

~~2-5473~~
R-5473
RNCREQ-3

IMPACTS DE LA RÉVISION DES CRITÈRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE

■ VICE-PRÉSIDENTE PLANIFICATION DU RÉSEAU ■

Régie de l'énergie
DOSSIER: R-3550-2004
DÉPOSÉE EN AUDIENCE
Date: 16 juin 2005
Pièces n°: RNCREQ-18

MOYENS DE PRODUCTION



CONSULTATION
SUR LE PLAN DE DÉVELOPPEMENT
D'HYDRO-QUÉBEC

1992

TABLE DES MATIÈRES

SOMMAIRE	1
1.0 INTRODUCTION	3
2.0 FIABILITÉ EN PUISSANCE	5
2.1 Principaux facteurs conditionnant la réserve requise	6
2.1.1 Comportement de la demande	6
2.1.2 Comportement de l'offre	8
2.2 Établissement de la réserve requise	8
2.2.1 Choix du critère de fiabilité en puissance	8
2.2.2 Réévaluation des paramètres pour le Plan 1991	9
2.2.3 Réserve requise d'Hydro-Québec	10
2.3 Comparaison de la réserve en puissance avec les réseaux voisins	12
3.0 FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE	13
3.1 Ampleur des fluctuations de l'offre et de la demande	15
3.2 Les moyens de réserve énergétique	18
3.3 Détermination de la réserve énergétique	19
3.3.1 Probabilité de délestage	19
3.3.2 Rentabilité économique	23
3.3.3 Choix du critère	27
3.3.4 Gestion des moyens de réserve énergétique à court terme	27
4.0 IMPACT SUR LES COÛTS DE FOURNITURE DES NOUVEAUX CRITÈRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE	28
5.0 CONCLUSION	30

SOMMAIRE

Dans sa proposition de plan de développement 1990-1992, Horizon 1999, Hydro-Québec présentait les modifications qui ont été apportées aux critères de fiabilité en énergie et en puissance utilisés pour la conception du programme d'équipement.

Suite à cette proposition, la Ministre de l'Énergie et des Ressources recommandait "qu'Hydro-Québec précise les impacts technique, financier et tarifaire de l'éventuelle mise en place de nouveaux critères de réserve en puissance et en énergie; et ce, afin de permettre au Gouvernement d'en apprécier la pertinence et l'urgence et qu'à cet effet, que la société d'état soumette un rapport à la Ministre au plus tard le 1^{er} juillet 1991".

Ce rapport fait état des modifications qui ont été apportées aux critères de fiabilité en puissance et en énergie et en présente les impacts technique et sur les coûts de fourniture.

En puissance, une mise à jour des paramètres sous-tendant le calcul de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité a été effectuée. Suite à cette mise à jour, la réserve requise en pourcentage de la demande à l'horizon 1996 est passée de 11,1 % à 13,3 % lors du cycle de planification 1991 par rapport au plan 1989. À l'horizon 1996, les besoins de réserves s'élèvent à 4 680 MW alors qu'ils étaient de 3 900 MW dans le plan 1989 et de 4 800 MW dans le plan 1990.

Les éléments majeurs sous-tendant les changements apportés sont les révisions des taux de panne, des taux d'entretien, des aléas de la demande et des besoins de réserve tournante qui totalisent 600 MW des nouveaux besoins à l'horizon 1996. Les autres éléments totalisant 180 MW sont reliés à la réévaluation des impacts de la production indépendante et du niveau des réservoirs ainsi qu'à la réévaluation du comportement horaire et saisonnier de la demande.

En énergie, une refonte complète de la méthodologie pour l'évaluation de la fiabilité énergétique a été effectuée en 1990. La nouvelle approche consiste à simuler pour différents niveaux de réserve en énergie, l'exploitation anticipée d'un parc de production advenant diverses conditions de l'offre et de la demande et à comparer les coûts de la réserve énergétique ajoutée aux bénéfices associés à la réduction des délestages de certaines charges.

Afin d'assurer sa réserve énergétique, Hydro-Québec a retenu la prise en compte, dans la planification à long terme des équipements, d'un léger surplus hydraulique en régime d'hydraulicité moyenne par rapport à la demande projetée permettant de respecter une espérance de délestage annuelle de 0,35 térawattheure par an. Avec une gestion appropriée des réservoirs, ce surplus sera utilisé pour faire face aux situations de faible hydraulicité. En période de forte hydraulicité les surplus seront écoulés sur les marchés d'énergie excédentaire.

Ce surplus hydraulique s'ajoute aux autres moyens de réserve énergétique dont dispose déjà l'entreprise, soit la réserve hydraulique et environ 12 térawattheures par an de moyens de réserve énergétique exceptionnels comprenant la production en base de la centrale Tracy, l'achat d'énergie des réseaux voisins et le rachat des contrats de bi-énergie.

À l'horizon 1995, ce surplus sera de l'ordre de 3,3 térawattheures par rapport à la demande anticipée. En plus de réduire l'espérance des délestages de 0,8 térawattheure à 0,35 térawattheure par an, ce surplus réduit en général de moitié les probabilités associées aux divers niveaux de délestage.

La mise en place des nouveaux critères de fiabilité en énergie et en puissance retenus dans le plan de développement 1990-1992 fait croître les coûts de fourniture de +0,2 % par an en moyenne sur la période 1992-2005.

Pour la période 1992-1995, les nouveaux critères de fiabilité font croître les coûts de fourniture de +0,2 % en moyenne, l'écart atteint +1,2 % en moyenne sur la période 1996-1999 pour finalement tomber à -0,4 % en fin de période, soit 2000-2005. Cette croissance durant la période 1992-1999 s'explique par une augmentation des charges d'exploitation et d'intérêts qui est le résultat du devancement des mises en service de certaines centrales hydroélectriques pour rencontrer les nouveaux critères de fiabilité.

Cette augmentation des charges qui fait croître les coûts de fourniture sur la période 1992-1999, est toutefois compensée durant la période 2000-2005 par des charges d'exploitation inférieures ainsi que des revenus de ventes excédentaires supérieurs par rapport au scénario établi à partir des anciens critères de fiabilité. Ce renversement est dû aux surplus énergétiques dégagés par le devancement des mises en service qui réduisent l'utilisation des moyens exceptionnels et permettent des ventes additionnelles.

La croissance des coûts de fourniture durant la période 1992-2005 est pratiquement reliée au seul critère de fiabilité énergétique, exception faite de la période 1996-1999 où la fiabilité en puissance représente environ 20 % de la croissance des coûts attribuable aux nouveaux critères.

1.0 INTRODUCTION

Hydro-Québec planifie et exploite son parc de production pour être en mesure de rencontrer, en tout temps, avec un niveau de fiabilité acceptable, l'ensemble des besoins québécois et ses engagements contractuels à l'exportation. Étant donné les délais requis pour construire de nouveaux équipements, Hydro-Québec doit planifier dès maintenant les mises en service nécessaires pour satisfaire les besoins des années futures en tenant compte des incertitudes inhérentes à toute prévision.

À cette fin, elle utilise deux critères de planification : le critère de fiabilité en puissance qui sert à identifier les besoins de capacité nécessaires pour répondre à la demande de puissance ou de pointe et le critère de fiabilité énergétique qui vise à assurer un approvisionnement suffisant permettant de satisfaire les besoins énergétiques d'année en année.

De façon générale, l'application de ces deux critères a pour effet de maintenir des réserves de production en énergie et en puissance. Ces réserves permettent de faire face à des variations de l'offre reliées à l'hydraulicité ou à l'indisponibilité de certains équipements ou à des variations de la demande qui elles, sont reliées à des fluctuations climatiques ou économiques.

Ces réserves visent à réduire à un niveau acceptable les probabilités d'interruption d'alimentation, compte tenu de leurs conséquences économiques sur notre clientèle et sur l'image du Québec.

Tel qu'annoncé dans sa proposition de plan de développement 1990-1992, Horizon 1999, Hydro-Québec a modifié ses besoins de réserve en énergie et en puissance par rapport au plan précédent.

En énergie, une refonte complète de la méthodologie pour l'évaluation de la fiabilité énergétique a été effectuée. En puissance, les paramètres sous-tendant le calcul de la réserve ont été révisés.

Ce rapport fait état des modifications qui ont été apportées aux critères de fiabilité en puissance et en énergie et identifie en particulier les impacts technique et sur les coûts de fourniture de ces modifications.

