



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

# **L'intégration des considérations environnementales dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres pour la fourniture d'électricité**

Témoignage de  
**Philippe U. Dunsky**

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

Dans le cadre du dossier R-3470, phase II de la  
**Régie de l'énergie**

15 mars 2002

# Table des matières

---

1		
2		
3		
4	<b>Q.1 : Veuillez résumer votre mandat.....</b>	<b>1</b>
5	<b>Q.2 : Pourquoi la Régie devrait-elle s’assurer de l’intégration explicite des externalités</b>	
6	<b>environnementales ?.....</b>	<b>2</b>
7	(i) Le développement durable et l’importance des enjeux.....	2
8	(ii) Fondement de la régulation des monopoles.....	3
9	<i>Tendre vers un marché parfait.....</i>	<i>3</i>
10	<i>Le cas d’un marché imparfait.....</i>	<i>4</i>
11	(iii) Conclusion : l’intégration des externalités est essentielle.....	5
12	<b>Q3 : L’intégration de telles externalités est-elle possible dans le cadre d’un appel</b>	
13	<b>d’offres ?.....</b>	<b>6</b>
14	(i) Les primes monétaires.....	6
15	<i>La monétisation (valeur des dommages).....</i>	<i>6</i>
16	<i>La monétisation (par coût de contrôle).....</i>	<i>7</i>
17	<i>La majoration ad hoc.....</i>	<i>7</i>
18	<i>Exemples d’intégration à un appel d’offres.....</i>	<i>8</i>
19	(ii) L’analyse multi critères.....	8
20	<i>Le classement et la pondération.....</i>	<i>8</i>
21	<i>L’analyse multi critères d’aide à la décision (AMCAD).....</i>	<i>9</i>
22	(iii) Les combinaisons.....	9
23	<b>Q4 : Comment ces méthodes peuvent-elles s’appliquer au cas de l’appel d’offres</b>	
24	<b>d’Hydro-Québec ?.....</b>	<b>11</b>
25	(i) Considérations générales.....	11
26	<i>La transparence et la prévisibilité.....</i>	<i>11</i>
27	<i>L’impartialité et l’intérêt du Distributeur.....</i>	<i>11</i>
28	(ii) Applicabilité à Hydro-Québec.....	12
29	(iii) Implications générales pour l’appel d’offres d’Hydro-Québec.....	13
30	<b>Q5 : Comment la Régie peut-elle intégrer les externalités aux prochains appels</b>	
31	<b>d’offres d’HQ-Distribution ?.....</b>	<b>15</b>
32	(i) En général.....	15
33	(ii) Défis de la mise en œuvre d’un régime permanent (appels d’offres 2003 et suivants). 15	
34	<i>Défis de l’approche de monétisation.....</i>	<i>15</i>
35	<i>Défis de l’approche classement et pondération.....</i>	<i>16</i>
36	<i>Implications pour le premier appel d’offres.....</i>	<i>16</i>
37	(iii) Étapes et calendrier pour l’adoption d’un régime permanent.....	16
38	(iv) L’adoption d’un régime intérimaire (appels d’offres 2002).....	19

1	<b>Q6 : Sur quelles bases peut-on adopter un régime intérimaire ?</b> .....	<b>21</b>
2	(i) Contexte particulier : l'hydroélectricité et le gaz naturel.....	21
3	(ii) Principes de la proposition.....	21
4	(iii) Modalités de la proposition.....	22
5	<i>Traitement des projets thermiques</i> .....	22
6	<i>Traitement des projets hydroélectriques</i> .....	24
7	(iv) Résumé, « bémols » et précisions.....	26
8	<i>Résumé</i> .....	26
9	<i>Quelques « bémols »</i> .....	27
10	<i>Précisions au sujet de la comparaison hydro c. thermique</i> .....	28
11	<b>Q7 : Pourquoi ne pas retenir la proposition de M. Égré</b> .....	<b>29</b>
12	(i) La proposition de Dominique Égré.....	29
13	(ii) Analyse critique de la proposition .....	29
14	<i>Lacune n° 1 : discrétion totale pour la pondération et l'évaluation</i> .....	30
15	<i>Lacune n° 2 : l'absence de données sur les impacts en amont</i> .....	30
16	<i>Lacune n° 3 : dédoublement dans l'indicateur n° 1</i> .....	31
17	<i>Autres lacunes</i> .....	31
18	(iii) Conclusion .....	32
19	<b>Q8 : Veuillez résumer vos recommandations</b> .....	<b>33</b>
20	(i) Recommandation n° 1 : une démarche claire en vue des appels d'offres de 2003 et	
21	suivants .....	33
22	(ii) Recommandation n° 2 : une approche intérimaire pour l'appel d'offre de 2002 .....	33
23	<b>Q9 : Est-ce que ceci termine votre témoignage écrit ?</b> .....	<b>34</b>
24	<b>Annexe A</b> .....	<b>35</b>
25		
26		

1 **Q.1 : Veuillez résumer votre mandat.**

2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14

Le Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement (RNCREQ) nous a mandaté afin d'évaluer la proposition d'Hydro-Québec Distribution et de faire des recommandations quant au traitement des externalités environnementales au sein du processus d'appel d'offres.

Pour ce faire, nous avons pris connaissance de la requête du Distributeur, de la littérature existante au sujet des externalités environnementales ainsi que de leur intégration aux régimes d'appels d'offres pour l'électricité, de même que les preuves pertinentes soumises lors de la phase 1 du dossier.

