



RÉGIE DE L'ÉNERGIE

R-3519-03

RÉPONSES AUX DEMANDES DE RENSEIGNEMENTS

Philip Raphals

Centre Hélios

le 8 avril 2004

Réponse à la DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 2 DE LA RÉGIE

1. Référence : Témoignage de l'expert commun Philip Raphals, pages 4 à 6

Préambule :

Le témoignage de l'expert commun spécifie que les grandes modifications structurelles survenues aux États-Unis ont eu des conséquences importantes sur l'évaluation des coûts évités dans ce pays. L'expert laisse entendre que, dans plusieurs états, ce n'est plus une évaluation précise des coûts évités qui fixe les montants alloués aux programmes d'économie d'énergie mais bien la législation.

Par ailleurs, l'expert commun présente les résultats d'une étude portant sur les coûts évités de l'électricité en Nouvelle-Angleterre.

Demandes :

- 1.1 Veuillez expliquer les raisons pour lesquelles bon nombre d'états américains ont délaissé l'utilisation des coûts évités pour fixer les montants alloués aux programmes d'efficacité énergétique.
- 1.2 Veuillez expliquer l'objectif des distributeurs d'électricité de la Nouvelle-Angleterre lors de la réalisation de l'étude portant sur les coûts évités.

Réponse :

Tel qu'expliqué à la page 5 de mon rapport, le processus de restructuration a grandement affecté les programmes d'efficacité énergétique ainsi que les méthodologies sous-jacentes. Il est cependant très difficile de faire des généralisations, car chaque administration a procédé de façon différente. Il importe également de reconnaître que dans la foulée des changements souvent chaotiques qui ont marqué l'évolution de l'industrie de l'électricité aux États-Unis dans la dernière décennie, on trouve un mélange inusité d'innovations et d'erreurs. Ainsi, il n'existe pas une unique explication sur la rareté des études approfondies des coûts évités aux États-Unis, mais plutôt un ensemble de raisons.

En Ohio, par exemple, où il n'y pas de *system benefits charge* (SBC) ni d'obligation en efficacité énergétique pour les distributeurs, il semble que ces derniers ne s'intéressent pas suffisamment à l'efficacité énergétique pour en justifier l'effort. À New York, par contre, de grands efforts sont toujours déployés en efficacité énergétique, quoique selon des structures très différentes qu'auparavant. Maintenant, chaque service public applique un SBC avec une enveloppe dédié à l'efficacité énergétique, selon les termes de son entente globale de restructuration, approuvée par le régulateur. C'est le *New York State Energy Research and Development Authority* (NYSERDA), une agence gouvernementale qui a la responsabilité d'administrer les programmes à l'échelle de l'État. Si la

NYSERDA n'a pas vu jusqu'ici la nécessité de procéder à une étude détaillée des coûts évités, c'est probablement parce qu'il considère comme étant adéquates les informations déjà disponibles. Rappelons que de telles études avaient été faites de façon régulière dans les années précédant la restructuration.

En fait, la restructuration ne réduit pas l'importance de connaître les coûts évités pour une entité qui met en œuvre des programmes d'efficacité énergétique. En éliminant ou en réduisant dans plusieurs cas le rôle du régulateur, cependant, elle enlève l'obligation de les étudier de façon systématique.

Dans ce contexte, la décision des services publics de la Nouvelle-Angleterre de consacrer les ressources nécessaires pour étudier de façon rigoureuse leurs coûts évités est tout à fait louable. Cette décision découlait tant de leurs mandats statutaires de continuer des programmes d'efficacité énergétique que de la reconnaissance que, sans connaître les coûts évités, il serait impossible de choisir les meilleurs programmes¹. Dans cette région, la restructuration a grandement modifié les coûts évités. Ayant vendu leurs centrales de production, le coût de l'énergie et de la puissance pour chaque service public maintenant découle directement des prix du marché régional, avec des ajustements régionaux basés sur l'approche de LBMP (*location based marginal pricing*). L'intérêt pour ces compagnies de bien comprendre les conséquences de cette évolution sur leurs coûts évités est donc évident.