La première partie du rapport sera consacrée à la méthodologie utilisée pour établir la réserve en puissance et à l'impact de la réévaluation des paramètres utilisés pour sa détermination.

La seconde partie résume l'ensemble de la démarche qui a été suivie jusqu'à maintenant pour l'élaboration du nouveau critère de fiabilité énergétique.

Enfin, les impacts sur les coûts de fourniture de l'implantation des nouveaux critères de fiabilité en puissance et en énergie comparativement à ceux utilisés auparavant seront présentés.

2.0 FIABILITÉ EN PUISSANCE

Hydro-Québec, selon la définition de son mandat, doit être capable de répondre en tout temps à la demande. Elle doit donc disposer de moyens de production suffisants pour faire face à plusieurs types d'aléas.

Le plus important de ces aléas concerne la demande ; celle-ci peut être plus forte que prévue et ce, à cause de conditions climatiques ou d'activités économiques exceptionnelles.

L'autre aléa d'importance a trait à l'offre, soit à la capacité de production disponible pour alimenter les besoins du réseau. Cette capacité peut être affectée par des pannes ou autres indisponibilités d'équipements.

Afin de répondre à la demande selon un niveau adéquat de fiabilité, en tenant compte des aléas de la demande et de l'offre, Hydro-Québec doit prévoir des moyens d'alimentation qui dépassent en tout temps la demande prévue. Par convention, la différence entre l'ensemble des moyens d'alimentation et la demande de pointe s'appelle la réserve en puissance.

Hydro-Québec dispose des moyens suivants pour alimenter la demande :

- les équipements de production ;
- les moyens de gestion de la consommation ;
- le partage de la réserve avec les réseaux voisins ;
- l'achat de puissance auprès des réseaux voisins.

D'une année à l'autre, Hydro-Québec a recours à ces moyens à des degrés divers et gère cet ensemble dans l'optique du moindre coût.

En planifiant sa réserve, Hydro-Québec doit aussi tenir compte d'un besoin de réserve tournante (ou réserve synchronisée). Celle-ci est utilisée en temps réel pour pallier aux événements qui peuvent perturber le réseau, de façon à maintenir en tout temps l'équilibre entre la production et la demande, assurant ainsi la stabilité du réseau. Le maintien de la stabilité revêt une importance particulière pour le réseau d'Hydro-Québec à cause de la longueur des lignes de transport qui acheminent l'énergie des centrales éloignées vers les centres de consommation.

2.1 Principaux facteurs conditionnant la réserve requise

2.1.1 Comportement de la demande

La demande est constituée de l'ensemble des besoins en électricité pour lesquels Hydro-Québec a des engagements au Québec ou envers les réseaux voisins.

Hydro-Québec base sa prévision de demande d'électricité au Québec sur un scénario moyen des contextes démographique, économique et énergétique. Toutefois, cette prévision de la demande est sujette à un certain nombre d'aléas qu'on peut regrouper en deux types.

Dans le premier type, on retrouve les variations climatiques, ou encore les situations sociales et économiques comme une grève importante, une hausse temporaire de l'activité économique, etc. Ces facteurs aléatoires sont dit aléas conjoncturels ; ils provoquent un écart temporaire de la consommation d'électricité par rapport à la tendance prévue.

À l'inverse des aléas conjoncturels, le deuxième type de facteurs aléatoires ou aléas structurels provoquent un écart permanent par rapport à la tendance prévue. Ils découlent d'une modification de certains paramètres économique, énergétique, sociétal et comportemental par rapport aux prévisions moyennes.

Par ailleurs, il faut reconnaître que la demande en électricité sur le réseau d'Hydro-Québec varie de façon importante selon le mois de l'année et même d'heure en heure, tel qu'illustré aux figures 1 et 2.

Rappelons que la demande la plus forte se trouve concentrée durant les mois de décembre, janvier et février. La probabilité de ne pas pouvoir rencontrer les besoins de puissance est donc beaucoup plus forte pendant ces trois mois d'hiver qu'à toute autre période de l'année.

La demande varie également selon des cycles journaliers et hebdomadaires. Au cours d'un cycle journalier, la demande, en hiver, connaît généralement des pointes le matin et vers 18 heures. Dans son cycle hebdomadaire, la demande est plus forte les jours ouvrables qu'en fin de semaine. La figure 2 illustre un cycle type de demande pour une semaine de janvier.

Ces comportements saisonnier et horaire de la demande peuvent changer en fonction des programmes commerciaux et des habitudes de consommation de la clientèle.

FIGURE 1

Variations mensuelles de la demande

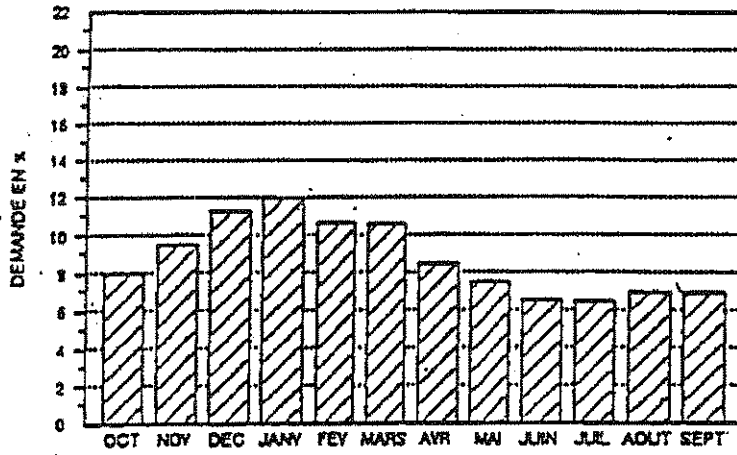
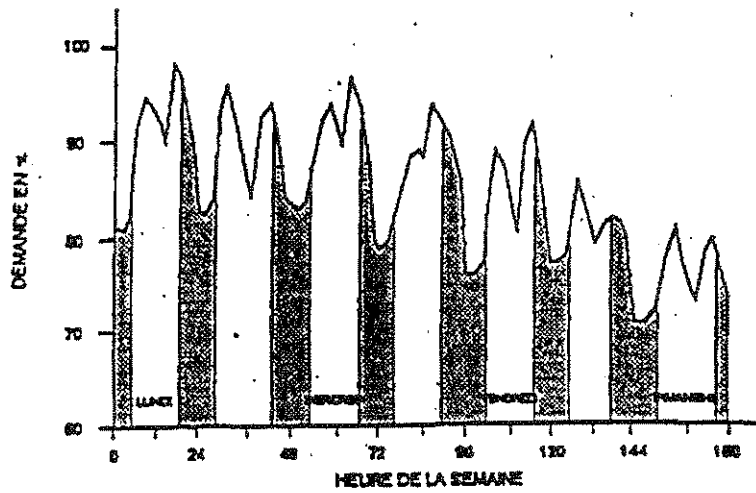


FIGURE 2

Variations horaires de la demande



2.1.2 Comportement de l'offre

L'offre électrique est l'ensemble des moyens dont dispose un producteur pour satisfaire la demande. Parmi ces moyens, on compte les centrales hydroélectriques, thermiques, et nucléaires. Pour Hydro-Québec, l'offre se compose à plus de 90 % d'équipements hydrauliques.

Comme la demande, la disponibilité de l'offre est assujettie à un certain nombre d'aléas notamment : les pannes, les entretiens d'équipements, le niveau des réservoirs (qui affecte la hauteur de chute et donc la puissance maximale des groupes turbine- alternateur), les incertitudes de service des producteurs indépendants et les contraintes hydrauliques de certaines centrales au fil de l'eau.

2.2 Établissement de la réserve requise

2.2.1 Choix du critère de fiabilité en puissance

En tant que service public, Hydro-Québec doit répondre aux besoins d'électricité de l'ensemble du Québec et ce, en optimisant la qualité du service et les coûts. Une augmentation de la réserve en puissance élève, certes, le niveau de fiabilité du réseau mais entraîne une hausse des coûts. Aussi, Hydro-Québec s'est-elle dotée d'un critère fixant le niveau de fiabilité désiré. Ce critère s'exprime comme suit :

L'espérance de délester une charge régulière ne doit pas excéder 2,4 heures par année pour des raisons de manque de puissance à la production.