1 **Q.2 : Pourquoi la Régie devrait-elle s'assurer de l'intégration**  
2 **explicite des externalités environnementales ?**  
3  
4

5 Deux raisons rendent essentielle l'intégration explicite des considérations  
6 environnementales dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec Distribution :  
7 (i) dans un contexte de développement durable, l'importance et la variabilité des  
8 enjeux environnementaux associés à la production d'électricité et (2) dans un  
9 contexte de régulation de monopoles, l'objectif de tendre vers la reproduction des  
10 conditions d'un marché parfaitement concurrentiel.  
11

12 **(i) Le développement durable et l'importance des enjeux**  
13

14 La production d'électricité diffère de la production d'autres produits notamment en  
15 ce qu'elle génère des externalités substantielles et peu rivalisées dans d'autres  
16 secteurs économiques.  
17

18 Selon la source, la production d'électricité peut en effet générer d'importantes  
19 émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques régionaux et  
20 locaux. Elle peut également modifier et réduire de façon dramatique l'intégrité des  
21 écosystèmes locaux et régionaux, en plus d'autres impacts potentiels significatifs.  
22 La portée de l'impact environnemental de la production d'électricité – qu'elle que  
23 soit la source – étant bien connue et faisant l'objet d'une littérature abondante, elle  
24 ne mérite pas que j'y consacre plus de temps dans le présent témoignage.  
25

26 Au-delà de l'importance générale des impacts de la production d'électricité, ces  
27 derniers diffèrent grandement selon la filière et, à l'intérieur même d'une filière,  
28 selon le projet spécifique. Cette différenciation rend d'autant plus importante leur  
29 intégration explicite à la procédure d'appel d'offres, puisque celle-ci constitue  
30 l'outil décisionnel privilégié pour permettre à l'unique acheteur exerçant un choix –  
31 Hydro-Québec Distribution – d'apprécier le plein coût de chaque option et de  
32 prendre des décisions appropriées en conséquence.  
33

34 Le respect des exigences élémentaires du développement durable oblige donc la  
35 considération explicite, en ce qui concerne les choix de production d'électricité, des  
36 externalités environnementales.  
37

1           **(ii) Fondement de la régulation des monopoles**

2  
3                           *Tendre vers un marché parfait*

4  
5           La régulation économique des monopoles<sup>1</sup> a généralement pour but de reproduire,  
6           en autant que possible, les conditions d'un marché affecté par une concurrence  
7           « parfaite ». Or, une telle concurrence parfaite présuppose l'inexistence  
8           d'externalités, principalement environnementales.

9  
10           [Les externalités sont les coûts (ou bénéfiques) générés par une activité économique  
11           mais qui ne sont pas supportés directement par les participants à la transaction et  
12           qui n'affectent donc pas leurs choix individuels. Les coûts étant « externalisés », il  
13           revient à d'autres acteurs d'en subir les conséquences. La possibilité pour certains  
14           acteurs d'externaliser des coûts, à leur bénéfice et au détriment d'autres acteurs,  
15           peut mener à une allocation inefficace des ressources, particulièrement dans le  
16           domaine de l'énergie où de telles externalités sont omniprésentes.]

17  
18           En pratique, malgré qu'il soit un objectif louable, nul ne peut s'attendre à ce qu'un  
19           régulateur soit en mesure de reproduire pleinement et précisément *toutes* les  
20           conditions d'un marché parfait. Plutôt, il doit viser à corriger les imperfections les  
21           plus importantes, compte tenu de ses ressources disponibles.

22  
23           Dans le cas de la production d'électricité, les externalités représentent justement  
24           une des imperfections de loin les plus importantes. Dans un contexte de  
25           priorisation, le régulateur ne peut, à notre avis, négliger ce problème de taille.

26  
27           Par ailleurs, le régulateur doit aussi s'assurer que l'outil en question est, en  
28           pratique, approprié pour le traitement de cet enjeu. Or, compte tenu de la grande  
29           variabilité des impacts selon les sources d'énergie électrique, l'appel d'offres du  
30           Distributeur constitue *l'outil privilégié* pour traiter de cette question. En effet,  
31           l'intégration des externalités affectera directement les choix que le Distributeur  
32           aura à faire entre une multitude de propositions aux caractéristiques  
33           environnementales nettement distinctes.

34  
35           En l'absence d'efforts importants pour internaliser ces coûts, les choix du  
36           Distributeur auront de très fortes chances de s'éloigner des choix – et donc de  
37           l'allocation des ressources – qui seraient faits dans un marché parfait. Rappelons ici  
38           qu'en raison de sa position monopolistique, Hydro-Québec constitue le seul  
39           consommateur opérant dans un marché affecté par une pluralité d'options

---

<sup>1</sup> Dans le cas qui nous concerne, il n'est pas clair si Hydro-Québec Distribution constitue plus un monopsonne ou un monopole. Pour les fins de ce témoignage, j'emploie le terme « monopole » sans avancer plus loin dans cette distinction.

1 d'approvisionnement d'électricité. Pour cette raison, il est impératif que ses choix  
2 reflètent, en autant que possible, la somme des choix que feraient autrement les  
3 millions de consommateurs individuels qu'elle représente, toujours dans le cadre  
4 d'un marché parfait (donc sans externalités).

### 7 *Le cas d'un marché imparfait*

9 Enfin, soulignons que même un marché affecté par une concurrence *imparfaite* au  
10 niveau des externalités réussira néanmoins à intégrer une partie de celles-ci, et ce,  
11 par les choix individuels des consommateurs. En effet, l'expérience pratique avec  
12 l'accès au détail dans les marchés déréglementés indique que nombre de  
13 consommateurs préfèrent s'approvisionner auprès d'une source d'énergie créant  
14 peu d'externalités, et ce, malgré des primes tarifaires souvent très élevées.<sup>2</sup>

15  
16 Une telle situation (concurrence imparfaite faisant de l'intégration d'externalités  
17 communes un choix individuel et volontaire) ne représente aucunement l'approche  
18 économique la plus appropriée.<sup>3</sup> Néanmoins, elle sert d'exemple pour illustrer  
19 d'autant plus clairement l'erreur économique que serait celle de négliger les  
20 externalités dans l'appel d'offres d'un monopole réglementé.

21  
22 Dans un marché parfait – dont la reproduction ou l'approximation est l'objectif  
23 central de la régulation de marchés imparfaits tels ceux caractérisés par l'existence  
24 de monopoles – les coûts environnementaux sont entièrement internalisés aux  
25 choix des (ou du) consommateur(s). Dans un marché même imparfait, les  
26 producteurs sont incités, à divers degrés, à réduire les coûts environnementaux de  
27 leurs projets de production d'électricité, en raison de primes payées par le marché.