2. Référence : Témoignage de l'expert commun Philip Raphals, pages 45 et 46.

Préambule :

« Tel que mentionné au début de ce rapport, notre intention était d'offrir à la Régie une proposition complète et chiffrée des coûts évités du Distributeur. Pour les raisons qui sont maintenant évidentes, cela n'a pas été possible. Nous espérons cependant que, une fois que la Régie aura tranché sur les questions méthodologiques présentées dans le présent rapport et comptant sur la collaboration du Distributeur, il sera possible de compléter le tableau des coûts évités révisés de façon rapide et efficace. »

Demande :

2.1 En fonction des connaissances générales de l'expert commun en matière d'économie d'énergie, en ce qui a trait notamment à l'expérience américaine, veuillez indiquer s'il est nécessaire de déterminer de façon précise la valeur des coûts évités. Veuillez examiner l'application possible d'une approximation des coûts évités (coûts évités plus marge) à la détermination d'une cible d'économie

¹ Communication personnelle, M. Denis Bergeron, Director of Energy Programs, Maine Public Utilities Commission. Depuis 2002, c'est la PUC qui a le mandat d'exécuter les programmes d'efficacité énergétique dans cet État.

d'énergie ainsi qu'à l'établissement d'un potentiel technico-économique d'économie d'énergie.

Réponse :

Étant donné l'incertitude des coûts futurs et le rôle des coûts évités dans l'élaboration d'un programme d'efficacité énergétique, il va de soi que le niveau de précision requis n'est pas très élevé. Une différence d'un dixième de cents n'aurait aucun effet significatif sur les programmes qui résultent éventuellement de cet exercice.

Cela dit, il faut souligner qu'il existe des variations très significatives entre :

- a) les coûts évités publiés par Hydro-Québec il y a quelques années,
- b) ceux présentés par le Distributeur en R-3473, et
- c) ceux présentés par lui dans le présent dossier.

Par exemple, le tableau suivant démontre les grands changements entre ces trois estimations faites par Hydro-Québec pour deux catégories :

	Plan de développement 1993	R-3473	R-3519
	<i>1992 ¢/kWh</i>	<i>2003 ¢/kWh</i>	<i>2003 ¢/kWh</i>
Chauffage (résidentiel)	9,2	6,46	6,32
Tous les usages (industriel)	4,5	3,14	5,28
Ratio	2,04	2,06	1,20

Ainsi, avec les nouvelles méthodes proposées par le Distributeur dans le présent dossier, le ratio entre les coûts évités pour le chauffage résidentiel et pour les usages industriels est réduit de 2 à 1,2. Ce fait reflète un changement majeur dans l'approche utilisée qui peut avoir des conséquences réelles sur le potentiel technico-économique pour différents usages et sur le choix de stratégies et de programmes dans le prochain plan d'efficacité énergétique qui en découlent.

Les coûts évités qui résulteraient des méthodes que j'ai préconisées dans mon rapport seraient également très différents de chacune de ces trois versions. Comme je l'expliquais aux pages 26 et 27 de ce rapport, on doit retenir l'approche générale pour l'énergie de base proposée par le Distributeur pour la première fois dans ce dossier (d'utiliser les coûts post-patrimoniaux), tout en retournant à l'approche utilisée auparavant pour les coûts reliés à la pointe (basée sur un coût de puissance).

Avec des informations rendues publiques dernièrement par Hydro-Québec en R-3526-04, il devient possible d'estimer certains éléments clés des coûts évités. À la page 18 de mon rapport, j'ai suggéré d'utiliser le coût unitaire du projet Suroît comme indicateur des coûts évités pour l'énergie de base. Selon les informations d'Hydro-Québec Production,

ce coût unitaire est de 66 \$ le MWh (\$ de 2008, indexé à 2,5 % par an, selon un scénario moyen du prix du gaz)².

Pour ce qui est de la fourniture à la pointe du réseau, j'ai suggéré d'utiliser un indicateur de la valeur de la puissance dans le réseau québécois³. Or, encore dans le dossier R-3526-04, HQ Production vient d'indiquer que ses coûts pour fournir les besoins de « fine pointe », c'est-à-dire les 300 heures de plus haute charge, sont de 130 \$ le MWh⁴. Quoique cela soit un coût et non un prix, il s'agit de la seule estimation que nous avons vu jusqu'à présent à l'égard des véritables coûts d'approvisionnement pour la fine pointe. En supposant a) que les prix éventuellement chargés par HQP à HQD pour un service additionnel à la fine pointe refléteront (au moins) ses coûts, et b) qu'on ne peut pas présumer qu'un autre fournisseur pourra offrir le même service sensiblement moins cher, nous croyons raisonnable d'utiliser ce chiffre de façon provisoire (en dollars de 2004, indexé à l'inflation).

