

**APPROVISIONNEMENTS PRÉVUS  
POUR L'ANNÉE 2006**



## Table des matières

|          |                                                                  |           |
|----------|------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1</b> | <b>OBJECTIF .....</b>                                            | <b>5</b>  |
| <b>2</b> | <b>BESOINS D'APPROVISIONNEMENT PRÉVUS POUR 2006 .....</b>        | <b>6</b>  |
| 2.1      | BESOINS EN ÉNERGIE.....                                          | 6         |
| 2.2      | BESOINS EN PUISSANCE .....                                       | 7         |
| 2.3      | BESOINS POSTPATRIMONIAUX.....                                    | 7         |
| <b>3</b> | <b>APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX .....</b>                 | <b>8</b>  |
| 3.1      | APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME .....                           | 9         |
| 3.2      | APPROVISIONNEMENTS DE COURT TERME .....                          | 9         |
| <b>4</b> | <b>COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX.....</b>         | <b>11</b> |
| <b>5</b> | <b>INCITATIFS ET GESTION DES APPROVISIONNEMENTS.....</b>         | <b>12</b> |
| 5.1      | L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE.....                                  | 13        |
| 5.2      | LES APPELS D'OFFRE DE COURT TERME .....                          | 14        |
| 5.3      | LES ACHATS DE COURT TERME .....                                  | 14        |
| 5.4      | INDICATEURS DE SUIVI.....                                        | 15        |
| <b>6</b> | <b>INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES .....</b>       | <b>15</b> |
|          | <b>RÉGIE ANNEXE A : BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE .....</b> | <b>19</b> |



## **1 OBJECTIF**

1 Hydro-Québec Distribution (le Distributeur) dispose de plusieurs moyens pour  
2 assurer l'approvisionnement en électricité du Québec au-delà de l'électricité  
3 patrimoniale. Il peut procéder par appel d'offres pour des achats d'électricité en  
4 vertu de contrats de long terme ou de court terme selon les besoins. Dans ces  
5 cas, le Distributeur applique la Procédure d'appel d'offres et d'octroi et le Code  
6 d'éthique sur la gestion des appels d'offres.

7 Le Distributeur peut également faire des achats de moins de trois mois dans le  
8 cadre d'une dispense de procéder par appel d'offres. Dans le cadre de cette  
9 dispense, une partie des besoins peut être satisfaite par les produits de court  
10 terme disponibles sur le marché notamment pour répondre aux aléas  
11 climatiques, aux indisponibilités momentanées d'équipements de production d'un  
12 fournisseur ou à l'inadéquation du profil de l'électricité patrimoniale et du profil de  
13 la demande.

14 En outre, puisque les besoins ne peuvent pas toujours être satisfaits par des  
15 produits de court terme, le Distributeur a soumis à l'approbation de la Régie de  
16 l'énergie une entente-cadre avec Hydro-Québec Production (R-3568-2005).

17 Finalement, l'option d'électricité interruptible permet d'accroître la flexibilité de  
18 gestion des approvisionnements du Distributeur.

19 La présente demande vise à faire reconnaître, aux fins du dossier tarifaire 2006  
20 du Distributeur, les coûts d'approvisionnement au-delà du volume d'électricité  
21 patrimoniale. À cette fin, le Distributeur traitera des éléments suivants :

- 22 • Les besoins d'approvisionnement pour l'année témoin projetée ;
- 23 • Le coût des approvisionnements postpatrimoniaux ;
- 24 • Les incitatifs à la minimisation des coûts ;

- 1       • La gestion des risques.

## **2 BESOINS D'APPROVISIONNEMENT PRÉVUS POUR 2006**

2 Les approvisionnements prévus sont déterminés à partir de la prévision des  
3 besoins en énergie et de la prévision des besoins en puissance. Par définition, il  
4 s'agit des besoins des clients desservis par le réseau de TransÉnergie<sup>1</sup>, les  
5 réseaux autonomes faisant l'objet d'un exercice de planification séparé.

### **2.1 Besoins en énergie**

6 Les besoins en énergie sont composés de la consommation des clients  
7 desservis par le réseau de TransÉnergie à laquelle sont ajoutées les pertes  
8 prévues sur les réseaux de distribution et de transport. Le taux de pertes  
9 considéré est de 7,5 %.