Ce critère est équivalent au critère utilisé par l'ensemble des producteurs d'électricité en Amérique du Nord et notamment par le NPCC (Northeast Power Coordinating Council) dont Hydro-Québec est membre. Le mode de calcul de la réserve a cependant été adapté aux conditions particulières d'Hydro-Québec, c'est-à-dire une forte concentration des espérances de délestage pendant les mois d'hiver et le besoin de maintenir une réserve synchronisée minimale.

2.2.2 Réévaluation des paramètres pour le Plan 1991

Lors de la préparation du Plan de développement 1990-1992, une révision de l'ensemble des paramètres sous-tendant le calcul de la réserve en puissance a été entreprise. Cette révision qui n'a pas remis en question le critère de fiabilité en puissance énoncé précédemment s'est poursuivie au cours de l'année 1990. Elle a été complétée au cours du cycle de planification 1991-2010.

Les principaux paramètres réévalués sont les taux de panne et d'entretien des équipements, les aléas de la demande et les besoins en réserve tournante.

Les taux de panne des équipements ont été réévalués en tenant compte de l'implantation graduelle d'ici 1996 d'un nouveau système de surveillance permanent des groupes turbine-alternateur des centrales hydrauliques. Ce système qui permettra de mieux connaître l'état des groupes a comme effet de réduire les taux de panne. Par ailleurs la réévaluation permet de faire la distinction des taux de panne d'hiver et d'été.

Quant aux taux d'entretien, ceux-ci ont été révisés en tenant compte de la nouvelle politique d'entretien de 35 semaines par année (au lieu de 52).

La réévaluation des aléas de la prévision de la demande a trait principalement aux aléas structurel et climatique. À l'horizon de 4 ans, l'aléa global passe de 5 % à 6,3 %.

L'ensemble de ces révisions effectuées lors du cycle de planification 1991 a pour effet d'augmenter de 600 MW la réserve en puissance requise à l'horizon 1996 par rapport au plan 1989-2008. À cela s'ajoute 180 MW qui découlent de la révision de paramètres mineurs tels les risques relatifs à la production indépendante, l'impact des niveaux des réservoirs et les changements aux besoins horaires en puissance dus aux programmes de gestion de la consommation.

Cette hausse de réserve de 780 MW par rapport au plan 1989-2008 est jugée importante et est justifiée pour les raisons suivantes :

- Continuer à assurer une réserve d'exploitation en temps réel compatible avec le critère du NPCC ;
- Assurer le respect du critère de fiabilité en puissance ;

Mentionnons que dans l'application du critère aucune provision n'a été faite pour les risques supplémentaires auxquels l'entreprise aura à faire face au cours des prochaines années. Parmi ces risques, on retrouve la réalisation partielle des objectifs relatifs à la puissance interruptible et aux autoproducteurs, et les aléas associés à l'impact des économies d'énergie à la pointe.

2.2.3 Réserve requise d'Hydro-Québec

À l'horizon 1996, le niveau de réserve requise, en fonction du critère de fiabilité choisi, se situe à 13,3 % de la demande régulière, et à 11,3 %, après avoir tenu compte du partage de réserve avec les réseaux voisins.

Ainsi, pour un scénario moyen de croissance de la demande, les besoins de réserve en puissance à cet horizon sont de 4 680 MW ou de 4 000 MW après partage de réserve, pour une demande de 35 200 MW.

Le tableau qui suit montre la composition de la réserve selon les besoins à satisfaire.

COMPOSITION DES BESOINS DE RÉSERVE EN PUISSANCE

Besoins relatifs à	Réserve requise (en % de la demande)
Aléas de la demande	6,6 %
Aléas de l'offre dont : <ul style="list-style-type: none">- Pannes- Entretien- Niveaux des réservoirs et contraintes hydrauliques- Modalités des programmes commerciaux	6,0 %
Réserve tournante minimale	0,7 %
TOTAL	13,3 %

Tel qu'indiqué précédemment, les besoins de réserve en puissance ne sont pas tous assurés par des équipements. La puissance interruptible et le partage de réserve avec les réseaux voisins en comblent une partie dans les proportions suivantes :

MOYENS D'ASSURER LA RÉSERVE

EN PUISSANCE

Type de moyens	En % de la demande
Réserve en équipements	7,9 %
Puissance interruptible	3,4 %
Partage de réserve	2,0 %
TOTAL	13,3 %

2.3 Comparaison de la réserve en puissance avec les réseaux voisins

Tout réseau électrique doit être muni d'une réserve en puissance. La quantité de cette réserve varie selon les caractéristiques techniques du réseau et principalement selon la composition des équipements de production. Ainsi un réseau à prédominance de production thermique requiert une plus grande réserve à cause du taux d'indisponibilité plus élevé des équipements thermiques par rapport aux équipements hydrauliques.

Le tableau qui suit montre la réserve en puissance de certaines compagnies d'électricité, réserve exprimée en pourcentage de la demande de pointe.

Société d'électricité	Parc % hydraul.	Réserve* % de la demande
<u>Parc de production à prédominance hydraulique</u>		
Hydro-Québec	93 %	11 %
BC Hydro	90 %	14 %
Manitoba Hydro	83 %	12 %
Nfld & Labrador	62 %	18 %
<u>Parc de production à prédominance thermique</u>		
Ontario Hydro	22 %	24 %
New York Power Pool	16 %	22 %
New England Power Pool	12 %	25 %
* Après partage de réserve avec les réseaux voisins.		

Comparativement aux réseaux voisins, Hydro-Québec possède un plus faible pourcentage de réserve en puissance. Cette différence est attribuable à son fort pourcentage en équipements hydrauliques.

3.0 FIABILITÉ ÉNERGÉTIQUE

Contrairement à la fiabilité en puissance, l'utilisation d'un critère de fiabilité énergétique n'est requise que dans le cas d'un parc de production à forte composante hydroélectrique. Pour un parc thermique, la mise en place d'une capacité suffisante pouvant rencontrer la demande de pointe permet, compte tenu du mode de fonctionnement de ces équipements, de répondre aux besoins énergétiques. Ainsi, pour un parc thermique, la fiabilité énergétique sera, à toute fin pratique, assurée lorsque les besoins de puissance auront été satisfaits, à moins de problèmes sérieux dans l'approvisionnement des combustibles.

Pour un parc de production à forte prédominance hydroélectrique comme celui d'Hydro-Québec, la situation est fort différente. La satisfaction des besoins de puissance n'est pas suffisante pour assurer les besoins énergétiques car la production annuelle énergétique est limitée par les apports d'eau et non par la capacité de fonctionnement des centrales.

Hydro-Québec a utilisé différents critères de fiabilité énergétique pour la planification et l'exploitation de son parc de production au cours des dernières années.

Au cours des années 1980, Hydro-Québec mettait en place le critère des 4 années sèches. Ce critère de fiabilité énergétique utilisé jusqu'en 1989 était strictement basé sur la variabilité des apports naturels d'eau sans tenir compte de la variabilité de la demande. Par cette approche, on tentait de déterminer la réserve minimale en eau à conserver chaque année pour se prémunir contre une longue période de sécheresse. La séquence de faible hydraulité de 1960 à 1963, qui correspondrait aujourd'hui à un déficit hydraulique de 100 térawattheures, était alors utilisée comme étalon. Ce critère était à la base de la planification à court terme de l'exploitation et de la planification à long terme des équipements.

Bien que cette approche était simple d'application et basée sur le pire phénomène hydrologique observé, elle comportait néanmoins plusieurs lacunes.

Entre autres, cette approche ne tenait pas compte de façon adéquate du comportement aléatoire des apports hydrauliques et des aléas de la demande en énergie. Compte tenu de sa nature déterministe, il était alors impossible d'établir les risques de délestage et par conséquent d'établir le niveau de réserve énergétique souhaitable en regard de la probabilité et des coûts de délestage.

Au cours de 1989, une refonte complète de la méthodologie d'évaluation de la fiabilité énergétique a été effectuée.

La nouvelle approche consiste à simuler l'exploitation anticipée d'un parc de production advenant différentes conditions de l'offre et de la demande. À partir d'un grand nombre de simulations, cette approche nous permet, d'une part, de mieux cerner les risques de délestage en énergie et, d'autre part, de quantifier les coûts et les bénéfices associés à l'utilisation des moyens de réserve énergétique. En tenant compte des coûts qu'entraînerait le délestage de certaines charges, il nous est possible par cette approche de déterminer les besoins de réserve en énergie, et par le fait même, d'établir le niveau de fiabilité énergétique souhaitable.

