

PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2002-2011 DU DISTRIBUTEUR

RÉPLIQUE

TABLE DES MATIÈRES

A - LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL	3
B - LA STRATÉGIE DE L'APPROVISIONNEMENT POST-PATRIMONIAL	6
C - LES APPELS D'OFFRES	12

A – LA SÉCURITÉ DE L'APPROVISIONNEMENT PATRIMONIAL

1. Le cadre légal dans lequel la Régie a décidé d'intervenir dans le présent dossier

Hydro-Québec soumet que la Régie a clairement indiqué, dans sa décision D-2002-22 du 29 janvier 2002, qu'elle envisageait traiter de la sécurité des approvisionnements du point de vue du Distributeur seulement et non du Producteur (Hydro-Québec Production) :

«Relativement à la question de la sécurité des approvisionnements en électricité, la Régie est d'avis que l'analyse des risques reliés aux approvisionnements fait partie de son mandat dans le présent dossier. À ce titre, et considérant la garantie rattachée à l'approvisionnement patrimonial et celles qui seront exigées des fournisseurs éventuels, la Régie s'attend à ce que le distributeur lui démontre comment, concrètement et sur la base de quels critères, il entend s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants en énergie et en puissance.» (p. 7)

La Régie a confirmé l'interprétation du Distributeur à cet effet et a réaffirmé qu'elle n'avait pas l'intention de ramener dans la présente instance le débat qui doit avoir lieu dans le dossier R-3416-98 (Notes sténographiques, vol. 12, pp. 252-256).

2. Le rôle de surveillance de la Régie à l'égard du Distributeur

L'article 31(2^e) de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la «Loi») indique bien que la compétence accordée à la Régie est de «surveiller les opérations des titulaires d'un droit exclusif de distribution d'électricité ou de gaz naturel afin de s'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants».

Or, en vertu de l'article 62 de la Loi, c'est le distributeur d'électricité (Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité selon l'article 2) qui est titulaire d'un droit exclusif de distribution.

À ce titre, le Distributeur a exposé clairement, tant dans sa preuve et notamment à la pièce HQD-1, Document 5, pp. 13 et 14 que dans son argumentation (HQD-5, Document 2, pp. 20-26), les critères qu'il entend respecter pour assurer la sécurité des approvisionnements des consommateurs.

De plus, le Distributeur a fait état de la garantie rattachée à l'électricité patrimoniale qui constitue une obligation d'Hydro-Québec établie par l'article 22 de sa loi constitutive et dont les conditions sont fixées par décret du gouvernement du Québec. Ce décret est produit au présent dossier (HQD-2, Document 2, Annexe 2A). Cette fourniture constitue un contrat d'approvisionnement (article 2 *i.f.* de la Loi) déposé à la Régie mais que cette dernière n'a pas à approuver puisqu'une autre loi, soit la *Loi sur Hydro-Québec*, détermine que les modalités en sont fixées par le gouvernement.

Il faut enfin garder à l'esprit que le Distributeur doit, en vertu de la Loi, présenter à la Régie, pour approbation, un plan d'approvisionnement chaque trois ans et, selon la réglementation en vigueur, un état d'avancement du plan chaque année, ainsi qu'un plan au cas où ses approvisionnements seraient compromis (HQD-5, Document 2, p. 15).

La Régie a ainsi tous les moyens de s'assurer, en temps réel, du respect par le Distributeur des critères qu'il s'est donné concernant la sécurité des approvisionnements. D'ailleurs, la Régie du gaz naturel, dans la décision D-94-19 du 10 juin 1994 (Recueil des décisions de la Régie du gaz naturel, 1^{er} avril 1994-31 mars 1995, p. 43), à laquelle a référé l'AQCIE-AIFQ, confirme l'interprétation que fait le Distributeur dans ce qui précède. La Régie du gaz naturel, qui examinait dans ce dossier une question fort différente de celle qui fait l'objet du présent dossier, a tout de même traité de son pouvoir général de surveillance sur les opérations du distributeur, soit, dans la loi de l'époque, du «*titulaire d'un droit exclusif de distribution...*» (article 2).

La Régie du gaz naturel rappelle à cet effet le contexte de la nouvelle loi adoptée en 1988, dont «*l'objectif principal visait à redéfinir les mandats de l'ancienne Régie de l'électricité et du gaz en vue de tenir compte du nouveau contexte de la déréglementation des prix et des marchés du gaz naturel au Canada [...]*». (p. 134)

La Régie du gaz naturel traite de sa «*juridiction [...] relativement aux transactions de la marchandise gaz effectuées par le distributeur [...]*». (p. 135)

C'est dans ce contexte, qui n'est pas différent de celui dans lequel la Régie agit aujourd'hui, que la Régie du gaz naturel en arrive à déclarer sa juridiction sur «*toutes les conditions d'approvisionnement et fourniture en gaz naturel car le pouvoir de surveillance que lui a délégué le législateur n'en est pas un de juridiction territoriale mais de juridiction sur la personne, soit le distributeur [...]*». (p. 138)

Le Distributeur a déposé à la Régie le décret fixant les caractéristiques de l'électricité patrimoniale. De plus, conformément à l'article 74.2 de la Loi, la Régie devra approuver les contrats d'approvisionnement qui résulteront du processus d'appel d'offres exigé par l'article 74.1. L'interprétation que fait le Distributeur de la juridiction de la Régie en matière de sécurité des approvisionnements est conforme à celle que la Régie du gaz a faite, dans la décision précitée, et s'exerce donc à l'égard du titulaire du droit exclusif de distribution seulement. C'est dans cette optique que le Distributeur aujourd'hui, vu les modifications apportées à la Loi et le nouveau paradigme de planification, demande à la Régie de considérer son Plan et d'approuver la stratégie qu'il propose pour l'ensemble des approvisionnements dont il dispose et qu'il entend acquérir.

