



170 Annexe D DM32.1

Centrale à cycle combiné du Suroît
par Hydro-Québec

Beauharnois

AUD 6211-03-064

« Une expertise en énergie au service de l'avenir »

Témoignage de
Philippe U. Dunsky

au sujet d'une
***Proposition d'Hydro-Québec
pour le lancement d'un appel d'offres
pour 1000 MW le 15 janvier 2002***

pour le
**Regroupement national des
Conseils régionaux de l'environnement du Québec**

N° de dossier
R-3470-2001
Régie de l'énergie du Québec

le 16 décembre 2001



« Une expertise en énergie au service de l'avenir »

Table des matières

Qualifications	2
Mandat	3
Sommaire	4
1. L'analyse de la prévision de la demande	6
Généralités	6
Approche n° 1 : Mise à jour pour les événements récents	8
Approche n° 2 : Correction pour les erreurs historiques	11
Conclusion	17
2. La provision pour l'efficacité énergétique	18
Généralités	18
La provision dans son contexte historique	19
Les raisons de la réduction du potentiel	23
Conclusion : la plage de provisions plausibles	26
3. Autres facteurs touchant la prévision de la demande	33
4. Approvisionnements à court terme	34
Introduction	34
Les contraintes physiques	35
La production québécoise excédentaire et l'exigence de concurrence	36
Conclusion : révision de la cible pour le marché de court terme	41
5. Intégration des analyses et vu d'ensemble	44
Vu d'ensemble	44
Examen des cas extrêmes	45
Conclusion sur l'urgence appréhendée	48
6. Conclusions et recommandation	49
L'urgence et les délais disponibles	49
Les risques associés à un appel d'offres précipité	50
Recommandation	51

Qualifications

Philippe Dunsky est directeur du Centre Hélios, une société indépendante de recherche et d'expertise conseil en matière d'énergie.

Monsieur Dunsky possède plus de dix ans d'expérience dans le domaine de l'énergie. Il est l'auteur de plusieurs dizaines d'études, de rapports et d'articles spécialisés. Il est régulièrement invité à titre de conférencier aux colloques les plus importants en la matière en Amérique du Nord. Ses mandats ont été réalisés pour le compte de gouvernements et agences para-gouvernementales, groupes environnementaux et sociaux, producteurs et distributeurs d'énergie et associations de défense des consommateurs, parmi d'autres.

Monsieur Dunsky a témoigné à titre d'expert devant la Régie de l'énergie dans de nombreuses causes touchant l'ensemble des distributeurs d'électricité et de gaz naturel sous sa compétence.

Mandat

Le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec m'a mandaté pour procéder à une analyse et évaluation de l'urgence évoquée par Hydro-Québec pour justifier le lancement d'un appel d'offres au 15 janvier 2002.

Plus particulièrement, le RNCREQ m'a demandé de répondre aux questions suivantes :

- 1) « **La prévision de la demande (avant les interventions en efficacité énergétique) est-elle réaliste? Sinon, veuillez, dans la mesure du possible, fournir une nouvelle prévision. »**
- 2) « **La provision pour l'efficacité énergétique est-elle réaliste? Sinon, quelle serait une provision plus réaliste compte tenu des informations disponibles? »**
- 3) « **Existe-t-il d'autres facteurs pouvant affecter la demande future qu'Hydro-Québec aurait négligé? Si oui, veuillez les quantifier. »**
- 4) « **Hydro-Québec a-t-elle suffisamment considéré les approvisionnements prévisibles qui seraient disponibles sur le marché de court terme? Sinon, veuillez fournir votre estimation de ces approvisionnements. »**
- 5) « **Veuillez intégrer vos réponses aux questions précédentes afin de fournir un portrait global de l'équilibre offre-demande et des besoins appréhendés. »**
- 6) « **Compte tenu de vos réponses aux questions précédentes, existe-t-il, selon vous, une urgence à procéder, d'ici janvier 2002, au lancement d'un appel d'offres pour 1000 MW? Sinon, quels seraient les délais suffisants pour le lancement d'un appel d'offres futur? »**

J'ai profité de délais très limités (huit jours) pour la réalisation de ce mandat. Pour cette raison, je n'ai pu répondre pleinement à l'ensemble de ces questions. Plus spécifiquement, ce rapport omet d'examiner pleinement la question n° 3 ainsi que certains éléments de la preuve d'Hydro-Québec reliés à la question n° 4 (en particulier, les contraintes physiques aux interconnexions). Dans ces deux cas, j'ai donc accepté tels quels les affirmations contenues dans la preuve du Distributeur.

Sommaire

Hydro-Québec Distribution (ci-après « HQD ») invoque l'urgence de la situation pour demander l'approbation d'un premier appel d'offres pour 1000 MW d'ici le 15 janvier 2002. Cet appel d'offres est censé permettre au distributeur de répondre à des scénarios de la demande domestique qui risqueraient de dépasser l'approvisionnement patrimonial d'ici l'hiver 2005-2006.

J'ai analysé trois facteurs clé affectant l'urgence appréhendée. Il s'agit de :

- 1. La prévision de la demande (avant l'efficacité énergétique);**
- 2. La provision pour l'efficacité énergétique; et**
- 3. Les approvisionnement disponibles à court terme.**

L'analyse prudente de la prévision de la demande du Distributeur – afin de tenir compte notamment des événements tragiques survenus le 11 septembre – indique que la demande serait sensiblement moins importante que prévue. Cette analyse se retrouve à la section 1.

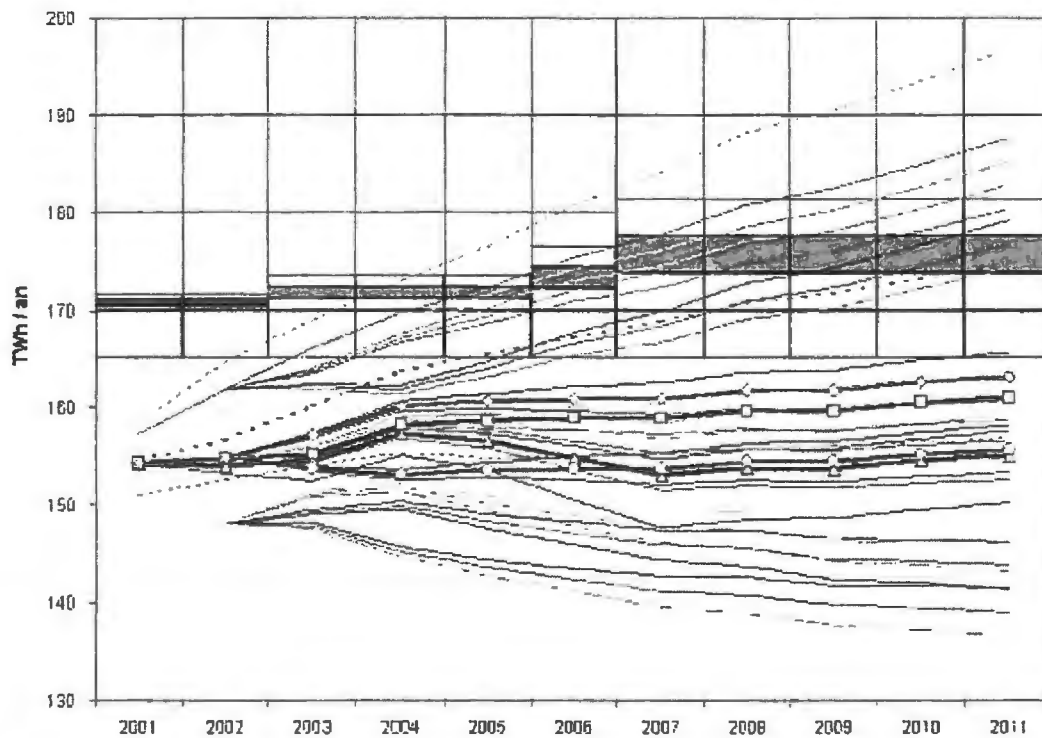
Par ailleurs, la provision pour l'efficacité énergétique proposée par Hydro-Québec, examinée à la section 2, est largement insuffisante compte tenu des informations disponibles.

Enfin, le Distributeur aurait sous-estimé les approvisionnements disponibles à court terme en négligeant ceux en provenance du Québec. La section 4 présente la nature et les raisons de cette sous-estimation, ainsi que les modalités par lesquelles le Distributeur aurait accès aux approvisionnements domestiques.

La section 5 intègre les divers scénarios élaborés aux sections précédentes. Elle comprend notamment un examen de scénarios de la demande jugés extrêmes, lesquels sont comparés à un scénario de marché de court terme qui ne considère que la moitié des surplus indiqués au Plan stratégique d'Hydro-Québec et qui ignore l'ensemble des autres projets que le Producteur a déjà annoncés.

L'ensemble des scénarios examinés sont illustrés au tableau suivant.

L'ensemble des scénarios plausibles et ceux d'Hydro-Québec (en lignes pointillées)



Il ressort clairement de cette analyse que même dans le pire des scénarios (« extreme fort »), l'urgence évoquée par Hydro-Québec est reportée par plus de deux ans. Quant aux scénarios les plus probables, ils indiquent des dates de dépassement du contrat patrimonial très éloignées dans le temps relativement aux prévisions réalisées plutôt cet été par la société d'État.

Enfin, j'examin rapidement, à la section 6, les implications du lancement précipité d'un appel d'offres d'ici janvier 2002. Une telle action aurait vraisemblablement pour effet d'engendrer des coûts importants, de miner la crédibilité du Distributeur dans le marché, d'augmenter les primes qu'exigeraient les soumissionnaires lors des appels d'offres ultérieurs et d'empêcher la Régie d'examiner plus à fond l'ensemble des options, produits et critères pertinents au premier appel d'offres depuis une décennie.

Pour ces raisons, je recommande à la Régie de reporter l'appel d'offres pour une période d'au moins 12 mois.

1. L'analyse de la prévision de la demande

« La prévision de la demande (avant les interventions en efficacité énergétique) est-elle réaliste? Sinon, veuillez, dans la mesure du possible, fournir une nouvelle prévision. »

Généralités

La justesse de la prévision d'Hydro-Québec doit être évaluée à la lumière de deux facteurs clés, à savoir :

- 1) **L'effet possible du 11 septembre (qui est survenue après que la prévision fut réalisée); et**
- 2) **La performance passée des prévisions de l'entreprise.**

L'effet du 11 septembre

Dans un premier temps, la prévision de la demande déposée dans la preuve du Distributeur a été réalisée en août 2001, sur la base de paramètres développés en juillet 2001. À cette époque, les spécialistes constataient déjà un certain ralentissement économique et prévoyaient une reprise vers la fin de 2001.

Les événements tragiques du 11 septembre ont profondément bouleversé les économies nord-américaine et mondiale. De sorte que l'ensemble des gouvernements, institutions financières et entreprises ont depuis revu leurs prévisions économiques à la baisse, et ce, de manière significative. Le Québec n'échappe pas à cette réévaluation, comme en témoigne le récent budget provincial.

Or, la révision d'octobre 2001 soumise par Hydro-Québec se limite à une révision conjoncturelle, donc à une réévaluation de la prévision de 2001-02 seulement. Compte tenu de l'ampleur des modifications économiques survenues depuis le 11 septembre, ainsi que de la prévision récente du Gouvernement du Québec, il importe dès à présent de revoir la prévision de moyen terme, et ce, pour tenir compte de différentes durées possibles de l'actuel ralentissement économique.

La performance passée des prévisions d'Hydro-Québec

Dans un deuxième temps, il importe de considérer la prévision actuelle d'Hydro-Québec à la lumière de la performance de ses prévisions historiques.

Puisque nul ne peut s'attendre à des prévisions parfaites, une façon pertinente d'évaluer la performance des prévisionnistes est de mesurer la symétrie des écarts entre leurs prévisions et la réalité : lorsque les écarts sont en effet symétrique, on peut du moins affirmer qu'il n'y a pas de biais systématique dans le modèle.

C'est en fonction de ce principe d'évaluation que cette deuxième approche à l'analyse critique des prévisions d'Hydro-Québec est conçue.

Les corrections apportées

La révision des prévisions de la demande est donc fondée sur deux approches distinctes, à savoir :

- (1) une série de modifications spécifiques selon que le **ralentissement économique** actuel se termine en **2002, 2003 ou 2004**; ou
- (2) un ajustement automatique tenant compte des **erreurs systématiques** des prévisions historiques d'Hydro-Québec.

Il s'agit ainsi d'utiliser deux méthodes distinctes pour brosser des portraits différents de l'avenir. Il aurait pu par ailleurs être pertinent de combiner ces deux approches – en appliquant le facteur de correction pour erreurs historiques par-dessus les modifications pour tenir compte du ralentissement économique actuel –, puisque ce dernier vise seulement à corriger pour une situation exceptionnelle qu'il est dès aujourd'hui possible de considérer. Par volonté de conservatisme, j'ai toutefois préféré de les développer distinctement l'une par rapport à l'autre.

Soulignons de plus qu'en raison du peu d'information rendu disponible à ce sujet – et surtout, du manque d'accès au modèle prévisionnel utilisé par l'entreprise – j'ai fallu apporter ces corrections à partir des prévisions fournies par l'entreprise.

Enfin, précisons qu'en se basant sur les prévisions d'Hydro-Québec, cette section intègre sa propre provision pour l'efficacité énergétique. Cette provision est analysée à la section suivante où les correctifs nécessaires sont apportés.

Approche n° 1 : Mise à jour pour les événements récents

La première approche consiste à mettre à jour les prévisions d'Hydro-Québec. Plus particulièrement, il s'agit d'apporter des modifications aux prévisions pour tenir compte du ralentissement économique survenu depuis les événements tragiques du 11 septembre 2001, lesquels ont survenu deux mois après que l'entreprise ait développé les paramètres servant d'intrants à sa prévision initiale.

Scénario 1.1 : Prévision d'octobre 2001 d'HQ-D (ralentissement prend fin en 2002)

À cette fin, j'ai commencé par reproduire la prévision de long terme d'Hydro-Québec en fonction de sa propre mise à jour d'octobre 2001. Cette mise à jour se limite à la prévision conjoncturelle, donc aux années 2001 et 2002 seulement. Implicitement, elle se base sur l'hypothèse que le ralentissement prendra fin en 2002.

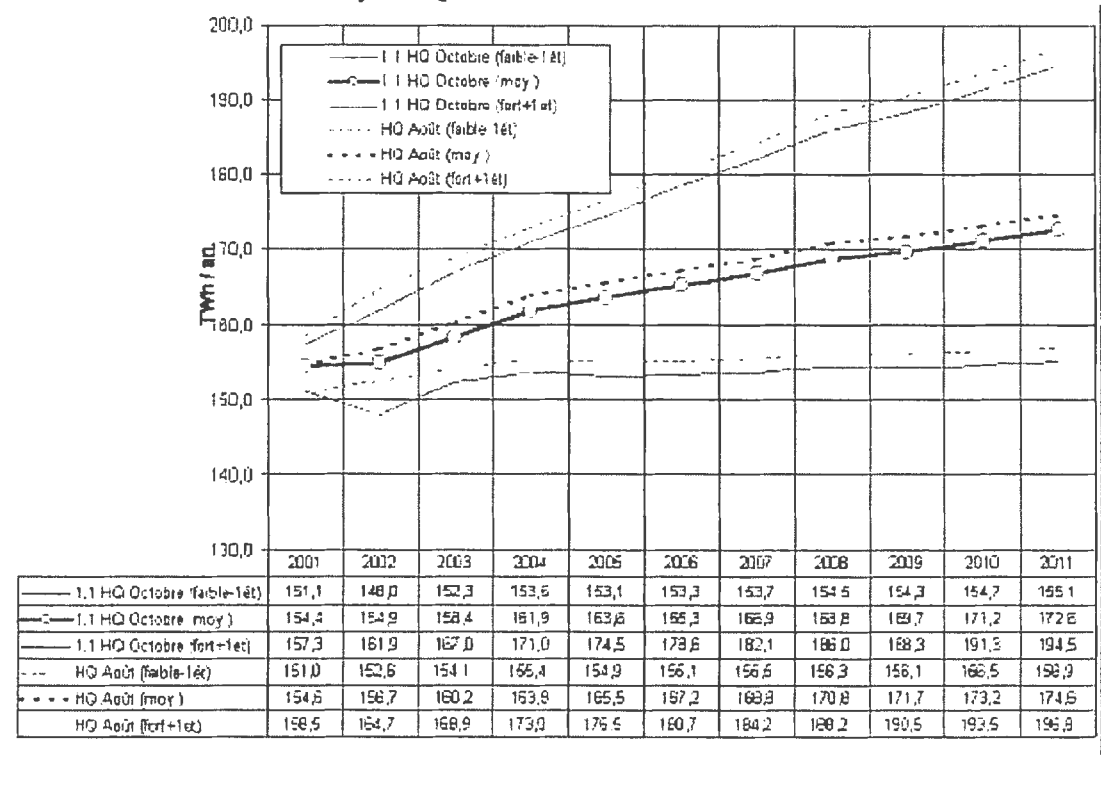
Ce premier scénario part donc à partir des nouvelles prévisions d'Hydro-Québec pour les années 2001 et 2002. Pour les années ultérieures, les prévisions initiales de croissance de la demande sont reprises, sans modifications.

