

**DEMANDE D'AVIS SUR LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE DES QUÉBÉCOIS
À L'ÉGARD DES APPROVISIONNEMENTS ÉLECTRIQUES ET LA
CONTRIBUTION DU PROJET DU SUROÎT
(R-3526-2004)**

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC PRODUCTION À LA DEMANDE
D'INFORMATIONS DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

MISE EN CONTEXTE

En raison de la nature exceptionnelle de la consultation publique dans laquelle la Régie s'est engagée, Hydro-Québec Production juge qu'il est nécessaire et requis, pour le bon déroulement de l'audience, de mettre à la disposition des participants au processus toute l'information qu'Hydro-Québec Production a inclus dans le présent Document 1 et ses annexes.

Hydro-Québec Production précise que cette divulgation est faite dans le contexte particulier du mandat spécifique que le ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs a adressé à la Régie afin d'obtenir son avis sur la sécurité énergétique des Québécois à l'égard des approvisionnements électriques et la contribution du projet du Suroît. Hydro-Québec Production comprend que cette divulgation ne portera aucunement atteinte au traitement confidentiel que la Régie a accordé, dans le passé, et continuera d'accorder, par la suite, aux renseignements commerciaux et techniques qu'Hydro-Québec Production traite d'une manière constante de façon confidentielle.

En conséquence, malgré le préjudice commercial qu'Hydro-Québec Production pourrait subir en raison de la divulgation de ces renseignements commerciaux, Hydro-Québec Production les rend publics, pour les seules fins de la présente consultation publique, avec l'entendement que la politique de la Régie pour le traitement des demandes d'accès aux documents qui lui sont transmis en dehors du contexte d'une audience continuera de s'appliquer, par la suite, nonobstant la présente demande exceptionnelle d'informations.

Introduction

La gestion du parc de production et les ventes sur les marchés de gros

Hydro-Québec Production (« HQP ») gère son parc de production, les centrales et les réservoirs, et ses contrats d'achat en fonction de ses obligations légales et contractuelles et selon une perspective pluriannuelle.

La gestion des installations et des contrats d'achat est encadrée par de nombreuses obligations légales : les conditions des autorisations environnementales, les conventions spécifiques comme la CBJNQ et ses conventions complémentaires, l'ensemble des lois et règlements applicables, dont ceux concernant la sécurité des barrages, et les conditions des contrats d'achat.

Tout en respectant ces obligations, HQP assure :

- La production d'électricité pour satisfaire ses engagements fermes auprès de clients du marché de gros
 - Hydro-Québec Distribution (« HQD ») : max. de 165 TWh par année – électricité patrimoniale, plus environ 2 TWh pour les tarifs Bi-Énergie, LR et MR
 - Distributeurs au Vermont (« VJO ») : 2 TWh par année – contrat long terme en vigueur depuis 1990 et jusqu'en 2020
 - Cornwall Electric : 0,2 TWh par année – contrat long terme jusqu'en 2019
- Une gestion pluriannuelle de son principal risque d'affaires, la variabilité de l'hydraulicité, risque qui est géré par le niveau des stocks énergétiques des réservoirs et par les opérations commerciales à la marge sur les interconnexions existantes.
- Une gestion équilibrée et flexible de ses opérations commerciales au-delà des engagements fermes, en fonction de l'hydraulicité et en tenant compte de l'incertitude des calendriers de développement de nouvelles capacités de production

La très forte variabilité de l'hydraulicité - l'ampleur des variations d'une année à l'autre - entraîne d'importantes conséquences au niveau des activités commerciales d'HQP.

La période 2000-2002

À titre d'exemple, la période 2000-2002 de faible hydraulicité (déficit cumulatif d'hydraulicité de 16 TWh sur 3 ans) a pu être gérée en limitant les sorties nettes des réservoirs pour les ventes de court terme hors Québec. Les ventes hors Québec de court terme ayant été volontairement limitées, les stocks du début de l'année 2003 étaient de 96,2 TWh, un niveau tout à fait satisfaisant a priori (voir Fiche 1.5). Le niveau des stocks doit toutefois également être jugé par rapport au niveau des ventes fermes engagées. À ce titre, les stocks du 1^{er} janvier 2003 se sont révélés être un peu en deçà du seuil visé de 60 % de couverture des ventes fermes engagées de l'année, ceci parce que les livraisons à HQD en 2003 ont largement dépassé les prévisions communiquées par HQD à l'automne 2002. En effet, la prévision budgétaire d'HQD pour 2003 était de 159,7 TWh. Si on ajoute à ce chiffre les livraisons fermes hors Québec de 2,6 TWh en

2003, les stocks de 96,2 TWh en début d'année assuraient a priori une couverture de près de 60 %, le seuil visé en termes de planification. Dans les faits, les livraisons plus fortes que prévues au Québec en 2003 ont donné a posteriori le ratio de couverture de 56,8 % qui apparaît à la Fiche 1.5.

La période 2003-2012

La forte croissance de la demande au Québec enregistrée en 2003, de même que celle prévue pour les années à venir, amène bien sûr des changements quant aux moyens qui sont à la disposition d'HQP pour gérer son risque d'hydraulicité. L'année 2003 illustre bien cette nouvelle situation. La croissance de la demande au Québec en 2003 – près de 9 TWh de plus qu'en 2002 et 7 TWh de plus que la prévision pour 2003 établie à l'automne 2002 – a fait en sorte de presque entièrement éliminer les sorties nettes des réservoirs pour les ventes de court terme hors Québec – il en est resté moins de 1,4 TWh pour l'année complète 2003. Sans surplus pour des ventes hors Québec, il va de soi que les réservoirs ont dû absorber la très grande part du choc de la très faible hydraulicité de l'année 2003 (déficit d'hydraulicité de 24 TWh). Cette situation met en évidence la flexibilité et la marge de manœuvre associées aux surplus de production non engagée – flexibilité et marge de manœuvre qui ne réapparaîtront que lorsque de nouvelles capacités de production significatives auront été mises en service. Entre temps, pour pouvoir continuer de respecter les critères de réserve énergétique, la planification de la production et des ventes pour la période des prochaines années doit permettre de reconstituer les stocks énergétiques. C'est ce qui est prévu sur la période du Plan stratégique 2004-2008. Il va de soi toutefois qu'HQP ne peut à la fois rebâtir prudemment ses stocks pour faire face à de nouveaux aléas de l'hydraulicité, et desservir les besoins croissants d'HQD – alors que les ajouts de capacités de production qui sont aujourd'hui assurés sur cette période sont limités.