10 Par rapport à la prévision des ventes, les besoins prévus sont obtenus en  
11 soustrayant de ces ventes celles faites dans les réseaux autonomes et en y  
12 additionnant l'usage interne, soit la consommation d'électricité par Hydro-Québec  
13 dans ses bâtiments et ses chantiers, mais excluant la consommation des  
14 génératrices d'urgence et celle des centrales.

15 Pour l'année 2006, les besoins en énergie prévus s'élèvent à 187,5 TWh.

---

<sup>1</sup> Une exception : les besoins comprennent ceux de la municipalité de Rapides-des-Joachims, laquelle n'est pas rattachée au réseau d'Hydro-Québec. Pour des raisons pratiques et historiques, cette charge a toujours été alimentée par de la production située en Ontario. Les coûts de cette alimentation sont assumés par le Distributeur.

## **2.2 Besoins en puissance**

1 La prévision des besoins en puissance est obtenue en appliquant des  
2 hypothèses de caractéristiques de consommation aux besoins annuels en  
3 énergie prévus par usage (chauffage de l'espace, chauffage de l'eau, autres  
4 usages) ou par secteur de consommation. Ces caractéristiques portent sur la  
5 répartition mensuelle de l'énergie ainsi que sur les ratios mensuels de la  
6 puissance appelée à la pointe du réseau sur l'énergie consommée  
7 mensuellement.

8 Les hypothèses relatives aux caractéristiques de consommation proviennent des  
9 historiques mensuels de la demande d'électricité, de mesures des profils de  
10 consommation, de modèles de simulation de la demande horaire de certains  
11 usages et d'autres indicateurs pertinents tels, par exemple, les degrés-jours de  
12 chauffage.<sup>2</sup>

13 Les besoins en puissance s'élèvent à 35 991 MW pour la pointe 2005-2006 et à  
14 36 070 MW pour la pointe 2006-2007.

## **2.3 Besoins postpatrimoniaux**

15 Comme pour la précédente cause tarifaire, les besoins d'approvisionnement  
16 2006 sont évalués en fonction d'un scénario qui suppose une utilisation complète  
17 du volume d'électricité patrimoniale et aucun recours à l'entente-cadre. Comme  
18 pour les autres moyens d'approvisionnement, tout écart par rapport au réel dû à  
19 des achats non effectués de l'électricité patrimoniale sera crédité dans un  
20 compte de frais reportés prévu à cet effet.<sup>3</sup>

---

<sup>2</sup> L'exercice de prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver doit tenir compte, en outre des besoins en énergie, de la consommation des centrales d'Hydro-Québec Production associée à l'électricité patrimoniale puisque la mesure de la puissance n'est généralement faite qu'aux bornes des alternateurs.

<sup>3</sup> HQD-4, Document 3 de la présente cause.

1 Le volume d'électricité patrimoniale, incluant les pertes de transport et de  
2 distribution, est de 178,86 TWh. Le niveau de puissance associé à l'électricité  
3 patrimoniale est de 34 342 MW.

4 Les besoins à approvisionner au-delà du volume d'électricité patrimoniale  
5 s'élèvent donc, en énergie, à 8,6 TWh. En puissance, en tenant compte de la  
6 réserve requise, les besoins sont de 1 916 MW pour la pointe 2005-2006 et de  
7 2 146 MW pour la pointe 2006-2007.

8 Le détail des besoins en énergie et en puissance est présenté à l'annexe A.

### **3 APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX**

9 L'approvisionnement des besoins est une activité complexe qui requiert flexibilité  
10 et rapidité d'adaptation. Les approvisionnements sont conditionnés par le profil  
11 des besoins, par la forme et la disponibilité de l'électricité patrimoniale, par les  
12 incertitudes dues aux aléas climatique et de demande, par la disponibilité des  
13 quantités, par la capacité des interconnexions, par la volatilité des prix sur les  
14 marchés et, finalement, par le type de produits disponibles sur les marchés.

15 La stratégie d'approvisionnement du Distributeur vise à :

- 16 • prioriser la couverture d'une large part des besoins avant même que  
17 l'année commence ;
- 18 • procéder en grande partie par appels d'offres ;
- 19 • assurer de la flexibilité en combinant des produits de base avec des  
20 produits programmables ;
- 21 • profiter de la diversité de la charge totale par la combinaison de  
22 l'ensemble des besoins ;
- 23 • et développer des outils permettant de s'adapter aux variations des  
24 besoins.

1 Pour satisfaire les besoins, le Distributeur dispose de deux grands moyens  
2 d'approvisionnement : les approvisionnements de long terme, dont les blocs  
3 d'énergie déterminés par le gouvernement, et les approvisionnements de court  
4 terme.

