

Régie de l'énergie

Audience publique sur les modalités de
mise en œuvre de la contribution de la
petite production hydraulique d'électricité

Dossier R-3410-98

Mémoire de
l'Association québécoise de la production d'énergie renouvelable

mars 1999



◆ La taille de la quote-part et la durée du programme

Dans la continuité des acquis de la politique énergétique québécoise, l'AQPER propose une quote-part de petite production hydraulique de 300 MW installés, (ou 210 MW souscrits), à mettre en service entre 2002 et 2006. Ce programme impliquera la réalisation par des promoteurs québécois de 15 à 20 projets dont la taille moyenne se situera entre 15 et 20 MW installés.

La taille proposée de la quote-part résulte d'un inventaire approfondi de la ressource disponible, tant du domaine public que semi-public et privé, qui en a confirmé la faisabilité selon un prix d'achat conforme aux recommandations présentées.

Il en résultera des investissements de 600 millions \$, avec la création de près de 8000 emplois-années durant la construction, dont une bonne partie en région. Ce programme représente le minimum requis pour assurer la survie de l'industrie de la petite production hydraulique, tant au niveau des promoteurs que des firmes de services professionnels et des fabricants d'équipement.

◆ Le prix d'achat et le prix socialement acceptable

Les résultats de l'analyse des coûts de production effectuée par l'AQPER confirment la faisabilité financière des projets à l'intérieur d'un prix plafond de 5,4 ¢/kWh. Grâce à l'effet de la concurrence, le prix moyen à payer pour l'énergie de l'ensemble du bloc proposé sera de 4,5 ¢/kWh. Ces prix sont exprimés en valeur de 1998 avec indexation à 1,5%.

En l'absence d'un plan de ressources, l'APQER a exploré les scénarios de développement les plus plausibles pour Hydro-Québec. Dans tous les cas, la valeur probable des coûts évités futurs et des autres bénéfices pour Hydro-Québec sera égale ou supérieure au prix moyen payé de 4,5 ¢/kWh.

En plus de se justifier directement au plan énergétique, la quote-part apportera de substantiels bénéfices au gouvernement et à la collectivité québécoise. Le prix socialement acceptable a été évalué et il dépasse nettement le prix à payer prévu dans tous les cas.

L'AQPER a réalisé un sondage sur le potentiel d'exportation. Elle en déduit que, si leur survie locale est assurée, les membres de l'industrie pourront développer des activités additionnelles d'exportation de biens et services de l'ordre de 225 millions \$ en 5 ans.

Enfin, l'AQPER a effectué un bilan exhaustif du volet environnemental des 55 projets de petite production hydraulique mis en place suite à l'APR-91. Les résultats indiquent un avantage marqué de cette filière par rapport aux grands projets, avantages qui, dans un futur exercice de planification intégrée des ressources, ne manqueront pas de justifier des externalités favorables.

◆ Les modalités d'implantation

Le choix des projets et des promoteurs se fera par le biais d'un processus d'appel d'offres basé principalement sur le prix et portant simultanément sur les sites publics, semi-publics et privés. Ce processus favorisera au maximum l'effet de la concurrence pour atteindre les plus bas prix possibles.

Le programme sera géré par le MRN avec la collaboration d'Hydro-Québec. Le bail et le contrat d'électricité porteront sur une période de 20 ans renouvelable pour une autre période de 20 ans.

Les sites à développer auront préalablement fait l'objet, dans le cas des sites publics, d'une présélection avec consultation auprès des instances locales et du ministère de l'environnement et de la faune. Ils seront soumis à un processus rigoureux d'approbation environnementale.

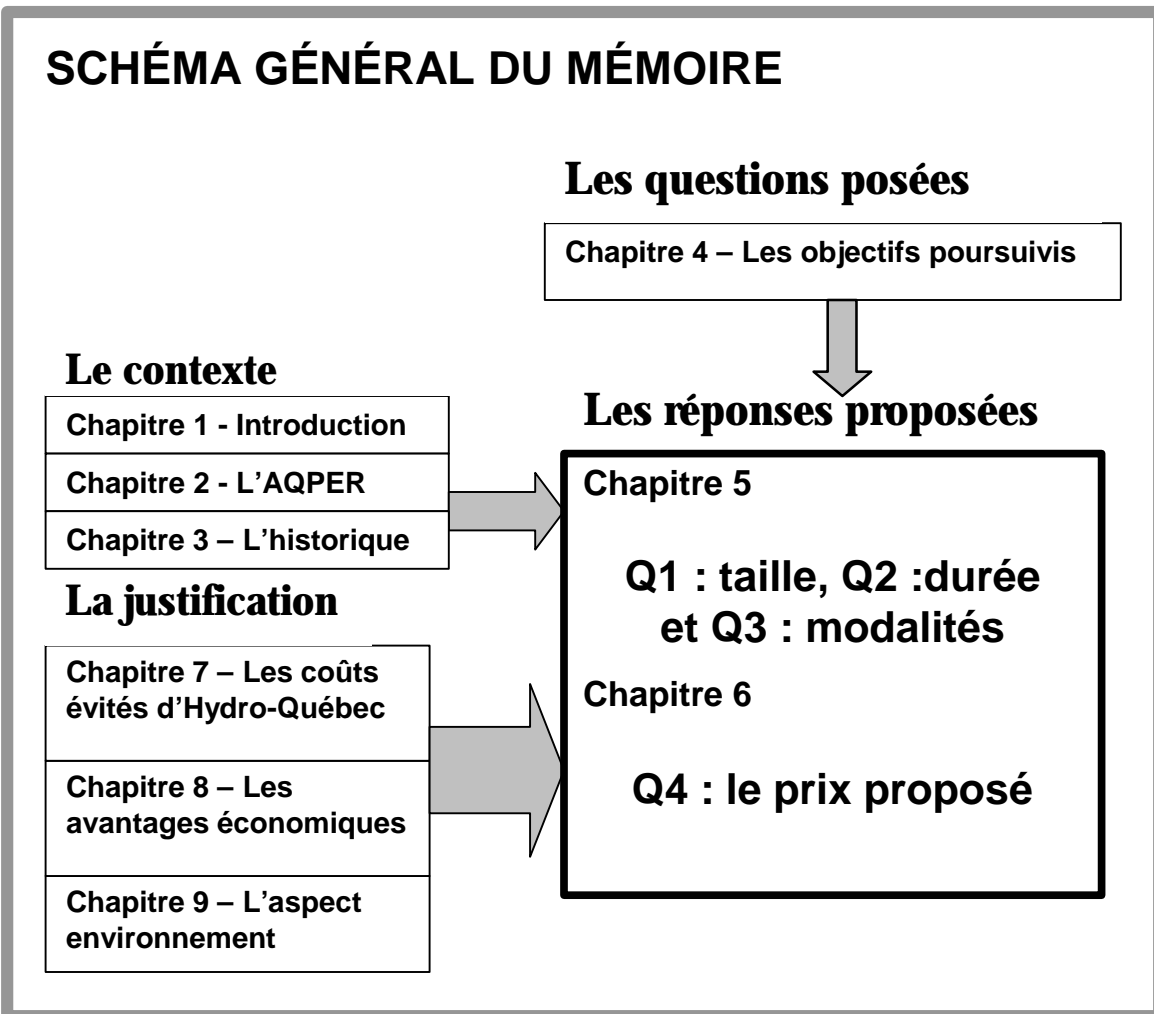


Table des matières

SOMMAIRE	1
Table des matières.....	4
1. Introduction	6
2. L'AQPER	7
3. Historique de la petite production hydraulique.....	8
3.1. L'amorce d'une politique de petites centrales	8
3.2. L'appel de propositions d'Hydro-Québec de 1991 (APR-91).....	9
3.3. Un temps d'arrêt et de réflexion.....	9
3.4. La politique énergétique de novembre 1996.....	10
3.5. Le plan stratégique d'Hydro-Québec de 1997	11
3.6. Les orientations gouvernementales récentes	11
4. Objectifs recherchés	12
4.1. Objectif général	12
4.2. Questions spécifiques	12
4.3. Aspects urgents de la démarche	13
5. Approche proposée par l'AQPER.....	14
5.1. Concept général	14
5.2. Évaluation du potentiel de petite production hydraulique au Québec.....	16
5.3. Taille de la quote-part à réserver à la petite production hydraulique	17
5.4. Durée du programme	19
5.5. Formule de sélection des projets.....	19
5.6. Conditions contractuelles	23
5.7. Intégration des autres projets au plan de ressources d'Hydro-Québec.....	24
6. Le prix socialement acceptable.....	25
6.1. Prix plafond	27
6.2. Prix moyen	34
6.3. Coût évité d'Hydro-Québec	34
6.4. Économies additionnelles pour Hydro-Québec.....	36
6.5. Recettes additionnelles du gouvernement du Québec.....	38
6.6. Autres avantages	43
6.7. Calcul du prix socialement acceptable.....	44
6.8. Modalités de partage des coûts.....	46
7. Justification énergétique	47
7.1. La notion des coûts évités d'Hydro-Québec.	47
7.2. L'évaluation des coûts évités d'Hydro-Québec	50
8. Avantages économiques	64
8.1. Principaux avantages	64
8.2. Description de l'industrie québécoise de la petite production hydraulique.....	64
8.3. Retombées économiques.....	67
8.4. L'exportation du savoir-faire	73
8.5. Consolidation des bénéfices économiques.....	78
9. Justification environnementale	80
9.1. L'hydroélectricité, une filière privilégiée	80
9.2. La performance environnementale de la petite production hydraulique	81
9.3. Perspectives environnementales des futurs projets.....	86
Liste des ANNEXES	90
Liste des documents et sites de référence	91

Terminologie et abréviations utilisées dans ce mémoire

APPHQ	Association des producteurs privés d'hydroélectricité du Québec (Maintenant devenue l'AQPER).
APR-91	Appel de propositions restreint lancé par Hydro-Québec en 1991 pour l'achat d'électricité auprès de producteurs privés.
AQPER	Association québécoise de la production d'énergie renouvelable
MEF	Ministère de l'environnement et de la faune du Québec.
MRN	Ministère des ressources naturelles du Québec.
Puissance effective ou MW effectifs	Moyenne du niveau de puissance, en MW, correspondant à la production effective d'une centrale pendant un an divisée par 8760 heures.
Puissance installée ou MW installés	Capacité maximale de production, en MW, des groupes turboalternateurs d'une centrale.
Puissance souscrite ou MW souscrits	Moyenne du niveau de puissance, en MW, correspondant à la production maximale qui peut être vendue à plein prix en vertu du contrat avec Hydro-Québec.
RCE	Rapport de la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés.
Site privé	Sites dont les forces hydrauliques et les rives appartiennent à d'autres que l'état
Site public	Sites dont les forces hydrauliques et les rives appartiennent à l'état.
Site semi-public	Sites dont les forces hydrauliques appartiennent à l'état mais les rives appartiennent à d'autres que l'état.
TWh	Térawattheure = 1 milliard de kilowattheure. = 1 million de Mégawattheure (MWh)
	<u>Exemple</u> : une centrale de 100 MW installés, avec une puissance effective de 60 MW produira : 60 MW x 24heures/jour x 365jours/an, soit 525 600 MWh ou 0,526 TWh.

1. Introduction

L'AQPER a préparé ce mémoire dans le but d'apporter au dossier une contribution pragmatique et de favoriser une solution pouvant être implantée assez rapidement pour sauver une industrie encore en place plutôt que d'avoir à la ressusciter après l'avoir laissé mourir.

Il s'agit avant tout de ne pas laisser tomber les acquis qui ont permis de constituer la composante « petite production hydraulique » de la politique énergétique québécoise et d'appuyer son évolution dans la continuité. Une réflexion qui ignorerait l'historique du débat nous condamnerait à le recommencer sans cesse à zéro. C'est pourquoi la première partie du mémoire s'attarde à bien documenter cet historique et à démontrer qu'on y trouve déjà une bonne partie des réponses aux questions qui sont soulevées dans le cadre de la présente audience.

L'AQPER est consciente des attentes particulières de la Régie et des autres intervenants à son égard vu le rôle primordial que ses membres ont joué et veulent continuer de jouer dans le développement et le rayonnement mondial de cette nouvelle industrie québécoise. C'est pourquoi l'AQPER, malgré des délais très courts, a mobilisé des efforts considérables pour assembler et structurer l'ensemble des éléments nécessaires à une prise de décision éclairée.

Au cœur de ces efforts, il faut signaler la participation de nombreux producteurs, entrepreneurs en construction, turbiniers, ingénieurs et spécialistes en environnement. Avec eux l'AQPER a pu dresser un nouvel inventaire des principaux sites publics, semi-publics et privés susceptibles d'être développés à court ou à moyen terme, pour ensuite les analyser et établir une évaluation de leurs coûts probables de production.

Les principaux intervenants québécois au plan international ont également contribué à la compilation d'un inventaire général des activités actuelles et potentielles dans ce domaine.

Quant à l'aspect environnement, l'AQPER a jugé nécessaire d'effectuer, avec l'aide du MEF et de nombreux collaborateurs, un inventaire inédit et aussi complet que possible des impacts découlant des projets réalisés jusqu'ici au Québec par le secteur privé. Les résultats de cet exercice, qui sont comparés aux données correspondantes associées à de plus grands projets, sont essentiels pour permettre une analyse comparative et rationnelle de cet aspect de la petite production hydraulique.

Enfin, l'AQPER a choisi de concevoir et de documenter de façon aussi complète que possible un processus d'implantation qui permette de traiter ensemble et avec cohérence les ressources de petite production hydraulique du domaine public, semi-public ou privé en intégrant ou coordonnant les interventions proposées du gouvernement et celles d'Hydro-Québec.

2. L'AQPER

L'Association Québécoise de Production d'Énergie Renouvelable, désignée l'**AQPER**, (anciennement l'APPHQ : Association des producteurs privés d'hydroélectricité du Québec, fondée en 1991) représente la grande majorité des producteurs d'hydroélectricité qui ont signé des contrats de vente d'électricité à Hydro-Québec.

Elle a récemment élargi son champ d'action pour inclure également la plupart des producteurs d'autres formes d'énergie renouvelable ainsi que des auto producteurs.

L'AQPER englobe et représente non seulement les producteurs eux-mêmes mais également toute l'industrie de soutien au développement des installations de petite production hydraulique et d'énergie renouvelable en général, comprenant :

- ◆ ingénieurs conseils,
- ◆ experts en environnement.
- ◆ fabricants d'équipements,
- ◆ entrepreneurs généraux et sous-traitants spécialisés,
- ◆ conseillers juridiques et financiers,
- ◆ institutions financières.

L'AQPER représente donc l'essentiel de l'industrie de la petite production hydraulique au Québec.

On trouvera en **ANNEXE F** la liste des principaux intervenants de cette industrie.

On compte au Québec 68 aménagements privés de production d'énergie renouvelable en exploitation ou en construction qui, suite à l'APR-91, fournissent à Hydro-Québec un total de 607 MW de puissance installée et représentent plus de 1 milliard \$ d'investissement.

De ce nombre, on retrouve 55 centrales de petite production hydraulique pour une puissance installée de 260 MW.

Plusieurs des promoteurs et des autres membres de l'industrie sont activement engagés dans le montage et la réalisation de projets à l'extérieur du Québec.

3. Historique de la petite production hydraulique

On trouvera à l'**ANNEXE A** un historique sommaire de la petite production hydraulique au Québec. Le texte ci-dessous en reprend les indications les plus pertinentes aux questions soulevées par la Régie. (Voir l'**ANNEXE A** pour les références aux sources citées)

3.1. L'amorce d'une politique de petites centrales

L'énoncé de politique énergétique de 1978 établissait un objectif de développement des petites rivières. Le Gouvernement favorisait la petite production hydraulique afin de mettre à profit ses avantages au plan énergétique, de développer un créneau industriel encore inexploité et susceptible de retombées au plan des exportations et de favoriser la régionalisation et la création d'emplois.

En décembre 1986, le MRN publiait un rapport intitulé ***Politique relative au développement des petites rivières du Québec***. On y lit :

« Le recours accru pour cette forme d'énergie à travers le monde constitue pour le Québec une source probable de revenus et de création d'emplois pour la fabrication de turbines, d'équipements électriques et d'accessoires. L'exportation du savoir-faire québécois répond à une demande croissante du marché d'exportation américain et des pays en voie de développement à moyen et à plus long terme. »

Une politique officielle d'achat fut adoptée par Hydro-Québec en février 1987 pour les petites centrales hydrauliques de 25 MW et moins. L'énoncé de politique énergétique du gouvernement publié en 1988, comportait un objectif de développement de petites centrales de 300 MW.

En 1988-89 Hydro-Québec mit en place des mécanismes et une grille tarifaire modifiable selon l'évolution des coûts évités prévus de ses futures installations de production et de transport.

En 1988, le MRN fit adopter les modifications législatives requises pour l'adjudication de sites et de droits hydrauliques à des promoteurs privés, pour des aménagements ne dépassant pas 25 MW. Le Conseil des ministres adoptait en 1990 la politique d'octroi de droits hydrauliques pour des aménagements de moins de 25 MW sur les sites dits « *publics* », c'est-à-dire, ceux dont les droits hydrauliques et la propriété des berges appartiennent au gouvernement, et les sites « *semi-publics* », c'est-à-dire ceux dont la propriété des berges appartient à d'autres qu'au Gouvernement.

Le Gouvernement décida d'octroyer les sites par appels publics de propositions. Les critères de sélection comprenaient l'expertise du promoteur et de ses consultants, la capacité financière du promoteur, la qualité technique du projet soumis, l'amélioration du site par rapport au milieu et l'impact sur le développement socio-économique régional. L'octroi éventuel des droits hydrauliques demeurait sujet à la signature d'un contrat avec Hydro-Québec et à l'obtention de toutes les autorisations requises.

3.2. L'appel de propositions d'Hydro-Québec de 1991 (APR-91)

En avril 1991 Hydro-Québec lança un appel de propositions restreint auprès des promoteurs privés visant une capacité totale de 750 MW. La tarification fixée à l'avance était calculée en fonction des coûts évités d'Hydro-Québec. La contribution prévue de la petite production hydraulique se situait autour de **150 MW souscrits**. Les promoteurs de petites centrales hydrauliques du domaine public devaient d'abord suivre le mécanisme d'octroi du MRN avant de s'intégrer au mécanisme de l'APR-91.

55 petites centrales hydrauliques furent aménagées pour une puissance installée totale de 260 MW (puissance souscrite de 199 MW). On trouvera à **L'ANNEXE A** des statistiques plus complètes. **L'ANNEXE B** présente la liste des 55 centrales. C'est de ce programme qu'est née l'industrie québécoise de la petite production hydraulique.

3.3. Un temps d'arrêt et de réflexion

Les fluctuations de la situation énergétique au Québec en 1993 menèrent à l'interruption du programme et à l'arrêt des programmes du MRN. Une perception publique négative de certains aspects du processus, entraîna la constitution, en juin 1995, de la **Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés**.

Lors du dépôt, en mars 1997, du rapport de la Commission, on put constater qu'aucune des allégations d'irrégularité qui avaient été à son origine ne s'avérait fondée.

L'ANNEXE A reprend plusieurs recommandations de la Commission qui sont particulièrement pertinentes au présent débat.

Pendant ces mêmes années cependant, il faut rappeler que la construction et la mise en service des projets se poursuivaient et que l'industrie comme telle se trouvait en pleine activité.

Parallèlement aux travaux de la commission d'enquête, le gouvernement avait mis en branle un vaste débat public sur l'énergie. A propos des filières énergétiques, le rapport de cette table de consultation affirme : « *Le ralentissement de la demande a une conséquence immédiate au niveau de l'offre prévisible : Hydro-Québec est moins incitée qu'auparavant à investir dans des projets de grande dimension, dont la rentabilisation comporte des risques financiers non négligeables.* ».

Au plan de la petite production hydraulique, il poursuit : « *...la Régie s'assurera que les projets sont octroyés par appel d'offres. Cette procédure permettra de garantir que les projets finalement retenus sont les projets les moins coûteux.* »

3.4. La politique énergétique de novembre 1996

Cette politique apporte un changement profond dans la méthode de choix des filières de production d'électricité :

« Le résultat du processus que le Gouvernement met en place pourrait conduire à ce que le recours aux grands aménagements hydroélectriques soit limité aux besoins d'un scénario minimal, ... Afin de combler les besoins additionnels d'un scénario moyen, il serait fait appel aux mesures d'efficacité énergétique, aux centrales hydroélectriques de petite et moyenne envergure, aux nouvelles filières. »

Le document de politique énergétique comporte des énoncés clairs sur le rôle à réserver à la petite production hydraulique :

« L'évaluation de cette filière devra par ailleurs tenir compte des retombées reliées à son développement : au cours des dernières années, la construction de centrales de petite envergure a stimulé l'apparition, au Québec, d'un secteur d'activités adapté à ce type d'investissement, confirmant et complétant le savoir-faire établi à partir des grands aménagements hydroélectriques. Le gouvernement accorde une grande importance au maintien et à la croissance de ces activités, créatrices de richesses et d'emplois, notamment en région. »

Quant au cadre de gestion à établir, le document ne pourrait être plus précis :

*« Le ministère des Ressources naturelles, à qui incombe la responsabilité de gérer la ressource hydraulique, mettra en place un cadre de gestion assurant la mise à la disposition du secteur privé de sites hydroélectriques, selon des règles précisément définies, garantissant équité et transparence, et tenant compte des conclusions de la commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès de producteurs privés. Ces règles de gestion seront établies en tenant compte du processus de classification des rivières, qui fera aussi partie du cadre de gestion établi par le ministère...
...Ces règles s'appliqueront de façon exclusive au secteur privé, pour les sites de moins de 50 MW, sites dont Hydro-Québec sera donc exclue, à moins d'indications contraires en fonction de la gestion des bassins versants. »*

L'énoncé de politique énergétique précise également le rôle de la concurrence et les mécanismes requis, incluant l'attribution d'un rôle de surveillance à la Régie de l'énergie :

« Dorénavant, là où le secteur privé pourra intervenir, les différents projets élaborés par le secteur privé entreront en concurrence les uns avec les autres, dans le cadre d'un processus d'appels d'offres. Lors de ces appels d'offres, la Régie de l'énergie devra s'assurer que la concurrence puisse s'exprimer pleinement et équitablement. »

3.5. Le plan stratégique d'Hydro-Québec de 1997

Dans son *Plan stratégique de 1998-2002*, publié en octobre 1997, Hydro-Québec annonce ce qui suit :

Pour les sites de 10 MW et moins :

« À titre de distributeur, Hydro-Québec envisage de proposer à la Régie d'inclure dans son plan de ressources, l'achat de 20 MW () par année d'énergies nouvelles (éolien, biomasse, petites centrales hydroélectriques de 10 MW et moins) pendant 10 ans. Ces achats seraient réalisés aux conditions fixées par la régie. »*

(*) Le chiffre de 20 MW ci-dessus a, par la suite, été augmenté à 30 MW.