3. La pertinence de l'argumentation de certains intervenants

À la lumière de ce qui précède, le Distributeur n'a délibérément pas abordé, dans son argumentation, les questions déjà soulevées dans le dossier R-3416-98 et touchant notamment à l'étendue de la juridiction de la Régie à l'égard des activités déréglées du Producteur. Le Distributeur a continué à traiter, dans le présent dossier, de l'aspect de la sécurité des approvisionnements qui le concerne directement, des critères qu'il peut, à titre de distributeur, appliquer à l'égard des consommateurs qu'il doit approvisionner, des moyens qu'il peut se donner, à ce titre, pour remplir son mandat et enfin, du contrôle par la Régie que la loi et la réglementation lui imposent déjà.

Dans ce contexte, le Distributeur soumet que la preuve de certains intervenants portant sur les activités du Producteur ou sur les critères qui dépendent du Producteur et toute l'argumentation de ces intervenants qui découle de cette preuve ne sont pas pertinentes au présent dossier et ne devraient pas être retenues par la Régie pour évaluer, aux fins du présent dossier, la sécurité des approvisionnements que le Distributeur entend assurer aux consommateurs québécois.

B – LA STRATÉGIE DE L'APPROVISIONNEMENT POST-PATRIMONIAL

1. La nécessité de la protection

De façon générale, les intervenants tiennent à la garantie de l'électricité patrimoniale, garantie qui correspond au service dont les consommateurs ont toujours bénéficié.

Or, en ce qui concerne l'approvisionnement post-patrimonial, la recherche d'une garantie permettant de se protéger de façon adéquate en cas de réalisation du scénario fort (ce qui couvre 90 % des cas) et ainsi d'assurer un «*service essentiel*», pour reprendre l'expression utilisée par ARC-FACEF (notes sténographiques, vol. 11, p. 192), ne soulève pas la même préoccupation de la part de certains intervenants :

- FCEI mentionne que le Distributeur «*pourra revenir devant la Régie*» et plaider l'urgence (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 229, 244).
- Selon ARC-FACEF, le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement* prévoit «*la présentation annuelle des progrès du plan [...] À ce moment-là, HQD pourrait faire des ajustements à la hausse si des signes d'une forte demande se confirment.*» (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 211-212).
- L'AQCIE-AIFQ affirme qu'il «*sera toujours loisible au Distributeur d'augmenter les quantités des appels d'offres en cours tout en utilisant efficacement la puissance et l'énergie interruptibles de même que les opportunités qui s'offrent à lui sur les marchés d'importation à court terme*» (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 124-125). Il est à noter que cet intervenant, dans sa preuve, recommande plutôt de recourir à un équipement de pointe, soit une turbine à gaz à cycle simple, lequel équipement peut être construit, selon lui, dans un délai de deux ou trois ans (AQCIE-AIFQ-3, p. 30). Cette dernière solution implique nécessairement une dérogation à la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi* et le recours à la procédure d'exception prévue à l'article 74.1 *i.f.* de la Loi.

- Enfin, l'AQCIE-AIFQ, ARC-FACEF et FCEI font valoir qu'un scénario fort n'arrive pas «*du jour au lendemain*» (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 90-91, 124, 210, 222, 240). Or, il en est de même pour de la nouvelle production de base, laquelle ne peut être mise en service du jour au lendemain. En effet, le Distributeur a mentionné qu'il s'écoulera au moins quatre ans entre la signature du contrat et la mise en service (Notes sténographiques, vol. 3, p. 26).

Selon le Distributeur, une planification basée sur le recours systématique à des procédures d'urgence ou exceptionnelles pour répondre à des situations qui excèdent le scénario moyen apparaît irresponsable. D'autant plus, comme le suggère ACÉE-SÉ-GS, que la gestion de l'urgence peut se faire au détriment des considérations environnementales (Notes sténographiques, vol. 12, p. 14).

Un térawattheure manquant a les mêmes conséquences, qu'il soit patrimonial ou non patrimonial. Le besoin réel de protection des consommateurs n'est pas l'infini pour les premiers 165 TWh et négligeable au-delà de ce seuil. Le Distributeur soumet qu'il doit être en mesure de rencontrer de façon adéquate un scénario fort (avec un écart-type de 1.3) sans être en situation d'urgence perpétuelle, et ceci est un objectif minimum si on veut se rapprocher des critères satisfaits pour l'électricité patrimoniale.

2. Le coût des 400 MW de produits modulables

L'AQCIE-AIFQ, ARC-FACEF et FCEI recherchent des alternatives aux 400 MW de produits modulables que demande le Distributeur dans cette deuxième phase, au motif qu'un tel produit est dispendieux (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 80, 120, 171, 232). Dans le cadre de sa preuve, le Distributeur a fait une mise au point à l'égard du coût engendré par cette protection et de ses multiples usages sous divers scénarios probabilisés (HQD-1, Document 5.1). Aucun argument n'a été présenté à l'encontre du calcul soumis par le Distributeur, lequel apparaît raisonnable. L'AQCIE-AIFQ a fait référence aux coûts élevés d'une turbine à gaz à cycle simple (AQCIE-AIFQ, Document 3, pp. 10, 31 ; AQCIE-AIFQ, Document 4, pp. 12, question 1.2 d'Hydro-Québec ; AQCIE-AIFQ, Document 5, p. 4). Toutefois, comme le Distributeur l'a déjà mentionné, ce type d'équipement n'est pas celui qu'il recherche pour assurer le service que procure le produit modulable (Notes sténographiques, vol. 11, p. 81).