### **3.1 Approvisionnements de long terme**

5 Trois contrats d'approvisionnement de long terme procureront, en 2006, 1,5 TWh  
6 d'énergie et 641 MW de puissance. Il s'agit des contrats signés avec  
7 *TransCanada Energy* dans le cadre de l'appel d'offres A/O 2002-01, avec  
8 *Bowater Produits forestiers du Canada* dans le cadre de l'appel d'offres  
9 A/O 2003-01 et avec *Cartier énergie éolienne* dans le cadre de l'appel d'offres  
10 A/O 2003-02. Conformément à la Loi, le Distributeur a fait approuver l'ensemble  
11 de ces contrats par la Régie.<sup>4</sup>

12 Ces contrats n'étant effectifs qu'à compter du deuxième semestre de 2006, ils  
13 n'ont aucune contribution aux besoins de puissance de la pointe 2005-2006.

### **3.2 Approvisionnements de court terme**

14 Au printemps 2005, le Distributeur procédait au lancement de l'appel d'offres de  
15 court terme A/O 2005-01 en vue d'acquérir divers produits en énergie et en  
16 puissance, afin de combler une partie des besoins de 2006. Cet appel d'offres  
17 permettra d'acquérir 2,2 TWh d'énergie et, pour les mois de janvier à mars 2006,  
18 400 MW de puissance.

19 Pour faire face aux besoins de puissance, le Distributeur peut également  
20 compter sur environ 700 MW de puissance associés à l'option d'électricité  
21 interruptible.

22 Ainsi, au-delà des contrats de long terme et de court terme signés et de la  
23 puissance associée à l'option d'électricité interruptible, le Distributeur devra, par

1 divers moyens, acquérir 4,8 TWh d'énergie et un peu plus de 800 MW de  
2 puissance.

3 La majeure partie des besoins en énergie à engager, soit près de 90 %, sera  
4 comblée par des appels d'offres de court terme. Le reste, soit des besoins de  
5 très court terme à caractère ponctuel et très volatil, sera couvert par des  
6 transactions bilatérales (ex. : Monthly, Weekly, DAM, HAM).

7 Le tableau 1 présente les approvisionnements en énergie de chacun des  
8 contrats de long terme ainsi que les approvisionnements en énergie associés à  
9 l'appel d'offres de court terme de juin 2005 et des autres moyens qui seront  
10 engagés pour satisfaire les besoins de 2006.

11 **TABLEAU 1**  
12 **APPROVISIONNEMENTS AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

| <b>PRODUITS</b>             | <b>Quantités</b> |
|-----------------------------|------------------|
|                             | <b>TWh</b>       |
| <b><u>LONG TERME</u></b>    | <b>1,484</b>     |
| <b>TCE</b>                  | <b>1,358</b>     |
| <b>Bowater</b>              | <b>0,071</b>     |
| <b>Cartier</b>              | <b>0,055</b>     |
| <b>Intégration éolienne</b> | <b>-</b>         |
| <b><u>COURT TERME</u></b>   |                  |
| <b>AO 2005-01</b>           | <b>2,229</b>     |
| <b>À ENGAGER</b>            | <b>4,841</b>     |
| <b><u>TOTAL</u></b>         | <b>8,553</b>     |

13

<sup>4</sup> D-2003-159, D-2004-115 et D-2005-129.

#### 4 COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

1 Le tableau 2 présente les coûts annuels des approvisionnements  
2 postpatrimoniaux. Le coût total s'élève à près de 754 M\$, ce qui correspond à un  
3 coût moyen d'approvisionnement de 8,8 ¢ par kWh.

4 Le coût des approvisionnements de long terme et celui de l'appel d'offres de  
5 court terme A/O 2005-01 sont évalués à partir des contrats correspondants.

6 **TABLEAU 2**  
7 **APPROVISIONNEMENTS AU-DELÀ DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

| PRODUITS           | Quantités | Coûts<br>d'achat | Coûts<br>unitaires |
|--------------------|-----------|------------------|--------------------|
|                    | TWh       | M\$              | ¢/kWh              |
| <u>LONG TERME</u>  | 1,484     | 142,8            | 9,6                |
| <u>COURT TERME</u> |           |                  |                    |
| AO 2005-01         | 2,229     | 194,2            | 8,7                |
| À ENGAGER          | 4,841     | 416,5            | 8,6                |
| <u>TOTAL</u>       | 8,553     | 753,6            | 8,8                |

8  
9  
10 Pour ce qui est des coûts des approvisionnements de court terme à engager, le  
11 Distributeur, ne pouvant présumer du prix des moyens à engager, a évalué le  
12 coût en énergie de ces approvisionnements à partir des contrats à terme au 30  
13 juin 2005.