---

<sup>2</sup> En date de 2000, plus de 50 produits d'énergie verte étaient disponibles dans les quelques États américains ayant ouvert leurs marchés à l'accès direct au détail. Les primes payées étaient, en moyenne, de quelque 4,8¢CAN/kWh. En Angleterre, les primes pour énergie verte atteignaient, la même année, quelque 10,2¢CAN/kWh, alors que celles en Allemagne, aux Pays-Bas et en Australie touchaient, respectivement, 9,5¢CAN/kWh, 6,8¢CAN/kWh et 6,7¢CAN/kWh. Les marchés d'énergie verte sont à leurs premiers balbutiements, ce qui rend difficile toute extrapolation de l'intérêt des consommateurs. Toutefois, les deux seuls États américains ayant maintenant une expérience de plusieurs années avec l'accès direct (mise à part le petit État du Rhode Island) offrent des résultats intéressants. En Pennsylvanie, entre 15% et 20% des consommateurs ayant quitté leur fournisseur d'origine ont choisi des produits d'énergie verte qui commandent des primes tarifaires. En Californie, c'est près de 100% des consommateurs ayant quitté leur fournisseur d'origine qui ont choisi des produits d'énergie verte. (En raison de la crise récente dans les prix de gros, un moratoire effectif sur l'accès au détail en Californie est présentement en vigueur.) Cela dit, le nombre de consommateurs ayant changé de fournisseur demeure limité.

<sup>3</sup> Une série d'obstacles, dont l'absence d'information et, surtout, l'effet d'opportunisme (*free riders*), rendent le volontarisme une approche nettement inappropriée pour l'intégration des externalités environnementales.

1 Or, permettre à Hydro-Québec Distribution d'ignorer ces coûts dans le cadre de  
2 l'appel d'offres conduira non seulement à des choix inefficaces et sous-optimaux  
3 par rapport aux conditions d'un marché théoriquement parfait, mais aussi, à des  
4 choix moins efficaces que ceux en provenance d'un marché concurrentiel  
5 *imparfait*. Elle constituerait, en clair, la pire situation possible.  
6  
7

8 **(iii) Conclusion : l'intégration des externalités est essentielle**

9  
10 Tant l'impératif du développement durable que celui de la régulation économique  
11 des monopoles rendent indispensable l'intégration, au sein d'un appel d'offres  
12 touchant à la production d'électricité, des coûts environnementaux. Sans une telle  
13 intégration, les choix d'Hydro-Québec ne peuvent refléter ceux que feraient les  
14 consommateurs individuels, ni dans un marché parfait, ni dans un marché  
15 imparfait, ni dans un contexte de développement durable.  
16  
17

1 **Q3 : L'intégration de telles externalités est-elle possible dans le**  
2 **cadre d'un appel d'offres ?**

3  
4 Oui.

5  
6 Plusieurs méthodes peuvent être employées afin d'intégrer les externalités à un  
7 appel d'offres pour la production d'électricité. Ces méthodes peuvent être  
8 regroupées en trois catégories, à savoir :

9  
10 **(i) Les primes monétaires**

11  
12 Cette première catégorie de méthodes permet d'ajouter au prix proposé par le  
13 soumissionnaire, une valeur représentant une approximation des externalités  
14 environnementales du projet.<sup>4</sup> À cette fin, trois grandes familles de méthodes  
15 peuvent être employées :

16  
17 ***La monétisation (valeur des dommages)***

18  
19 Cette famille de méthodes permet d'évaluer le coût économique ou marchand des  
20 dommages environnementaux causés par des projets de production d'électricité.

21  
22 Plus précisément, et selon le dommage en question, on peut se référer soit aux  
23 *méthodes directes* (qui s'inspirent de facteurs tels que les coûts de reconstruction,  
24 les coûts pour le système de santé, les pertes pour une industrie et ainsi de suite),  
25 soit aux méthodes indirectes, lesquelles peuvent se baser sur les *préférences*  
26 *révélées* – en inférant la valeur d'une commodité en fonction des montants que les  
27 humains sont prêts à dépenser pour y avoir accès (méthode « coûts de transport »)  
28 ou encore en désagrégant les valeurs d'attributs différents d'une même commodité  
29 (méthode « prix hédoniques ») – ou sur les *préférences exprimées* – en demandant  
30 directement aux consommateurs combien ils seraient prêts à payer pour éviter des  
31 dommages environnementaux (méthode de « l'évaluation contingente »).

32  
33 Les méthodes communément connues sous le terme *coût des dommages* sont celles  
34 le plus souvent utilisées pour l'intégration des externalités aux choix des entreprises  
35 d'électricité et de gaz naturel. Elles sont particulièrement appropriées dans un  
36 contexte d'appel d'offres où le Distributeur doit pouvoir appliquer à l'analyse des

---

<sup>4</sup> Quoiqu'il soit également possible, dans le contexte de la majoration générique *ad hoc*, d'appliquer plutôt un crédit pour les solutions privilégiées (e.g., efficacité énergétique ou énergies nouvelles).

1 soumissions, des valeurs connues d'avance pour refléter les externalités  
2 appréhendées (voir discussion à partir de la page 11).

3  
4 Ceci dit, chacune de ces méthodes se bute à des problèmes méthodologiques  
5 importantes. Par exemple, aucune n'est en mesure d'estimer la valeur des  
6 dommages purement écologiques n'ayant aucune incidence marchande (valeur  
7 d'existence). De même, l'actualisation temporelle demeure un sujet difficile,  
8 puisqu'il s'agit pour une génération de choisir un taux d'actualisation reflétant des  
9 préférences économiques transgénérationnelles. Enfin, il importe de souligner que  
10 pour plusieurs, ces méthodes peuvent être inappropriées pour l'analyse des  
11 externalités des projets hydroélectriques.

### 12 *La monétisation (par coût de contrôle)*

13  
14  
15 Une autre façon d'estimer la valeur monétaire d'un dommage environnemental  
16 consiste à évaluer plutôt le coût nécessaire pour l'atténuer.

17  
18 Cette méthode partage plusieurs des avantages et inconvénients des méthodes  
19 d'estimation du coût des dommages, mais s'éloigne de l'objectif clé de refléter les  
20 coûts réels externes des projets.

### 21 *La majoration ad hoc*

22  
23  
24 En lieu et place d'un effort analytique d'évaluation des externalités, il est  
25 également possible de choisir des valeurs génériques *ad hoc* selon la filière de  
26 production d'électricité (« *environmental adders* »). À titre d'exemple, le régulateur  
27 peut décréter au Distributeur d'ajouter 25% aux prix proposés par des projets  
28 TAGCC, 15% aux prix des projets hydroélectriques, 5% aux énergies nouvelles et  
29 0% aux économies d'énergie.