Les scénarios de rechange fort + 1 écart-type climatique et faible - 1 écart-type climatique sont basés sur les écarts des scénarios fort et faible originaux (par rapport au scénario moyen), bonifiés pour les écarts entre ces derniers et les scénarios extrêmes incorporant les écarts-type.¹

Le tableau suivant illustre les résultats de ce scénario.

¹ Cette approche surestime légèrement les besoins, puisque les écarts-type pour l'aléa climatique présentés par Hydro-Québec (HQD-2, doc. 3, p. 8) s'appliquent aux prévisions originales (plus élevées) après les pertes en transport (donc plus élevées encore).

Scénario 1.1 : Prédiction d'Hydro-Québec d'octobre 2001



Ce scénario retient l'ensemble des hypothèses mises de l'avant par Hydro-Québec dans sa preuve initiale ainsi que dans ses réponses aux demandes de renseignements.

Scénario 1.2 : Ralentissement prend fin en 2003

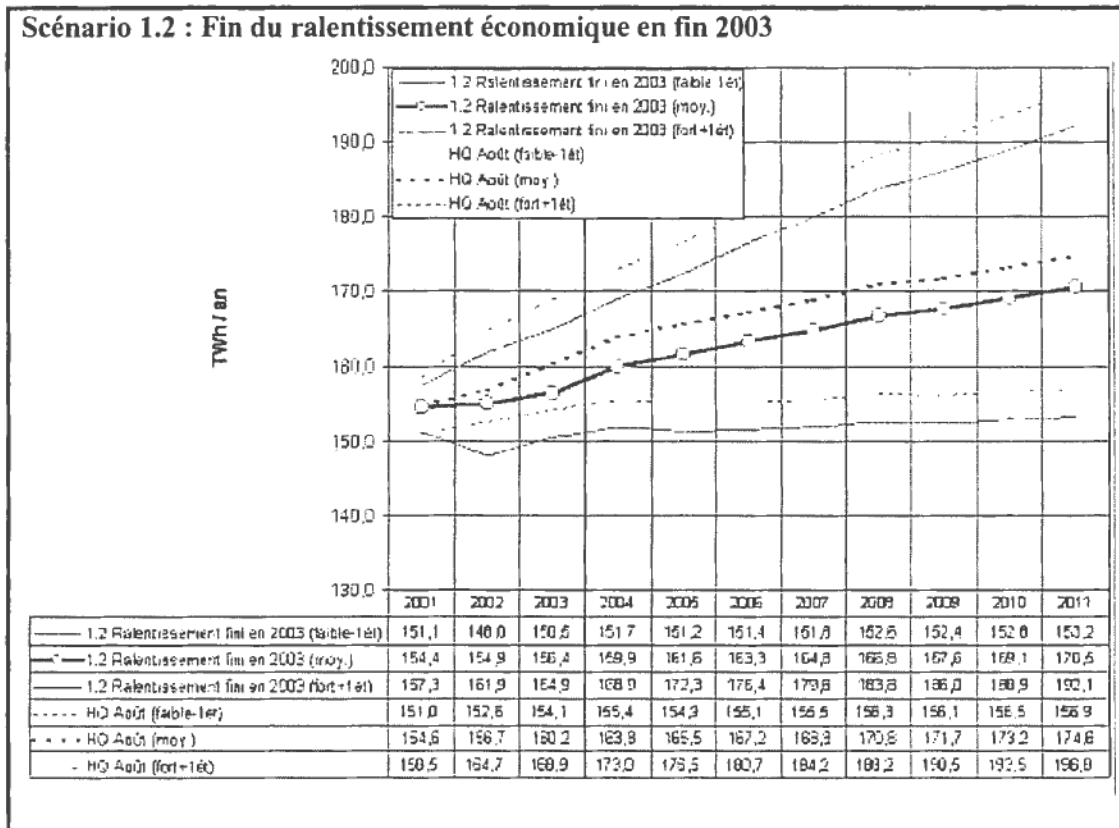
Le deuxième scénario considère que le ralentissement économique actuel prendra plutôt fin en 2003, tel que prévu par le Gouvernement du Québec dans son récent budget.²

Pour élaborer ce scénario, j'ai utilisé d'abord le scénario 1.1 pour les années 2001 et 2002. Pour l'année 2003, j'ai remplacé le scénario de croissance moyenne par le scénario original de croissance faible.³ Pour les nouveaux scénarios contrastés fort et faible, j'ai appliqué au nouveau scénario moyen les écarts que l'on retrouve dans la prévision originale d'Hydro-Québec. Enfin, pour ce qui est des années ultérieures, les prévisions initiales de croissance de la demande sont reprises, sans modifications, et appliquées par-dessus les nouvelles prévisions pour 2003.

² Finances Québec, *Budget 2002-2003 – Plan budgétaire*, 1^{er} novembre 2001, p. 24.

³ Ce scénario se base sur un ensemble d'hypothèses qui sont jugés crédibles pour une économie au ralenti. D'ailleurs, l'hypothèse concernant la croissance du PIB dans cette année est légèrement supérieure à celle adoptée dans le récent budget du Gouvernement du Québec.

Le tableau suivant illustre les résultats de ce scénario.



Ce scénario colle le plus aux prévisions de croissance économique du Gouvernement du Québec.

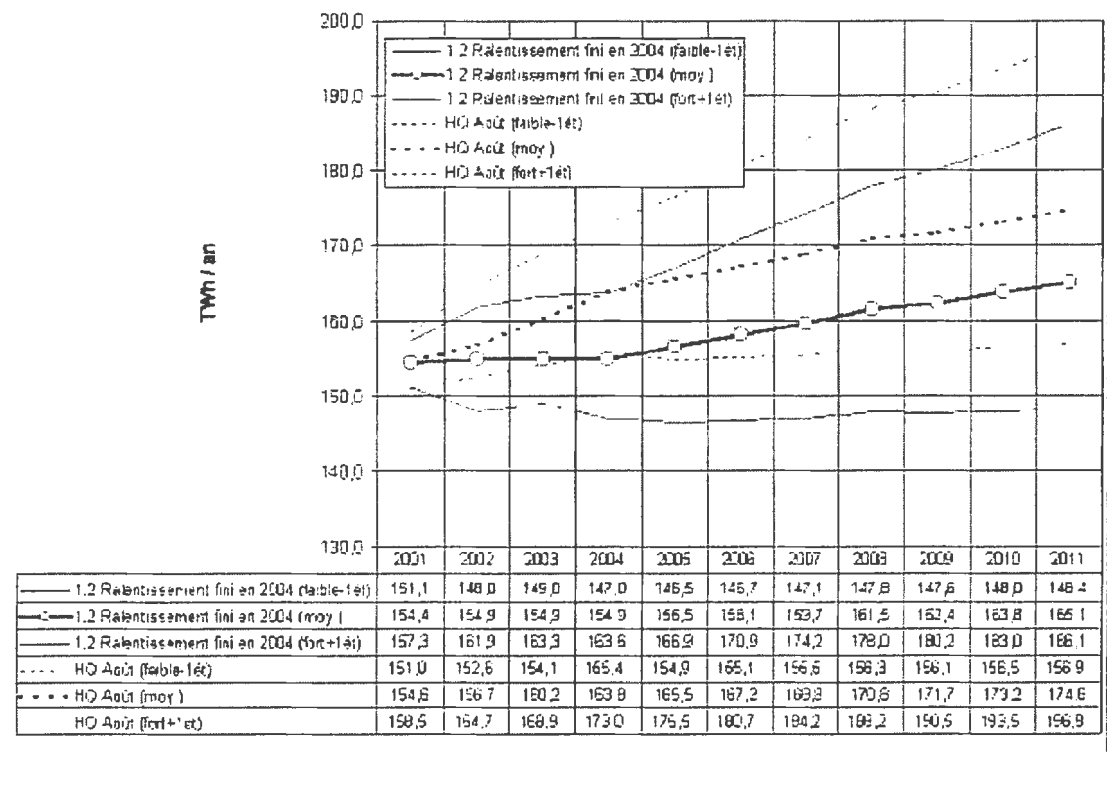
Scénario 1.3 : Ralentissement prend fin en 2004

Le troisième scénario considère que le ralentissement économique actuel prendra plutôt fin en 2004, une éventualité qui pourrait se produire advenant notamment que la situation géopolitique au Proche Orient continue de se détériorer.

L'élaboration de ce scénario emprunte la même approche que pour le scénario 1.2, en étendant la modification pour 2003 à l'année 2004 également.

Le tableau suivant illustre les résultats de ce scénario.

Scénario 1.3 : Fin du ralentissement économique en fin 2004



L'effet de ces modifications sur les besoins à combler sera examiné plus loin.

Approche n° 2 : Correction pour les erreurs historiques

Introduction

La deuxième approche consiste à revoir et à corriger les prévisions d'Hydro-Québec. Plus particulièrement, il s'agit d'apporter des facteurs de correction pour tenir compte de la performance passée des prévisions de l'entreprise.

À cette fin, j'ai d'abord entrepris d'évaluer la performance des prévisions historiques d'Hydro-Québec. Puisque nul ne peut s'attendre à des prévisions parfaites, une façon pertinente d'évaluer la performance des prévisionnistes est de mesurer la symétrie des écarts entre leurs prévisions et la réalité : lorsque les écarts sont en effet symétrique, on peut du moins affirmer qu'il n'y a pas de biais systématique dans le modèle.

Dans ses plans des années 1980, Hydro-Québec a sousestimé la demande future à trois reprises : en 1982, 1984 et 1987. À partir de la fin des années 1980, l'entreprise

commençait plutôt à surestimer la demande. C'est donc ce qui a permis, en 1996, à une tierce partie de constater, dans un court texte soumis à la Commission Doyon, l'absence de biais dans les prévisions de la société d'État.⁴

Mise à jour de l'écart historique

Or, une mise à jour de l'évaluation des prévisions d'Hydro-Québec permet de **constater un biais systématique – du côté de la surestimation – dans ses prévisions et ce, depuis la fin des années 1980.**

En réponse à une question à cet effet de la Régie de l'énergie, Hydro-Québec a fourni les renseignements historiques sur ses prévisions de la puissance.⁵ Ces renseignements indiquent un biais systématique depuis 10 ans en faveur de surestimations importantes. Toutefois, compte tenu que l'urgence évoquée par l'entreprise concerne plutôt l'énergie, les prévisions de puissance ont un intérêt limité.

Pour cette raison, j'ai entrepris d'analyser les prévisions des besoins en énergie de chacun des plans et rapports particuliers depuis 1990, à savoir :

- Prévision 1989 : Plan de développement 1990 d'H-Q
- Prévision 1991 : Suivi du Plan de développement 1990 d'H-Q
- Prévision 1992 : Plan de développement 1993 d'H-Q
- Prévision 1993 : Rapport particulier au 31 décembre 1993 d'H-Q
- Prévision 1994 : Rapport particulier au 31 décembre 1994 d'H-Q
- Prévision 1995 : Rapport particulier au 31 décembre 1995 d'H-Q
- Prévision 1996 : Rapport particulier au 31 décembre 1996 d'H-Q
- Prévision 1997 : Plan stratégique 1998-2002 d'H-Q
- Prévision 1999 : Plan stratégique 2000-2004 d'H-Q

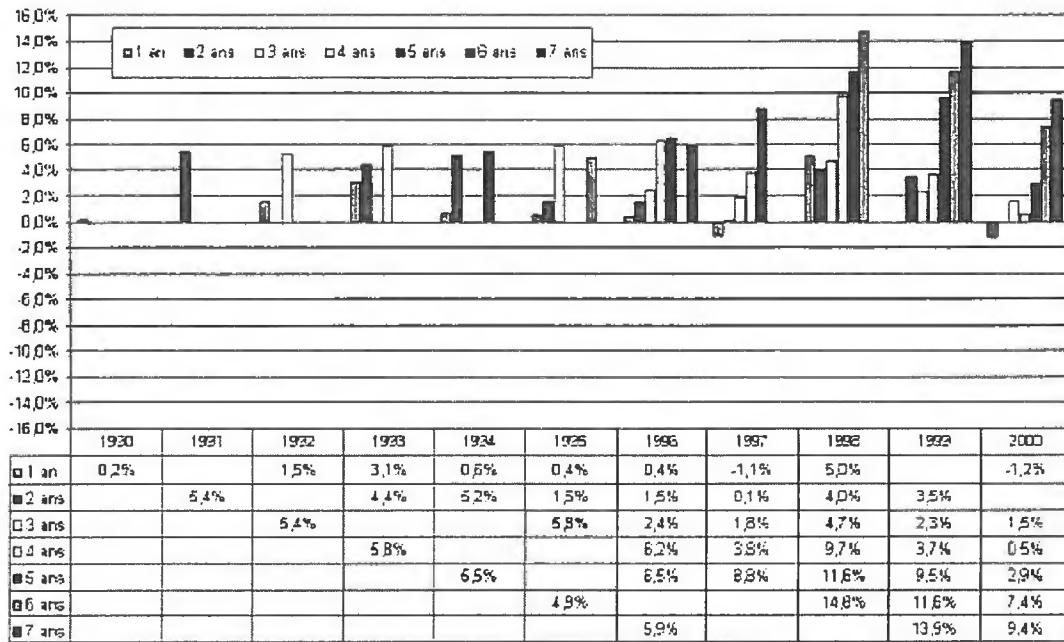
Le tableau qui suit illustre la performance passée des prévisions en énergie de l'entreprise.⁶

⁴ Jean-Thomas Bernard, *Commentaires sur la production privée d'électricité au Québec*, juillet 1996.

⁵ HQD-4, doc. 1, p. 12.

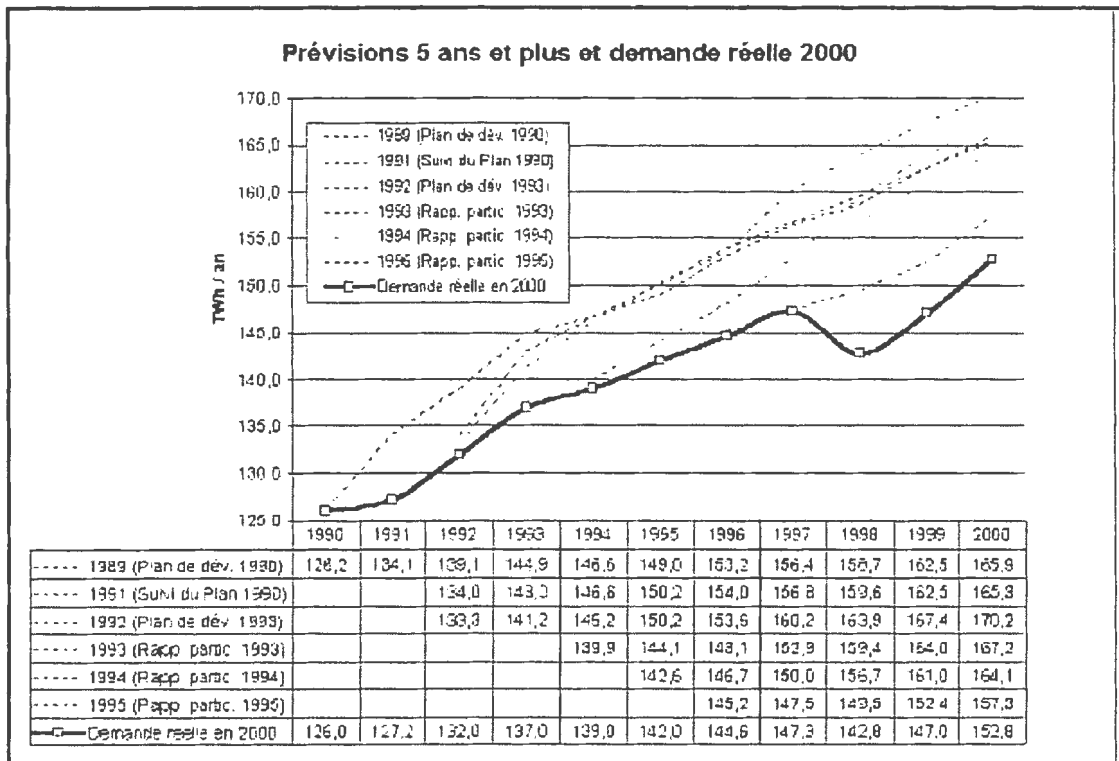
⁶ Afin de comparer la prévision à la demande réelle, j'ai utilisé la prévision *avant* mesures d'efficacité énergétique, ajustée pour les gains réels d'efficacité énergétique (*ex-post*) et comparée à la demande réelle.