Alors qu'auparavant la réserve énergétique devait être suffisante pour faire face à un déséquilibre maximal de l'ordre de 100 térawattheures, le nouveau critère vise à respecter une espérance de délestage annuel exprimé en térawattheure par an et à établir la réserve énergétique requise en conséquence.

3.1 Ampleur des fluctuations de l'offre et de la demande

En situation normale, les apports hydrauliques suffisent à la demande. Le parc hydroélectrique subit toutefois des périodes plus ou moins longues de forte ou de faible hydraulité. De la même façon, la demande d'électricité peut fluctuer autour d'une tendance à long terme au gré des cycles économiques. Le tableau 1 illustre ce phénomène. À titre illustratif, on y présente les variations de l'offre et de la demande pour la période 1984-1990 par rapport à ce qui avait été anticipé lors de l'élaboration du plan 1984-1986. Cette période de 7 années a été caractérisée par un cycle de faible hydraulité, combiné à une croissance de la demande beaucoup plus forte que prévue. Le déficit énergétique cumulé par rapport à la moyenne prévue totalise 173 térawattheures. Dans une situation normale, cette combinaison de facteurs aurait mené à des délestages importants durant les périodes 1989-1990 et 1990-1991. En effet, compte tenu des délais nécessaires pour la mise en service d'équipements de production, il aurait été très difficile de faire face à un tel déficit, n'eut été des importants surplus d'énergie qui existaient durant cette période.

TABLEAU 1
RAPPEL HISTORIQUE
PRÉVISIONS DU PLAN DE DÉVELOPPEMENT 1984-1986
COMPARÉES À L'OFFRE ET LA DEMANDE RÉELLES
Période 1984-1990

Années	Besoins prioritaires	Offre	Total
	Écart cumulatifs	Déficits hydrauliques cumulatifs	Déficits énergétiques cumulatifs
	TWh	TWh	TWh
1984	3	2	5
1985	9	32	41
1986	13	34	48
1987	22	41	63
1988	40	63	103
1989	63	93	156
1990	76	97	173

Pour représenter ce type de phénomènes dans l'évaluation de la fiabilité énergétique, il est nécessaire d'utiliser des méthodes statistiques permettant de représenter adéquatement les conditions possibles de l'offre et de la demande.

Pour ce faire, des études sur les historiques des apports hydrauliques et de la demande ont été effectuées. Les historiques ont été normalisés pour tenir compte de la demande et de la taille des parcs qui existaient à l'époque.

Ces études nous ont permis de mettre en place des simulateurs qui sont utilisés pour refléter l'ampleur des fluctuations probables de l'offre et de la demande.

Le tableau 2 présente à titre d'exemple les surplus et les déficits cumulés par rapport à la moyenne sur plusieurs années, pour un intervalle de confiance de 98 %, obtenus à partir de ces simulateurs. Ces résultats ont été obtenus pour un parc de production dont l'offre hydroélectrique serait de 180 térawattheures par année. Ce parc de production correspond à celui anticipé à la suite de la mise en service des équipements de La Grande phase II. Comme on peut le constater, 98 % des simulations effectuées se retrouvent à l'intérieur d'un écart cumulé par rapport à la moyenne de 175 térawattheures pour 7 ans.

TABEAU 2
DÉFICIT - SURPLUS
OFFRE-DEMANDE
Intervalle de confiance

Années Consécutives	de 98 %	
	Déficits TWh	Surplus TWh
1	- 43	+43
4	-115	+115
7	-175	+175

3.2 Les moyens de réserve énergétique

Pour faire face aux variations de l'offre et de la demande, Hydro-Québec dispose actuellement d'un ensemble de moyens lui permettant d'atténuer l'impact que pourraient avoir des périodes de surplus ou de déficits énergétiques.

Parmi ces moyens de réserve énergétique, mentionnons la réserve hydraulique. Cette réserve se compose d'une réserve saisonnière et d'une réserve multi-annuelle.

La réserve saisonnière est nécessaire pour pallier au fait qu'en hiver les apports hydrauliques sont faibles et la demande plus élevée qu'en été. La réserve dite multi-annuelle est en sus de la réserve saisonnière. Elle permet de retenir les surplus des apports hydrauliques des années de forte hydraulité ou de faible demande pour les années où l'hydraulité serait plus faible que la moyenne ou que la demande serait plus forte que prévue. En raison de la capacité limitée des réservoirs, des ventes d'électricité excédentaire pourraient être effectuées lors des années de très forts surplus énergétiques, dans le but de limiter les déversements éventuels.

À l'inverse, lors des années de très faible hydraulité ou de très forte demande, cette capacité limitée des réservoirs fait en sorte que les réserves en eau sont à elles seules insuffisantes pour répondre aux besoins énergétiques. Des moyens énergétiques exceptionnels doivent alors être envisagés. Les autres moyens dont dispose actuellement l'entreprise sont :

- L'achat d'énergie aux réseaux voisins ;
- Le fonctionnement en mode continu de la centrale TRACY ;
- Le rachat des contrats de bi-énergie commerciale institutionnelle et industrielle.

Ces moyens de réserve énergétique totalisent près de 12 térawattheures annuellement.

Pour augmenter sa réserve énergétique, Hydro-Québec peut, outre l'addition d'autres moyens de nature non hydrauliques tels que décrits plus hauts, intégrer dans la planification à long terme un surplus hydraulique par rapport à la demande moyenne projetée. Dans ce cas, une partie de la réserve énergétique sera assurée par le devancement d'équipements de production hydroélectrique de base au-delà des besoins prévus.

Avec une gestion appropriée des réservoirs, ce surplus sera utilisé pour faire face aux situations de déficits énergétiques. En période de surplus énergétiques, il sera écoulé sur les marchés d'énergie excédentaire.

3.3 Détermination de la réserve énergétique

L'établissement de la réserve énergétique a été effectué en mesurant les impacts techniques et économiques qu'auraient des moyens de réserve énergétique additionnels à ceux dont dispose déjà l'entreprise.

De façon à faire abstraction d'un contexte énergétique particulier relié par exemple à des conditions de surplus ou de déficits en énergie ou en puissance, ces analyses ont été effectuées sur un parc de production de référence. Ce parc de production correspond à celui anticipé suite à la mise en service des équipements de La Grande phase II. Il comprend également les moyens de réserve énergétique actuels totalisant près de 12 térawattheures par an.

3.3.1 Probabilité de délestage

Pour évaluer les impacts techniques du maintien ou du rehaussement de la réserve énergétique, des études de simulation visant à mesurer les probabilités de délestage ont été réalisées.

En plus des moyens de réserve énergétique déjà existants, deux types de moyens additionnels ont été analysés, à savoir :

- Le devancement d'équipements de production hydroélectriques de base ;
- L'addition de production thermique qui ne serait utilisée qu'en cas de faible hydraulité.

La figure 3 montre l'évolution de la fiabilité énergétique en termes de l'espérance des délestages pour différentes additions de moyens hydrauliques et thermiques. Pour ce faire, des simulations du parc de production de référence avec des ajouts variant de 2 à 7 térawattheures de production thermique et hydroélectrique ont été effectuées.

De ces résultats, on constate les points suivants :

- Le maintien de la réserve énergétique actuelle (incluant environ 12 térawattheures par an de moyens exceptionnels) entraînerait, avec le parc de référence, une espérance de délestage de l'ordre de 0,8 térawattheure par an ;

Compte tenu du mode de fonctionnement des équipements hydrauliques et thermiques, l'espérance de délestage est diminuée de façon plus significative par l'addition de moyens hydrauliques; les centrales thermiques n'étant utilisées que de façon préventive lorsque les niveaux des réservoirs sont bas.

La figure 4 présente la distribution des probabilités des délestages pour différents niveaux de fiabilité énergétique. Cette distribution nous permet de visualiser les risques associés au choix de la réserve énergétique. Ainsi le maintien de la réserve énergétique à son niveau actuel, soit une espérance de délestage de 0,8 térawattheure par an, entraînerait une probabilité de l'ordre de 4 % d'avoir un délestage de 5 Térawattheures ou plus alors qu'elle serait de 2 % pour une fiabilité correspondant à une espérance de délestage de 0,35 térawattheure par an.