En se basant sur la méthode de calcul du Distributeur, modifiée pour tenir compte de cette approche pour la fine pointe, les coûts évités pour la fourniture reliés au chauffage domestique (tarif D) peuvent être estimés. Le tableau suivant présente, à titre purement **indicatif**, une telle estimation.

Coût de base	6,60 ¢/kWh	(dollars de 2008)	
	6,20 ¢/kWh	(dollars de 2005)	
Ajustement volatilité gaz (5%)	0,33 ¢/kWh		
Externalités (GES)	0,52 ¢/kWh		6,5 TWh ; 2,25 MT ; 15 \$ le tonne
Coût de la fourniture hors pointe:	7,05 ¢/kWh	(dollars de 2005)	
Coût de la fourn. en pointe	13,70 ¢/kWh	(dollars de 2004)	
	14,28 ¢/kWh	(dollars de 2005)	
Chauffage (tarif D)			
FU	30,85%	2702 kWh/kW	
		300 kWh pointe	
		2402 kWh hors pointe	

Coût de la fourniture pour le chauffage en 2005 : **7,85 ¢/kWh**
(14,28 * 300 + 7,00 * 2402)/2702)

² R-3526-04, HQP-3, doc. 1, p. 46. Le document ne précise pas la prévision de taux de change qui sous-tend cette estimation. Il s'agit d'un paramètre clé, étant donné que la prévision du prix du gaz est fournie en dollars américains.

³ Raphals, Rapport d'expert, p. 23.

⁴ R-3526-04, HQ-3 – Régie, p. 63.

⁶ Les prix par zone en temps réel se trouve à <http://mis.nyiso.com/public/realtime/realtime1024.html>.

Ce calcul inclut l'ajout de 5 % sur le coût de l'énergie de base pour tenir compte de la volatilité des prix du gaz naturel (voir page 18) et 0,52 ¢/kWh pour des externalités (en supposant un prix par ton de CO₂ de \$15). Cependant, il n'inclut pas les autres éléments identifiés dans le rapport, notamment les ajustements à l'égard des coûts de transport, qui risquent également d'avoir un effet important sur le niveau et la structure des coûts évités. De tels changements risquent naturellement d'affecter sensiblement l'estimation du potentiel technico-économique pour différentes mesures, et donc les décisions ultimes quant au choix de programmes.

Finalement, pour répondre à la dernière phrase de la question, il est difficile de voir comment on pourrait utiliser une approximation des coûts évités pour fixer directement une cible d'économies d'énergie ni un potentiel technico-économique. L'approche suivie dans certains États selon laquelle les montants à consacrer à l'efficacité énergétique sont fixés au niveau gouvernemental n'est probablement pas un modèle à suivre, surtout dans notre contexte législatif.

3. Référence : Témoignage de l'expert commun Philip Raphals, pages 22 et 23

Préambule :

L'expert commun indique que le signal de prix pour les besoins de pointe devrait être basé sur les coûts du suréquipement d'une centrale hydroélectrique ou sur les coûts d'une turbine à gaz à cycle simple. Il mentionne également que l'utilisation des prix prévalant sur les marchés avoisinants pourrait être compréhensible selon une vision d'intégration accrue des marchés.

Demande :

3.1 Dans l'éventualité où l'utilisation des prix prévalant sur les marchés avoisinants était retenue, veuillez indiquer comment les coûts évités de pointe pourraient être déterminés.

Réponse :

L'analyse historique des années 2001 et 2002 que j'ai présenté à la section 5.2 de mon témoignage démontre :

1. que les heures précises qui composent les 300 heures de pointe du réseau québécois varient de façon importante d'année en année,
2. que les prix de marché dans les marchés avoisinants pour ces heures sont généralement plus élevés que les prix moyens annuels pour les blocs 16x5, et

3. qu'aucun des indicateurs disponibles des prix des marchés avoisinants ne fournissent une indication adéquate des prix pendant ces heures.