Des leçons à tirer de la période 1991-2003 et pour l'avenir

Les pratiques en place pour gérer le risque d'hydraulicité et assurer la sécurité énergétique – soit la planification prudente et flexible des ventes hors Québec, les ajouts de capacité de production et l'application rigoureuse des critères de sécurité énergétique – ont fait leurs preuves. Hydro-Québec, dans son activité de production, a pu absorber un déficit d'hydraulicité cumulatif de 109 TWh de 1991 à 2003, dont 40 TWh depuis le début de l'année 2000, tout en satisfaisant une forte croissance de la demande interne au Québec, et sans compromettre l'amélioration souhaitée de la rentabilité de l'entreprise depuis 1996. Il faut aussi souligner que la contribution nette des activités sur les marchés hors Québec aux bénéfices nets de l'entreprise de 2000 à 2003 a été de 3,4 milliards de \$. La marge de manœuvre au niveau des capacités de production – qui atteignait 18 TWh et 2 900 MW en terme de ressources non engagées en 1998 – n'est certes pas étrangère à cette réussite.

La période 2004-2012 présente toutefois le défi de gérer ces mêmes risques avec une marge de manœuvre fort réduite au niveau d'HQP. De plus, la marge de manœuvre d'HQP anticipée à l'horizon 2010-2011 repose elle-même sur l'hypothèse d'une autorisation environnementale complète du projet EM-1-A/dérivation Rupert à l'été 2006, un délai plus court que ceux constatés pour l'autorisation environnementale des deux derniers projets de dérivation partielle de rivières au Québec, les projets Portneuf et Manouane. Cette marge de manœuvre réduite ne résulte pas d'un manque de planification ou d'anticipation de la part d'HQP mais bien d'une réalité devenue incontournable en matière de développement hydroélectrique : les conditions préalables, les délais et la complexité des processus – pour réaliser des projets

acceptables, en fonction de la réglementation et des processus d'évaluation environnementale actuels, et en harmonie avec les communautés locales – ont profondément changé depuis le milieu des années '90 et l'échec du mégaprojet de Grande Baleine. Les efforts déployés de toute part, notamment depuis 1997, ont permis de relancer le développement hydroélectrique sur des bases solides et durables. Le calendrier de ce développement est toutefois aujourd'hui, dans les faits, difficilement compressible.

Le projet du Suroît quant à lui, tel que présenté au BAPE en 2002, devait être en service en novembre 2006, ce qui aurait contribué à rétablir une certaine marge de manœuvre dès l'hiver 2006-2007. Cette marge de manœuvre aurait permis à HQP de répondre, notamment, à de nouveaux besoins d'HQD qui sont apparus depuis à cet horizon. Le calendrier et le statut du projet du Suroît sont aujourd'hui, pour un ensemble de raisons, incertains. Ce projet demeure toutefois pleinement justifié en regard des besoins des marchés de l'électricité au Québec et à l'extérieur – comme le concluait le BAPE dans son rapport de janvier 2003. Depuis l'analyse du BAPE, l'année 2003 n'a fait que confirmer et amplifier la justification énergétique du Suroît. La question très légitime des gaz à effet de serre (GES) produits par le projet et son impact sur les engagements du Québec en regard du protocole de Kyoto demeure – c'est la raison pour laquelle le BAPE n'a pu souscrire au projet en janvier 2003. La réponse pourrait se situer en partie au niveau des mécanismes de mise en œuvre du protocole de Kyoto.

En attente d'une conclusion quant au projet du Suroît, HQP doit planifier ses opérations en fonction des projets hydroélectriques engagés, en tenant compte des incertitudes qui existent quant aux calendriers de réalisation de ces projets. HQP prévoit ainsi attendre l'obtention complète des autorisations du projet EM-1-A/dérivation Rupert, le projet majeur au calendrier de la fin de la présente décennie, avant de participer à de nouveaux appels d'offres d'HQD. L'échéancier définitif de réalisation du projet et le volume de dérivation autorisé détermineront le niveau des nouveaux engagements contractuels.

Question 1. Bilan – Énergie et Puissance

Réponse :

➤ Tableaux 1.1, 1.2, 1.3

- La « Production Hydro-Québec (2003) » de 151,8 TWh est basée sur l'hydraulicité moyenne calculée de 1943 à 2003 (production des centrales hydroélectriques)
- « Production de Tracy » : plus élevée en 2004 pour rehausser le niveau des stocks et utilisée en pointe d'hiver seulement pour les années suivantes
- « Production de Gentilly-2 » : production prévue jusqu'à la réfection débutant en 2010
- « Achats à long terme » : principalement Churchill Falls et production privée au Québec
- « Engagement totaux Hydro-Québec Production - au Québec – Autres »
 - livraisons selon entente de 3,2 TWh pour chaque année et consommation des centrales de 0,7 TWh pour chaque année.

- L'année 2011 a été ajoutée aux bilans afin de bien couvrir la période prévue de mise en service du projet EM-1-A/dérivation Rupert et la période de réfection potentielle de la centrale nucléaire de Gentilly-2.
- Pour bien illustrer les effets de la variabilité de l'hydraulicité sur le bilan d'énergie, HQP présente 2 scénarios : le scénario à 50 % de probabilité (1 chance sur 2 que l'hydraulicité soit plus faible), soit l'hydraulicité moyenne de la période 1943-2003 pour les années post 2004; et le scénario à 66 % de probabilité (1 chance sur 3 que l'hydraulicité soit inférieure à ce scénario) pour la période de 5 ans de 2005-2009, avec l'hydraulicité moyenne en 2010 et 2011. L'hydraulicité 2004 correspond quant à elle dans les 2 scénarios aux prévisions et mesures les plus récentes (10 février 2004) :
- Information additionnelle :
 - Tableau 1.4 : Écarts des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003
 - Fiche 1.5 : Ratio de couverture – Stock énergétique; Ventes engagées; Sorties nettes des réservoirs pour marchés hors Québec

