

**APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS
ET
STRATÉGIE**

TABLE DES MATIÈRES

1	APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS.....	5
1.1	Approvisionnement additionnels requis en énergie.....	5
1.2	Puissance additionnelle requise.....	6
1.3	Profil des approvisionnements additionnels requis.....	6
2	STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT.....	10
2.1	Contexte général de planification.....	10
2.2	Les filières de production pour les approvisionnements de long terme.....	12
2.3	Les filières de production pour les approvisionnements de court terme.....	14
2.4	La stratégie d'approvisionnement.....	14
2.4.1	La stratégie de long terme.....	15
2.4.2	La stratégie de court terme.....	17
2.4.3	Ajustements en cas d'imprévus.....	19
3	MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE.....	20
3.1	Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme.....	20
3.1.1	Comblement des besoins à l'horizon 2009-2014 et produits envisagés.....	21
3.1.2	Acquisition d'un service modulable de 400 MW.....	22
3.1.3	Acquisition d'un produit cyclable.....	24
3.1.4	Résultats du déploiement de long terme.....	25
3.2	Acquisition de nouveaux approvisionnements de court terme.....	26
3.2.1	Besoins de l'année 2005.....	27
3.2.2	Besoins de l'année 2006.....	28
3.2.3	Besoins de l'année 2007.....	30
3.2.4	Besoins de l'année 2008.....	32
3.3	Respect du critère de fiabilité en énergie.....	35
	ANNEXE 3A – DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU D'ÉNERGIE.....	39
	ANNEXE 3B — HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION – ÉTAT DES RÉSERVES ET DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE.....	43
	ANNEXE 3C – CAPACITÉ DE TRANSPORT DU RÉSEAU PRINCIPAL.....	45

TABLEAUX

Tableau 1.1 Approvisionnements additionnels requis en énergie (TWh)	5
Tableau 1.2 Puissance additionnelle requise (MW)	6
Tableau 3.1 Approvisionnements additionnels requis 2009-2014 (avant déploiement du Plan).....	21
Tableau 3.2 Approvisionnements additionnels requis au-delà du second appel d'offres sur l'énergie éolienne	22
Tableau 3.3 Impact du déploiement de long terme (TWh).....	25
Tableau 3.4 Bilan en puissance du Distributeur après déploiement proposé du Plan (MW)	26
Tableau 3.5 Approvisionnements additionnels requis 2005-2008	27
Tableau 3.6 Caractéristiques des prochains achats de court terme.....	35
Tableau 3.7 Approvisionnements additionnels requis (scénario à +1 écart-type du scénario moyen).....	38

GRAPHIQUES

Graphique 1.1 Courbes des puissances classées du profil horaire des besoins Années 2006 et 2014	7
Graphique 1.2 Courbes des puissances classées des approvisionnements additionnels requis - années 2006 et 2014	8
Graphique 1.3 Puissances mensuelles maximales requises au-delà du volume d'électricité patrimoniale.....	9
Graphique 1.4 Puissance mensuelles maximales requises, correspondant aux approvisionnements additionnels requis.....	10
Graphique 3.1 Puissances mensuelles maximales requises Année 2006	29
Graphique 3.2 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2006	30
Graphique 3.3 Puissances mensuelles maximales requises Année 2007	31
Graphique 3.4 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2007	32
Graphique 3.5 Puissances mensuelles maximales requises Année 2008	33
Graphique 3.6 Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2008	34

1 **1 APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS**

2 **1.1 Approvisionnement additionnels requis en énergie**

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

5 **Tableau 1.1**
6 **Approvisionnement additionnels requis en énergie (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
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ <i>gestion des approvisionnements en temps réel</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnement additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Approvisionnement additionnels requis	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Marché de court terme	0,8	6,4	1,6	2,9	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Marché de long terme	-	-	-	-	1,7	1,6	2,4	4,0	4,0	5,3

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

7
8 Les approvisionnements additionnels requis en énergie sont obtenus en
9 soustrayant, des besoins visés par le Plan, les approvisionnements existants et
10 en cours d'acquisition.

11 Conformément aux dispositions du Décret, la quantité maximale d'électricité
12 patrimoniale disponible pour les besoins du Distributeur s'établit à 165 TWh plus
13 8,4% de pertes de transport et de distribution, soit 178,86 TWh.

14 Les analyses réalisées montrent qu'une quantité additionnelle d'énergie devra
15 être acquise sur les marchés de court terme, pour la gestion des
16 approvisionnements en temps réel. Cette quantité est estimée à environ
17 0,5 TWh, à court terme. Ce phénomène devrait s'atténuer avec l'augmentation

1 des besoins à satisfaire. Une provision de 0,3 TWh a donc été retenue dans les
2 analyses à plus long terme.

3 **1.2 Puissance additionnelle requise**

4 De la même façon, le tableau 1.2 présente le bilan en puissance, après avoir pris
5 en compte la contribution à la pointe des approvisionnements existants et en
6 cours d'acquisition.

7 **Tableau 1.2**
8 **Puissance additionnelle requise (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	257	258	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance installée requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139
- Approvisionnements existants et à venir	38 002	38 002	38 646	39 317	39 557	39 743	39 798	39 856	39 897	39 897
• Électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
• Réserve sur électricité patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
• Électricité interruptible ¹	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
• TransCanada Energy ²	-	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de court terme signés en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de biomasse	-	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	-	77	131	171	208	263	321	361	361
• Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	-	200	350	350	350	350	350
= Puissance additionnelle requise	-	668	417	331	390	478	607	781	999	1 242

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.

² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.

³ La puissance associée aux appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peuvent servir à remplir la critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.

⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

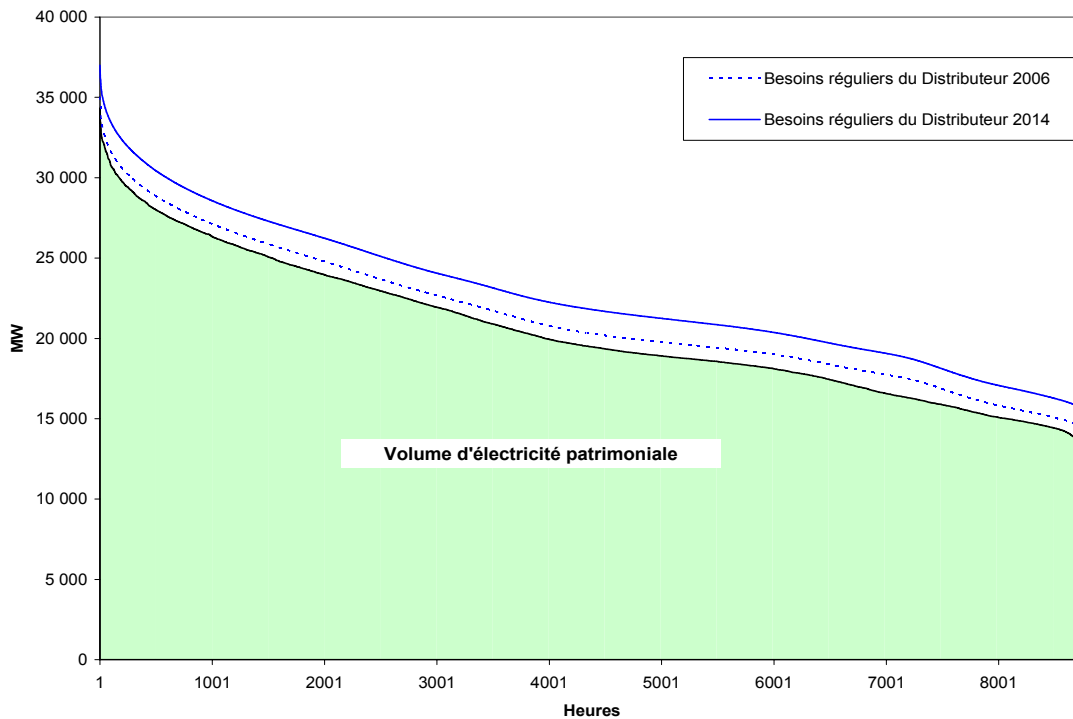
9
10 **1.3 Profil des approvisionnements additionnels requis**

11 Les besoins en énergie doivent également être analysés sur la base de la
12 capacité de répondre à l'ensemble du profil de charge du Distributeur, d'une
13 année à l'autre.

14 Le profil des approvisionnements requis s'obtient en effectuant la différence
15 entre, d'une part, la courbe des puissances classées prévues pour une année

1 donnée et, d'autre part, le profil des livraisons de l'électricité patrimoniale, tel qu'il
2 apparaît dans le Décret. Le graphique 1.1 présente, à titre d'exemple, les
3 courbes de puissances classées du profil horaire des besoins pour les années
4 2006 et 2014. Sur ce même graphique est présentée la courbe des puissances
5 classées de l'électricité patrimoniale.

6 **Graphique 1.1**
7 **Courbes des puissances classées du profil horaire des besoins**
8 **Années 2006 et 2014**

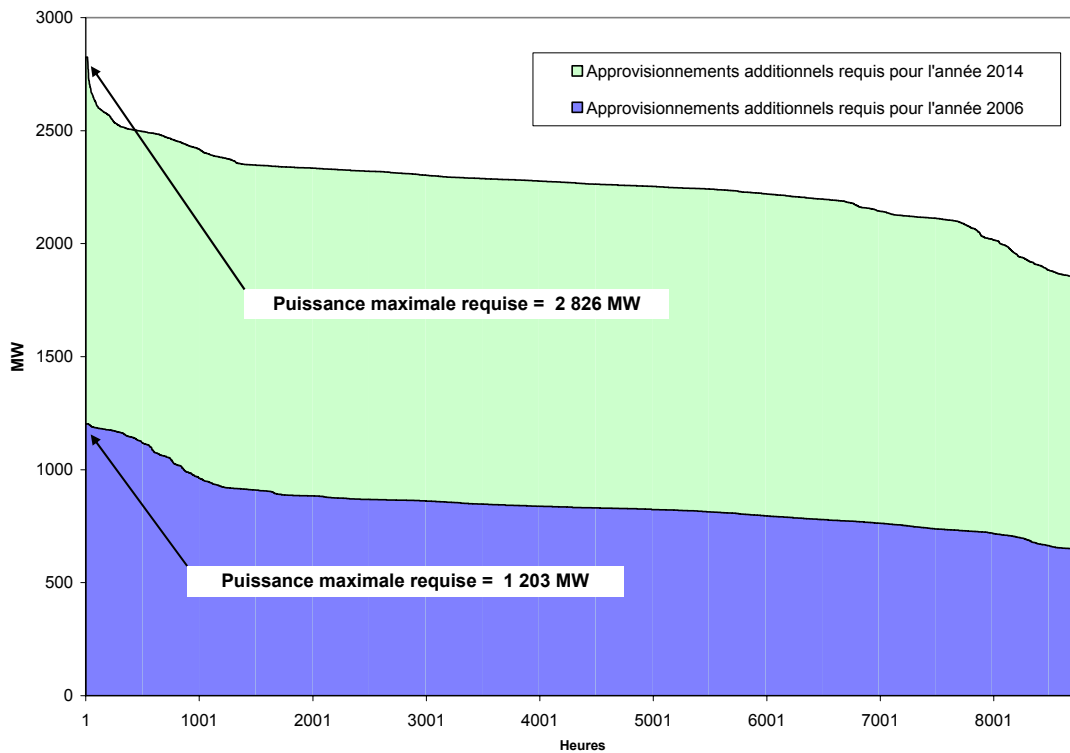


9
10 Le profil des approvisionnements additionnels requis prend la forme d'une
11 puissance horaire requise à chacune des heures de l'année. Le graphique 1.2
12 présente ces profils pour les années 2006 et 2014. Ces valeurs sont obtenues
13 par différence entre la courbe des besoins de chacune des années et la courbe
14 de l'électricité patrimoniale, et sont classées en ordre décroissant. Pour chacune
15 des années illustrées, on peut identifier la puissance maximale requise au-delà
16 du volume d'électricité patrimoniale. Ces valeurs correspondent à celles

1 présentées au graphique 1.3, où est présentée l'évolution des profils pour
2 l'ensemble de l'horizon du Plan. Ces profils mensuels montrent la puissance
3 maximale requise à chaque mois pour répondre au profil de la charge, suivant le
4 scénario moyen et à conditions climatiques normales.