Pour estimer les prix futurs dans les marchés avoisinants pendant nos périodes de pointe, il faut donc modéliser le comportement de ces marchés et en extraire les prix pour les 300 heures qui risquent de constituer la pointe au Québec, en tenant compte de la température et des fluctuations hebdomadaires de la demande. Pour ce faire, il faut faire appel à un modèle détaillé du comportement des marchés du Nord-Est, comme par exemple le modèle IPM d'*ICF Consulting*. Le niveau d'effort requis pour en sortir les données requises risque d'être assez élevé.

Dans le même document, cité auparavant, du R-3526-04, le Distributeur indique que les coûts à New York (Zone A) pour un contrat à terme de janvier et février 2005 (heures de pointe, 16x5) seraient de 52 \$ US, plus transport. Cette information est toutefois peu éclairante. D'une part, comme le note le Distributeur, il s'agit d'une période beaucoup plus longue que les 300 heures. Deuxièmement, ce n'est pas la Zone A qui compte (la région à l'Ouest de l'État), mais plutôt la « Zone HQ » (la frontière avec Hydro-Québec), dont les prix sont généralement plus élevés⁶. Plus important, ces coûts couvrent seulement l'année 2005, et donc ne nous aident aucunement à estimer les coûts évités à long terme.

- 4. Références :** i) Témoignage de l'expert commun Philip Raphals, pages 27 à 30
ii) SÉ-AQLPA-4, document 1, pages 10 et 11

Préambule :

En référence (i), le témoin expert fait état de coûts reliés aux aléas climatiques de même qu'à la réserve requise à la pointe. Il propose une majoration de la valeur de la puissance de 30 % pour tenir compte de l'aléa climatique et de la réduction à des besoins d'un 11 à 15 % pour les besoins en réserve.

En référence (ii), SÉ/AQLPA commente également l'impact sur les coûts évités de l'aléa climatique. L'intervenant estime que les coûts évités du chauffage des locaux devraient être majorés de 3,5 % afin d'intégrer l'aléa climatique.

Demande :

- 4.1** Veuillez comparer l'approche de l'expert commun à celle de SÉ/AQLPA, en ce qui a trait à l'atteinte des objectifs visés.

Réponse :

Selon le préambule de cette question, « le témoin expert ... propose une majoration de la valeur de la puissance de 30 % pour tenir compte de l'aléa climatique ». Il importe de clarifier que, dans mon rapport, j'ai cité la valeur de 30 % qui ressort de l'analyse d'ICF sans affirmer nullement que cette même valeur s'applique à notre cas. L'ICF traduit cette augmentation de la valeur de la puissance par une augmentation du prix de l'énergie de 5 %. Dans mes conclusions, j'ai plutôt indiqué que l'ampleur de cet effet est inconnue (page 44).

La méthode de l'ICF se base sur une modélisation détaillée du coût de la puissance pure, qui affecte le prix horaire de l'énergie en fonction de l'équilibre offre-demande. L'approche que je préconisais pour le réseau québécois était plutôt d'estimer les coûts futurs de fourniture requis pour rencontrer les aléas climatiques, au-delà de ceux prévus dans le Plan d'approvisionnements. Ces coûts peuvent inclure entre autres ceux reliés à l'utilisation des options interruptibles ainsi qu'aux paiements en vertu de la convention-cadre à venir avec HQ Production (pages 28 et 29 de mon rapport).

L'approche de M. Fontaine, quant à elle, était de faire certaines hypothèses pour permettre de calculer les conséquences d'un aléa ayant une probabilité cumulative de 75 % sur le coût de chauffage. Il fait entre autres l'hypothèse que le coût applicable au dépassement par rapport à la moyenne est le même que celui applicable à la valeur moyenne.

Il s'agit bien sûr de trois approches complètement différentes. Cela dit, il importe de noter que la différence entre le 5 % d'ICF et le 3,5 % de M. Fontaine n'est pas très grande.

5. Référence : Témoignage de l'expert commun Philip Raphals, pages 33 et 34

Préambule :

« Le Distributeur exclut de ses coûts évités en transport :

- *les coûts de transport reliés à l'intégration des nouvelles centrales de production au réseau de transport (présument, il s'agit seulement des centrales destinées à desservir la charge locale) et*
- *ceux reliés au renforcement du réseau principal de transport. »*

Demandes :

5.1 Veuillez indiquer les raisons pour lesquelles l'expert commun considère que les coûts de transport reliés à l'intégration des nouvelles centrales de même que ceux reliés au renforcement du réseau principal doivent être pris en compte dans les coûts évités.