Question 2. Détails sur le parc de production actuel

Réponse :

- Tableau 2.1
- Fiche 2.2 : Notes sur le bilan de puissance de HQP
- Fiche 2.3 : Réconciliation des ressources disponibles en énergie (PS 2004-2008, page 47)

Question 3. Production privée

Réponse :

- information intégrée aux bilans d'énergie et de puissance

Question 4. Puissance interruptible

Réponse :

- information intégrée au bilan de puissance

Question 5. Projets de production

Réponse :

- Projets en construction : Grand-Mère, Tournustouc, Mercier et EM-1
 - Tous ces projets sont intégrés aux bilans d'énergie et de puissance en fonction des dates qui suivent.
 - Grand-Mère : mise en service 4^e trimestre 2004, disponible pour la pointe 2004-2005

- Toulnostouc : mise en service 4^e trimestre 2005, disponible pour la pointe 2005-2006
 - Mercier : mise en service 2^e trimestre 2006, disponible pour la pointe 2006-2007
 - EM-1 : mise en service – début 2007, disponible pour la pointe 2007-2008
- Les facteurs d'utilisation sont limités par les apports hydrauliques
- Les possibilités de devancement sont très limitées à cette étape. À l'inverse, il y a toujours des possibilités de retards associées aux risques caractéristiques des grands travaux de construction :
 - Les conventions dans le domaine de la construction doivent être renouvelés en 2004 et en 2006
 - La productivité et les calendriers de livraison des équipements doivent être tels que planifiés
 - Les mises en service doivent se dérouler normalement
- Projets hydroélectriques en développement à l'intérieur de l'horizon 2012 : Péribonka, Rapides-des-Coeurs / Chute-Allard, EM-1-A/dérivation Rupert.
 - Péribonka. En attente des autorisations environnementales. Énergie et puissance intégrées aux bilans en fonction d'une mise en service complétée à la fin du 3^e trimestre 2008. Il s'agit d'un échéancier accéléré par rapport à des projets similaires dans le passé. Dans le meilleur des cas, HQP pourrait compter sur 0,5 TWh additionnels en 2008 si :
 1. toutes les autorisations sont en place avant la fin mars 2004;
 2. les renouvellements des conventions dans le domaine de la construction en 2004 et en 2006 se font sans affecter ou modifier le calendrier des travaux
 3. la productivité et les calendriers de livraison des équipements sont intégralement respectés.
 - À noter que tout retard notable au niveau des autorisations risque de compromettre l'échéancier des travaux de dérivation provisoire et entraîner un décalage d'une (1) année complète de la mise en service. HQP juge imprudent de miser, alors que la construction n'a pas débuté, sur le devancement de 0,5 TWh.
 - Rapides-des-Cœurs et Chute-Allard. Le rapport d'impact sera déposé aux autorités environnementales en mai 2004. En attente des autorisations environnementales par la suite. Autorisations nécessaires en mars 2005 pour assurer les mises en service des groupes turbine alternateurs au 1^{er} et 2^e trimestres 2008. Énergie et puissance intégrées aux bilans en fonction de ces dates. Potentiel de devancement non significatif d'un point de vue énergétique. Risques de retards similaires aux autres projets hydroélectriques pour le reste.

- EM-1-A/dérivation Rupert. Projet de 770 MW et 7,7 TWh pour la configuration actuellement prévue. Projet encadré par la Convention Boumhounan signée avec les Cris en février 2002.
 - Dépôt du rapport d'impact prévu à la mi-août 2004
 - Processus d'évaluation et d'examen du projet par les comités et commissions prévus au chapitre 22 de la CBJNQ et à l'*Entente concernant les évaluations environnementales relatives au Projet EM-1-A/dérivation Rupert* intervenue entre les Cris, le gouvernement du Québec et le gouvernement fédéral le 28 avril 2003
 - Hypothèse de planification pour l'obtention de toutes les autorisations : 2 ans entre le dépôt du rapport d'impact et la dernière autorisation.
 - Démarrage de la construction : septembre 2006.
 - Mise en service de la dérivation Rupert : fin 2009. Énergie intégrée aux bilans : 5,5 TWh à compter de 2010, dérivation seulement donc pas de MW additionnels. Production transitoire additionnelle à EM-1 intégrée aux bilans d'énergie.
 - Mise en service de la centrale EM-1-A : 3 groupes turbines alternateurs, en séquence du 4^e trimestre 2010 au 1^{er} trimestre 2011. Puissance intégrée au bilan : 2 groupes – 513 MW à la pointe 2010-2011; puissance complète – 3 groupes – 770 MW à la pointe 2011-2012. Énergie correspondante intégrée aux bilans d'énergie.
 - Potentiel de devancement : très limité par rapport aux risques de retards. En effet, les délais d'autorisation environnementale des deux plus récents projets de dérivation partielle au Québec, les projets Portneuf et Manouane, ont été significativement plus longs que ce qui est escompté pour EM-1-A/dérivation Rupert :
 1. Portneuf : 3 ans entre le dépôt du rapport d'impact et la dernière autorisation environnementale
 2. Manouane : 2,5 ans entre dépôt du rapport d'impact et la dernière autorisation environnementale
 3. Ces deux projets présentaient de plus des enjeux techniques et environnementaux limités si on les compare à ceux de la dérivation Rupert

- Le niveau des émissions brutes de GES associées aux projets de centrales hydroélectriques avec réservoirs fait l'objet de plusieurs études et recherches. Des études récentes proposent le chiffre de 10 000 tonnes/TWh pour les réservoirs hydroélectriques en zone nordique. Les émissions de GES de projets comme Grand-Mère et Mercier sont toutefois nulles puisque les réservoirs pour ces centrales existent déjà. C'est également largement le cas pour le projet de la Toulnostouc, qui bénéficie du réservoir existant du Lac Sainte-Anne. Tout comme Rapides-des-Cœurs et Chute-Allard, des centrales essentiellement au fil de l'eau, en aval du réservoir Gouin. Même chose pour toute l'énergie produite par la dérivation Rupert, puisqu'il n'y a pas de réservoir additionnel créé par ce projet – l'énergie étant produite aux installations existantes de LG-2-A, Robert-Bourassa et LG-1. À noter que les biefs de la dérivation Rupert sont traités ici, par analogie, comme un prolongement du réservoir Eastmain-1, commun aux centrales EM-1 et EM-1-A. Sur la base de ces hypothèses, les émissions

brutes de GES pour tous les projets hydroélectriques qui entreront en service d'ici 2012 seraient d'à peine 70 000 tonnes par an pour une production annuelle additionnelle de près de 17 TWh.