30  
31 Cette approche souffre évidemment d'une certaine subjectivité. De plus, elle est  
32 très simplificatrice, en ce qu'elle ne permet pas de distinguer entre projets d'une  
33 même filière (ou d'une même catégorie) qui peuvent néanmoins avoir des impacts  
34 nettement différents les uns des autres.

35  
36 Dans le contexte d'un appel d'offres mettant en concurrence plusieurs projets d'une  
37 même filière (e.g., projets hydroélectriques ou conceptions de projets ayant recours  
38 à la combustion de gaz naturel), il est facile à envisager que cette approche n'offre  
39 pas les qualités requises pour distinguer clairement parmi la panoplie de  
40 soumissions attendues.

41

### *Exemples d'intégration à un appel d'offres*

Depuis une décennie, de nombreuses entreprises d'électricité ont intégré de façon explicite les externalités environnementales à leurs appels d'offres.

À titre d'exemple seulement, soulignons le cas de l'entreprise *Xcel Energy* (qui a récemment acquis l'entreprise de service public d'électricité *Northern States Power*). Suite à une ordonnance de la Régie du Minnesota, l'entreprise fut obligée d'intégrer à l'évaluation des offres des valeurs monétaires pour différentes externalités environnementales. Ces valeurs furent déterminées à l'avance par la Régie.

Copie des sections pertinentes du plus récent appel d'offres de l'entreprise, datant de décembre 2001 et visant un total de 1000 MW, est fournie en annexe à la présente. D'autres régions – par exemple l'État du Massachusetts – ont également une longue expérience avec l'intégration des externalités environnementales.

#### **(ii) L'analyse multi critères**

Différentes méthodes peuvent généralement être incluses sous la rubrique d'analyse multi critères. Il s'agit notamment des méthodes de *classement et pondération* et d'*analyse multi critères d'aide à la décision (AMCAD)*. Ces méthodes ont l'avantage d'éviter la tâche difficile de traduire en termes monétaires des impacts environnementaux. De plus, elles font généralement appel à une large participation des différents acteurs concernés et, en ce sens, peuvent limiter les conflits et, idéalement, obtenir des consensus.

Cependant, ces méthodes font nécessairement appel à une certaine mesure de subjectivité, qui peut varier dans sa forme et son application pratique selon les méthodes employées.

#### ***Le classement et la pondération***

L'approche du classement et de la pondération fait usage de matrices d'impacts environnementaux pour attribuer des points aux différentes soumissions. Les impacts sont pondérés selon leur importance relative. Le nombre total de points attribués à une soumission peut ensuite être utilisé aux fins de l'évaluation globale de la soumission, soit directement, soit en passant par une classification préalable en fonction de la mesure environnementale.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> Le nom « classement et pondération » réfère évidemment à un régime conduisant simplement au classement des projets selon leur impact environnemental global. Toutefois, dans le cadre d'un appel

1  
2 Ainsi, l'approche du classement et de la pondération oblige d'une part, à attribuer  
3 des points aux projets (p. ex. de 1 à 10) en fonction de chaque indicateur et, d'autre  
4 part, de déterminer le poids à accorder aux différents critères. Parmi ces étapes, la  
5 pondération relève d'une appréciation particulièrement subjective de différents  
6 enjeux.

7  
8 Pour être utile, la pondération de critères différents devra se faire, en autant que  
9 possible, dans le cadre d'un processus multipartite offrant non seulement aux  
10 participants la possibilité de s'exprimer, mais laissant place à d'importants  
11 échanges de points de vue, à l'influence mutuelle et à une expertise indépendante.  
12 Une fois la pondération des critères déterminée, l'attribution de points selon chaque  
13 critère peut s'avérer beaucoup moins litigieuse.<sup>6</sup>

14  
15 Pour cette raison, l'approche du classement et de la pondération pourrait  
16 s'appliquer à une procédure d'appel d'offres, mais uniquement dans la mesure où la  
17 pondération est déterminée préalablement (voir discussion aux pages 12 et 13).

### 18 *L'analyse multi critères d'aide à la décision (AMCAD)*

19  
20  
21 Les approches d'analyse multi critères d'aide à la décision peuvent être  
22 sensiblement plus intéressantes à plusieurs égards aux fins de la comparaison de  
23 projets ou de filières énergétiques.<sup>7</sup> Toutefois, puisqu'elles font appel à une  
24 subjectivité constante, elles sont peu appropriées dans un contexte d'appel d'offres.  
25 Elles peuvent toutefois être utiles aux fins d'autres méthodes, comme nous  
26 l'expliquerons ci-dessous.

### 27 28 29 **(iii) Les combinaisons**

30  
31 Les méthodes précitées peuvent être combinées, à divers degrés et pour différentes  
32 applications, afin de mieux traiter un ensemble d'enjeux différents. Par exemple,  
33 différentes approches à la monétisation peuvent être utilisées et additionnées pour  
34 mesurer la valeur de différents types de dommages.<sup>8</sup> De même, l'analyse multi

---

d'offres, il serait plus approprié d'intégrer la note globale de chaque projet directement à la grille d'évaluation globale des soumissions.

<sup>6</sup> En faisant appel à une telle participation de diverses parties, cette méthode s'apparente à des méthodes d'analyse multi critères d'aide à la décision.

<sup>7</sup> Elles peuvent également servir à l'analyse comparative de portefeuilles complets de projets ou de filières.

<sup>8</sup> Pour un projet hydroélectrique par exemple, il serait théoriquement envisageable d'utiliser l'AMCAD pour ce qui est de la valeur d'existence, l'évaluation contingente pour la valeur des paysages, l'estimation de la

1 critères d'aide à la décision peut servir à accorder des poids à différents critères aux  
2 fins d'un régime de classement et pondération, ou encore pour concevoir une  
3 approche de majoration *ad hoc*.

4  
5 Par ailleurs, l'avènement de marchés concurrentiels d'électricité mène de plus en  
6 plus à la création de régimes indépendants de certification de l'énergie « verte ». Il  
7 n'est pas exclu que de tels régimes puissent servir éventuellement comme  
8 indicateur aux fins d'une procédure d'appel d'offres, en combinaison avec d'autres  
9 méthodes plus traditionnelles.