Pour les sites de plus de 10MW :

« Pour combler ses besoins en énergie, Hydro-Québec est également disposée à acheter, aux conditions fixée par la Régie, la production des centrales hydroélectriques privées de 10 à 50 MW. »

3.6. Les orientations gouvernementales récentes

La décision du conseil des ministres du 20 mai 1998 : Hydro-Québec avait décidé en 1997-98 de réaliser deux centrales de moins de 50 MW. La décision 98-139 du Conseil des ministres du 20 mai 1998 (voir copie en **ANNEXE C**) est venue autoriser cette dérogation tout en obligeant Hydro-Québec à compenser les promoteurs affectés. Elle lui demandait de respecter dorénavant les directives du gouvernement et de collaborer à l'implantation du programme du MRN. Enfin, cette décision enclenchait le processus de demande d'avis à la Régie de l'énergie sur les modalités de mise en œuvre d'une quote-part de petite production hydraulique.

La demande du ministre à la Régie de l'énergie : Le 11 juin 1998, le ministre d'État des Ressources naturelles écrivait au président de la Régie de l'énergie, (voir texte de la lettre en **ANNEXE D**), annonçant son intention de mettre en œuvre le volet petite production hydraulique de sa politique énergétique et de relancer son programme d'octroi des forces hydrauliques du domaine public.

Les déclarations du ministre du 30 octobre 1998 : Lors d'une allocution devant les membres de l'AQPER le 30 octobre 1998, le ministre des Ressources naturelles réitérait sa détermination de mettre en œuvre le programme de relance de l'industrie de la petite production hydraulique. (Voir **ANNEXE K**) Il soulignait (page 4) ses attentes face à l'avis attendu de la Régie et citait trois conditions incontournables pour la mise en œuvre, soit :

- ◆ un processus d'appel d'offres,
- ◆ une intégration avec le milieu pour maximiser les retombées économiques régionales et
- ◆ l'incorporation du prix de vente à Hydro-Québec comme critère de sélection des projets.

4. Objectifs recherchés

4.1. Objectif général

L'AQPER considère que le but premier de la présente démarche sera d'assurer la relance du développement de la petite production hydraulique par la mise en place d'un programme gouvernemental cohérent qui mette fin au vide qui subsiste depuis 1993. Cette relance permettra de concrétiser les orientations de la **Politique énergétique du gouvernement** et du **Plan stratégique 1998-2002** d'Hydro-Québec.

L'objectif général de cette relance est bien défini dans l'énoncé de politique énergétique du gouvernement (page 46); il s'agit du maintien de l'industrie québécoise de la petite production hydraulique en valorisant ses retombées économiques, incluant l'exportation du savoir-faire.

L'objectif de la démarche actuelle se situe donc au niveau des principales modalités d'application. Il ne s'agit pas de refaire le débat public qui a déjà eu lieu ni de reformuler la Politique énergétique du Québec.

4.2. Questions spécifiques

Tel que formulé à sa décision D-99-19, la Régie doit se prononcer sur :

LA TAILLE DE LA QUOTE-PART

Q 1 - Quelle pourrait être la taille d'une quote-part, en termes de MW sur une base annuelle, à réserver dans le plan de ressources d'Hydro-Québec pour la filière de la petite production hydraulique d'électricité qui soit suffisamment importante pour relancer et soutenir les fournisseurs de biens et services de cette industrie ?

LA DURÉE DU PROGRAMME

Q 2 - Quelle serait la durée sur laquelle devrait porter une telle quote-part ?

LE PRIX D'ACHAT

Q 3.1 - Quel serait le prix socialement acceptable qui devrait s'appliquer aux achats d'électricité effectués dans le cadre de la quote-part ?

Q 3.2- De quelle façon pourrait-on intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants :

- a) *les apports fiscaux que le gouvernement du Québec tire de la construction et de l'exploitation de petites centrales hydroélectriques par des producteurs privés;*

- b) *la perception auprès des producteurs privés de redevances sur la production faite en utilisant les forces hydrauliques du Québec;*
- c) *pour les sites du domaine public, la récupération par le gouvernement du Québec, à la fin du bail sur les forces hydrauliques et sans frais pour lui, des installations de production d'électricité construites ou remises en état par les producteurs privés;*
- d) *la vente par Hydro-Québec, à leur juste valeur marchande, de ses équipements de production désaffectés;*
- e) *le potentiel sur les marchés extérieurs au Québec pour l'expertise, le savoir-faire et les technologies développés localement dans l'industrie de la production privée;*
- f) *les revenus potentiels pour les entreprises du Québec sur ces marchés extérieurs ?*

MODALITÉS D'IMPLANTATION

Q 4.1 - Quelles devraient être les principales modalités du programme gouvernemental concernant l'octroi des sites hydrauliques, y compris les critères économiques, sociaux et environnementaux applicables lors de l'identification des sites pouvant être remis aux producteurs privés ainsi que ceux à appliquer dans le choix des promoteurs?

Q 4.2 - Quelles devraient être les principaux paramètres entourant la transaction d'achat d'électricité, soit la durée du contrat, les clauses d'indexation et les modalités de renouvellement du contrat ?

4.3. Aspects urgents de la démarche

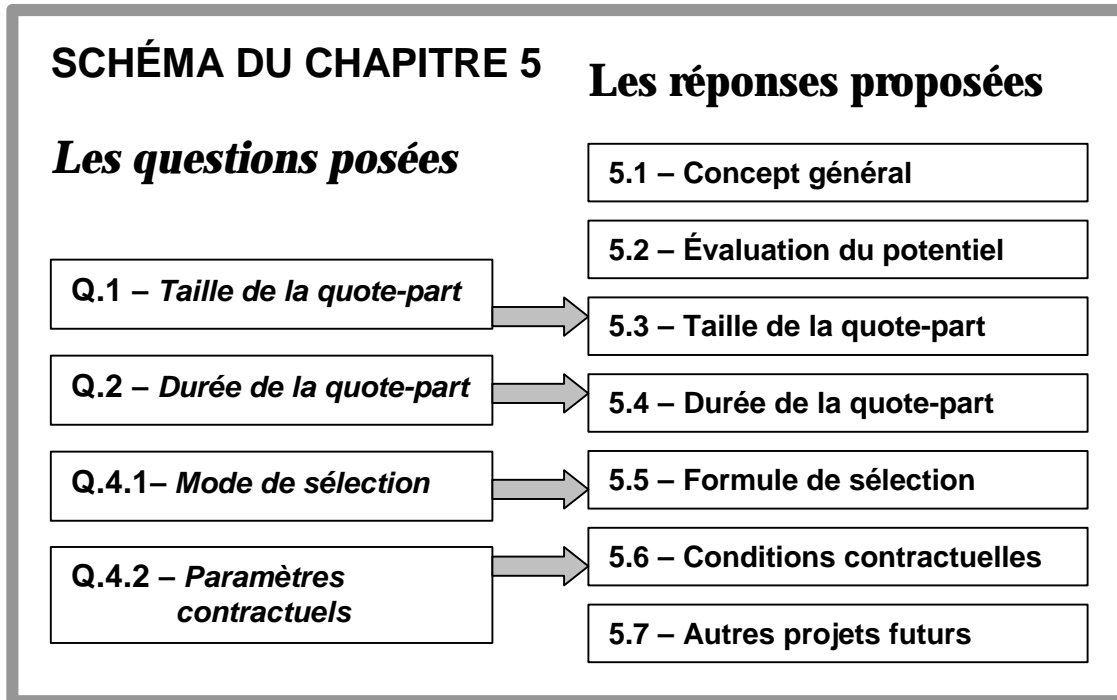
La lettre du ministre indiquait le souhait que l'avis de la Régie soit transmis à l'automne 1998 pour permettre de relancer son programme au début de 1999. Le calendrier actuel est déjà décalé de 6 à 9 mois par rapport à cet objectif.

Les projets découlant de l'APR-91 sont maintenant en exploitation. Le niveau d'activité actuel en ingénierie, en montage de projets, en études environnementales, en fabrication et en construction est extrêmement réduit et il atteindra bientôt le point zéro. L'objectif de relance de l'industrie ne sera plus réalisable si ce temps mort se prolonge plus longtemps.

Dans cette optique, l'AQPER considère que la démarche revêt un aspect d'urgence et formulera en conséquence des recommandations qui permettent une mise en action à très court terme, sans nécessairement attendre l'aboutissement d'autres dossiers de la Régie, dossiers qui, dans un monde idéal, devraient constituer des éléments préalables.

Il s'agit, en particulier, des dossiers relatifs à l'avis sur les coûts de fourniture et à ses suites, aux audiences sur les coûts de transport et aux modalités associées à l'approbation par la Régie du plan de ressources d'Hydro-Québec.

5. Approche proposée par l'AQPER



5.1. Concept général

L'AQPER propose une relance de l'industrie de la petite production hydraulique basée sur le déclenchement immédiat d'un programme coordonné entre le MRN et Hydro-Québec visant la mise en service d'un bloc de **300 MW** installés, répartis entre 2002 et 2006. Ceci correspond à une puissance souscrite de l'ordre de **210 MW**.

L'ampleur de ce programme a été déterminée suite à un inventaire du potentiel disponible totalisant 862 MW installés. Ce potentiel correspond aux sites connus situés relativement près du réseau existant d'Hydro-Québec. Il ne constitue donc pas un relevé exhaustif du potentiel total de petite production hydraulique au Québec.

L'AQPER a ensuite effectué, avec l'aide de ses membres, une évaluation spécifique du prix de production prévisible pour la plupart de ces sites. Ainsi, l'AQPER a pu confirmer la disponibilité suffisante de sites pouvant être mis en valeur à un prix conforme aux recommandations du présent rapport.

La section **5.2** présente les résultats de l'inventaire du potentiel de petite production hydraulique au Québec. La taille et la durée proposées sont justifiées aux sections **5.3** et **5.4** ci-après. Elles correspondent au minimum vital requis pour assurer la survie de l'industrie.

Quant au prix socialement acceptable, l'AQPER propose qu'il soit l'aboutissement d'un processus qui tienne compte du coût réel de développement modulé par le jeu de la concurrence, en conformité avec la recommandation no 20 du rapport de la **Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès des producteurs privés** (voir ANNEXE A, page 9) et avec l'orientation indiquée à la **Politique énergétique de 1996** (page 54).

Le choix des sites et des promoteurs devra se faire selon un processus de sélection rigoureux, basé sur un **appel d'offres portant principalement sur le prix de vente** de l'électricité à Hydro-Québec, avec un prix plafond préétabli, tel que décrit en détail à la section **5.5**.

5.2. Évaluation du potentiel de petite production hydraulique au Québec

L'AQPER a analysé toutes les sources de renseignements disponibles et dressé la liste de sites publics, semi-publics et privés connus au Québec. Le potentiel total a été évalué à 862 MW installés. Le tableau 5-1 indique la répartition de ce potentiel selon la taille et la catégorie de sites.

Tableau 5-1 : Potentiel de petite production hydraulique au Québec

	Nombre de sites	MW installés	% des MW
SITES DE 6 MW ET PLUS (a)			
Sites publics (b)	21	304	43%
Sites semi-publics (c)	20	349	49%
Sites privés (d)	5	54	8%
TOTAL	46	707	100%
SITES DE MOINS DE 6 MW			
Sites publics	32	89	57%
Sites semi-publics	5	16	10%
Sites privés	14	50	32%
TOTAL	51	155	100%
TOTAL DES SITES			
Sites publics	53	393	46%
Sites semi-publics	25	365	42%
Sites privés	19	104	12%
TOTAL	97	862	100%

(a) MW installés.

(b) Sites dont les forces hydrauliques et les rives appartiennent à l'état.

(c) Sites dont les forces hydrauliques appartiennent à l'état mais les rives appartiennent à d'autres que l'état.

(d) Sites dont les forces hydrauliques et les rives appartiennent à d'autres que l'état.

5.3. Taille de la quote-part à réserver à la petite production hydraulique

Q 1 - Quelle pourrait être la taille d'une quote-part, en termes de MW sur une base annuelle, à réserver dans le plan de ressources d'Hydro-Québec pour la filière de la petite production hydraulique d'électricité qui soit suffisamment importante pour relancer et soutenir les fournisseurs de biens et services de cette industrie ?

- Par rapport à la survie de l'industrie.

À cette question de la Régie, l'AQPER répond de la façon la plus pragmatique qui soit : il faut maintenir un niveau d'activité équivalent à celui qui a permis la création de l'industrie.

Sur une période de 5 ans entre 1993 et 1998, une nouvelle industrie québécoise de promoteurs et de fournisseurs a pu se développer en construisant un parc de production de **55 centrales** totalisant environ 260 MW installés, soit une taille moyenne de près de 5 MW. On trouvera une description de l'industrie et une analyse du seuil de survie à la section **8.2** ainsi qu'à l'**ANNEXE F**.

Suite à l'analyse qui est présentée au **chapitre 8**, on peut conclure que le seuil minimum de survie correspond au lancement d'un programme étalé sur 7 ans (2000 - 2006) permettant le développement d'une quote-part de **300 MW** installés, dont 150 MW proviendra des sites semi-publics ou privés et 150 MW des sites publics. La taille moyenne des sites envisagés est de l'ordre de 18 MW, ce qui représente donc **entre 15 et 20 projets**.

Ce chiffre a été validé en fonction des résultats de l'évaluation des sites disponibles à un coût raisonnable, justifiable en fonction des paramètres explorés au **chapitre 6**.

- Par rapport à la demande d'électricité

L'énergie totale produite annuellement par ce parc de **300 MW** installés (210 MW souscrits) sera de l'ordre de l'ordre de 1,6 TWh après 2006.

Hydro-Québec dans son **Plan Stratégique 1998-2002** (page 30) prévoit une augmentation de ses ventes annuelles de plus de 40 TWh d'ici 2007. Les besoins de nouveaux apports énergétiques, tel qu'indiqué au tableau 5-2, sont donc très élevés par rapport à la quote-part proposée.

Citons à ce propos l'avis émis par la Régie sur l'énergie éolienne (A-98-01) et portant sur un bloc de même taille:

« Pour la Régie, les besoins québécois en production ne sont pas un facteur important dans le présent dossier et ce, pour les raisons suivantes :

a) en quantité de puissance ou d'énergie, la nouvelle production éolienne ne risque pas d'être significative à moyen terme (avant l'an 2010), face à la taille du parc de production au Québec ;

b) la Régie n'a pas encore approuvé un plan de ressources d'Hydro-Québec et ne possède pas une estimation validée du bilan offre demande pour les prochaines années. Il est nécessaire de mettre à jour l'équilibre offre demande en énergie pour tenir compte de la faible hydraulité des dernières années et les perspectives en exportations dans un contexte évolutif. On pourrait difficilement conclure à un surplus d'énergie si la centrale Tracy fonctionnait durant une période prolongée. »

Tableau 5 – 2 : Besoins et sources d'énergie d'Hydro-Québec selon le Plan stratégique 1998-2002

	TWh
BESOINS PRÉVUS 1997-2007	40
SOURCES POSSIBLES	
Retour à l'hydraulité normale	12
Sainte Marguerite	2
Dérivations et autres	4
Petite production hydraulique	1,6 (*)
Sources à venir	18,4
Total	40

(*) La quote-part proposée représentera donc 4% des nouveaux besoins et moins de 1% de la production totale d'Hydro-Québec en 2007.

5.4. Durée du programme

Q 2- Quelle serait la durée sur laquelle devrait porter une telle quote-part ?

Le processus d'appel d'offres proposé en 5.5 serait finalisé en début de l'an 2000 par le MRN. Tous les projets seront soumis au processus d'approbation environnemental normalement applicable. Compte tenu des délais d'obtention de permis et de construction, ce calendrier correspondrait à des mises en services étalées entre 2002 et 2006, inclusivement. La survie de l'industrie serait donc assurée pour une période d'au moins 7 ans.

Le bloc proposé de 300 MW installés équivaut à 210 MW souscrits, ce qui, sur la période de 7 ans correspond donc à 30 MW souscrits par année.

5.5. Formule de sélection des projets

Q 4.1 - Quelles devraient être les principales modalités du programme gouvernemental concernant l'octroi des sites hydrauliques, y compris les critères économiques, sociaux et environnementaux applicables lors de l'identification des sites pouvant être remis aux producteurs privés ainsi que ceux à appliquer dans le choix des promoteurs?

L'AQPER propose que la sélection des projets et des promoteurs soit faite avant tout sur une base de prix, assurant que le prix effectivement payé soit déterminé par le jeu de la concurrence.

Pour que cette concurrence soit efficace, il faut que l'ensemble des sites potentiels, qu'ils soient du domaine public, semi-public ou privés, soient traités de façon simultanée et dans un même exercice sous le contrôle du MRN.

À cette fin, l'AQPER recommande que le **MRN**, avec la collaboration d'**Hydro-Québec**, mette en place le plus tôt possible en 1999 un processus intégré de sélection comportant les étapes suivantes :

5.5.1. APPEL D'INTÉRÊT

Le MRN a déjà annoncé son intention de lancer, le plus tôt possible en début de 1999, un appel d'intérêt préliminaire auprès des promoteurs intéressés au développement de sites publics (Voir **ANNEXE K**, page 5).

L'AQPER propose au MRN que, simultanément, les promoteurs possédant les droits appropriés sur des sites privés ou semi-publics soient alors invités à faire état de tels droits, en les documentant de façon appropriée, et confirment leur intention de participer au processus ultérieur d'appel d'offres. Seuls les sites ainsi identifiés pourront être inscrits à la banque de sites semi-publics et privés.

Les promoteurs intéressés au développement de sites publics particuliers seront invités à identifier les sites en question.

Aucun prix de vente ou autre forme d'engagement ne sera demandé à cette étape.

5.5.2. APPEL D'OFFRES POUR LES SITES PUBLICS

Le MRN mettra à jour la liste des sites publics disponibles en tenant compte des sites identifiés ci-dessus et de toute autre information à sa disposition et à celle d'Hydro-Québec.

Lorsque les sites ne sont pas situés sur des rivières qui sont ou qui ont déjà été utilisées pour des fins d'exploitation de l'énergie hydroélectrique, le MRN devra au préalable faire les démarches nécessaires pour obtenir une classification adéquate, selon la procédure de classification des rivières qui aura été adoptée.

Le ministère devra aussi effectuer une consultation et éliminer les sites où il apparaît qu'un aménagement hydroélectrique n'est pas compatible ou acceptable; le ministère devrait aussi spécifier le cas échéant, dans ses demandes de propositions, des critères de performance précis, articulés sur les spécificités du site, auxquels devra satisfaire le projet et qui le rendront compatible et acceptable.

Pour les sites retenus à l'étape précédente, le MRN établira, dans le cadre d'une consultation auprès des autres ministères et des autorités locales concernés, un ordonnancement des projets en fonction de leur degré d'acceptabilité locale et environnementale.

Suite à ce rangement des sites publics, un bloc de **150 MW** installés, représentant des sites potentiels acceptables (et effectivement acceptés par le milieu) sera retenu. Ce chiffre pourra être augmenté si le bloc initial de sites semi-publics ou privés devait être inférieur au niveau visé ci-après. Inversement, il pourra diminuer au profit de l'autre bloc si le nombre de sites publics acceptables et acceptés par le milieu n'atteint pas 150 MW.

La liste des projets retenus sera accompagnée des conditions de mitigation requises au plan de l'impact sur l'environnement. Elle sera également accompagnée d'une description des contributions monétaires et autres que le promoteur devra apporter au milieu, lesquelles auront préalablement été négociées par le MRN et acceptées par les communautés locales et autochtones s'il y a lieu.

Pour les sites publics, tout promoteur intéressé, dont le siège social se trouve au Québec, sera admissible à présenter une offre pour chacun des sites offerts.

5.5.3. APPEL D'OFFRES POUR LES SITES SEMI-PUBLICS OU PRIVÉS

Le MRN effectuera d'abord une validation des droits détenus par les proposants et confirmera le statut semi-public ou privé des sites en question. Le MRN validera également auprès d'Hydro-Québec l'admissibilité de ces sites quant à leur interaction potentielle avec les installations actuelles ou prévues de production de la société d'état.

Après cette validation et l'élimination des cas inacceptables, le MRN demandera aux propriétaires de lui soumettre des propositions, avec l'objectif d'en retenir **150 MW** à partir d'un total proposé d'au moins 250 MW. Si moins de 250 MW étaient proposés, la quantité à retenir serait réduite proportionnellement pour maintenir l'élément concurrentiel.

Pour les sites semi-publics ou privés, le propriétaire confirmé sera seul admissible à présenter une offre mais ces sites seront en concurrence entre eux puisque seulement une partie des sites visés seront retenus.

5.5.4. CONDITIONS APPLICABLES (TOUTES CATÉGORIES DE SITES)

Les promoteurs présenteront un prix ferme de vente de l'énergie en ¢/kWh sur une période de 20 ans. Ils devront déposer des instruments de garantie de leur engagement à réaliser les projets présentés.

Les compensations attribuables aux communautés locales et les modalités d'application du programme de mise en valeur environnementale seront déterminées à l'avance pour les sites publics. Une entente confirmée avec les autorités et communautés locales sera exigée pour les sites semi-publics ou privés.

Une formule d'ajustement sera prévue pour couvrir des fluctuations majeures des taux d'inflation et d'intérêts entre la date de l'appel d'offres et la mise en service. (voir les hypothèses correspondantes au tableau 6-1)

Un prix plafond sera fixé à l'avance selon les modalités décrites au **chapitre 6**. Toute proposition dépassant le prix plafond sera rejetée.