5
6
7

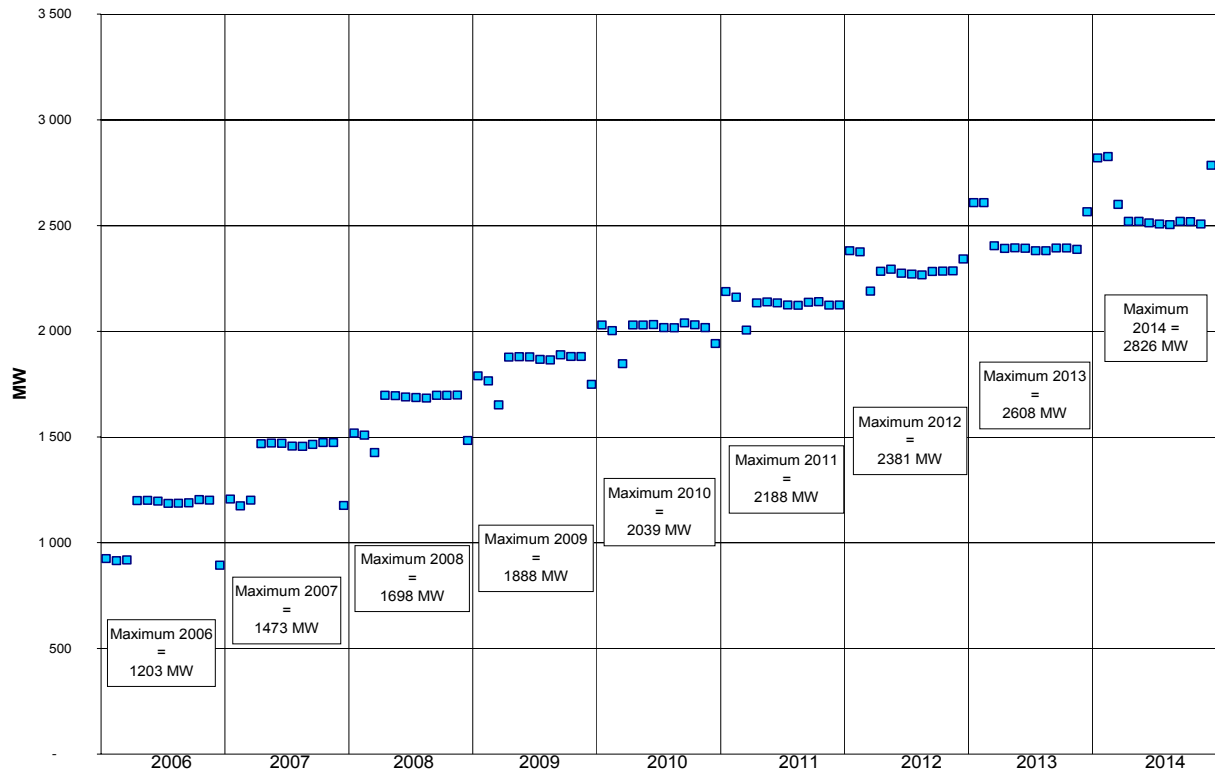
Graphique 1.2
Courbes des puissances classées des approvisionnements
additionnels requis - années 2006 et 2014



8
9

1
2
3

Graphique 1.3
Puissances mensuelles maximales requises
au-delà du volume d'électricité patrimoniale

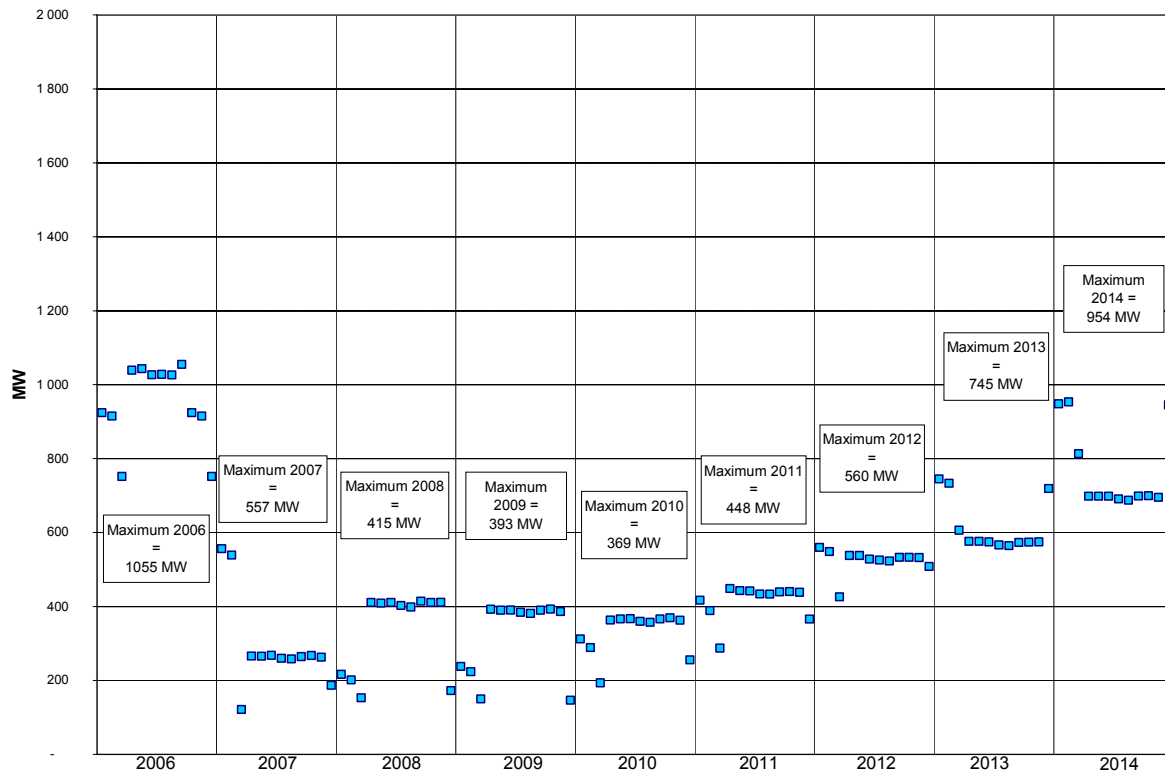


4
5

6 Finalement, le graphique 1.4 illustre l'évolution de ces profils, après avoir pris en
7 compte la contribution des contrats signés et des appels d'offres en cours, tel
8 que présenté au tableau 1.1 du présent document.

1
2
3

Graphique 1.4
Puissance mensuelles maximales requises, correspondant aux approvisionnements additionnels requis



4
5

6 2 STRATÉGIE D'APPROVISIONNEMENT

7 2.1 Contexte général de planification

8 Depuis son premier plan d'approvisionnement, le Distributeur a lancé quatre
9 appels d'offres de long terme. Le premier était ouvert à toutes les sources de
10 production. Les trois autres découlaient de l'adoption de règlements par le
11 gouvernement et concernaient la biomasse, l'énergie éolienne et la cogénération.

1 Les appels d'offres de long terme déjà réalisés auront permis au Distributeur de
2 faire l'acquisition d'une capacité installée de plus de 2 100 MW, sur une période
3 de trois ans. En octobre 2004, le Distributeur a procédé au lancement d'un appel
4 d'offres portant sur une première tranche de 350 MW d'électricité produite par
5 cogénération. C'est donc près de 2 500 MW de capacité installée que le
6 Distributeur aura acquis sur une période de quatre ans. Comme le démontrent
7 les bilans présentés à HQD-3, Document 2, tableau 2.1, la contribution en
8 énergie de tous ces nouveaux approvisionnements, estimée à terme à environ
9 14,5 TWh, permettra au Distributeur de satisfaire une large part de ses besoins
10 de long terme.

11 De la même façon, le Distributeur a procédé en 2004 à ses premiers appels
12 d'offres sur les marchés de court terme. Ces appels d'offres auront été réalisés et
13 se seront soldés par l'acquisition de produits de base et de produits modulables,
14 avec des options permettant au Distributeur de réduire les quantités au besoin.

15 Ces premiers appels d'offres de long terme et de court terme ont permis de
16 tester la réceptivité et la profondeur de ces nouveaux marchés pour la fourniture
17 d'électricité. Les résultats ont été probants, lorsqu'on considère le nombre de
18 soumissions reçues de même que les quantités offertes. L'expérience récente du
19 Distributeur démontre donc qu'il est possible de susciter une saine concurrence
20 entre les fournisseurs d'électricité, que ce soit à l'intérieur d'une filière de
21 production ou en mettant les filières en concurrence.

22 En matière de planification du réseau de transport, l'annexe 3C présente les
23 travaux entrepris par TransÉnergie de concert avec le Distributeur.

24 Selon les besoins identifiés au scénario moyen, après la contribution des
25 programmes d'économies d'énergie, le Distributeur n'entrevoit pas être aussi
26 actif sur les marchés de long terme au cours des prochaines années. Ses efforts
27 porteront surtout sur les marchés de court terme, puisqu'il prévoit toujours des

1 approvisionnements relativement importants au cours des trois prochaines
2 années.

3 **2.2 Les filières de production pour les approvisionnements de long terme**

4 Lorsque les appels d'offres de long terme en cours auront été conclus par
5 l'attribution de contrats, le Distributeur disposera d'un portefeuille
6 d'approvisionnements de long terme varié, composé de différentes sources de
7 production :

- 8 • hydroélectricité
- 9 • énergie éolienne
- 10 • biomasse
- 11 • cogénération

12 Le potentiel de chacune est cependant variable. La présente section donne un
13 aperçu de ce potentiel, pour les futurs appels d'offres de long terme du
14 Distributeur.

