 557 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
14 augmenteraient de 625 % pour atteindre 8 110 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	6077	6302	6535	6777	7028	7288	7558	7799	8049	8307	8572	8847	46 %
Pointe (kW)	1119	1204	1248	1293	1332	1379	1438	1483	1529	1577	1628	1681	50 %
Puissance installée (kW)	2870	2870	2870	2870	2870	2870	3520	3520	3520	3520	3520	3520	
Capacité ferme (kW)	1562	1562	1562	1562	1562	1562	2043	2043	2043	2043	2043	2043	
Réserve (kW)	443	358	314	269	230	183	605	560	514	466	415	362	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			11491	16928	22686	23526	24396	25177	25982	26814	27672	28557	370 %
Pointe (kW)			2864	4604	6439	6675	6930	7151	7379	7613	7858	8110	625 %

15 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

16 Un moteur de la centrale doit être remplacé en 2006 et il s'avère nécessaire  
17 d'augmenter la puissance installée de la centrale au même moment afin de répondre à  
18 aux besoins prévus, avec les programmes d'efficacité énergétique. La réserve passera  
19 ainsi de 443 kW en 2000 à 362 kW en 2011.

1 **Stratégies 2002-2004**

2 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 5 107 kW en  
3 2004, la centrale actuelle est en mesure de répondre adéquatement aux besoins, à  
4 l'horizon 2004. À la fin de cette période la production totale sera de 7 028 MWh et les  
5 besoins à la pointe atteindront 1 332 kW. La puissance installée sera de 2 870 kW avec  
6 une réserve de 230 kW en 2004.

7 **3.2.5. Akulivik**

8 **Situation actuelle**

9 À la fin de l'année 2000, la centrale de Akulivik desservait 148 clients. Au cours de  
10 l'année 2000, la centrale a produit 2 016 MWh avec une pointe annuelle de 413 kW. La  
11 puissance installée de la centrale était de 850 kW pour une capacité ferme de la  
12 centrale de 495 kW, ce qui laisse une réserve de 82 kW en 2000.

13 **Prévision - horizon 2011**

14 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
15 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
16 de 2 934 MWh en 2011, et les besoins à la pointe augmenteront de 49 %, atteignant  
17 614 kW en 2011.

18 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
19 augmenteraient de 370 % pour atteindre 9 471 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
20 augmenteraient de 565 % pour atteindre 2 747 kW.



	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	2016	2090	2168	2248	2331	2417	2507	2587	2670	2755	2843	2934	46 %
Pointe (kW)	413	445	456	471	485	505	526	542	558	576	595	614	49 %
Puissance installée (kW)	850	850	900	900	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	
Capacité ferme (kW)	495	495	540	540	833	833	833	833	833	833	833	833	
Réserve (kW)	82	50	84	69	348	328	307	291	275	257	238	219	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			3811	5614	7524	7803	8091	8350	8617	8893	9178	9471	370 %
Pointe (kW)			992	1569	2179	2262	2348	2421	2498	2578	2661	2747	565 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Des augmentations de puissance sont requises en 2002 et en 2004 afin de répondre  
3 aux besoins croissants, et ce, avec les programmes d'efficacité énergétique actuels. La  
4 réserve passe ainsi de 82 kW en 2000 à 219 kW en 2011. La centrale actuelle ne  
5 répondra plus adéquatement aux besoins après 2004. Deux solutions sont envisagées :  
6 une rénovation majeure de la centrale actuelle ou la construction d'une nouvelle  
7 centrale.

### 8 **Stratégies 2002-2004**

9 La contribution des programmes d'efficacité énergétique se chiffre à 1 694 kW en 2004.  
10 Comme la réserve pourrait descendre à 50 kW en 2001 et 69 kW en 2003, il faut  
11 procéder à deux augmentations de puissance d'ici 2004. La puissance installée passera  
12 de 850 kW à 900 kW en 2002, puis à 1 330 kW en 2004, ce qui laissera une réserve de  
13 348 kW à la fin de l'horizon.

### 14 **3.2.6. Ivujivik**

#### 15 **Situation actuelle**

16 À la fin de l'année 2000, la centrale de Ivujivik desservait 94 clients. Au cours de l'année  
17 2000, la centrale a produit 1 264 MWh avec une pointe annuelle de 271 kW. La  
18 puissance installée de la centrale était de 1 050 kW pour une capacité ferme de 585 kW,  
19 ce qui laisse une réserve de 314 kW.

1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
3 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
4 de 1 840 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 48 %, atteignant  
5 401 kW en 2011.

6 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
7 augmenteraient de 370 % pour atteindre 5 939 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
8 augmenteraient de 541 % pour atteindre 1 738 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1264	1311	1359	1410	1462	1516	1572	1622	1674	1728	1783	1840	46 %
Pointe (kW)	271	288	301	308	316	330	344	354	365	376	389	401	48 %
Puissance installée (kW)	1050	1050	1120	1120	1120	1120	1120	1120	1165	1165	1165	1165	
Capacité ferme (kW)	585	585	648	648	648	648	648	648	689	689	689	689	
Réserve (kW)	314	297	347	340	332	318	304	294	324	313	300	288	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			2390	3521	4718	4893	5074	5236	5404	5577	5755	5939	370 %
Pointe (kW)			637	996	1378	1432	1486	1533	1581	1632	1685	1738	541 %

9 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

10 Deux moteurs arrivent à la fin de leur vie utile d'ici 2011 et il est prévu de les remplacer  
11 par des moteurs semblables. Des ajouts de puissance ne sont pas requis au cours de  
12 cette période en maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels. La réserve  
13 passerait ainsi de 314 kW en 2000 à 288 kW en 2011.

14 **Stratégies 2002-2004**

15 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 1 062 kW en  
16 2004, la centrale est en mesure de répondre adéquatement aux besoins, à l'horizon  
17 2004. Le remplacement de deux moteurs en 2002 augmentera légèrement la puissance  
18 installée de 1 050 kW à 1 120 kW, la réserve atteignant ainsi 33 kW en 2004. La  
19 production totale sera de 1 462 MWh et les besoins à la pointe de 316 kW.