- Projet du Suroît – version revue et améliorée de l'automne 2003. Projet de 836 MW en moyenne et 6,5 TWh sur une base annuelle. À noter que la puissance de la centrale à la pointe, et donc au bilan de puissance, serait de l'ordre de 925 MW compte tenu de la température ambiante en période de pointe hivernale. Le facteur d'utilisation est de l'ordre de 90 %. Les émissions annuelles prévues, pour une production de 6,5 TWh, seraient de :
 - 2,25 millions de tonnes de GES (CO₂)
 - 290 tonnes de NO_x
 - 60 tonnes de SO₂
- Le projet du Suroît d'origine – analysé par le BAPE – devait être en service en novembre 2006
- Le projet revu et amélioré de l'automne 2003 devait être en service en juin 2007
- Le calendrier et le statut du projet sont aujourd'hui incertains. En termes de calendrier, dans l'hypothèse de l'obtention de toutes les autorisations requises à l'automne 2004, une mise en service serait normalement envisageable à l'été 2008. Toutefois, en termes de statut du projet, deux éléments doivent être soulignés :
 - L'accueil favorable par la communauté locale est une des trois conditions essentielles pour la réalisation des nouveaux projets de production d'HQP. Cette condition devra être respectée pour que le projet du Suroît puisse être réalisé. Elle implique la municipalité de Beauharnois et la MRC de Beauharnois-Salaberry.
 - La version revue et améliorée du projet du Suroît est fondée sur une proposition unique et avantageuse pour HQP de lancement de la technologie 7H en Amérique du Nord avec GE Power Systems. HQP a été avisée par GE Power Systems au cours des derniers jours qu'en raison de l'incertitude qui entoure le projet du Suroît, GE Power Systems recherchera activement un site alternatif de lancement pour sa technologie en Amérique du Nord. Le cas échéant, les conditions qui permettraient à HQP d'accéder à cette technologie améliorée à des conditions avantageuses et en assumant peu de risques pourraient ne plus être accessibles.
- Le projet de réfection majeure de Gentilly-2 (645 MW et 4,6 TWh par an). La centrale devra faire l'objet d'une réfection majeure à l'horizon 2010-2011. L'avant-projet d'une telle réfection est en marche depuis 2001. La décision finale d'engager la réfection sera prise en 2006. Plusieurs questions doivent être traitées au préalable :
 - Le contenu technique définitif et l'évaluation des coûts du projet de réfection

- L'autorisation par les autorités gouvernementales de la modification des installations actuelles de stockage des déchets radioactifs sur le site de la centrale
 - L'évaluation des conséquences des décisions des autorités gouvernementales en matière de gestion du combustible nucléaire irradié au Canada, à la suite des recommandations de la *Société de gestion des déchets nucléaires*, qui doit présenter son rapport d'étude final au ministre des Ressources naturelles du Canada à l'automne 2005
 - Le cas échéant, la réfection débuterait au printemps 2010. La durée d'une telle réfection reste à préciser. L'arrêt de la centrale durerait au moins 18 mois. L'expérience récente de travaux majeurs en centrale nucléaire au Canada suggère la plus grande prudence quant aux prévisions de coûts et d'échéancier de tels travaux.
- La centrale de Tracy. Voici les émissions de la centrale pour une opération au maximum des émissions de SO₂ autorisées par le MENV.
- SO₂ : 18 000 tonnes / an (maximum autorisé)
 - NO_x : 4 200 tonnes /an
 - GES (CO₂) : 1,9 million de tonnes / an
 - Énergie produite : 2,6 TWh / an.

Question 6. Engagements à long terme

Réponse :

- information intégrée aux bilans de puissance et d'énergie

Question 7. Livraisons selon entente et contrats fermes de livraison hors Québec

Réponse :

- information intégrée aux bilans de puissance et d'énergie

Question 8. Engagements contractuels qui pourraient être satisfaits par d'autres ressources

Réponse :

- Le seul engagement de taille (2 TWh par année) est celui avec des distributeurs du Vermont. Il est possible de remplacer occasionnellement, en période de pointe hivernale, une partie des livraisons en vertu des contrats fermes de puissance et d'énergie hors Québec par des achats dans les marchés hors Québec en vertu d'ententes spécifiques de court terme avec nos contreparties, mais cela ne pourrait se faire sur une base soutenue et pluriannuelle en raison des obligations contractuelles d'Hydro-Québec (puissance garantie par Hydro-Québec en vertu de ces contrats).

Question 9. Autres prévisions d'achat et de revente sur les marchés externes

Réponse :

- Cette activité est réalisée au gré des occasions des marchés de court terme. Elle n'entre pas en cause pour l'analyse de la sécurité énergétique du marché interne du Québec.

Question 10. Réserve utile annuelle et interannuelle

Réponse :

- La réserve énergétique est indiquée aux bilans d'énergie pour le 1^{er} janvier et le 1^{er} mai de chaque année.