EVOLUTION DE LA FIABILITE ENERGETIQUE

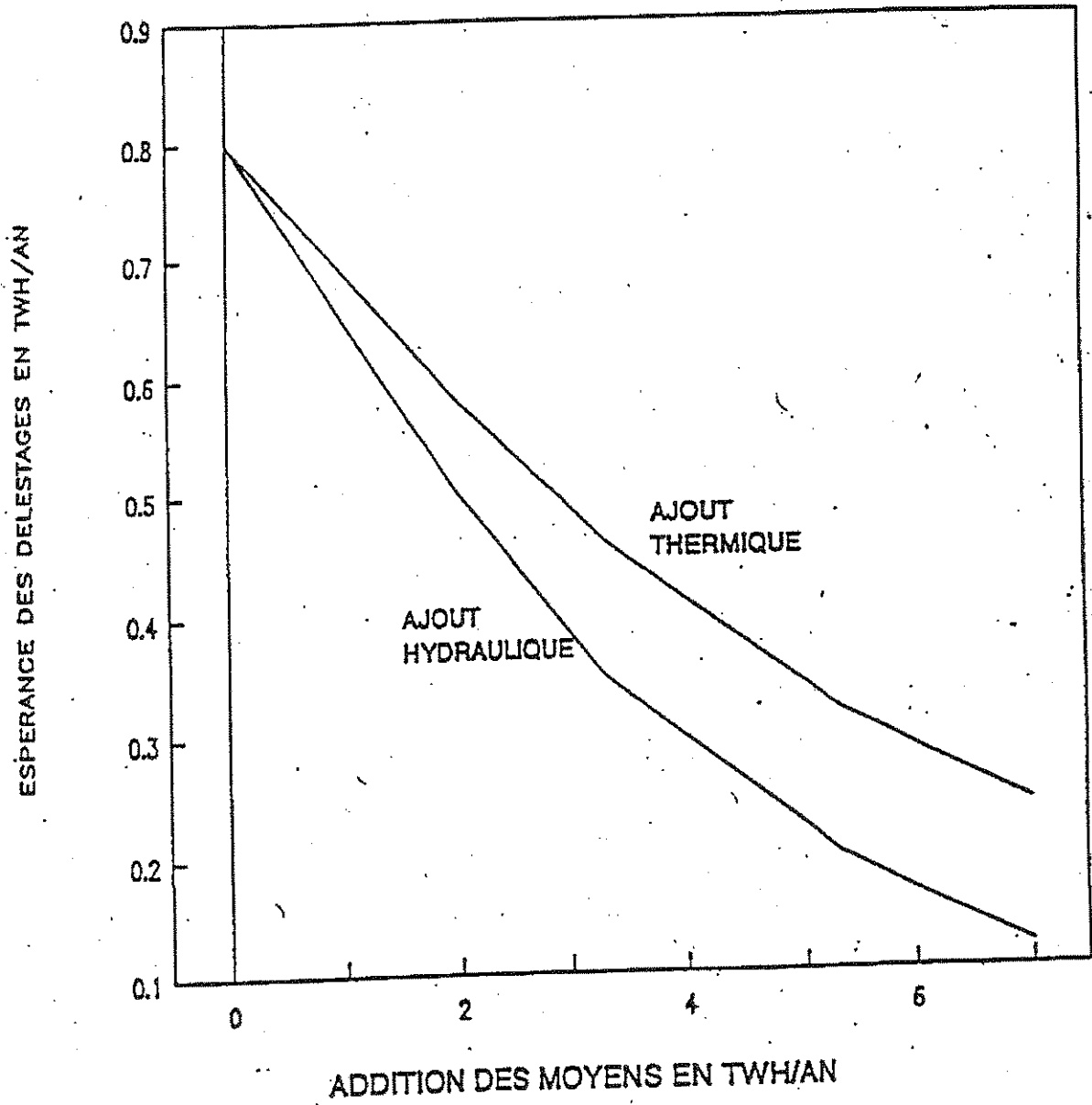


FIGURE 3

PROBABILITE DES DELESTAGES EN FONCTION DES CRITERES ALTERNATIFS

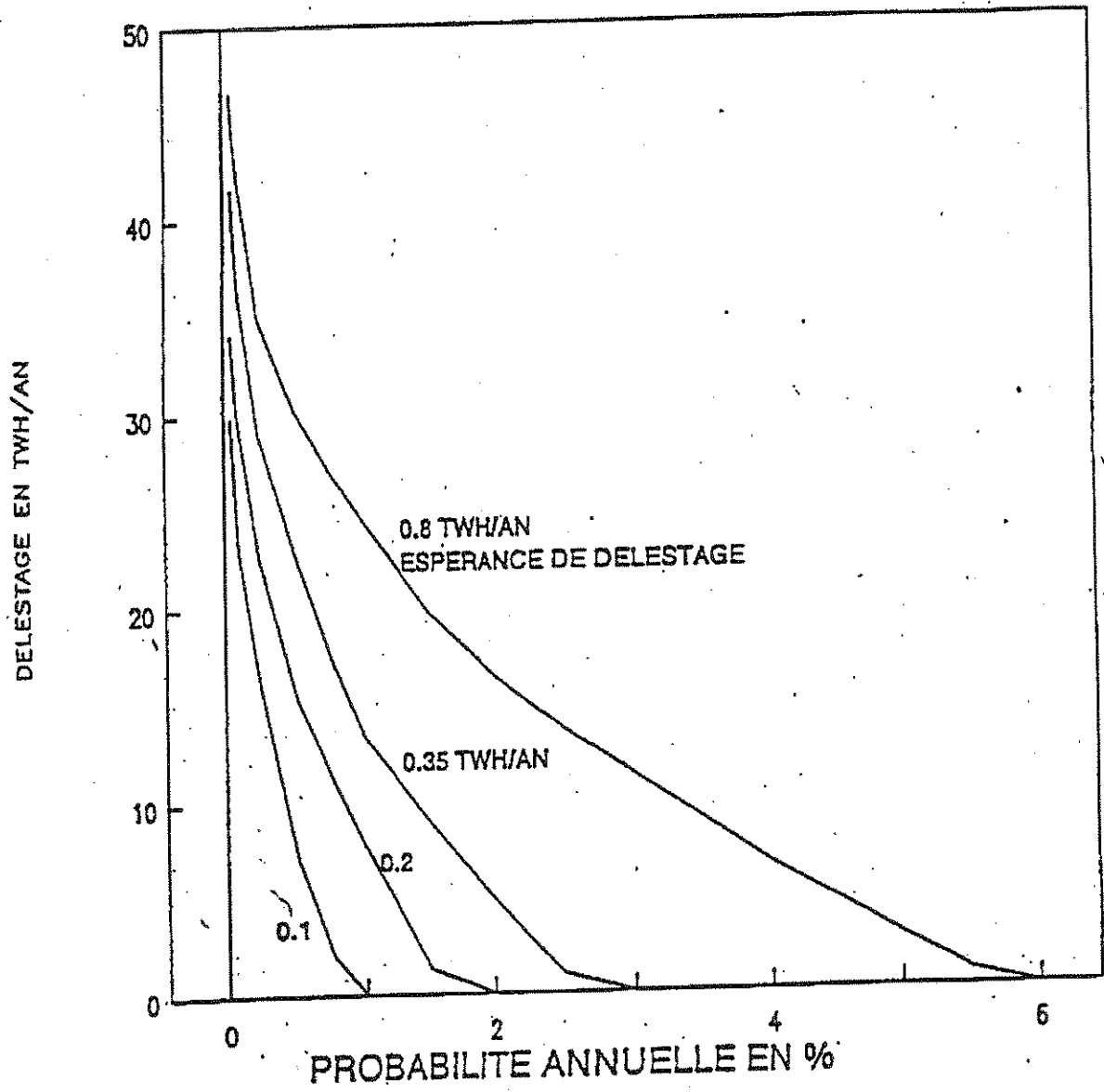


FIGURE 4

3.3.2 Rentabilité économique

Les analyses de rentabilité effectuées pour différents critères de fiabilité énergétique visaient à identifier les coûts ou les bénéfices économiques que pourrait entraîner le rehaussement de la réserve énergétique.

Comme pour l'évaluation des impacts techniques, elles ont été réalisées pour un parc de production de référence, de façon à faire abstraction d'un contexte énergétique particulier. Ces analyses comprennent les coûts d'investissement associés à l'ajout de réserve énergétique, les coûts de fonctionnement des moyens de production non hydrauliques et les bénéfices associés à la vente d'électricité excédentaire lors de périodes de surplus.