1 **3.2.7. Salluit**

2 **Situation actuelle**

3 À la fin de l'année 2000, la centrale de Salluit desservait 336 clients. Au cours de l'année  
4 2000, la centrale a produit 4 419 MWh avec une pointe annuelle de 824 kW. La  
5 puissance installée de la centrale était de 2 000 kW pour une capacité ferme de  
6 1 080 kW, ce qui laisse une réserve de 256 kW.

7 **Prévision - horizon 2011**

8 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
9 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
10 de 6 432 MWh en 2011, et les besoins à la pointe augmenteront de 51 %, atteignant  
11 1 244 kW en 2011.

12 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
13 augmenteraient de 370 % pour atteindre 20 763 MWh en 2011 et besoins à la pointe  
14 augmenteraient de 618 % pour atteindre 5 918 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	4419	4582	4752	4928	5110	5299	5495	5671	5852	6040	6233	6432	46 %
Pointe (kW)	824	889	923	955	988	1019	1064	1097	1131	1167	1204	1244	51 %
Puissance installée (kW)	2000	2000	2000	2850	2850	2850	2850	2850	3050	3050	3050	3050	
Capacité ferme (kW)	1080	1080	1080	1440	1440	1440	1440	1440	1620	1620	1620	1620	
Réserve (kW)	256	191	157	485	452	421	376	343	489	453	416	376	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			8355	12308	16495	17105	17738	18305	18891	19496	20120	20763	370 %
Pointe (kW)			2098	3362	4701	4870	5057	5218	5384	5556	5733	5918	618 %

15 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

16 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique, une augmentation de la  
17 puissance installée est requise en 2003. Un moteur arrivera à la fin de sa vie utile en  
18 2008 et sera remplacé par un moteur semblable, légèrement plus puissant, afin de

1 répondre aux besoins croissants. La réserve passera ainsi de 256 kW en 2000 à  
2 376 kW en 2011.

### 3 **Stratégies 2002-2004**

4 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 3 713 kW en  
5 2004, un ajout de puissance est requis en 2003. Il faudra augmenter la puissance  
6 installée de 2 000 kW à 2 850 kW en 2003. Ainsi en 2004, la production totale sera de  
7 5 110 MWh, les besoins à la pointe atteindront 988 kW et la réserve sera de 452 kW.

### 8 **3.2.8. Kangiqsujuaq**

#### 9 **Situation actuelle**

10 À la fin de l'année 2000, la centrale de Kangiqsujuaq desservait 176 clients. Au cours de  
11 l'année 2000, la centrale a produit 2 342 MWh avec une pointe annuelle de 497 kW. La  
12 puissance installée de la centrale était de 1 520 kW pour une capacité ferme de 864 kW,  
13 ce qui laisse une réserve de 367 kW.

#### 14 **Prévision - horizon 2011**

15 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
16 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
17 de 3 409 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 44 %, atteignant  
18 717 kW en 2011.

19 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
20 augmenteraient de 370 % pour atteindre 11 003 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
21 augmenteraient de 543 % pour atteindre 3 194 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	2342	2428	2518	2611	2708	2808	2912	3005	3101	3201	3303	3409	46 %
Pointe (kW)	497	512	533	549	566	592	613	632	652	673	695	717	44 %
Puissance installée (kW)	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1520	1560	2160	
Capacité ferme (kW)	864	864	864	864	864	864	864	864	864	864	864	1008	
Réserve (kW)	367	352	331	315	298	272	251	232	212	191	169	291	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			4427	6522	8741	9065	9400	9701	10011	10332	10662	11003	370 %
Pointe (kW)			1156	1824	2534	2632	2729	2816	2905	2998	3095	3194	543 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
3 puissance installée est requise en 2011. La réserve passera ainsi de 367 kW en 2000 à  
4 291 kW en 2011.

### 5 **Stratégies 2002-2004**

6 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 1 968 kW en  
7 2004, la centrale est en mesure de répondre adéquatement aux besoins, à l'horizon  
8 2004. La production totale prévue est de 2 708 MWh en 2004 et les besoins à la pointe  
9 atteindront 566 kW. La puissance installée sera de 1 520 kW pour une réserve de  
10 298 kW à la fin de l'horizon.

### 11 **3.2.9. Quaqaq**

#### 12 **Situation actuelle**

13 À la fin de l'année 2000, la centrale de Quaqaq desservait 117 clients. Au cours de  
14 l'année 2000, la centrale a produit 1 448 MWh avec une pointe annuelle de 301 kW. La  
15 puissance installée de la centrale était de 1 045 kW pour une capacité ferme de 581 kW,  
16 ce qui laisse une réserve de 280 kW.

1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
3 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
4 de 2 108 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 47 %, atteignant  
5 441 kW en 2011.

6 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
7 augmenteraient de 370 % pour atteindre 6 803 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
8 augmenteraient de 555 % pour atteindre 1 972 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1448	1501	1557	1615	1674	1736	1800	1858	1918	1979	2042	2108	46 %
Pointe (kW)	301	314	325	337	351	363	376	388	401	414	427	441	47 %
Puissance installée (kW)	1045	1090	1090	1090	1090	1090	1130	1130	1130	1130	1130	1130	
Capacité ferme (kW)	581	621	621	621	621	621	621	621	657	657	657	657	
Réserve (kW)	280	307	296	284	270	258	245	233	256	243	230	216	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			2738	4033	5405	5605	5812	5998	6190	6388	6592	6803	370 %
Pointe (kW)			710	1126	1568	1624	1685	1739	1794	1852	1911	1972	555 %

9 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

10 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, la centrale répondra  
11 adéquatement aux besoins d'ici 2011. Un moteur atteint la fin de sa vie utile en 2006 et il  
12 sera remplacé par un moteur semblable. La réserve passera de 280 kW en 2000 à  
13 216 kW en 2011.