5.5.5. SÉLECTION DES PROJETS

Les critères de sélection seront le prix, les retombées économiques locales et régionales ainsi que l'expérience et la qualification du promoteur relativement à l'ampleur du projet proposé. La pondération de ces facteurs sera établie à l'avance. Un pointage global sera ainsi attribué à chaque proposition reçue et conforme.

L'AQPER recommande que le MRN utilise une pondération qui tienne compte des opinions des divers intervenants. Les valeurs indiquées ci-dessous pourraient constituer un choix valable selon l'AQPER :

CRITÈRE	SITES PUBLICS	SITES SEMI-PUBLICS ET PRIVÉS
PRIX	70%	70%
RETOMBÉES ÉCONOMIQUES LOCALES	15%	15%
QUALIFICATION DU PROMOTEUR	15%	
CARACTÉRISTIQUES ENVIRONNEMENTALES		15%

Le critère de retombées économiques locales sera mesuré selon la participation active d'intervenants locaux comme co-promoteurs ou partenaires du promoteur. Il tiendra également compte des impacts à long terme comme le développement intégré du potentiel récréo-touristique du territoire.

Le critère de qualification du promoteur sera mesuré en fonction de l'ampleur du projet. Par exemple, l'expérience en réalisation de projets antérieurs pourrait être un pré requis pour des projets de 15 MW ou plus.

L'AQPER ne propose pas que l'environnement soit un critère de sélection pour les sites publics car une stricte adhésion aux processus et critères de performance environnementale sera exigée pour tous les projets.

Pour chacun des sites publics, le promoteur obtenant le meilleur pointage global relatif à ces critères sera retenu, sujet à certains contingentements décrits ci-après. Les projets privés ou semi-publics seront retenus dans l'ordre des meilleurs pointages globaux jusqu'à ce qu'un total cumulatif de 150 MW ait été atteint, sujet aux mêmes contingentements.

Les contingentements à prévoir seront établis et publiés à l'avance par le MRN et pourraient, par exemple, imposer un maximum de sites ou de MW pour un promoteur donné, un nombre minimum et maximum de sites par région, un nombre minimum de sites développés par ou avec des communautés autochtones.

L'AQPER souhaite pouvoir collaborer activement avec le MRN dans la finalisation des mécanismes détaillés d'application qui devront être précisés avant le début du processus.

Comme aucun projet ne sera accepté s'il excède le prix plafond, bon nombre de projets pourront se réaliser à un prix inférieur et le prix moyen de vente de l'électricité pour l'ensemble des projets sera nécessairement inférieur au prix plafond.

Les promoteurs choisis devront obtenir toutes les autorisations requises avant de commencer la construction du projet, incluant, évidemment, les certificats d'autorisation du ministère de l'environnement et de la faune (MEF).

Le chapitre 6 traitera de la détermination du prix plafond et du prix moyen prévisible. On y étudiera la relation entre le prix payé et le coût évité d'Hydro-Québec ainsi que de la nécessité possible, quoique peu probable, d'une contribution additionnelle requise ainsi que de son financement éventuel.

5.6. Conditions contractuelles

Q 4.2 - Quelles devraient être les principaux paramètres entourant la transaction d'achat d'électricité, soit la durée du contrat, les clauses d'indexation et les modalités de renouvellement du contrat ?

Le prix offert sera applicable la première année et sujet à une indexation au taux annuel de 1,5 %. Sans cette indexation, les prix indiqués au présent mémoire devraient être majorés d'environ 12%.

Hydro-Québec, à titre d'intervenant au processus, s'engagera à acheter la totalité de la production des projets retenus, au prix soumissionné, pendant une période de 20 ans avec option au promoteur de renouveler le contrat pour une seconde période de 20 ans, aux conditions du marché. Les autres conditions contractuelles offertes par

Hydro-Québec devront être les mêmes que celles qui ont été utilisées lors de l'APR-91.

Le bail à être signé avec le MRN pour les sites publics et semi-publics devra aussi contenir des clauses semblables à celles du bail normalisé de 1993, avec une durée de 20 ans renouvelable pour une seconde période de 20 ans à l'option du promoteur. Les droits et propriétés initialement publics redeviendront propriété du Gouvernement à la fin du bail et de son renouvellement éventuel.

5.7. Intégration des autres projets au plan de ressources d'Hydro-Québec

La quote-part proposée constitue une mesure exceptionnelle à prendre face à l'urgence de sauver une industrie. Il ne porte que sur 300 MW sur un potentiel québécois évalué à 862 MW. Qu'advient-il des autres projets ?

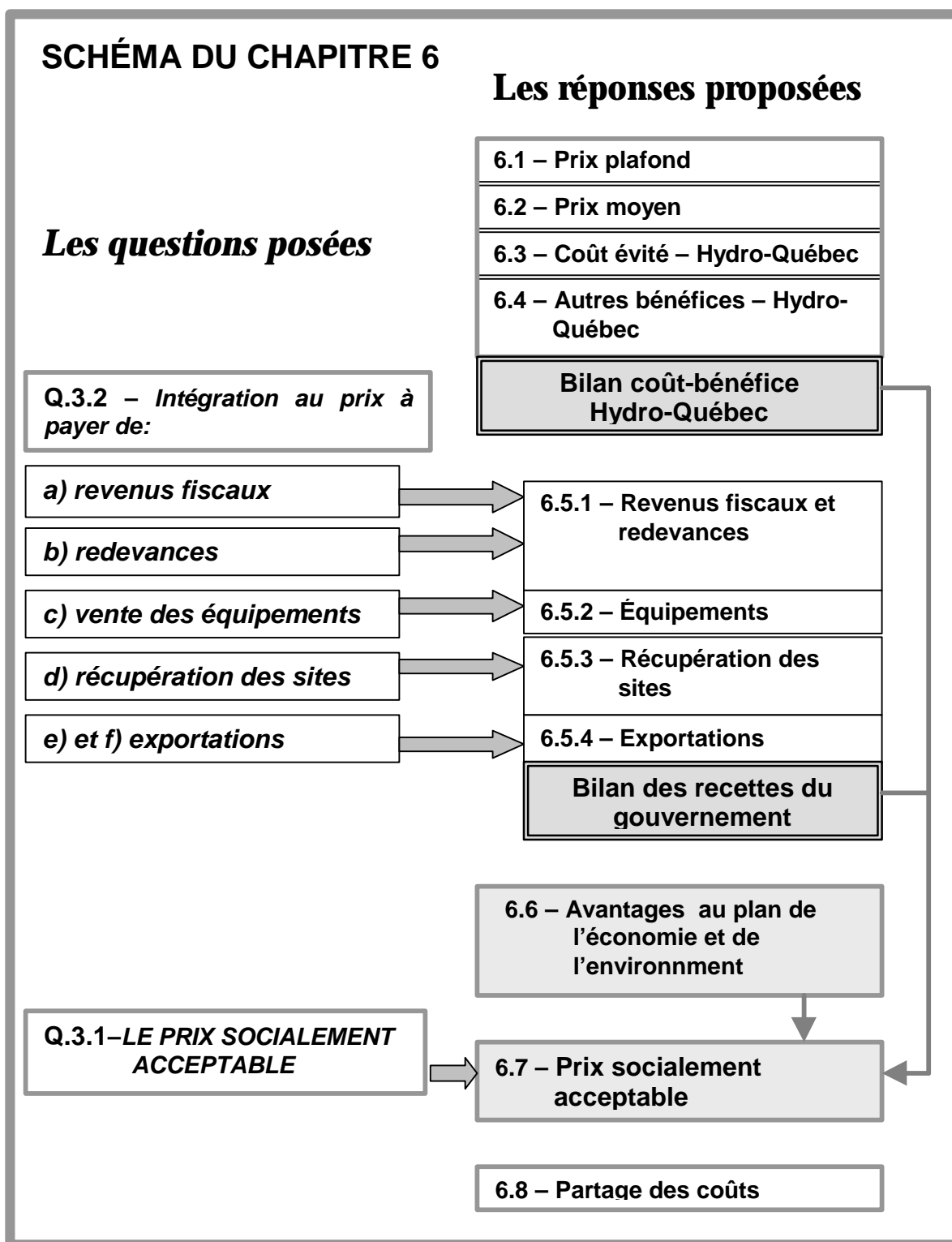
L'AQPER a toujours supporté et supporte énergiquement la présentation devant la Régie de l'énergie d'un plan de ressources par Hydro-Québec. Ce plan de ressources devrait porter autant sur les projets de production que sur les projets d'efficacité énergétique et indiquer le coût total par kWh de chaque option, incluant les frais de transport et d'intégration au réseau, et, éventuellement, les externalités.

Les projets de petite production hydraulique non retenus lors de cette première phase d'attribution et d'autres projets identifiés ultérieurement seront considérés à l'intérieur du plan de ressources d'Hydro-Québec pour y être incorporés selon l'ordre des coûts en ¢/kWh prévus ainsi que des externalités des projets, en appliquant les principes de la planification intégrée des ressources.

Les promoteurs pourront alors présenter une offre de prix égale ou inférieure à ces coûts prévus. La même règle pourra s'appliquer à tout projet de biomasse ou de valorisation des déchets.

Toute la logique du présent mémoire est basée sur le fait que la quote-part est une mesure d'exception, limitée au strict minimum, valable en attendant que le plan de ressources approuvé par la Régie ne vienne permettre l'insertion des autres projets d'énergie renouvelable.

6. Le prix socialement acceptable



Q 3.1 - Quel serait le prix socialement acceptable qui devrait s'appliquer aux achats d'électricité effectués dans le cadre de la quote-part ?

Pour répondre à cette question, il faut passer par les étapes suivantes :

- **Prix plafond (6.1)**

Puisque l'objectif est d'établir la taille de la quote-part et que l'on propose une taille de 300 MW, on doit d'abord déterminer le prix plafond requis pour permettre la réalisation de cette quote-part. La réponse proviendra de l'analyse des coûts de productions des sites étudiés par l'AQPER.

- **Prix moyen (6.2)**

Considérant le processus d'appel d'offres et l'effet de la concurrence, il faut prévoir à quel prix moyen l'énergie produite sera vendue à Hydro-Québec.

- **Coûts évités d'Hydro-Québec (6.3)**

Il faut évaluer quel sera la valeur probable du coût évité d'Hydro-Québec par rapport au bloc proposé, compte tenu des autres options qui lui sont disponibles pour un service équivalent.

- **Économies additionnelles pour Hydro-Québec (6.4)**

Il faut ensuite tenir compte de toute économie additionnelle qui sera réalisée par Hydro-Québec grâce au programme proposé.

- **Recettes du gouvernement du Québec (6.5)**

On pourra alors calculer les recettes additionnelles du gouvernement du Québec découlant de la réalisation de la quote-part.

- **Autres avantages pour la collectivité québécoise (6.6)**

Il faudra enfin tenter d'évaluer les autres avantages pour la société québécoise, au niveau de l'emploi, de l'économie et de l'environnement, découlant du programme proposé par rapport à ceux des autres options.

- **Prix socialement acceptable (6.7)**

C'est finalement en intégrant l'ensemble des facteurs précédents qu'on pourra calculer le prix socialement acceptable.

6.1. Prix plafond

L'AQPER recommande que le prix plafond applicable au processus proposé soit déterminé de la façon suivante :

Le prix plafond doit être égal au prix nécessaire pour atteindre l'objectif de 300 MW de puissance installée.

6.1.1. Description de la méthodologie utilisée pour l'évaluation des coûts de production

À partir de l'inventaire présenté au tableau 5-1, l'AQPER a procédé à l'établissement des prix de vente requis pour la réalisation de ces projets.

Pour les **sites publics**, l'AQPER a retenu pour analyse les 25 sites qui auraient normalement les coûts de production les plus bas, c'est-à-dire les sites de 6 MW et plus et des sites ayant déjà des aménagements en place.¹

Pour ces sites à évaluer, l'AQPER a mobilisé les services de 5 équipes formées chacune de représentants d'un bureau de génie conseil et d'une firme de construction. Ces représentants avaient acquis une expérience spécialisée dans le développement de petits projets hydrauliques.

Chaque équipe a pris charge d'un certain nombre de projets (5 en moyenne). Elle a relevé toute l'information technique disponible et effectué, dans presque tous les cas, une visite sur le terrain. L'équipe a ensuite développé un concept préliminaire d'aménagement et préparé un échancier et une estimation des coûts de construction.

Des estimations du coût des groupes turbo-alternateurs ont été obtenus des deux turbiniers ayant fourni l'équipement principal des projets déjà réalisés au Québec.

À partir des concepts d'aménagement développés par les équipes, un spécialiste en environnement a établi les débits réservés écologiques (et esthétiques si requis), pour chacun des sites publics. Une grande firme de génie conseil, experte en la matière, a établi les débits et la capacité de production applicables à chacun des sites.

Pour les sites **semi-publics** et **privés**, l'AQPER a identifié une vingtaine de sites et fait parvenir au détenteur connu des droits spécifiques un questionnaire permettant de recueillir une information équivalente, soit le coût de construction, la hauteur de

¹ Deux sites connus ont été exclus au départ. Il s'agit de Chambly à cause du chevalier cuivré et chute Montmorency à cause de son caractère patrimonial. Certains des sites retenus risquent d'être éliminés à une étape ultérieure s'ils ne sont pas acceptables et acceptés par le milieu.

chute, la puissance installée, la production prévue et le débit réservé. Des réponses ont été obtenues pour 11 de ces sites.²

L'AQPER a ainsi pu réaliser une évaluation de coût de production portant sur 35 des principaux sites de petite production hydraulique actuellement disponibles au Québec. Le tableau 6-1 présente la répartition des sites évalués par rapport au potentiel total.

Tableau 6-1 : Sommaire des sites analysés

	SITES RÉPERTORIÉS		SITES ANALYSÉS		% ANALYSÉS	
	Nombre de sites	MW installés	Nombre de sites	MW installés	% des sites	% des MW
SITES DE 6 MW ET PLUS						
Sites publics	21	304	20	295	95%	97%
Sites semi-publics	20	349	8	204	40%	58%
Sites privés	5	54	3	39	60%	72%
TOTAL	46	707	31	538	67%	76%
SITES DE MOINS DE 6 MW						
Sites publics	32	89	4	19	13%	21%
Sites semi-publics	5	16	0	0	0%	0%
Sites privés	14	50	0	0	0%	0%
TOTAL	51	155	4	19	8%	12%
TOTAL DES SITES						
Sites publics	53	393	24	314	45%	80%
Sites semi-publics	25	365	8	204	32%	56%
Sites privés	19	104	3	39	16%	38%
TOTAL	97	862	35	557	36%	65%

À partir des coûts estimés pour la construction des centrales, l'AQPER a développé un modèle de calcul des prix de production basé sur des hypothèses communes relatives au coût de montage des projets, au financement, à l'inflation, à l'exploitation et l'entretien, aux contributions aux communautés locales et à l'amélioration de l'environnement. Elle a également identifié les conditions de fiscalité et de redevance applicable, intégré les contraintes financières requises et fixé un objectif de rendement sur le capital investi.

² Certains sites ont pu ne pas être révélés pour cause de confidentialité ou parce qu'ils étaient destinés à l'auto production.

Le tableau 6 –2 présente les principaux paramètres de calcul utilisés.

**Tableau 6- 2 : Principaux paramètres de calcul utilisés
pour l'établissement du coût de production
des projets de petite production hydraulique**

Date de mise en service	Entre 2002 et 2006 selon les cas. (moyenne 2004)
Coûts de construction (travaux de génie civil et lignes de transport)	Incluent les études environnementales, l'ingénierie détaillée, la construction, la gestion de chantier, l'approvisionnement et l'installation des équipements, les assurances de construction, les compensations locales et environnementales. Aucune réserve de contingence n'est incluse.
Coûts des équipements électriques et mécaniques	Obtenus directement des fabricants, incluant les turbines, les alternateurs, les transformateurs, les automatismes et tout l'appareillage connexe.
Taux d'inflation des coûts de construction	L'inflation annuelle projetée de 1.5 % entre 1998 et 2002.
Frais du promoteur	\$250,000 (10 MW et moins) ; \$500,000 (plus de 10 MW) pour la gestion générale du projet.
Contingences	12,5% appliquées au total des coûts de développement prévus. (construction, équipements, raccordement et compensations, avant les intérêts durant la construction)
Intérêts durant la construction	8.5% appliqué à 50% du montant total de la dette à long terme.
Coûts de raccordement au réseau d'Hydro-Québec.	\$250,000 pour 10 MW et moins, \$500,000 pour 10 à 20 MW, \$1,000,000 pour plus de 20 MW .
Durée de la période d'analyse	20 ans.
Coût d'exploitation et d'entretien	Selon les budgets réels de centrales existantes.
Ratio dette-équité	Dette égale au moins élevé de : 85% du coût de construction ou du niveau requis pour maintenir 1,3 de couverture de dette en tout temps.
Taux d'intérêt	8% (1,7% au dessus des taux 20 ans du gouvernement du Canada)

Critères financiers à respecter	Couverture de la dette de 1.3 Fonds de roulement de 1/12 du revenu annuel plus réserve pour faible hydraulicité.
Remboursement de la dette	Remboursement selon la formule correspondant à une annuité constante de capital et intérêt sur 20 ans .
Taux de rendement sur l'avoir propre	15% calculé sur le flux monétaire disponible aux actionnaires.
Amortissement comptable	Méthode linéaire sur 40 ans.
Conditions de fin de période	Aucune valeur résiduelle.
Redevances sur droits hydrauliques	Selon tarifs en vigueur et indexation prévue.
Impôt sur le revenu	38,02%
Taxe sur le capital	Québec : 0,64% - Fédéral : 0,225%
Allocation de coût en capital	Sites de moins de 15 MW effectifs : 30%, solde décroissant, Sites de 15 MW effectifs et plus : 4%, solde décroissant.

Le rendement visé sur l'avoir propre est de 15 %. Si on considère que le rendement visé par Hydro-Québec dans son Plan stratégique pour 2002 est de 11,8%, il est raisonnable, que pour des projets plus petits, à risque plus élevés et encore au stage d'étude préliminaire, on retienne un taux de 15%.

6.1.2. Résultats globaux de l'analyse effectuée par l'AQPER.

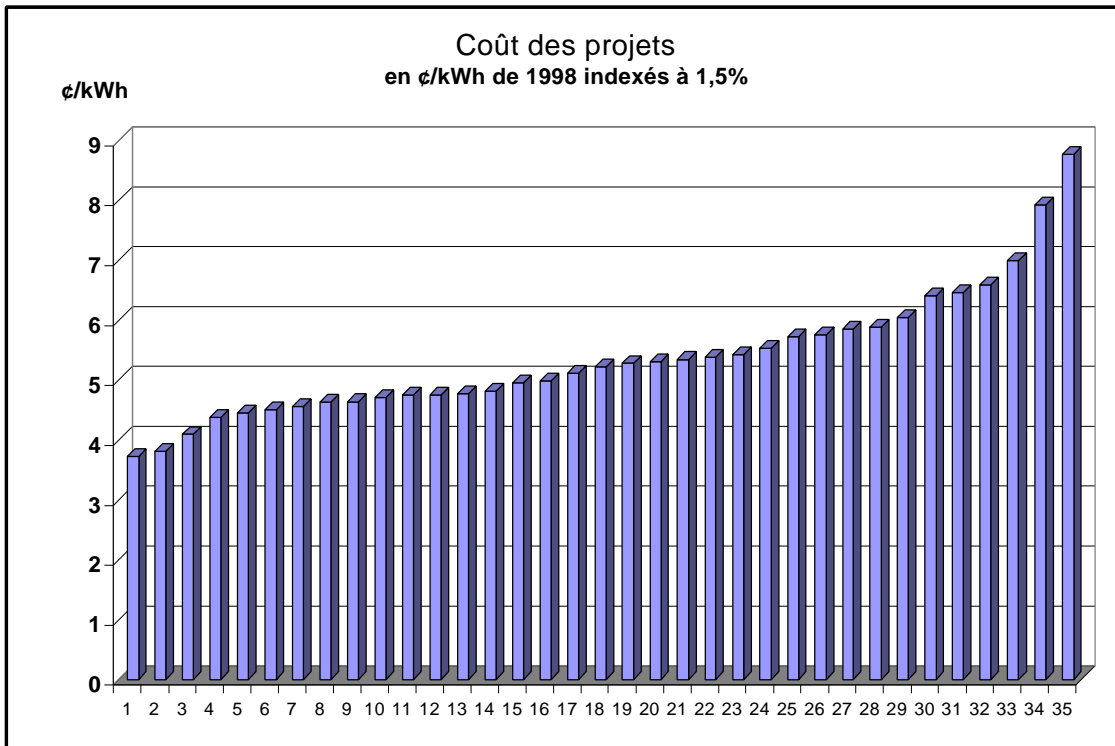
L'AQPER a assuré les participants, en particulier les promoteurs de sites privés et semi-publics que les renseignements et résultats relatifs à des sites spécifiques seraient gardés confidentiels. Ces renseignements ont été envoyés directement à une firme spécialisée qui a effectué les calculs requis et même les dirigeants de l'AQPER, sauf deux membres du comité de rédaction du mémoire, n'ont eu accès qu'aux résultats agrégés.

L'aspect concurrentiel du processus proposé impose cette condition de confidentialité et seuls les résultats généraux peuvent donc être cités ici.

Le coût de production ou le prix minimum d'achat de l'énergie requis pour assurer la viabilité financière a été calculé pour chacun des projets. Il a été formulé en terme d'un prix initial calculé en \$ de 1998 et sujet à une indexation annuelle au taux de **1,5%**.

Les résultats ainsi obtenus varient de 3,84 ¢/kWh à plus de 8 ¢/kWh tel qu'illustré au graphique 6-1.