3. Les alternatives proposées par les intervenants

Dans le cadre de leur argumentation, certains intervenants ont suggéré différentes alternatives au bloc de 400 MW de produits modulables, soit le recours aux marchés de court terme, à la puissance interruptible, à l'électricité patrimoniale, au stockage ou à un amalgame de solutions.

3.1 Le recours aux marchés de court terme

L'AQCIE-AIFQ, ARC-FACEF et OC jugent conservatrice la position du Distributeur à l'égard du potentiel d'achat sur les marchés de court terme et du potentiel des interconnexions (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 99-102, 187-188, 214 ; OC, Argumentation, page 4, section 3.3). Le Distributeur a étayé une position claire et détaillée sur le sujet, laquelle repose sur sa longue expérience. (HQD-2, Document 3, pp. 16-17 et HQD-4, Document 1, pp. 28-30, question 17.1 de la Régie). Encore une fois, aucune preuve n'a été présentée à l'encontre des hypothèses qu'il a émises. Aucune alternative, appuyée d'une justification ne serait-ce que sommaire, n'a été présentée à la Régie par les intervenants. La preuve de l'AQCIE-AIFQ repose sur le témoignage d'experts qui ont une connaissance très limitée du système québécois, alors qu'un autre expert, monsieur Jacques Fontaine, très au fait de ce système, appuie la position du Distributeur (ACÉÉ-SÉ-GS-4, Document 8, p. 3).

Enfin, ARC-FACEF et le RNCREQ prétendent que le Distributeur aurait établi la capacité nette des interconnexions seulement après avoir considéré l'utilisation qu'en fait le Producteur (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 139, 185 et vol. 12, p. 127). Le témoignage de monsieur Michel Ledoux établit clairement que la capacité nette des interconnexions n'a pas été fixée après utilisation par des tiers, dont le Producteur (HQD-4, Document 1, pp. 28-30, réponse à la question 17.1 de la Régie ; Notes sténographiques, vol. 3, pp. 195-196 et vol. 5, pp. 53 et ss.). De plus, le Distributeur a bien expliqué que les caractéristiques de ses besoins l'obligeraient à acheter des quantités à peu près équivalentes en périodes de pointe et hors-pointe, alors que le Producteur achète typiquement en période hors-pointe (HQD-6, Document 1, p. 28, question 13.1 de la Régie et Notes sténographiques, vol. 3, p. 203).

Le Distributeur considère qu'une stratégie ne reposant que sur les marchés de court terme n'est pas prudente. La référence aux situations vécues en Californie et en Alberta a été qualifiée de non appropriée par l'AQCIE-AIFQ et FCEI. Selon ces intervenants, dans ces juridictions l'ensemble des approvisionnements repose sur les marchés de court terme, alors qu'au Québec il n'y a qu'une très faible portion des approvisionnements reposant sur les mécanismes d'un tel marché. (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 99-100 et 243-244).

Or, comme l'a déjà mentionné le Distributeur, dans ces deux cas le problème s'est manifesté par une insuffisance de croissance du parc de production. Les équipements, déjà en place au moment de la déréglementation, sont demeurés en place. Il est donc clair qu'une loi, comme celle régissant l'électricité patrimoniale, n'aurait été d'aucune utilité pour assurer la croissance des installations de production (Notes sténographiques, vol. 4, pp. 101-103). Au soutien de ses prétentions, FCEI réfère à une analyse des causes de la crise californienne (*Administrative Law Review*, vol. 54, num. 1, Winter 2002, pp. 389-408), laquelle critique sévèrement les «*crash buying programs*» (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 243-244). Pourtant, au chapitre des moyens relevés par FCEI pour remplacer le bloc de 400 MW de produits modulables, on retrouve exactement ce type d'initiative.

3.2 Le recours à la puissance interruptible

Le Distributeur a établi que le problème principal dans un scénario fort était la capacité d'accès, à coût économique, à de grandes quantités d'énergie (HQD-2, Document 3, pp. 19-20 et HQD-1, Document 5, pp. 6, 12-13). Or, la position d'OC, à l'effet que les 400 MW de produits modulables visent à satisfaire le critère de fiabilité en puissance, dénote son incompréhension du problème posé (Notes sténographiques, vol. 11, p. 249).

Dans ce contexte, la contribution de la puissance interruptible ne peut être que négligeable. Malgré cette preuve, l'AQCIE-AIFQ argumente le contraire. Pourtant, dans le cadre de sa plaidoirie, cet intervenant reconnaît implicitement la faible contribution de la puissance interruptible en mentionnant que le potentiel est d'environ 1 500 MW et que ses clients pourraient accepter jusqu'à 200 heures d'interruption par année (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 94-95). Le Distributeur souligne que ce produit n'a jamais été expérimenté auprès de la clientèle, les programmes existants de puissance interruptible permettant une reprise de la perte d'énergie résultant des interruptions. Un simple calcul indique que ce nouveau produit, s'il était fourni par la clientèle, ne pourrait assurer plus de 0,3 TWh par année sur une base continue. De plus, il n'y a aucune preuve au dossier permettant de démontrer l'existence d'un potentiel significatif plus important capable de générer 1, 2 ou 3 TWh par an et ce, pendant potentiellement trois années consécutives.