15 L'hydroélectricité

16 Hydro-Québec Production a l'intention de développer le potentiel hydroélectrique
17 restant, au Québec. À la lumière du nombre et de la capacité des aménagements
18 en construction ou en développement, on peut raisonnablement prévoir que la
19 filière hydroélectrique pourrait jouer un rôle majeur dans les futurs
20 approvisionnements du Distributeur, tant pour les contrats de court terme que
21 ceux de long terme.

22 La biomasse

23 Le gouvernement avait déterminé un bloc de 100 MW, pour l'énergie produite
24 avec de la biomasse. Or, les soumissions déposées totalisaient environ 90 MW
25 et les contrats approuvés ne totalisent que 39 MW. Il semble donc peu probable
26 que de nouveaux approvisionnements significatifs et à un coût raisonnable, en
27 provenance de cette filière, soient disponibles, sur l'horizon du Plan.

1 La cogénération

2 Le potentiel réel d'électricité produite par cogénération reste encore à être
3 démontré, au Québec. Le potentiel de la filière thermique du type cogénération
4 est limité par les besoins de vapeur des clients industriels. Le Règlement sur
5 l'énergie produite par cogénération édicté par le gouvernement du Québec fixe
6 l'objectif à 800 MW de puissance installée et stipule que l'efficacité énergétique
7 des centrales de cogénération visées par ce règlement devra être égal ou
8 supérieur à 70 %. Le Distributeur a déjà lancé un premier appel d'offres dans le
9 cadre de ce règlement. Cet appel d'offres porte sur une quantité de 350 MW, afin
10 de combler ses besoins de long terme à l'horizon 2009-2010. Ce premier appel
11 d'offres, pour lequel les soumissions seront reçues le 15 mars 2005, permettra
12 au Distributeur de faire le point sur le potentiel de cette filière. Il est prévu qu'un
13 second appel d'offres, dans le cadre du même bloc de 800 MW, sera lancé au
14 cours des prochaines années, pour combler les besoins du Distributeur à plus
15 long terme.

16 L'énergie éolienne

17 Dans son avis sur la sécurité énergétique des Québécois, la Régie
18 recommandait la mise en œuvre d'un objectif de 2 000 MW à 3 000 MW de
19 production éolienne, en sus des 990 MW retenus suite à l'appel d'offres A/O
20 2003-02. Suite à cet avis, le gouvernement a demandé à Hydro-Québec de
21 procéder à l'acquisition d'un deuxième bloc d'énergie éolienne pour une capacité
22 installée additionnelle de 1 000 MW. Dès l'adoption d'un règlement à cet effet, le
23 Distributeur compte lancer un appel d'offres pour de nouveaux achats
24 d'électricité produite à partir d'éoliennes.

25 Le jumelage de l'énergie éolienne à un service d'équilibrage peut permettre au
26 Distributeur de considérer cette source d'approvisionnement en électricité dans
27 sa planification énergétique. Bien que la production hydroélectrique, avec sa
28 capacité de stockage, soit adéquate pour offrir un tel service, la capacité
29 d'équilibrage est limitée.

1 Les turbines à gaz à cycle combiné (TGCC)

2 Le Distributeur n'a actuellement aucun contrat d'approvisionnement de long
3 terme pour de l'électricité produite par des TGCC. Ces équipements sont en
4 mesure de fournir des produits énergétiques d'une grande importance pour le
5 Distributeur : produit de base, produit cyclable, produit modulable. Dans un
6 contexte où il doit permettre une concurrence entre les sources, le Distributeur
7 est d'avis que cette filière thermique a sa place. Il semble cependant que
8 l'opposition populaire à la filière thermique pourrait avoir pour effet de restreindre
9 le nombre de soumissions reposant sur l'exploitation de TGCC.

10 **2.3 Les filières de production pour les approvisionnements de court terme**

11 Les approvisionnements de court terme proviendront en partie de l'extérieur du
12 Québec. Le Distributeur n'exerce aucun choix direct ou indirect sur les sources
13 de ces éventuels approvisionnements. L'électricité des marchés environnants est
14 principalement d'origine thermique (charbon, gaz naturel, mazout, nucléaire).

15 **2.4 La stratégie d'approvisionnement**

16 Bien que le contexte énergétique dans lequel le Distributeur évoluera au cours
17 des prochaines années ait changé, comme il est démontré plus haut, sa stratégie
18 d'approvisionnement demeure somme toute la même que celle présentée dans
19 le premier Plan. Certains ajustements ont toutefois été apportés afin de tenir
20 compte des nouveaux moyens qui composeront son portefeuille
21 d'approvisionnement.

22 Pour l'essentiel, la stratégie repose sur l'arbitrage entre les impératifs de sécurité
23 d'approvisionnement et la nécessité de maintenir une flexibilité pour faire face à
24 des situations différentes de celles prévues, de façon à minimiser les coûts pour
25 la clientèle.

1 Selon l'horizon de planification, le Distributeur recourra aux marchés de court
2 terme ou à ceux de long terme. Les marchés de court terme font appel à de la
3 production existante, tandis que les marchés de long terme font généralement
4 appel à de nouvelles sources de production.

5 Le recours à l'un ou l'autre de ces marchés est évidemment dicté par les délais
6 d'acquisition des approvisionnements d'électricité. L'annexe 3A présente les
7 délais typiques d'acquisition des principales sources sur lesquelles le Distributeur
8 pourrait compter, sur l'horizon du Plan.

9 **2.4.1 La stratégie de long terme**

10 Pour s'acquitter de son rôle d'assurer la suffisance des approvisionnements des
11 marchés québécois, le Distributeur élabore sa planification de façon à disposer
12 de suffisamment de flexibilité pour répondre aux différents scénarios de la
13 demande.

14 Essentiellement, cette stratégie repose sur 3 points :

- 15 ➤ Satisfaire les besoins à long terme d'un scénario moyen en procédant à
16 des appels d'offres pour des contrats de long terme (besoins prévisibles à
17 des horizons variant de 48 à 66 mois) ;
- 18 ➤ Acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des scénarios
19 plus élevés, pour ainsi limiter à des fins de planification la dépendance
20 envers les marchés de court terme à 5 TWh par année ;
- 21 ➤ Conserver la flexibilité nécessaire pour faire face à des scénarios plus
22 forts ou plus faibles, par des clauses permettant de modifier les quantités
23 prévues aux appels d'offres jusqu'au moment de l'octroi ou encore par des
24 options permettant le report du début de livraisons lorsque possible.

1 Dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement 2002-2011, la Régie rejetait la
2 proposition du Distributeur de limiter les appels d'offres aux sources de
3 production situées au Québec. L'obligation imposée par la Régie de l'énergie de
4 permettre des soumissions portant sur de l'électricité produite par des sources
5 situées à l'extérieur du Québec, dans ses appels d'offres de long terme, pose de
6 sérieux problèmes quant à la sécurité des approvisionnements. En effet, si des
7 approvisionnements de long terme devaient être acheminés par les
8 interconnexions, ils viendraient réduire d'autant le niveau du recours possible aux
9 marchés de court terme que le Distributeur peut retenir à des fins de
10 planification. Rappelons qu'au moment du dépôt de son premier Plan, le
11 Distributeur comptait sur une augmentation de la capacité d'interconnexion entre
12 le Québec et l'Ontario de 1 250 MW. Or, à ce jour, ce projet n'est toujours pas
13 réalisé.

14 La Régie reconnaissait toutefois qu'un contrat de long terme avec un producteur
15 situé à l'extérieur du Québec pourrait avoir des impacts sur les achats de court
16 terme. Elle a donc demandé au Distributeur qu'il évalue, à l'intérieur du
17 processus de sélection des offres, les impacts, au cas par cas, d'une soumission
18 provenant de sources de production hors Québec sur les achats de court terme.
19 Selon le Distributeur, une telle approche présente de sérieux inconvénients. En
20 effet, il est toujours difficile de rejeter, le cas échéant, une soumission sur la base
21 d'une règle qui ne serait pas explicite dans un appel d'offres. À l'opposé,
22 l'alternative où le document d'appel d'offres devrait contenir une grille indiquant
23 l'impact anticipé sur les achats de court terme d'une soumission à partir de
24 chacune des interconnexions de TransÉnergie pour une période de 20 ans,
25 n'apparaît pas réalisable.

26 D'autre part, les résultats des appels d'offres déjà lancés, pour lesquels de
27 nombreuses entreprises ont déposé des soumissions, démontrent qu'il est

1 possible de susciter une saine concurrence pour des équipements de production
2 installés au Québec.

3 Pour toutes ces considérations, le Distributeur juge important de ne pas limiter
4 indûment l'accès aux marchés de court terme et demande par conséquent à la
5 Régie de restreindre les appels d'offres de long terme aux producteurs
6 d'électricité qui offrent des approvisionnements à partir d'équipements situés au
7 Québec.

8 ***2.4.2 La stratégie de court terme***

9 Les besoins de court terme sont ceux qui ne peuvent être comblés par des
10 approvisionnements de long terme, compte tenu de leurs délais d'acquisition. En
11 général, il s'agit de besoins dont l'horizon de prévision est inférieur à 36 mois.
12 Ces besoins seront comblés sur les marchés de court terme, soit par appel
13 d'offres, soit par transactions bilatérales ou soit par transactions sur une base
14 quotidienne. Le recours à l'un ou l'autre de ces moyens dépendra de l'horizon de
15 planification.

16 Sur une base annuelle, le Distributeur entend combler une partie substantielle de
17 ses besoins de court terme par appels d'offres. Ces appels d'offres concernent
18 essentiellement deux produits : (i) les produits en base, en pointe ou hors pointe,
19 pour des durées variant d'un mois à une année et (ii) les produits
20 programmables, pour lesquels les livraisons peuvent être modulées en fonction
21 des besoins du Distributeur. En procédant de cette façon, le Distributeur assure
22 la sécurité d'approvisionnement en début d'année et limite son risque tant en
23 quantité qu'en coût. En 2004, le Distributeur a procédé à deux appels d'offres de
24 court terme en appliquant la Procédure d'appel d'offres et d'octroi approuvée par
25 la Régie.

26 À la lumière de l'expérience vécue, certains ajustements sont apparus
27 souhaitables pour mieux répondre aux exigences des marchés de court terme,

1 notamment en ce qui concerne la rapidité d'exécution des appels d'offres. En
2 conséquence, le Distributeur entend présenter à la Régie de l'énergie, au cours
3 de 2005, une procédure spécifique aux appels d'offres de court terme. Cette
4 procédure lui permettra entre autres d'octroyer des contrats dans un délai de
5 quelques heures après la réception des offres et ainsi réduire la prime associée à
6 la période de validité des prix.