Graphique 6-1 : Résultats de l'évaluation des coûts de production des 35 projets analysés



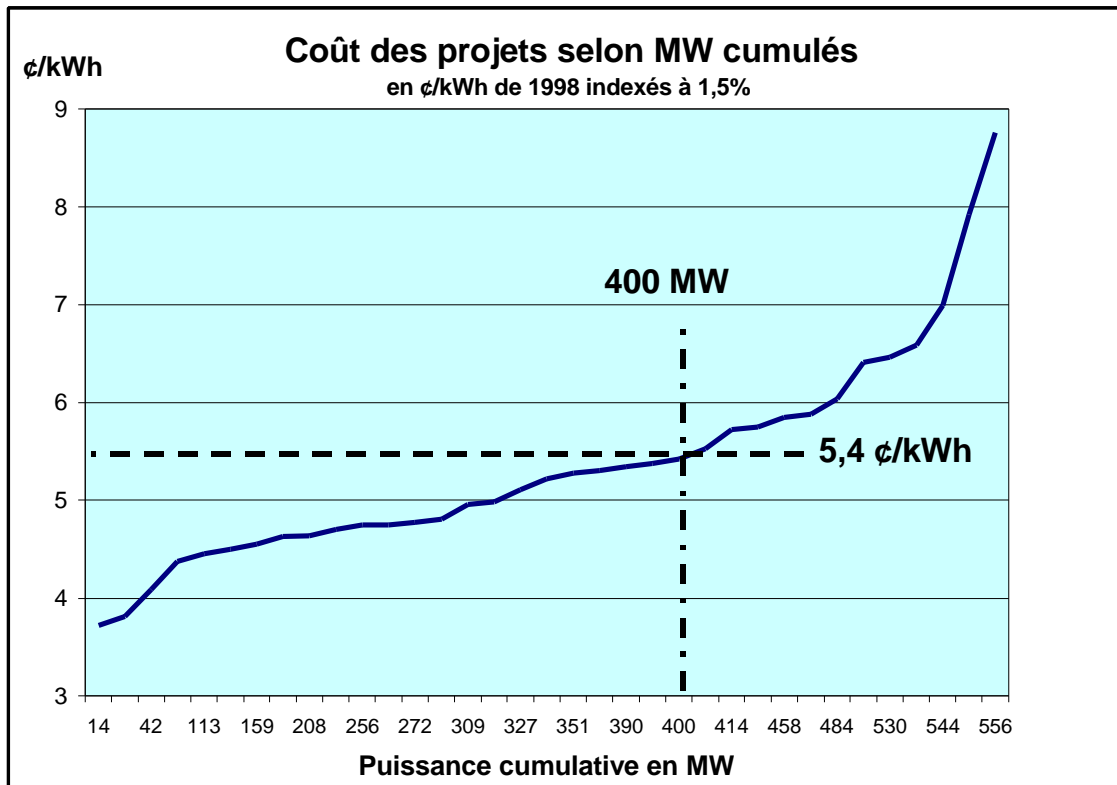
Les projets ont été classés par ordre de prix de vente de l'énergie, ce qui permettra de cumuler le nombre de MW installés effectivement disponible en fonction d'hypothèses croissantes de prix comme on le voit au tableau 6-3.

Les résultats ainsi calculés ont finalement permis d'établir une courbe du nombre cumulé de MW disponibles en fonction du prix, tel qu'illustré au graphique 6-2.

Tableau 6-3 : Sites analysés selon le prix de l'Énergie

TARIF	SITES PUBLICS		SITES PRIVÉS ET SEMI-PUBLICS		TOTAL DES SITES	
	¢/kWh	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES
3,5	0	0	0	0	0	0
4,0	2	23	1	19	3	42
4,5	4	95	1	19	5	114
5,0	12	223	4	95	16	318
5,4	16	247	7	153	23	400
6,0	19	273	9	197	28	470
6,5	20	287	11	243	31	530
7,0	22	301	11	243	33	544
8,0 et plus	24	313	11	243	35	556

Graphique 6-2 : Classement des coûts de production des sites analysés selon la puissance installée cumulée



L'AQPER a fait un calcul d'extrapolation sur l'ensemble des 862 MW inventoriés, en tenant compte des caractéristiques (hauteur de chute et puissance installée) des sites analysés et des sites non analysés. Le résultat apparaît au tableau 6-4.

Tableau 6 - 4 ; Sites réalisables selon le prix de l'énergie pour l'ensemble des sites répertoriés en extrapolant pour les sites non analysés

TARIF	SITES PUBLICS		SITES PRIVÉS ET SEMI-PUBLICS		TOTAL DES SITES	
	€/kWh	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES	TOTAL DES MW	NOMBRE DE SITES
3,5	0	0	0	0	0	0
4,0	2	23	1	19	3	42
4,5	4	95	1	19	5	114
5,0	12	223	4	95	16	318
5,4	16	247	7	153	23	400
6,0	20	282	16	290	36	572
6,5	21	296	18	336	39	632
7,0	27	332	21	360	48	692
8,0 et plus	53	393	44	469	97	862

Pour déterminer la disponibilité d'un bloc de la taille proposée de 300 MW installés, dont 150 MW provenant des sites publics et 150 MW des autres sites, on a dû tenir compte des facteurs suivants :

- une partie des projets évalués ne seront pas acceptables au plan local ou environnemental ;
- seulement 50% des promoteurs de sites semi-publics ou privés ont répondu et certains viendront s'ajouter ;
- Les sites publics non analysés sont les plus petits et donc généralement les moins rentables ;
- Les sites analysés représentent 65% du potentiel inventorié ;
- Une partie seulement des projets ci-dessus seront effectivement réalisables.

L'AQPER conclut qu'il faut cibler un bloc initial de 400 MW pour assurer suffisamment de concurrence pour atteindre l'objectif final de 300 MW.

L'AQPER peut déduire, suite à ces analyses, qu'un prix plafond de **5.4 ¢/kWh** sera adéquat pour assurer la disponibilité d'un bloc potentiel initial de 23 projets pour 400 MW. Ce prix doit être considéré en fonction des hypothèses de taux d'intérêt et d'inflation indiquées au tableau 6-1.

Sous ce prix plafond, on retrouve :

- 16 sites publics pour 247 MW installés ;
- 7 sites semi-publics ou privés pour 153 MW installés.

Vu que seulement 50% des sites semi-publics ou privés ont été analysés, l'AQPER prévoit qu'au moins une centaine de MW additionnels viendront s'ajouter au moment de l'appel d'intérêt du MRN, assurant ainsi une concurrence suffisante pour confirmer la répartition proposée pour la quote-part, soit 150 MW de sites publics et 150 MW choisis sur un potentiel de 250 MW pour les autres sites.

6.2. Prix moyen

Comme l'illustre le graphique 6-2, une très grande partie du potentiel analysé est disponible à un prix inférieur au prix plafond. Pour les projets qui se situent en deçà du prix plafond, le coût moyen se situe en fait à 4,7 ¢/kWh. Pour les projets qui correspondent aux 300 MW les moins chers, ce prix moyen est de 4,5 ¢/kWh.

Ainsi, même si le prix maximum payé pourra atteindre 5,4¢/kWh, le jeu de la concurrence forcera les promoteurs à proposer le prix le plus bas possible ce qui mènera à **un prix moyen effectivement payé par Hydro-Québec à 4,5 ¢/kWh pour l'ensemble du bloc, lequel doit être considéré comme un tout.**

6.3. Coût évité d'Hydro-Québec

Maintenant qu'on a établi que le prix moyen de vente pour le bloc de 300 MW sera de 4,5¢/kWh, il faut le comparer avec le coût évité d'Hydro-Québec, c'est-à-dire le coût des autres options disponibles pour répondre à l'accroissement de la demande d'électricité.

En l'absence d'un plan de ressources d'Hydro-Québec, il faut faire appel au concept de « **valeur acceptable à titre intérimaire** » déjà retenu par la Régie dans son Avis A-98-02 sur la quote-part éolienne. La valeur réelle ne sera mesurable qu'après les faits.

Trois scénarios de coûts évités probables ont donc été développés (voir **chapitre 7**). Ils reflètent les coûts évités prévus pour l'année 2004, soit le point milieu de la période de mise en service de la quote-part. Ils sont cependant exprimés en annuité croissante équivalente, débutant en 1998, indexée à 1,5% par année, ce qui les rend directement comparables au prix proposé pour l'achat d'énergie.

Le quantum proposé ici pour les coûts évités diffère de celui que la Régie a retenu dans son **Avis A-98-02** sur l'énergie éolienne. L'AQPER considère que les éléments de référence présentés au présent document justifient pleinement cette différence. Si les mêmes éléments avaient été disponibles lors des audiences sur l'énergie éolienne, la Régie aurait pu arriver à une conclusion plus proche de celle qui est proposée ici.

Scénarios proposés de coûts évités d'Hydro-Québec (voir tableau 7- 6)

(exprimés en ¢/kwh de 1998 indexés à 1,5%)

SCÉNARIO A – Cycles combinés au gaz naturel

Le SCÉNARIO A (voir chapitre 7) prévoit qu'Hydro-Québec devra faire appel à certains moyens de production thermique pour atteindre le total requis de 40 TWh d'ici 2007.

La meilleure technologie, celle des cycles combinés au gaz naturel, mène à un coût effectivement évité par Hydro-Québec de **5,3 ¢/kWh**.

SCÉNARIO B – Churchill

Le SCÉNARIO B (voir chapitre 7) prévoit qu'Hydro-Québec décidera d'utiliser pour ses propres besoins d'ici 2007 une partie importante de la production des nouveaux projets annoncés récemment avec Terre-Neuve sur la rivière Churchill.

Ce scénario conduit à un coût effectivement évité par Hydro-Québec de **4,4 ¢/kWh**.

SCÉNARIO C – Grande Baleine

Le SCÉNARIO C (voir chapitre 7) suppose l'aménagement d'ici 2007 d'un grand complexe hydroélectrique comme celui de grande Baleine.

Dans ce cas, le coût effectivement évité par Hydro-Québec serait de **4 ¢/kWh** :

6.4. Économies additionnelles pour Hydro-Québec

Certaines économies additionnelles qui seront réalisées par Hydro-Québec grâce au bloc proposé doivent être incorporées au calcul des coûts et bénéfices.

6.4.1. Économie sur les taxes foncières

Dans le calcul des taxes payables par Hydro-Québec, qui sont basées sur 3% de son revenu brut, elle peut déduire la partie équivalente payée par les producteurs privés. Il en découle donc une économie de 3% de 4,5¢/kWh soit **0,135 ¢/kWh** applicable à chacun des trois scénarios.

6.4.2. Économie sur les coûts et pertes de transformation

L'électricité qui serait produite à Grande Baleine ou à Churchill doit être transporté jusqu'à la boucle de 735 kV autour de Montréal. Le coût de ce transport et des pertes qui en résultent est inclus aux calculs de coûts évités. Cependant il faut encore transformer cette énergie à des niveaux intermédiaires de tension avant de la distribuer.

En se basant sur le crédit offert par Hydro-Québec pour livraison à basse tension dans l'APR-91, l'AQPER estime qu'un ajustement de 5% peut être prévu pour refléter l'économie de coût de transformation et de pertes. Cette économie découle de la livraison prévue des centrales de petite production hydraulique directement aux réseaux de tension intermédiaire (69 kV ou autre) d'où elle peut être acheminée aux postes de distribution pour consommation locale.

Cette économie, de **0,225 ¢/kWh** (5% de 4,5¢/kWh) vaut pour les scénarios B et C. Nous ne l'appliquons pas au scénario A car les centrales au gaz naturel pourraient comporter, au moins en partie, les mêmes avantages que la petite production hydraulique en ce qui a trait à cette étape de transformation.

6.4.3. Total des bénéfices additionnels pour Hydro-Québec

Scénario A : **0,135 ¢/kWh.**

Scénarios B et C : 0,135 ¢/kWh plus 0,225 ¢/kWh, soit : **0.36 ¢/kWh.**

6.4.4. Autres avantages pour Hydro-Québec.

Plusieurs avantages additionnels n'ont pu être quantifiés faute de renseignements suffisants. Il reviendra à Hydro-Québec d'en tenir compte au crédit de la quote-part de la petite production hydraulique. Un exemple de tels avantages serait l'accroissement de la sécurité locale d'approvisionnement comme on a pu le

constater lors de la crise du verglas de 1998. L'installation, annoncée récemment, d'une petite centrale à turbine à gaz pour alimenter l'usine d'eau potable de Montréal est une illustration.

Pour les quelques sites vendus par Hydro-Québec aux producteurs privés, les coûts d'entretien et de réparation ainsi évités par Hydro-Québec doivent être crédités.

Un autre avantage à considérer sera la flexibilité des petits projets face aux aléas des hypothèses prévisionnelles, tel que reconnu dans la *Politique énergétique*.

Bilan coût-bénéfice pour Hydro-Québec

Comme on le voit au tableau 6-5, seul le scénario C, qui représente le « pire des cas », laisse prévoir un très léger déficit net à Hydro-Québec de 0,1 ¢/kWh.

Tableau 6- 5 : Bilan Coût- bénéfice pour Hydro-Québec du programme proposé (en ¢/kWh)

	SCENARIO		
	A GAZ NATUREL	B CHURCHILL	C GRANDE BALEINE
Coût évité de l'option	5,3	4,4	4,0
Économies d'Hydro-Québec	0,1	0,4	0,4
Valeur nette de la petite production hydraulique pour Hydro-Québec	5,4	4,8	4,4
Prix d'achat de la petite production hydraulique	4,5	4,5	4,5
Coûts additionnels ou (économies) pour Hydro-Québec	(0,9)	(0,3)	0,1
Autres avantages pour Hydro-Québec (à quantifier)	Sécurité locale d'approvisionnement, valorisation des sites désaffectés et flexibilité de planification.		

6.5. Recettes additionnelles du gouvernement du Québec

Comme le démontre le tableau 6-5, pour Hydro-Québec, le programme proposé sera, sur une base purement économique, aussi avantageux, et, dans certains cas nettement plus avantageux que les autres options disponibles, soit Grande Baleine, Churchill ou les turbines à gaz. Dans un contexte de saine planification de l'entreprise, ce programme devrait donc se réaliser avant ces autres options, sans qu'on ait besoin d'y intégrer d'autres considérations.

Toutefois, pour en arriver à déterminer le prix socialement acceptable, il faut maintenant calculer la valeur des recettes supplémentaires que le gouvernement du Québec retirera de l'implantation du programme.

Dans les pages qui suivent, nous allons donc quantifier l'impact de plusieurs facteurs sur les recettes gouvernementales, en répondant de façon spécifique aux alinéas **a)** à **f)** de la question **Q3.2** de la Régie.

Nous verrons ensuite quelques facteurs additionnels à considérer pour finalement présenter la synthèse des résultats.

Dans tous les cas, il s'agit de calculer non pas les recettes totales découlant de la quote-part mais celle des recettes additionnelles engendrées par le bloc de 300 MW par rapport à celles qui proviendraient des autres options étudiées.

6.5.1. Apports fiscaux et redevances

Q 3.2 - De quelle façon pourrait-on intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants :

- a) *les apports fiscaux que le gouvernement du Québec tire de la construction et de l'exploitation de petites centrales hydroélectriques par des producteurs privés;*
- b) *la perception auprès des producteurs privés de redevances sur la production faite en utilisant les forces hydrauliques du Québec;*

Les apports fiscaux résultant de la construction et de l'exploitation des centrales qui composeront le bloc proposé de 300 MW installés sont analysés en détail au **chapitre 8**. Les conclusions sont résumées au tableau 6-6, exprimées en terme de valeur en ¢/kWh pouvant éventuellement être intégrée au prix à payer pour la quote-part.

Tableau 6-6 : Apports fiscaux additionnels et redevances sur la production résultant du programme proposé selon les analyses présentées au chapitre 8 exprimés en ¢/kWh

	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
a) Apports fiscaux			
Résultant de l'exploitation	0,39	0,34	0,25
Résultant de la construction	0,28	0,20	0,05
Sous-total	0,67	0,54	0,30
b) Redevances hydrauliques			
	0,30	0,30	0,30
TOTAL	0,97	0,84	0,60

6.5.2. Vente des équipements d'Hydro-Québec

Q 3.2 - De quelle façon pourrait-on intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants :

c) la vente par Hydro-Québec, à leur juste valeur marchande, de ses équipements de production désaffectés;

Le principal avantage pour Hydro-Québec proviendra des économies dont bénéficiera la société d'état en évitant les coûts d'entretien, de gardiennage ou de démolition de ces sites.

La juste valeur marchande dépend du prix d'achat de l'électricité. Par conséquent, il y a deux façons d'envisager le prix de vente des équipements. La première option serait de maximiser la valeur marchande en augmentant le prix de l'électricité. La deuxième option serait de vendre les équipements pour 1\$ et d'obtenir ainsi le plus bas prix pour l'électricité.

Dans le contexte actuel où il y a concurrence entre les producteurs et entre différents sites, nous préconisons le choix de la seconde option pour les raisons suivantes :

- ◆ Les sites appartenant à Hydro-Québec ne seront pas défavorisés par rapport aux autres.
- ◆ L'objectif d'atteindre le plus bas prix possible sera maintenu.
- ◆ La méthode sera compatible avec les autres options où Hydro-Québec ne considère que ses coûts futurs.

De toute façon, l'inventaire effectué par l'AQPER a relevé très peu de sites où les équipements en place ont une valeur significative. Les deux sites où les équipements avaient une certaine valeur, ceux de Chute Bell et Sept-Chutes ont été retenus et développés par Hydro-Québec.

6.5.3. Récupération des sites

Q 3.2 - De quelle façon pourrait-on intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants :

d) pour les sites du domaine public, la récupération par le gouvernement du Québec, à la fin du bail sur les forces hydrauliques et sans frais pour lui, des installations de production d'électricité construites ou remises en état par les producteurs privés;

Dans un programme où les sites sont attribués aux promoteurs pour deux périodes successives de 20 ans, le promoteur devrait amortir son investissement sur 40 ans au lieu de 50 ans comme le fait Hydro-Québec pour ses ouvrages de production.

Pour un site typique de 15 MW ayant un coût de construction de 30 millions \$ avec une production moyenne de 9 MW vendue à 4,5 ¢/kWh, ceci représente un coût additionnel de 0,2 ¢/kWh.

Pour le gouvernement, cette façon de procéder lui assure une valeur non amortie de 20% du coût initial, correspondant à 10 années de vie utile des installations.

Comme environ 50% des sites du programme proposé proviennent du domaine public, il faut ajuster cette valeur de 0,2¢/kWh à 0,1 ¢/kWh sur l'ensemble du bloc.

6.5.4. Exportation du savoir-faire

Q 3.2 - De quelle façon pourrait-on intégrer dans l'établissement du prix à payer aux producteurs privés les éléments suivants :

e) le potentiel sur les marchés extérieurs au Québec pour l'expertise, le savoir-faire et les technologies développés localement dans l'industrie de la production privée;

f) les revenus potentiels pour les entreprises du Québec sur ces marchés extérieurs ?

Le potentiel est très considérable. L'AQPER a effectué auprès de ses membres actifs à l'international un relevé qui indique 109 projets ou dossiers en développement dans 36 pays différents. Ce potentiel ainsi que les revenus et retombées qui en découleront sont analysés au **chapitre 8** (section 8-4) et sont résumés au tableau 8-7. On y conclut que les revenus fiscaux additionnels au gouvernement du Québec correspondant à 0,15 ¢/kWh pourraient, au besoin, être intégrés au prix de la quote-part.

Les résultats du relevé de l'AQPER sont présentés à l'**ANNEXE N**.

Bilan des recettes additionnelles du gouvernement

Le tableau 6-8 présente le bilan global des réponses présentées aux questions des alinéas **a)** à **f)** de la question **Q3.2** de la Régie, en terme de recettes additionnelles nettes pour le gouvernement du Québec.

Tableau 6 – 8 : Synthèse des recettes additionnelles du gouvernement du Québec à intégrer au prix socialement acceptable de la quote-part exprimés en ¢/kWh

	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
a) Apports fiscaux			
Résultant de l'exploitation	0,39	0,34	0,25
Résultant de la construction	0,28	0,20	0,05
Sous-total	0,67	0,54	0,30
b) Redevances hydrauliques	0,30	0,30	0,30
c) Vente des équipements	0	0	0
d) Récupération des sites	0,10	0,10	0,10
e) Potentiel d'exportation	-	-	-
f) Revenu d'exportation	0,15	0,15	0,15
TOTAL	1,22	1,09	0,85
TOTAL ARRONDI	1,2	1,1	0,8

6.6. Autres avantages

6.6.1. Avantages au plan de l'économie et de l'emploi

En plus des revenus gouvernementaux et autres bénéfiques directement intégrables au prix de la quote-part, l'AQPER tient à souligner un certain nombre d'autres bénéfiques économiques dont l'intégration, bien plus difficile à quantifier, serait néanmoins justifiable.

Il s'agit de la valeur additionnelle des retombées économiques et de la création d'emploi résultant du programme proposé, par rapport aux effets équivalents découlant des trois autres options considérées. Ces facteurs sont analysés au chapitre 8 et résumés au tableau 6-7 ci-dessous.

Tableau 6 – 7 : Synthèse des autres bénéfiques économiques additionnels

	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
Retombées économiques (en millions \$)	530	429	240
Valeur des exportations (en millions \$)	224	224	224
Création d'emploi (en emplois-années)	8558	6982	4008

6.6.2. Avantages au plan de l'environnement

Quant aux facteurs d'environnement, considérant la reconnaissance internationale des avantages marqués de la petite production hydraulique, combinée aux résultats probants qui sont décrits au **chapitre 9**, il faut prévoir une façon de tenir compte des bénéfiques de cette filière dans le bilan coûts bénéfiques.

Lors de l'application de l'exercice de planification intégrée des ressources qui devra se faire au Québec, en conformité avec la politique énergétique, la différence marquée d'impacts négatifs par rapport aux projets de moyenne et grande taille ne manquera pas de se refléter par le calcul d'externalités en faveur des petits projets. À titre intérimaire, l'AQPER propose qu'on considère la possibilité que ces externalités éventuelles viennent se situer entre **0,2 et 0,4 ¢/kWh**. Si tel était le cas, ces valeurs devraient être intégrés au prix socialement acceptable à payer pour la quote-part.

Il s'agit d'un facteur qui pourrait éventuellement mener à des revenus additionnels dans un contexte de bonification des prix pour de l'énergie verte à l'échelle nord-américaine.