14 **Stratégies 2002-2004**

15 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique, de 1 217 kW  
16 en 2004, la centrale répondra adéquatement aux besoins, à l'horizon 2004. La  
17 production totale prévue est de 1 674 MWh en 2004 et les besoins à la pointe  
18 atteindront 351 kW. La puissance installée sera de 1 090 kW et la réserve de 270 kW à  
19 la fin de cette période.

1 **3.2.10. Kangirsuk**

2 **Situation actuelle**

3 À la fin de l'année 2000, la centrale de Kangirsuk desservait 162 clients. Au cours de  
4 l'année 2000, la centrale a produit 2 349 MWh avec une pointe annuelle de 493 kW. La  
5 puissance installée de la centrale était de 1 050 kW pour une capacité ferme de 585 kW,  
6 ce qui laisse une réserve de 92 kW.

7 **Prévision - horizon 2011**

8 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
9 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
10 de 3 420 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 45 %, atteignant  
11 716 kW en 2011.

12 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
13 augmenteraient de 370 % pour atteindre 11 040 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
14 augmenteraient de 549 % pour atteindre 3 201 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	2349	2436	2526	2620	2717	2817	2922	3015	3112	3211	3314	3420	46 %
Pointe (kW)	493	509	527	550	569	590	611	631	652	672	694	716	45 %
Puissance installée (kW)	1050	1050	1650	1650	1650	1650	1765	1765	1765	1765	1765	1765	
Capacité ferme (kW)	585	585	945	945	945	945	1049	1049	1049	1049	1049	1049	
Réserve (kW)	92	76	418	395	376	355	437	417	397	376	355	333	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			4442	6544	8770	9095	9431	9733	10044	10366	10697	11040	370 %
Pointe (kW)			1152	1829	2544	2637	2734	2822	2913	3006	3102	3201	549 %

15 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

16 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique, une augmentation de 600 kW  
17 de la puissance installée est requise en 2002. Un moteur atteindra la fin de sa vie utile  
18 en 2006 et sera remplacé par un moteur semblable, légèrement plus puissant. La  
19 réserve passera ainsi de 92 kW en 2000 à 333 kW en 2011.

1 **Stratégies 2002-2004**

2 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 1 975 kW en  
3 2004, ainsi que de l'augmentation de la puissance installée de 600 kW planifiée pour  
4 2002, la centrale sera en mesure de répondre adéquatement aux besoins. En 2004, la  
5 production totale prévue sera de 2 717 MWh, les besoins à la pointe de 569 kW et la  
6 réserve de 376 kW.

7 **3.2.11. Aupaluk**

8 **Situation actuelle**

9 À la fin de l'année 2000, la centrale de Aupaluk desservait 81 clients. Au cours de  
10 l'année 2000, la centrale a produit 1 020 MWh avec une pointe annuelle de 209 kW. La  
11 puissance installée de la centrale était de 550 kW pour une capacité ferme de 270 kW,  
12 ce qui laisse une réserve de 61 kW.

13 **Prévision - horizon 2011**

14 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
15 besoins en énergie sera de 45 % au cours de cette période pour une production totale  
16 de 1 484 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 50 %, atteignant  
17 314 kW en 2011.

18 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
19 augmenteraient de 370 % pour atteindre 4 792 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
20 augmenteraient de 566 % pour atteindre 1 392 kW.



	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1020	1057	1097	1137	1179	1223	1268	1309	1351	1394	1438	1484	45 %
Pointe (kW)	209	228	234	238	249	258	269	277	285	294	304	314	50 %
Puissance installée (kW)	550	550	710	710	850	850	850	850	850	850	850	850	
Capacité ferme (kW)	270	270	414	414	477	477	477	477	477	477	477	477	
Réserve (kW)	61	42	180	176	228	219	208	200	192	183	173	163	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			1928	2840	3807	3948	4094	4225	4360	4499	4643	4792	370 %
Pointe (kW)			505	794	1106	1146	1190	1228	1266	1307	1349	1392	566 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Des rénovations majeures sont prévues à la centrale en 2002. En maintenant les  
3 programmes d'efficacité énergétique en vigueur actuellement, une augmentation de  
4 capacité est requise en 2004. La réserve passe ainsi de 61 kW en 2000 à 163 kW en  
5 2011.

### 6 **Stratégies 2002-2004**

7 Le Distributeur procédera à des rénovations majeures de la centrale en 2002. Même  
8 avec la contribution des programmes d'efficacité énergétique de l'ordre de 857 kW en  
9 2004, une augmentation de capacité est requise en 2004. La production totale prévue  
10 sera de 1 179 MWh en 2004 et les besoins à la pointe atteindraient 249 kW. Selon ces  
11 prévisions, la réserve sera de 228 kW en 2004 avec les ajouts de capacité planifiés.

### 12 **3.2.12. Tasiujaq**

#### 13 **Situation actuelle**

14 À la fin de l'année 2000, la centrale de Tasiujaq desservait 97 clients. Au cours de  
15 l'année 2000, la centrale a produit 1 493 MWh avec une pointe annuelle de 267 kW. La  
16 puissance installée de la centrale était de 850 kW pour une capacité ferme de 477 kW,  
17 ce qui laisse une réserve de 210 kW.

1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
3 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
4 de 2 173 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 55 %, atteignant  
5 413 kW en 2011.

6 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
7 augmenteraient de 370 % pour atteindre 7 016 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
8 augmenteraient de 646 % pour atteindre 1 993 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	1493	1548	1606	1665	1727	1790	1857	1916	1977	2041	2106	2173	46 %
Pointe (kW)	267	302	308	313	330	338	354	364	375	388	400	413	55 %
Puissance installée (kW)	850	850	850	850	850	850	850	895	895	895	940	940	
Capacité ferme (kW)	477	477	477	477	477	477	477	477	477	477	518	518	
Réserve (kW)	210	175	169	164	147	139	123	113	102	89	118	104	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			2823	4159	5573	5779	5993	6185	6383	6587	6798	7016	370 %
Pointe (kW)			705	1126	1585	1639	1704	1757	1812	1871	1930	1993	646 %

9 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

10 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
11 puissance installée est requise en 2010. La réserve passera ainsi de 210 kW en 2000 à  
12 104 kW en 2011.