10  
11

1 **Q4 : Comment ces méthodes peuvent-elles s'appliquer au cas de**  
2 **l'appel d'offres d'Hydro-Québec ?**  
3

4 **(i) Considérations générales**  
5

6 Ultiment, le choix d'une approche pour intégrer les externalités doit considérer  
7 les particularités d'un appel d'offres lancé par Hydro-Québec (Distribution) et, plus  
8 particulièrement, doit tenir compte des objectifs de transparence, de prévisibilité et  
9 d'impartialité.  
10

11 ***La transparence et la prévisibilité***  
12

13 La transparence est une condition clé du succès de tout appel d'offres. Plus  
14 particulièrement, les participants (les soumissionnaires) doivent savoir sur quelles  
15 bases leurs projets seront évalués afin que les soumissions reflètent le plus possible  
16 les besoins du Distributeur.  
17

18 La mesure des externalités environnementales ne fait pas exception à cette règle.  
19 En effet, il importe que les soumissionnaires profitent d'une compréhension à la  
20 fois générale et spécifique de l'effet que différents choix de filières ou de  
21 conceptions de projets peuvent avoir sur l'évaluation de leurs soumissions. Au  
22 minimum, toute procédure doit permettre aux soumissionnaires de connaître  
23 d'avance :  
24

- 25  Les critères évalués (*e.g. émissions de SO<sub>2</sub>, inondations de territoire, etc.*);
- 26  Leurs poids relatifs (*e.g. valeurs relatives du CO<sub>2</sub> et du SO<sub>2</sub>*); et
- 27  La procédure d'évaluation des critères (*e.g. évaluation objective ou*  
28 *subjective et, dans ce dernier cas, les balises générales*).  
29

30 Ces informations permettront aux soumissionnaires de prévoir l'impact des choix  
31 spécifiques qu'ils auront à faire eu égard aux projets proposés.  
32

33 ***L'impartialité et l'intérêt du Distributeur***  
34

35 Dans un deuxième temps, advenant que le processus laisse une certaine discrétion  
36 subjective au Distributeur, il est impératif que le soumissionnaire puisse s'attendre  
37 raisonnablement à une évaluation subjective *impartiale*. Pour ce, il importe d'une  
38 part, que le Distributeur n'ait pas de partie pris pour l'un ou l'autre des participants  
39

1 indépendamment de leurs soumissions et, d'autre part, que le Distributeur  
2 s'intéresse véritablement aux mesures intégrées à sa grille d'analyse.  
3

#### 4 **(ii) Applicabilité à Hydro-Québec**

5  
6 L'impartialité en faveur d'un concurrent spécifique est une question qui s'applique  
7 à l'évaluation des soumissions dans son ensemble. Par exemple, certains pourraient  
8 craindre que le Distributeur avantage HQ-Production partout où une mesure laisse  
9 place à la subjectivité. Cette crainte d'impartialité s'applique généralement à  
10 l'ensemble des critères d'évaluation des soumissions. N'étant pas particulier aux  
11 externalités, nous ne la traiterons pas ici.  
12

13 L'autre type d'impartialité provient plutôt d'un biais en faveur de certains critères,  
14 aux dépens d'autres. À cet égard, le Distributeur aurait-il un intérêt quelconque à  
15 abuser de la subjectivité de l'évaluation de certains critères afin de donner plus de  
16 poids aux soumissions obtenant une note plus élevée sur d'autres critères, qu'il juge  
17 plus importants ?  
18

19 Cette situation n'affecte que la catégorie de critères pouvant toucher à l'évaluation  
20 environnementale. En effet, un monopole d'électricité n'a pas ou peu d'intérêt  
21 privé pour l'intégration des externalités environnementales. Au contraire, il est  
22 plutôt normal pour une entreprise de vouloir externaliser autant de coûts que  
23 possible. Dans le cas d'Hydro-Québec, son opposition à leur intégration à la  
24 procédure d'appel d'offres est d'ailleurs formelle.  
25

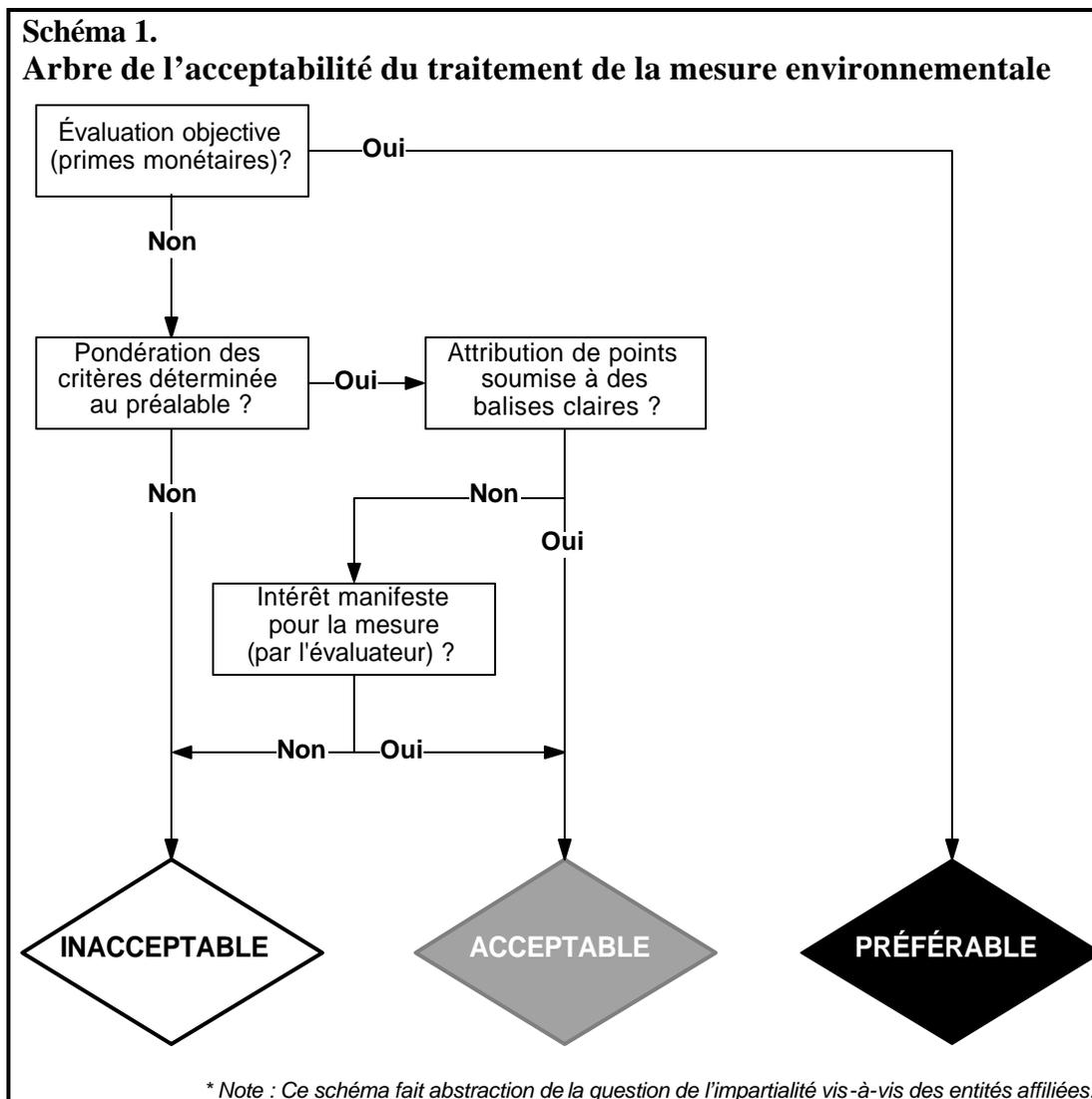
26 Pour ces raisons, un soumissionnaire pourrait raisonnablement craindre qu'une  
27 analyse subjective de sa performance environnementale soit manipulée pour  
28 favoriser, dans les faits, des critères jugés plus importants par le Distributeur.<sup>9</sup> Ceci  
29 ne serait pas le cas pour les autres critères (coût, solidité financière, expérience,  
30 faisabilité, flexibilité), puisque ce sont des mesures proposées par le Distributeur et  
31 pour lesquelles il a un intérêt manifeste.  
32