Enfin, selon l'AQCIE-AIFQ, ARC-FACEF, FCEI et OC, le rôle de la puissance interruptible n'a pas été étudié correctement (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 92-99, 181, 233-234 et 249-250). Le Distributeur a étudié l'interruptible en fonction des besoins des consommateurs et a bien établi le rôle que les divers programmes d'interruptible pourront jouer. Un tel rôle a été clairement résumé au cours de l'argumentation (HQD-5, Document 2, pp. 37-38) et le Distributeur a également annoncé la mise sur pied d'un projet pilote visant à déterminer le véritable potentiel d'un programme d'électricité interruptible.

3.3 Le recours à l'électricité patrimoniale

Dans le cadre de son argumentation, l'AQCIE-AIFQ invoque à nouveau l'utilisation de la forme non chronologique de la courbe des puissances classées de l'électricité patrimoniale (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 81-90). Comme le Distributeur l'a maintes fois mentionné, l'application d'une telle solution ne génère pas d'énergie, l'électricité patrimoniale demeurant à 165 TWh (HQD-5, Document 2, p. 31). Par conséquent, la stratégie suggérée par cet intervenant repose essentiellement sur les marchés de court terme, dont le Distributeur a souligné les limites.

Le Distributeur soumet également que «les jeux de bâtonnets» n'apportent pas de contribution significative en raison de la forme de la courbe des puissances classées patrimoniales et peuvent conduire facilement à ne pas consommer l'ensemble de l'électricité patrimoniale (165 TWh) mise à sa disposition au prix de 2,79¢/kWh (Notes sténographiques, vol. 4, pp. 29-30).

Enfin, il semble que l'option irréaliste proposée par cet intervenant permette la satisfaction des intérêts de ses membres, soit la vente de puissance interruptible et ce, au détriment de la sécurité des approvisionnements qui est au cœur du présent dossier.

3.4 Le recours au stockage

Plusieurs intervenants voient dans le stockage «LA» solution à une gamme de problèmes fort variés : les aléas climatiques, la protection contre le scénario fort, les besoins cyclables, l'intermittence de l'éolienne. ARC-FACEF envisage même que cette solution soit disponible à faible prix, alors que la capacité de stockage est concentrée entre les mains d'un seul fournisseur (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 161-164) ce qui, dans un système de marché, apparaît contradictoire.

Un plan d'approvisionnement ne peut tout simplement pas reposer, pour une part importante, sur un moyen concentré entre les mains d'un seul producteur si l'on considère que la Loi exige non seulement du Distributeur qu'il procède par appel d'offres, mais également qu'il favorise une saine concurrence et qu'il accorde un traitement égal aux diverses sources d'approvisionnement (article 74.1).

ARC-FACEF conteste même cette évidence en déclarant que *«la loi n'interdit aucunement d'aller en appel d'offres s'il n'y a qu'un seul fournisseur éventuel»* (Notes sténographiques, vol. 11, p.160). De façon étrange, à l'égard des produits modulables, ce même intervenant craint *«que les coûts pour de tels produits ne soient très élevés»* en raison de la présence d'un seul fournisseur, référant évidemment au Producteur :

«Un seul, en fait, qui de par ses capacités de stockage et ses possibilités de vendre sur des marchés étrangers, compte tenu de ses faibles coûts de production (ce qui ne sera pas le cas des nouveaux joueurs) pourra répondre aux exigences du quatre cents mégawatts (400 MW) modulable. Peut-on vraiment dire qu'il y a concurrence dans un tel contexte ou seulement apparence de concurrence?» (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 171-172).

ARC-FACEF avoue finalement qu'il perçoit le stockage comme le dernier rempart protégeant les consommateurs contre les effets pervers de l'introduction d'un marché concurrentiel, résultat de l'application du nouveau cadre législatif (Notes sténographiques, vol. 11, p. 175).

Pour satisfaire aux exigences de la Loi, le Distributeur a délaissé l'approche traditionnelle basée sur l'identification de moyens et a plutôt développé des produits qui peuvent être livrés par diverses sources d'approvisionnement et divers fournisseurs, y compris tout fournisseur disposant de réservoirs et qui désirerait les utiliser en partie pour livrer le produit demandé, ou tout fournisseur utilisant la technologie des turbines à gaz à cycle combiné.

En ce qui concerne les 400 MW de produits modulables, cette logique a été respectée. De plus, il a été établi que le stockage ne pouvait être un substitut au service rendu par les produits modulables. Par conséquent, le Distributeur considère que le recours à un moyen spécifique, tel le stockage, devrait être limité aux seules situations où pour satisfaire les besoins du Distributeur, il n'y aurait aucune solution alternative. Pour le moment, rien n'indique que c'est le cas.

C – LES APPELS D’OFFRES

1. Le report du second appel d’offres

ARC-FACEF et le RNCREQ s’interrogent sur la décision du Distributeur de reporter à l’automne l’appel d’offres qui devait être lancé en juin prochain (Notes sténographiques, vol. 11, pp. 156, 175-176 et vol. 12, pp. 122-123).

Le Distributeur tient à rappeler que le report de cet appel d’offres découle de la nécessité d’éviter que deux appels d’offres ne se chevauchent et de l’évolution du contexte. En effet, il est préférable que les résultats du premier appel d’offres soient connus, au moins de façon préliminaire avant de lancer un second appel d’offres. Cette façon de faire permettra aux divers soumissionnaires du premier appel d’offres de savoir s’ils sont retenus ou non et de rajuster leur approche, au besoin (Notes sténographiques, vol. 3, pp. 14, 71-73 et vol. 4, pp. 117-120).

De plus, comme l’a mentionné le Distributeur, la conjoncture économique défavorable en début d’année 2002 a enlevé de la pression sur le marché des équipements stratégiques et les délais plus courts qui en ont découlé permettent de retarder de quelques mois le deuxième appel d’offres (Notes sténographiques, vol. 3, pp. 14, 71-73 et vol. 4, pp. 117-120). Cependant, cet appel d’offres ne pourrait être décalé davantage sans encourir de risques, la conjoncture économique pouvant changer rapidement. De fait, le Distributeur aurait préféré maintenir son échéancier initial, s’il s’était avéré pratique de le faire.