7 En plus de ces appels d'offres, le Distributeur entend effectuer des transactions
8 pour de faibles quantités, variant d'une semaine à quelques mois, tout au long de
9 l'année. Pour ces transactions, le Distributeur entend procéder de façon
10 bilatérale avec des fournisseurs d'énergie. À cet effet, le Distributeur a présenté
11 à la Régie une demande de dispense qui lui permettrait d'effectuer certains
12 approvisionnements à court terme sans procéder par appels d'offres. La
13 demande de dispense porte sur des approvisionnements dont la durée est de
14 moins de trois mois.

15 Cette approche d'achat en mode bilatéral pourrait être utilisée de façon plus
16 large pour acheter une partie des approvisionnements de court terme prévisibles
17 en complément aux appels d'offres de court terme. En effet, il serait possible, par
18 exemple, d'acheter des produits hebdomadaires ou mensuels par tranche de
19 50 MW, de temps à autre. Cette approche aurait le mérite d'échelonner les
20 achats dans le temps et de répartir le risque sur plusieurs périodes. Le
21 Distributeur est d'avis que cette stratégie est susceptible de réduire les coûts
22 d'approvisionnement.

23 Les produits recherchés seront des produits standards de base, en pointe ou
24 hors pointe, pour des durées variant de quelques jours à moins de 3 mois.

25 Par ailleurs, une certaine quantité d'énergie pourra difficilement être satisfaite par
26 les produits de court terme standards. Ces besoins peuvent provenir d'aléas
27 climatiques, d'indisponibilités momentanées d'équipements de production d'un

1 fournisseur ou encore d'une mauvaise adéquation entre le profil de l'électricité
2 patrimoniale et le profil de la demande. Le Distributeur entend avoir
3 principalement recours aux marchés de très court terme pour assurer la
4 satisfaction de ces besoins. L'entente-cadre entre Hydro-Québec Production et le
5 Distributeur permettrait également de satisfaire une partie des besoins de très
6 court terme.

7 ***2.4.3 Ajustements en cas d'imprévus***

8 **Ajustements à des besoins plus grands**

9 Bien que la stratégie d'approvisionnement vise à combler les besoins du
10 scénario moyen, le Distributeur s'est doté d'un critère de fiabilité en énergie qui
11 consiste à répondre, à quatre ans d'avis, à un scénario des besoins qui se situe
12 à un écart-type au-delà du scénario moyen. De plus, le Distributeur s'est donné
13 comme objectif de limiter la dépendance envers les marchés de court terme à
14 5 TWh par année. Par conséquent, il doit examiner les moyens dont il dispose ou
15 qu'il doit mettre en place afin de respecter ce critère de fiabilité. Les moyens et
16 les actions que le Distributeur entend prendre sont les suivants :

- 17 ▪ Augmentation des quantités d'un appel d'offres en cours ;
- 18 ▪ Utilisation d'une marge de manœuvre pour éviter une trop grande
19 dépendance envers les marchés de court terme ;
- 20 ▪ Recours à l'électricité interruptible pour des besoins de puissance
21 (utilisation limitée et sur de courtes périodes) ;
- 22 ▪ Recours aux marchés de court terme pour les besoins en énergie.

1 **Ajustements à des besoins plus faibles**

2 Il est aussi probable que le Distributeur ait à faire face à des scénarios plus
3 faibles que prévu. Les moyens et les actions que pourrait prendre le Distributeur
4 dans un tel cas sont les suivants :

- 5 ▪ Réduire les quantités d'achats sur les marchés de court terme ;
- 6 ▪ Reporter le lancement d'appels d'offres ;
- 7 ▪ Réduire les quantités d'un appel d'offres en cours ;
- 8 ▪ Utiliser les options de report incluses dans les contrats ;
- 9 ▪ Réduire l'utilisation des produits flexibles ;
- 10 ▪ Conclure des ententes avec les fournisseurs, lorsque cela est possible,
11 pour réduire les livraisons.

12 **3 MISE EN ŒUVRE DE LA STRATÉGIE**

13 La section précédente expose la stratégie qu'entend suivre le Distributeur pour
14 assurer l'approvisionnement en électricité à court et à long terme. La présente
15 section présente sa mise en œuvre pour l'horizon du Plan.

16 **3.1 Acquisition de nouveaux approvisionnements de long terme**

17 Les approvisionnements additionnels requis en énergie et en puissance sont
18 présentés au tableau 3.1 ci-dessous. Selon ce scénario, les besoins à long terme
19 obligeront le Distributeur à lancer d'autres appels d'offres de long terme au cours
20 des prochaines années.

1
2
3

Tableau 3.1
Approvisionnement additionnels requis 2009-2014
(avant déploiement du Plan)

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Approvisionnement additionnels requis en énergie (TWh)	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Puissance additionnelle requise à la pointe (MW)	390	478	607	781	999	1 242

4

5 **3.1.1 Comblement des besoins à l'horizon 2009-2014 et produits envisagés**

6 En vue de combler les besoins à l'horizon 2009-2010, le Distributeur devra
7 procéder à un appel d'offres de long terme dès 2005. À cet effet, le Distributeur
8 prévoit lancer au cours des prochains mois un appel d'offres visant à faire
9 l'acquisition d'un second bloc d'énergie éolienne. C'est suite à l'avis de la Régie
10 de l'énergie sur la sécurité énergétique des Québécois, que le gouvernement a
11 demandé à Hydro-Québec de procéder à l'acquisition d'un deuxième bloc
12 d'énergie éolienne pour une capacité installée additionnelle de 1 000 MW. Le
13 Distributeur a donc intégré la contribution prévue d'un second bloc d'énergie
14 éolienne dans le déploiement de son Plan. Le tableau 3.2 présente les
15 approvisionnement additionnels requis après la contribution prévue du second
16 bloc d'énergie éolienne sur la période 2009-2014.

17 Comme pour le premier bloc d'énergie éolienne, le Distributeur a retenu
18 l'hypothèse d'un service d'équilibrage permettant d'obtenir des livraisons
19 uniformes d'environ 350 MW sur l'ensemble de l'année. Comme on le verra à la
20 section 3.1.3, le Distributeur examine la possibilité d'acquies un service
21 d'équilibrage combinant à la fois un produit en base et un produit cyclable.

1
2
3

Tableau 3.2
Approvisionnement additionnels requis au-delà du second
appel d'offres sur l'énergie éolienne

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<i>En TWh</i>						
AAR avant déploiement du second bloc éolien	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins : Contribution du second bloc éolien	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
AAR après déploiement du second bloc éolien	0,8	0,0	0,2	1,2	1,2	2,5

4

Au-delà de cet appel d'offres, les besoins additionnels prévus pour la période 2009-2011 ne sont pas suffisants pour que le Distributeur procède prochainement à un autre appel d'offres de long terme. En effet, l'année 2012 s'avère être l'année où des besoins significatifs apparaissent. Le Distributeur dispose de la marge de manœuvre nécessaire, en terme de délai d'acquisition, avant de lancer un nouvel appel d'offres afin de combler les besoins à cet horizon. Le Distributeur a lancé en octobre dernier un appel d'offres pour l'acquisition d'une première tranche de 350 MW produits à partir de cogénération. Il s'agit d'une première tranche sur les 800 MW de cogénération prévus au règlement du gouvernement. Les premières livraisons sont prévues en décembre 2008. Le Distributeur considèrera dans ses prochains appels d'offres de long terme le potentiel restant de la cogénération. On estime à environ 100 MW les besoins de base pour l'année 2012 et à 250 MW pour l'année 2014. Sur l'horizon du Plan, c'est donc un total de 600 MW d'électricité produite par cogénération qui pourrait être acquise par appels d'offres. À cet horizon, le Distributeur pourrait lancer d'autres appels d'offres ouverts à toutes les sources de production.

21

3.1.2 Acquisition d'un service modulable de 400 MW

22

Un des éléments essentiels de la stratégie d'approvisionnement du Distributeur consiste à acquérir un produit modulable lui permettant de faire face à des

23

1 scénarios de demande plus élevée, tout en limitant sa dépendance envers les
2 marchés de court terme à 5 TWh par année.

3 Ainsi, pour respecter son critère de fiabilité en énergie, qui consiste à pouvoir
4 répondre à quatre ans d'avis à un scénario de demande plus élevée d'environ
5 8 TWh, ce service modulable devrait avoir une capacité d'approvisionnement
6 annuel de 3 TWh, soit environ 400 MW en considérant un facteur d'utilisation
7 élevé.

8 Dans le scénario moyen de la demande, ce produit n'aurait aucune contribution
9 en énergie, sauf dans un rôle de soutien lorsque les autres moyens ne sont pas
10 disponibles (périodes d'entretien, pannes prolongées, retard de mise en service),
11 mais il apporterait une contribution en puissance importante à la pointe.

12 Les équipements hydroélectriques et thermiques, principalement du type cycle
13 combiné (TGCC), sont les plus susceptibles de fournir le plus adéquatement ce
14 type de produit.

15 Dans son dernier État d'avancement, le Distributeur prévoyait lancer un appel
16 d'offres au cours de 2004 en vue de faire l'acquisition d'un tel produit. Les
17 audiences tenues au printemps 2004, dans le cadre de l'avis de la Régie sur la
18 sécurité énergétique des Québécois — notamment les discussions entourant le
19 rôle et le choix des filières de production d'électricité — ont incité le Distributeur à
20 reporter ce lancement. Dans son avis, la Régie recommandait d'ailleurs qu'un
21 débat sur le processus de choix des filières ait lieu à l'occasion de la commission
22 parlementaire de l'économie et du travail.

23 Dans cette perspective, le Distributeur ne juge pas approprié de procéder
24 immédiatement à un appel d'offres pour faire l'acquisition d'un produit modulable.
25 C'est suite aux travaux de la commission parlementaire que le Distributeur
26 réexaminera la possibilité de procéder à un appel d'offres ouvert à toutes les
27 sources de production. Les discussions qui auront cours quant au rôle que

1 pourrait jouer la filière thermique — et plus particulièrement les équipements à
2 cycle combiné — dans l'équilibre énergétique du Québec guideront le
3 Distributeur.

4 L'impact de cette décision sera de priver le Distributeur, pour l'année 2008, du
5 service modulable qu'il avait déjà planifié. Toutefois, comme on le verra à la
6 section 3.5 traitant de la fiabilité en énergie, ce report d'un an ne devrait pas
7 compromettre la sécurité énergétique des Québécois à cet horizon.

8 **3.1.3 Acquisition d'un produit cyclable**

9 L'analyse des approvisionnements additionnels requis à l'horizon 2010-2011
10 montre que le Distributeur pourrait devoir acquérir un nouveau service cyclable
11 pour assurer un meilleur suivi de son profil de charge à cet horizon. Ce nouveau
12 service viendrait s'ajouter au premier bloc de 250 MW cyclables dont le
13 Distributeur disposera à partir de 2007.