33 Le manque d'intérêt par le Distributeur pour les externalités environnementales ne  
34 doit pas empêcher la Régie de l'obliger à les traiter. Seulement, il s'agit d'une  
35 considération clé qui doit conditionner la *façon* dont elles seront traitées.  
36 Spécifiquement, il oblige à enlever ou, du moins, à limiter sévèrement l'analyse  
37 subjective au profit de mesures connues d'avance et dont l'application est  
38 facilement vérifiable. Le schéma qui suit illustre les conditions nécessaires pour  
39 qu'une approche soit acceptable.

---

<sup>9</sup> À titre d'exemple, les notes accordées à différentes soumissions pour la catégorie *environnement* pourraient être conçues de manière à favoriser la ou les soumissions offrant le prix le moins élevé.

1



2

3

### 4 (iii) Implications générales pour l'appel d'offres d'Hydro-Québec

5

6

7

8

9

10

11

12

Nous avons vu précédemment que les coûts environnementaux peuvent être évalués selon des méthodes que nous caractérisons comme (1) les primes monétaires (comprenant à la fois les différentes méthodes de monétisation et la majoration *ad hoc*), (2) les méthodes multi critères (comprenant à la fois la méthode dite classement et pondération, ainsi que les diverses approches à l'analyse multi critères d'aide à la décision) ou (3) par une combinaison de méthodes différentes.

1  
2 Le schéma produit ci-dessus indique clairement l'avantage – eu égard à la  
3 transparence et à l'impartialité – d'une approche basée sur les **primes monétaires**.  
4 En effet, cette famille de méthodes permet la détermination et la publication  
5 préalable de l'incidence précise que peuvent avoir différents projets ou conceptions  
6 de projets sur la note globale du soumissionnaire. Le Distributeur, quant à lui, n'a  
7 qu'à appliquer une formule connue de tous en fonction des renseignements fournis  
8 par les soumissionnaires. Enfin, ces derniers peuvent calculer l'impact de  
9 différentes options (e.g. TAGCC avec ou sans filtre anti-pollution (« *scrubber* »);  
10 projet hydroélectrique avec réservoir ou au fil de l'eau, etc.) afin de déterminer  
11 laquelle serait la plus avantageuse compte tenue de ses coûts (le différentiel de coût  
12 entre deux options différentes, par exemple) et ses bénéfices (l'impact sur sa note  
13 d'évaluation).

14  
15 Quant à la méthode de **classement et pondération**, elle *peut* s'avérer acceptable  
16 dans la mesure seulement où la pondération est établie d'avance et connue de tous,  
17 et où des balises claires – idéalement une grille d'évaluation – délimitent  
18 l'attribution de points par le Distributeur. Une telle approche ne serait pas idéale,  
19 mais pourrait tout de même constituer un compromis acceptable, dans la mesure  
20 où, pour d'autres raisons, la monétisation s'avérerait moins pertinente. Rappelons à  
21 cet effet que l'applicabilité de la monétisation aux aménagements hydroélectriques  
22 est controversée.

23  
24 Quant à l'**analyse multi critères d'aide à la décision (AMCAD)**, nous avons déjà  
25 indiqué qu'elle ne peut se prêter à une procédure d'appel d'offres, et ce, en raison  
26 de la subjectivité requise jusque dans l'aspect décisionnel.<sup>10</sup> Elle peut toutefois  
27 s'avérer très utile aux fins de la pondération des critères dans une approche  
28 classement et pondération (ou encore aux fins d'une approche de majoration *ad*  
29 *hoc*).

30  
31 Enfin, soulignons que les **régimes de certification d'énergie verte** étant, en  
32 période de changements profonds, elles seront peu utiles dans le présent contexte,  
33 mais pourraient éventuellement être appelés à jouer un certain rôle, en combinaison  
34 avec d'autres méthodes.<sup>11</sup>

---

<sup>10</sup> Cette approche est conçue pour intégrer une large mesure de participation publique. Or, une telle participation pourrait s'avérer inappropriée dans le contexte d'un appel d'offres faisant appel à un certain degré de confidentialité.