Mentionnons de plus, qu'un crédit de puissance a été considéré dans ces analyses pour tenir compte de la réduction des investissements associés aux équipements de pointe advenant le devancement d'équipements de production de base.

En ce qui concerne les coûts des délestages, deux types d'approches ont été étudiées.

La première approche correspondant à une analyse de rentabilité sociale, associe les coûts de délestage aux pertes de confort et de production pouvant résulter de l'interruption de l'alimentation. Plus précisément, le coût économique d'un délestage au secteur résidentiel et de la consommation non indispensable à la production des secteurs commercial et industriel correspond à la somme de la perte de confort qui en résulte pour le consommateur et des dépenses éventuelles qu'Hydro-Québec engagerait pour inciter le consommateur à modifier sa consommation électrique.

Le coût social d'un délestage au secteur industriel se mesure par la perte de valeur ajoutée qui en découlera au niveau de l'abonné, de ses fournisseurs et de ses clients. À cet égard, les secteurs intensifs en électricité sont ceux présentant les plus faibles coûts de délestage. Par ailleurs, dans nos estimations, nous n'avons pas considéré la diminution d'activités économiques pouvant résulter de la fermeture permanente d'usines ou de la réduction du potentiel d'attraction du Québec sur le marché des nouvelles implantations industrielles suite à un manque d'énergie.

Le tableau 3 présente les coûts retenus pour l'analyse de rentabilité sociale.

TABLEAU 3
COÛTS DES DÉLESTAGES POUR L'ANALYSE DE RENTABILITÉ SOCIALE

Quantité d'énergie délestée	Coût social de l'interruption
0-5 TWh	50 \$/MWh
5-21 TWh	300 \$/MWh
- Au-delà de 21 TWh	3 600 \$/MWh

La deuxième approche que nous appellerons analyse de rentabilité privée, fait correspondre les coûts de délestage à la perte de revenus pour l'entreprise. Pour cette analyse, les coûts des délestages sont évalués à 50 \$/MWh.

La figure 5 montre l'évolution des gains économiques pour les analyses de rentabilité privée et sociale de l'augmentation de la réserve énergétique par l'addition d'équipements hydrauliques ou thermiques.

Ces analyses ont été faites pour une période de 40 ans pendant laquelle on considère la demande et l'offre constantes. Les gains économiques sont exprimés en dollars actualisés de 1991 pour la période de 40 ans. Comme mentionné précédemment, ces analyses reflètent une situation d'équilibre qui devrait survenir à long terme. Elles permettent d'identifier le niveau de fiabilité énergétique souhaitable en faisant abstraction d'un contexte énergétique particulier à court terme associé par exemple à des surplus en puissance ou en énergie.

Il ressort des résultats obtenus lors de ces études de rentabilité que :

Tant pour l'analyse de rentabilité sociale que privée, l'addition de surplus hydrauliques à des fins de réserve énergétique s'avère toujours plus intéressante que l'addition d'équipements thermiques. La différence entre les deux options est essentiellement causée par les coûts de combustibles ajoutés de la solution thermique et par la possibilité d'écouler les surplus hydrauliques sur des marchés de ventes d'électricité excédentaire lors de périodes de surplus ;

- Pour l'analyse de rentabilité sociale, compte tenu de l'importance économique des coûts de délestages le niveau optimal de fiabilité se situe sous une espérance de délestage de 0,2 térawattheure par année. Dans un tel cas, il serait nécessaire d'ajouter au moins 5 térawattheures de production hydraulique aux moyens de réserves énergétiques actuels.
- Pour l'analyse de rentabilité privée, le niveau optimal de fiabilité se situe aux environs de 0,35 térawattheure par an dans le cas d'un ajout hydraulique. Les coûts d'investissement associés à l'addition de surplus hydrauliques à des fins de réserve énergétique, seraient alors complètement compensés par la réduction des coûts d'exploitation des moyens exceptionnels et des coûts des délestages. En plus des moyens de réserve énergétique actuels, il serait alors nécessaire d'ajouter un surplus hydraulique de l'ordre de 3,3 térawattheures par an pour un parc de 180 térawattheures.

Pour évaluer la robustesse des résultats obtenus lors de l'évaluation des impacts économiques d'un rehaussement de la réserve énergétique et pour quantifier l'importance relative de certains paramètres utilisés, des analyses de sensibilité ont été effectuées. Ces analyses ont porté sur les paramètres statistiques utilisés pour les simulations de l'offre et de la demande et sur les potentiels et les prix associés aux ventes d'électricité excédentaire.

Il ressort de ces analyses de sensibilité que le passage d'un niveau de fiabilité énergétique de 0,8 térawattheure par an à 0,35 térawattheure par an demeure économiquement intéressant indépendamment des variations appliquées aux différents paramètres analysés. Les conclusions sont toutefois plus mitigées dans le cas du passage à un niveau de fiabilité de 0,2 térawattheure par an, de sorte que des analyses supplémentaires devront être effectuées pour statuer sur la rentabilité d'un tel niveau de fiabilité énergétique.

EVOLUTION DES GAINS TOTAUX AVEC LA FIABILITE

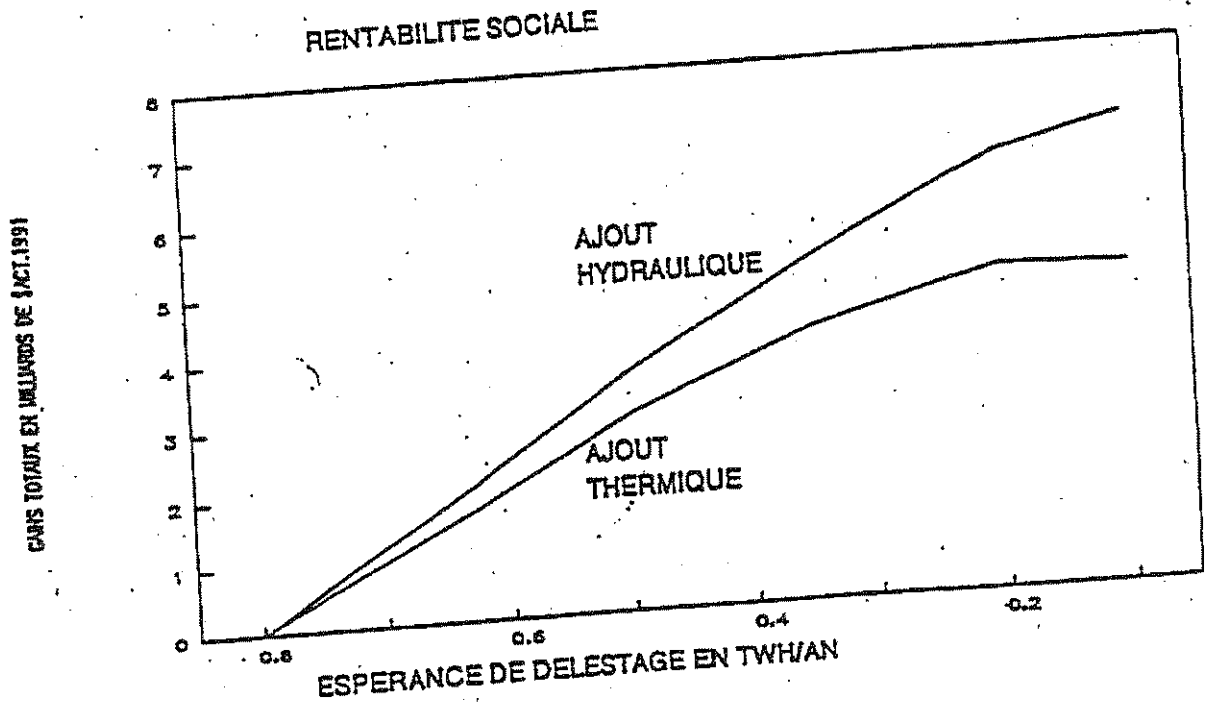
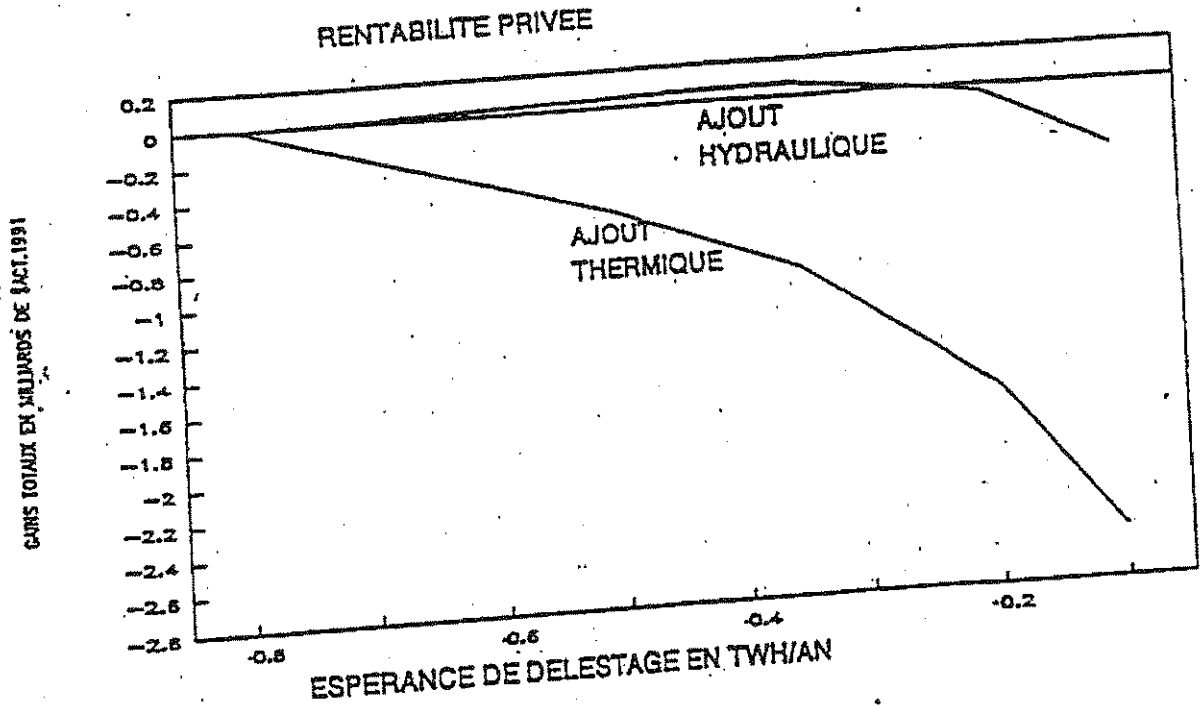