14 Ce besoin s'explique par la composition des nouveaux besoins et également par
15 la nature du service d'équilibrage de l'énergie éolienne considéré dans les
16 analyses. Le service d'équilibrage prévu dans les analyses en est un où l'énergie
17 annuelle produite par l'éolien est uniformisée tout au long de l'année. Les deux
18 appels d'offres éoliens totaliseront 6,3 TWh par année, soit environ 700 MW en
19 puissance effective. À ces deux appels d'offres, s'ajoutera une première tranche
20 de 350 MW produits par cogénération, également en base. C'est donc environ
21 1 050 MW de puissance en base qui seraient ainsi ajoutés au bilan du
22 Distributeur. Ces ajouts importants de livraisons en base amènent donc le
23 Distributeur à se doter de flexibilité, par l'inclusion de produits cyclables dans son
24 portefeuille d'approvisionnement.

25 Comme pour le service modulable, le service cyclable peut être fourni par les
26 filières hydroélectrique et thermique du type cycle combiné. Dans le cas où le
27 Distributeur devait s'en remettre à la filière hydroélectrique pour assurer un tel

1 service, il pourrait être opportun d'adapter le service d'équilibrage éolien de façon
2 à ce qu'il puisse répondre également aux besoins de nature cyclable. Le
3 Distributeur précisera ces besoins au cours de l'année 2005, de façon à pouvoir
4 conclure les ententes d'équilibrage appropriées.

5 **3.1.4 Résultats du déploiement de long terme**

6 Les tableaux 3.3 et 3.4 présentent les résultats, en énergie et en puissance, du
7 déploiement proposé dans le présent Plan, selon le scénario moyen de la
8 demande. Le résultat du déploiement en énergie montre que les besoins de long
9 terme sont pratiquement tous couverts par des approvisionnements de long
10 terme. Les besoins résiduels, énoncés au tableau, 3.3 seront couverts par une
11 variation de l'utilisation des produits cyclables existants ou encore par les
12 marchés de court terme.

13
14

Tableau 3.3
Impact du déploiement de long terme (TWh)

	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Besoins incluant pertes de transport et Distribution	182,2	186,3	188,5	191,1	192,3	193,7	194,7	196,6	197,3	198,6
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ gestion des approvisionnements en temps réel	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	3,8	7,9	10,1	12,7	13,7	15,1	16,1	18,0	18,7	20,0
Moins: approvisionnements existants ou en cours d'acquisition										
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
= Approvisionnements additionnels requis avant déploiement	0,8	6,4	1,6	2,9	2,0	1,9	2,7	4,3	4,3	5,6
Moins: contribution prévue du déploiement du présent Plan										
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	0,1	0,8	0,9	2,0
= Approvisionnements additionnels requis	0,8	6,4	1,5	2,2	0,8	-	0,1	0,4	0,3	0,5

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

15
16

1 Pour sa part, le bilan en puissance après déploiement, présenté au tableau 3.4,
 2 montre que, dès 2009-2010, le Distributeur dispose d'une marge de manœuvre
 3 pour satisfaire son critère de fiabilité en puissance. Ce n'est qu'à l'horizon 2012-
 4 2013, que des besoins en puissance sont requis. Ces besoins additionnels
 5 pourraient être couverts par la contribution d'un service d'équilibrage offrant une
 6 plus grande contribution en puissance et par un produit cyclable.

7 **Tableau 3.4**
 8 **Bilan en puissance du Distributeur**
 9 **après déploiement proposé du Plan (MW)**

	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008	2008 - 2009	2009 - 2010	2010 - 2011	2011 - 2012	2012 - 2013	2013 - 2014
Besoins à la pointe visés par le plan	34 184	35 412	35 674	36 011	36 282	36 532	36 699	36 909	37 144	37 365
<i>Incluant Bi-énergie CII</i>	257	258	-	-	-	-	-	-	-	-
+ Réserve requise du Distributeur	3 008	3 258	3 389	3 637	3 664	3 690	3 707	3 728	3 752	3 774
= Puissance installée requise	37 192	38 670	39 063	39 648	39 946	40 222	40 406	40 637	40 896	41 139
- Approvisionnements existants et à venir	38 002	38 002	38 646	39 387	39 697	40 353	40 478	40 706	40 747	40 897
• Électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
• Réserve sur électricité patrimoniale	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100	3 100
• Électricité interruptible ¹	560	560	560	560	560	560	560	560	560	560
• TransCanada Energy ²	-	-	547	547	547	547	547	547	547	547
• Hydro Québec Production - Base	-	-	-	350	350	350	350	350	350	350
• Hydro Québec Production - Cyclable	-	-	-	250	250	250	250	250	250	250
• Contrats de court terme signés en 2004 ³	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
• Contrats de biomasse	-	-	20	36	36	36	36	36	36	36
• Appel d'offres d'énergie éolienne ⁴	-	-	77	131	171	208	263	321	361	361
• Appel d'offres de cogénération prévu	-	-	-	-	200	350	350	350	350	350
Dont: déploiement prévu du Plan										
• Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	-	70	140	210	280	350	350	350
• Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	-	100	100	250
• Contribution du service modulable	-	-	-	-	-	400	400	400	400	400
= Puissance additionnelle requise	(810)	668	417	261	250	(132)	(73)	(69)	149	242

¹ Selon une hypothèse de reconduction de l'option d'électricité interruptible sur l'horizon du Plan de 800 MW et une contribution effective au bilan de l'ordre de 70%.
² Prend en compte une puissance additionnelle de 40 MW disponible pour les mois de décembre, janvier et février.
³ La puissance associée aux appels d'offres de court terme pour satisfaction des besoins de 2005 ne peuvent servir à remplir la critère de fiabilité en puissance étant donné les modalités des contrats.
⁴ Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

10
11

12 **3.2 Acquisition de nouveaux approvisionnements de court terme**

13 Les besoins de la période 2005-2008, selon le scénario moyen de la demande,
 14 seront comblés sur les marchés de court terme et, dans une grande proportion,
 15 par des appels d'offres.

1
2
3

Tableau 3.5
Approvisionnement additionnels requis 2005-2008

	2005	2006	2007	2008
<i>En TWh</i>				
Approvisionnement additionnels requis avant déploiement de long terme	0,8	6,4	1,6	2,9
Moins : Contribution du second bloc éolien sur l'horizon 2005-2008		-	0,1	0,7
Approvisionnement additionnels requis après déploiement de long terme	0,8	6,4	1,5	2,2
	2004 - 2005	2005 - 2006	2006 - 2007	2007 - 2008
Puissance additionnelle requise à la pointe (MW)	0	668	417	261

4
5

6 **3.2.1 Besoins de l'année 2005**

7 Les appels d'offres lancés en 2004 auront permis de garantir qu'une grande
8 portion des besoins prévisibles de l'année 2005 soit comblée. Au total, ces
9 appels d'offres devraient avoir une contribution d'environ 3 TWh. Les
10 approvisionnements additionnels requis sont estimés à 0,8 TWh pour le reste de
11 l'année 2005. Le Distributeur comblera une partie de ces besoins par des
12 transactions d'achats sur une base mensuelle. Les besoins restants sont des
13 besoins de très court terme que le Distributeur entend combler soit par les
14 marchés de très court terme, soit par l'entente-cadre avec Hydro-Québec
15 Production.

16 En ce qui concerne les besoins de puissance à la pointe 2004-2005, le
17 Distributeur dispose déjà d'une marge de manœuvre avec la réserve associée à
18 l'électricité patrimoniale et avec la contribution de l'électricité interruptible. Par
19 conséquent, les produits demandés en 2005 ne nécessitaient pas de garantie de
20 puissance pour la pointe 2004-2005.

1 **3.2.2 Besoins de l'année 2006**

2 C'est environ 6,4 TWh qui seront acquis sur les marchés de court terme pour
3 satisfaire les besoins de 2006, soit l'équivalent de 730 MW sur une base
4 annuelle.

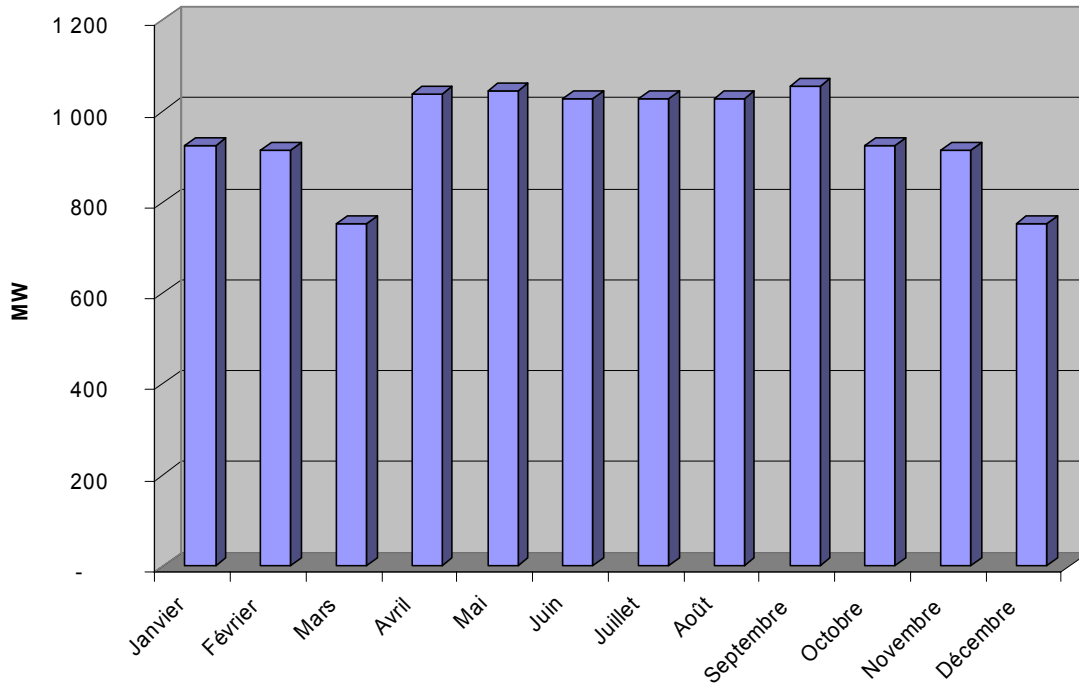
5 Le graphique 3.1 présente le profil mensuel de ces besoins en puissance
6 additionnelle maximale. Le graphique montre que les besoins pour chacun des
7 mois varieront entre 750 et 1 050 MW. Selon la courbe des puissances classées
8 des approvisionnements additionnels requis de l'année 2006, présentée au
9 graphique 3.2, les besoins en base se situeraient à environ 450 MW pour
10 l'ensemble de l'année, soit près de 4 TWh. Ce type de besoins pourrait être
11 comblé par un produit de base du type 7x24. L'autre portion des besoins sera
12 comblée par une combinaison de produits de base du type 5x16, des achats
13 mensuels hors-pointe et des produits modulables avec option de réduction des
14 quantités.

15 Les quantités exactes et les produits spécifiques seront déterminés au cours de
16 l'année 2005. Un premier appel d'offres devrait avoir lieu au printemps 2005 et
17 un deuxième à l'automne 2005, suite à la plus récente prévision de la demande.