2. Le report de la décision de la Régie

Le RNCREQ a recommandé à la Régie de reporter sa décision à l’égard du présent Plan (Notes sténographiques, vol. 12, pp. 128-129). Outre le fait qu’une telle recommandation ne trouve aucune justification reposant sur une preuve sérieuse, elle n’est pas sans conséquence puisqu’un report de la décision et, par le fait même, du second appel d’offres, pourrait entraîner une cascade de reports d’appels d’offres en raison de la nécessité d’éviter les chevauchements.

Cette série de reports, d'une part, empêcherait le respect des délais ciblés pour les appels d'offres, établis en vue de permettre le maximum de concurrence et, d'autre part, pourrait mettre en péril la sécurité des approvisionnements.

3. L'utilité de la seconde étape de l'évaluation des offres

ACÉÉ-SÉ-GS remet en cause l'utilité de la seconde étape de l'analyse des offres et demande l'application des critères non-monétaires à la troisième étape. Au soutien de cette prétention, cet intervenant réfère à une réponse du Distributeur apparaissant non pas sur le site internet de la Régie, mais sur celui du Distributeur, selon laquelle, «*aucune soumission n'est rejetée ou éliminée à cette étape (étape 2 de l'analyse des soumissions)*» (Notes sténographiques, vol. 12, p. 40).

La réponse fournie par le Distributeur est composée de quatre paragraphes dont seul le plus court a été cité par ACÉÉ-SÉ-GS. Or, le paragraphe suivant ce bref extrait mentionne que «*[l]ors de l'étape 3 de la procédure d'analyse des soumissions, différentes combinaisons de soumissions sont constituées en utilisant les meilleures soumissions de chaque catégorie*». Quelques explications additionnelles méritent d'être rappelées afin de dissiper toute ambiguïté relativement à la seconde étape de l'analyse des soumissions :

- Tel que mentionné dans la *Procédure d'appel d'offres et d'octroi* (la «Procédure»), pour les achats d'électricité approuvés par la Régie, l'étape 2 «*permet d'effectuer un premier classement des soumissions afin de limiter le nombre de combinaisons de soumissions qui seront analysées plus en détail à l'étape suivante*».

- Le nombre de combinaisons possibles croît de façon exponentielle avec le nombre de soumissions. À titre d'exemple, pour un appel d'offres portant sur 500 MW, si cinq soumissions de 100 MW sont reçues, il y a une seule combinaison possible. Pour six soumissions, il y a six combinaisons possibles. Pour dix soumissions, il y a 252 combinaisons et pour 20 soumissions, il y a 15 504 combinaisons.

- Il n'est pas possible *a priori* de déterminer combien d'offres seront utilisées pour former des combinaisons. Tel que mentionné dans la Procédure «*[l]e choix et le nombre de soumissions retenues pour cette étape [l'étape 3] peuvent varier en fonction des besoins à combler, de l'envergure des soumissions et des possibilités pour le Distributeur de combiner des soumissions*».

- De plus, selon la Procédure, ce sont les meilleures soumissions de chaque catégorie qui seront retenues pour former des combinaisons à l'étape 3.

- Ainsi, bien qu'aucune soumission ne soit rejetée lors de l'étape 2, dans plusieurs situations, plusieurs soumissions ne seront pas utilisées lors de l'étape 3.

- Finalement, à l'étape 3, le processus d'évaluation permettra de capter, par des modèles de simulation, l'incidence monétaire de plusieurs des critères de l'étape 2.

4. La participation de la filière éolienne aux appels d'offres

Selon ACÉE-SÉ-GS, la proposition du Distributeur comporte «*un certain nombre d'obstacles systémiques*» à l'égard de la filière éolienne (Notes sténographiques, vol.12, p.9). Au soutien de cette prétention, ACÉE-SÉ-GS invoque les arguments suivants :

4.1. La durée des contrats d'approvisionnement

ACÉE-SÉ-GS réclame des contrats de 25 ans pour la filière éolienne. Par sa décision D-2002-17, la Régie ordonne au Distributeur «*de permettre des contrats d'approvisionnement d'une durée de 15 à 25 ans, avec option de renouvellement, au choix du fournisseur ;*».

Le fait de permettre des options de renouvellement au gré du fournisseur soulève la question de la durée de vie normale des équipements sous-jacents à un contrat et celle de la nécessité prudente que cette durée de vie soit au moins égale à la durée du contrat, y compris toute option de renouvellement.

L'un des témoins d'ACÉÉ-SÉ-GS a reconnu qu'il n'était pas possible de démontrer une vie utile significativement supérieure à 20 ans car les premières installations d'éoliennes ont été mises en service au début des années 1980 (Notes sténographiques, vol. 6, pp. 150-151). De plus, la référence par cet intervenant à un seul contrat d'énergie de 22 ans n'est pas en elle-même significative (Notes sténographiques, vol. 12, p. 43 et ACÉÉ-SÉ-GS-9, Document 5).

Le Distributeur considère que l'orientation générale d'accorder des contrats d'une durée légèrement inférieure à la vie utile normale démontrée des installations sous-jacentes à un contrat est fondamentale. Dans le but de simplifier la participation à l'appel d'offres, l'établissement d'une durée standard (tel 15 à 20 ou 22 ans) sans démonstration spécifique de durée de vie, est utile tout en permettant aux soumissionnaires, qui peuvent démontrer une vie normale d'installations significativement plus élevée, d'avoir accès à des contrats qui peuvent avoir une durée allant jusqu'à 35 ans. Cependant, ces durées devraient être fermes et les options de renouvellement au choix du fournisseur – qui par définition ne peuvent jamais profiter aux consommateurs – devraient être éliminées.