13 Une nouvelle centrale est à prévoir en 2007 car il n'y a pas de possibilité d'augmenter la  
14 puissance dans la centrale actuelle.

15 **Stratégies 2002-2004**

16 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 1 255 kW en  
17 2004, la centrale est en mesure de répondre aux besoins, à l'horizon 2004. À la fin de  
18 cette période, la puissance installée sera de 850 kW pour une réserve de 147 kW. La

1 production totale prévue est de 1 727 MWh et les besoins à la pointe atteindront  
2 330 kW.

### 3 **3.2.13. Kuujuaq**

#### 4 ***Situation actuelle***

5 À la fin de l'année 2000, la centrale de Kuujuaq desservait 839 clients. Au cours de  
6 l'année 2000, la centrale a produit 11 973 MWh avec une pointe annuelle de 2 015 kW.  
7 La puissance installée de la centrale était de 3 935 kW pour une capacité ferme de  
8 2 520 kW, ce qui laisse une réserve de 505 kW.

#### 9 ***Prévision - horizon 2011***

10 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
11 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
12 de 17 429 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 54 %, atteignant  
13 3 106 kW en 2011.

14 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
15 augmenteraient de 370 % pour atteindre 56 261 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
16 augmenteraient de 683 % pour atteindre 15 771 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	11973	12416	12875	13352	13846	14358	14889	15366	15858	16365	16889	17429	46 %
Pointe (kW)	2015	2258	2323	2390	2442	2542	2664	2740	2822	2908	3006	3106	54 %
Puissance installée (kW)	3935	3935	4535	4535	4535	4535	4535	4535	4535	4535	4535	4535	
Capacité ferme (kW)	2520	2520	3060	3060	3060	3060	3060	3060	3060	3060	3362	3362	
Réserve (kW)	505	262	737	670	618	518	396	320	238	152	355	256	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			22638	33349	44694	46348	48063	49601	51188	52826	54517	56261	370 %
Pointe (kW)			5507	8912	12504	12976	13484	13906	14345	14801	15279	15771	683 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
3 puissance installée est requise en 2002 et en 2010. La réserve passera ainsi de 505 kW  
4 en 2000 à 256 kW en 2011.

5 Cependant, la centrale actuelle est désuète. Une étude en partenariat avec divers  
6 ministères et organismes est en cours pour le raccordement de Kuujuaq au réseau  
7 principal avec de nouvelles technologies. Si le raccordement n'est pas réalisable, une  
8 nouvelle centrale sera requise sur un nouveau site en 2010.

### 9 **Stratégies 2002-2004**

10 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 10 062 kW  
11 en 2004 et de l'augmentation de la puissance installée planifiée pour 2002, faisant  
12 passer celle-ci à 4 535 kW, la centrale répondra adéquatement aux besoins. En 2004, la  
13 production totale prévue sera de 13 846 MWh, les besoins à la pointe atteindront  
14 2 442 kW et la réserve sera de 618 kW.

### 15 **3.2.14. Kangiqsualujuaq**

#### 16 **Situation actuelle**

17 À la fin de l'année 2000, la centrale de Kangiqsualujuaq desservait 206 clients. Au  
18 cours de l'année 2000, la centrale a produit 3 394 MWh avec une pointe annuelle de

1 705 kW. La puissance installée de la centrale était de 1 760 kW pour une capacité ferme  
2 de 864 kW, ce qui laisse une réserve de 159 kW.

3 **Prévision - horizon 2011**

4 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
5 besoins en énergie sera de 46 % au cours de cette période pour une production totale  
6 de 4 941 MWh en 2011. Les besoins de pointe augmenteront de 49 %, atteignant  
7 1 052 kW en 2011.

8 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
9 augmenteraient de 370 % pour atteindre 15 949 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
10 augmenteraient de 559 % pour atteindre 4 643 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	3394	3520	3650	3785	3925	4070	4221	4356	4495	4639	4788	4941	46 %
Pointe (kW)	705	754	780	807	835	864	900	928	957	987	1019	1052	49 %
Puissance installée (kW)	1760	1760	1960	1960	1960	1960	1960	2400	2400	2400	2400	2400	
Capacité ferme (kW)	864	864	1044	1044	1044	1044	1044	1260	1224	1224	1224	1224	
Réserve (kW)	159	110	264	237	209	180	144	332	267	237	205	172	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			6417	9454	12670	13139	13625	14061	14511	14975	15454	15949	370 %
Pointe (kW)			1683	2656	3687	3822	3967	4093	4224	4359	4498	4643	559 %

11 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

12 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
13 puissance installée est requise en 2002 et en 2007. La réserve passera ainsi de 159 kW  
14 en 2000 à 172 kW en 2011.

15 **Stratégies 2002-2004**

16 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 2 852 kW en  
17 2004 et de l'augmentation de la puissance installée planifiée pour 2002, faisant passer  
18 celle-ci à 1 960 kW, la centrale répondra adéquatement aux besoins. En 2004, la

1 production totale prévue sera de 3 925 MWh, les besoins à la pointe atteindront 835 kW  
2 et la réserve sera de 209 kW.

### 3 **3.3. Basse Côte-Nord**

#### 4 **3.3.1. Lac Robertson**

5 Le réseau Lac Robertson est constitué d'une centrale hydroélectrique au Lac Robertson  
6 et de deux centrales diesel pour assurer la relève, en cas de panne à la centrale  
7 hydroélectrique. L'une de ces centrales est située à Blanc-Sablon et l'autre à La  
8 Tabatière. Le réseau Lac Robertson dessert la population de la Basse Côte-Nord, en  
9 aval de La Romaine.

#### 10 ***Situation actuelle***

11 À la fin de l'année 2000, le réseau Lac Robertson desservait 2 173 clients. Au cours de  
12 l'année 2000, les besoins de ce réseau étaient de 61 395 MWh avec une pointe  
13 annuelle de 13 500 kW. La puissance installée du réseau était de 32 740 kW, pour une  
14 capacité ferme de 20 016 kW, ce qui laisse une réserve de 6 516 kW en 2000.