1
2
3
4

Graphique 3.1
Puissances mensuelles maximales requises¹

Année 2006



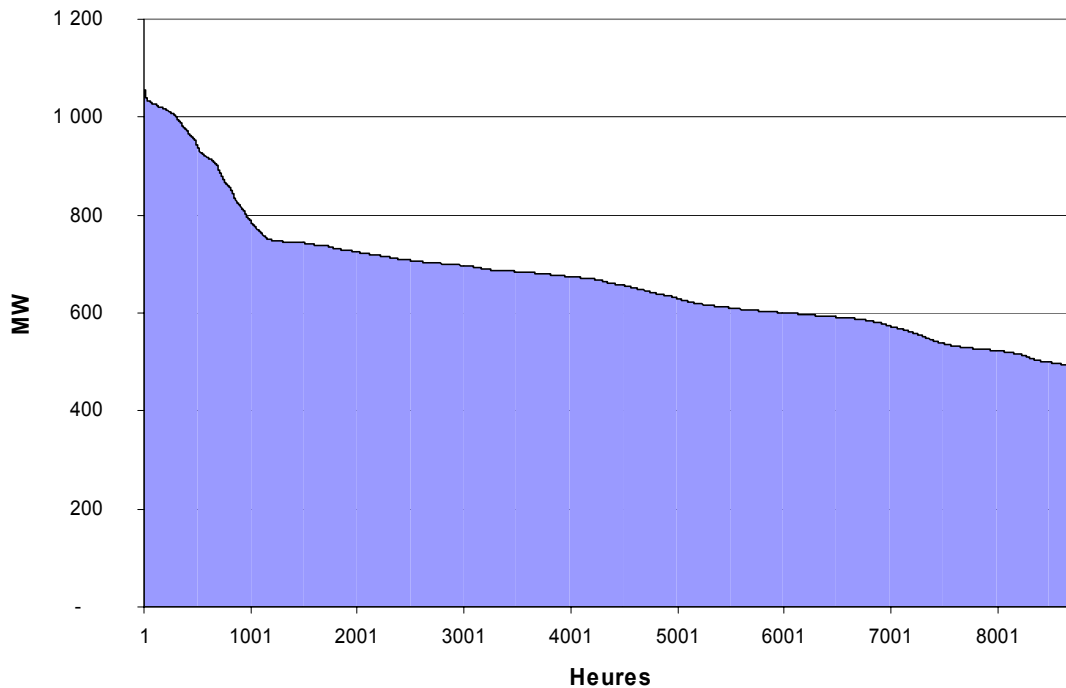
5

6 Les besoins en puissance à la pointe 2005-2006 sont de l'ordre de 670 MW. Le
7 Distributeur devra donc s'assurer qu'une partie de ses achats à court terme
8 permettront de couvrir les besoins à la pointe d'hiver 2005-2006. Pour ce faire, il
9 pourrait acquérir un produit combinant des achats fermes en énergie avec une
10 garantie de puissance associée pour la période de pointe. Lors du second appel
11 d'offres de court terme prévu à l'automne 2005, visant à combler les besoins de
12 2006, le Distributeur examinera la possibilité de garantir une portion des besoins
13 en puissance de la pointe 2005-2006.

¹ Ces valeurs correspondent à celles présentées au graphique 1.4. Elles tiennent donc compte de la contribution des contrats signés et des appels d'offres en cours.

1
2
3

Graphique 3.2
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2006



4

5 **3.2.3 Besoins de l'année 2007**

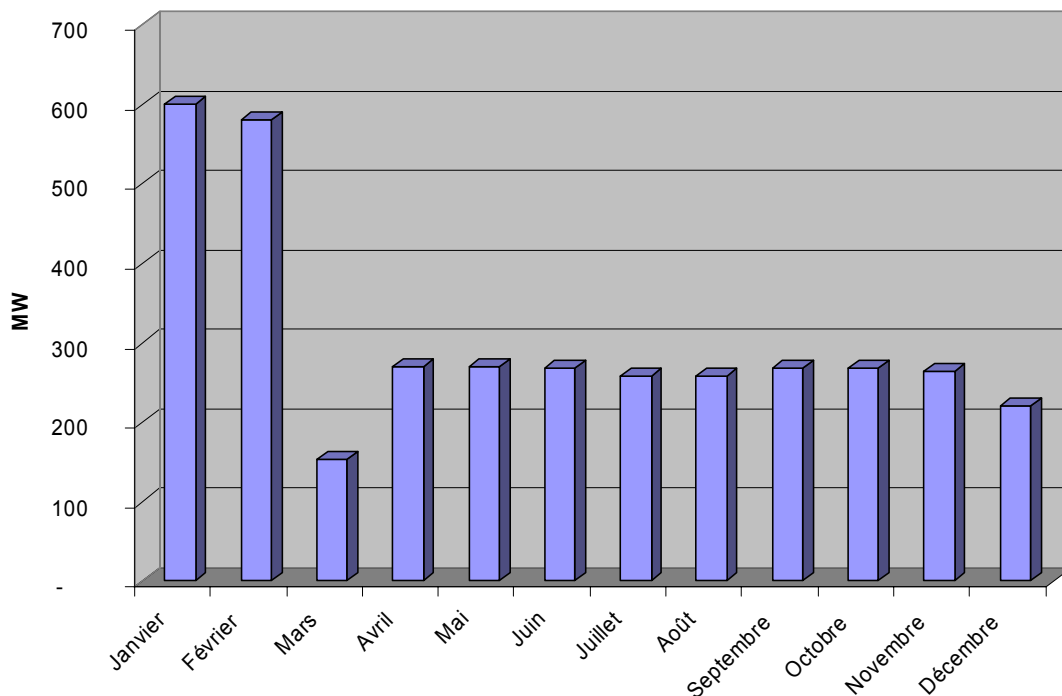
6 Les besoins de 2007 sont de l'ordre de 1,5 TWh, soit près de 5 TWh de moins
7 qu'en 2006. Cela s'explique principalement par le début des livraisons associées
8 aux contrats de long terme avec Hydro-Québec Production et à la contribution
9 supplémentaire des approvisionnements provenant de TransCanada Energy
10 suite à l'entrée en service de sa centrale de 507 MW à Bécancour, en septembre
11 2006.

12 Le profil mensuel des approvisionnements additionnels requis prévus en 2007
13 montre que les besoins sont assez constants pour les mois d'avril à décembre
14 2007, soit environ 250 MW (voir graphique 3.3). Les besoins de janvier et février
15 seront plus importants, étant donné que le début des livraisons associées aux
16 contrats de long terme avec Hydro-Québec Production est prévu en mars 2007.

1 Pour sa part, la courbe des puissances classées des approvisionnements
2 additionnels requis montre que les besoins en base sont peu importants en 2007
3 (voir graphique 3.4). Ils sont d'environ 100 MW pour une partie de l'année
4 seulement. Ces besoins seront comblés par un produit de base du type 7x24.
5 Les besoins restants seront comblés par une combinaison de produits de base
6 du type 5x16, des achats mensuels hors-pointe et des produits modulables avec
7 option de réduction des quantités. Pour leur part, les besoins en puissance sont
8 de l'ordre de 420 MW à la pointe 2006-2007.

9
10
11

Graphique 3.3
Puissances mensuelles maximales requises²
Année 2007

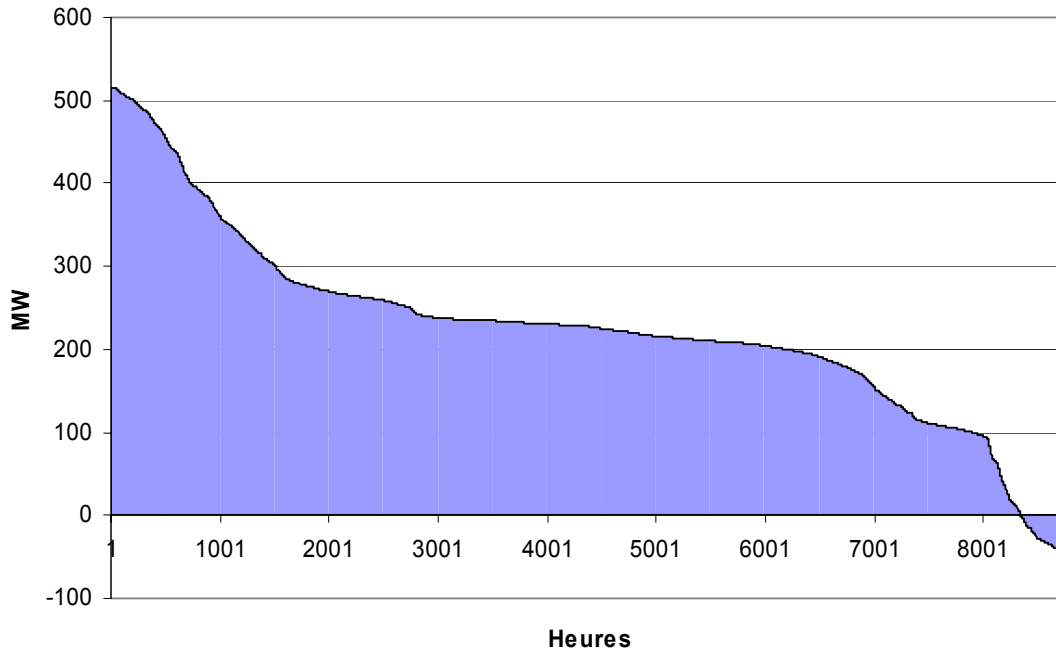


12
13

² Ces valeurs sont différentes de celles présentées au graphique 1.4, puisqu'elles tiennent compte du déploiement du Plan.

1
2
3

Graphique 3.4
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2007³



4

5 Pour le moment, le Distributeur prévoit procéder à un seul appel d'offres au cours
6 de l'année 2006. Toutefois, à la lumière des prochaines révisions de la demande,
7 la situation sera réévaluée si des besoins additionnels significatifs apparaissent
8 à cet horizon.