Besoins en énergie avant économies d'énergie
Écart entre les prévisions (de 1989 à 1999) et la demande réelle



Ces données sont essentielles à l'analyse de la prévision actuelle, puisqu'elles confirment l'existence d'un biais systématique dans les prévisions d'Hydro-Québec, et ce, presque sans exception depuis les prévisions de 1989 à ce jour.

Il est par ailleurs intéressant de constater l'écart entre la demande réelle en 2000 et les diverses prévisions de 5 ans et plus. Comme en témoigne le tableau suivant, une planification en fonction de ces prévisions aurait conduit à des surplus variant entre 4,5 et 17,4 TWh. Au prix hypothétique de 5,0¢/kWh, ces erreurs de prévisions auraient donc coûté aux consommateurs quelque 225 M\$ à 870 M\$.



Compte tenu de l'ampleur de l'asymétrie systématique constatée des prévisions de la demande d'Hydro-Québec, la prévision de 2001 doit être vue avec un certain scepticisme.

La deuxième approche apporte donc un facteur de correction aux prévisions énergétiques d'Hydro-Québec pour tenir compte des erreurs historiques des prévisions de l'entreprise.

Pour ce faire, j'ai établi, dans un premier temps, l'écart moyen des dernières prévisions des besoins en énergie par rapport à la demande réelle.⁷

Ces écarts sont présentés au tableau suivant :

⁷ Voir la note 6 pour une description de la méthodologie utilisée à cette fin.

Performance des prévisions d'énergie d'Hydro-Québec : écarts des prévisions de 1989 à 1999 par rapport à la demande réelle

Durée des prévisions	Plage d'écarts	Écart moyen
1 an	-1,2% à +5,0%	+ 1,0%
2 ans	+0,1% à +5,4%	+ 3,2%
3 ans	+1,5% à +5,8%	+ 3,4%
4 ans	+0,5% à +9,7%	+ 4,9%
5 ans	+2,9% à +11,6%	+ 7,5%
6 ans	+4,9% à +14,8%	+ 9,7%
7 ans	+5,9% à +13,9%	+ 9,7%

Les autres hypothèses sont décrites ci-dessous.

Scénario 2 : Corrections pour écarts historiques

Trois corrections ont été appliquées à la plus récente prévision de la demande d'Hydro-Québec, à savoir la prévision d'août 2001 révisée en octobre (scénario 1.1). Il s'agit de :

- Une correction pour 100 % de l'écart;
- Une correction pour 50 % de l'écart; et
- Une correction pour 25 % de l'écart.

On pourrait suggérer que des écarts symétriques – par exemple, 50%, 100% et 150% de l'écart historique – soient plus appropriés. Toutefois, compte tenu de l'ampleur des écarts en question et de l'horizon de planification (2011), l'ajout d'un scénario à 150 % n'apporterait rien de plus à l'analyse. Par ailleurs, puisque ces corrections ne peuvent s'appliquer qu'au scénario de croissance moyenne (puisque'ils corrigent pour l'écart entre la prévision moyenne et la réalité constatée), il est jugé utile de fournir différents scénarios de correction. Néanmoins, le choix de facteurs de correction est évidemment très conservateur et pourrait être revu.

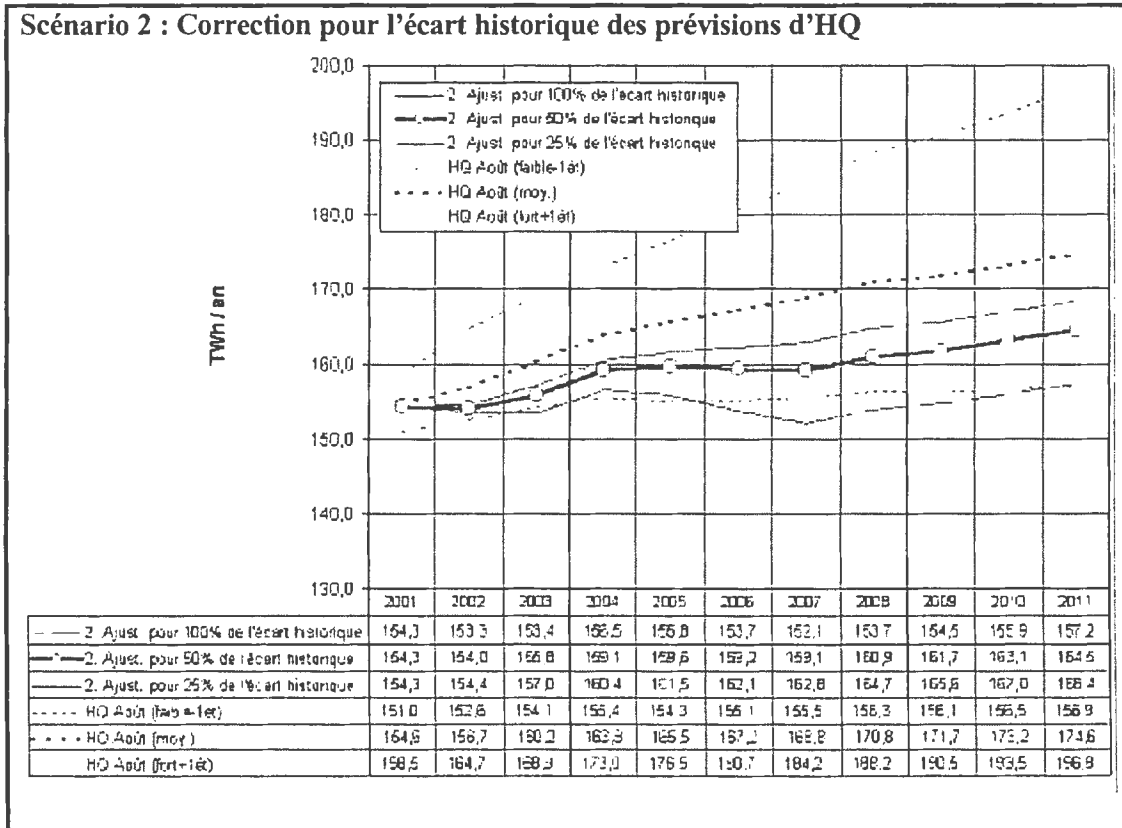
Pour ce qui est du scénario de correction à 100 %, pour les années 2002 à 2008, qui correspondent aux prévisions de 1 à 7 ans, la prévision corrigée d'octobre est modifiée par un facteur de correction égal à l'écart moyen historique (donc 1,0% en 2002, 3,2 % en 2003, 3,4 % en 2004, 4,9 % en 2005, 7,5 % en 2006 et 9,7% en 2007 et 2008). Pour les années ultérieures (2009-2011), j'ai choisi de reprendre l'écart 7 ans.⁸

⁸ Ce choix sous-estime fort probablement l'écart historique, qui augmente naturellement en fonction avec la période de prévision. Néanmoins, puisque les années 2009 et suivantes ne font pas partie de l'urgence appréhendée par Hydro-Québec, j'ai retenu, pour fins de simplicité, l'écart de 7 ans pour les années suivantes. Cet écart pourrait être revu à la lumière de renseignements fournis par Hydro-Québec et selon le besoin.

Les autres scénarios sont construits de la même façon mais en ne corrigeant que pour la moitié ou le quart de l'erreur historique de prévision chez Hydro-Québec.

Scénario 2 : Résultats

Le tableau suivant illustre les résultats de ce scénario.



Résultats additionnels

Compte tenu de l'ampleur des écarts historiques et de l'implication de leur intégration aux prévisions actuelles, j'ai vérifié la sensibilité des résultats par deux approches supplémentaires. Dans un premier temps, j'ai donc vérifié l'impact qu'aurait un facteur de correction égal à l'écart *minimal annuel* historique. Il s'agit d'utiliser, pour chaque période de prévision, l'écart le plus faible que l'entreprise aurait réalisé depuis plus de dix ans.

À titre d'exemple, au lieu d'utiliser l'écart moyen des prévisions de un an (+0,9%), on utilise plutôt l'écart minimal historique (-1,2%). L'ensemble des écarts minimaux sont indiqués au tableau de la page précédente (premières données dans la colonne « page »).

Malgré la faiblesse relative de ces écarts par rapport à la performance moyenne d'Hydro-Québec, **ce scénario indique qu'à l'horizon 2011, aucun dépassement du contrat patrimonial aurait lieu.** Concrètement, à cet horizon le Distributeur bénéficierait toujours d'un surplus de 2,2 TWh par rapport au contrat patrimonial, et ce, sans même considérer les disponibilités sur le marché de court terme.

Dans un deuxième temps, j'ai entrepris de déterminer **l'écart nécessaire pour que la demande dépasse le volume patrimonial de 165 TWh en l'an 2006, soit un an après** la date prévue par Hydro-Québec. Cette analyse indique que, pour qu'il y ait dépassement dès 2006, sa prévision actuelle devrait être « plus que 99 % plus précise » que la moyenne de ses prévisions historiques. En effet, **seul un écart inférieur à 1% de l'écart moyen historique des prévisions d'Hydro-Québec conduirait au dépassement avant 2007,** toujours sans tenir compte du marché de court terme.

Conclusion

Comme nous venons de voir, la considération explicite du ralentissement économique survenu après que les prévisions d'Hydro-Québec furent développées, vient modifier de manière relativement importante les besoins appréhendés. De plus, la considération de la performance historique des prévisions de l'entreprise – et plus particulièrement de l'erreur systématique et asymétrique de ces prévisions – vient également diminuer les besoins appréhendés, et ce, même en considérant des scénarios de performance des prévisions sensiblement plus optimistes que l'histoire ne semble suggérer.

La section 5, où sont intégrées les considérations pour l'efficacité énergétique ainsi que pour les approvisionnement du marché de court terme, reprend l'ensemble de ces scénarios.

2. La provision pour l'efficacité énergétique

« La provision pour l'efficacité énergétique est-elle réaliste? Sinon, quelle serait une provision plus réaliste compte tenu des informations disponibles? »

Généralités

Hydro-Québec n'a pas encore déposé son plan global en efficacité énergétique. Toutefois, sur la base de l'évaluation du potentiel qu'elle a réalisé conjointement avec l'Agence de l'efficacité énergétique, elle intègre à sa prévision de la demande une provision pour efficacité énergétique. La provision, en excluant les économies tendanciennes, est présentée dans le tableau qui suit :

PROVISION D'HYDRO-QUÉBEC POUR L'EFFICACITE ENERGETIQUE (PLAN 2001) ⁹										
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<i>Programmes du passé</i>	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0
<i>Programmes à venir</i>	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
Total	2,4	2,4	2,4	2,4	2,6	2,5	2,5	2,5	2,4	2,4

Cette provision tranche avec les provisions utilisées dans le passé par l'entreprise. En effet, les plans qu'Hydro-Québec devait mettre en marche au début des années 1990 prévoyaient d'importantes économies, et ce, à des coûts nettement inférieurs aux coûts évités.

Dans la présente cause, il n'existe pas suffisamment d'informations – concernant notamment le plan d'Hydro-Québec, l'évaluation du potentiel, les coûts des mesures et les coûts évités – pour former un jugement final sur le niveau réaliste d'une telle provision. J'ai donc tenté, à partir des informations à la preuve et d'autres informations disponibles, de présenter ce que je considère être une plage raisonnable de provisions pour l'efficacité énergétique.

À cette fin, la provision est d'abord placée dans son contexte historique. Ce rappel du contexte est suivi d'un examen plus détaillé des raisons soulevées par Hydro-Québec pour justifier que sa provision soit de si loin inférieure aux plans précédents. Enfin, une plage de provisions plus réalistes est proposée.

⁹ HQD-2, doc. 1, p. 18.

La provision dans son contexte historique

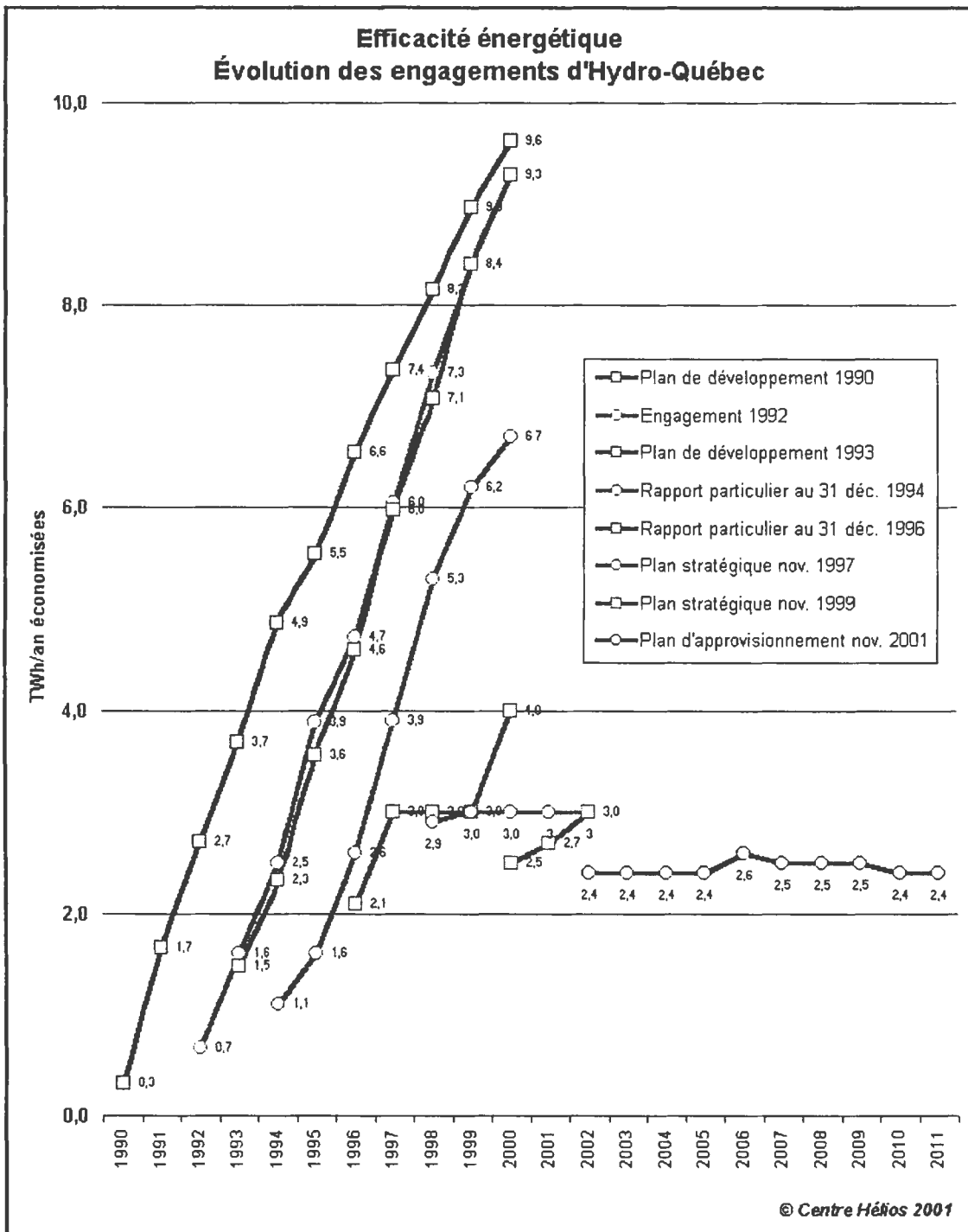
L'historique des économies prévues

Hydro-Québec a entamé ses efforts récents en efficacité énergétique vers la fin des années 1980, alors que les surplus de la décennie passée se résorbaient et qu'il fallait donc considérer de nouveaux investissements en production.

Dans son Plan de développement 1990, l'entreprise annonçait en effet un plan en efficacité énergétique qui visait, en 10 ans, des économies annuelles de 9,6 TWh. Dans son Engagement de performance 1992, l'entreprise ajustait cette prévision légèrement à la baisse (9,3 TWh à l'horizon 2000). Au cours des prochaines années, l'objectif fut maintenu de nouveau; d'abord, dans le cadre du Plan de développement 1993, puis, dans l'Engagement de performance suivant.

Le Rapport de performance au 31 décembre 1994 signalait pour la première fois une baisse substantielle de l'effort de l'entreprise en cette matière (l'objectif fut ramené à 6,7 TWh en 2000). Puis, en 1995, Hydro-Québec annonçait une pause dans ses efforts à ce sujet, et ce, en attendant les résultats du Débat public sur l'énergie que le gouvernement du Québec venait de lancer. Depuis, l'entreprise a systématiquement prolongé cette « pause », se refusant de ranimer ses efforts d'amélioration de l'efficacité énergétique de sa clientèle.