6.7. Calcul du prix socialement acceptable

Tableau 6 – 9 : Prix socialement acceptable de la quote-part selon les trois scénarios alternatifs étudiés (en ¢/kWh)

	scénario A Gaz naturel	scénario B Churchill	scénario C Grande Baleine
Coût évité d'Hydro-Québec	5,3	4,4	4,0
Autres bénéfiques d'Hydro-Québec	0,1	0,4	0,4
Valeur nette pour Hydro-Québec	5,4	4,8	4,4
Recettes additionnelles pour le gouvernement du Québec	1,2	1,1	0,8
Autres bénéfiques pour la société québécoise	0,3	0,3	0,3
PRIX SOCIALEMENT ACCEPTABLE	6,9	6,2	5,5
Prix moyen prévu de la quote-part	4,5	4,5	4,5
Écart favorable	2,4	1,7	1,0

6.7.1. Composantes du prix socialement acceptable

Le tableau 8-9 est assemblé à partir des conclusions des sections qui précèdent quant aux aspects de la valeur nette pour Hydro-Québec et des recettes du gouvernement du Québec.

Quant aux chiffres proposés pour les autres bénéfiques pour la société québécoise, ils représentent la valeur des emplois et des retombées économiques additionnels, particulièrement en région, au développement des exportations, à la participation des communautés locales et autochtones en plus des bénéfiques relatifs au plan de l'environnement. Il s'agit d'un strict minimum subjectif car nous n'avons pas fait une évaluation quantitative.

Dans tous les cas on retrouve un écart favorable net entre le prix socialement acceptable et le prix payé.

6.7.2. Analyse de sensibilité

L'AQPER a effectué une analyse de sensibilité des résultats ci-dessus aux fluctuations de certains paramètres.

Coût évité

L'analyse démontre que, même si les coûts évités effectifs du scénario le plus optimiste s'avéraient près de **20 %**, inférieurs aux prévisions, la valeur du déficit net pour Hydro-Québec ne dépasserait toujours pas les revenus fiscaux et les redevances perçus par le gouvernement. Même au delà de ce seuil, les externalités environnementales et les autres bénéfices économiques continueraient à maintenir un écart favorable.

Taux d'intérêts

Il faut rappeler que le prix prévu de la quote-part a été établi en fonction d'une hypothèse de coût d'emprunts des promoteurs au taux de 8% ce qui correspond à la situation où les taux à long terme des obligations du gouvernement du Canada sont à 6,3%. Une baisse ou une hausse de ce taux affecterait à la fois le prix moyen projeté et les coûts évités d'Hydro-Québec.

En conséquence, la différence entre le bloc proposé et les scénarios considérés ne serait pas affectée de façon significative.

Actuellement, le taux des obligations long terme du gouvernement du Canada se situe à 5,3%, ce qui est très bas car la moyenne des dernières années est de 6,3%. Pour cette raison, nous avons retenu le taux de référence de 6,3%. Le taux réel d'emprunt applicable ne sera connu qu'au moment de la construction, c'est-à-dire entre 2001 et 2005.

Il se reflétera dans les prix via les mécanismes d'ajustement inclus au processus proposé. (voir section 5.5.4)

Besoins d'électricité

D'autre part, comme l'illustre les scénarios développés au **chapitre 7**, les conclusions du présent chapitre demeurent valables même si la croissance des besoins d'électricité d'Hydro-Québec s'avérait de 50% (20 TWh) inférieures aux prévisions du **Plan stratégique**.

6.8. Modalités de partage des coûts

Si le prix moyen de la quote-part excédait la valeur nette pour Hydro-Québec, il faudrait se poser la question : qui doit payer pour l'excédent ? L'excédent devrait-il être incorporé dans les tarifs ou devrait-il se refléter dans une diminution de profits (et de dividendes) pour l'actionnaire ?

Cette question relève de la Régie.

En se basant sur nos projections, le problème ne se pose pas puisque, dans le pire des cas, c'est-à-dire le **scénario C** (Grande Baleine), la différence est minime :

Valeur nette pour Hydro-Québec :	4,4 ¢/kWh
Prix moyen pour la quote-part :	<u>4,5 ¢/kWh</u>
Excédent sur la valeur nette :	0,1 ¢/kWh

Ce scénario est d'ailleurs le moins probable.

Dans les deux autres scénarios, Hydro-Québec bénéficie d'une économie nette en achetant l'électricité provenant de la quote-part :

	Scénario A Gaz naturel	Scénario B Churchill
Valeur nette pour Hydro-Québec :	5,4 ¢/kWh	4,8 ¢/kWh
Prix moyen pour la quote-part :	<u>4,5 ¢/kWh</u>	<u>4,5 ¢/kWh</u>
Excédent sur la valeur nette :	0,9 ¢/kWh	0,3 ¢/kWh

Il est vrai qu'un certain degré d'incertitude s'applique à chacune des variables qui influencent les calculs du présent rapport et qu'on ne connaîtra qu'après les faits quel scénario aura été choisi par Hydro-Québec.

Mais nous croyons, considérant la force des indications positives ci-dessus, que la Régie doit recommander que le prix payé dans le cadre de la quote-part soit incorporé dans les tarifs, à moins que, après la mise en service des centrales, Hydro-Québec ne puisse démontrer à la Régie que le coût de la quote-part excède la valeur nette pour Hydro-Québec. Dans un tel cas, il reviendra à la Régie de décider si l'écart doit affecter soit les tarifs soit les profits et dividendes d'Hydro-Québec.

Cependant, deux conséquences inévitables se dégagent :

- Peu importe le traitement comptable de la différence entre la valeur nette et le prix payé, l'impact sur le budget du gouvernement du Québec sera positif.
- Compte tenu de l'écart favorable important entre le prix socialement acceptable et le prix moyen à payer, le programme tel que proposé est avantageux pour la société québécoise.

7. Justification énergétique

7.1. La notion des coûts évités d'Hydro-Québec.

7.1.1. Définition des concepts

Toute la question des coûts évités, de la neutralité tarifaire et des coûts marginaux a fait l'objet d'exposés par Hydro-Québec devant la *Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès des producteurs privés.*(RCE)

Le rapport de la commission résume clairement ces concepts :

*« Les décisions de planification se prendront non tant sur la base des coûts moyens comptables (**coûts de fourniture**) qui reflètent le coût des décisions passées, mais plutôt sur la base des **coûts économiques** qui réfèrent aux coûts à encourir dans l'avenir. » (RCE page 193)*

On trouvera en **ANNEXE J** une définition détaillée des coûts évités ainsi évoqués.

*« L'expression dite **coûts évités** réfère à une notion économique qui vise à estimer la valeur d'un moyen ou d'une ressource en calculant les coûts que son utilisation permet d'éviter ».(RCE page 197)*

*« Cette approche est à la base du principe de **neutralité tarifaire** de la politique d'achat qui voulait qu'Hydro-Québec ne débourse ni plus ni moins, en achetant la production privée, que ce qu'il lui en aurait coûté pour produire cette même quantité d'énergie. » (RCE page 198)*

À son avis **A-98-01**, concernant **les modalités d'établissement de l'implantation des tarifs de fourniture d'électricité**, la Régie de l'énergie se prononce sur la nécessité d'utiliser les coûts évités et non les coûts de fourniture comptables :

« Toutefois, la Régie constate l'absence d'une démonstration adéquate à l'effet que le prix de référence de la fourniture correspond au coût évité d'Hydro-Québec. En fait, le prix de référence correspond plutôt au coût moyen ou historique associé à son parc actuel, en incluant ses achats auprès d'autres fournisseurs. Or, la Régie considère que le développement des filières énergétiques doit être basé notamment sur le coût évité d'Hydro-Québec et que ce dernier ne correspond pas nécessairement à son coût moyen de production. En définitive, dans une perspective de développement durable, il importe de considérer l'ensemble des coûts et des opportunités relatifs à un projet. » (page 55)

« La Régie recommande que le coût évité d'Hydro-Québec serve notamment de référence pour l'examen des projets de production des nouvelles filières

énergétiques proposées par des promoteurs privés ainsi que des mesures d'efficacité énergétique. » (page 56)

Dans le contexte du programme proposé pour la relance de la petite production hydraulique, l'AQPER considère que le « **coût évité** » d'Hydro-Québec devrait représenter la vraie valeur, pour Hydro-Québec, de l'électricité qu'elle acquiert. Par conséquent, le calcul du coût évité doit inclure les facteurs suivants :

- du prix marginal de fourniture pour de l'énergie et de la puissance à un facteur d'utilisation comparable et pour la même durée, (c'est à dire 20 ans à compter d'une période débutant entre 2002 et 2006) établi en fonction des projets réalisables par Hydro-Québec, une fois que celle-ci a réalisé les projets qu'elle a déjà annoncés ;
- du coût des principales externalités reliées à la pollution, à l'utilisation de ressources non renouvelables et à la perte de ressources renouvelables, même si ces coûts ne sont pas réellement payés par Hydro-Québec ;
- du coût des études et des procédures légales et administratives pour l'obtention de tous droits, permis et autorisations requis pour la réalisation des projets ;
- le pourcentage du coût du projet alloué aux améliorations du milieu ;
- la participation aux revenus consentie aux municipalités hôtes ;
- des coûts qui ont déjà été encourus pour l'étude et le développement des projets ;
- du coût évité pour le développement (et l'abandon) de projets par Hydro-Québec ;
- des charges administratives, incluant les coûts du siège social et des coûts de financement des projets incluant les frais de garantie de la dette ;
- du coût réel d'opération et d'exploitation des installations d'Hydro-Québec
- du coût évité relié au transport et à la transformation sur le réseau d'Hydro-Québec et aux pertes d'énergie correspondantes, en fonction du niveau de tension de l'alimentation ;
- du coût différentiel de la réserve requise ;
- d'un ajustement reflétant la différence de flexibilité d'une filière et la contribution à la réduction des risques par une diversification du portefeuille de ressources, en conformité avec les orientations de la *politique énergétique* du gouvernement (page 41) ;

7.1.2. La question des coûts évités de transport.

La question des coûts évités de transport de l'énergie prend une dimension particulièrement cruciale car Hydro-Québec a adopté une attitude étonnante à cet égard dans sa proposition à la Régie relative aux modalités d'établissement de l'implantation des tarifs de fourniture d'électricité. (audience R-3398-98)

Elle y affirme que le prix offert aux producteurs privés doit correspondre à son coût de fourniture de production uniforme, duquel elle exclut les coûts de raccordement au réseau principal de ses centrales, même les plus éloignées. Par contre, les producteurs privés ont été tenus de payer leurs frais de raccordement et ce coût est inclus à l'évaluation du prix qui a servi à préparer le présent rapport.

Cette approche conduit à des choix économiques non valides comme celui qu'a admis devant la Régie le représentant d'Hydro-Québec lui-même, en contre-interrogatoire par le représentant de l'AQPER. (Audience R-3398-98, 5 juin 1998, Q-144 à Q-156)

Cet interrogatoire peut se résumer ainsi :

a) assumons que deux projets identiques s'offrent à Hydro-Québec, l'un à la Baie James, l'autre à Chicoutimi.		
b) Supposons les coûts suivants :		
	Chicoutimi ¢/kWh	Baie James ¢/kWh
Coût de production :	2,91	2,51
Coût de transport (marginal) relié au projet	0,0	1,0
Coût total	2,91	3,51
c) Lequel de ces deux projets serait choisi par Hydro-Québec ?		
d) Réponse d'Hydro-Québec : celui de 3,51¢/kWh.		
e) Justification d'Hydro-Québec : les coûts de transport ne comptent pas puisqu'ils sont imputés aux consommateurs via le tarif de transport.		

La Régie a donc fait particulièrement preuve de prudence à ce sujet dans la teneur de son **Avis A-98-01**:

« La Régie considère que la problématique des CIRE (ce terme désigne les coûts d'intégration au réseau existant) constitue un sujet particulièrement complexe qui

déborde la présente audience. En outre, elle estime que ce sujet devrait être examiné lors de la détermination de la base de tarification du réseau de transport d'Hydro-Québec.

À cette fin, il importe que la définition législative du réseau de transport ne limite pas son application réglementaire. La Régie reconnaît que le tarif de transport est d'une importance primordiale pour les producteurs privés, sans toutefois se prononcer sur ce sujet, étant donné la cause à venir sur les tarifs de transport. Tel que mentionné à la sous-section 3.4, afin que la Régie dispose d'une certaine flexibilité dans cette cause future, il importe que la définition de l'article 2 du réseau de transport ne limite pas la possibilité d'établir la répartition des actifs, selon la preuve, entre les trois fonctions production, transport et distribution. »

« Nonobstant l'acceptation ou le rejet de la proposition d'Hydro-Québec par le gouvernement, la Régie recommande que le décret lui permette d'adopter, le cas échéant, une certaine définition réglementaire du réseau d'Hydro-Québec dont notamment celle à l'égard du réseau de transport d'électricité et ce, afin d'être en mesure d'établir une base de tarification dont certains actifs pourraient être éventuellement imputés aux diverses fonctions du réseau d'Hydro-Québec. »

Pour atténuer le caractère difficilement défendable de sa position, Hydro-Québec semblerait maintenant disposée à payer elle-même les frais de raccordement des producteurs privés. Cette approche ne règle rien à la véritable question et mène à de nouvelles incohérences. Il faudrait, alors favoriser un promoteur offrant un prix de 2,8 ¢/kWh avec 1000 km de lignes de raccordement à construire par rapport à un autre offrant son énergie à 2,9 ¢/kWh avec seulement 1 km de ligne de raccordement.

Autrement dit, Hydro-Québec, selon cette logique, irait jusqu'à payer l'électricité 10 ¢/kWh si son coût de production est de 2,8 ¢/kWh et son coût de transport 7,2¢/kWh. Elle refuserait, par contre, de l'acheter à 2,9¢/kWh, même si le coût de transport était nul.

L'AQPER recommande donc avec insistance qu'une juste évaluation des véritables coûts marginaux ou différentiels de transport et de perte d'énergie soit incluse dans la détermination du coût évité.

7.2. L'évaluation des coûts évités d'Hydro-Québec

7.2.1. La position d'Hydro-Québec

Hydro-Québec soutient qu'il existe actuellement une adéquation entre ce qu'elle décrit comme son coût de fourniture à **2.81¢/kWh** et ses coûts évités futurs. Cette prétention a été rejetée deux fois déjà par la Régie, soit à l'**Avis 98-01** cité précédemment, ainsi qu'à l'**Avis 98-02** sur la quote-part éolienne :

« Tel qu'exprimé dans l'avis A98-01, la Régie n'accepte pas le principe que le coût évité soit égal à un tarif de fourniture de l'ordre de 2,81 ¢/kWh, calculé par Hydro-Québec à partir de son tarif L ». (A-98-02 page 27).

Rappelons qu'Hydro-Québec, dans son Plan stratégique 1998-2002, annonce une cible d'augmentation de ses ventes de 40 TWh d'ici à 2007 dont 12 TWh devait provenir d'un retour à l'hydraulicité normale, retour dont la certitude semble diminuer d'année en année. Enfin, 2 TWh proviennent de la mise en service de Ste- Marguerite et le reste, soit 26 TWh, doit faire appel à d'autres sources.

Accepter l'adéquation d'Hydro-Québec pour les fins du présent exercice équivaldrait à présumer que la société d'état arrivera à combler tous ses nouveaux besoins jusqu'en 2006 sans avoir à faire appel à aucune source dont le coût global (tel que défini en 7.1.) dépasserait 2.81¢/kWh, incluant les coûts marginaux de transport et de raccordement, et ce, avec un prix ferme et garanti sur une période de 20 ans.

Nous verrons ci-après de nombreux éléments convergents qui rendent une telle hypothèse irréaliste et indiquent un ordre de grandeur de coûts évités probables beaucoup plus élevés.
--

7.2.2. Les achats d'électricité

Une des balises potentiellement pertinentes à l'évaluation de la dimension court terme des coûts évités d'Hydro-Québec se retrouve au niveau des achats d'électricité qu'effectue celle-ci auprès des marchés américains. Hydro-Québec annonce sa politique d'acheter la nuit à bas coûts et à revendre ensuite avec profits. Cette façon de procéder n'a pas de fondement logique si les achats s'effectuent au-dessus du coût évité de production équivalent.

Or, selon les statistiques publiées par l'Office national de l'énergie dont des extraits sont présentés en **ANNEXE G**, les achats effectués lors des 10 premiers mois de 1998 ont coûté en moyenne 3.43 ¢/kWh livrés à la frontière, c'est-à-dire avant toute imputation des frais de transport au Québec. Il s'agit, rappelons-le, d'énergie hors pointe, donc normalement moins coûteuse que celle qui correspond à la moyenne (pointe et hors pointe) des besoins du réseau.

Selon les rapports publiés régulièrement sur les prix « spot » pour la Nouvelle Angleterre et New York (est), le ratio du prix en pointe sur le prix hors pointe est de l'ordre de 1.5, ce qui donnerait un chiffre de 5.14 ¢/kWh en pointe. En supposant des achats répartis également à 45% en pointe et 55% hors pointe (pour les comparer à une petite production hydraulique équivalente) on obtiendrait un coût évité de production de **4.2 ¢/kWh**. Rappelons qu'il s'agit d'un prix « spot » en vigueur en 1998

sans aucune garantie de stabilité ou même de disponibilité sur un horizon de 20 ans et qui n'inclut aucune imputation du coût de transport au Québec.

Il ne s'agirait que d'une solution temporaire, pouvant combler un vide en attendant la mise en service de nouveaux projets et pourtant, son coût dépasse le coût évité cité par Hydro-Québec.

7.2.3. La faible hydraulicité, Tracy et le tarif TTR

Les achats décrits ci-dessus sont en partie effectués pour compenser la situation de faible hydraulicité des réservoirs d'Hydro-Québec.

L'autre principal aboutissant de cette situation c'est le fonctionnement continu de groupes de la centrale de Tracy alimentée au mazout. L'AQPER ne possède pas d'information directe sur le coût de l'énergie produite à Tracy mais considère que le tarif TTR d'Hydro-Québec constitue un indicateur intéressant. Le Tarif TTR (ou tarif LR) est décrit comme suit dans le règlement tarifaire d'Hydro-Québec :

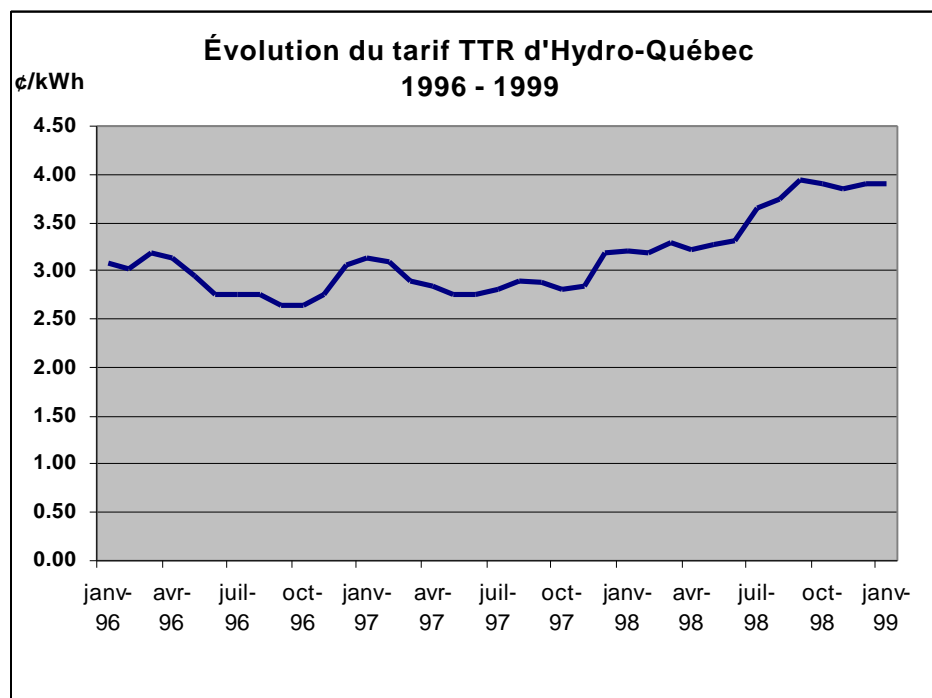
***Le tarif TTR :** Cette tarification se compose d'un prix horaire pour l'énergie consommée à chaque heure. Les prix horaires reflètent **le coût marginal de court terme de production** de l'énergie, selon les centrales ou les moyens de gestion de l'offre et de la demande auxquels Hydro-Québec doit recourir pour satisfaire la demande additionnelle.*

Le prix horaire de l'énergie est généralement déterminé en fonction de la centrale hydraulique à la marge, de l'évolution de la demande d'électricité, de l'hydraulicité, du taux de remplissage des réservoirs et des opportunités d'achats et de ventes sur les marchés internes et externes, des pertes de transport et d'une marge bénéficiaire.

Toutefois, lorsqu'Hydro-Québec doit recourir à des centrales non hydrauliques ou non nucléaires ou à des moyens de gestion tels que les rachats de puissance interruptible et les achats de puissance des réseaux voisins, le prix horaire de l'énergie est déterminé en tenant compte du coût variable d'exploitation et d'entretien de la dernière centrale ou du dernier moyen de gestion mis à contribution pour maintenir l'équilibre entre l'offre et la demande et d'une marge bénéficiaire.

Or voici, tel qu'illustré au graphique 7-1, comment a évolué ce tarif depuis 1996 :

Graphique 7-1 : Tarif ttr



Ce tarif, qui représente le coût marginal à court terme de production, avant toute charge fixe et frais de transport, atteint maintenant près de **4 ¢/kWh**. Encore une fois, cette solution n'est qu'un palliatif temporaire et ne peut apporter de solution à long terme. De plus, ce prix n'inclut aucune majoration pouvant refléter les externalités découlant de la pollution atmosphérique par une production au mazout. Pourtant il dépasse encore une fois le coût évité énoncé par Hydro-Québec.

7.2.4. Coûts marginaux des grands projets hydroélectriques

Depuis des décennies, Hydro-Québec a procédé à l'inventaire périodique des grandes ressources hydroélectriques du Québec. Cet inventaire permettait d'établir un classement des projets en ordre de coûts croissants afin d'établir correctement le contenu optimal de chaque phase subséquente de développement. Selon une logique économique indiscutable, Hydro-Québec a d'abord développé les projets les moins coûteux pour s'attaquer ensuite aux suivants, toujours dans l'ordre des coûts croissants.