FIGURE 5

3.3.3 Choix du critère

Suite aux analyses effectuées sur les impacts techniques et sur la rentabilité économique d'un rehaussement de la réserve énergétique au-delà de la réserve actuelle, Hydro-Québec a retenu la prise en compte, dans la planification à long terme des équipements, d'un léger surplus hydraulique en régime d'hydraulicité moyenne par rapport à la demande projetée lui permettant de maintenir une espérance de délestage inférieure à 0,35 térawattheure par an.

Pour un parc de production de référence tel qu'anticipé suite à la mise en service des équipements de La Grande phase II, ce surplus hydraulique sera de l'ordre de 3,3 térawattheures.

Ce surplus permet de réduire de façon significative l'espérance des délestages. Pour le parc de référence, l'espérance de délestage sera réduite de 0,8 térawattheure à 0,35 térawattheure par an. De plus, les probabilités associées aux divers niveaux de délestage seront en général réduites de moitié.

Ce niveau de fiabilité énergétique de 0,35 térawattheure par an représente un minimum de protection pour faire face aux aléas de l'offre et de la demande. Les analyses de sensibilité effectuées révèlent que ce choix demeure robuste face aux variations des paramètres utilisés pour sa détermination.

3.3.4 Gestion des moyens de réserve énergétique à court terme

Selon les hypothèses utilisées actuellement, la gestion à court terme des moyens de réserve énergétique vise à enclencher les moyens exceptionnels de façon à pouvoir faire face aux combinaisons des aléas hydrauliques et de la demande dont la probabilité est d'au moins 2 %. Ce mode de gestion est compatible avec celui pris en compte lors de la planification du programme d'équipement en vue de maintenir le niveau de fiabilité énergétique de 0,35 Térawattheure par an.

4.0 IMPACT SUR LES COÛTS DE FOURNITURE DES NOUVEAUX CRITÈRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE

Le tableau 4 présente l'impact sur les coûts de fourniture de la révision des critères de fiabilité en énergie et en puissance pour la période 1992-2005.

L'analyse globale des résultats révèle que sur la période considérée, soit 1992-2005, les nouveaux critères de fiabilité en énergie et en puissance retenus dans le plan de développement 1990-1992 font croître les coûts de fourniture de +0,2 % en moyenne. Cet écart n'est pas uniforme sur la période d'analyse selon qu'on se situe en début ou en fin de période.

Pour la période 1992-1995, les nouveaux critères de fiabilité font croître les coûts de fourniture de + 0,2 % en moyenne, l'écart atteint +1,2 % en moyenne sur la période 1996-1999 pour finalement tomber à -0,4 % en fin de période, soit 2000-2005. Cette croissance durant la période 1992-1999 s'explique par une augmentation des charges d'exploitation et d'intérêts qui est le résultat du devancement des mises en service de certaines centrales hydroélectriques pour rencontrer les nouveaux critères de fiabilité en énergie et en puissance.

Cette augmentation des charges qui fait croître les coûts de fourniture sur la période 1992-1999, est toutefois compensée durant la période 2000-2005 par des charges d'exploitation inférieures ainsi que des revenus de ventes excédentaires par rapport au scénario établi à partir des anciens critères de fiabilité. Ce renversement est dû aux surplus énergétiques dégagés par le devancement des mises en service qui réduisent l'utilisation des moyens exceptionnels et dégagent des ventes additionnelles.

L'analyse plus détaillée permet d'isoler l'effet du critère de fiabilité énergétique. On constate que la croissance des coûts de fourniture pour la période 1992-2005 est pratiquement reliée au seul critère de fiabilité énergétique, exception faite de la période 1996-1999, où la fiabilité en puissance représente environ 20 % de la croissance des coûts attribuable aux nouveaux critères.

TABEAU 4

**IMPACT SUR LES COÛTS DE FOURNITURE DE LA RÉVISION
DES CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE**

PÉRIODE 1992-2005

Taux de croissance (%)

Période	1992-1995	1996-1999	2000-2005	1992-2005
Écarts (Nouveaux critères/ anciens critères)	0,2	1,2	(0,4)	0,2
Ventilation des écarts				
Fiabilité en énergie	0,2	1,0	(0,4)	0,2
Fiabilité en puissance	0	0,2	0	0

5.0 CONCLUSION

Les analyses effectuées dans le cadre de la mise à jour des paramètres sous-tendant le calcul de la réserve en puissance et de la révision du critère de réserve en énergie présentent les impacts suivants :

- Impacts sur la réserve en puissance

La réserve requise, en pourcentage de la demande à l'horizon 1996, est passée de 11,1 % à 13,3 % lors du cycle de planification 1991 par rapport au plan 1989. À cet horizon, les besoins de réserve s'élèvent donc à 4 680 MW alors qu'ils étaient de 3 900 MW dans le plan 1989 et de 4 800 MW dans le plan 1990.

Cette augmentation de réserve permet d'assurer le respect du critère de fiabilité en puissance compte tenu des aléas de l'offre et de la demande. De plus, elle permet de faire face à des risques additionnels dont les impacts sont difficilement quantifiables. Parmi ces risques on peut nommer la réalisation partielle des objectifs de la puissance interruptible et de la production indépendante ainsi que les aléas associés à l'impact des économies d'énergie à la pointe.

- Impacts sur la réserve énergétique

La refonte complète de la méthodologie pour l'évaluation de la fiabilité énergétique a entraîné les impacts suivants :

- a) Une augmentation de la réserve énergétique. Hydro-Québec a retenu la prise en compte, dans la planification à long terme des équipements d'un léger surplus hydraulique par rapport à la demande projetée (environ 3,3 térawattheures pour la situation offre-demande de 1995). En période d'hydraulicité moyenne ou forte, ce surplus peut être vendu sur les marchés excédentaires. En condition d'hydraulicité faible, il est utilisé pour réduire l'utilisation de moyens exceptionnels (fonctionnement de Tracy, achats, etc.) ou dans des circonstances plus sévères, pour réduire les délestages.
- b) Une baisse de l'espérance de délestage en énergie de 0,8 térawattheure à 0,35 térawattheure par an et une baisse de près de la moitié des probabilités associées aux divers niveaux de délestage, sur la base de l'offre et la demande prévue en 1995.