Le graphique suivant illustre l'évolution, de 1989 à 2001, des engagement d'Hydro-Québec en matière d'efficacité énergétique.



L'abandon par l'entreprise de cette filière énergétique est clair. Soulignons à cet égard que la provision du Plan de novembre 2001 prévoit des économies annuelles en l'année 2011 qui seraient inférieures à celles initialement prévues pour 1992, soit près de 20 ans auparavant.

Les raisons de l'abandon

Dans sa preuve, Hydro-Québec n'aborde pas directement sa performance passée en matière d'efficacité énergétique, à l'exception d'un seul paragraphe qui cherche à expliquer la baisse significative et séquentielle des objectifs à cet égard :

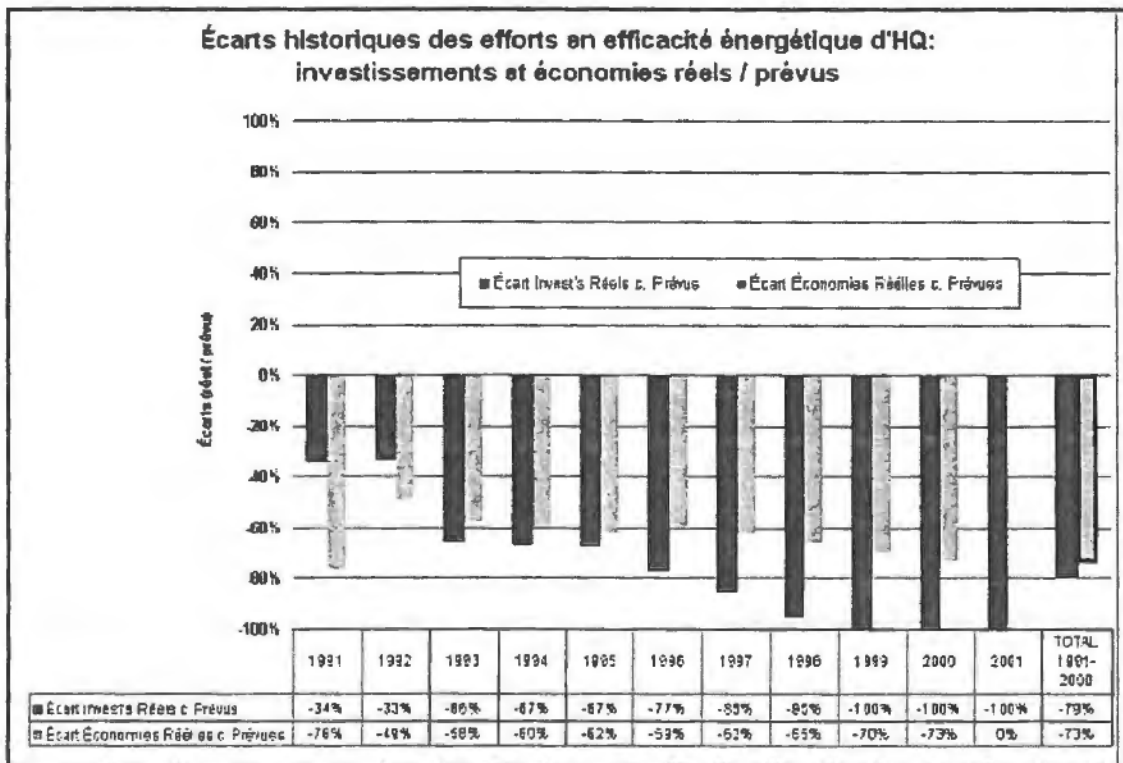
« Rappelons que le résultat du dernier Projet d'efficacité énergétique a atteint 2,5 TWh/an, soit près de 10% du potentiel qui était alors estimé à 27,6 TWh/an. Ce résultat de 2,5 TWh/an a été atteint en 1998 après huit années d'efforts tandis que la provision de 0,4 TWh/an est associée à trois années d'intervention seulement. De plus, l'atteinte du résultat de 2,5 TWh a requis des investissements d'Hydro-Québec de plus de 300 M\$. »¹⁰

Ce texte pourrait conduire le lecteur à croire que l'écart entre les gains projetés et réels s'explique par des difficultés systémiques que l'entreprise aurait eues à affronter. Or, la performance réelle fut directement fonction de l'effort financier de l'entreprise.

Comme en témoigne le graphique suivant, Hydro-Québec a systématiquement réduit les investissements dans son programme d'efficacité énergétique, de sorte qu'il aurait été strictement impossible d'atteindre les objectifs visés.¹¹

¹⁰ HQD-2, doc. 1, Annexe 1A, p. 9, lignes 12-17.

¹¹ Données de HQD-4, doc. 7, p. 31. Soulignons que l'écart des économies réalisées en 1991 est contredit par les estimations fournies dans le Plan de développement 1993, qui indiquent plutôt un écart de quelque 10%. C'est ainsi que l'écart de 76% apparent au graphique qui suit en l'an 1991 ne saurait constituer une raison d'être du désinvestissement des années subséquentes; cet écart n'ayant été constaté que plusieurs années après que le désinvestissement eut lieu.



C'est à la lumière de cette réduction substantielle des investissements en efficacité énergétique que l'atteinte de seulement 10 % du potentiel technico-économique doit être comprise. En effet, la cible de l'époque, soit 34 % du potentiel technico-économique¹², nécessitait des investissements directs de 1 589 M\$, alors que l'entreprise a fini par ne consacrer que 338 M\$, une réduction de 79 % des investissements prévus. Il n'est donc pas surprenant que les économies prévues à l'horizon 2000 de 9,2 TWh n'ont finalement atteint que 2,5 TWh, une réduction de 73 % de l'objectif initial.

Il serait donc erroné de suggérer que l'échec vécu du dernier plan (en n'atteignant que 10% du potentiel économique) puisse servir de base de comparaison, puisque ce dernier s'est réalisé en grande partie grâce aux réductions substantielles et d'ailleurs proportionnelles des efforts de l'entreprise.

Par ailleurs, soulignons que ces réductions étaient principalement le fruit des choix de politique de la haute direction.

¹² Hydro-Québec, *Projet d'efficacité énergétique – Approche proposée*, janvier 1992, p. 9.

Les raisons de la réduction du potentiel

La preuve d'Hydro-Québec souligne une diminution importante du potentiel technico-économique d'efficacité énergétique.

Dans sa preuve, Hydro-Québec présente plusieurs arguments justifiant la réduction substantielle du potentiel par rapport aux années antérieures, à savoir principalement :¹³

- Les économies réalisées dans le cadre des programmes antérieurs;
- Les effets tendanciels;
- Une meilleure connaissance de la part des consommateurs; et
- Une diminution des coûts évités par rapport à 1992.

Les économies passées

Les économies réalisées dans le cadre de programmes antérieurs ne sauraient en soit justifier une diminution si importante du potentiel. Rappelons à cet égard que les économies générées par les programmes du passé sont en-deça de 2,5 TWh, relativement à un potentiel initial de 45 TWh (technique) et de 27,6 TWh (économique).

Par ailleurs, il est communément reconnu que le potentiel d'efficacité énergétique se renouvelle au gré du temps et des nouveaux développements technologiques.

Les effets tendanciels

Hydro-Québec fait référence aux effets tendanciels pour justifier la baisse appréhendée du potentiel d'efficacité énergétique par rapport aux potentiels établis dans les plans du début des années 1990.

Pour qu'une telle affirmation se justifie, il aurait fallu soit que les plans initiaux aient négligé de considérer les effets tendanciels, soit que ces effets aient été inférieurs aux effets appréhendés aujourd'hui pour les années à venir.

Dans son Plan d'approvisionnement, Hydro-Québec évalue les effets tendanciels à 1,3 TWh sur cinq ans (horizon 2005) et 2,6 TWh sur dix ans (horizon 2011).¹⁴ Or, le Plan d'efficacité énergétique du début des années 1990 considérait déjà des effets tendanciels de 3,9 TWh sur 10 ans, soit des effets substantiellement *plus élevés* que ceux prévus aujourd'hui. Ainsi, à l'époque où le Plan en efficacité énergétique visait 9,0 TWh, on disait :

¹³ HQD-2, doc. 1, Annexe 1A, p. 4-5.

¹⁴ HQD-2, doc. 1, p. 18.

« The utility is maintaining its objective of 12.9 terawatt-hours of energy savings between now and 1999. This objective breaks down as follows: 3.9 terawatt-hours of natural savings [effets tendanciels] and 9.0 terawatt-hours of savings resulting from specific programs (...). »¹⁵

Autrement dit, le fait des effets tendanciels ne peut aucunement être utilisé pour justifier une baisse du potentiel par rapport aux années 1990, puisque ce potentiel tenait déjà compte lui-même d'effets tendanciels plus importants.

Consommateurs mieux informés

Hydro-Québec affirme que de récentes enquêtes indiquent que les consommateurs sont mieux informés quant à l'efficacité énergétique qu'ils ne l'étaient au début des années 1990, et que cette amélioration conduit à une réduction du potentiel technico-économique.

Dans un premier temps, rappelons que cet argument est utilisé par l'entreprise depuis ses débuts en efficacité énergétique. Par exemple, dans son rapport sur le sujet en 1992, Hydro-Québec indiquait, afin de justifier le potentiel de l'époque de 27,6 TWh en 2000 :

« L'utilisation rationnelle de l'électricité est en effet familière aux Québécois. Tel que l'indiquent certaines enquêtes menées récemment par Hydro-Québec, plusieurs comportements d'économie d'énergie sont déjà acquis et fort répandus. Par exemple, 61 % des lavages se font à l'eau froide (...). Les trois quarts des Québécois ont abaissé la température de leur maison et 94 % des ménages font fonctionner leur lave-vaisselle seulement lorsqu'il est plein. La clientèle commerciale et industrielle a également consenti des efforts. La consommation actuelle d'électricité au Québec intègre par le fait même plusieurs mesures d'efficacité énergétique, ce qui réduit d'autant le potentiel de nouvelles économies réalisables sur l'horizon retenu. »¹⁶ [nous soulignons]

Dans sa preuve, Hydro-Québec utilise à nouveau cet argument pour justifier cette fois un potentiel établi de façon préliminaire à seulement 6,0 TWh.

Dans un deuxième temps, soulignons que les économies que les consommateurs peuvent vouloir eux-mêmes réaliser constituent de fait des économies tendancielles, c'est-à-dire des économies qui se réaliseraient avec ou sans un effort particulier de l'entreprise. Tel que souligné précédemment, ces économies tendancielles sont évaluées à seulement 1,3 TWh à l'horizon 2006 et, qui plus est, sont moins importantes que celles prévues à l'époque du plan de 1990.

C'est ainsi que cette affirmation ne peut justifier une réduction supplémentaire du potentiel technico-économique : elle est déjà intégrée à l'argument des effets

¹⁵ Hydro-Québec, *Hydro-Québec Planning Update : 1991-1993, Horizon 2000*, 17 juillet 1991, p. 4.

¹⁶ Hydro-Québec, *Projet d'efficacité énergétique – Approche proposée*, janvier 1992, p. 6-7.

tendanciels, et ces mêmes effets sont jugés moins importants que ceux déjà prévus au début des années 1990.

Diminution des coûts évités depuis 1992

Le Distributeur affirme enfin que la baisse notable du potentiel économique d'efficacité énergétique se justifie notamment par une révision à la baisse des coûts évités de l'entreprise.

En effet, l'estimation des coûts évités adoptée par l'entreprise est substantiellement plus basse que celle qui prévalait dans les années 1990.

Selon Hydro-Québec, le prix du contrat patrimonial sert dorénavant de base pertinente pour l'estimation des coûts évités à venir :

« Globalement, la somme du coût de la fourniture patrimoniale et du coût moyen de transport constitue, de l'avis du Distributeur, une estimation raisonnable du coût évité post patrimoine. C'est ce qui a été utilisé dans les analyses. »¹⁷

Cette affirmation est surprenante. Le coût moyen de transport a été établi par Hydro-Québec, dans la cause R-3398-98, à 1,15¢/kWh.¹⁸ En présumant qu'il s'agissait de dollars 1998, ce coût reviendrait à quelque 1,2¢/kWh en dollars de l'an 2000. Ainsi, le coût évité moyen utilisé par Hydro-Québec pour les fins de l'analyse économique du potentiel d'efficacité énergétique serait inférieur ou égal à 4¢ du kWh *livré*.

Électricité patrimoniale :	2,79 ¢/kWh
Coût moyen de transport :	1,20 ¢/kWh
Coût évité post patri-	
moine (selon HQ-D) :	3,99 ¢/kWh

Disons d'emblée que cette estimation m'apparaît invraisemblable.

Depuis l'abandon du projet Grande-Baleine, les scénarios de coûts de production future d'Hydro-Québec reposent sur la technologie des turbines à gaz à cycle combiné (TAGCC). Cette année, Hydro-Québec a annoncé son intention de construire la première centrale de ce type sur le territoire québécois. Cette centrale, au coût de 5 à 6 cents le kilowattheure, devrait être mise en service en 2006.

Sur la base des coûts projetés de la centrale de Suroît, il est possible de faire une estimation raisonnable du coût d'achat post-patrimoine du Distributeur. Ce coût est composé de (1) le coût de la centrale, (2) des coûts relativement minimes de transport et

¹⁷ HQD-4, doc. 1, p. 14.

¹⁸ R-3398-98, HQ-1, document 1 en liasse, p. 20 (20 février 1998).

(3) la marge de profit de l'entreprise. Une estimation plus plausible des coûts pour le Distributeur est la suivante :

Composante	Coût	Discussion
Coût de la centrale	5,50 ¢/kWh	Équivalent à 3,4¢US/kWh
Marge de profit	0,55 ¢/kWh	10 % des coûts. Cela considère un contrat à long terme pour la totalité de l'énergie produite
Prix de vente	6,05 ¢/kWh	
Coûts de transport	0,20 ¢/kWh	Estimation tenant compte de la proximité possible des TAGCC
Coût total pour HQ-D	6,25 ¢/kWh	

Par ailleurs, soulignons qu'Hydro-Québec a annoncé dans son récent Plan stratégique son intention d'acheter de l'énergie éolienne au coût de quelque 5 à 6 ¢/kWh¹⁹, lequel n'inclut pas le transport de la Gaspésie à Montréal.

L'estimation produite ci-dessus dépasse largement l'estimation de 3,99¢/kWh que le Distributeur semble utiliser aux fins de son analyse du potentiel économique d'efficacité énergétique. En contrepartie, elle est moins élevée que celle utilisée par Hydro-Québec au début des années 1990, soit environ 6,16 ¢/kWh (\$1994) en moyenne ou quelque 6,94¢/kWh en \$2000.

Conclusion : la plage de provisions plausibles

Il n'existe malheureusement pas suffisamment d'informations sur le potentiel préliminaire établi par Hydro-Québec pour développer de manière rigoureuse une nouvelle provision pour l'efficacité énergétique.

Néanmoins, il est possible d'élaborer une estimation plausible à partir de certaines informations existantes et en tenant compte des facteurs discutés précédemment.

Données de base

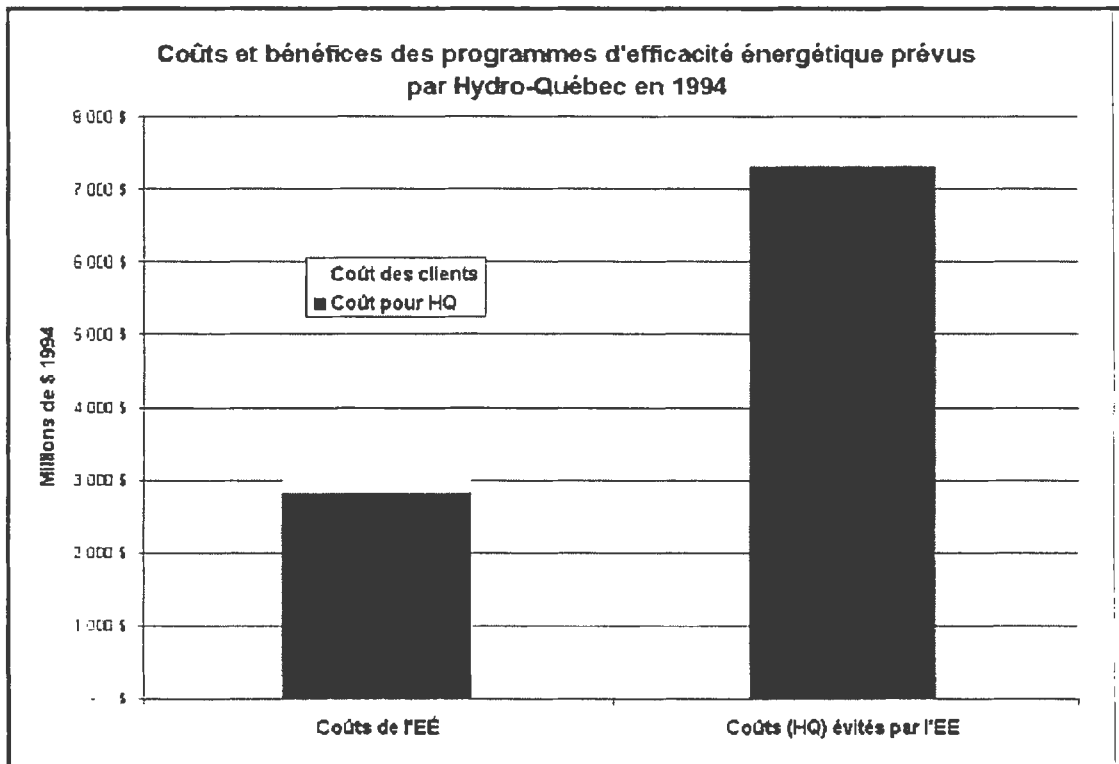
Afin d'établir une plage de provisions plausibles pour l'efficacité énergétique, j'ai analysé les informations les plus récentes à ma disposition. Il s'agit plus particulièrement d'une série de scénarios élaborés à la fin de 1994 pour chaque usage final.²⁰ Le scénario correspondant au plan initial d'Hydro-Québec, à savoir celui qui

¹⁹ Hydro-Québec, *Plan stratégique 2002-2006*, 2001, p. 75.