4.2 La maturité technologique

Les commentaires d'ACÉÉ-SÉ-GS à l'égard de la maturité technologique de la filière éolienne et ses modifications technologiques éventuelles (Notes sténographiques, vol. 12, p. 62) sont superflus compte tenu que le Distributeur a déjà indiqué que les versions évoluées de technologie démontrée seraient considérées comme matures quelle que soit la filière.

4.3 L'indexation des contrats et le risque des prix indexés à différents indices

ACÉÉ-SÉ-GS qualifie l'acceptation du Distributeur, d'indexer les prix des contrats d'approvisionnement à des indices comme le prix du gaz, d'avantage indu à certaines filières comme la filière thermique (Notes sténographiques, vol. 12, p. 55).

Il faut noter que chaque filière possède sa propre structure de coût et que certaines composantes sont soumises à des fluctuations importantes. Si ces fluctuations étaient prises en charge par un producteur et que ce dernier ne pouvait se protéger par des mécanismes financiers d'arbitrage (hedging), il exigerait vraisemblablement une prime de risque très élevée pour être en mesure de supporter ce risque sans mettre en péril la situation financière du projet. Un tel risque peut être supporté beaucoup plus facilement par un Distributeur, surtout lorsqu'une grande partie de son portefeuille d'approvisionnement est à prix fixe (HQD-2, Document 4, p. 7).

Il faut également considérer que les fluctuations comportent des hausses et des baisses. Même si les hausses risquent de se répercuter en augmentation de tarifs, ces dernières seront sûrement de moindre ampleur que celles des énergies concurrentes. Les consommateurs pourront toujours bénéficier des réductions de tarifs, lorsque la situation inverse se présentera. À l'opposé, des prix dont l'indexation est fixée à l'avance peuvent, à long terme, mettre en péril la position concurrentielle du Distributeur.

Par conséquent, la proposition d'ajouter une prime de risque lors de l'évaluation comparative des offres n'est pas pertinente puisque la situation ne présente aucun risque significatif pour le Distributeur et sa clientèle.

Quant aux énergies renouvelables, elles peuvent également tirer profit de formules d'indexation basées sur les fluctuations d'éléments de coût qui leur sont propres. Les fluctuations de taux d'intérêt constituent le meilleur exemple d'un risque qu'un producteur utilisant des énergies renouvelables pourrait tenter de gérer (Notes sténographiques, vol. 12, pp. 38, 54). Or, contrairement à ce qui est avancé par ACÉE-SÉ-GS (Notes sténographiques, vol. 12, p. 55), rien dans la preuve déposée ne permet de conclure que le Distributeur refuserait d'assumer ce type de risque.

Enfin, le Distributeur s'oppose à la proposition de l'AIEQ de former un groupe de travail pour mettre au point une formule de partage de risques (AIEQ, Argumentation, p. 7). La présente cause et toutes celles qui porteront sur l'approbation par la Régie d'un plan d'approvisionnement permettent des discussions sur les divers risques. Les grands principes et orientations ont pu et pourront y être abordés. Le Distributeur considère que la mise au point de formules de partage des risques n'ajoute rien aux grandes orientations de son Plan.

4.4 Les coûts du transport

ACÉE-SÉ-GS suggère que l'approche des coûts génériques de transport introduit un désavantage systémique pour un producteur qui désire s'installer dans la région de la Gaspésie (Notes sténographiques, vol 12, p.57).

Le Distributeur croit au contraire que l'utilisation des coûts génériques confère un avantage économique aux projets de production qui désirent s'installer dans cette région, comme le démontre le tableau 2 du rapport technique préparé par TransÉnergie (Pièce HQD-6, Document 1, Annexe 2, page 10).

Ce tableau présente les coûts génériques relatifs à l'intégration d'une production additionnelle de 1500 MW sur le réseau principal. Le coût de renforcement de la région 9 (poste Lévis), estimé à 80 M\$ (en dollars 2007), s'avère le plus bas parmi les coûts des dix zones d'étude.

Ce coût est commun à toutes les zones d'étude puisqu'il correspond au coût de la solution au problème de réduction de la marge de manœuvre sur la capacité de transport de la section Churchill-Manic du réseau (Notes sténographiques, vol 10, p.22 à 24). Aucun coût variable n'est associé au renforcement de la zone 9. Donc une production en Gaspésie n'est nullement désavantagée.

4.5 L'achat d'énergie seule

ACÉE-SÉ-GS suggère au Distributeur d'assembler des sous-produits afin de générer des produits qui correspondent aux besoins du consommateur (Notes sténographiques, volume 12, p. 47).

Le Distributeur a mentionné en audiences que plusieurs sources d'approvisionnement pouvaient fournir de l'énergie seule, et ce à un prix au moins aussi intéressant que l'éolienne. Si cette approche vise à favoriser l'éolienne, une quote-part serait certainement un moyen beaucoup plus approprié (HQD-5, Document 2, p.35; Notes sténographiques, vol. 11, pp. 54-55).

Le Distributeur maintient également que l'approche négociée entre des participants au marché afin de présenter une offre conforme aux produits demandés dans le cadre de l'appel d'offres est la plus prometteuse et la plus facile. Le Distributeur continue de préconiser, comme il est courant sur le marché, que des groupes unissent leurs efforts pour offrir un produit adéquat. Ces ententes sont, par leur nature, très complexes, d'autant plus qu'elles portent sur de très longues périodes, et il est irréaliste de croire que le Distributeur pourra, dans un processus d'appel d'offres, trouver une combinaison parfaite.