Notes, fiabilité en énergie

Richard : « Nous avons toujours la protection à 2%. »

Inexact, in many ways ...

Validité et respect du critère. First, la validité, then the respect.

I. Le critère de fiabilité en énergie du Distributeur

- Malgré la reticence antérieur du Distributeur de l'admettre, il admis maintenant qu'il y a eu effectivement une modification des critères autour de 1997
 - remplacement du critère intégré probabilistique développé en 1990-91 avec deux critères (offre et demande) déterministe (critère demande prob. à partir de 2005)
 - raison : la séparation fonctionnelle
 - see 1, p. 15 (« caduc », « n'a plus aucune signification »)
- Est-ce que ce changement est une amélioration ? Non, parce que :
 - déterministe pire que probabiliste (citations)
 - rien à gagner en scindant en deux critères
 - défauts identifiés par BDM – voir 1, p. 11
- What, actually, do we mean by 2%?
 - In 1990, it meant, 98% confidence of not having delestage of more than 5 Twh in a year.
 - défaillance majeure: 5 TWh is about 3% of HQD's annual load, peut-être une semaine en hiver.
 - That risk involves both supply and demand sides.
 - But on demand side, HQD's criterion is just 1 SD (15% chance of exceeding it) (HQD-3, doc. 1, p. 6)
 - What happens if demand growth et-ou aléa climatique is beyond 1 SD above medium scenario?
 - HQD not preparing for it, so it will ultimately end up as dépassements
 - But is HQP able to meet that much unplanned load?
 - It doesn't have that mandate by law, and the supply-side reliability criterion doesn't take into acct high demand scenario.
 - So globally (integrating both supply and demand side aléas), we don't have 98% protection for energy reliability.
 - Saying that nothing has ever gone wrong before is not helpful. First, both in 1990 and 2004, things went wrong enough that a dry-reservoir scenario was envisageable. And remember the catastrophic nature of running short

of water in February. Far worse than verglas. Far worse than 5 TWh de délestage.

- And the verglas should have taught us that improbable events do sometimes occur.
 - Autrement dit, on a été dans la zone jaune à plusieurs reprises
 - Jamais dans la rouge ... but we were lucky last year.
- In 1998, BDM identified the problems to the 64 TWh criterion, and proposed solutions, which included close regulatory surveillance. These proposed solutions were not acted upon.
 - Is a split criterion is really necessary?
 - Vandal's decision on confid opens the door for the first time since 1997 to a careful and serious analysis of the issue. 2004 demonstrates its importance, as 1990 did. Recall "into the ground" scenario from 1990, and mine from 2004.

II. Respect du critère

- In 1, p. 14, I said I didn't know if things had gotten better or worse. In 3526, we learned that they had gotten much worse. Today, as we see from HQ communiqué, Stocks énergétiques historiques, it has gotten much better. We were lucky.

In 1, I recommended ... La Régie a suivi en certaine mesure cette approche, en exigeant ...

Maintenant, à 3 ans de recul, on peut constater l'échec de cette approche. Not red, but several times yellow. ...

- Is followup adequate? No. Reasons explained at 4, p. 8. Entre autres, because:
 - no info re export hypotheses
 - no commitment on the part of HQP to respect those hypotheses
 - no explicit relationship between reservoir levels and allowable export sales
 - no mechanism for alerting HQD or Régie if a problem develops
- and more broadly
 - because no real-time aspect

approvisionnement. Qui alors défend cet intérêt public ? HQD est mal placé de le faire, étant en fin du compte une division de la société Hydro-Québec qui partage, en fait, les intérêts commerciaux de sa division Production. La Régie est alors toute seule avec cette responsabilité.

Il est maintenant clair que les outils dont elle s'est doté en 2002 sont insuffisants pour la tâche. En fait, le rôle clé que joue HQ Production crée la nécessité d'une collaboration étroite entre lui, le Distributeur et la Régie dans le maintien de la sécurité des approvisionnements. Ainsi, il est clair qu'on peut et doit envisager d'autres outils, plus nuancé, plus sophistiqué et surtout plus transparents. À cet égard, on constate que la décision d'essayer de scinder la fiabilité en énergie en deux morceaux distincts, un qui relève de chaque division d'Hydro-Québec, était une erreur. Malgré la séparation fonctionnelle, on peut et doit reconnaître l'aspect intégré de la problématique de la sécurité des approvisionnements. Choisir ou créer les outils appropriés est un défi de taille qui commence, sans doute, avec une appréciation des approches utilisées dans d'autres juridictions semblables, notamment le nord-ouest américaine et la C-B.

À long terme, la productibilité demeure égale aux apports, peu importe si on maintient les réservoirs presque pleins ou presque vides.

Comme j'ai expliqué au 4, p. 6-8, l'utilisation d'un critère plus exigeant aurait eu l'effet d'éviter la situation « critique » vécue en 2004.

•IV. So what to do?

- Si HQP doit démontrer à son client principal qu'il a des réserves suffisants, il devrait le faire en fonction des quantités réelles de réserves — et non sur la base d'un calcul opaque, impossible à reproduire, qui ne tient aucunement compte de l'évolution de réserves en temps réel.
- Comme un producteur gazier, qui doit témoigner de ses réserves prouvées ...
- Avec la différence que la réserve énergétique varie selon les saisons — donc le besoin d'une courbe et non d'un niveau fixe.
- La question serait donc de fixer une courbe minimal qu'HQP doit respecter — et démontrer le respect — en tout temps, net de ses engagements de ventes futures auprès des tiers.
- On pourrait aussi inclure les courbes additionnelles, qui constitueraient donc des recommandations de la Régie quant à la gestion des réserves énergétiques.

• Critère:

- Explicitly reject HQP's criterion, based on

- so no way to know, within the period if a problem is developing or has arisen
- no info as to speed with which hydraulic problems appear or disappear
 - Ainsi, une situation acceptable est devenue une situation "critique"
- No notice given to Régie; found out by accident à l'intérieur de 4 mois (entre 1 nov 03 et 19 mars 04).
- demand growth was cited as one of the causes of that evolution. Quelle surprise! étant donné que le critère d'HQP ne tient aucunement compte de la demande.
- Il est vrai que, depuis le dépassement de l'énergie patrimoniale, les aléas de la demande affectent HQP moins qu'avant. Leur importance n'est cependant pas réduit à nullité.
 - Il est bien clair maintenant que l'affectation finale des bâtonnets se fait à la fin d'année. En temps réel, HQP doit nécessairement fournir toute la demande au-delà des achats des tiers de HQD.
 - Donc, même après 2005, HQP doit toujours être en mesure de répondre aux augmentations non prévues de la demande, soit-il ou non dû aux événements climatiques.
 - Ainsi, l'obligation d'HQP n'est pas limité à 165 TWh, et le fait d'utiliser un critère qui fait abstraction de la demande demeure un obstacle important.

Review HQP documents

show that export hypotheses needed

IV. Conclusions

HQP est sans aucune doute l'acteur-clé de la sécurité des approvisionnements. Selon sa gestion des exportations, elle peut ramener la probabilité de délestage à presque zéro, ou le rendre presque certaine.

- "vocation commerciale", 1, p. 25

1, page XX, il est extrêmement problématique avoir la sécurité des approvisionnements dans les mains d'un acteur qui se conçoit de vocation purement commerciale, surtout en l'absence de tout encadrement réglementaire.

En fait, il y a une tension entre l'intérêt privé de minimiser les actifs qui demeurent figés et improductifs dans les réservoirs, versus l'intérêt public de maximiser la sécurité des

- Biggerstaff et al.'s recommendation
 - experience of 2004
 - lack of sufficient information to a) verify info that is presented, or b) be aware of developing (or developed) problems
 - This case made in 1, p. 25-26
- Ask HQ to present a balisage, w special attention to PNW and BC
 - PNW: see 1, p. 21-23. See also new Plan, <http://www.nwcouncil.org/energy/powerplan/default.htm>. Esp. v. 2, chap. 8, Resource Adequacy, and Appendix P, Treatment of Uncertainty and Risk (final version not yet available)
 - ask HQ to identify appropriate rule curves (1, p. 13)
 - ask HQ to present a series of alternatives, including stochastic