1 Tous les coûts d'approvisionnement, sauf ceux associés à l'entente d'intégration  
2 éolienne<sup>5</sup> et au contrat de long terme avec *Bowater Produits forestiers du*  
3 *Canada*, sont sensibles aux fluctuations du taux de change<sup>6</sup>.

4 Les livraisons associées aux contrats de court terme en base font l'objet d'une  
5 gestion du risque de change, en raison du caractère certain des livraisons  
6 associées à ces contrats.

## **5 INCITATIFS ET GESTION DES APPROVISIONNEMENTS**

7 La première motivation du Distributeur à gérer adéquatement ses  
8 approvisionnements est de préserver autant que possible sa position  
9 concurrentielle dans les marchés et son développement à long terme. Le cadre  
10 réglementaire en place vise à confirmer cette motivation à travers le processus  
11 de reconnaissance des coûts.

12 À la base, la gestion des approvisionnements repose sur la nécessité de  
13 sécuriser les approvisionnements dans un contexte de dépendance du  
14 Distributeur des interconnexions et des marchés de court terme pour une large  
15 part de ses nouveaux approvisionnements et de présence d'importants aléas qui  
16 doivent être intégrés à la gestion quotidienne des activités. Parmi ces aléas,  
17 notons notamment ceux reliés à la demande, à la température et aux conditions  
18 du marché sur les réseaux voisins.

19 Globalement, la gestion des approvisionnements est encadrée par le plan  
20 d'approvisionnement constitué d'un portefeuille de moyens découlant d'une  
21 stratégie approuvée par la Régie. L'opérationnalisation de cette stratégie vise à  
22 mettre en concurrence un bon nombre de fournisseurs, assurant aux  
23 consommateurs les prix les plus compétitifs.

---

<sup>5</sup> La requête R-3573-2005 fait présentement l'objet d'une demande d'approbation auprès de la Régie.

<sup>6</sup> Le taux de change utilisé est de 1,2313 \$CAN/\$US

1 Ainsi, la grande majorité des approvisionnements est acquise suite à un  
2 processus encadré d'appels d'offres. Même pour les approvisionnements  
3 effectués en dehors de ce processus d'appels d'offre, le Distributeur vise à  
4 mettre en compétition au moins deux fournisseurs. De plus, chaque contrat  
5 impliquant la participation d'un seul fournisseur est approuvé par la Régie sur la  
6 base d'une démonstration qu'il comporte le prix le plus bas et que ce prix est  
7 comparable aux prix des principaux produits disponibles dans les marchés.

8 Enfin, afin de préserver la flexibilité du Distributeur, certains achats de très court  
9 terme peuvent être effectués dans le cadre d'une dispense de recourir au  
10 processus d'appel d'offres. Ces achats font l'objet d'un suivi à la Régie, incluant  
11 des informations sur les prix de référence pour chacune des transactions.

12 La stratégie d'approvisionnement assure donc l'accès aux sources d'électricité  
13 les moins coûteuses alors que le cadre règlementaire et un suivi très étroit de la  
14 Régie permettent une appréciation de la performance.

15 Par ailleurs, les stratégies plus fines d'approvisionnement à court terme visent à  
16 renforcer la compétition dans le marché, tout en préservant au maximum la  
17 flexibilité requise afin de s'ajuster aux aléas de court terme de la demande.

18 L'objectif ultime de la gestion des approvisionnements est d'assurer la sécurité  
19 des approvisionnements au meilleur coût pour l'ensemble de ses moyens. De  
20 façon plus précise, cette gestion s'articule autour des axes suivants :

### **5.1 L'électricité patrimoniale**

21 Le Distributeur vise toujours l'utilisation maximale de l'électricité patrimoniale, ce  
22 produit étant le moins onéreux de son portefeuille. La gestion du contrat  
23 patrimonial nécessite l'utilisation quotidienne d'outils permettant de suivre  
24 l'utilisation des bâtonnets patrimoniaux tout en s'arrimant à l'évolution des  
25 besoins pratiquement à chaque heure.