Question 11. Ressources additionnelles

Réponse :

- Achats dits « préventifs » : les analyses de HQP indiquent que les besoins du marché interne du Québec nécessiteront des importations soutenues dès 2005, par l'entremise des infrastructures de transport existantes. HQD peut, avec l'autorisation de la Régie, contracter en mode import les quantités qu'elle souhaite, à l'intérieur bien sûr des limites effectives du réseau de transport. Le cas échéant, ces importations entraîneraient des émissions atmosphériques à leur source, d'origine thermique, et des pertes énergétiques sur les réseaux de transport. Il importe également de rappeler que la portion des importations au-delà des besoins nets annuels d'HQP – les achats devancés – entraînerait une sous utilisation de l'électricité patrimoniale par HQD. L'intérêt commercial d'une telle gestion semble pour le moins douteux, par rapport à l'alternative d'importer l'énergie requise au moment requis de la consommation. Par ailleurs, il faut exclure l'idée d'un service de stockage pluriannuel pour de l'électricité importée par HQD pour plusieurs raisons :
 - Dans un premier temps, le stockage pour HQD implique une cession à celle-ci de la flexibilité opérationnelle du parc de production, essentielle à HQP pour le respect de ses engagements et la gestion de ses réservoirs et de son risque d'hydraulicité. Le stockage implique en fait une notion d'équilibrage en temps réel au moment de l'importation – pour faire place à l'importation – et un service de puissance additionnelle au moment de la sortie du réservoir. De tels moyens sont déjà pleinement sollicités pour les propres besoins d'HQP. Leurs coût et valeur commerciale sont aussi à la mesure de la volatilité des prix et de la disponibilité sur les marchés de l'électricité hors Québec.
 - En fait, l'importation pour fins de stockage est avant tout une opération commerciale de type arbitrage saisonnier et pluriannuel. Le gain d'une partie est par définition la perte de l'autre. L'arbitrage n'apporte rien à la sécurité énergétique interne du marché du Québec.

Question 12. Intégration de parcs éoliens et impact sur la gestion du parc hydraulique

Réponse :

- Sur la base d'un facteur d'utilisation de l'ordre de 25 %, une quantité d'énergie de 2, 4 ou 6 TWh représente respectivement environ 900 MW, 1 800 MW ou 2 700 MW.
- HQP a proposé à HQD en 2002 un service d'équilibrage qui permet en temps réel des ajustements instantanés en puissance pour les centrales éoliennes pour 90 MW :
 - HQP garantit ainsi la puissance à hauteur de 90 MW de production éolienne permettant à HQD d'inclure dans son bilan de puissance une tranche additionnelle de 90 MW.
 - Prix offert de 100 \$/kW-an (1^{ière} année), indexé par la suite au taux de 2 % par année, ce qui reflète la valeur pour HQP d'un tel produit (puissance disponible instantanément sans préavis). Le coût annuel pour HQD de ce service d'équilibrage de 90 MW serait de 9 M\$ par année. HQP n'est pas en mesure d'offrir un tel service d'équilibrage pour plus de 200 MW.

Question 13. Autre information pertinente

Réponse :

- Estimé de la capacité d'importation d'Hydro-Québec en pratique. Fiche 13.1
 - La capacité d'importation est estimée en pratique à environ 15,4 TWh sur une base annuelle. Cet estimé tient compte des contraintes connues : entretien des lignes, contraintes opérationnelles des réseaux de transport, contraintes de marchés, etc..
- Réserve énergétique – critère de gestion (64 TWh). Cycle des années 2005-2006. Fiche 13.2
 - Mise à jour, pour la période 2005-2006, de l'information soumise à HQD relative à la fiabilité énergétique de l'électricité patrimoniale.

Tableau 1.1

Bilan d'énergie de HQ Production
Scénario à 50 % de probabilité - hydraulité moyenne 1943-2003

Énergie en TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ressources actuelles HQP	193,6	191,8	191,7	191,5	191,4	191,4	188,0	186,9
Production Hydro-Québec (2003)	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8
Production de Tracy	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5	1,1	0,0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Engagements totaux HQP	187,2	187,2	187,2	191,3	192,2	192,2	192,2	192,2
Au Québec								
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ressources actuelles - engagements HQP	6,4	4,6	4,5	0,1	-0,7	-0,8	-4,2	-5,3
Hydraulité (p/r à la moyenne 1943-2003)	-5,1							
Stockage pour réserve énergétique	-3,0	-6,0	-8,0	-7,0	-6,0	0,0	0,0	0,0
Achat de production privée	0,4	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Projets de production								
Grand-Mère (Gain)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnostouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
EM-1				2,7	2,7	2,7	3,4	2,7
EM-1-A							0,5	2,2
Dérivation Rupert (gain à LG-1 et LG-2)							5,5	5,5
Péribonka					0,6	2,2	2,2	2,2
Rapide des Cœurs / Chute Allard					0,5	0,9	0,9	0,9
Sous total ressources non engagées HQP	-1,4	0,3	0,6	0,3	1,6	9,5	12,8	12,7
Ventes à court terme engagées et prévues HQP à HQD	2,0							
Ressources non engagées HQP	-3,4	0,3	0,6	0,3	1,6	9,5	12,8	12,7
Stock énergétique								
Stock au 1er janvier	75,1	78,1	84,1	92,1	99,1	105,1	105,1	105,1
Ratio de couverture des ventes engagées au 1er janvier	44%	46%	49%	53%	56%	60%	60%	60%
Stock au 1er mai	32,4	34,5	41,2	48,7	54,5	60,5	60,5	60,5

Tableau 1.2

Bilan d'énergie de HQ Production
Scénario à 66 % de probabilité

Énergie en TWh	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Ressources actuelles HQP	193,6	191,8	191,7	191,5	191,4	191,4	188,0	186,9
Production Hydro-Québec (2003)	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8	151,8
Production de Tracy	1,4	0,4	0,4	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production de Gentilly 2	5,5	4,7	4,6	4,6	4,6	4,5	1,1	0,0
Achats à long terme	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8	34,8
Engagements totaux HQP	187,2	187,2	187,2	191,3	192,2	192,2	192,2	192,2
Au Québec								
Ventes d'électricité patrimoniale	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0	165,0
Pertes électriques pour électricité patrimoniale	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR)	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1	2,1
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				4,1	4,9	4,9	4,9	4,9
Autres (livraisons selon entente, cons. des centrales)	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Ressources actuelles - engagements HQP	6,4	4,6	4,5	0,1	-0,7	-0,8	-4,2	-5,3
Hydraulicité (p/r à la moyenne 1943-2003)	-5,1	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5	-4,5		
Stockage pour réserve énergétique	-3,0	-2,0	-4,0	-2,5	-3,0	-5,0	-10,5	0,0
Achat de production privée	0,4	0,6	0,9	1,3	1,3	1,3	1,3	1,3
Projets de production								
Grand-Mère (Gain)		0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Toulnustouc		0,8	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Mercier			0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
EM-1				2,7	2,7	2,7	3,4	2,7
EM-1-A							0,5	2,2
Dérivation Rupert (gain à LG-1 et LG-2)							5,5	5,5
Péribonka					0,6	2,2	2,2	2,2
Rapide des Cœurs / Chute Allard					0,5	0,9	0,9	0,9
Sous total ressources non engagées HQP	-1,4	-0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	2,3	12,7
Ventes à court terme engagées et prévues HQP à HQD	2,0							
Ressources non engagées HQP	-3,4	-0,2	0,1	0,3	0,1	0,0	2,3	12,7
Stock énergétique								
Stock au 1er janvier	75,1	78,1	80,1	84,1	86,6	89,6	94,6	105,1
Ratio de couverture des ventes engagées au 1er janvier	44%	46%	47%	48%	49%	51%	54%	60%
Stock au 1er mai	32,4	34,1	36,8	40,2	42,0	45,0	50,0	60,5

