

## **MISE À JOUR DES BESOINS DU DISTRIBUTEUR**



**TABLE DES MATIÈRES**

**1 LES BESOINS EN ÉNERGIE.....5**

**2 LES BESOINS EN PUISSANCE.....7**

**ANNEXE 1A – CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS AU QUÉBEC EN MODE  
IMPORTATION .....11**

**TABLEAUX**

Tableau 1.1 Besoins en énergie visés par le Plan (TWh) .....5

Tableau 2.1 Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW).....8

Tableau 2.2 Taux de réserve requise en puissance .....9

Tableau 2.3 Puissance requise (MW) .....10



1 **1 LES BESOINS EN ÉNERGIE**

2 La méthode permettant d'établir les besoins en énergie du Distributeur est  
3 présentée à la pièce HQD-2, Document 1, section 2.1.3. Le tableau 1.1 qui suit  
4 présente les besoins visés par le Plan.

5 **Tableau 1.1**  
6 **Besoins en énergie visés par le Plan (TWh)**

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins visés par le Plan	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
<i>Incluant bi-énergie CII</i>	<i>1,1</i>	<i>0,4</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

7

8 Comme il a été démontré à la pièce HQD-2, Document 1, section 2.4, les  
9 besoins du Distributeur sont soumis à d'importants aléas. Ces aléas sont  
10 d'autant plus importants lorsqu'on considère le nombre d'années qui séparent  
11 inévitablement l'octroi d'un contrat de long terme et la date de début des  
12 livraisons.

13 Cette variabilité importante des besoins a amené le Distributeur à se doter d'un  
14 critère de fiabilité en énergie, afin d'assurer la sécurité des approvisionnements  
15 de sa clientèle. De façon générale, ce critère vise à ce que le Distributeur ait les  
16 moyens nécessaires pour faire face à des scénarios plus forts que le scénario  
17 moyen de la demande.

18 Dans son dernier Plan d'approvisionnement 2002-2011, le Distributeur retenait le  
19 scénario d'encadrement fort de la demande comme balise. De plus, compte tenu  
20 de l'écart grandissant entre le scénario fort et le scénario moyen en fonction de  
21 l'éloignement de l'horizon, l'application de ce critère était limitée à 4 ans, horizon  
22 au-delà duquel le Distributeur peut acquérir de nouveaux approvisionnements de  
23 long terme. Depuis, les études effectuées sur l'aléa de la demande prévue et sur  
24 l'aléa climatique des besoins ont permis de développer une méthode permettant  
25 d'estimer plus justement la distribution de probabilité des besoins annuels en

1 énergie (voir HQD-2, Document 1, section 2.4). Cette méthode devrait donner un  
2 signal plus stable des écarts possibles par rapport au scénario moyen de la  
3 demande que l'écart entre le scénario fort et le scénario moyen utilisé par le  
4 passé.

5 Le Distributeur propose donc de reformuler le critère de fiabilité en énergie  
6 comme suit : satisfaire un scénario des besoins qui se situe à un écart-type au-  
7 delà du scénario moyen, à quatre (4) ans d'avis (incluant l'aléa de la demande et  
8 l'aléa climatique), sans encourir, vis-à-vis des marchés de court terme, une  
9 dépendance supérieure à 5 TWh par année. L'annexe 1A présente le détail des  
10 capacités d'importations et les raisons motivant une telle limitation du niveau de  
11 dépendance envers les marchés de court terme. Cette limite de 5 TWh pourrait  
12 être éventuellement rehaussée à partir de l'année où des augmentations  
13 significatives des capacités d'interconnexion seraient mises en service.

14 Pour la prévision de la demande actuelle, cet écart-type se chiffre à 7,8 TWh  
15 (voir tableau 2.17 de HQD-2, Document 1), soit un peu moins que l'écart entre le  
16 scénario fort et le scénario moyen des besoins qui se chiffre, pour le même  
17 horizon (2008), à 8,5 TWh (voir tableau 2.14 de HQD-2, Document 1).

18 Ce critère assure une protection permettant de faire face à près de 85 % des  
19 scénarios possibles, ce qui de l'avis du Distributeur est suffisant. À l'inverse, une  
20 protection plus faible que celle d'un écart-type apparaît insuffisant. En effet,  
21 l'expérience des dernières années, où les besoins réels ont été supérieurs à  
22 ceux prévus, à cause d'une combinaison d'une activité économique plus  
23 importante et des températures plus froides, tend à confirmer la justesse de ce  
24 niveau de protection.