²⁰ Hydro-Québec, *Prévisions des économies et des coûts des interventions – Options proposées – 1994 à 2013*, tableaux datés décembre 1994.

prévoyait des économies de 9,2 TWh en l'an 2000, constitue la base de cette évaluation.²¹

L'évaluation de l'époque indique une rentabilité très attrayante, tel qu'illustrée au tableau suivant.



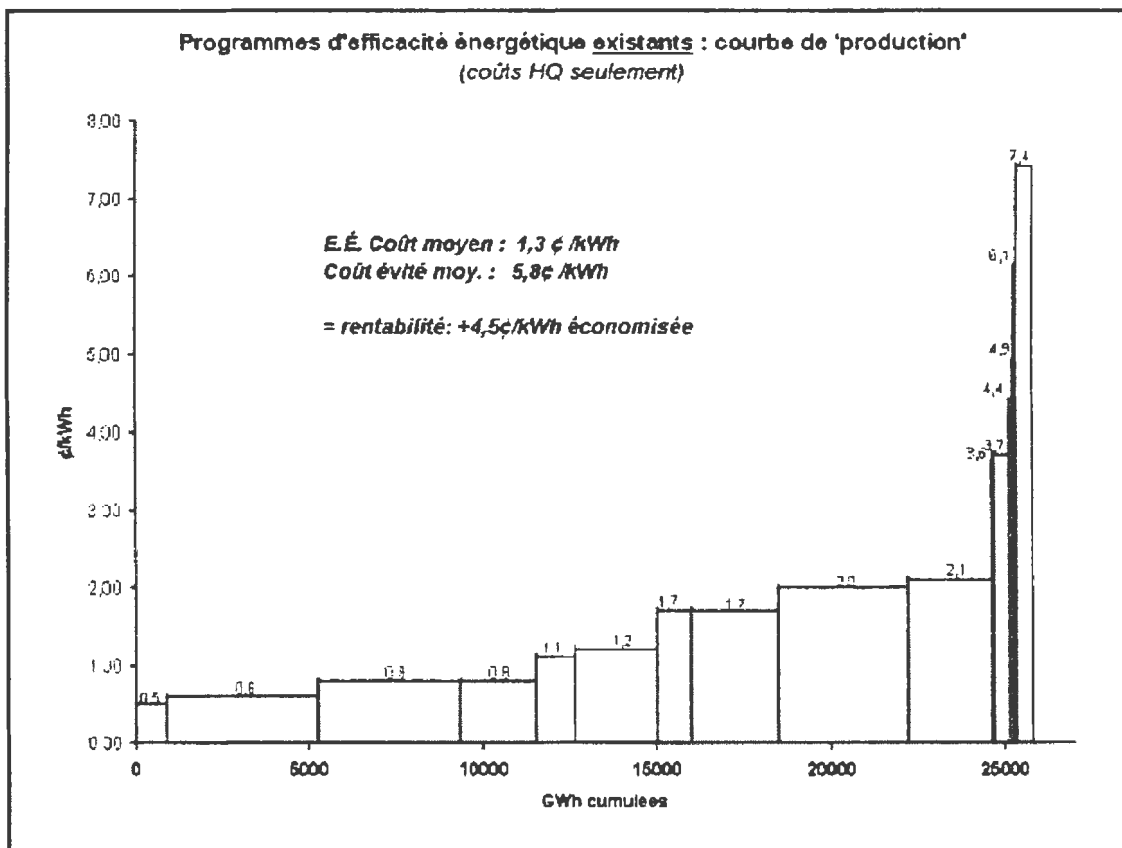
D'ailleurs, cette analyse se basait sur des coûts évités de 6,16¢/kWh, alors que les mesures coûtaient 2,37¢/kWh pour Hydro-Québec en sus de la contribution des participants (0,73¢/kWh). Tous les coûts sont en dollars 1994.

²¹ Il est évident que le potentiel réalisable aujourd'hui ne sera pas composé précisément des mêmes mesures que celles prévues en 1994. En effet, certaines des mesures initiales ne seront plus pertinentes ou généreront moins d'économies. En contrepartie, certaines mesures rejetées dans le temps pourraient aujourd'hui s'avérer intéressantes, compte tenu d'améliorations technologiques et de réduction des coûts. Il en va de même pour de nouvelles technologies ou approches non considérées à l'époque. Dans son ensemble, il est donc raisonnable, en attendant d'obtenir des renseignements plus détaillés, de croire que l'effritement sera compensé par le renouvellement, de sorte que le potentiel global demeure le même (nonobstant la révision des coûts évités). Cette hypothèse de travail sera toutefois bonifiée de scénarios fort et faible quant au renouvellement éventuel.

Correction pour la baisse des coûts évités

Tel qu'indiqué, cette analyse tenait compte de coûts évités de 6,16¢/kWh en dollars de 1994. En dollars de 2000, cela équivaut à environ 6,94¢/kWh. Toutefois, l'estimation précédente des coûts évités futurs les situent à environ 6,25¢/kWh, soit une baisse de 9,9 % par rapport à ceux de 1994.²²

Il est peu probable, compte tenu de la nature de l'efficacité énergétique, qu'une telle baisse des coûts modifie substantiellement le potentiel. En effet, le potentiel réel est composé d'un ensemble de mesures et de coûts afférents, alors que les mesures les plus importantes en terme de volume ont tendance à se retrouver du côté bas de l'échelle. Un exemple de la courbe de production de l'efficacité énergétique est celle des programmes passés d'Hydro-Québec, lesquels ont permis d'économiser 2,5 TWh/an.²³



²² En réalité, les coûts évités sont différents selon chaque usage final et chaque catégorie de clientèle. Les informations nécessaires pour comparer les nouveaux coûts évités par usage à ceux utilisés dans le passé n'ont toutefois pas été présentées. Pour cette raison, j'ai adopté une approche simplifiée tenant compte des coûts évités *moyens*, ce qui constitue une approximation raisonnable de l'approche plus détaillée.

²³ Ces données furent présentées par Hydro-Québec à la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale du Québec en mars 1997, alors que j'agissais à titre de conseiller pour la Commission.

C'est ainsi qu'en toute probabilité, une réduction de l'ordre de 10 % des coûts évités n'aurait pas pour effet une réduction proportionnelle du potentiel réalisable. Néanmoins, pour les fins de cette exercice, c'est précisément cette baisse proportionnelle qui est adoptée, et ce, par conservatisme.

Ainsi, le potentiel réalisable est corrigé dans un premier temps pour la baisse plausible des coûts évités, donc par près de 10 %.²⁴

Correction pour le calendrier de réalisation

Dans sa preuve, Hydro-Québec prévoit un calendrier de réalisation des gains projetés par lequel les premières économies ne se font sentir qu'à partir de la fin de 2003. Hydro-Québec justifie la lenteur du déploiement par les délais requis pour l'approbation des programmes par la Régie, les délais requis pour le développement des programmes suivant l'approbation et le fait que la première année en serait une de démarrage.²⁵

Dans un premier temps, je partage l'avis du Distributeur quant aux délais pour l'approbation. Dans la mesure où l'entreprise ne prévoit soumettre son Plan qu'à partir du printemps 2002, il serait trop optimiste de s'attendre à une décision à son égard avant l'automne de la même année.

Toutefois, il n'est pas nécessaire, comme le suggère Hydro-Québec, que le lancement doive attendre quelque 6 à 9 mois *après* l'approbation par la Régie (selon le Distributeur, le lancement aurait lieu à l'été 2003). Sur la base de l'expérience récente chez d'autres distributeurs québécois, il serait normal que l'essentiel du développement ait plutôt lieu avant et durant la période d'étude par la Régie.

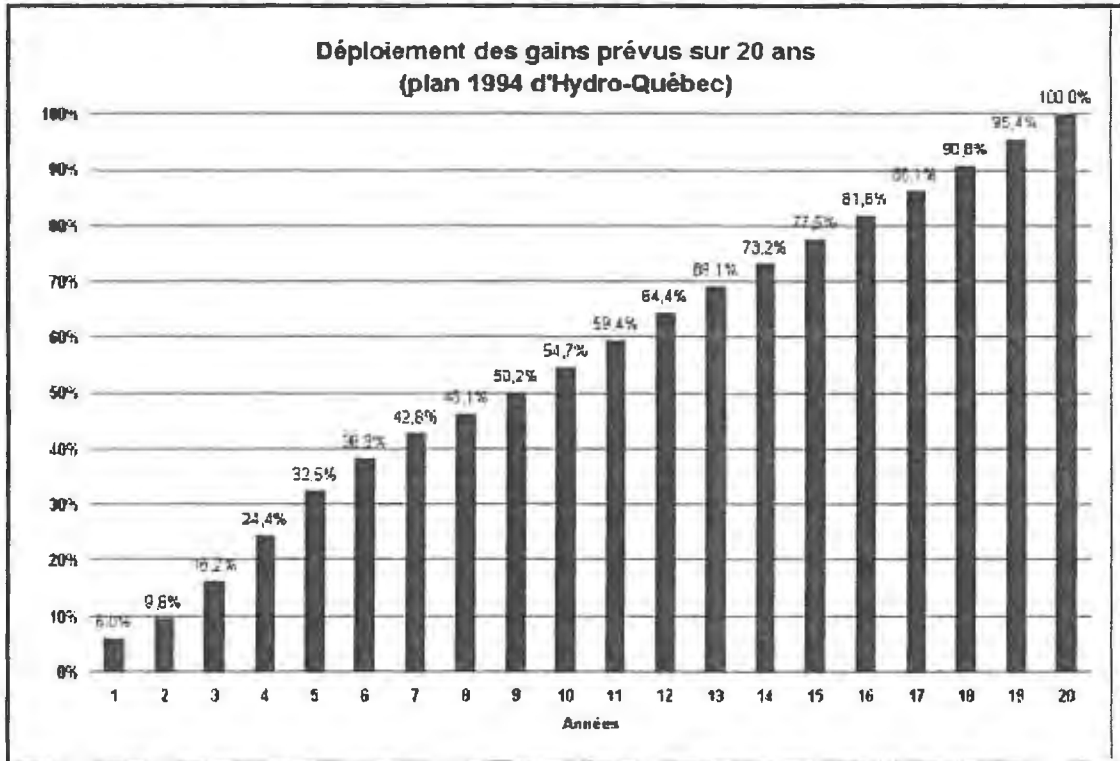
Dans le cas de Gazifère par exemple, le lancement de son premier plan en efficacité énergétique a suivi d'à peine un mois la décision de la Régie. Il en est d'ailleurs de même pour le premier plan de la Société en commandite Gaz Métropolitain. Il serait d'autant plus surprenant que les délais pour le lancement du Plan d'Hydro-Québec doivent être plus longs que ceux des autres distributeurs, que l'entreprise a déjà une expérience notable en la matière, ce qui ne fut pas le cas chez Gazifère et Gaz Métropolitain.

Pour les fins de cette évaluation, je considère donc raisonnable que le lancement ait lieu dès le début de 2003.

²⁴ Soulignons par ailleurs que les coûts évités utilisés par Hydro-Québec n'incluent pas les coûts environnementaux associés aux installations de production évitées. Les principes économiques veulent que ces externalités soient intégrées à toute analyse coût-bénéfice de ce genre. Pour simplicité, je les ignore dans le présent cas.

²⁵ HQD-4, doc. 1, p. 18.

Quant à la vitesse du déploiement, les hypothèses prévues par Hydro-Québec dans le cadre du scénario proposé en 1994 sont adoptées, à savoir :²⁶



Le choix d'adopter le calendrier de déploiement prévu en 1994 fut délibéré. En 1994, l'entreprise avait déjà acquis une certaine expérience avec de tels programmes, et avait toujours comme politique de réaliser l'ensemble du potentiel économique en fonction du coût évité de l'entreprise, c'est à dire qui passe le test du coût total en ressources (*Total Resource Cost test*, ou *TRC*). À partir de 1995, Hydro-Québec abandonnait cette politique, préférant attendre d'abord l'issue du Débat public sur l'énergie, ensuite la publication de la Politique énergétique du Québec, enfin la mise sur pied de la Régie de l'énergie). Le Plan d'approvisionnement constitue donc la première fois depuis cette époque que l'entreprise, qui bénéficie toujours d'une expérience importante en matière d'efficacité énergétique, affirme clairement son intention de renouer avec le test du coût total en ressource comme test de rentabilité décisionnel.

²⁶ Le plan proposé en 1994 s'échelonnait sur 20 ans, soit de 1994 à 2013. À l'horizon 2013, on prévoyait des économies totales annuelles de 21,6 TWh, alors que les économies prévues à l'horizon de 2000 étaient de 9,2 TWh, soit 42,8 % de l'objectif ultime sur 20 ans.

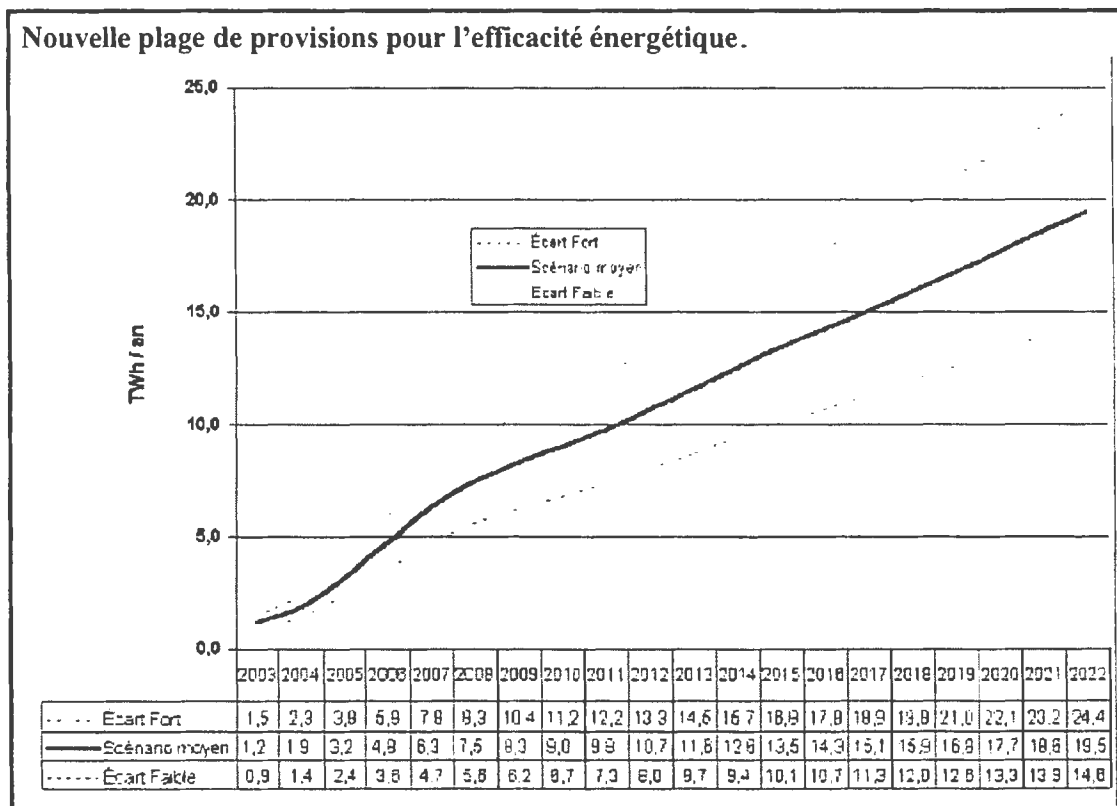
Écarts pour le renouvellement

Revenons enfin à la question de l'effritement et le renouvellement du potentiel. Tel qu'indiqué précédemment, l'effritement du potentiel initial peut être compensé par son renouvellement, en raison notamment de la mise en marché de nouvelles technologies, de la baisse des coûts des mesures et d'autres facteurs.