#### 15 ***Prévision - horizon 2011***

16 Il n'y a pas de programmes d'efficacité énergétique pour la clientèle alimentée par le  
17 réseau Lac Robertson, puisque la capacité de production de la centrale hydroélectrique  
18 excède les besoins. D'ici 2011, il est prévu une augmentation de 18 % des besoins en  
19 énergie, pour une production totale de 72 642 MWh en 2011, et une augmentation des  
20 besoins de pointe de 20 %, atteignant 16 264 kW en 2011.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Besoins</b>													
Production totale (MWh)	61395	62637	63638	64638	65639	66639	67640	68640	69640	70641	71641	72642	18 %
Pointe (kW)	13500	14024	14248	14472	14696	14920	15144	15368	15592	15816	16040	16264	20 %
**Puissance installée(kW)	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	32740	
Capacité ferme (kW)	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	20016	
Réserve (kW)	6516	5992	5768	5544	5320	5096	4872	4648	4424	4200	3976	3752	

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 \*\* La puissance installée inclut deux centrales thermiques, une à Blanc-Sablon et l'autre à La Tabatière.

3 La centrale est en mesure de répondre aux besoins d'ici 2011. La réserve passera de  
4 6 516 kW en 2000 à 3 752 kW en 2011.

### 5 **Stratégies 2002-2004**

6 Le réseau Lac Robertson est en mesure de répondre aux besoins d'ici 2004. La  
7 production totale prévue sera de 65 639 MWh en 2004 et les besoins à la pointe  
8 atteindront 14 696 kW. Selon ces prévisions, la réserve sera de 5 320 kW en 2004.

### 9 **3.3.2. La Romaine**

#### 10 **Situation actuelle**

11 À la fin de l'année 2000, la centrale de La Romaine desservait 325 clients. Au cours de  
12 l'année 2000, la centrale a produit 11 513 MWh avec une pointe annuelle de 2 750 kW.  
13 La puissance installée de la centrale était de 4 935 kW pour une capacité ferme de  
14 3 420 kW, ce qui laisse une réserve de 670 kW.

#### 15 **Prévision - horizon 2011**

16 Avec ou sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, la prévision des besoins  
17 en électricité est identique puisque déjà 98 % de la clientèle se chauffe à l'électricité.  
18 D'ici 2011, il est prévu une augmentation de 33 % des besoins en énergie pour une  
19 production totale de 15 359 MWh en 2011, et une augmentation des besoins à la pointe  
20 de 38 %, atteignant 3 807 kW en 2011.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	11513	11199	11780	12198	12433	12873	13259	13633	14059	14478	14908	15359	33 %
Pointe (kW)	2750	2833	2917	3005	3095	3188	3284	3382	3484	3588	3696	3807	38 %
Puissance installée (kW)	4935	4935	4935	4935	4935	4935	4935	5335	5535	5535	5535	5535	
Capacité ferme (kW)	3420	3420	3420	3420	3420	3420	3420	3780	3960	3960	3960	3960	
Réserve (kW)	670	588	503	415	325	232	136	398	476	372	264	153	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			11780	12198	12433	12873	13259	13633	14059	14478	14908	15359	33 %
Pointe (kW)			2917	3005	3095	3188	3284	3382	3484	3588	3696	3807	38 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Une augmentation de la puissance installée est requise en 2007. La réserve passerait  
3 ainsi de 670 kW en 2000 à 153 kW en 2011. Toutefois, un projet de raccordement au  
4 réseau principal en 2004 est à l'étude. Le raccordement se ferait à partir de Natashquan  
5 et la centrale thermique serait démantelée. Une alternative est également à l'étude afin  
6 de développer un projet d'énergie renouvelable, en partenariat avec le milieu et de  
7 maintenir la centrale thermique en réserve.

### 8 **Stratégies 2002-2004**

9 La centrale est en mesure de répondre aux besoins d'ici 2004. La production totale  
10 prévue sera de 12 433 MWh en 2004 et les besoins à la pointe atteindront 3 095 kW.  
11 Selon ces prévisions, la réserve sera de 325 kW en 2004.

12 Le Distributeur prévoit l'ajout de trois réservoirs de 50 000 litres en 2002 afin  
13 d'augmenter la capacité de stockage de carburant.

### 14 **3.3.3. Port-Menier**

#### 15 **Situation actuelle**

16 À la fin de l'année 2000, la centrale de Port-Menier desservait 183 clients. Au cours de  
17 l'année 2000, la centrale a produit 4 009 MWh avec une pointe annuelle de 994 kW. La  
18 puissance installée de la centrale était de 2 790 kW pour une capacité ferme de  
19 1 490 kW, ce qui laisse une réserve de 496 kW.



1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique actuels, la croissance prévue  
3 des besoins en énergie sera de 29 % au cours de cette période pour une production  
4 totale de 5 178 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteront de 24 %,   
5 atteignant 1 236 kW en 2011.

6 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
7 augmenteraient de 184 % pour atteindre 11 385 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
8 augmenteraient de 270 % pour atteindre 3 679 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	4009	4238	4327	4426	4542	4569	4689	4785	4882	4979	5071	5178	29 %
Pointe (kW)	994	1014	1034	1055	1076	1097	1119	1142	1165	1188	1212	1236	24 %
Puissance installée (kW)	2790	2790	2790	2790	2790	2790	2790	2790	2790	2790	2790	3185	
Capacité ferme (kW)	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1490	1742	
Réserve (kW)	496	476	455	435	414	392	370	348	325	302	278	506	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			6880	8759	9987	10046	10310	10521	10735	10947	11150	11385	184 %
Pointe (kW)			2039	2760	3219	3253	3332	3400	3469	3537	3605	3679	270 %

9 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

10 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
11 capacité ferme est requise en 2011. La réserve passera ainsi de 496 kW en 2000 à  
12 506 kW en 2011.