1 **2 LES BESOINS EN PUISSANCE**

2 Comme pour les besoins en énergie, les besoins en puissance sont soumis aux  
3 aléas de la demande et aux aléas climatiques. À lui seul, l'aléa climatique sur les  
4 besoins en puissance à la pointe d'hiver 2007-2008, représenté par un écart-  
5 type, atteint un peu plus de 1 200 MW. Une fois combinés, l'aléa sur la demande  
6 et l'aléa climatique ont un impact de près de 1 900 MW, pour un écart-type, sur  
7 les besoins en puissance à la pointe d'hiver 2007-2008. De plus, du côté de  
8 l'offre les pannes et les indisponibilités occasionnent des besoins en puissance  
9 qu'on ne peut prévoir avec certitude.

10 Afin de faire face à ces aléas et aux défaillances (pannes) d'équipements, les  
11 réseaux électriques nord-américains se sont dotés d'un critère de fiabilité en  
12 puissance, en matière d'approvisionnement en électricité, qui correspond à une  
13 probabilité de défaillance n'excédant pas une fois par dix (10) ans ou encore  
14 2,4 heures par année. Ce critère a été mis de l'avant par les organismes de  
15 fiabilité tel le NPCC<sup>1</sup> (Northeast Power Coordinating Council).

16 Les besoins en puissance correspondent à la puissance requise pour satisfaire la  
17 charge, en respectant le critère de fiabilité en puissance.

18 La puissance requise est présentée en fonction de la pointe annuelle des  
19 besoins québécois plus une réserve pour faire face aux aléas de l'offre et de la  
20 demande. Elle est établie de telle sorte qu'il soit possible d'alimenter la charge  
21 québécoise, pendant toutes les heures de l'année, sans que l'espérance de

---

<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 délestage de clients non interruptibles, en raison d'un manque de ressources,  
 2 n'excède 2,4 heures par année.

3 Hydro-Québec Production doit fournir la puissance installée requise associée à  
 4 l'électricité patrimoniale. Le Distributeur doit fournir la puissance installée requise  
 5 (incluant les pertes) associée aux besoins qui excèdent le volume de  
 6 consommation patrimoniale.

7 Depuis le premier Plan, le Distributeur a revu les taux de réserve en puissance  
 8 qu'il doit utiliser selon l'horizon retenu. Par la même occasion, le Distributeur de  
 9 concert avec Hydro-Québec Production a également établi de façon plus précise  
 10 la réserve requise qui devrait être assurée par celle-ci pour l'électricité  
 11 patrimoniale.

12 Le tableau 2.1 montre, pour les besoins visés par le présent Plan, l'impact des  
 13 changements sur les besoins de réserve en puissance.

14 **Tableau 2.1**  
 15 **Impact de la variation des taux de réserve en puissance (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
<b>Besoins à la pointe visés par le plan</b>	<b>34 184</b>	<b>35 412</b>	<b>35 674</b>	<b>36 011</b>	<b>36 282</b>	<b>36 532</b>	<b>36 699</b>	<b>36 909</b>	<b>37 144</b>	<b>37 385</b>
<b>Selon l'État d'avancement 2003</b>										
Réserve requise du Distributeur	3 598	3 756	3 924	3 961	3 991	4 019	4 037	4 060	4 086	4 110
- Réserve patrimoniale	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600	3 600
<b>= Réserve additionnelle requise</b>	<b>-2</b>	<b>156</b>	<b>324</b>	<b>361</b>	<b>391</b>	<b>419</b>	<b>437</b>	<b>460</b>	<b>486</b>	<b>510</b>
<b>Selon le Plan d'approvisionnement 2005-2014</b>										
Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
- Réserve patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
<b>= Réserve additionnelle requise</b>	<b>-92</b>	<b>158</b>	<b>289</b>	<b>537</b>	<b>564</b>	<b>590</b>	<b>607</b>	<b>628</b>	<b>652</b>	<b>674</b>
<b>ÉCART</b>	<b>-90</b>	<b>2</b>	<b>-35</b>	<b>176</b>	<b>173</b>	<b>171</b>	<b>170</b>	<b>168</b>	<b>166</b>	<b>164</b>

16  
 17 Dans son premier Plan d'approvisionnement, étant donné l'incertitude sur les  
 18 caractéristiques des sources d'alimentation des futurs contrats  
 19 d'approvisionnement, le Distributeur proposait d'appliquer, de façon provisoire,

1 un taux de réserve de 15 % sur ses besoins qui excédaient l'électricité  
2 patrimoniale. Il mentionnait également que cette valeur pourrait être modifiée s'il  
3 y avait lieu, suite aux résultats de l'appel d'offres.