L'incorporation dans ce processus, selon la plus élémentaire logique, des coûts marginaux de transport associés à chaque projet fit que, généralement, les projets les moins éloignés étaient développés avant les projets plus éloignés, à moins qu'un avantage marquant au niveau du coût de développement ne vienne imposer un ordre différent.

Le dernier exercice connu publiquement de projection par Hydro-Québec de ses coûts prévus de projets et de ses coûts marginaux de développement, effectué selon

les règles de l'art, remonte à son Plan de développement 1993. Il se base sur les données présentées au document **Moyens de production – Plan de développement 1993**, dont on trouvera les extraits pertinents en **ANNEXE J**. Ce document inclut une description de la méthodologie qui se conforme aux principes préconisés par l'AQPER et contredit les positions récentes d'Hydro-Québec.

Les coûts utilisés au documents précité sont basés sur un taux d'actualisation de 10%. Ce taux supposait un coût de capital basé sur les taux d'intérêt de 1992 qui étaient d'environ 1% supérieurs au taux de 1998. Compte tenu qu'elle n'était pas en mesure d'ajuster les coûts en fonction des risques accrus associés, entre autres, à la question des communautés locales et des contraintes environnementales, l'AQPER s'en est tenu aux coûts tels qu'évalués en 1992.

À partir des données de ce document, l'AQPER a fait une mise à jour de la projection des coûts marginaux tenant compte de l'inflation réelle depuis 1992. Le tableau 7-1 résume les résultats de cet exercice :

Tableau 7-1 : Grands projets hydroélectriques

PROJET	Coût de l'énergie		Production
	¢/kWh 1992	¢/kWh 1998	TWH
Eastmain-1	4.1	4.5	2.4
Haut-St-Maurice	4.1	4.5	2.9
Grande-Baleine	4.0	4.4	16.2
NBR	4.1	4.5	46.3
Romaine	4.6	5.0	8.3

On voit donc que l'objectif énoncé par Hydro-Québec de ne pas entreprendre de projets à un coût supérieur à 3¢/kWh signifierait l'abandon de développement de la ressource hydroélectrique du Québec, en ce qui concerne les grands projets.

7.2.5. Les détournements et les centrales de petite et moyenne envergure

Pour atteindre son objectif de trouver des projets de moins de 3¢/kWh Hydro-Québec étudie actuellement des détournements de rivières et des centrales de petite et moyenne envergure. Deux petites centrales, Chute Bell et Sept Chutes, totalisant 28 MW, sont actuellement en construction.

Un communiqué du MRN du 4 juin 1997 annonce des études visant à produire 1.2 TWh provenant de détournement des rivières Portneuf, Sault aux Cochons, Manouane et Boucher. Un autre communiqué du MRN annonce, le 24 mars 1998, les études en vue des centrales Tabaret (130 MW) au lac Témiscamingue et Toulousteuc (440 MW) ainsi qu'une dérivation de la rivière Mégiscane. On parle également d'autres détournements possibles tels ceux des rivières Rupert et Bienville.

Presque tous ces projets se heurtent à des contraintes environnementales beaucoup plus importantes que celles des petits projets. Elles dépendent d'ententes complexes avec les communautés autochtones dont l'issue demeure incertaine. En étant très optimiste, on peut supposer qu'une capacité de production annuelle totale de 6 TWh pourrait être éventuellement aménagée.

Quant aux coûts éventuels de l'énergie, une fois incorporés les facteurs de mitigation, de compensation et autres composantes pertinentes, on ignore à quel niveau ils vont se situer. Le document **Moyens de production – Plan de développement 1993** d'Hydro-Québec (page 23) cite une disponibilité de 400 MW à moins de 5.2 ¢(92)/kWh (voir **ANNEXE J**). Le même document poursuit :

« Toutefois, les centrales de moyenne envergure seraient plus chères en moyenne que les centrales hydroélectriques de grande envergure étant donné qu'elles ne profitent pas, en raison de leur taille moindre, des économies d'échelle. »

L'AQPER reconnaît qu'un certain nombre de projets de détournements, pourraient, malgré les embûches environnementales et locales, permette de livrer quelques TWh à des coûts inférieurs à ceux des grands projets. Toutefois, pour déterminer le coût évité, il faut se référer au coût du dernier projet (le plus cher) envisagé. Compte tenu du besoin prévu de près de 30 TWh d'ici 2007, il est impossible de projeter un coût de la dernière tranche de cette filière qui soit inférieure à celui des grands projets, soit **4,5 ¢/kWh** en valeur de 1998.

7.2.6. La rivière Churchill

À titre d'illustration du réalisme des attentes d'Hydro-Québec vis-à-vis la disponibilité de ressources à moins de 3 ¢/kWh, on cite parfois l'entente annoncée avec Terre-Neuve pour une nouvelle phase de développement de la rivière Churchill. Les communiqués publiés à ce sujet proclament un coût inférieur à 3¢/kWh pour le développement de cette ressource, dont la disponibilité, rappelons-le ne serait prévue que vers la fin de la décennie 2000.

Une analyse sommaire de ce projet démontre une situation fort différente quant aux coûts qui seraient requis pour livrer cette énergie aux clients d'Hydro-Québec. Cette analyse, basée sur les communiqués du gouvernement de Terre-Neuve est présentée en **ANNEXE H** et résumée au tableau 7-2. Elle confirme un coût de production, à la centrale, inférieur à 3¢ mais, lorsqu'on ajoute les coûts marginaux de transport et les pertes jusqu'à Montréal, selon les principes normaux de calcul économique, on arrive à un coût moyen de l'ordre de 5,7 ¢/kWh en fonction de coûts de construction exprimés en valeurs courantes.

Tableau 7-2 : Analyse financière sommaire – Projets Churchill

	Gull Island	Upper Churchill	Production totale	Transport vers le Québec	Transport vers Terre- Neuve
COÛTS (million \$)	3 200	1 300	4 500	3 000	2 200
Charge annuelle (million \$)	323	131	454	303	222
Puissance MW	2 264	1 000	3 264	2 264	1 000
Energie TWh (max)	13	5	18	10,5	7,5
Coût production en ¢/kWh	2,5	2,6	2,5		
Coût transport	2,9	2,9		2,9	3,0
Coût de l'énergie livrée à Montréal en ¢/kWh	5,4	5,5			
Ajustement pour Pertes	0,27	0,28			
Coût net à Montréal en ¢/kWh	5,6	5,8			

Comme les coûts sont annoncés en \$ courants et que la mise en service indiquée aux documents se situe entre 2006 et 2008, on peut présumer, selon un échéancier normal de construction qu'il s'agit en moyenne de valeurs de 2003. En déduisant l'inflation prévue, le coût moyen de 5,7 ¢/kWh devient **5,0 ¢/kWh** en valeur de 1998.

D'ailleurs ce dossier illustre une nouvelle fois l'approche d'Hydro-Québec au niveau du traitement des coûts de transport d'énergie. Les communiqués terre-neuviens reproduits à l'**ANNEXE H** sont éloquentes :

« The \$3 billion cost for the lines (both in Labrador and Quebec) will be rolled-into the Quebec Grid. This is critical to the viability of the project for Newfoundland and Labrador. Transmission costs will be borne up-front by Hydro-Quebec, which will recover its investment over a 30-year period. »

« *TransÉnergie, a division of Hydro-Quebec, will develop, build and own the transmission infrastructure in Quebec related to these projects as part of its overall transmission grid in Quebec. »*

« *TransÉnergie, a division of Hydro-Quebec, will include, in its overall cost of service, the cost of service of the new transmission facilities in Labrador under a rolled-in tolling methodology, subject to applicable filings and decisions »*

Hydro-Québec semble donc vouloir convaincre la Régie d'imputer ces 3 milliards \$ de coût additionnel de transport à la base tarifaire de TransÉnergie et donc de faire subventionner par l'ensemble des consommateurs québécois le coût du transport d'une énergie produite ailleurs et destinée principalement aux marchés d'exportation.

Il est donc faux de considérer que l'énergie provenant des nouveaux développements sur la rivière Churchill ne coûterait que 3¢/kWh. En réalité, elle coûtera 5,7¢/kWh en valeur de 2003, ou 4,9 ¢/kWh en valeur de 1998.

7.2.7. La production par cycle combiné au gaz naturel

Hydro-Québec laisse maintenant entrevoir la possibilité d'utiliser des centrales au gaz naturel comme moyen de pallier à plus long terme aux effets de la faible hydraulité. Il est question de construire de telles installations dans le Nord-Est des États-Unis et de transporter la production au Québec lorsque requis.

De toute façon, l'absence d'éventuels nouveaux moyens de production hydraulique réalisables, moins coûteux, et suffisants pour répondre à la croissance des besoins québécois d'ici 2006, pourrait forcer Hydro-Québec à recourir à ce choix thermique. Ceci constitue donc un cas limite intéressant et pertinent.

On trouvera en **ANNEXE I** la prévision publiée par la *ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION* du gouvernement américain à ce sujet. Le prix prévu de l'énergie produite en 2005 par une nouvelle centrale est de 3.1 ¢US(1996) par kWh ce qui équivaut actuellement à 4.8 ¢/kWh en devise canadienne de 1998.

Si ces centrales sont installées aux États-Unis, il faudra ajouter des frais de transit significatifs.

Dans les cas d'une construction au Québec, par contre, on peut supposer que les coûts marginaux associés de transport ne seraient pas importants. Il faut cependant ajouter alors le coût des externalités pour émissions atmosphériques. L'étude de référence la plus citée sur ce sujet est celle de l'Université Pace : ***Environmental costs of electricity***, Pace University Center for environmental legal studies, 1991 Oceana publications, New-York. Cette étude recommande 0.7¢/kWh (en devise US de 1989) pour les cycles combinés modernes. Si on transpose cet ajout en devise canadienne de 1998, il grimpe à 1.2¢/kWh.

Ce coût d'externalité va éventuellement devoir s'internaliser selon le principe du pollueur payeur, via un mécanisme comme celui des crédits pour énergie non polluante.

Le coût évité de ce scénario pour Hydro-Québec serait donc de **6 ¢/kWh en valeur de 1998**.

7.2.8. Scénarios de coûts évités proposés par l'AQPER.

À défaut d'un plan de ressources d'Hydro-Québec, et compte tenu du refus de l'entreprise de dévoiler l'information la plus récente relative à ses coûts évités prévus pour la période 2002 à 2006, l'AQPER propose d'utiliser l'ensemble des valeurs pertinentes présentées ci-dessus comme balises pour aider à établir des scénarios de « **valeur acceptable à titre intérimaire** ».

Au départ, il faut considérer que les importations d'électricité à partir du marché américain, tout comme la production à Tracy, ne constituent que des palliatifs à court terme qu'il faut éliminer des scénarios à long terme. C'est donc parmi les autres options analysées qu'il faut choisir une combinaison permettant de cumuler la nouvelle capacité de production requise de 40 TWh entre 1997 et 2007.

Quant aux économies d'énergie déjà ciblées, Hydro-Québec en a déjà incorporé l'effet à ses prévisions de vente. L'AQPER ne possède pas assez d'information pour évaluer la possibilité d'économies additionnelles mais recommande que le plan de ressources en tienne compte selon des règles de coûts évités identiques à ce qui est proposé ici.

Chacun des trois scénarios présentés ci-après incorpore le retour espéré à l'hydraulicité normale qui permettrait une quantité annuelle additionnelle de 12 TWh, tel qu'énoncé au **Plan stratégique 1998-2002**.

SCÉNARIO A - Cycles combinés au gaz naturel

Un premier cas, désigné **SCÉNARIO A**, suppose qu'il sera impossible de réaliser d'ici 2006 un grand projet comme Grande Baleine, NBR ou Churchill. Compte tenu des contraintes indiquées sous les deux autres scénarios, ce premier cas semble de loin le plus probable. Il est illustré au tableau 7-3.

On voit qu'il faudra y incorporer d'ici 2006 une part importante (14,4 TWh) de production provenant de centrales à cycle combiné au gaz naturel pour répondre aux besoins d'énergie, ce qui signifie un coût évité de **6,0 ¢/kWh**.

**Tableau 7- 3 : Établissement du coût évité
scénario A : recours partiel au thermique**

Moyens de production	TWh	TWh cumulés	¢/ kWh de 1998
Hydraulicité normale	12,0	12,0	0
Ste-Marguerite Phase 1	2,0	14,0	4,2
Détournement et divers projets de petite et moyenne taille	6,0	20,0	4,4
Eastmain-1	2,7	22,7	4,5
Haut-St-Maurice	2,9	25,6	4,5
Cycles combinés au gaz naturel	14,4	40,0	6,0

SCÉNARIO B - Churchill

Un second scénario, le **SCÉNARIO B** serait celui où Hydro-Québec décide d'utiliser pour ses propres besoins une partie importante (14,4 TWh) de la production des nouveaux projets sur la rivière Churchill, et que ce projet puisse effectivement se réaliser au coût actuellement prévu et à temps pour produire vers 2006-2007. Ce scénario implique également que Terre-Neuve renoncerait à sa part de la production sinon les quantités annoncées jusqu'ici pour la part d'Hydro-Québec ne seraient pas suffisantes et on retomberait au scénario A.

Dans ce cas le coût évité, tel qu'indiqué à la section 7.2.6, serait de **5,0 ¢/kWh** en valeur de 1998.

**Tableau 7- 4 : Établissement du coût évité
scénario B : recours au projet Churchill**

Moyens de production	TWh	TWh cumulés	¢/ kWh de 1998
Hydraulicité normale	12,0	12,0	0
Ste-Marguerite Phase 1	2,0	14,0	4,2
Détournement et divers projets de petite et moyenne taille	6,0	20,0	4,4
Eastmain-1	2,7	22,7	4,5
Haut-St-Maurice	2,9	25,6	4,5
Rivière Churchill	14,4	40,0	5,0

SCÉNARIO C – Grande Baleine

Le troisième cas, désigné **SCÉNARIO C** présume qu'Hydro-Québec comblera tous ses besoins d'ici 2007 avec un grand projet hydroélectrique comme celui de Grande Baleine, sans avoir recours ni à la production de Churchill ni à la production thermique. Compte tenu des obstacles prévisibles vis-à-vis les communautés locales, des processus d'approbation environnementale applicables tant au niveau fédéral que québécois ainsi que des délais de construction, ce scénario apparaît le moins probable.

Le coût évité de la tranche la plus coûteuse serait donc alors de **4,5 ¢/kWh** comme on le voit au tableau 7-5.

**Tableau 7- 5 : Établissement du coût évité
scénario C : Recours exclusif à l'hydraulique**

Moyens de production	TWh	TWh cumulés	¢/ kWh de 1998
Hydraulicité normale	12,0	12,0	0
Ste-Marguerite Phase 1	2,0	14,0	4,2
Détournement et divers projets de petite et moyenne taille	6,0	20,0	4,4
Eastmain-1	2,7	22,7	4,5
Haut-St-Maurice	2,9	25,6	4,5
Grande-Baleine	14,4	40,0	4,4

7.2.9. Coûts évités exprimés sous forme d'annuité croissante

Les valeurs de coût évité découlant des scénarios ci-dessus correspondent à des annuités constantes 1998, c'est-à-dire qu'elles reflètent une valeur qui n'est plus sujette à l'inflation par la suite. Pour les comparer à la formule de prix proposée pour la petite production hydraulique, il faut les convertir en annuités croissantes indexées à 1,5%.

On effectue cette conversion comme suit :

On établit le flux monétaire d'un versement de 100 \$, indexé annuellement à 1,5%, payable annuellement de 1998 à 2024 :

le versement de 1999 sera de 101,50 \$,
le versement de 2000 sera de 103,00 \$,
le versement de 2001 sera de 104,60 \$,

et ainsi de suite jusqu'en 2024,

le versement de 2024 sera de 147,30\$.

On calcule alors la valeur actualisée 1998 de ce flux monétaire (au taux de 9%), ce qui correspond à 1 138,79 \$ que l'on convertit en annuité constante, à 9% sur la même période 1998 à 2024, annuité qui revient à 113,58 \$ par année.

La relation entre les deux concepts est donc de 100/113,58 soit 88%. Une annuité constante de 6¢/kWh devient donc équivalente à l'annuité croissante de 5,3 ¢/kWh.

Tableau 7- 6 : Résumé des scénarios de coûts évités en ¢/kWh de 1998

	Annuité constante	Annuité croissante à 1,5%
SCÉNARIO A – Gaz naturel	6,0	5,3
SCÉNARIO B - Churchill	5,0	4,4
SCÉNARIO C – Grande Baleine	4,5	4,0

8. Avantages économiques

8.1. Principaux avantages

L'objectif avancé par le gouvernement est clairement celui de maintenir l'industrie de la petite production hydraulique pour en favoriser les retombées économiques, surtout en région, et favoriser l'exportation du savoir-faire.

C'est dans cette optique que nous allons d'abord en **8.2** dresser un inventaire de cette industrie qu'il faut maintenir, faire en **8.3**, une évaluation des retombées économiques et revenus gouvernementaux puis explorer, en **8.4**, le potentiel d'exportation du savoir-faire québécois dans ce domaine.

Enfin, en **8.5**, nous ferons l'intégration de ces facteurs en fonction de leur impact éventuel sur l'acceptabilité sociale du prix à payer pour la quote-part.

8.2. Description de l'industrie québécoise de la petite production hydraulique

8.2.1. La composition de l'industrie

L'industrie québécoise de la petite production hydraulique est composée de nombreux intervenants, incluant les propriétaires/exploitants de centrales, les promoteurs, les ingénieurs conseils, les experts en environnement, les fabricants d'équipements, les entrepreneurs généraux et sous-traitants spécialisés, les conseillers juridiques et financiers et les institutions financières qui financent les projets.

L'**ANNEXE F** contient la liste des firmes qui constituent l'essentiel de cette industrie et dont la grande majorité sont membres de l'AQPER.

Dans plusieurs cas il s'agit de firmes de services couvrant une large gamme d'activités autres que la petite production hydraulique, mais qui ont développé des cellules d'expertise spécialisée dans ce secteur spécifique. Cette expertise est souvent concentrée chez un nombre restreint d'individus qui ont besoin de poursuivre leurs activités dans ce domaine précis pour la conserver et la développer davantage.

Il faut souligner la présence de deux importants manufacturiers de turbines pour petites centrales qui se sont installés au Québec à cause du volume engendré par l'APR-91. Ils fabriquent ici des machines destinées à divers pays. La continuité de leur présence sera difficile à assurer si le marché local ne continue pas à la justifier.

Principaux intervenants de l'industrie québécoise de la petite production hydraulique :

Producteurs	27
Producteurs de 5 MW ou plus	10
Turbiniers internationaux installés au Québec	2
Sous-traitants de turbiniers (estimation)	50
Entrepreneurs généraux ayant construit des petites centrales au Québec	8
Sous-traitants de ces entrepreneurs généraux	150
Firmes d'ingénierie ayant réalisé des petites centrales au Québec	10
Firmes ayant réalisé des études environnementales pour des petites centrales au Québec	7
Avocats spécialisés	8

L'**ANNEXE B** présente les centrales actuellement en exploitation, classées par promoteur ou propriétaire. La grande majorité des installations appartiennent à des firmes québécoises. On compte environ 25 producteurs québécois, dont 7 qui exploitent une capacité de plus de 10 MW.

Ces producteurs ont vécu le processus de négociation des contrats, du montage de financement, de la gestion de réalisation des projets et de l'optimisation des processus d'exploitation et d'entretien. Ils ont également appris à maîtriser les défis de performance environnementale et les relations avec les communautés locales. Ils représentent un atout pour le Québec, sur le plan international, qui se compare à ce que seulement quelques autres pays ont réussi à développer dans le domaine hydraulique.

Une autre composante du savoir-faire québécois à protéger et valoriser se trouve à l'intérieur d'Hydro-Québec même. Suite à l'expérience acquise avec l'APR-91, on y retrouve aujourd'hui un bon nombre d'experts en négociation et gestion de contrats d'achat d'énergie auprès de producteurs privés et en activités connexes. Déjà, ce savoir-faire peut aider au montage des projets d'Hydro-Québec International.

Un autre centre d'expertise qu'il convient également de reconnaître et de valoriser se retrouve au MRN et au MEF où des gestionnaires et spécialistes ont pu développer des processus et des connaissances dans leurs domaines respectifs, en regard de l'aménagement de rivières pour des fins de petite production hydraulique.

8.2.2. Le niveau minimal requis pour maintenir l'industrie

Une industrie comme celle de la petite production hydraulique est formée de nombreuses spécialités. Pour chacune de ces spécialités, une diversité minimale de participants est nécessaire pour assurer la concurrence et l'efficacité.

La taille du marché doit être suffisante pour soutenir cet ensemble. L'AQPER considère que le premier cycle de développement découlant de l'APR-91 a permis l'établissement d'un niveau minimum avec, en moyenne à une réalisation annuelle de l'ordre de 50 MW installés (37 MW souscrit) par année pour un cumulatif de 55 projets en 5 ans.

L'AQPER considère donc qu'il faut maintenir un niveau d'activité équivalent au cours des prochaines années pour éviter la disparition de joueurs essentiels. Sans la présence active et continue de tels joueurs, l'industrie perdra sa masse critique de survie. Elle ne pourra plus profiter d'une base locale pour soutenir les efforts d'exportation et même les projets restants au Québec risquent d'être de plus en plus à la merci d'intervenants extérieurs.

Le volume d'activité dépend davantage du nombre de projets que de leur taille. Le bloc de **300 MW** proposé pour la quote-part permettra la réalisation, au maximum, d'une vingtaine de projets, ce qui correspond à peine au minimum vital.

8.3. Retombées économiques

8.3.1. Retombées du volet construction de l'APR-91

Les retombées économiques de la petite production hydraulique ont fait l'objet d'expertises distinctes à l'occasion des audiences de la *Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès des producteurs privés*.