1 Dans ce contexte le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et de l'entente  
2 cadre, en dernier recours, constituent des éléments importants de suivi.

## **5.2 Les appels d'offre de court terme**

3 La stratégie d'approvisionnement de court terme vise à couvrir la majorité des  
4 besoins de court terme par des appels d'offre. Ces besoins sont alors répartis  
5 sur plusieurs appels d'offres au cours d'une année de façon à :

- 6 1. permettre de tenir compte des dernières informations relatives à la  
7 prévision de la demande ;
- 8 2. répartir les achats sur différentes périodes de l'année pour amoindrir le  
9 risque de prix ;
- 10 3. cibler autant que possible les mois représentant des parties de l'année où  
11 les prix sont généralement moins volatils que ce que l'on peut voir en été  
12 ou pendant les mois d'hiver (avril, mai, septembre, octobre, novembre) ;
- 13 4. tenir compte de l'état d'utilisation anticipé de l'électricité patrimoniale.

14 De plus, le Distributeur a développé certains produits tels que le "Flexible" lui  
15 permettant d'avoir accès à des livraisons garanties tout en ayant l'option de  
16 moduler les quantités achetées en fonction des besoins prévus à 36 heures  
17 d'avis.

## **5.3 Les achats de court terme**

18 Au-delà des appels d'offres, le Distributeur utilise le marché afin de compléter  
19 son portefeuille de moyens et a recours au marché « DAM » et au marché  
20 horaire « HAM ». Le Distributeur module ainsi ses approvisionnements en tenant  
21 compte des impacts climatiques observés et ceux anticipés à court terme.

#### **5.4 Indicateurs de suivi**

1 Les stratégies déployées traduisent la préoccupation fondamentale du  
2 Distributeur d'assurer la sécurité énergétique des Québécois au moindre coût. À  
3 cet égard et compte tenu des axes d'intervention du Distributeur en matière  
4 d'approvisionnement en électricité, il est proposé d'utiliser plusieurs indicateurs  
5 afin de suivre les activités d'approvisionnement. Les indicateurs proposés sont :

- 6 • le coût unitaire moyen des approvisionnements post patrimoniaux;
- 7 • les prix de marché;
- 8 • le succès des appels d'offre tel que mesuré par le nombre de  
9 soumissionnaires;
- 10 • le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et le recours à l'entente-  
11 cadre.

## **6 INSTRUMENTS FINANCIERS ET GESTION DES RISQUES**

12 La gestion des risques du Distributeur s'inscrit dans un contexte plus large que  
13 celui spécifique des approvisionnements, et couvre l'ensemble des éléments  
14 affectant la rentabilité du Distributeur. Si une partie de ces risques peut être  
15 couverte par des instruments financiers, il est important de noter que leur  
16 utilisation ne sert qu'à réduire la volatilité des coûts ou des revenus de façon à  
17 obtenir un bénéfice net plus stable et prévisible. Ainsi, ces instruments  
18 permettent d'atténuer, voire d'éliminer certaines incertitudes. Ils ne se  
19 matérialisent pas nécessairement par une diminution des coûts  
20 d'approvisionnement.

21 Pour le Distributeur, 4 types de risques pourraient être gérés par des instruments  
22 financiers :

1       • **Les prix de l'électricité** pour les approvisionnements postpatrimoniaux  
2       de court terme constituent un risque croissant pour le Distributeur dans la  
3       mesure où la part des approvisionnements postpatrimoniaux est à la  
4       hausse. Bien que distinct du prix du gaz naturel, il est à noter que  
5       l'évolution des prix de l'électricité dans le marché suit généralement  
6       l'évolution des prix du gaz naturel.

7       Les appels d'offre du Distributeur permettent déjà de fixer le prix de ses  
8       approvisionnements de court terme au fur et mesure que les contrats sont  
9       octroyés, ce qui constitue une couverture à certaines périodes de l'année  
10      contre les risques de fluctuation au cours de l'année.

11      • **Les prix du gaz naturel** constituent un élément d'indexation pour certains  
12      contrats d'approvisionnement de long terme. De plus, la position  
13      concurrentielle du Distributeur est tributaire du prix des combustibles,  
14      notamment le gaz naturel. À cet égard, dans la mesure où les ventes  
15      sont déficitaires, l'amélioration de la position concurrentielle se traduit par  
16      un transfert de charges non rentables vers l'électricité ce qui détériore le  
17      cadre financier du Distributeur.