Réponse :

Dans la mesure où il s'agit des coûts reliés à l'intégration au réseau des centrales destinées à desservir la charge locale, ces coûts sont clairement évitables. Le seul argument qui pourrait justifier leur exclusion des coûts évités serait à l'effet que ces coûts sont déjà comptabilisés dans les coûts de fourniture découlant de l'appel d'offres A/O 02/01. Or, dans les faits, deux des projets retenus dans cet appel d'offres (ceux d'Hydro-Québec) ne comportaient aucun investissement en transport, et les investissements en transport requis pour l'intégration du troisième projet (celui de TransCanada Energy) seraient peu importants, étant donné la localisation de ce dernier.

Rien ne garantit cependant que les projets futurs n'auront pas des coûts importants d'intégration. Il y a donc lieu de tenir compte des coûts d'intégration, au-delà des coûts de fourniture.

5.2 Veuillez expliquer comment ces coûts seraient diminués à la suite de la mise en place de mesures d'économie d'énergie.

Réponse :

Il va de soi que, dans la mesure où des efforts futurs en efficacité énergétique reportent où rendent non nécessaire la construction d'une centrale, tous les coûts reliés seraient évités, dont ceux d'intégration.

De plus, tel qu'expliqué aux pages 35 à 38 de mon rapport, même si ces coûts sont finalement engagés — soit parce que l'apport d'efficacité énergétique n'est pas d'une envergure suffisante pour modifier significativement le besoin de la centrale en question, soit parce que la centrale sera construite en tout ou en partie pour les fins d'exportation — toute réduction de la charge locale réduit la part des coûts totaux du Transporteur que le Distributeur doit supporter. Ainsi, l'efficacité énergétique aurait pour conséquence de transférer une partie de ce fardeau aux utilisateurs du service de transport de point à point. Même si ce coût n'est pas évité du point de vue du Transporteur, il l'est pour le Distributeur et sa charge locale.

Réponse aux Demandes de renseignements d'Hydro-Québec Distribution

1. **Référence** : Mémoire de Philip Raphals pour le RNCREQ, UC et ROEE, page 5, paragraphe 4

Préambule : « ...le AESC Study Group a mandaté ICF Consulting pour faire une analyse détaillée des coûts évités dans la région pour la période 2003 à 2037, tant pour l'électricité que pour le gaz naturel et d'autres combustibles. L'analyse repose sur l'utilisation des modèles existants d'ICF pour le marché de gaz naturel (NANGAS) et d'électricité (IPM).»

- 1.1 Veuillez fournir l'étude de ICF Consulting à laquelle fait référence l'expert commun dans son témoignage.

Réponse :

Le document se trouve en annexe.

2. **Référence** : Mémoire de Philip Raphals pour le RNCREQ, UC et ROEE, page 31, paragraphe 2

Préambule : «Les besoins additionnels en fourniture reliés à une augmentation de la demande en pointe devraient donc refléter les taux de pertes marginaux en transport et distribution. Cela pourrait ajouter 15 %, sinon plus, pour transport et distribution.»

- 2.1 Veuillez présenter le calcul permettant d'obtenir la valeur de 15 %.

Réponse :

Comme le démontre son contexte, le chiffre de 15 % mentionné dans mon rapport n'est qu'une approximation. Notons que ma conclusion sur ce chapitre n'est pas quantifiée, mais propose seulement que « les coûts évités en fourniture devraient être majorés d'un pourcentage qui correspond au taux de pertes marginal pour transport et distribution ».

À ma connaissance, Hydro-Québec n'a pas fourni des informations détaillées sur les pertes marginales à la pointe du réseau. Selon le rapport Tellus :

When computing avoided costs for a given resource, avoided *marginal* energy losses and avoided *marginal* capacity losses on the generation and T&D system need to be taken into account. To date, most computations of avoided costs that have taken losses into account at all have used avoided *average* losses. However,

this is not the most accurate approach when avoided costs for alternative resources such as DSM are being computed because DSM can reduce load "on the margin." Marginal losses can be almost *twice* average losses.⁷ (Some utilities estimate that marginal losses equal approximately 1.7 times average losses in a given hour.)⁸ (*italics in original*)

Or, les pertes moyennes sur le réseau de transport sont de 5,2 %⁹, et les pertes moyennes sur le réseau de distribution sont de 4,94 %¹⁰. L'application de la règle de base énoncée par l'institut Tellus suggère donc que les pertes marginales seraient de 15 %, sinon plus.