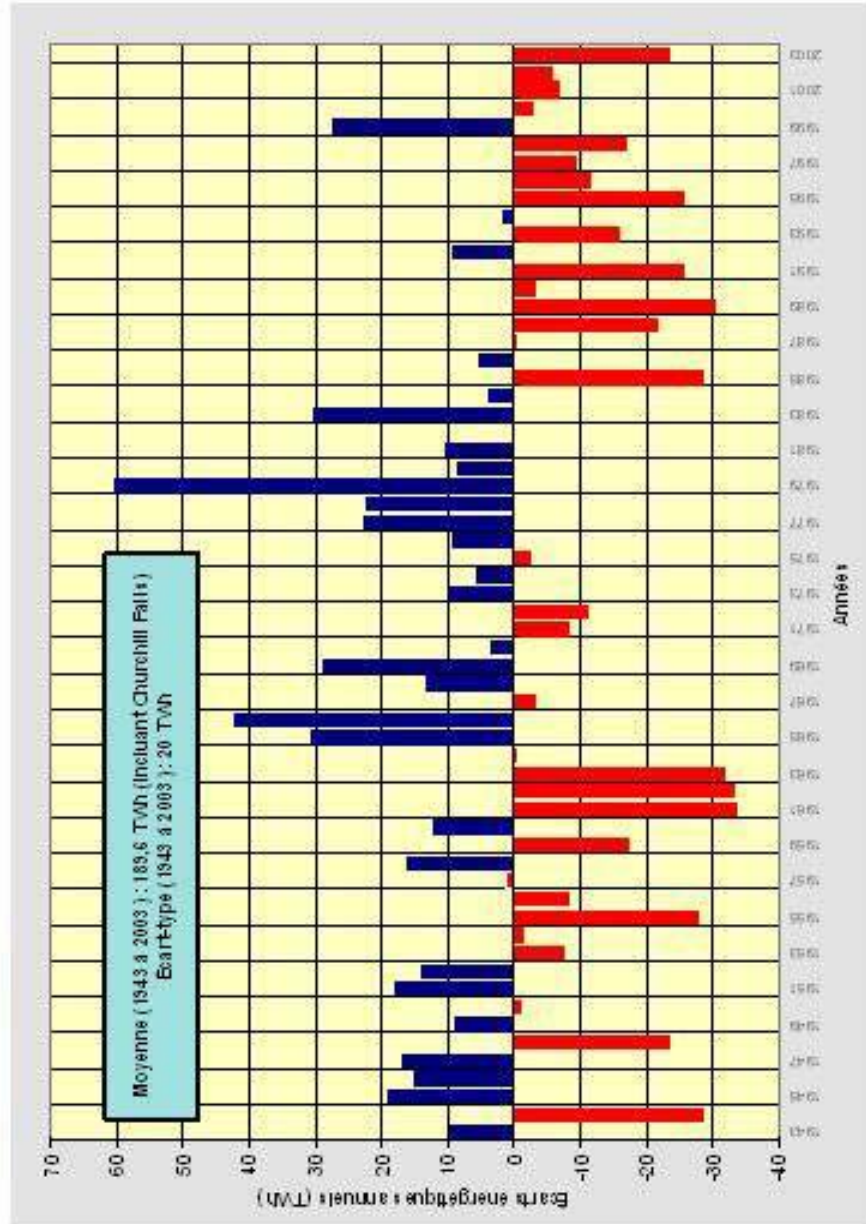
Tableau 1.3

Bilan de puissance de HQ Production

Puissance en MW	2004-05	2005-06	2006-07	2007-08	2008-09	2009-10	2010-11	2011-12
Ressources actuelles HQP	38 360	38 350	38 343	38 336	38 326	38 316	37 715	37 515
Puissance Hydro-Québec (2003)	30 650	30 650	30 650	30 650	30 650	30 650	30 650	30 650
Puissance de Gentilly 2	645	635	628	621	611	601	0	0
Achats à long terme	6 550	6 550	6 550	6 550	6 550	6 550	6 550	6 350
Puissance interruptible long terme	515	515	515	515	515	515	515	515
Engagements totaux HQP	39 084	39 074	39 084	39 694	39 684	39 674	39 664	39 664
Au Québec								
Puissance associée à l'électricité patrimoniale	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342	34 342
Ventes à HQD (pour autres tarifs, BT LR MR)	600	590	590	580	570	560	550	550
Ventes à HQD (appel d'offre A/O 2002-HQ-P)				600	600	600	600	600
Autres (livraisons selon entente)	366	366	366	366	366	366	366	366
Réserve requise pour les engagements HQP	3 400	3 400	3 410	3 430	3 430	3 430	3 430	3 430
Hors Québec								
Contrats long terme (incluant pertes)	376	376	376	376	376	376	376	376
Ressources actuelles - engagements HQP	-724	-724	-741	-1 358	-1 358	-1 358	-1 949	-2 149
Achat de production privée	47	92	92	167	167	167	167	167
Projets de production								
Réfections	19	49	84	113	130	147	161	164
Rééquipement Outardes-3 (gain)	64	128	190	190	190	190	190	190
Grand-Mère (gain)	81	81	81	81	81	81	81	81
Rééquipement Outardes-4 (gain)		14	28	42	56	56	56	56
Toulnustouc		465	465	465	465	465	465	465
Mercier			32	32	32	32	32	32
EM-1				480	480	480	480	480
EM-1-A							513	770
Péribonka					340	340	340	340
Rapide des Cœurs / Chute Allard					127	127	127	127
Réserve et restrictions pour ajouts de production		30	40	50	80	90	95	110
Ressources non engagées HQP	-513	75	191	162	630	637	568	613