Un premier rapport a alors été présenté par l'APPHQ (devenue l'AQPER) qui se basait sur une étude réalisée en 1996 par M. Gilles Joubert, économiste de la firme Les Conseillers ADEC inc. Cette étude, effectuée selon les normes habituelles en utilisant le modèle intersectoriel du Bureau de la statistique du Québec a porté sur un échantillonnage de trois projets typiques. En janvier 1999, M. Joubert a effectué pour l'AQPER une mise à jour de l'étude, incluant l'application de la plus récente version du modèle intersectoriel.

Les résultats de l'étude ont été extrapolés par l'APPHQ sur la base du programme total de l'APR-91 (équivalent à environ 260 MW de puissance installée). Les résultats obtenus qui portent sur l'impact de la phase construction seulement, sont présentés au tableau qui suit.

Tableau 8 - 1 : Retombées économiques du programme de petite production hydraulique de l'APR-91 (volet construction)

	Étude de 1996	Mise à jour 1999
Coût total de construction	539 millions \$	539 millions \$
Emplois Années directs et indirects	5729	6235
Emplois Années induits	1204	1228
Emplois Années au total	6933	7462
Retombées en valeur ajoutée au coût des facteurs (au total)	422 millions \$	439 millions \$
Recettes gouvernementales Québec (au total)	72 millions \$.	80 millions \$.

On trouvera en, **ANNEXE E**, copie de l'étude de M. Joubert, mise à jour en janvier 1999, ainsi que du rapport de l'APPHQ.

La commission d'enquête avait d'autre part retenu les services de son propre expert, M. Denis Durand, associé principal de la firme de conseillers en placements

Jarislowsky Fraser et compagnie. Ses conclusions rejoignent celles de M. Joubert. (RCE page 235).

D'autre part, le document d'Hydro-Québec intitulé **Moyens de production – Plan de développement 1993**, (page 105) dont on trouvera les extraits pertinents en **ANNEXE J**, évalue la création d'emplois directs et indirects associée aux petites centrales hydrauliques à 11 années-personnes par million de \$(92) investis, donc environ 5900 au total, ce qui recoupe les résultats du tableau 8-1.

Le rapport de l'APPHQ en **ANNEXE E-2** (page 4) présente les résultats d'une analyse des coûts de projets par catégorie de dépenses. On y établit qu'environ **50%** des retombées évaluées se retrouvent dans la région où le projet se situe, le reste étant principalement ailleurs au Québec.

8.3.2. Retombées du volet exploitation de l'APR-91

Quant aux retombées économiques associées à l'exploitation, les données recueillies pour le Rapport de l'APPHQ indiquent la création en moyenne de 3.3 emplois directs et indirects permanents par centrale, soit 182 emplois pour le bloc hydraulique de l'APR-91.

Pour calculer les revenus gouvernementaux directs découlant de l'exploitation, l'APPHQ, à partir d'un échantillonnage des coûts d'exploitation réels des mêmes trois centrales, a établi les pourcentages suivants par rapport au revenu brut :

Taxes foncières :	3,0 %
Taxe sur le capital :	5,5 %
Droits d'eau :	6,0 %
Impôts sur le revenu :	<u>3,6 %</u>
TOTAL :	18,1 %

8.3.3. Retombées du bloc proposé de 300 MW

◆ Volet construction

Comme la taille de la quote-part proposée de petite production hydraulique recommandée par l'AQPER se trouve pratiquement identique à celle du programme décrit ci-dessus, les retombées seront du même ordre de grandeur. Elles sont évaluées au prorata du coût total de construction. L'effet sur l'emploi est ajusté pour l'inflation. Les résultats sont présentés au tableau 8-2 ci-dessous.

Tableau 8 - 2 : Retombées économiques associées au volet construction du bloc proposé de 300 MW

	APR-91 Mise à jour 1999	Bloc proposé de 300 MW
Coût total de construction	539 millions \$	595 millions \$
Emplois Années directs et indirects	6235	6350
Emplois Années induits	1228	1250
Emplois Années au total	7462	7600
Retombées en valeur ajoutée au coût des facteurs (au total)	439 millions \$	484 millions \$
Recettes gouvernementales Québec (au total)	80 millions \$.	89 millions \$.

◆ Volet exploitation

Pour ce qui est des revenus gouvernementaux du Québec associés directement à l'exploitation, ils ont été calculés de façon détaillée dans le cadre de l'exercice d'évaluation du coût de production des projets. Pour les impôts sur le revenu, il s'agit d'une moyenne annuelle sur la période de 20 ans, peu d'impôts étant exigibles en début de période.

Tableau 8- 3 : Revenus annuels du gouvernement du Québec associés au volet exploitation du bloc proposé de 300 MW

	En % du revenu brut (*)	Total en millions \$ (1998)	Total en ¢/kWh (1998)
Taxes foncières :	3,0 %	2,1	0,14
Taxe sur le capital :	5,4 %	3,8	0,24
Impôts sur le revenu :	4,9 %	3,5	0,22
Sous-total		9,4	0,60
Droits d'eau :	6,7 %	4,7	0,30
TOTAL :	19,9 %	14,1	0,90

(*) Sur la base du prix de vente moyen prévu, en valeur 1998 indexée à 1,5% par la suite.

On voit que ces résultats recourent les conclusions de l'étude sur les trois centrales de l'APR-91 présentées plus haut en 8.3.2.

Quant à la création d'emplois permanents pendant l'exploitation, on parle d'environ 20 centrales, à 3,3 emplois par centrale, donc 66 emplois permanents.

8.3.4. Comparaison des retombées économiques avec les scénarios étudiés.

Pour fins de comparaison avec les scénarios de programmes évités d'Hydro-Québec, il serait faux de prétendre que la totalité des retombées doivent être créditées à la quote-part. Il s'agit de déterminer les retombées différentielles entre les programmes.

◆ Volet construction

Une façon simple d'estimer ce **différentiel** pour le volet construction serait de le considérer proportionnel au prix de l'énergie tout en incorporant certains ajustements qui reflètent la spécificité des projets. Le multiplicateur ainsi applicable à chacun des scénarios est calculé ci-dessous :

	Bloc proposé de 300 MW	Scénario A Gaz naturel	Scénario B Churchill	Scénario C Grande baleine
Prix de l'énergie en ¢/kWh	4,5	5.3	4.4	4,0
A Prix relatif	100%	117 %	98 %	88 %
B Ajustement	-	24 % (1)	50 % (2)	100 %
C Multiplicateur A x B	-	28 %	49 %	88 %

(1) Pour un cycle combiné, le coût de construction représente 24 % du prix (voir **Annexe I**)

(2) On suppose un maximum de 50% des retombées au Québec.

Les résultats de cet exercice apparaissent au tableau 8-4. Les chiffres présentés sont arrondis au niveau présenté mais les calculs ont été faits à partir des valeurs sources. Il peut en résulter de légères différences apparentes.

Tableau 8 - 4 : Retombées économiques additionnelles du volet construction du bloc proposé de 300 MW par rapport aux 3 scénarios étudiés

	Scénario A Gaz naturel	Scénario B Churchill	Scénario C Grande baleine
Emplois Années du bloc de 300 MW	7600	7600	7600
Emplois-années du scénario	2141	3717	6691
Emplois-années additionnels	5459	3883	909
Retombées du bloc de 300 MW (millions \$)	484	484	484
Retombées du scénario (millions \$)	136	237	426
Retombées additionnelles (millions \$)	348	247	58
Recettes gouv. du bloc de 300 MW (millions \$)	89	89	89
Recettes gouv. du scénario (millions \$)	25	44	78
Recettes gouv. Additionnelles	64	45	11
Recettes gouv. additionnelles en ¢/kWh (1)	0,28	0,20	0,05

(1) Les recettes sont annualisées au taux de 7% pour incorporer le calcul des recettes gouvernementales aux comparaisons en terme de ¢/kWh.

◆ Volet exploitation

Dans le calcul des revenus gouvernementaux québécois additionnels associés à l'exploitation des centrales proposées, on applique 100% à la valeur additionnelle pour les droits d'eau et l'impôt sur le revenu qui ne sont pas payables par Hydro-Québec. Pour les taxes foncières qui sont en fonction du prix de l'énergie, elles sont proportionnelles à la différence de prix. Pour la taxe sur le capital, on utilise les mêmes pourcentages qu'au tableau 8-4.

Tableau 8– 5 : Revenus annuels additionnels du gouvernement du Québec associés au volet exploitation du bloc proposé de 300 MW exprimés en ¢/kWh de 98

	Bloc proposé	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
Taxes foncières (1)	0,14	0	0	0
Taxe sur le capital (2)	0,24	0,17	0,12	0,03
Impôts sur le revenu (3)	0,22	0,22	0,22	0,22
Sous-total	0,60	0,39	0,34	0,25
Droits d'eau (4)	0,30	0,30	0,30	0,30
TOTAL :	0,90	0,69	0,64	0,55

(1) Pas de différence pour le gouvernement car le taux s'applique aux revenus bruts d'Hydro-Québec.

(2) Selon les mêmes proportions que les retombées au tableau 8-4.

(3) Seuls les producteurs privés paient l'impôt sur le revenu. Le dividende d'Hydro-Québec n'est pas modifié.

(4) Seuls les producteurs privés paient des droits d'eau au gouvernement

8.4. L'exportation du savoir-faire

8.4.1. Témoignage sur le potentiel d'exportation

Pour mieux éclairer la question du potentiel d'exportation de l'expertise québécoise dans le domaine de la petite production hydraulique, l'AQPER croit qu'il est d'abord opportun de présenter un sommaire de la comparution, en 1996, devant la **Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès des producteurs privés** de M. Henri-Paul Martel.

Ce sommaire est tiré du bulletin d'information périodique de l'APPHQ. M. Martel était alors président de l'APPHQ et il est aujourd'hui vice-président à Hydro-Québec International.

« Lors de la première comparution les 6 et 7 juin derniers, les commissaires se sont montrés intéressés à obtenir des informations additionnelles sur le potentiel d'exportation de l'expertise québécoise dans le domaine des petites centrales.

Le 16 août, Henri-Paul Martel a présenté à la Commission une liste de projets québécois susceptibles de faire l'objet de contrats à l'étranger.

Situés en Indonésie, au Costa Rica, aux Philippines, au Pakistan, en Slovénie, en Roumanie, à Cuba, en Colombie et au Guatemala, ces projets totalisent une capacité de 1 488 MW et possèdent une valeur estimée potentielle de 1 546 Millions \$ US. (1,5 milliard \$)

Plusieurs firmes québécoises ont choisi d'établir un partenariat avec Hydro-Québec International (HQI), qui jouit d'une réputation enviable au plan international. Les producteurs privés sont toujours majoritaires dans ces projets, car ils prennent des risques financiers plus importants, ils peuvent agir de façon plus rapide et directe qu'HQI et qu'ils détiennent un meilleur savoir-faire quant aux petits projets, alors que l'expertise d'Hydro-Québec concerne surtout les grands projets.

M. Martel a aussi fait valoir qu'avant l'avènement des petites centrales, les firmes québécoises ne pouvaient aspirer qu'à obtenir de 8 à 10 % de la valeur d'un projet réalisé à l'étranger, ne détenant des compétences qu'au niveau de l'ingénierie et de la réalisation d'études. Aujourd'hui les promoteurs québécois disposent du savoir-faire qui leur permet de réaliser 100 % des projets.

En effet, de nos jours, la demande est aux projets privés de type « BOO » (Build Own and Operate). Dans ces cas, le promoteur privé doit développer, faire les études nécessaires, l'ingénierie, la construction, l'opération et le financement de son projet. L'énergie est ensuite vendue au kWh à une utilité publique par le biais d'un contrat à long terme. « C'est cette expérience que le Programme des petites centrales du M.R.N. et la relation contractuelle des producteurs avec Hydro-Québec ont permis de développer. Cette expertise de producteurs privés acquise ici nous permet maintenant d'exporter le

« know-how » et de faire compétition de façon efficace aux autres pays, en particulier avec les États-Unis, la France, la Corée, l'Australie, les Philippines et le Japon ».

Les retombées au Québec de ces projets internationaux peuvent être importants puisque hormis les retombées associées à l'ingénierie et à la gestion des projets, il y a de nombreux fabricants qui sont susceptibles de répondre adéquatement aux divers besoins sur le marché international.

« Malgré le caractère avant tout économique que revêt l'achat d'équipement, il est naturel de mener les affaires avec un fabricant que l'on connaît et qui offre un produit que l'on sait pertinemment de qualité » a conclu M. Martel. »

L'apprentissage et l'acquisition de connaissances lors du montage, du financement et de la réalisation par des promoteurs indépendants de plus de 50 petits projets hydrauliques depuis 1990 donnent au Québec un avantage intéressant à cet égard.

8.4.2. Sondage auprès des intervenants à l'international

Pour appuyer l'argumentation sur des faits concrets l'AQPER a effectué un sondage auprès de plusieurs participants québécois actifs au plan international afin d'identifier les dossiers et les projets d'intérêt actuel ou futur, en fonction des pays, de la taille, des coûts ou revenus prévus, du degré d'avancement du dossier et la nature de l'implication.

L'**ANNEXE N-2** présente une compilation des résultats. Pour protéger le volet confidentiel de l'information, ces résultats sont présentés sous forme agrégée seulement. Un certain nombre d'autres projets faisant l'objet de concurrence active n'ont pas pu être signalés.

Les données portent sur des dossiers de petite production hydraulique à l'extérieur du Québec.

Les faits saillants de ce sondage sont les suivants :

- ◆ Un total de 109 projets ou dossiers actifs ont été signalés dans 36 pays différents.
- ◆ De ce total, 17 sont en construction ou les contrats sont déjà signés.
- ◆ Les 92 autres dossiers, qui constituent le marché activement ciblé comprennent 32 dossiers de fournisseurs de produits et services et 60 projets de promoteurs.
- ◆ La taille moyenne des projets indiqués est de 33 MW installés, soit 29 MW pour les dossiers de fournisseurs et 34 MW pour les projets des promoteurs.
- ◆ Le coût moyen des projets se situe à 2 millions \$ du MW installé.

8.4.3. Volume d'exportation

L'AQPER évalue que, grâce au maintien de l'industrie avec la quote-part proposée, celle-ci décrochera, au strict minimum, 10% du potentiel activement ciblé par des promoteurs et entre 10 et 20% de celui qui est ciblé par les fournisseurs de produits et services.

Les retombées économiques au Québec de ces projets incluent la réalisation ici d'activités comme :

- les estimations de coûts, des études de faisabilité et d'avant-projet,
- le montage des dossiers de financement et de vente d'électricité,
- les cautionnements et assurances,
- une partie importante des travaux d'ingénierie,
- une partie de la fabrication d'équipements électromécaniques,
- la direction de projet et de la supervision
- une partie de l'entreprise générale de construction et de la sous-traitance.

Une analyse spécifique effectuée par un promoteur (**ANNEXE N-1**) indique un contenu québécois type de plus de 46% du coût total de ces projets.

De façon prudente, l'AQPER retient une proportion québécoise de 40% de la valeur des projets auxquels participeront les promoteurs québécois. Dans les cas des fournisseurs de produits et services, ce pourcentage peut varier de 10 à 30% selon les cas.

Compte tenu de ces paramètres et considérant le statut annoncé pour chacun des projets, l'AQPER projette un volume total d'exportation tel que calculé au tableau 8-6. L'AQPER estime, de façon conservatrice qu'un minimum de ce 50% de ce volume sera conditionnel au maintien de l'industrie grâce au programme local proposé.

Le tableau 8-6 présente les résultats projetés.

Tableau 8 – 6 : Volume d'exportations projeté

	Nombre de projets	MW moyen	MW total	Coût en millions \$ (1)	% obtenu (2)	% contenu	Volume en millions \$
Promoteurs	68	33	2244	4488	20	40	360
Entrepreneurs	2	23	46	92	30	30	8
Fabricants	17	28	476	952	20	20	38
Ingénieurs	22	24	528	1056	40	10	42
TOTAL	109	30	3294	6588			448

(1) Basé sur un coût moyen de 2 millions \$ du MW installé.

(2) Basé sur une analyse de la répartition des projets en cours, signés ou avec lettre d'intention.

Le volume d'exportation additionnel projeté sera donc 50% de 448 millions \$, soit 224 millions \$.

8.4.4. Retombées économiques des exportations additionnelles

Avec un volume additionnel de 224 millions de \$, les retombées économiques des exportations peuvent être calculées au prorata des coûts. Les résultats sont présentés au tableau 8-7.

**Tableau 8- 7 : Retombées de l'exportation additionnelle du savoir-faire
Pour une période de 5 ans**

Revenus d'exportation	224 millions \$.
Emplois Années au total	3099
Retombées en valeur ajoutée au coût des facteurs (au total)	182 millions \$.
Recettes gouvernementales Québec (au total)	33 millions \$. ou 0,15 ¢/kWh (1)

(1) le montant global est annualisé au taux de 7% et réparti sur la production annuelle du bloc de 300 MW proposé.

Les démarches de développement international en cours par plusieurs membres de l'AQPER confirment le potentiel d'exportation du savoir-faire dans ce domaine. Toutefois les firmes québécoises n'auront de succès sur le marché international que si elles jouissent d'une base solide avec un volume d'affaires local suffisant pour permettre :

- de maintenir et de continuer à développer l'expertise,
- de soutenir un réseau de fournisseurs de biens et services connexes et de retenir au Québec les fabricants qui auront autrement tendance à se déplacer près des marchés.
- d'assurer une crédibilité suffisante auprès des clients internationaux potentiels.

Au Québec, la construction de grands ouvrages hydroélectriques au cours du dernier demi-siècle est à l'origine de plusieurs importantes sociétés de génie conseil, de fabrication et de construction dont la réputation et le succès au plan mondial sont incontestables. Le programme de petite production hydraulique peut jouer un rôle de même nature au niveau des nouvelles spécialités qui y sont associées.

8.5. Consolidation des bénéfices économiques.

Les données établies dans les sections qui précèdent sont consolidées aux tableaux qui suivent.

Tableau 8- 8 : Apports fiscaux additionnels et redevances sur les droits d'eau pour le gouvernement du Québec exprimés en ¢/kWh

NATURE	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
Apports fiscaux découlant de la construction (tableau 8-4)	0,28	0,20	0,05
Apports fiscaux découlant de l'exploitation (excl. droits d'eau) (tableau 8-5)	0,39	0,34	0,25
Perception des redevances hydrauliques (tableau 8-5)	0,30	0,30	0,30
Apports fiscaux découlant des exportations (tableau 8-7)	0,15	0,15	0,15
TOTAL	1,12	0,99	0,75

Tableau 8- 9 : Synthèse des retombées économiques additionnelles au Québec (en millions \$)

	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
Retombées découlant de la construction (tableau 8-4)	348	247	58
Retombées découlant des exportations (tableau 8-7)	182	182	182
TOTAL	530	429	240

**Tableau 8- 10 : Synthèse des emplois additionnels créés au Québec
(en emplois-années)**

	Bloc proposé vs scénario A Gaz naturel	Bloc proposé vs scénario B Churchill	Bloc proposé vs scénario C Grande Baleine
Emplois découlant de la construction (tableau 8-5)	5459	3883	909
Emplois découlant des exportations (tableau 8-7)	3099	3099	3099
TOTAL	8558	6982	4008

Les emplois-années indiquées ci-dessus incluent les emplois directs, indirects et induits.

Pour ce qui est des retombées économiques et de la création d'emplois liés à l'exploitation, nous ne disposons pas des renseignements nécessaires relatifs aux scénarios A, B et C pour établir une comparaison valable.

9. Justification environnementale

La justification environnementale du programme proposé est basée sur l'argumentation suivante, qui est discutée plus en détail dans les sections qui suivent :

- ◆ la petite production hydraulique est une filière énergétique privilégiée dans le contexte du développement durable et de la planification intégrée des ressources ;
- ◆ le bilan des projets réalisés en vertu de l'APR-91 démontre que ces projets ont beaucoup de retombées positives ainsi que des impacts environnementaux acceptables et gérables ;
- ◆ l'évolution du contexte de réalisation des projets permet d'affirmer qu'il en sera de même pour les futurs projets.

9.1. L'hydroélectricité, une filière privilégiée

9.1.1. L'hydroélectricité dans le monde

L'**ANNEXE L-1** présente quelques références, tirées de rapports de commissions et d'organismes internationaux, qui établissent que :

- ◆ le recours massif aux énergies renouvelables est la seule solution pour limiter les émissions de gaz à effet de serre ;
- ◆ parmi les sources disponibles, les projets hydroélectriques sont privilégiés pour la production d'électricité, **particulièrement la petite production hydraulique** ;
- ◆ la petite production hydraulique est une solution qui convient particulièrement bien au développement économique de plusieurs pays.

9.1.2. L'hydroélectricité en Amérique du Nord

L'**ANNEXE L-2** fait état de nombreuses références qui démontrent qu'aux États-Unis :

- ◆ plusieurs états ont adopté des politiques et des lois pour obliger les compagnies d'électricité à avoir des quotas d'énergies renouvelables dans leurs approvisionnements énergétiques ;
- ◆ les énergies renouvelables incluent la petite production hydraulique qui, selon les cas, est limitée à 30 ou à 100 MW ;
- ◆ les grosses centrales hydroélectriques ne sont dans aucun cas considérées comme des sources d'énergie renouvelable
- ◆ il existe aussi de nombreux programmes pour inciter la clientèle à acheter de l'énergie verte.

D'autre part, au Canada :

- ◆ dans son programme d'action sur les changements climatiques, le gouvernement fédéral s'est donné un programme d'approvisionnement d'énergie verte, qui inclut les centrales hydroélectriques d'une puissance inférieure à 20 MW ;
- ◆ Ontario Hydro s'est donné un programme pour encourager sa clientèle à acheter de l'énergie verte, qui inclut les petites centrales hydroélectriques au fil de l'eau.

9.2. La performance environnementale de la petite production hydraulique

9.2.1. Bilan des projets réalisés en vertu de l'APR-91

L'AQPER a effectué une enquête auprès des propriétaires ou exploitants des projets hydroélectriques qui ont été réalisés dans le cadre de l'appel de proposition APR-91, dans le but d'établir un bilan des impacts réels constatés ou prévus de la construction, de la présence et de l'exploitation de ces projets.