13 **Stratégies 2002-2004**

14 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 2 143 kW en  
15 2004, la centrale est en mesure de répondre adéquatement aux besoins d'ici 2004. À la  
16 fin de cette période, la puissance installée sera de 2 790 kW, la production totale prévue  
17 de 4 542 MWh, les besoins à la pointe de 1 076 kW et la réserve de 414 kW.

1 **3.4. Haute Mauricie**

2 **3.4.1. Clova**

3 **Situation actuelle**

4 À la fin de l'année 2000, la centrale de Clova desservait 75 clients. Au cours de l'année  
5 2000, la centrale a produit 746 MWh avec une pointe annuelle de 145 kW. La puissance  
6 installée de la centrale était de 530 kW pour une capacité ferme de 239 kW, ce qui  
7 laisse une réserve de 94 kW.

8 **Prévision - horizon 2011**

9 En maintenant les programmes d'efficacité énergétiques, les besoins en énergie  
10 diminueront de 10 %, pour une production totale de 670 MWh en 2011. Les besoins à la  
11 pointe diminueront de 2 %, atteignant 142 kW en 2011.

12 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
13 augmenteraient de 149 % pour atteindre 1 860 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
14 augmenteraient de 321 % pour atteindre 610 kW.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	746	733	733	716	709	691	687	684	681	677	674	670	-10 %
Pointe (kW)	145	159	155	155	149	145	146	145	145	143	143	142	-2 %
Puissance installée (kW)	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	530	
Capacité ferme (kW)	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	239	
Réserve (kW)	94	80	84	84	90	94	93	94	94	96	96	97	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			1124	1534	1968	1917	1907	1898	1888	1879	1869	1860	149 %
Pointe (kW)			309	477	645	627	626	623	620	616	613	610	321 %

15 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

16 Selon la tendance actuelle, la centrale sera en mesure de répondre aux besoins d'ici  
17 2011. La réserve passera de 94 kW en 2000 à 97 kW en 2011.

1 **Stratégies 2002-2004**

2 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 496 kW en  
3 2004, la centrale est en mesure de répondre aux besoins. En 2004, la puissance installée  
4 sera de 530 kW, la production totale prévue de 709 MWh, les besoins à la pointe de  
5 149 kW et la réserve de 90 kW.

6 **3.4.2. Wemotaci**

7 **Situation actuelle**

8 À la fin de l'année 2000, la centrale de Wemotaci desservait 263 clients. Au cours de  
9 l'année 2000, la centrale a produit 4 298 MWh avec une pointe annuelle de 890 kW. La  
10 puissance installée de la centrale était de 2 220 kW pour une capacité ferme de  
11 1 260 kW, ce qui laisse une réserve de 370 kW.

12 **Prévision - horizon 2011**

13 Les besoins en électricité augmenteront abruptement en 2002 en raison de  
14 l'implantation d'une scierie dont les besoins à la pointe sont de 990 kW et les besoins en  
15 énergie de 2 409 MWh.

16 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
17 besoins en énergie sera de 107 % (51 % sans la scierie) pour l'énergie, avec une  
18 production totale de 8 892 MWh en 2011, et les besoins à la pointe augmenteront de  
19 169 % (58 % sans la scierie), atteignant 2 395 kW en 2011.

20 Sans les programmes d'efficacité énergétique, les besoins en énergie augmenteraient  
21 de 434 % pour atteindre 22 961 MWh en 2011. Les besoins à la pointe augmenteraient  
22 de 791 %, atteignant 7 933 kW en 2011.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	4298	4642	5323	7526	7680	7838	8001	8169	8342	8520	8703	8892	107 %
Pointe (kW)	890	1021	2068	2095	2125	2171	2203	2237	2275	2315	2354	2395	169 %
Puissance installée (kW)	2220	2220	4120	4120	4120	4120	4120	4120	4120	4120	4120	4120	
Capacité ferme (kW)	1260	1260	2583	2583	2583	2583	2583	2583	2583	2583	2583	2583	
Réserve (kW)	370	239	515	488	458	412	380	346	308	268	229	188	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			8866	14878	19120	19621	20137	20669	21217	21781	22362	22961	434 %
Pointe (kW)			3463	4989	6628	6809	6981	7157	7343	7536	7731	7933	791 %

1 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

2 Une augmentation de la puissance installée est requise en 2002 pour répondre aux  
3 besoins de la scierie. Par la suite, la centrale sera en mesure de répondre aux besoins,  
4 à l'horizon 2011, à condition de maintenir les programmes d'efficacité énergétique  
5 actuels. La réserve passera ainsi de 370 kW en 2000 à 188 kW en 2011. Un projet de  
6 raccordement au réseau principal est à l'étude.

### 7 **Stratégies 2002-2004**

8 Le Distributeur augmentera la capacité ferme de la centrale en 2002 pour répondre aux  
9 besoins de la scierie. Pour les années subséquentes, la centrale sera en mesure de  
10 répondre aux besoins, à condition de maintenir les programmes d'efficacité énergétique  
11 actuels, lesquels contribuent à soustraire 4 503 kW aux besoins en 2004. À la fin de la  
12 période, la puissance installée sera de 4 120 kW et la réserve passera ainsi à 458 kW.

### 13 **3.4.3. Obedjiwan**

#### 14 **Situation actuelle**

15 À la fin de l'année 2000, la centrale de Obedjiwan desservait 390 clients. Au cours de  
16 l'année 2000, la centrale a produit 8 576 MWh avec une pointe annuelle de 2 245 kW.  
17 La puissance installée de la centrale était de 4 800 kW pour une capacité ferme de  
18 3 002 kW, ce qui laisse une réserve de 757 kW.

1 **Prévision - horizon 2011**

2 En poursuivant les programmes d'efficacité énergétique, la croissance prévue des  
3 besoins en énergie serait de 39 % pour une production totale de 11 942 MWh en 2011.  
4 Les besoins à la pointe augmenteraient de 33 %, atteignant 2 985 kW en 2011.

5 Sans les programmes d'efficacité énergétique actuels, les besoins en énergie  
6 augmenteraient de 292 % pour atteindre 33 622 MWh en 2011 et les besoins à la pointe  
7 augmenterait de 413 %, atteignant 11 519 kW en 2011.