Le scénario de base considère implicitement que ces deux facteurs s'annulent. Toutefois, il est possible que l'un ou l'autre s'avère plus important. Pour cette raison, des scénarios symétriques fort et faible sont adoptés, basés sur soit une réduction, soit une augmentation de 25 % du potentiel initial.

Résultats

Sur la base des facteurs présentés ci-dessus, j'ai développé une plage plus plausible pour la provision en matière d'efficacité énergétique. Cette nouvelle plage est présentée au tableau qui suit. Soulignons qu'elle s'agit des gains pour les nouveaux programmes, s'ajoutant ainsi aux gains déjà réalisés par les programmes existants ainsi qu'aux effets tendanciels.



Discussion des résultats

La nouvelle plage ne tient pas compte de plusieurs facteurs pouvant influencer à la hausse comme à la baisse la provision éventuelle. Ces facteurs comprennent notamment l'intégration des externalités environnementales dans l'analyse coût-bénéfice et la ventilation des coûts évités moyens selon les différents usages et catégories de consommateurs. De plus, cette analyse est limitée par l'information disponible quant à l'effritement et au renouvellement du potentiel et aux mesures analysées ou négligées, entre autres.

Malgré ces lacunes, cette plage présente un portrait sensiblement plus plausible que la provision présentée à la preuve d'Hydro-Québec. En somme, elle permet de cibler des économies additionnelles de l'ordre de 2,4 à 3,9 TWh à l'horizon de 2005 et de 3,6 à 5,9 TWh à l'horizon de 2006, soit une augmentation substantielle par rapport aux provisions invraisemblables de 0,2 TWh et 0,4 TWh, respectivement, prévues par le Distributeur.

3. Autres facteurs touchant la prévision de la demande

« Existe-t-il d'autres facteurs pouvant affecter la demande future qu'Hydro-Québec aurait négligée? Si oui, veuillez les quantifier? »

Afin de réaliser un examen global de la prévision de la demande d'Hydro-Québec, il y aurait lieu d'analyser les effets prévisibles des décisions à venir de la Régie de l'énergie au sujet de deux tarifs spéciaux, à savoir :

1. Le tarif BT
2. Le tarif de dépannage LD

Concernant le tarif BT, la preuve d'Hydro-Québec prend pour acquis que la Régie acceptera sa proposition de mettre fin à ce tarif. À l'opposé, la preuve d'Hydro-Québec ne considère pas l'impact que pourrait avoir l'approbation par la Régie de son tarif de dépannage proposé LD. Rappelons que ce dernier vise faciliter l'autoproduction industrielle à partir de résidus industriels, ce qui aurait pour effet de réduire les besoins d'approvisionnement des consommateurs industriels qui en bénéficieraient.

Malheureusement, compte tenu des courts délais disponibles pour la réalisation de cette expertise, je ne pourrais intégrer ces deux considérations au sein de mon analyse globale. Je tiens toutefois à souligner qu'advenant que la Régie refuse la demande quant au tarif BT et/ou accepte la proposition quant au tarif LD, les besoins réels auxquels le Distributeur aurait à faire face pourraient vraisemblablement être davantage réduits. Par ailleurs, il en va de même si des nouvelles options d'interruptibilité étaient déployées.

4. Approvisionnements à court terme

« Hydro-Québec a-t-elle suffisamment considéré les approvisionnements prévisibles qui seraient disponibles sur le marché de court terme? Sinon, veuillez fournir votre estimation de ces approvisionnements. »

Introduction

HQ-Distribution affirme sa volonté de s'engager dans des contrats à long terme pour des quantités d'énergie et de puissance équivalent à son scénario moyen à conditions climatiques normales²⁷. Pour tout écart positif par rapport à ce scénario, soit-il le résultat d'un scénario de croissance de la demande mi-fort ou fort et/ou d'un aléa climatique positif, elle voudrait pouvoir recourir aux marchés de court terme²⁸.

Dans la mesure où le marché de court terme peut supporter les besoins supplémentaires advenant un scénario fort + 1 écart-type climatique, il s'agit là d'une stratégie économique prudente avec laquelle je suis en accord.

Toutefois, le Distributeur affirme que le marché de court terme ne saurait répondre à l'ampleur des besoins supplémentaires appréhendés, et ce, pour quatre raisons :

1. Des contraintes importantes s'appliquent aux capacités d'importation²⁹ ;
2. La capacité d'importation sera utilisée à environ 50 % par HQ-Production³⁰ ;
3. Le Distributeur ne peut avoir recours aux surplus de production non-engagés au Québec puisqu'il n'existe pas suffisamment de joueurs locaux pour constituer un marché concurrentiel, une condition *sine qua non* établie par la loi pour les achats d'HQ-D³¹ ; et
4. De toute façon, on ne peut présumer de la disponibilité de surplus de production au Québec³².

²⁷ Selon la preuve originale (HQD-2, doc. 3, pages 13 à 14), ces contrats à long terme seraient soit de service de base, de service en pointe ou de service modulable (type « modulable cyclable » ou type « entièrement modulable ». Dans ses réponses, HQ-Distribution modifie cette terminologie, pour parler du service de base, service en pointe, service cyclable et service modulable (HQD-4, doc. 1, pages 48 à 53).

²⁸ HQD-2, doc. 3, p. 9.

²⁹ HQD-4, doc. 1, p. 28-29.

³⁰ HQD-2, doc. 3, p. 17, lignes 1-3.

³¹ HQD-4, doc. 1, p. 38.

³² HQD-4, doc. 7, p. 44.

Pour ces raisons, le Distributeur propose de cibler, à l'horizon 2005, un niveau de dépendance sur les marchés de court terme limité à 5 TWh par an.

Les contraintes physiques

Le Distributeur présente une analyse permettant de ramener le potentiel théorique de quelque 43 TWh/an d'importations à seulement 5 TWh/an. Parmi les éléments de cette analyse figurent des contraintes techniques qui ramènent le potentiel initial à 34,7 TWh/an.

Les informations fournies par le Distributeur sont insuffisantes pour examiner de près la justesse de cette réduction initiale de 8,3 TWh du potentiel théorique.³³ Pour cette raison, je ne la remets pas en question dans le cadre de ce témoignage.

Par ailleurs, le Distributeur affirme également qu'il devra prévoir que la moitié de la capacité physique sera utilisée par le Producteur, entre autres pour assurer de la livraison de la production patrimoniale de 165 TWh.

Dans la mesure où le Distributeur n'a pas de priorité pour la réservation de capacités de transport, cette affirmation est logique. Toutefois, dans la mesure où le Distributeur pourrait obtenir ces capacités en priorité, il ne devrait aucunement « laisser sa place » au Producteur sans compensations, se privant ainsi d'une option importante pour ses besoins supplémentaires.

Si le Distributeur veut prétendre agir de manière autonome et en fonction des intérêts de sa propre clientèle, il se devrait de procéder en deux étapes :

1. Examiner, avec le Producteur, s'il est possible que celui-ci aura besoin d'un accès prioritaire aux capacités d'interconnexion afin de remplir ses obligations ;
et
2. Dans l'affirmative, et considérant que l'approvisionnement patrimonial est garanti par la Loi et que le respect de cette garanti est « du ressort d'Hydro-Québec Production »³⁴, **le Distributeur devrait négocier des compensations financières ou en nature** en retour de l'accès par le Producteur aux capacités d'interconnexion.

³³ Je me permet d'indiquer que dans au moins une des six cas spécifiques, à savoir la contrainte sur la ligne en courant continue *Radisson-Nicolet-Sandy Pond*, l'entreprise semble exagérer son importance. En effet, le Distributeur affirme que cette ligne est « souvent requise pour injecter la production du Nord-Ouest via Nicolet pour les besoins de la charge locale » [HQD-4, doc. 1, p. 29, nous soulignons]. Or, la preuve déposée par Hydro-Québec dans le dossier R-3401-98 démontre plutôt que de telles injections n'ont eu lieu que durant 227 heures en 1999 et 953 heures en 2000 [R-3401-98, HQT-3, doc. 1.1.4, p. 2.]. Cela correspond à une fréquence d'utilisation de 3 % en 1999 et de 11 % en 2000.

³⁴ HQD-4, doc. 7, p. 46.

Un exemple d'une compensation en nature serait l'entente-cadre discutée plus loin.

La production québécoise excédentaire et l'exigence de concurrence

Ci-dessous j'aborde deux aspects essentiels et inter-reliés concernant la possibilité pour le Distributeur d'avoir recours à la production québécoise excédentaire pour ses besoins de court terme.

La concurrence virtuelle pour une partie de l'excédent

Dans sa preuve, le Distributeur semble confondre transactions *financières* et *physiques*, la première étant implicitement assimilée à la dernière. Pour autant, dans les marchés réels, les deux sont plutôt découplées.

En effet, le Distributeur affirme ne pouvoir compter sur la production domestique excédentaire en raison de l'absence de concurrence.

« [Le fait] qu'Hydro-Québec Production prévoie des surplus ne saurait constituer une condition nécessaire ou suffisante pour déclencher ou non un appel d'offres ou pour fonder une stratégie d'approvisionnement du Distributeur. »³⁵

Or, dans la mesure où l'énergie excédentaire du Producteur serait vendue à l'exportation, il existe, en pratique, une réelle concurrence.

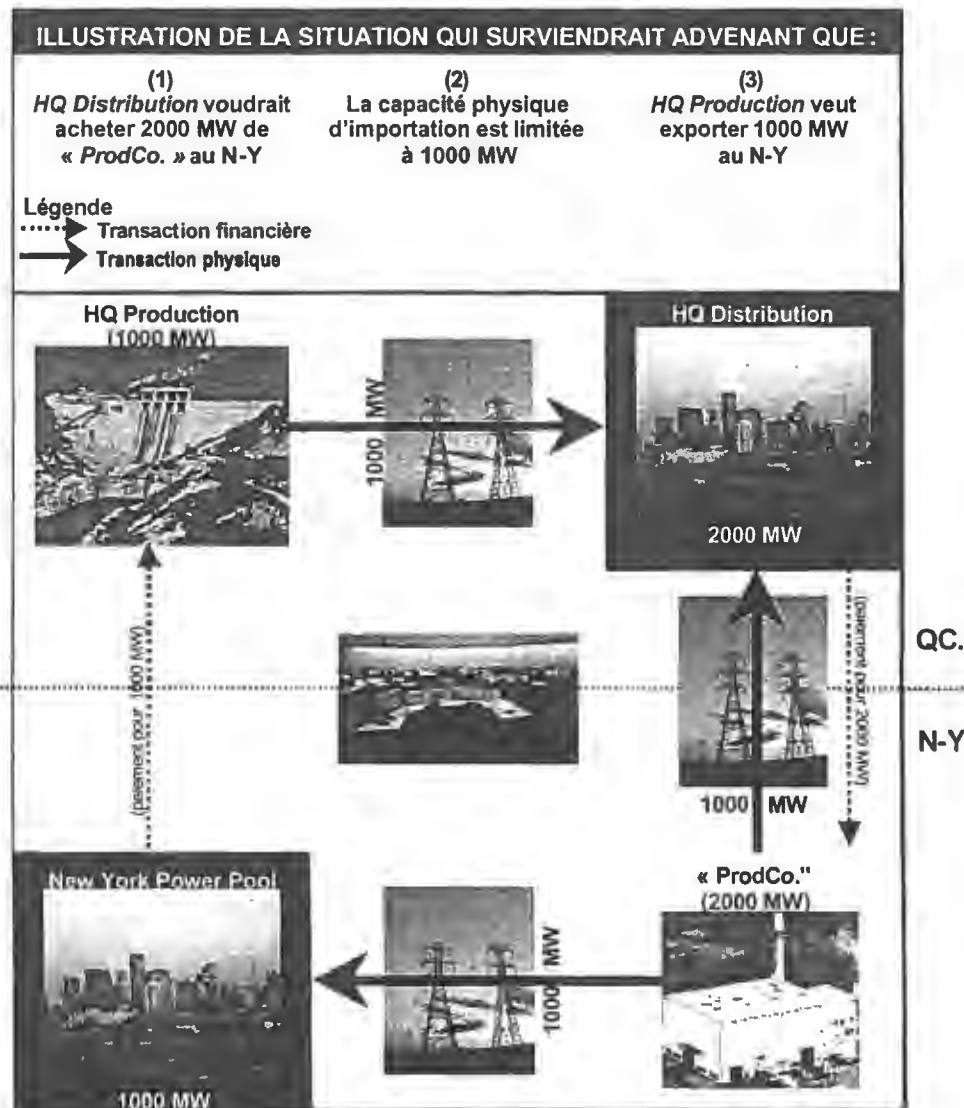
Prenons à titre d'exemple l'interconnexion Châteauguay -- New York. Selon le Distributeur, la capacité maximale en importation par cette interconnexion serait de 1000 MW.³⁶ Considérons maintenant la situation où HQ Production voudrait exporter 1000 MW à l'État de New York. Selon HQ Distribution, elle ne pourrait acheter cette électricité excédentaire auprès d'HQ-P en raison de l'absence de concurrence. Toutefois, en raison de cette exportation, la capacité d'importation disponible pour HQ Distribution doublerait.

Capacité physique :	1000 MW
+ Capacité financière :	1000 MW
= Capacité totale :	2000 MW

Ainsi, l'absence de concurrence réelle au Québec n'est pas un frein absolu à la capacité du Distributeur de profiter indirectement de la production domestique excédentaire. Le schéma qui suit illustre la transaction en question.

³⁵ HQD-4, doc. 1, page 35.

³⁶ HQD-2, doc. 3, Annexe 3C, p. 1.



Comme on est en mesure de constater, le transporteur modifierait la transaction physique pour optimiser l'utilisation du réseau. Cette modification permettrait à 1000 des 2000 MW qu'HQD veut importer d'éviter physiquement les interconnexions, tout en permettant aux parties de vendre et d'acheter les mêmes produits que prévus. Les transactions financières, quant à elles, demeureraient les mêmes.

Le Distributeur ne peut pas pour autant compter sur de telles transactions pour lui permettre de profiter de l'ensemble des excédents québécois, puisque le *timing* de ces transactions serait dépendant des choix du Producteur. Néanmoins, **compte tenu que les exportations du Producteur auront typiquement lieu aux moments de la pointe**

hivernale ou estivale – et compte tenu de la coïncidence importante entre ces pointes au Québec et chez les régions limitrophes – HQ Distribution peut certainement prévoir avoir accès à de telles transactions pour au moins une partie importante des heures de ses propres besoins de court terme. Pour ces heures et pour ces quantités de production excédentaire domestique, le marché de producteurs concurrents est constitué de la quasi-totalité des producteurs des régions limitrophes qui auraient eux-même soumissionné à leurs bourses respectives.

Une entente-cadre pour l'autre partie de l'excédent

Hydro-Québec invoque l'article 74.1 de la Loi pour affirmer qu'elle ne peut avoir recours aux surplus d'HQ-Production en l'absence d'une concurrence faisable. Nous venons de voir que pour une partie importante des surplus d'HQ-Production, le Distributeur pourrait effectivement compter sur une concurrence de la part de producteurs des régions avoisinantes, et ce, sans avoir recours aux interconnexions limitées.

Examinons maintenant l'accès du Distributeur à l'autre partie de ce surplus excédentaire.

Le dernier alinéa de l'article cité par le Distributeur précise que :

« La Régie peut dispenser le distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour des contrats de court terme ou en cas d'urgence des besoins à satisfaire. »
[nous soulignons]

Selon ma compréhension de cet article de la loi, il serait donc certainement possible pour le Distributeur de s'engager dans un contrat avec le Producteur pour une certaine quantité d'énergie de court terme.

Si la problématique n'est donc pas d'ordre *légal*, elle concerne plutôt le pouvoir de marché qu'exercerait alors le Producteur. Or, cette situation n'est aucunement unique au Québec. En Amérique du Nord, les régions comme le Québec sont communément désignées des *load pockets*.

Un *load pocket* signifie une région dont les moyens de transport – notamment en raison des capacités d'interconnexion – sont inadéquats pour combler la demande exclusivement par le biais de l'énergie importée. Les distributeurs situés dans un *load pocket* doivent donc nécessairement avoir recours à une quantité importante d'énergie produite à l'intérieur de la région, qui peut être complétée par une quantité limitée d'énergie importée.³⁷

Le fait que les interconnexions ne soient pas adéquates pour alimenter toute la demande par le biais d'énergie importée crée souvent un *pouvoir de marché* important pour les

³⁷ La Ville de New-York est l'exemple classique d'un *load pocket*.

producteurs situés à l'intérieur de la région. Des mesures d'atténuation ou de contrôle de ce pouvoir de marché sont donc conçues pour protéger le distributeur et ses clients.