TABLEAU 1.4

Tableau 1.4: Écart des apports énergétiques annuels de 1943 à 2003



Fiche 1.5: Ratio de couverture (Stock/Ventes engagées)

	Ventes fermes engagées (TWh) (1)	Stock au 1er janvier (TWh)	Ratio de couverture	Sorties nettes des réservoirs pour marchés hors Québec (TWh)
1991	136,4	80,4	58,9%	8,6
1992	142,4	74,1	52,0%	7,5
1993	146,4	100,1	68,4%	12,5
1994	147,4	97,1	65,9%	16,4
1995	148,4	108,8	72,7%	21,9
1996	152,0	84,8	55,8%	16,5
1997	155,1	79,4	51,2%	12,7
1998	150,8	74,8	49,7%	13,9
1999	155,1	72,5	46,7%	18,5
2000	158,9	107,9	67,7%	17,3
2001	157,7	101,8	64,6%	10,6
2002	160,9	103,5	64,3%	12,6
2003	168,3	86,2	50,8%	4,0 (2,6 TWh ventes sur contrats à long terme, 1,4 TWh sorties nettes pour marchés à court terme)
2004	171,7 (2)	75,1	43,7%	-

Note (1): Excluant sorties nettes des réservoirs pour les marchés de court terme hors Québec.

Note (2): Prédiction pour l'année 2004 au 18 février 2004.

Tableau 2.1

Parc 2004 (incluant dérivation Manouane)

Centrales	Energie produite annuellement TWh	Capacité en pointe MW
Rapide 7	0,3	47
Rapide 2	0,4	48
Rapide des Quinze	0,7	91
Rapide des Iles	0,7	138
Première Chute	0,6	118
Bryson	0,6	64
Chute des chats	0,7	98
Paugan	1,0	233
Chelsea	0,8	150
Rapides Farmers	0,5	95
Carillon	3,0	621
Rivière des Prairies	0,5	49
Total Outaouais	9,8	1 751
Beauharnois	12,5	1 689
Les Cèdres	0,5	137
Total St-Laurent	13,0	1 826
Rapide Blanc	1,0	214
Trenche	1,6	292
Beaumont	1,5	273
La Tuque	1,4	215
Grand-Mère	1,3	152
Shawinigan 2 et 3	2,4	359
La Gabelle	0,9	131
Total St-Maurice	9,9	1 636
Bersimis 1	6,4	914
Bersimis 2	3,1	719
Total Bersimis	9,5	1 632
Outardes 4	3,2	694
Outardes 3	4,1	810
Outardes 2	2,5	443
Total Outardes	9,9	1 946
SM 3	2,8	863
Hart Jaune	0,3	48
Manic 5 + Manic 5 PA	7,4	2 592
Manic 3	5,5	1 161
Manic 2	5,6	1 034
Manic 1 + McCormick	2,8	553
Total Manic	21,6	5 387
Caniapiscau / Brisay	2,4	427
LA 2	1,7	290
LA 1	4,1	853
LG 4	13,3	2 658
LG 3	12,4	2 471
LG 2 + LG 2 PA	36,5	7 474
LG 1	7,2	1 322
Total La Grande	77,6	15 493
Petites centrales	0,7	125
Sous total centrales hydrauliques	154,7	30 660
Gentilly 2	5,5	645
Tracy	1,4	600
Cadillac		162
La Citière		280
Bécancour		436
Sous total centrales thermiques	6,9	2 123
Total brut HQP	161,7	32 783
Restrictions (1)	(2,9)	(1 260)
Indisponibilités		(228)
Total net HQP	158,8	31 295

(1) Hauteur de chute et restrictions pour la glace.

Notes sur le bilan de puissance de HQ Production

Le bilan de puissance présente la disponibilité maximale de puissance à l'heure de pointe de chacune des années; il est nécessaire de mentionner que ces ressources en puissance ne sont pas disponibles pour plus de 3 heures à la fois et sont limitées à un total de 36 heures dans une année donnée.

- La puissance maximale du parc de production d'Hydro-Québec en MW ne peut être soutenue que pour un nombre limité d'heures par année en raison de plusieurs facteurs, notamment :
 - L'entretien des centrales de production qui s'échelonne sur toute l'année, à l'exception des journées de pointe hivernale, ayant pour conséquence de réduire la disponibilité de puissance du parc (réduction pouvant atteindre 7000 MW en période d'été); à cela doivent s'ajouter les entretiens de lignes de transport qui réduisent également la disponibilité de puissance ;
 - Les variations saisonnières du niveau d'eau dans les réservoirs limitent la période pendant laquelle Hydro-Québec Production peut disposer de la puissance maximale de ses centrales hydroélectriques (baisse de niveau durant l'hiver car forte période de consommation au Québec, ce qui entraîne une diminution des hauteurs de chute donc une réduction de la puissance disponible, ensuite remplissage des réservoirs au printemps, à l'été et en automne en prévision de l'hiver suivant) ;
 - Des contraintes limitent le nombre d'heures consécutives de production à puissance maximale de plusieurs centrales hydroélectriques (centrales au fil de l'eau qui n'ont pas de réservoirs mais uniquement un bief amont qui permet de soutenir la puissance pour quelques heures consécutives seulement, des centrales telles Manic 5 (1500 MW) et Manic 5 puissance additionnelle (1060 MW) dont la puissance maximale ne peut être maintenue que pour environ 100 heures consécutives, autrement il y aurait déversement à la centrale de Manic 3, etc.).
- Les achats à long terme comprennent le contrat de disponibilité garantie en hiver avec CF(L)Co qui met à la disposition d'Hydro-Québec Production 682 MW de puissance additionnelle de la centrale de Churchill Falls du 1^{er} novembre au 31 mars

uniquement. Les autres achats de production privée comportent également des contraintes qui limitent la disponibilité de puissance en hiver (conditions contractuelles et type de centrales – fil de l'eau) ;

- La puissance interruptible long terme associée aux contrats à partage de risque permet à Hydro-Québec de réduire la consommation en vertu de ces contrats pour une période limitée (de décembre à mars dans la majorité des cas et pour un nombre maximal d'heures par année variant entre 36 et 150 heures)

Réconciliation des ressources disponibles
Plan stratégique 2004-08 (Année 2003) vs Prévision pour 2004

	Publié PS p 47 2003	Prévu en jan 2004 2004	Écart
Ressources disponibles	189,0	193,6	4,6
dont:			
Centrale SM-3	0,3	2,8	2,5
Dérivation Manouane	0,1	0,7	0,6
Gentilly	4,3	5,5	1,2
Autres		0,3	0,3
Total de l'écart			4,6

Pleine production en 2004
 Énergie dérivée en 2004
 Arrêt de 4 mois en 2003 - aucun arrêt en 2004
 Réceptions selon entente au Québec, Tracy, etc.