9 **3.2.4 Besoins de l'année 2008**

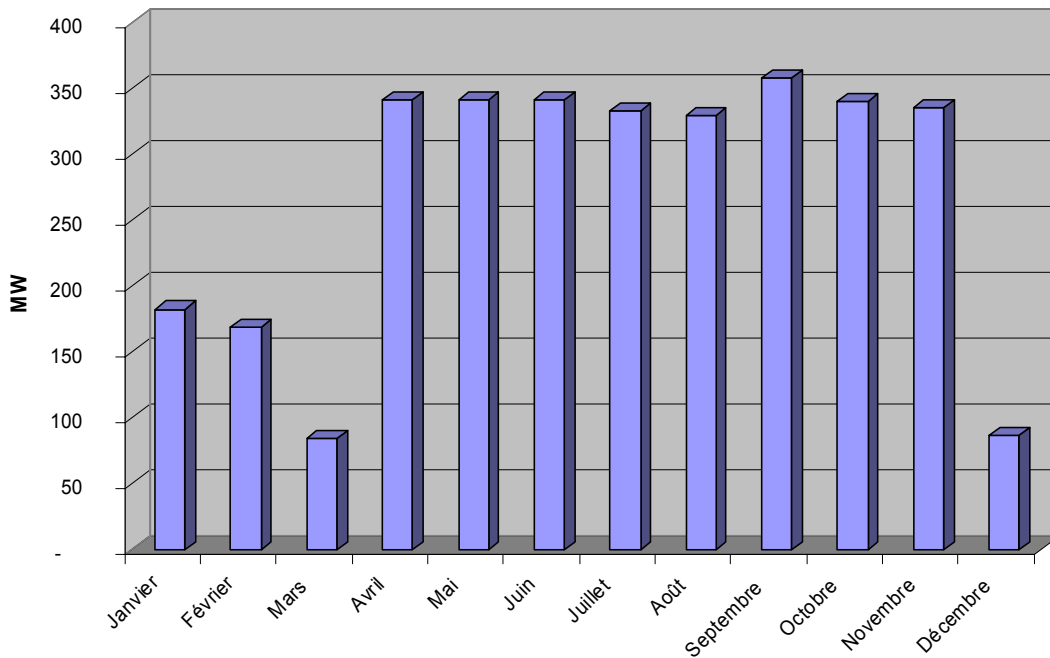
10 En 2008, les besoins de court terme du Distributeur sont de l'ordre de 2,2 TWh.
11 Les besoins à la pointe 2007-2008 sont de l'ordre de 260 MW. Le graphique 3.5
12 présente les puissances mensuelles maximales requises. Finalement, le

³ Afin d'illustrer les besoins additionnels en base, la CPC des approvisionnements additionnels requis est présentée avant la contribution du produit cyclable de 250 MW. Par conséquent, les approvisionnements additionnels requis, représentés par la quantité d'énergie sous la courbe, sont supérieurs d'environ 0,9 TWh de ceux présentés au tableau 3.5.

1 graphique 3.6 montre que les besoins additionnels en base sont de l'ordre de
2 100 MW pour une partie de l'année seulement.

3
4
5

Graphique 3.5
Puissances mensuelles maximales requises⁴
Année 2008



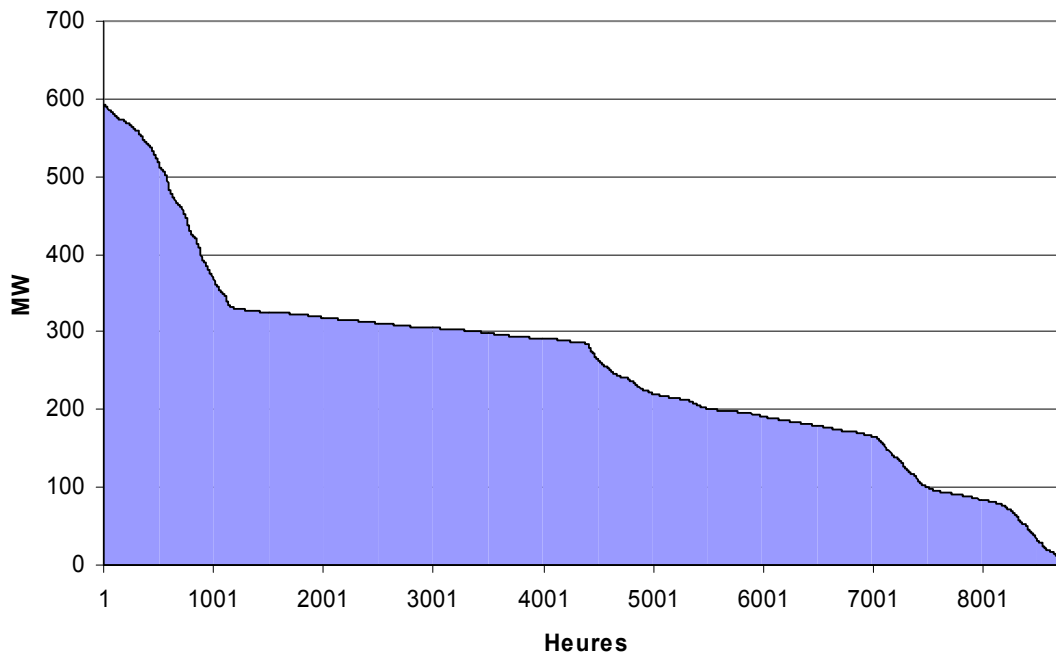
6

7 Considérant l'horizon de prévision et l'aléa sur les besoins à cet horizon, il est fort
8 possible que les quantités et les produits recherchés soient revus au fil des
9 prochaines prévisions de la demande.

⁴ Ces valeurs sont différentes de celles présentées au graphique 1.4, puisqu'elles tiennent compte du déploiement du Plan.

1
2
3
4

Graphique 3.6
Courbe annuelle des puissances classées des approvisionnements additionnels requis en 2008⁵



5

6 Le tableau 3.6 présente les principales caractéristiques des prochains achats de
7 court terme. Ces caractéristiques seront toutefois réévaluées en fonction de la
8 plus récente prévision de la demande qui sera disponible avant leur acquisition.

⁵ Afin d'illustrer les besoins additionnels en base, la CPC des approvisionnements additionnels requis est présentée avant la contribution du produit cyclable de 250 MW. Par conséquent, les approvisionnements additionnels requis, représentés par la quantité d'énergie sous la courbe, sont supérieurs d'environ 1,1 TWh de ceux présentés au tableau 3.5.

1
2

Tableau 3.6
Caractéristiques des prochains achats de court terme

	Besoins de 2006	Besoins de 2007	Besoins de 2008
Énergie annuelle	6,4 TWh	1,5 TWh	2,2 TWh
Écart des besoins mensuels	750 à 1 050 MW	150 à 600 MW	80 à 350 MW
Besoins minimums en base	450 MW	75 à 100 MW	75 à 100 MW
Puissance additionnelle requise à la pointe	2005-2006	2006-2007	2007-2008
	670 MW	420 MW	260 MW

3

4 **3.3 Respect du critère de fiabilité en énergie**

5 Tel que décrit précédemment, le critère de fiabilité en énergie retenu par le
6 Distributeur consiste à satisfaire, à quatre ans d'avis, un scénario des besoins
7 qui se situe à un écart-type au-delà du scénario moyen, tout en maintenant une
8 dépendance maximale de 5 TWh par année envers les marchés de court terme.

9 Si un tel scénario se produisait, le Distributeur aurait recours aux marchés de
10 court terme pendant les premières années au cours desquelles aucun
11 approvisionnement de long terme ne pourrait être acquis. Il pourrait toutefois
12 devancer le lancement des prochains appels d'offres de long terme. Dans le
13 déploiement proposé, le Distributeur considère que seul le potentiel restant de la
14 cogénération pourrait être devancé. Ce devancement permettrait d'atteindre une
15 capacité installée de 800 MW de cogénération dès décembre 2011.

16 Au-delà du potentiel restant de la cogénération, le Distributeur pourrait toujours
17 lancer un autre appel d'offres de long terme. Toutefois, il serait impossible de
18 détecter, à quatre ans d'avis, qu'un scénario de demande de cet envergure se

1 profile à l'horizon 2009-2010. Il y aurait donc une période minimale de quatre à
2 cinq ans où le Distributeur n'aurait que les marchés de court terme comme
3 unique source d'approvisionnement.

4 Le tableau 3.7 illustre l'impact que pourrait avoir un scénario de la demande plus
5 fort sur les approvisionnements additionnels requis et la dépendance envers les
6 marchés de court terme⁶.

7 À court terme, l'année 2006 demeure l'année la plus préoccupante avec une
8 dépendance envers les marchés de court terme totalisant 11,7 TWh. Ce niveau
9 de dépendance dépasse largement la limite de 5 TWh/an retenue par le
10 Distributeur dans sa planification. Cependant, la situation énergétique de court
11 terme d'Hydro-Québec Production s'est améliorée depuis l'an dernier. En effet,
12 les dernières données qu'elle a soumises, dans le cadre de l'attestation de
13 fiabilité énergétique du parc de production, permettent de constater qu'elle
14 disposera d'une marge de manœuvre en 2005-2006. Dans l'hypothèse où Hydro-
15 Québec Production devait faire face à une situation de faible hydraulité, elle ne
16 devrait recourir qu'à des importations modestes, par rapport à la capacité
17 d'importation maximale annuelle de 15 TWh. On trouvera à l'annexe 3B le
18 document intitulé *État des réserves et de la fiabilité énergétique*, préparé par
19 Hydro-Québec Production.

20 Le Distributeur peut donc considérer de façon raisonnable qu'il pourra compter
21 sur plus de 5 TWh d'achats sur les marchés de court terme, pour l'année 2006.

22 Pour les années 2008 et 2009, la dépendance envers les marchés de court
23 terme demeure élevée, en raison notamment du report d'un an de l'acquisition du
24 service modulable, prévue maintenant en 2009. Cependant, lorsque l'on
25 considère l'augmentation des ressources énergétiques qui seront implantées au

⁶ Conformément au critère de fiabilité en énergie du Distributeur, le scénario de demande plus fort correspond à un écart-type du scénario moyen, à un horizon de quatre ans.

1 Québec au cours des prochaines années, le Distributeur considère que ce report
2 ne devrait pas entraîner de risque indu sur la sécurité énergétique du Québec.
3 En effet, dans le cadre des audiences tenues par la Régie au printemps 2004,
4 sur la sécurité énergétique des Québécois, les informations fournies par Hydro-
5 Québec Production montraient des ajouts de capacités de production totalisant
6 près de 10 TWh à l'année 2009 (R-3526-2004, HQP-1, Document 1).

7 En 2010, la dépendance envers les marchés de court terme serait ramenée sous
8 les 5 TWh, par la contribution d'un service modulable. Par la suite, le Distributeur
9 s'assurerait de combler les besoins au-delà de cet horizon par des
10 approvisionnements de long terme. La contribution du service modulable au-delà
11 de l'année 2010 redeviendrait nulle ou utile comme moyen de soutien
12 uniquement. Cela démontre bien que le Distributeur doit pouvoir compter sur une
13 marge de manœuvre d'environ 3 TWh, sur une période mobile de quatre à cinq
14 ans. Cette période critique correspond aux délais typiques d'acquisition pour des
15 approvisionnements de long terme.