18      • **Les taux de change** dans la mesure où la quasi-totalité des contrats de  
19      court terme sont libellés en dollars US.

20      Le risque de taux de change pour les contrats de court terme est géré par  
21      le Distributeur depuis la Décision de la Régie D-2005-34. La couverture  
22      des taux de change est effectuée pour les montants représentant un  
23      déboursé certain. Elle est prise au moment de l'octroi des contrats pour  
24      les contrats de base et lors de la facturation pour les contrats flexibles.

25      • **Certains autres indices** tel que l'IPC qui servent à indexer certains prix  
26      de référence, notamment pour la période entre la signature du contrat et  
27      la mise en service du moyen de production.

1 L'à propos pour le Distributeur de gérer ces indices apparaît mitigé dans  
2 la mesure où leur volatilité est relativement faible et qu'ils s'appliquent sur  
3 une faible composante des coûts. De plus, les outils disponibles pour ce  
4 genre de gestion sont relativement limités.

5 Ainsi, les principaux risques pour le Distributeur sont ceux reliés aux prix de  
6 l'électricité et du gaz naturel, deux risques par ailleurs fortement corrélés. Une  
7 gestion active de ces deux risques sur les marchés financiers pourrait sans doute  
8 permettre de réduire la volatilité associée à ces deux composantes. Toutefois, le  
9 Distributeur atteint le même résultat par la mise en place du compte de frais  
10 reportés, permettant de niveler au cours des années les fluctuations de coût des  
11 approvisionnements.

12 De plus, le Distributeur s'interroge sur la pertinence de gérer activement ces  
13 risques dans le contexte où il est déjà exposé aux impacts des fluctuations des  
14 prix des combustibles qui conditionnent les choix énergétiques des  
15 consommateurs québécois en matière de chauffage. D'un point de vue  
16 conceptuel, la présence dans ses composantes de coûts d'approvisionnement  
17 d'une partie fluctuant selon le prix du gaz naturel vient mitiger le risque financier  
18 déjà présent.

19



**ANNEXE A :**  
**BESOINS EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE**



1  
2

**TABLEAU A-1**  
**BESOINS EN ÉNERGIE PRÉVUS EN 2006**

|                                                    | <u>TWh</u>   |
|----------------------------------------------------|--------------|
| <b>PRÉVISION DES VENTES</b>                        | <b>174,2</b> |
| <i>moins</i> Ventes dans les réseaux autonomes     | 0,3          |
| <i>plus</i> Usage interne                          | 0,5          |
| <b>Consommation prévue</b>                         | <b>174,4</b> |
| <i>plus</i> Pertes de distribution et de transport | 13,1         |
| <b>BESOINS PRÉVUS</b>                              | <b>187,5</b> |
| <i>moins</i> Électricité patrimoniale              | 178,9        |
| <b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>                    | <b>8,6</b>   |

3

1  
2

**TABLEAU A-2**  
**BESOINS EN PUISSANCE PRÉVUS EN 2006**

|                                                                      | <u>2005-2006</u> | <u>2006-2007</u> |
|----------------------------------------------------------------------|------------------|------------------|
| <b>BESOINS PAR USAGE</b>                                             | <b>MW</b>        | <b>MW</b>        |
| Chauffage domestique et agricole                                     | 9 449            | 9 549            |
| Chauffage général et institutionnel                                  | 3 408            | 3 483            |
| Bi-énergie CII (tarif BT)                                            | 343              | 0                |
| Eau chaude domestique et agricole                                    | 1 703            | 1 728            |
| Industriel - PME                                                     | 1 643            | 1 666            |
| Industriel - Grandes entreprises                                     | 8 112            | 8 143            |
| Autres usages                                                        | 11 333           | 11 501           |
| <b>BESOINS PRÉVUS</b>                                                | <b>35 991</b>    | <b>36 070</b>    |
| <i>plus</i> Réserve requise au-delà<br>de l'électricité patrimoniale | 267              | 418              |
| <i>moins</i> Électricité patrimoniale                                | 34 342           | 34 342           |
| <b>BESOINS POSTPATRIMONIAUX</b>                                      | <b>1 916</b>     | <b>2 146</b>     |
| <i>moins</i> Contrats de long terme                                  |                  | 641              |
| <i>moins</i> Électricité interrutable                                | 700              | 700              |
| <i>moins</i> A/O 2005-01                                             | 400              |                  |
| <b>BESOINS ADDITIONNELS</b>                                          | <b>816</b>       | <b>805</b>       |

3