	2000*	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	Crois. totale 00-11
<b>Avec programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)	8576	9106	9535	9839	10075	10319	10570	10829	11095	11369	11651	11942	39 %
Pointe (kW)	2245	2315	2415	2505	2547	2606	2668	2725	2788	2852	2917	2985	33 %
Puissance installée (kW)	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	4800	5450	5450	
Capacité ferme (kW)	3002	3002	3002	3002	3002	3002	3002	3002	3002	3002	3587	3587	
Réserve (kW)	757	686	587	496	455	396	334	277	214	149	670	602	
<b>Sans programmes d'efficacité énergétique</b>													
Production totale (MWh)			14995	21167	27703	28475	29271	30091	30935	31804	32700	33622	292 %
Pointe (kW)			4564	6964	9486	9753	10029	10307	10598	10896	11203	11519	413 %

8 \* Donnée réelle, non normalisée pour tenir compte de l'effet de la température.

9 En maintenant les programmes d'efficacité énergétique actuels, une augmentation de la  
10 puissance installée est requise en 2010. La réserve passera ainsi de 757 kW en 2000 à  
11 602 kW en 2011. Le Distributeur est à la recherche de moyens alternatifs, dont le  
12 raccordement au réseau.

13

1 **Stratégies 2002-2004**

2 Compte tenu de la contribution des programmes d'efficacité énergétique de 6 939 kW en  
3 2004, la centrale est en mesure de répondre aux besoins. À l'horizon 2004, la puissance  
4 installée sera de 4 800 kW, les besoins en énergie seront de 10 075 MWh, les besoins à  
5 la pointe atteindront 2 547 kW et la réserve sera de 455 kW. Le raccordement au réseau  
6 à l'aide d'une technologie non traditionnelle (basse fréquence ou courant-continu) est  
7 étudié afin de déterminer le coût d'une telle solution ainsi que la faisabilité.









1 **4. CONCLUSION**

2 Les programmes d'efficacité énergétique permettent de contenir la hausse des besoins  
3 en électricité de façon à minimiser les ajouts de puissance. Pour faire face à la hausse  
4 prévue, après l'application des programmes d'efficacité énergétique, de 25 % en énergie  
5 et de 27 % en puissance d'ici 2011, différents moyens de production sont mis de l'avant.

6 À l'horizon 2004, des ajouts de capacité et/ou de moteurs dans les centrales thermiques  
7 actuelles ont été retenus. À plus long terme, diverses solutions sont envisagées pour  
8 produire à moindre coût. Parmi les projets à l'étude : le raccordement de La Romaine à  
9 partir de Nastashquan, le raccordement par câble sous-marin de l'Île-d'Entrée à la  
10 centrale thermique de Cap-aux-Meules, le raccordement de Wemotaci, d'Obedjiwan et  
11 de Kuujuaq au réseau principal, dans ces derniers cas, probablement à l'aide de  
12 nouvelles technologies.

13 La stratégie proposée vise à garantir un approvisionnement fiable à une population  
14 dispersée sur un vaste territoire exposé à des conditions climatiques extrêmes  
15 comportant des températures très froides, de forts vents et des milieux salins.