<sup>11</sup> Le régime de certification énergétique du gouvernement fédéral (« *ÉcoLogo<sup>MC</sup>* ») fait, depuis quelque temps, l'objet d'une révision complète. Le processus de révision est toujours en cours et un règlement définitif pourrait avoir lieu au cours de l'année 2002.

1 **Q5 : Comment la Régie peut-elle intégrer les externalités aux**  
2 **prochains appels d'offres d'HQ-Distribution ?**  
3

4 **(i) En général**  
5

6 L'élaboration d'un régime rigoureux et approfondi requiert des délais plus  
7 importants que ceux prévus par Hydro-Québec pour le lancement du premier appel  
8 d'offres en juin 2002.<sup>12</sup> Ces délais peuvent toutefois, dans le cadre d'une approche  
9 structurée et bien définie d'avance, conduire à l'adoption d'un régime récurrent aux  
10 fins des appels d'offres ultérieurs (2003 et suivants). Entre temps, il serait possible  
11 d'appliquer un régime intérimaire, compte tenu de l'importance relative des  
12 quantités visées.  
13

14 **(ii) Défis de la mise en œuvre d'un régime permanent (appels d'offres 2003 et**  
15 **suivants)<sup>13</sup>**  
16

17 À notre avis, il ne serait pas possible, compte tenu des délais envisagés, d'intégrer  
18 dès le prochain appel d'offres une approche et des critères permanents pour le  
19 traitement des externalités environnementales.  
20

21 ***Défis de l'approche de monétisation***  
22

23 Pour que la procédure intègre des valeurs monétaires, deux méthodes seraient  
24 théoriquement possibles, à savoir : la monétisation et la majoration *ad hoc*.  
25 Toutefois, cette dernière étant difficilement capable de distinguer entre plusieurs  
26 projets d'une même filière, elle n'est pas prise en compte dans le présent contexte.  
27

28 En ce qui concerne la monétisation, il serait impératif de procéder en repérant, dans  
29 un premier temps, une liste relativement exhaustive des études touchant la  
30 monétisation de différentes externalités (émissions de divers gaz polluants ou à  
31 effet de serre, inondations de territoire, modifications aux débits d'eau et autres  
32 éléments du régime hydrologique, impacts sur espèces menacées, occupation du  
33 sol, bruit, etc.).<sup>14</sup> Dans un deuxième temps, il faudrait évidemment permettre aux

---

<sup>12</sup> Nous faisons abstraction, bien entendu, de la possibilité que la Régie décide pour d'autres raisons de repousser la date du premier appel d'offres.

<sup>13</sup> Par « permanent » nous voulons dire qui ne sera pas à refaire pour chaque appel d'offres individuel.

<sup>14</sup> Une approche basée sur la multitude d'études existantes peut ainsi se substituer à la tâche laborieuse de réaliser une nouvelle série d'études de monétisation au sujet de l'ensemble des externalités. Seules certaines

1 différentes parties d'analyser ces études, de les contre-expertiser et de présenter  
2 leurs positions quant aux valeurs à adopter.

### 3 *Défis de l'approche classement et pondération*

4  
5  
6 L'approche dite de classement et pondération pourrait, en théorie, se réaliser  
7 beaucoup plus rapidement. En effet, cette approche se base non pas sur des  
8 analyses économiques complexes mais plutôt – en ce qui concerne le choix de  
9 pondération – sur les préférences et valeurs de différentes composantes de la  
10 société, en l'occurrence celles que représenteraient divers intervenants devant la  
11 Régie de l'énergie.

12  
13 Comme nous l'avons vu au schéma de la page 13, pour qu'une approche de  
14 classement et pondération soit acceptable dans le contexte qui nous concerne, il  
15 importe que la pondération des critères soit déterminée d'avance, ainsi que des  
16 balises ou une grille pour l'évaluation des critères individuels.

17  
18 Dans l'idéal, la détermination de la pondération de différents critères profiterait de  
19 la participation de multiples intervenants, par exemple, dans le cadre d'une  
20 approche d'analyse multi critères d'aide à la décision ou encore dans le cadre d'une  
21 procédure formelle plus traditionnelle que la Régie pourrait mettre sur pied.

### 22 *Implications pour le premier appel d'offres*

23  
24  
25 Les étapes préalables à ces deux méthodes ne peuvent évidemment être complétées  
26 de manière rigoureuse à temps pour le prochain appel d'offres proposé par le  
27 Distributeur. Cette situation, tout à fait regrettable, ne doit pas pour autant se  
28 traduire par une abdication totale de l'objectif de minimiser le coût global, comme  
29 on verra plus loin.

### 30 **(iii) Étapes et calendrier pour l'adoption d'un régime permanent**

31  
32  
33 Vu ce qui précède, nous sommes d'avis que la priorité devra être accordée à  
34 l'élaboration d'une procédure rigoureuse et récurrente en vue des appels d'offres  
35 qui pourraient être lancés à partir de l'année 2003.