ESTIMÉ DE LA CAPACITÉ D'IMPORTATION D'HYDRO-QUÉBEC EN PRATIQUE

Pointe	MW		TWh		TWh En pratique	Note
	Max selon OASIS	4 455	Max selon OASIS	17,8		
NY	1 000	4 455	4,0	17,8	3,6	Note 1
NE	1 700	4 455	6,8	17,8	2,3	Note 2
Ont	650	4 455	2,6	17,8	0,0	Note 3
MATI	320	4 455	1,3	17,8	0,6	Note 4
NB	785	4 455	3,1	17,8	0,0	Note 5
Sous-total	4 455	4 455	17,8	17,8	6,5	Note 6
Hors pointe						
NY	1 000		4,8		4,4	
NE	1 700		8,1		3,0	
Ont	650		3,1		0,5	
MATI	320		1,5		0,7	
NB	785		3,7		0,4	
Sous-total	4 455		21,2		9,0	
Grand total			39,0		15,4	Note 7

NOTES

- 1 Période d'entretien d'un mois par an
Pas d'importation pendant 20% des heures de pointe des mois de juillet - août (128 h)
en raison de la pointe de consommation estivale à New York
- 2 La capacité disponible d'import de Nouvelle-Angleterre en pratique est limitée à 690 MW (interconnexion Des Cantons - Comerford) puisqu'on ne peut simultanément transiter toute la production de la centrale LG2-A jusqu'au poste Nicolet et importer de la Nouvelle-Angleterre (limite des équipements)

Période d'entretien d'un mois par an
Pas d'importation pendant 20% des heures de pointe estivale et hivernale (256 h) en raison de la pointe de consommation du marché de la Nouvelle-Angleterre (agglomération métropolitaine de Boston)

L'importation de quantités substantielles de la Nouvelle-Angleterre n'est possible que pour une courte période, car l'hypothèse d'un approvisionnement significatif, soutenu et fiable sur un horizon pluriannuel à partir d'une région dont le réseau électrique est congestionné et qui, de surcroît, est la principale zone de consommation de la Nouvelle-Angleterre (agglomération de Boston) est déraisonnable

- 3 Les difficultés d'approvisionnement du marché ontarien (incertitude sur la pérennité de la production nucléaire - 13 800 MW - et la fermeture envisagée des centrales thermiques au charbon - 7 500 MW) et la croissance de la consommation interne font que l'hypothèse d'un approvisionnement significatif, soutenu et fiable sur un horizon pluriannuel pour le Québec est déraisonnable - l'Ontario a indiqué vouloir importer de l'électricité du Québec, pas en exporter de manière soutenue
- 4 Production annuelle de Brascan Énergie Marketing Inc. qui est vendue sur les marchés (disponible pour achat selon le prix)
- 5 Le marché du Nouveau-Brunswick fait face à un équilibre interne précaire (croissance de la consommation interne et enjeu de pérennité de la centrale nucléaire de Pointe Lepreau (675 MW) qui représente à elle seule environ 30% de la consommation du Nouveau-Brunswick) donc l'hypothèse d'un approvisionnement significatif, soutenu et fiable sur un horizon pluriannuel pour le Québec est déraisonnable
- 6 L'exploitation sécuritaire du réseau de transport d'HQ TransÉnergie impose une limite à la quantité maximale simultanée d'électricité qui peut être importée par les interconnexions à courant continu qu'HQP estime à 2 500 MW
- 7 Autres interconnexions sont dédiées à des contrats à long terme (ligne CRT pour le contrat avec Cornwall Electric et lignes vers le Vermont pour le contrat VJO)

Réserve énergétique - Critère de gestion**Cycle des années 2005-06 – basé sur prévisions au 10 février 2004**

A- Stock énergétique prévu au 1^{er} mai 2007 à hydraulicité normale en 2005/2006 : 48,7 TWh

B- Application du critère de gestion :

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

C- Moyens mis en oeuvre pour couvrir le scénario de déficit de 64 TWh :

- 38,7 TWh : réduction du stock (jusqu'au minimum opérationnel absolu de 10 TWh)
- 25,3 TWh : mesures requises avant le 1^{er} mai 2007 (début - crue printemps 2007)

D- Moyens disponibles pour couvrir les mesures requises avant le 1^{er} mai 2007

	<u>2005 – 2006 – 2007 (<1^{er} mai)</u>	
	<u>(TWh)</u>	
→ Exploitation en base – Centrale de Tracy	4,6	(2,2+2,2+0,2)
→ Opérations – Marchés hors Québec		
- production non engagée	0,0	
- importations (en sus de HQ-D, le cas échéant)	<u>20,0</u>	(9+7+4)
→ Total – moyens disponibles	24,6 TWh	

E- Test des moyens disponibles

- Moyens disponibles : 24,6 TWh
- Mesures requises selon scénario à 2% de probabilité : 25,3 TWh
- Marge /(Déficit) avec moyens disponibles : (0,7) TWh

Note : les moyens disponibles à HQ-P sont ceux qui font intervenir une production accrue de Tracy (max. 2,6 TWh) et des opérations commerciales sur les interconnexions. À noter que le projet de centrale du Suroît, présenté au BAPE pour une mise en service en novembre 2006, aurait ajouté plus de 2,5 TWh au bilan interne du Québec avant le 1^{er} mai 2007. Cette production aurait effacé le déficit des moyens disponibles.