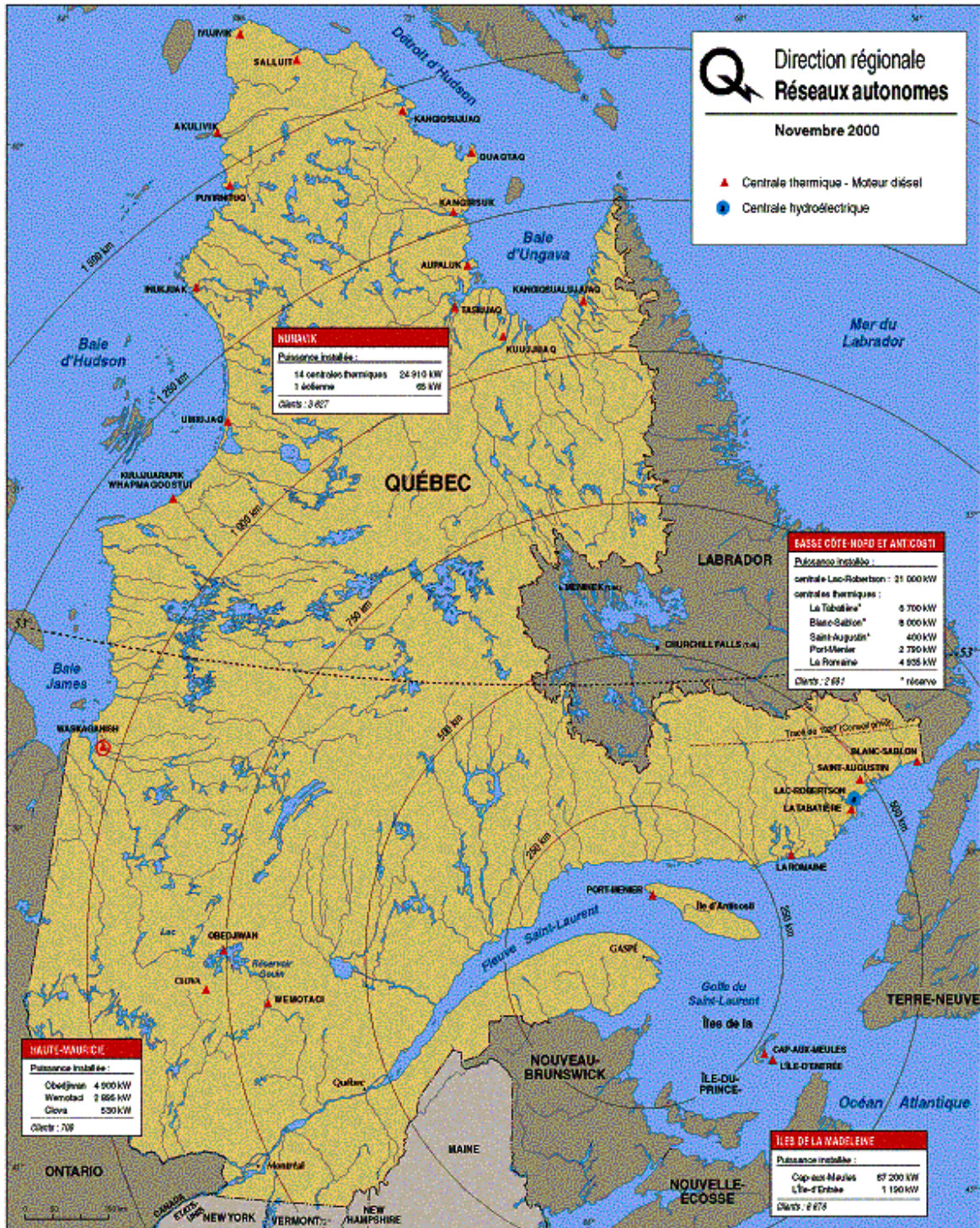


**ANNEXE A**  
**CARTE GÉOGRAPHIQUE**



**RÉSEAUX AUTONOMES**







**ANNEXE B**

**LES BESOINS ET LES ÉQUIPEMENTS  
DE PRODUCTION EN 2000**





### Les besoins et les équipements de production en 2000

	Nombre de clients déc. 2000	Énergie produite (MWh)	Pointe 2000-2001 (kW)	Puissance installée (kW)	Capacité ferme (kW)
<b>Iles de la Madeleine</b>					
Cap-aux-Meules	6 583	165 469	34 200	67 200	42 000
Île-d'Entrée	96	1 032	280	1 200	870
Sous-total :	6 679	166 501	34 480	68 400	42 870
<b>Nord du 53<sup>e</sup> parallèle</b>					
Kuujuarapik	489	7 976	1 530	3 405	2 043
Umiujaq	122	1 643	362	1 050	585
Inukjuak	414	5 744	1 133	2 990	1 670
Puvirnituq	427	6 077	1 119	2 870	1 562
Akulivik	148	2 016	413	850	495
Ivujivik	94	1 264	271	1 050	585
Salluit	336	4 419	824	2 000	1 080
Kangiqtujuaq	176	2 342	497	1 520	864
Quaqtaq	117	1 448	301	1 045	581
Kangirsuk	162	2 349	493	1 050	585
Aupaluk	81	1 020	209	550	270
Tasiujaq	97	1 493	267	850	477
Kuujuuaq	839	11 973	2 015	3 935	2 520
Kangiqtualujuaq	206	3 394	705	1 760	864
Sous-total :	3 708	53 158	10 139	24 925	14 181
<b>Basse Côte-Nord</b>					
Lac-Robertson*	2 173	61 395	13 500	32 740	20 016
La Romaine	325	11 513	3 750	4 935	3 420
Port-Menier	183	4 009	994	2 790	1 490
Sous-total :	2 681	76 917	17 244	40 465	24 926
<b>Haute Mauricie</b>					
Clova	75	746	145	530	239
Wemotaci	263	4 298	890	2 220	1 260
Obedjiwan	390	8 576	2 245	4 800	3 002
Sous-total :	728	13 620	3 280	7 550	4 501
<b>Total : Réseaux autonomes</b>	<b>13 796</b>	<b>310 196</b>	<b>65 143</b>	<b>141 340</b>	<b>86 478</b>

\* Le réseau Lac-Robertson est composé de deux centrales thermiques et d'une centrale hydroélectrique de deux groupes turbines-alternateurs de 10 800 kW chacune.



**ANNEXE C**

**TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE  
EN VIGUEUR EN 2001**



**TARIFICATION ET PROGRAMMES D'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE EN VIGUEUR EN 2001**

Région	Tarification		Programmes d'efficacité énergétique	
	Résidentiel	Affaires	Résidentiel	Affaires
<b>Sud du 53° parallèle</b> ÎLES-DE-LA-MADELEINE	Tarif de Montréal	Tarif de Montréal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel</li> <li>• Réparation / dépannage</li> <li>• Programme de remplacement des chaudières</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction / conversion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique à parité</li> </ul>
<b>BASSE-CÔTE-NORD</b> Lac-Robertson	applicable à l'ensemble de la clientèle du Québec	applicable à l'ensemble de la clientèle du Québec	Aucun - Centrale hydroélectrique du Lac-Robertson	Aucun - Centrale hydroélectrique du Lac-Robertson
Île d'Anticosti	applicable à l'ensemble de la clientèle du Québec	applicable à l'ensemble de la clientèle du Québec	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel (maximum 100\$/ an)</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction / conversion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel (maximum 100\$/ an)</li> </ul>
La Romaine	située au sud du 53° parallèle	située au sud du 53° parallèle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction / conversion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel et ramonage</li> <li>• Réparation / dépannage</li> </ul>
<b>HAUTE-MAURICIE</b> Obediwan / Weymontachie	53° parallèle	53° parallèle	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel et ramonage</li> <li>• Réparation / dépannage</li> <li>• Aide financière à la nouvelle construction / conversion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel et ramonage</li> <li>• Réparation / dépannage</li> </ul>
Clova			Aide financière à la nouvelle construction / conversion	
<b>NORD DU QUÉBEC</b> (NORD DU 53° PARALLÈLE) 14 VILLAGES INUITS	Depuis 1981, tarif dissuasif de 26,5 ¢/kWh à partir d'une consommation de 30 kWh/jour. et	Interdiction de chauffer les locaux et l'eau au mode électrique sinon facturation à 58,57 ¢/kWh pour toute la consommation. et	Entente Makivik : (signée en 1994)	Entente Makivik : (signée en 1994)
1 VILLAGE CRI	Frais de branchement de 5 000 \$ si chauffage électrique	Frais de branchement de 5 000 \$ si chauffage électrique	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Programme d'entretien annuel</li> <li>• Réparation / dépannage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Compensation pour le prix du mazout avec avantage économique de 30%</li> <li>• Compensation du propane</li> <li>• Programme d'entretien annuel</li> <li>• Réparation / dépannage</li> </ul>