5. Les critères environnementaux et le développement durable

5.1 Le concept de «développement durable»

Le RNCREQ mentionne, à juste titre, que le concept de développement durable «*englobe environnement, social et économique*» (Notes sténographiques, vol. 12, p. 136) et qu'un tel concept implique que l'on doive accorder un poids égal aux préoccupations économiques, sociales et environnementales (Notes sténographiques, vol 12, pp. 173 et ss.). Une analyse de l'argumentation du RNCREQ permet cependant de constater que ce dernier redéfinit ce concept en le réduisant à son seul volet environnemental.

En effet, selon le RNCREQ, la provision pour efficacité énergétique proposée par le Distributeur ne rejoint pas les préoccupations relatives au développement durable, puisqu'elle ne s'appuie pas sur des considérations environnementales (Notes sténographiques, vol. 12, p. 190). Pourtant, selon le GRAME-UDD, «*le respect du développement durable en matière énergétique demande que l'on favorise [...] 3. l'efficacité énergétique*» (GRAME-UDD-3, Document 1, p. 11). Nulle part, il n'est précisé que certaines formes d'efficacité énergétique doivent être exclues du calcul ou du concept. L'important semble être d'éviter la réalisation de nouveaux ouvrages, quelque soit le motif économique ou environnemental sous-jacent.

Le GRAME-UDD mentionne également que «*le respect du développement durable demande que l'on favorise [...] 4. le remplacement des énergies non renouvelables par des énergies renouvelables*» (GRAME-UDD-3, Document 1, p. 11). La suggestion du RNCREQ, proposée sur une base intérimaire on le notera, est plutôt d'attribuer aux projets hydroélectriques la note environnementale moyenne des meilleurs projets thermiques, ceux-ci étant évalués en fonction de l'ensemble des critères, donc ne correspondant pas nécessairement aux meilleurs projets sur le plan environnemental. Il semble donc y avoir là également une certaine forme d'incohérence, voire même de contradiction.

Le RNCREQ indique que la Régie doit se demander «*ce qui est bon pour les consommateurs québécois*», soit «*quels achats vont répondre aux critères environnementaux, sociaux et économiques*» (Notes sténographiques, vol 12, p. 151). À cet égard, le RNCREQ précise qu'une majorité d'intervenants s'entendent pour prendre en compte les critères environnementaux au niveau des projets d'offres (Notes sténographiques, vol. 12, p. 130). Cette affirmation ne reflète pas la réalité. Outre la position des groupes environnementaux qui, en toute cohérence, proposent une telle intégration, on constate plutôt que :

- L'AQCIE et l'AIFQ, représentant des grands consommateurs industriels d'électricité, se sont prononcés contre la prise en considération de critères environnementaux au-delà des éléments déjà intégrés à la proposition du Distributeur (AQCIE-AIFQ, Argumentation, section 3.1).
- FCEI, représentant des petites et moyennes entreprises, précise qu'il faudrait que l'impact tarifaire soit «*non-indu*» (Notes sténographiques, vol. 6, p. 205). Son représentant réfère à un poids de 1% dans la grille d'évaluation pour ces considérations. On peut facilement en déduire que toute hausse de tarifs résultant de cette intégration lui apparaîtrait indue.
- ARC-FACEF, représentant de petits consommateurs, recommande d'étudier plus à fond cette question afin «*...d'évaluer les meilleures façons de faire pour l'avenir et de valider les coûts qui y sont ou non rattachés*» (nos soulignés), suggérant ainsi que l'impact tarifaire d'une telle intégration est à considérer avant de s'engager davantage (Notes sténographiques, vol. 11, p. 213).
- OC, représentant également de petits consommateurs, ne traite pas de cette question. On doit cependant retenir que pour cet intervenant, le Plan doit être fondé sur des «*principes et objectifs*» qui permettent «*aux consommateurs de l'électricité de s'assurer qu'ils consomment de l'électricité au meilleur prix possible avec un niveau acceptable de fiabilité*» (OC, Argumentation, p. 2). De plus, selon cet intervenant, parmi les «*principes fondamentaux*» d'un plan d'approvisionnement, il faut que le Distributeur «*identifie et évalue toutes les alternatives d'approvisionnement qui sont disponibles en utilisant des critères économiques*» (OC, Argumentation, p. 2).

Il semble donc y avoir un consensus des différents groupes de consommateurs s'étant prononcés sur cette question. Les impacts tarifaires découlant de l'intégration de critères environnementaux doivent être pris en considération, ce qui est d'ailleurs tout à fait cohérent puisque le concept traditionnel de développement durable intègre également ces préoccupations économiques et sociales.

Finalement, le Distributeur comprend, comme il l'a indiqué (HQD-6, Document 1, p. 62), que ce concept de développement durable inclut celui du développement économique et l'obligation de répondre aux besoins énergétiques légitimes des Québécois, ce qui est totalement incompatible avec la proposition du RNCREQ de reporter la date d'approbation du Plan.

5.2 L'insertion de critères environnementaux et la question du «double emploi»

Selon le Distributeur, l'intégration de critères environnementaux dans le cadre de la grille d'analyse des appels d'offres ferait double emploi notamment avec sa proposition qui consiste à transférer les risques environnementaux aux promoteurs. Il est important de corriger ou de nuancer certains arguments utilisés par le RNCREQ pour faire valoir l'insertion de critères environnementaux ou pour réfuter la question du «double emploi».