Revenant au cas du Québec, lorsque les limites des capacités d'interconnexion sont atteintes, HQ-Production détiendra un pouvoir de marché pour une partie de sa production non-engagée (voir la discussion précédente). L'entreprise pourrait donc, en théorie, charger des prix non-économiques au Distributeur. C'est d'ailleurs ce qui s'est passé en Californie l'an dernier.³⁸

Pour faire face à cette situation, plusieurs méthodes de contrôle ou d'atténuation du pouvoir de marché existent. La solution la plus simple et la plus évidente – celle adoptée le mois dernier par la FERC³⁹ – consiste à contraindre le Producteur, lorsqu'il détient un pouvoir de marché, à charger des prix basés strictement sur les coûts de production.

Malheureusement, au Québec – contrairement au cas américain – la Régie n'a pas compétence pour fixer les prix d'un producteur.⁴⁰

Néanmoins, l'absence de compétences de cette sorte ne saurait empêcher que le Distributeur ait recours à la production non-engagée *et non-exportée* du Producteur. Ainsi, la Régie pourrait inviter le Distributeur à conclure une entente-cadre pour l'achat d'énergie de court terme à l'horizon 2005-2007 selon des prix que les deux parties détermineront. Ces prix pourraient être négociés en fonction de plusieurs principes de base, à savoir notamment :

- **Prix fixe reflétant les coûts.** Un prix reflétant fidèlement les coûts de production serait le résultat d'une entente basée sur la reconnaissance de la propriété commune des deux entités d'Hydro-Québec ainsi que du mandat d'intérêt public de la société d'État. Un tel prix chercherait donc à compenser le Producteur pour ses véritables coûts.
- **Prix fixe négocié.** Un prix fixe pourrait être négocié sur la base de prévisions communes des prix et des risques du marché d'exportation. Un tel prix chercherait donc à compenser le Producteur pour la perte d'opportunité appréhendée grâce à la réduction de ses exportations sur le marché de court terme. (Considérant la discussion de la section précédente, il s'agirait de compenser pour les revenus que l'entreprise aurait pu obtenir en exportant à un moment *différent* de celui où le Distributeur voudrait acheter.)

³⁸ Ce parallèle a toutefois ses limites, les producteurs alimentant la Californie étant réellement indépendants des distributeurs, ce qui n'est évidemment pas le cas au Québec:

³⁹ Federal Energy Regulatory Commission (FERC), Order on Triennial Market Power Updates and Announcing New, Interim Generation Market Power Screen and Mitigation Policy, 20 novembre 2001.

⁴⁰ Cette situation est incompréhensible pour une région comme le Québec, caractérisée par la prédominance d'un producteur dans un *load pocket* évident. Je ne peux qu'espérer que les compétences de la Régie seront rapidement élargies pour qu'une saine réglementation puisse pleinement s'appliquer.

- **Prix variable selon le marché.** Une formule pourrait être négociée par laquelle le Producteur chargerait au Distributeur un prix équivalent aux prix qui prévalent sur les marchés de court terme au moment de la vente. Une telle formule chercherait donc à compenser le Producteur pour la perte d'opportunité réelle grâce à la réduction de ses exportations sur le marché de court terme. (Considérant la discussion de la section précédente, il s'agirait toutefois probablement de l'option la moins privilégiée.)

La négociation d'une telle entente-cadre permettrait au Distributeur de profiter de l'ensemble des ressources électriques excédentaires disponibles au Québec. Pour le reste, aucun décret ni aucune modification à la Loi sur la Régie de l'énergie ne serait nécessaire.

L'entente-cadre pourrait par ailleurs se limiter à une période spécifique (e.g. 2005-2007) et à une quantité d'énergie maximale (voir la section suivante). Par ailleurs, le Distributeur ne serait pas démuné dans ces négociations advenant que le Producteur voudrait obtenir en échange une priorité de réservation des capacités d'importation, tel que discuté précédemment.

Surplus de production au Québec

Tel qu'expliqué ci-dessus, le Distributeur peut en fait compter sur l'accès – dans un cadre concurrentiel et/ou dans un cadre négocié – à l'ensemble des surplus de production d'HQ-P au-delà du contrat patrimonial.⁴¹ Toutefois, le Distributeur a indiqué dans sa preuve qu'elle n'a aucune de raison de croire que de tels surplus (sans considérer le surplus engagé envers le *Vermont Joint Owners*) existeraient.⁴²

Or, selon Hydro-Québec, HQ-Production aurait, en 2005, des surplus non-engagés de l'ordre de 7 TWh.⁴³ Toujours selon l'entreprise, à cela s'ajoutent 6,5 TWh provenant de la centrale de Suroît à la fin de 2006.⁴⁴ Enfin, d'autres ressources devront éventuellement s'ajouter à ces 13,5 TWh, dont celles provenant de l'énergie éolienne⁴⁵ et du nouveau projet sur la rivière Rupert. Pour les fins de cette analyse, ces dernières ne sont pas traitées, les quantités et les délais n'étant pas suffisamment clairs dans les différentes publications de l'entreprise.

Le Distributeur n'a pas tort de ne compter sur l'ensemble des surplus non-engagés prévus par le Producteur, puisque ces surplus dépendront d'une part, de l'hydraulicité et d'autre part, des autorisations gouvernementales pour la construction de nouveaux

⁴¹ La discussion précédente s'applique en effet à la fois aux surplus non-engagés et aux surplus engagés d'Hydro-Québec Production, puisque ces derniers pourront être physiquement livrés par un producteur tiers.

⁴² HQD-4, doc. 7, p. 41-42, R20.1.2.

⁴³ Hydro-Québec, *Plan stratégique 2002-2006*, p. 72.

⁴⁴ Voir <http://www.hydroquebec.com/suroit/index.html>.

⁴⁵ Hydro-Québec, *Plan stratégique 2002-2006*, p. 75.

projets. Inversément, considérant que ces projets sont déjà annoncés et que le Producteur a déjà annoncé son intention d'en construire d'autres, il n'est pas plus utile de prétendre que l'ensemble de ce surplus envisagé disparaîtra, pas plus qu'il ne serait logique de ne pas compter sur une certaine quantité de production disponible à l'extérieur.

Pour les fins de planification d'un distributeur d'électricité, il est plutôt de mise de repérer les projets annoncés et, sur cette base notamment, de procéder à une prévision prudente en considérant que pour un ensemble de raisons, une partie de cette production ne se matérialisera pas. Malheureusement, le Distributeur affirme avoir littéralement sauté cette étape clé de la planification.⁴⁶

Conclusion : révision de la cible pour le marché de court terme

Compte tenu de ce qui précède, trois scénarios d'accès par le Distributeur aux surplus engagés et non-engagés prévus par Hydro-Québec Production sont utilisés. Ces scénarios, à savoir 50 %, 75 % et 25 %, s'appliquent ainsi aux excédents prévus par le Producteur. Ces excédents sont les suivants :

- **En 2001-2002 : 2,0 TWh.** Il s'agit des 2 TWh d'exportation au VJO. Cette quantité n'intègre pas la possibilité que de nouveaux projets seront prêts à cet horizon.
- **En 2003-2005 : 4,7 TWh.** Il s'agit, en plus des 2 TWh d'exportation à VJO, des 2,7 TWh du projet Sainte-Marguerite 3.⁴⁷ Puisque le Plan stratégique n'indique pas si les autres projets (4 TWh) à l'horizon 2006 seraient en service avant cette date, ils sont exclus pour les fins de l'analyse 2003-05.
- **En 2006 : 8,7 TWh.** Il s'agit, en plus des excédents disponibles précédemment, des 4 TWh d'« autres projets » prévues à cet horizon au Plan stratégique.
- **En 2007-2011 : 15,2 TWh.** Il s'agit, en plus des excédents disponibles précédemment, des 6,5 TWh de la centrale de Suroît. Soulignons que les autres ressources que le Producteur pourrait mettre en service ou contracter ne sont pas considérées.

Soulignons enfin que les scénarios d'actualisation des excédents prévus par Hydro-Québec – qui les diminuent de 25 %, 50 % ou 75 % – sont jugés très conservateurs compte tenu des intentions énoncées par le Producteur d'acheter ou de construire d'autres ressources supplémentaires, qui ne sont pas considérées dans cette analyse.

Le tableau suivant indique plus précisément les scénarios adoptés.

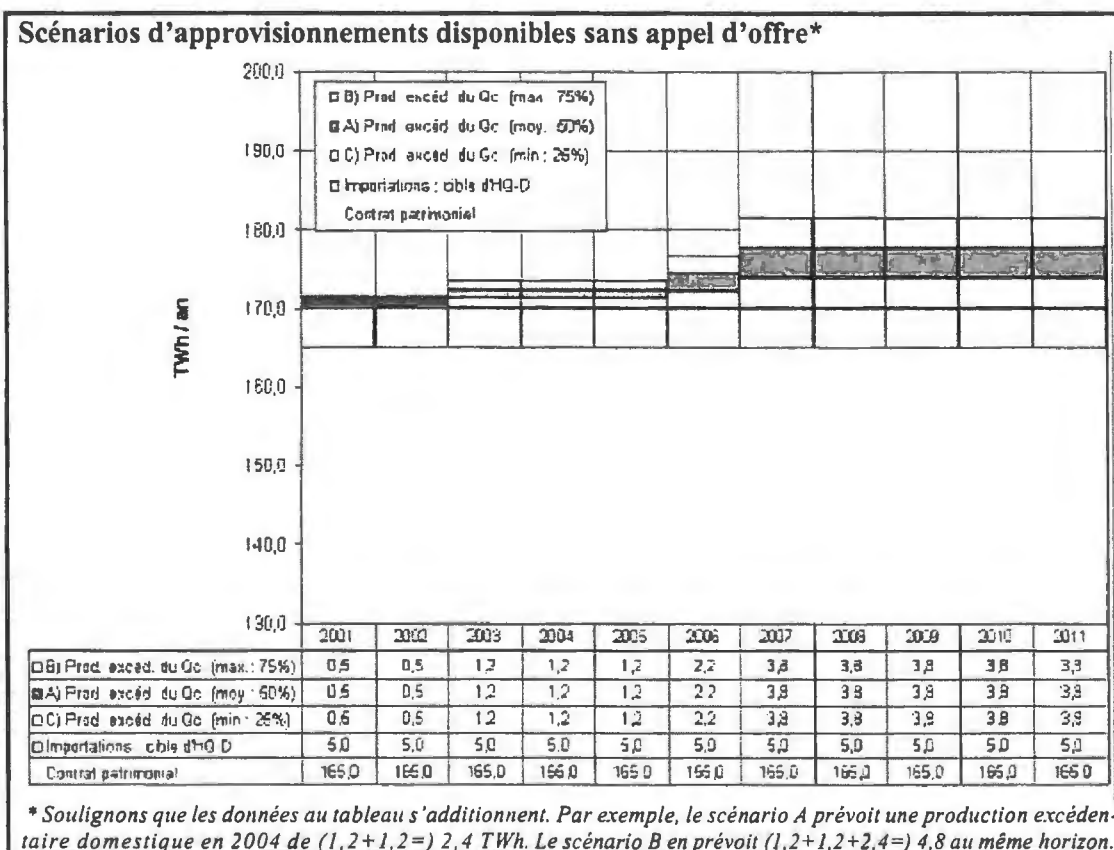
⁴⁶ HQD-4, doc. 7, p. 41-42.

⁴⁷ Hydro-Québec, *L'aménagement hydroélectrique de la Sainte-Marguerite-3 : « En accord avec le milieu »*, juin 1999, p. 3.

Scénarios de production excédentaire disponible au Québec			
	Scénario A (50 %)	Scénario B (75 %)	Scénario C (25 %)
Exemples soutenant les scénarios :	L'hydraulicité est plus faible que prévue, ce qui oblige le Producteur de reprendre une partie des excédents pour répondre au contrat patrimonial.	L'hydraulicité est normale mais le programme de construction connaît des embûches et certains projets ne se réalisent pas aux dates prévues.	L'hydraulicité est faible et le programme de construction connaît des embûches (combinaison des scénarios A et B).
2001-2002	1,00 TWh/an	1,50 TWh/an	0,50 TWh/an
2003-2005	2,35 TWh/an	3,53 TWh/an	1,18 TWh/an
2006	4,35 TWh/an	6,53 TWh/an	2,18 TWh/an
2007-2011	7,60 TWh/an	11,40 TWh/an	3,80 TWh/an

Ces quantités d'électricité excédentaire au Québec s'ajoutent ainsi aux 5 TWh sur lesquelles Hydro-Québec peut compter pour ce qui est du marché de court terme.

Le tableau qui suit résume ainsi les nouveaux scénarios en ce qui concerne la disponibilité de production sur le marché de court terme, venant en sus des volumes du contrat patrimonial.



Comme on est en mesure de constater, le Distributeur pourra compter sur des approvisionnements à court terme sensiblement plus importants que ceux prévus dans la preuve déposée. Ce constat s'applique même lorsqu'on prévoit que (1) une partie importante du surplus prévu au Plan stratégique 2002 et (2) l'ensemble des autres projets et ressources (e.g. Eastmain, achats d'énergie éolienne, etc.) annoncés ou prévus par Hydro-Québec ne se matérialiseront pas.

5. Intégration des analyses et vu d'ensemble

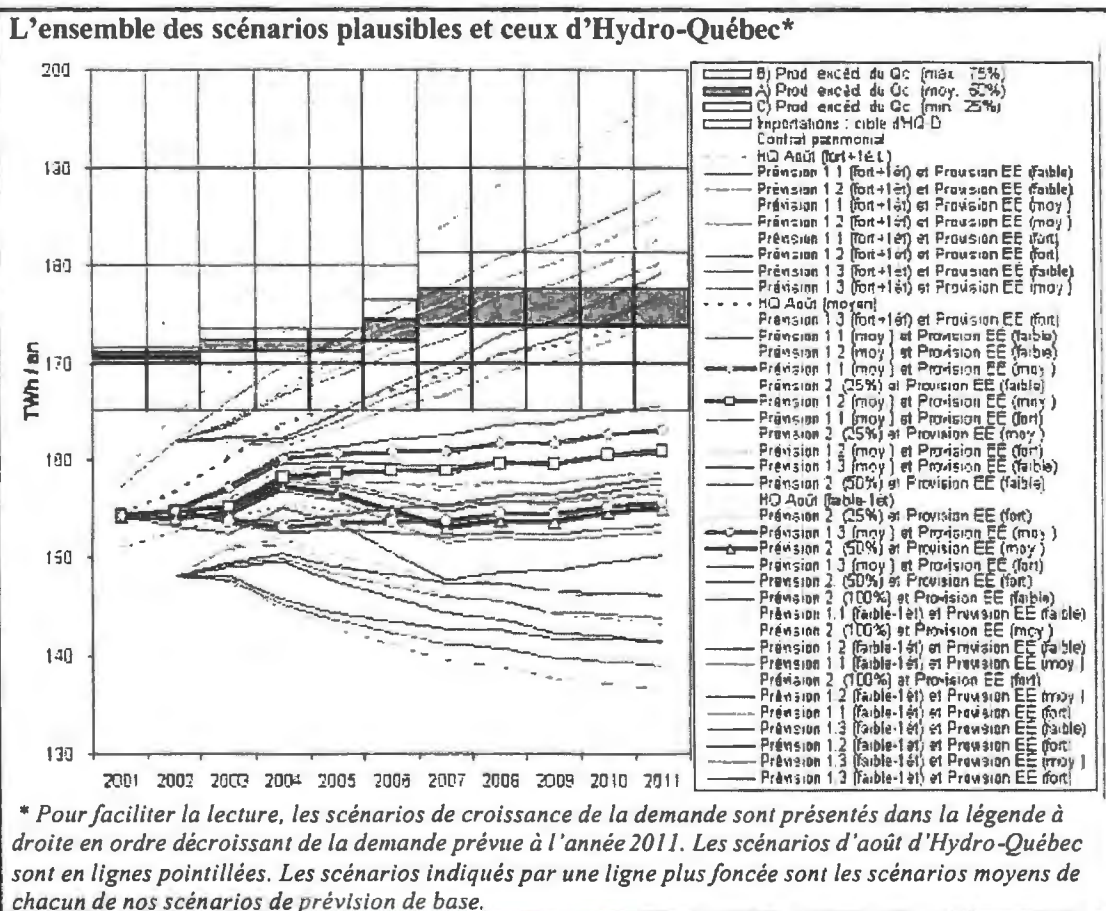
« Veuillez intégrer vos réponses aux questions précédentes afin de fournir un portrait global de l'équilibre offre-demande et des besoins appréhendés. »