1
2
3

Tableau 3.7
Approvisionnements additionnels requis
(scénario à +1 écart-type du scénario moyen)

	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
+ Impact de l'aléa global sur les besoins (1 écart type)	5,0	5,3	6,4	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Besoins d'un scénario de demande plus élevée	187,2	191,6	194,9	198,9	200,1	201,5	202,5	204,4	205,1	206,4
- Volume d'électricité patrimoniale (incluant pertes)	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9	178,9
+ <i>gestion des approvisionnements en temps réel</i>	0,5	0,5	0,5	0,5	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
= Approvisionnements additionnels requis au-delà du volume d'électricité patrimoniale	8,8	13,2	16,5	20,5	21,5	22,9	23,9	25,8	26,5	27,8
Moins: approvisionnements existants ou en cours d'acquisition										
- TransCanada Energy	-	1,4	4,1	4,1	4,1	4,1	3,9	3,7	4,1	4,1
- Hydro Québec Production - Base	-	-	2,6	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1	3,1
- Hydro Québec Production - Cyclable ¹	-	-	0,9	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
- Contrats de court terme signés en 2004	3,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Contrats de biomasse	-	0,1	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
- Appel d'offres d'énergie éolienne ²	-	0,1	0,7	1,2	1,5	1,9	2,3	2,8	3,2	3,2
- Appel d'offres de cogénération en cours	-	-	-	0,1	1,7	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Moins: contribution prévue du déploiement de long terme du présent Plan										
- Appel d'offres d'énergie éolienne prévu	-	-	0,1	0,7	1,3	1,9	2,5	3,1	3,1	3,1
- Autres appels d'offres de long terme	-	-	-	-	-	-	0,1	0,8	0,9	2,0
= Approvisionnements additionnels requis	5,8	11,7	7,9	10,0	8,6	7,8	7,9	8,2	8,1	8,3
- Impact du devancement de "Autres A/O de long terme"	-	-	-	-	0,0	0,5	2,0	2,8	2,7	1,6
- Contribution du 400 MW modulable	-	-	-	-	0,3	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
= Dépendance envers les marchés de court terme	5,8	11,7	7,9	10,0	8,3	4,2	2,7	2,3	2,3	3,6

4

¹ Selon un facteur d'utilisation de 50%. Dans un scénario de demande plus élevée, le produit cyclable pourrait avoir une contribution plus grande.

² Selon l'hypothèse que le Distributeur contracte un service d'équilibrage offrant des livraisons uniformes sur l'ensemble de l'année (facteur d'utilisation de 36,5%).

1 **ANNEXE 3A – DÉLAI TYPIQUE D'ACQUISITION DE PUISSANCE OU**
2 **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 dynamiques
6 pourraient réduire quelque peu les délais.

7 Depuis 2002, le Distributeur procède par appel d'offres pour répondre aux
8 besoins additionnels en électricité de sa clientèle québécoise. Dans cette
9 nouvelle dynamique, les soumissionnaires (ou promoteurs) procèdent à certaines
10 études et franchissent certaines étapes avant même que l'appel d'offres ne soit
11 lancé.

12 Ainsi, le délai d'acquisition typique se résume comme suit :

- 13 • Appel d'offres (du lancement à l'approbation) = 12 mois
- 14 • Obtention des permis = 12 mois
- 15 • Délai de réalisation (ingénierie, approvisionnement, construction et mise
16 en route) = variable selon les sources d'approvisionnement

17 Une incertitude demeurera toujours sur le délai typique car les études de
18 faisabilité (incluant la localisation) et les études d'avant-projet peuvent varier
19 d'une source d'approvisionnement à l'autre.

20 De façon générale, on peut considérer que les délais typiques d'acquisition pour
21 des approvisionnements de long terme varient de 40 à 66 mois, toutes sources
22 de production confondues. Toutefois, le Distributeur juge qu'il est plus réaliste de
23 considérer un délai d'acquisition minimum de 48 mois dans l'élaboration de sa
24 planification de long terme.

25 **a) Projets de centrale hydraulique**

26 Projet de production hydraulique de moyenne envergure :

- 27 • Appel d'offres = 12 mois

- 1 • Obtention des permis = 12 mois
- 2 • Délai de réalisation = 54 mois et plus
- 3 • Total = 78 mois et plus

4 Cependant, le soumissionnaire entame généralement les procédures
5 d'autorisation avant l'octroi du contrat. Ainsi un projet de centrale hydroélectrique
6 peut être réalisé dans un délai typique de 66 mois.

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

- 10 • Appel d'offres = 12 mois
- 11 • Obtention des permis = 12 mois
- 12 • Délai de réalisation = jusqu'à 42 mois
- 13 • Total = jusqu'à 66 mois

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

15 Le délai d'acquisition pour un projet d'équipement de production du type turbine
16 à gaz à cycle combiné s'établit comme suit :

- 17 • Appel d'offres = 12 mois
- 18 • Obtention des permis = 12 mois
- 19 • Délai de réalisation = jusqu'à 42 mois
- 20 • Total = jusqu'à 66 mois

21 **c) Pour les projets de cogénération**

22 Le délai d'acquisition pour un projet de cogénération inférieur à 200 MW s'établit
23 comme suit :

- 24 • Appel d'offres = 12 mois
- 25 • Obtention des permis = 12 mois
- 26 • Délai de réalisation = jusqu'à 36 mois
- 27 • Total = jusqu'à 60 mois

1 **d) Pour les projets d'éoliennes**

2 Le délai d'acquisition pour un projet d'éoliennes de 100 à 150 MW⁷ s'établit
3 comme suit :

- 4 • Appel d'offres = 12 mois
- 5 • Obtention des permis = 12 mois
- 6 • Délai de réalisation = 16 mois
- 7 • Total = 40 mois

8 **e) Pour les projets de biomasse**

9 Le délai d'acquisition pour un projet de biomasse s'établit comme suit :

- 10 • Appel d'offres = 12 mois
- 11 • Obtention des permis = 12 mois
- 12 • Délai de réalisation = 30 mois
- 13 • Total = 54 mois

⁷ En considérant que des études de vents ont débuté en 2004.

1 **ANNEXE 3B — HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION – ÉTAT DES RÉSERVES ET**
2 **DE LA FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE**

3
4 **Critère de gestion – 4 ans à 2% de probabilité (-98 TWh) – Cycle des années 2005-08**
5

6
7 A- Stock énergétique prévu au 1^{er} janvier 2005 (*prévision du 15 septembre 2004*) : 109,6 TWh

8
9 B- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2009 à hydraullicité normale de 2005 à 2008 : 65,7 TWh

10
11 C- Application du critère de gestion :

- 12
13 ➤ cycle de faible hydraullicité à 2% de probabilité de janvier 05 à décembre 08 : -98,0 TWh
14 ➤ moyens requis : 98 TWh

15
16
17 D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 98 TWh avant le 1^{er} mai 2009

18
19 2005 (>31 août) – 2009 (<1^{er} mai)
20 (TWh)

21	→ Réduction du stock énergétique (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)	55,7	
22	→ Production disponible non engagée (marge de manœuvre)	34,0	(2+9+9+10+4)
23	→ Exploitation accrue de la Centrale de Tracy	non requise	
24	→ Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	<u>9,0</u>	(0+2+3+3+1)
25	→ Total – moyens identifiés	98,7 TWh	

26
27
28
29
30
31
32
33
34 **Note** : Le stock énergétique et la production non engagée (marge de manœuvre) disponibles
35 couvrent la très large part des moyens requis pour le scénario de faible hydraullicité à 2% de
36 probabilité sur 4 années consécutives (-98 TWh). Des importations modestes, par rapport à la
37 capacité d'importation maximale annuelle de 15 TWh en pratique, complètent les besoins de ce
38 scénario. En conséquence, la production de la centrale de Tracy resterait limitée à la période de
39 pointe hivernale.

40
41
42 15 septembre 2004
43

1

2 **Critère de gestion – 2 ans à 2% de probabilité (-64 TWh) – Cycle des années 2005-06**

3

4

5 A- Stock énergétique prévu au 1^{er} janvier 2005 (*prévision du 15 septembre 2004*) : 109,6 TWh

6

7 B- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2007 à hydraulicité normale en 2005/2006 : 66,6 TWh

8

9 C- Application du critère de gestion :

10

11 ➤ cycle de faible hydraulicité à 2% de probabilité de janvier 05 à décembre 06 : -64,0 TWh

12

12 ➤ moyens requis : 64 TWh

13

14 D- Moyens identifiés pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh avant le 1^{er} mai 2007

15

16 2005 (>31 août) – 2006 – 2007 (<1^{er} mai)
17 (TWh)

18

19 → Réduction du stock énergétique (jusqu'au
20 minimum opérationnel absolu de 10 TWh) 56,6

21

22 → Production disponible non engagée
23 (marge de manœuvre) 14,0 (2+9+3)

24

25 → Exploitation accrue de la Centrale de Tracy non requise

26

27 → Importations (en sus de HQ-D, le cas échéant) 3,0 (0+2+1)

28

29 → Total – moyens identifiés 73,6 TWh

30

31

32 **Note** : Par définition, les moyens identifiés pour 2005 et 2006 sont identiques pour les scénarios
33 de 2 ans et 4 ans de faibles apports hydrauliques à 2% de probabilité. Ces moyens excèdent les
34 besoins spécifiques du scénario de faible hydraulicité à 2% de probabilité sur 2 années
35 consécutives (-64 TWh). En conséquence, la production de la centrale de Tracy resterait limitée à
36 la période de pointe hivernale sur l'horizon de ce scénario.

37

38

39

15 septembre 2004

1 **ANNEXE 3C – CAPACITÉ DE TRANSPORT DU RÉSEAU PRINCIPAL**

2 Les besoins de la charge locale sont à leur maximum à la pointe de la charge
3 d'hiver et c'est à cette période que les marges du réseau de transport principal
4 atteignent leurs minimums.

5 Historiquement, le réseau de transport d'Hydro-Québec a connu peu de
6 problèmes à la pointe. Toutefois, les pointes de janvier 2003 et 2004 ont été plus
7 critiques à cause des froids intenses qui ont frappé le Québec. La puissance
8 maximum transportée par le réseau de TransÉnergie a d'ailleurs atteint son
9 maximum historique le 15 janvier 2004 avec un transit de l'ordre de 36 000 MW.
10 De cette quantité, 35 600 MW étaient transportés pour la charge locale et
11 400 MW en service de transport de point à point. La sécurité du réseau a
12 toujours été assurée durant ces périodes. Cependant, ces situations de faibles
13 marges de transport ont incité TransÉnergie, de concert avec le Distributeur, à
14 revoir les orientations en matière de conception du réseau de transport et à
15 évaluer les impacts des pointes exceptionnelles sur le réseau principal.

16 Suite à cet examen TransÉnergie décidait de modifier son critère de conception
17 afin de prendre en compte plus spécifiquement les pointes exceptionnelles
18 causées par des froids intenses, l'impact d'une non alimentation des clients dans
19 cette situation étant beaucoup plus critique.

20 Essentiellement le critère de conception vise maintenant à planifier le réseau de
21 transport de manière à acheminer les ressources pour satisfaire la pointe
22 annuelle de la charge locale, plus 4 000 MW. Pour satisfaire à cette exigence
23 d'ici 2006, TransÉnergie a déterminé qu'il était nécessaire d'ajouter environ
24 1 600 MVAR de condensateurs shunt, pour hausser la capacité de transport du
25 réseau principal, dont 1 200 MVAR seront mis en service durant l'année 2004.

- 1 TransÉnergie et le Distributeur identifieront, s'il y a lieu, au cours des prochaines
- 2 années, les actions qui pourraient être requises pour assurer le respect de ce
- 3 critère, à long terme.