4 Dans son dernier *État d'avancement*, le Distributeur retenait le chiffre de 11 %  
5 pour établir les besoins de réserve en puissance à long terme. Pour les deux  
6 premières années, ce taux était établi à environ 10,5 %. Il retenait  
7 conséquemment une réserve en puissance associée à l'électricité patrimoniale  
8 de 3 600 MW.

9 Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue Triennale sur la  
10 suffisance des ressources, que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC, ont  
11 permis de revoir de façon plus précise les taux de réserve en puissance qu'il  
12 devrait utiliser selon l'horizon retenu. Le tableau 2.2 qui suit présente ces  
13 résultats. À cet égard, le Distributeur procédera, s'il y a lieu, à une mise à jour,  
14 suite à la Revue Triennale.

15 **Tableau 2.2**  
16 **Taux de réserve requise en puissance**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008
Taux de réserve requise	8,8%	9,2%	9,5%	10,1%

17

18

19 Au-delà de 2007-2008, donc à 36 mois d'avis, le taux est maintenu constant  
20 puisque le Distributeur fait l'hypothèse que le marché pourrait faire des additions  
21 d'équipements de pointe, au Québec ou ailleurs, au-delà de cet horizon.

22 La baisse du taux de réserve à long terme (de 11 % dans le dernier *État*  
23 *d'avancement* à 10,1 %, dans le présent Plan) s'explique par la révision des  
24 aléas en puissance utilisés dans le calcul de la réserve requise.

1 Ces résultats tiennent compte du fait que les taux de panne des équipements  
2 fournissant les approvisionnements à long terme sont du même ordre que le taux  
3 de panne du parc existant d'Hydro-Québec, comme le démontrent les résultats  
4 du premier appel d'offres de long terme.

5 En ce qui concerne la réserve requise en puissance qui devrait être assurée par  
6 Hydro-Québec Production pour l'électricité patrimoniale, elle s'établit maintenant  
7 à 3 100 MW. Elle correspond à un taux de réserve de l'ordre de 9 %. Cette  
8 baisse de la réserve associée à l'électricité patrimoniale reflète, d'une part, la  
9 réduction des taux de réserve expliquée plus haut et, d'autre part, le fait que c'est  
10 le Distributeur qui a la responsabilité d'acquérir la puissance installée requise en  
11 excédent du volume de consommation patrimoniale et d'assurer les  
12 approvisionnements pour faire face aux aléas de prévision de la demande,  
13 lesquels croissent avec l'horizon de planification.

14 Le tableau 2.3 présente l'évolution de la puissance requise pour le Distributeur  
15 sur l'horizon du Plan.

16 **Tableau 2.3**  
17 **Puissance requise (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
<b>Besoins visés par le Plan</b>	<b>34 184</b>	<b>35 412</b>	<b>35 674</b>	<b>36 011</b>	<b>36 282</b>	<b>36 532</b>	<b>36 699</b>	<b>36 909</b>	<b>37 144</b>	<b>37 365</b>
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	<i>257</i>	<i>258</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
+ Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
<b>= Puissance requise</b>	<b>37 192</b>	<b>38 670</b>	<b>39 063</b>	<b>39 648</b>	<b>39 946</b>	<b>40 222</b>	<b>40 406</b>	<b>40 637</b>	<b>40 896</b>	<b>41 139</b>

18  
19

1 **ANNEXE 1A – CAPACITÉ DES INTERCONNEXIONS AU QUÉBEC EN MODE**  
2 **IMPORTATION**

3 La capacité maximale des interconnexions en mode importation est actuellement  
4 de l'ordre de 4 110 MW. Un projet pourrait accroître cette capacité de 100 MW à  
5 la fin de 2005, pour porter le total à 4 210 MW sur l'horizon du Plan. La capacité  
6 disponible en mode importation dépend des réservations qui sont gérées par le  
7 système OASIS du Transporteur et des contraintes, techniques et de marché,  
8 associées à chacune des interconnexions.