Vu d'ensemble

Aux sections précédentes, j'ai analysé les paramètres mis de l'avant par le Distributeur. Cette analyse a conduit à l'élaboration d'un ensemble de scénarios de correction concernant les éléments suivants :

- Prévisions de la demande (4 x 3 scénarios corrigés)
- Provision pour l'efficacité énergétique (3 scénarios corrigés)
- Approvisionnements disponibles au marché court terme (3 scénarios corrigés)

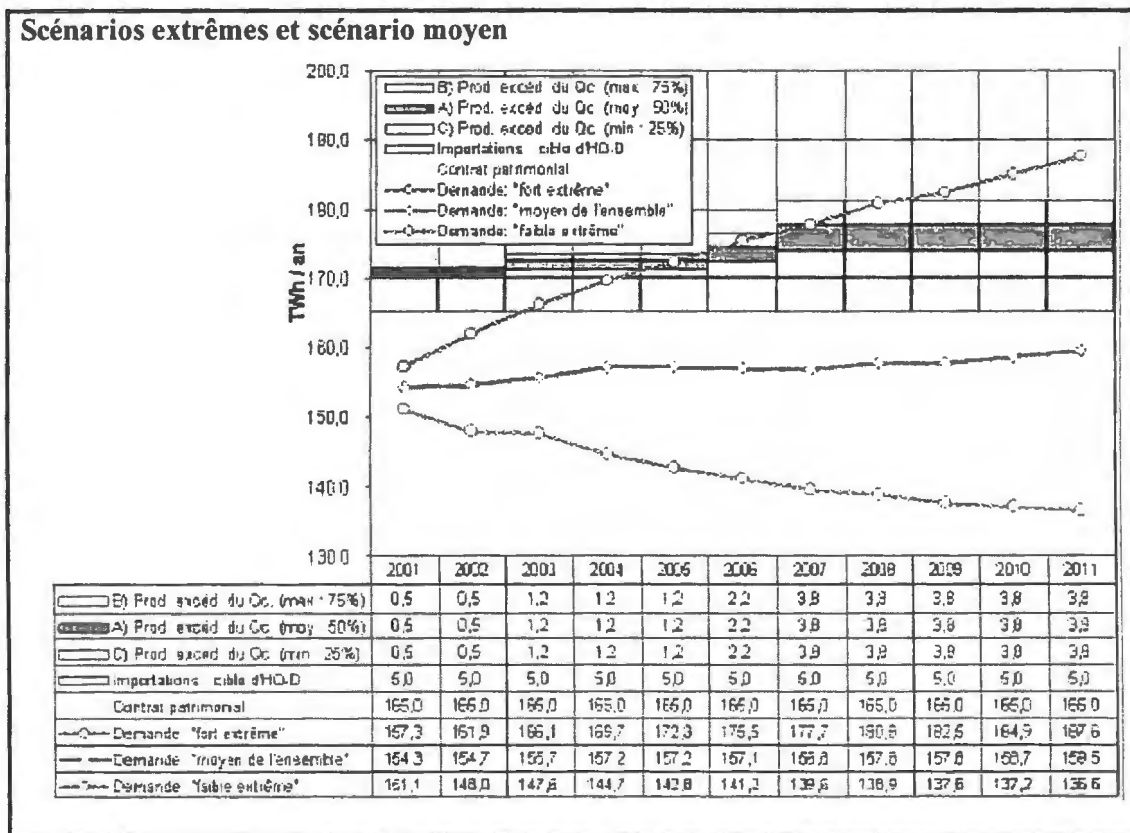
La combinaison de l'ensemble de ces scénarios produirait plus de 100 scénarios différents de l'équilibre offre-demande. Ces scénarios sont illustrés au tableau qui suit.



Ce tableau permet d'illustrer un ensemble de portraits plausibles de l'avenir, y compris des scénarios extrêmes.

Examen des cas extrêmes

Pour mieux saisir l'importance de ces scénarios, il y a lieu de regarder uniquement les cas extrêmes. Ces cas sont présentés dans un premier temps au tableau qui suit.



Ci-dessous les fondements de chacun de ces scénarios – qui continuent néanmoins de négliger certains éléments – sont décrits. Ces éléments seraient de nature à réduire la demande prévue et/ou d'augmenter l'estimation des approvisionnements de court terme sur lesquels le Distributeur peut compter.

Extrême Fort

Le cas libellé « extrême fort » est caractérisé par les paramètres suivants :

Étapes de la construction du scénario « Extrême fort »		
Étapes de construction du scénario		Éléments négligés
Étape n° 1	L' <i>extrême fort</i> est basé, dans un premier temps, sur le scénario fort contenu dans la prévision de court terme (2001-02) d'octobre d'Hydro-Québec.	
Étape n° 2	Pour les années ultérieures à cette prévision (2003-11), le scénario de croissance fort contenu dans la prévision d'août d'Hydro-Québec est adopté.	La surestimation systématique des prévisions passées d'HQ n'est pas considérée. De plus, on considère que l'intensification du ralentissement économique depuis le 11 septembre prendra fin en 2002, contrairement aux prévisions du Gouvernement du Québec.
Étape n° 3	Aux prévisions du scénario fort, l'écart-type climatique utilisé par Hydro-Québec est rajouté, pour ainsi obtenir la mise à jour du scénario fort + 1 écart-type climatique.	
Étape n° 4	Après avoir ajusté la prévision à la hausse pour enlever l'effet de la provision d'HQ pour l'efficacité énergétique, j'ai soustrait une provision égale à 75 % de l'objectif, pour la même période de temps, établi par HQ en 1994, et ce, après avoir ajusté cet objectif de 10 % à la baisse pour tenir compte d'une baisse du même ordre des coûts évités. Il est prévu que le Plan en EÉ ne pourrait commencer avant 2003.	Je n'ai aucune raison de croire que le potentiel serait ainsi réduit de 25 %. De plus, il est peu probable qu'une baisse de 10 % des coûts évités aurait réellement pour effet de diminuer d'autant le potentiel économique, compte tenu de la structure des courbes de production typiques de l'efficacité énergétique. Enfin, l'analyse néglige la considération des externalités environnementales, laquelle viendrait augmenter le potentiel économique.
Étape n° 5	Enfin, au-delà du 165 TWh du contrat patrimonial et de la cible d'importation de 5 TWh, s'ajoute un potentiel d'approvisionnement domestique égal à seulement 50 % de la production excédentaire prévue par Hydro-Québec au Plan stratégique.	Il est possible que les contraintes techniques indiquées par HQ pour justifier la cible de 5 TWh d'importations soient exagérées. De plus, cette analyse ne considère pas l'ensemble des projets et ressources supplémentaires que l'entreprise a l'intention de réaliser (Eastmain, achats d'énergie éol., etc.).

L'équilibre offre-demande de ce scénario extrême se résume comme suit :

Cas « Extrême fort » : Délais avant le dépassement				
Dépassement du...	Scénario « Fort + 1 é-t clim. » (HQ, août 2001)	Scénario « Extrême fort » révisé		Délai supplémentaire
Contrat patrimonial seulement	2003 (3,0 TWh)	2003 (1,1 TWh)		(n.-a.)
Disponibilités sur le marché de court terme en sus	2004 (3,0 TWh)	2006 (1,1 TWh)	2008 (3,2TWh)	2 à 4 ans

Extrême Faible

Le cas libellé « extrême faible » est caractérisé par les paramètres suivants :

Étapes de la construction du scénario « Extrême faible »		
Étapes de construction du scénario	Éléments négligés	
Étape n° 1	L' <i>extrême faible</i> est basé, dans un premier temps, sur le scénario faible contenu dans la prévision de court terme (2001-02) d'octobre d'Hydro-Québec.	
Étape n° 2	Pour les années ultérieures à cette prévision (2003-11), le scénario de croissance faible contenu dans la prévision d'août d'Hydro-Québec est adopté.	La surestimation systématique des prévisions passées d'HQ n'est pas considérée.
Étape n° 3	Aux prévisions du scénario faible, l'écart-type climatique négatif utilisé par Hydro-Québec est soustrait, pour ainsi obtenir la mise à jour du scénario faible - 1 écart-type climatique.	
Étape n° 4	Après avoir ajusté la prévision à la hausse pour enlever l'effet de la provision d'HQ pour l'efficacité énergétique, celle-ci est ajustée à la baisse pour une provision égale à 125 % de l'objectif, pour la même période de temps, établi par HQ en 1994. De cet objectif, 10 % est toutefois soustrait pour tenir compte d'une baisse du même ordre des coûts évités. Il est prévu que le Plan en EÉ ne pourrait commencer avant 2003.	Il est peu probable qu'une baisse de 10 % des coûts évités aurait réellement pour effet de diminuer d'autant le potentiel économique, compte tenu de la structure des courbes de production typiques de l'efficacité énergétique. Enfin, l'analyse néglige la considération des externalités environnementales, laquelle viendrait augmenter le potentiel économique.
Étape n° 5	Enfin, au-delà du 165 TWh du contrat patrimonial et de la cible d'importation de 5 TWh, un potentiel d'approvisionnement domestique égal à 50 % de la production excédentaire prévue par Hydro-Québec au Plan stratégique, est ajouté.	Il est possible que les contraintes techniques indiquées par HQ pour justifier la cible de 5 TWh d'importations soient exagérées. De plus, les projets et ressources supplémentaires que l'entreprise a l'intention de réaliser (Eastmain, achats d'énergie éolienne, etc.) ne sont pas considérés.

L'équilibre offre-demande de ce scénario extrême se résume comme suit :

Cas « Extrême faible » : Délais avant le dépassement			
Dépassement du...	Scénario « Faible + 1 é-t clim. » (HQ, août 2001)	Scénario « Extrême fort » révisé	Délai supplémentaire
Contrat patrimonial seulement	>2011 (n.-a.)	>2011 (n.-a.)	(n.-a.)
Disponibilités sur le marché de court terme en sus	>2011 (n.-a.)	>2011 (n.-a.)	Plusieurs années

Moyenne de l'ensemble des scénarios

Le cas libellé « moyenne de l'ensemble » constitue la moyenne de l'ensemble des prévisions nettes de la demande pour chacune des années 2001 à 2011.

L'équilibre offre-demande de ce scénario moyen se résume comme suit :

Cas « Moyenne de l'ensemble » : Délais avant le dépassement			
<i>Dépassement du...</i>	Scénario « moyen » (HQ, août 2001)	Scénario « Moy. de l'ensemble » révisé	Délai supplémentaire
Contrat patrimonial seulement	2005 (0,5 TWh)	>2011 (n.-a.)	(n.-a.)
Disponibilités sur le marché de court terme en sus	2008 (1,4 TWh)	>2011 (n.-a.)	De nombreuses années

Conclusion sur l'urgence appréhendée

Il ressort clairement de cette analyse que même dans le pire des scénarios (« extreme fort »), l'urgence évoquée par Hydro-Québec est reportée par plus de deux ans. Quant aux scénarios les plus probables, ils indiquent des dates de dépassement du contrat patrimonial très éloignées dans le temps relativement aux prévisions réalisées plutôt cet été par la société d'État.

6. Conclusions et recommandation

« Compte tenu de vos réponses aux questions précédentes, existe-t-il, selon vous, une urgence à procéder, d'ici janvier 2002, au lancement d'un appel d'offres pour 1000 MW? Sinon, quels seraient les délais suffisants pour le lancement d'un appel d'offres futur? »

L'urgence et les délais disponibles

L'analyse présentée par Hydro-Québec Distribution se base sur des prévisions de la demande qui n'ont pu tenir compte des événements survenus le 11 septembre. De plus, les prévisions historiques d'Hydro-Québec indiquent une surestimation systématique et importante de la demande réelle.

Par ailleurs, le Plan d'approvisionnement sous-estime la contribution d'efforts éventuels en matière d'efficacité énergétique. Enfin, il sous-estime également les quantités d'énergie disponibles sur le marché de court terme.

En adoptant des scénarios conservateurs pour ces derniers, et en les appliquant au scénario fort + 1 écart-type climatique d'Hydro-Québec, les délais requis pour répondre aux besoins d'un scénario extrême-fort sont repoussés de l'ordre de 22 mois à 4 ans. En fait, si des besoins supplémentaires de l'ordre de 1,1 TWh peuvent être ressentis en 2006, ils sont à toutes fins pratiques effacés l'année suivante par les nouveaux approvisionnements d'HQ Production (50% de ce qui est prévu à cette date). Nonobstant le besoin temporaire en 2006, le dépassement revient donc seulement en l'an 2008.

Par ailleurs, en considérant la récente prévision économique du Gouvernement du Québec, le scénario fort + 1 écart-type (donc un scénario de demande sensiblement plus élevée que celui qui surviendrait advenant que les prévisions gouvernementales se matérialisaient) indique des besoins en dépassement du contrat patrimonial à l'horizon 2008 (1,2 TWh).

Enfin, s'il fallait que le scénario moyen qui se base sur la prévision du Gouvernement du Québec se matérialise, les besoins en dépassement seraient repoussés après l'horizon de planification de 2011.

Compte tenu de l'ensemble des scénarios, et notamment de ceux que je viens de présenter, la date la plus hâtive à laquelle il serait pertinent de faire appel à de nouveaux approvisionnements par appel d'offres est évaluée à l'an 2008, soit deux ans après la date ciblée par le Distributeur.⁴⁸

⁴⁸ Rappelons ici que ces scénarios n'ont pas pu considérer d'autres lacunes dans le Plan du Distributeur (non-considération des tarifs spéciaux et de nouvelles options d'interruptibilité, contraintes d'importation

Soulignons que cette nouvelle date-cible implique que l'appel d'offres peut être repoussé d'au minimum un an, et ce, toujours en fonction de scénarios « extrêmes » où se conjureraient un ensemble de facteurs invraisemblables mais qu'il importe néanmoins de prévenir.

Les risques associés à un appel d'offres précipité

Ce délai supplémentaire n'est d'ailleurs pas académique.

Soulignons d'emblée que le contexte économique actuel en est un d'incertitudes, provenant notamment de la situation au Moyen-Orient, rarement vues depuis plus de vingt ans. Un délai d'un an permettrait au Distributeur ainsi qu'à la Régie et aux intervenants de revoir leurs prévisions en fonction de l'évolution de la situation géopolitique au cours des mois à venir. Selon l'évolution de cette situation, les prévisions pourraient devoir être modifiées à la baisse de façon plus importante.

Par ailleurs, ce délai permettrait également au Distributeur de « voir ce que le marché peut offrir pour la gestion des aléas climatiques ». ⁴⁹ En effet, le marché financier pour la gestion d'aléas climatiques (*weather derivatives*) affectant notamment l'industrie de l'électricité est en pleine évolution, et pourrait constituer une option sensiblement plus économique de prévenir des cas climatiques extrêmes.

En outre, soulignons que la flexibilité que le Distributeur propose d'introduire dans un appel d'offre immédiat pourrait engendrer des coûts importants. Dans un premier temps, les soumissionnaires devront demander des primes de flexibilité de même que des compensations pour la non-utilisation des soumissions acceptées. Compte tenu des scénarios – même celui désigné « extrême fort » - présentés dans ce témoignage, il est fort probable que le Distributeur devra payer de telles compensations en sus des primes de flexibilité. Qui plus est, le recours excessif par le Distributeur aux mécanismes de flexibilité entâcherait sa crédibilité dans le marché et conduirait à l'intégration de primes plus importantes encore lors des appels d'offres futurs.

Enfin, il va de soi que le délai supplémentaire pour étudier et approuver un Plan d'approvisionnement permettrait également à la Régie d'examiner plus à fond autant les options disponibles, la pertinence de certains critères d'éligibilité et de sélection des soumissions (notamment le rôle des entreprises de service éconergétique ainsi que des critères environnementaux) et les produits requis.

En résumé, le lancement précipité d'un appel d'offres le 15 janvier 2002 conduirait vraisemblablement à (1) une réduction des options disponibles au Distributeur, (2) des

physique, etc.). Ainsi, l'échéancier qui suit pourrait devoir être repoussé selon les résultats d'analyses concernant ces autres possibilités.

⁴⁹ HQD-2, doc. 3, p. 19, ligne 17.

paiements de compensation pour quantités non-requises et (3) des primes de flexibilité encore plus élevées lors des appels d'offres ultérieurs, et ce, sans considérer la possibilité que les produits recherchés et les critères d'éligibilité et de sélection ne soient pas optimaux.

Recommandation

Pour toutes ces raisons, et compte tenu des scénarios élaborés en fonction des informations plus récentes, et considérant également l'ensemble des facteurs que je n'ai pas pu analyser mais qui pourraient réduire d'autant plus les besoins appréhendés, je **recommande à la Régie de ne pas accéder à la demande en urgence d'Hydro-Québec Distribution et de reporter d'au moins un an la date d'un éventuel appel d'offres.**