2.2 Veuillez confirmer l'utilisation d'un taux de perte marginal de 15 % dans le cas d'un projet générique thermique situé près des centres de consommation.

Réponse :

Il est clair que les pertes marginales de transport (mais pas de distribution) seraient moindres dans le cas d'un projet générique thermique situé près des centres de consommation que pour une centrale hydroélectrique éloignée. Notons, par contre, que les pertes marginales évitées par une mesure d'efficacité énergétique sont les pertes marginales du réseau au complet, pas seulement celles de la centrale à la marge.

3. Référence 1 : Mémoire de Philip Raphals pour le RNCREQ, UC et ROEE, page 39, paragraphe 6

Préambule : «...ICF, travaillant avec la collaboration d'une vingtaine de distributeurs d'électricité, a jugé conservateur d'inclure dans les coûts évités 80 % des coûts reliés au service à la clientèle et à l'administration (mais pas à la gestion des comptes clients), ce qui augmente les coûts évités de fourniture par environ 15 %. Ces coûts incluent notamment ceux reliés au recouvrement.»

Référence 2 : Mémoire de Philip Raphals pour le RNCREQ, UC et ROEE, page 43, paragraphe 2

Préambule : «Il y a lieu d'examiner les mécanismes de partage des coûts reliés aux services partagés et corporatifs pour déterminer s'ils seraient affectés — et, le cas échéant, dans quelle mesure — par des mesures qui réduisent la consommation en énergie de la clientèle ou sa demande en puissance. Faute de

⁷ Because line losses are roughly proportional to the current squared multiplied by the resistance ... (Note in original).

⁸ Tellus, p. III-3.

⁹ R-3401.

¹⁰ HQD-2, doc. 1, p. 42.

chiffres plus précis, une estimation conservatrice serait de réduire par 50 % le taux utilisé par ICF et attribuer une valeur égale à 7,5 % des coûts évités de fourniture pour les coûts évités de service à la clientèle et l'administration.»

3.1 Veuillez justifier votre estimation de réduire de 50 % le taux utilisé par ICF.

Réponse :

À première vue, le choix d'ICF de traiter comme évitables 80 % des coûts du service à la clientèle, des ventes et de l'administration semble surprenant. Il faut présumer cependant que ce choix fut validé par l'ensemble des services publics qui étaient mandataires de l'étude. Étant donné les contraintes de délai, budget et disponibilité des informations, il ne nous était pas possible d'examiner le bien-fondé d'une telle hypothèse dans le contexte d'Hydro-Québec. Devant ces constats, l'inclusion de 40 % de ces coûts (50 % de la part retenue par ICF) nous semble raisonnable.

4. Référence 1 : Mémoire de Philip Raphals pour le RNCREQ, UC et ROEE, page 32, paragraphe 1

Préambule : «Le but de l'utilisation d'un taux d'actualisation social est précisément d'augmenter l'importance des années plus éloignées dans la prise de décision.»

Référence 2 : Martin, F. (1994) «Le taux social d'actualisation et les projets d'Hydro-Québec», section 8 de *Documents d'information sur les externalités*, dans le cadre de Participation publique sur le plan de développement 1996, Hydro-Québec, page i.

Préambule : «Ce dernier (**le taux social d'actualisation**) est relié au rendement des projets privés qui ne pourront être réalisés (ou «projets évincés») parce que leurs sources de fonds ont été taries par l'utilisation de capital par Hydro-Québec.» (**notre ajout entre parenthèses**)

4.1 Veuillez concilier.

4.2 Existe-t-il selon vous d'autres façons que de baisser le taux social d'actualisation pour intégrer les considérations environnementales dans le calcul économique ?

Réponse :

La notion d'un taux social d'actualisation utilisée par le professeur Martin dans l'article cité est très différente de celle à laquelle j'ai fait référence.