Cet intervenant reconnaît qu'il pourrait y avoir une prime d'assurance qui s'ajouterait aux coûts des projets (Notes sténographiques, vol. 12, pp. 182-183). Par cette affirmation, il admet, dans une certaine mesure, une forme de double emploi. Le principe que les promoteurs pourraient être confrontés à des obligations nouvelles en vertu de modifications législatives est également reconnu par le RNCREQ (Notes sténographiques, vol. 12, p.182).

Cet intervenant qualifie de «*logique défailante*» l'approche du Distributeur de transférer les risques environnementaux (Notes sténographiques, vol. 12, p. 180). Le Distributeur soumet que le transfert de risques n'est pas fait à la Régie mais aux promoteurs, lesquels n'ont d'autres choix que de prendre en considération l'ensemble des informations dont ils disposent au moment de la préparation de leurs soumissions et ceci inclut les informations relatives au Protocole de Kyoto, question d'une très grande actualité. De plus, le Distributeur soumet que l'article 5 de la Loi, qui établit cette «toile de fond» du développement durable, n'attribue pas à la Régie une juridiction en matière d'environnement comme la Régie l'a elle-même reconnu dans l'avis consécutif à la *Demande d'avis sur les modalités de mise en œuvre de la contribution de la filière de la petite production hydraulique d'électricité au plan de ressources d'Hydro-Québec* (Dossier R-3410-98, A-99-02). À cet effet, à la page 108, la Régie affirme que :

«De plus, il ne revient pas au comité de sélection de juger de l'acceptabilité socio-environnementale d'un projet. Il s'agit là d'une compétence qui relève du ministre de l'Environnement par le biais de la Loi sur la qualité de l'environnement (L.R.Q., chapitre Q-2).

Des intervenants ont d'ailleurs fait part de leurs opinions et de suggestions concernant le processus d'examen environnemental dont les petites centrales hydroélectriques font l'objet. À ce sujet, la Régie rappelle que ces considérations ne font pas partie de son mandat et que le processus d'examen environnemental est du ressort exclusif du gouvernement.»

Il faut également souligner, qu'au stade actuel de l'analyse par les promoteurs, la réglementation spécifique relative aux gaz à effet de serre, polluants ciblés de façon prioritaire par les gouvernements, n'existe pas. Ceci n'a pas pour effet de diminuer le risque mais plutôt de l'augmenter et incite les soumissionnaires à prendre en compte ce type de risque lors de la présentation de leur soumission.

De plus, contrairement à ce que prétend le RNCREQ (Notes sténographiques, vol. 12, p. 178 et vol. 9, pp. 75-76), une «*réglementation future*» peut être «*rétroactive*» ou, en d'autres termes, s'appliquer à un projet existant. Il n'est pas rare qu'un gouvernement adopte une loi ou un règlement qui s'applique à tous les projets existants et à venir. Ce serait nécessairement le cas, par exemple, si le gouvernement du Canada voulait mettre en place un système de permis pour limiter le niveau des émissions atmosphériques à celui de 1990 ou à toute autre référence historique.

Une manifestation évidente d'incohérence se retrouve au niveau du traitement proposé de la filière éolienne. Le RNCREQ donnerait d'emblée le maximum de points à cette filière sans discrimination pour aucun projet (RNCREQ-24, p. 3), alors qu'il affirme que la grille n'est pas redondante avec d'autres organismes car elle s'attaque à une comparaison des projets, ce que personne d'autre n'aurait fait selon leurs prétentions.

De plus, il a été mis en preuve que les projets éoliens bénéficient de mesures fiscales fédérales et provinciales avantageuses, lesquelles sont sans doutes consenties pour refléter les avantages environnementaux et sociaux de cette filière (HQD-6, Document 1, p. 60). En particulier, à la demande de la Régie, ACÉE-SÉ-GS a déposé un document de travail du gouvernement fédéral intitulé: «*Encouragement à la production d'énergie éolienne (ÉPÉE)–1000 mégawatts sur 5 ans*», dans lequel il est clairement établi que la conception et la mise en œuvre de ce programme sont fondées notamment sur les avantages qu'apporte la filière éolienne en matière d'environnement (ACÉE-SÉ-GS, Document 9, p. 4).

Le Distributeur tient à rappeler que la théorie du bien-être qui justifie de baser les choix publics sur le coût social implique également que les subventions reçues par un promoteur soient ajoutées au coût social que l'on veut tant mesurer. Dans l'exemple ci-haut mentionné, toujours du point de vue de l'optimum économique, il faudrait ajouter au coût de la filière éolienne toute forme de subventions reçues par les différents niveaux de gouvernement.

Enfin, selon le RNCREQ, «*les risques de dommages environnementaux découlant des choix d'approvisionnement [...] sont énormes* (Notes sténographiques, vol 12, p. 177). Aucune preuve n'a été déposée par cet intervenant ou par tout autre intervenant pour documenter ces aspects. Cette appréhension est d'autant moins fondée que l'on peut raisonnablement s'attendre des travaux du BAPE que tous les projets retenus soient d'une qualité environnementale relativement homogène puisque le gouvernement pourra les évaluer concurremment et s'assurer que les meilleures mesures d'atténuation des impacts environnementaux soient appliquées par chacun des intervenants. De plus, la grille d'évaluation est conçue pour avantager les promoteurs sérieux, disposant d'un bon plan directeur et de bonnes garanties financières. Or, il y a une très forte corrélation entre ces facteurs : un bon plan directeur mené par des gens d'expérience implique normalement des choix, technologiques ou autres, correspondant aux meilleures normes. En raison de ce qui précède, le Distributeur soumet que la Régie ne peut tenir compte de ce risque environnemental allégué par le RNCREQ.