Le projet Wemindji n'a pas été considéré, puisqu'il est en réseau non relié ; on n'a pas inclus non plus les projets Rapides Deschênes et Riverin pour lesquels des contrats ont été signés mais dont la construction n'a pas débuté. L'enquête couvre donc les 52 autres aménagements, qui totalisent 253 MW de puissance installée ; 14 d'entre eux sont des sites publics issus du programme des petites centrales du MRN ; les autres sont des sites privés ou semi-publics.

En ce qui concerne les aspects fauniques, la liste des projets a été transmise à la Direction de la coordination opérationnelle du MEF ainsi qu'à toutes les directions régionales concernées du ministère, en leur demandant d'indiquer pour chaque projet, compte tenu des mesures d'atténuation ou de mise en valeur qui ont été appliquées, si le ministère a constaté ou s'il a été porté à sa connaissance des faits relatifs aux principaux enjeux environnementaux.

Dans plusieurs cas, les impacts sont comparés à ceux qui sont associés à 21 centrales au fil de l'eau (ou avec faible marnage) de moyenne ou de grande envergure qui appartiennent à Hydro-Québec et qui totalisent 7319 MW de puissance installée. En ce qui concerne les infrastructures (routes et lignes) qui ont été requises, les projets de l'APR-91 ont été comparés globalement avec celles qui ont été réalisées pour le Complexe La Grande (1975).

L'**ANNEXE M** contient le rapport complet qui présente la méthodologie, les résultats, l'analyse et les conclusions de cette démarche.

Sauf pour les projets de Côte Sainte Catherine, et de Saint-Lambert, sur les terrains de la Voie Maritime, qui n'étaient pas assujettis à la procédure provinciale, un certificat d'autorisation du MEF était requis pour la réalisation de tous les projets, en général en vertu de l'article 22 de la Loi puisqu'ils n'impliquaient pas :

- ◆ une centrale de plus de 10 MW de puissance installée ;
- ◆ la création d'un réservoir de plus de 50 000 m² ;
- ◆ des travaux d'excavation, de dragage ou de remblais en milieu aquatique sur une superficie de plus de 5000 m² ou une longueur de plus de 300 mètres linéaires ;
- ◆ des lignes de transport d'énergie de 315 kV ou plus ;
- ◆ des chemins d'accès de plus de 35 mètres d'emprise.

Parmi les projets réalisés, seuls 2 projets (Chaudière et Coulonge) étaient assujettis à l'article 31, avec consultation et audiences publiques, parce qu'ils avaient plus de 10 MW de puissance installée. Un autre projet, celui de Val Jalbert, a été assujetti à des audiences publiques et sa réalisation a été abandonnée suite au rapport du BAPE.

9.2.2. Bilan des impacts

Les analyses et discussions de l'annexe M permettent d'établir le bilan suivant des impacts environnementaux des 52 projets hydroélectriques réalisés en vertu de l'APR-91 (excluant le site non relié et les deux sites où la construction n'a pas été entreprise) :

- ◆ ces projets ont requis la construction de 33% moins de routes d'accès par MW installé que le complexe La Grande, donnant accès à plus d'endroits, dans plus de coins de la province et pour le bénéfice d'un plus grand nombre de personnes ;
- ◆ ils ont nécessité la construction de deux fois moins de lignes de raccordement que le complexe La Grande, par MW installé ; ces lignes, à 25 et 69 kV, ont d'autre part des impacts environnementaux d'un ordre de grandeur tout à fait différent de ceux des lignes à 735 kV ;
- ◆ les tronçons de rivières à débit réduit de ces projets sont assujettis à des conditions de réalisation pour maintenir la qualité des habitats aquatiques et l'aspect visuel, ce qui n'est pas le cas avec les 21 centrales de moyenne et de grande puissance qui peuvent servir de comparaison ;
- ◆ ils n'ont occasionné aucune inondation significative, alors que les 21 centrales de référence ont inondé en moyenne une superficie de 8,5 hectares par MW installé, impliquant des impacts importants sur les habitats, le domaine bâti, l'utilisation des sols, le patrimoine, etc. ; si elles avaient été du même type, les centrales de l'APR-91 auraient inondé 21,5 km² de territoire ;
- ◆ il n'y a aucun cas de potentiel ou de pratique d'activités d'eau vive (canot, kayak) qui aurait été diminué et à la limite perdu à la suite de la réalisation de l'un ou l'autre des projets ; dans 6 cas, les projets auraient favorisé ces activités ; en comparaison, les 21 projets de référence ont entraîné la disparition de 959 mètres de dénivellation, principalement de chutes, de rapides et d'eaux vives ;
- ◆ dans 9 cas, les projets ont été l'occasion de consolider ou de développer des sites récréotouristiques d'importance majeure dans leur région ou leur localité ; 17 autres projets ont fait l'objet d'aménagements légers pour favoriser leur utilisation et leur fréquentation ; les

26 autres sont généralement situés sur des sites privés, industriels ou inaccessibles ; 6 centrales peuvent être visitées par le public ;

- ◆ le programme a permis la conservation des ouvrages et vestiges dans la totalité des 43 cas où il en subsistait ; dans 16 cas, une revitalisation ou une mise en valeur a été faite par les promoteurs ; il s'agit d'une contribution culturelle exceptionnelle à la conservation du patrimoine technologique, alors que 19 sites, souvent de grande valeur, ont été systématiquement démolis dans les années précédant l'APR-91 ;
- ◆ les projets sur des rivières à saumons ou à ouananiche ont eu des impacts positifs sur cette espèce ; dans deux cas, les conditions de migration ont été maintenues alors que dans cinq cas, ils permettent d'étendre le territoire accessible ;
- ◆ deux projets ont permis d'améliorer les conditions de montaison des anguillettes alors que des problèmes subsistent dans un autre cas ;
- ◆ en aucun cas, ces projets n'auraient réduit les possibilités de déplacement des espèces locales de poissons ; la situation serait inchangée dans 48 cas et améliorée dans 4 cas ; dans deux cas, les problèmes constatés sont ou seront corrigés et dans un autre, des solutions seront appliquées si le problème allégué par un chroniqueur est confirmé ;
- ◆ il n'y a aucun cas rapporté de mortalité ou de blessure qui aurait été causée par le passage de poissons dans les turbines ; par contre, quelques cas de placage sur les prises d'eau sont rapportés occasionnellement ; des dispositifs efficaces sont utilisés pour éviter que les espèces migratrices n'empruntent ce chemin ; dans deux cas, des améliorations et ajustements sont à l'étude ;
- ◆ il n'y aurait une perte nette d'habitat pour le poisson que dans deux cas, soit un où il s'agit d'habitats de faible qualité et l'autre qui par contre améliore une situation qui prévalait depuis le début du siècle ; dans 13 cas, on considère qu'il y a eu un gain net, soit par les mesures d'aménagement et les débits réservés dans les tronçons à débit réduit, soit par l'aménagement de frayères.

9.2.3. Les sites naturels et les sites déjà affectés par les aménagements

Les 52 projets de l'APR-91 visés par l'enquête ont été réalisés à :

- ◆ 7 sites naturels ou vierges
- ◆ 8 sites où des centrales ou des barrages avaient déjà été aménagés mais où il ne subsistait que des vestiges et où il n'y avait plus de barrage retenant l'eau ;
- ◆ 37 sites où il subsistait un barrage retenant l'eau.

Considérés sous un angle différent, on peut mentionner que 6 sites étaient situés sur 4 rivières qui n'avaient jamais été aménagées ou qui, si elles l'avaient été, ne comportaient plus de barrages.

La comparaison des résultats pour les 15 sites naturels ou avec vestiges avec ceux des 37 sites avec barrages fait ressortir que :

- ◆ la puissance moyenne installée par site est la même ;
- ◆ il y a beaucoup plus de lignes et de routes dans le premier cas, ce à quoi on pouvait s'attendre puisque ces sites n'étaient pas aménagés ou qu'ils étaient abandonnés depuis

longtemps ; comme on l'a vu plus haut, ces aspects ne soulèvent pas de préoccupations particulières ;

- ◆ les tronçons à débit réduit sont de 40% plus longs en moyenne dans le premier cas ; nous ne voyons pas d'explication logique à cette différence qui ne serait préoccupante que si les tronçons à débit réduit avaient eu des impacts significatifs sur les habitats fauniques, sur les activités d'eau vive et sur le potentiel récréo-touristique, ce qui ne semble pas être le cas, compte tenu entre autres des débits réservés qui y sont maintenus et de la pauvre qualité de ces milieux comme habitats de la faune ;
- ◆ les seuls cas d'inondation se retrouvent naturellement dans le premier groupe, puisque les barrages retenant l'eau ont été utilisés tels quels ; on a vu que cette inondation était de faible amplitude et n'entraînait aucun des impacts qui sont généralement associés aux grands rehaussements ;
- ◆ il y a autant sinon plus de cas d'impacts positifs dans les centrales du premier groupe, malgré leur plus petit nombre, quant à l'amélioration des conditions de migration et de déplacement des poissons et quant à la pratique d'activités d'eau vive ; l'explication qui pourrait être avancée est qu'il serait plus facile, dans un projet neuf, de planifier et d'incorporer des mesures de mise en valeur qui favorisent les autres ressources du site que dans un projet où les possibilités sont limitées par la façon dont le site a été aménagé initialement ;
- ◆ il ne semble pas y avoir de différence significative dans le cas des problèmes de mortalité de poissons, du bilan des habitats aquatiques et de la réalisation d'aménagements récréo-touristiques ; on peut d'ailleurs facilement concevoir que ces aspects dépendent plus des potentiels et caractéristiques de chaque site et soient relativement indépendants du type de site ;
- ◆ on comprendra finalement que le second groupe se distingue au chapitre de la conservation du patrimoine technologique et de la revitalisation de sites désaffectés, ce qui ne pourra évidemment jamais être le cas avec les sites naturels !

Nous concluons en définitive que pour ce qui est des projets réalisés sous l'APR-91, les différences entre les deux groupes ne sont pas si différentes pour que l'on puisse être justifié de militer de façon convaincue ou convaincante soit pour l'un, soit pour l'autre ou de dénigrer l'un ou l'autre.

L'expérience de ces projets permet plutôt de conclure que quel que soit le type de site, il y a moyen, avec une bonne concertation avec les gestionnaires des autres ressources, de planifier et de réaliser des aménagements qui permettent une coexistence, une mise en valeur et une utilisation harmonieuse de toutes les ressources d'un site.

Il y a par contre des cas où cette coexistence est très difficile, sinon impossible et où il faut et il faudra choisir entre une ressource et une autre ; à cet égard, il est utile de mentionner que 5 projets pour lesquels des contrats avaient été signés dans le cadre de l'APR-91 ont finalement été abandonnés pour des raisons environnementales, sans compter tous ceux qui ont été laissés de côté après une évaluation préliminaire :

- ◆ Chambly, à cause du chevalier cuirvé ;
- ◆ Mont-Rolland, à cause des incidences sur les activités d'eaux vives ;
- ◆ Ripon, à cause des incidences sur la villégiature ;

- ◆ Val Jalbert, à cause des impacts sur l'aspect visuel de la chute ;
- ◆ Aux Rochers, à cause du saumon.

Ces abandons ne signifient pas pour autant que des caractéristiques et des conditions de réalisation différentes ne permettraient pas un jour de les développer de façon acceptable.

9.2.4. Les grosses et les petites centrales hydroélectriques

Il est utile ici, à la lumière des conclusions ci haut présentées, de souligner qu'il apparaît absolument faux de prétendre, comme l'a fait le GRAME, qu'une méga centrale est plus écologique qu'une série de petits projets (filière des mini centrales) :

- ◆ sur un cours d'eau (régularisé ou non), l'aménagement de la chute disponible par une série de petites centrales en cascades qui ne causent pas d'inondation et qui sont développées de façon harmonieuse crée beaucoup moins d'impacts, mégawatt pour mégawatt, qu'une centrale unique qui submerge beaucoup de territoire et tous les sites en amont ;
- ◆ les résultats du bilan effectué dans la présente étude permettent de corriger de la façon suivante, sur la base des faits plutôt que de la mathématique pure, le tableau des impacts respectifs des grandes et des petites centrales :

Tableau 9-1 Comparaison des impacts respectifs des grosses et des petites centrales

	méga-centrales	mini centrales		Rapport GRAME/ APR- 91	
		GRAME	APR-91		
Volume d'eau retenue	1 X	1 X	0 X	∞	
Production en TWh et puissance en MW	1 X	1 X	1 X	1	
Superficies ennoyées	1 X	4 X	0 X	∞	
Longueur des berges originelles disparues	1 X	16 X	0 X	∞	
Longueurs des berges nouvelles appauvries	1 X	16 X	0 X	∞	
Impacts ponctuels	routes	1 X	64 X	0,7 X	91
	lignes	1 X	64 X	0,5 X	128

- ◆ le raisonnement du GRAME est d'autre part tout à fait applicable aux ouvrages de régularisation : par million de mètres cubes emmagasinés, la somme des impacts (inondation, nouvelles berges, superficie sujette au marnage, etc.) sera toujours géométriquement moindre, toutes autres choses étant égales, avec un gros réservoir plutôt qu'avec plusieurs petits réservoirs de même capacité totale. Cependant, les petites centrales sont presque toutes au fil de l'eau et ne créent pas de réservoir.

L'écologiste québécois Pierre Dansereau a bien raison quand il affirme qu'il faut étudier soigneusement chaque projet hydroélectrique et le juger à ses mérites et à sa capacité de s'intégrer de façon durable et soutenable dans le territoire. Il a également raison quand il dit qu'il ne faut disqualifier ni la petite, ni la moyenne, ni la grande échelle dans la filière hydroélectrique. Car toutes font appel à de l'énergie renouvelable, abondante localement et peu ou pas polluante. Tout comme il existe beaucoup de petites rivières, il existe par conséquent un grand nombre de petits sites dont les caractéristiques hydrologiques et topographiques sont favorables à un aménagement hydroélectrique et qui seraient écologiquement acceptables. (GRAME, *Mémoire pour le débat public sur l'énergie au Québec*, par Yves Guérard et Réjean Benoît, 99 p. + annexes, Septembre 1995).

9.3. Perspectives environnementales des futurs projets

Depuis juin 1993, les discussions, analyses et recommandations suscitées par le débat public sur l'énergie, les travaux de la Commission Doyon, l'énoncé de la nouvelle politique énergétique et l'enquête Nicolet sur les inondations ont contribué à faire évoluer et modifier les conditions environnementales de réalisation des futurs projets.

Pratiquement, ce nouveau contexte est modifié principalement par :

- ◆ la mise en place d'un processus de classification des rivières, qui est la solution recommandée dans la politique énergétique et adoptée par le gouvernement pour s'assurer que le développement des rivières se fasse dans le respect des principes du développement durable ;
- ◆ l'élaboration d'une politique sur les débits réservés, pour garantir que les aménagements hydroélectriques se fassent sans qu'il y ait de perte nette d'habitats pour le poisson ;
- ◆ l'élaboration d'une loi sur la sécurité des barrages, pour assurer la protection des biens et des personnes.

9.3.1. La classification des rivières

Le MRN a donné suite à une orientation claire de la politique énergétique du gouvernement en mettant en œuvre le processus de classification des rivières. Cette orientation était la réponse du gouvernement aux diverses recommandations de la Table de Consultation et de la Commission Doyon en ce qui concerne les projets sur des cours d'eau qui n'ont pas déjà été affectés par le développement hydroélectrique.

Ce processus sera harmonisé avec celui de désignation de rivières patrimoniales ; un groupe de travail constitué par le Ministère de la Culture et des communications, par le MEF et le MRN a amorcé la consultation à la fin de 1997. Le processus aurait pour but de définir trois catégories d'affectations pour les rivières (ou pour des tronçons de rivières) :

- ◆ utilisation à des fins prioritaires de conservation du patrimoine, avec certains usages compatibles permis ;
- ◆ utilisation à des fins prioritaires d'aménagement hydroélectrique, où le plein potentiel hydroélectrique pourrait être utilisé et où d'autres usages compatibles seraient possibles, tout en demeurant secondaires ;
- ◆ utilisation à des fins multiples, où un aménagement intégré de rivière serait visé, dans un cadre de développement durable ; le plein potentiel hydroélectrique ne serait pas nécessairement utilisé et de la même façon, la ressource hydrique ne serait pas complètement protégée.

Dans le cadre de la consultation effectuée par le groupe de travail, l'AQPER s'est déclarée tout à fait favorable aux objectifs visés par la première et la dernière catégorie, qui s'inscrivent d'ailleurs en continuité avec les principes qui étaient sous-jacents à la planification et à la réalisation des projets de l'APR-91.

On ne peut que constater, d'autre part, que le secteur privé est appelé à réaliser des projets compatibles avec les principes du développement durable, alors que les projets du secteur parapublic, plus particulièrement visés par la seconde catégorie, ne sont pas assujettis à cette condition. Cette distinction recoupe, d'une autre façon, les conclusions de la section précédente quant aux mérites respectifs des petits et des gros projets ; il ne faudrait par contre pas pour autant en tirer des conclusions hâtives sur les mérites respectifs du secteur privé et du secteur parapublic.

9.3.2. La politique sur les débits réservés

Le MEF a donné suite à l'engagement qu'il avait pris dans le décret gouvernemental 894-97 de se conformer à la recommandation 97 du rapport Doyon, à l'effet de se doter d'une politique concernant le maintien de débits réservés écologiques dans les cours d'eau, avant d'émettre de nouveaux certificats d'autorisation en rapport avec une petite centrale hydroélectrique.

Cette politique serait articulée autour du principe qu'il ne doit pas y avoir de perte nette d'habitat du poisson suite à la réalisation d'un projet hydroélectrique et que tous les moyens requis doivent être déployés à cette fin, par le maintien de débits réservés, l'aménagement d'habitats de remplacement et le maintien de conditions favorables.

Selon les indications fournies par le ministère, cette politique devrait être approuvée sous peu.

9.3.3. La Loi sur la Sécurité des barrages

Finalement, suite au dépôt du rapport de la Commission Nicolet sur les inondations du Lac Saint-Jean, le MEF a déposé au milieu de 1998 un avant-projet de loi sur la sécurité des barrages qui a été discuté en Commission parlementaire à laquelle l'AQPER a participé.

Le projet de loi et de contenu réglementaire devrait être déposé en février ou en mars 1999 et à cet effet, le ministère a formé des comités techniques, auxquels a participé l'Association, afin de faire des recommandations sur 11 sujets qui feront l'objet de règlements d'application :

- ◆ seuil d'assujettissement et barrages à forte contenance ;
- ◆ attestation par un ingénieur ;
- ◆ répertoire des barrages ;
- ◆ registres de barrage ;
- ◆ normes de sécurité ;
- ◆ études de réévaluation ;
- ◆ plans de gestion des ouvrages ;
- ◆ plans de mesures d'urgence ;
- ◆ programmes de sécurité ;
- ◆ qualification du personnel ;
- ◆ classification des barrages.

Cette nouvelle législation assujettira la conception et l'exploitation des barrages à des normes et à un contrôle pour assurer la protection des biens et des personnes.

9.3.4. Les projets futurs

Ces trois principaux développements devraient faire en sorte que les projets de la seconde vague seront encore plus performants sur le plan environnemental. Il n'a pas été possible d'évaluer un à un chacun des sites disponibles ; on peut cependant conclure, à l'examen du tableau suivant, que les sites futurs sont moins nombreux, pour presque trois fois plus de puissance installée, et touchent deux fois plus de rivières non aménagées. En moyenne, la réalisation du programme de 300 MW impliquerait donc moins de sites sur moins de rivières non aménagées comme on peut le voir au tableau 9-2.

Tableau 9-2 : Comparaison entre l'APR-91 et le bloc proposé

	Nombre de sites	Puissance totale MW	Sites sur des rivières non aménagées	Nombre de rivières non aménagées impliquées
Projets de l'APR-91	52	260	7	5
Bloc proposé 300 MW (1)	20	300	6	4

(1) Le nombre de sites et de rivières est établi au prorata par rapport au total des sites disponibles de 6 MW et plus (46 sites totalisant 707 MW comportant 15 sites sur des rivières non aménagées.)

D'autre part, la puissance moyenne des projets futurs étant de 15 MW, la majorité d'entre eux seront assujettis à la procédure de consultation publique, ce qui n'était le cas que pour deux projets de l'APR-91.

Liste des ANNEXES

- ANNEXE A** – Historique de la petite production hydraulique au Québec
- ANNEXE B** – Liste des projets hydrauliques
- ANNEXE C** – Décision 98-139 du conseil des ministres
- ANNEXE D** – Lettre du ministre du 11 juin 1998
- ANNEXE E** – Études sur les retombées économiques
- ANNEXE F** – L'industrie de la petite production hydraulique
- ANNEXE G** – Les achats d'électricité
- ANNEXE H** – Projets Churchill
- ANNEXE I** – Prévisions de l'Energy Information Administration
- ANNEXE J** – Coûts marginaux d'Hydro-Québec
- ANNEXE K** – Allocution du ministre du 30 octobre 1998
- ANNEXE L** – Références sur la valorisation de l'hydroélectricité
- ANNEXE M** – Bilan environnemental des projets réalisés
- ANNEXE N** – Bilan des projets actuels et potentiels à l'international

Liste des documents et sites de référence

- 1. Rapport de la Commission d'enquête sur la politique d'achat par Hydro-Québec d'électricité auprès des producteurs privés, 31 mars 1996.**
- 2. Rapport de la table de consultation du débat public sur l'énergie : Pour un Québec efficace, 3 mars 1996 ; Ministère des ressources naturelles, Québec (Bibliothèque nationale du Québec, publication no RN96-4007).**
- 3. Politique énergétique de 1996 : L'énergie au service du Québec – Une perspective de développement durable, 1996 ; Ministère des ressources naturelles, Québec (Bibliothèque nationale du Québec, publication no RN96-4014).**
- 4. Plan stratégique 1998-2002, Hydro-Québec, 1997**
- 5. Moyens de production – Plan de développement 1993, Hydro-Québec, 1993**
- 6. Statistiques ONE : <http://www.neb.gc.ca/stats/elec/indexf.htm>**
- 7. Churchill River Projects : <http://www.ptm.ca/churchill/english/Proj/>
<http://www.gov.nf.ca/releases/1998/exec/0309n02>**
- 8. United-States Energy Information Administration :
<http://www.eia.doe.gov/>**