9 Le tableau 1A présente la capacité maximale des interconnexions, pour l'année  
10 2004. Il fait aussi état de la capacité disponible en période de pointe d'hiver,  
11 lorsque l'on tient compte des contraintes techniques associées aux réseaux de  
12 transport québécois et voisins.

13 La capacité d'importation disponible au Distributeur dépendra de la disponibilité  
14 effective des équipements de production et des besoins des marchés voisins.

1  
2

**Tableau 1A**  
**Capacité des interconnexions au Québec (MW)**

Interconnexion	Capacité maximale en importation Année 2004		Capacité après contraintes techniques et ajout
	Hiver (MW)	Été (MW)	Pointe d'hiver (MW)
Nouveau-Brunswick	785	730	585
Nouvelle Angleterre – Derby	0	0	0
Nouvelle Angleterre – Highgate	170	170	0
Nouvelle Angleterre – Radisson-Nicolet-Sandy Pond et Des Cantons-Comerford	690	1 700	200
New York – Châteauguay	1 000	1 000	1 000
New York – CRT	0	0	100
Ontario – Nouvelle interconnexion			0
Ontario – Beauharnois	420	400	0
Ontario – Chat Falls *	50	30	0
Ontario – Kipawa *	110	80	0
<b>TOTAL</b>	<b>3 225</b>	<b>4 110</b>	<b>1 885</b>

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

1 Les contraintes techniques et de marché, et l'ajout qui sont considérés dans  
2 l'évaluation de la capacité d'importation de chacune des interconnexions sont :

3 **Nouveau-Brunswick :**

- 4 • Le marché fait face à un équilibre interne serré en raison de la croissance  
5 de la consommation et de l'enjeu sur la pérennité de la centrale nucléaire  
6 Pointe Lepreau.
- 7 • Un contrat de puissance de 200 MW réduit, pendant quelques heures par  
8 année, les capacités d'importation continue d'énergie.

9 **Nouvelle Angleterre :**

- 10 • L'importation de quantités substantielles n'est possible que pour une  
11 courte période de l'année.
- 12 • La capacité disponible d'importation diminue de 1 700 MW à 690 MW  
13 lorsque le poste de Nicolet est requis pour l'acheminement de la  
14 production de la centrale LG2-A, au bénéfice de la charge locale. C'est  
15 une configuration fréquente durant les heures d'hiver.
- 16 • Aucune importation n'est possible pendant 20 % des heures de pointe,  
17 estivales et hivernales (256 heures), en raison de la pointe de  
18 consommation du marché (agglomération urbaine de Boston).
- 19 • Il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, entre mai et  
20 septembre

21 **New York :**

- 22 • L'addition d'un transformateur à fréquence variable au poste Langlois  
23 permettra d'importer 100 MW via les lignes de Cedar Rapids Transmission  
24 (CRT), dès la fin de 2005.
- 25 • Aucune importation n'est possible pendant 20 % des heures de pointe des  
26 mois de juillet et d'août (128 heures), en raison de la pointe de  
27 consommation à New York.

- 1       • Il faut compter une période d'entretien d'un mois par an, entre mai et  
2       septembre.

3       **Ontario :**

- 4       • La capacité d'importation est limitée en raison de difficultés  
5       d'approvisionnement du marché ontarien.  
6       • La pointe d'hiver est coïncidente avec celle du réseau québécois.  
7       • La pointe d'été égale presque celle d'hiver.

8

9

10      Considérant les limitations et additions énoncées, l'entretien requis sur les  
11      équipements d'interconnexion de même que la possibilité d'une panne majeure  
12      sur ces équipements, le Distributeur estime la capacité annuelle d'importation  
13      énergétique à environ 15 TWh, dont 4 TWh en périodes de pointe.

14      Considérant également que le Distributeur doit partager l'utilisation des  
15      interconnexions avec d'autres utilisateurs dont Hydro-Québec Production qui, en  
16      cas de faible hydraulité, compte sur la possibilité d'importation pour garantir le  
17      volume d'électricité patrimoniale et que les marchés limitrophes pourraient  
18      connaître un scénario fort de la demande, le Distributeur retient, pour des fins de  
19      planification, une dépendance envers les marchés de court terme de 5 TWh par  
20      année.