Le Dr Martin définit la notion d'un taux d'actualisation social comme étant la valeur des investissements privés évincés par un projet d'Hydro-Québec, ce qui n'est pas égal au coût de capital pour la société d'État¹¹. Il s'agit d'une distinction importante, surtout lorsqu'on considère les conséquences économiques de la construction d'un mégaprojet — le contexte de son étude. Ce n'est cependant pas ce concept qui est invoqué dans mon rapport, ni dans la littérature récente dans ce domaine, qui traite plutôt de la valeur que la société attribue au futur de moyen et long terme.

Comme l'indique le Dr Martin, la manipulation du taux d'actualisation n'est pas la meilleure façon de tenir compte des externalités. Ainsi, j'ai proposé l'utilisation d'un « adder » pour tenir compte des externalités environnementales reliées à la production évitée¹². Cette approche s'apparente dans un certain sens à la méthode privilégiée par le Dr Martin, soit la « méthode des legs », qui ajout aux bénéfices nets d'un projet d'investissement la valeur résiduelle escomptée (et actualisée)¹³.

Comme le reconnaît le Dr Martin, le but de l'actualisation n'est pas d'inclure des externalités mais bien d'établir l'importance relative des événements séparés dans le temps. Tel que mentionné dans mon rapport, avec un taux réel basé sur le coût pondéré du capital de 7 %, un coût encouru d'ici 10 ans n'a que la moitié du poids d'un coût encouru cette année. Ce problème s'aggrave bien sûr pour des périodes plus longues et surtout lorsqu'il y a des externalités importantes. Ainsi, Harris note que la valeur actualisée d'un million de dollars à l'horizon de 100 ans n'est que 72 \$:

Thus it would apparently be justifiable to impose costs of up to \$1 million on people in the year 2100 in order to enjoy \$72 worth of consumption today. By this logic, much resource depletion and environmental damage could be considered acceptable, and even optimal, according to a criterion of economic efficiency¹⁵.

Une des conséquences de cela touche bien sûr la valeur future du capital naturel. Attribuer à une forêt en 2050 la valeur de quelques dollars d'aujourd'hui n'encourage

¹¹ Fernard Martin, *Le Taux social d'actualisation et les projets d'Hydro-Québec*, mai 1994, p. 1.

¹² Raphals, p. 33.

¹³ *Ibid.*, pages 30-31.

¹⁵ Jonathan M. Harris, *Basic Principles of Sustainable Development*, Global Development and Environment Institute, Tufts University, Working Paper 00-04, June 2000, p. 8. http://www.ase.tufts.edu/gdae/publications/working_papers/Sustainable_Development.pdf.

certainement pas sa conservation. Ainsi, le fait d'ajouter un montant pour les valeurs environnementales ne règle pas en soi le problème de leur évolution dans le temps.

C'est ce genre de situation qui motive en général le débat moderne sur l'utilisation d'un taux d'actualisation social. Il y a donc un certain lien avec la problématique de la valorisation des biens non monétaires. Si le développement énergétique n'affectait aucune valeur non monétaire, cette question aurait une importance beaucoup moindre.

Il importe de souligner que l'actualisation n'est aucunement nécessaire pour évaluer les coûts évités, quoiqu'il soit bien sûr commode de faire référence à un chiffre unique. Il est seulement à l'étape de l'évaluation la rentabilité d'une mesure ou d'un programme proposé qu'il devient nécessaire de comparer les flux d'argent sur différentes années. Ainsi, une fois qu'on établit les coûts évités pour chacune des années futures, il n'y a aucune nécessité de les regrouper dans un seul chiffre qui représente leur valeur actualisée. Si on le fait cependant, il importe de s'assurer que la méthode d'actualisation utilisée ne fausse pas la réalité du flux d'argent.

Dans les coûts évités soumis par Hydro-Québec, toutefois, l'utilisation d'un taux d'actualisation élevé intensifie le problème déjà identifié (p. 32 de mon rapport) de l'inclusion des années 2003 et 2004, où le coût évité est erronément basé sur les coûts patrimoniaux et où les programmes ne peuvent avoir aucun effet réel. Ainsi, selon l'approche du Distributeur, la valeur actualisée d'un kWh économisé en 2012 est 20 % moindre que la valeur actualisée d'un kWh économisé en 2003, même si son coût en dollars courant est 60 % plus élevé.