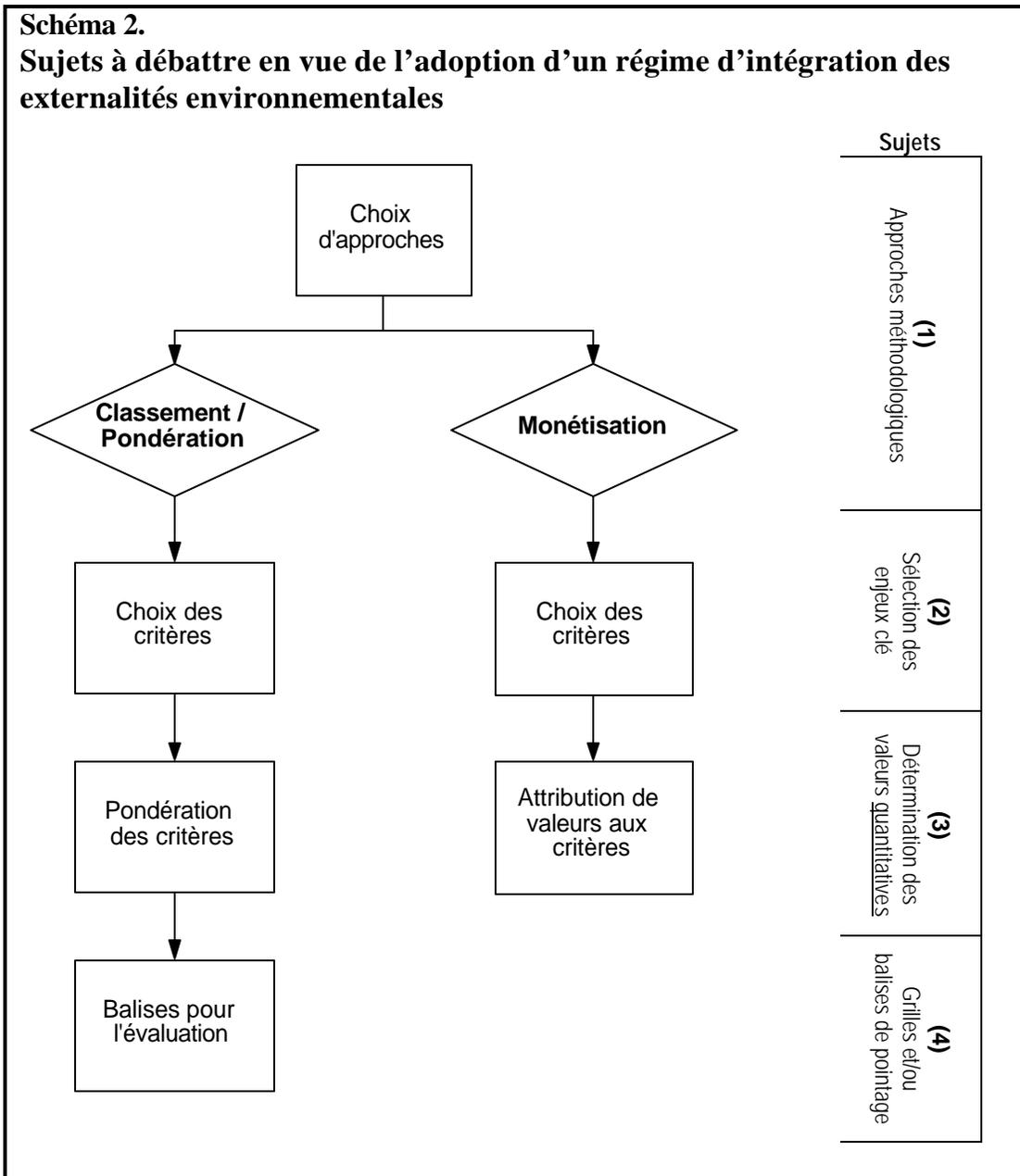
36  
37 Pour ce, la mise sur pied d'un processus et d'un calendrier clairs et prédéterminés  
38 est indispensable. Ce processus devra réunir les trois conditions suivantes :

---

externalités, relevant de certains impacts de projets hydroélectriques (et éoliens, dans la mesure où les règles de l'appel d'offre permettraient le traitement de cette filière) *pourraient* alors mériter que des efforts analytiques originaux y soient consacrés.

- 1           □ **Calendrier et étapes.** La Régie devra prévoir une série d'étapes et un  
2           calendrier précis conduisant à l'adoption formelle d'une approche  
3           éventuelle au plus tard en janvier 2003. Cette procédure et ce calendrier  
4           devront prévoir la possibilité de dépassements de temps ainsi que la  
5           tenue – en l'absence de l'atteinte d'un consensus par les différentes  
6           parties – d'une ou des audiences. L'adoption des règles en janvier 2003  
7           permettra leur intégration à l'appel d'offres déjà prévu pour le mois de  
8           juin 2003, et assurera la flexibilité requise au cas où cette date doit, pour  
9           quelque raison que ce soit, être devancée.
- 10
- 11          □ **Énoncé d'intentions.** Compte tenu de l'opposition formelle d'Hydro-  
12          Québec, la Régie devra énoncer clairement son intention d'adopter, au  
13          terme du processus, une approche permettant l'intégration des  
14          externalités environnementales. En affirmant clairement une telle  
15          volonté, la Régie facilitera la participation constructive de la société  
16          d'État et minimisera les contestations de part et d'autres.
- 17
- 18          □ **Rôles et responsabilités.** Toujours en raison de l'opposition formelle  
19          d'Hydro-Québec, il sera impératif que la gestion du processus soit  
20          placée sous l'égide de la Régie de l'énergie et non de la requérante. La  
21          Régie sera ainsi seule responsable de la coordination des étapes, de  
22          l'embauche d'un facilitateur et/ou d'autres ressources externes, le cas  
23          échéant, d'assurer la collaboration des parties eue égard à l'échange  
24          d'informations, de voir au respect du calendrier et, en fin de compte,  
25          d'adjudiquer le résultat.
- 26

27          Le schéma ci-dessous illustre les sujets qui devront être abordés.  
28



1  
2  
3  
4  
5  
6  
7

En ce qui concerne le calendrier, soulignons dans un premier temps que les quatre grands sujets identifiés ci-dessus peuvent être regroupés pour, en termes procéduraux, n'en former que deux. Ainsi, la Régie pourra lancer une procédure en deux phases, la première traitant de la méthode générale et des critères devant être évalués et la deuxième, des valeurs (et, le cas échéant, grilles ou balises) à adopter.

1 Chaque phase pourrait être menée en fonction d'une approche traditionnelle  
2 (preuves et audiences) ou allégée.

3  
4 Le tableau qui suit présente, à titre indicatif, un calendrier pouvant s'appliquer en  
5 vue de l'adoption finale d'un régime d'intégration des externalités.  
6

<b>Tableau 1. Calendrier en vue de l'adoption d'un régime récurrent d'intégration des externalités environnementales</b>			
<b>Date du début</b>	<b>Sujets</b>	<b>Questions au cœur de la procédure</b>	<b>Date de la fin (décision)</b>
Jun 2002	Approches générales <i>et</i> sélection des indicateurs	<input type="checkbox"/> Quels enjeux (externalités) devront être évalués ? <input type="checkbox"/> Quelle approche générale doit-on adopter ? <input type="checkbox"/> En fonction des approches générales proposées, quelles méthodes spécifiques devrait-on utiliser ?	Octobre 2002
Oct. 2002	Valeurs quantitatives <i>et/ou</i> balises qualitatives	<i>[si l'approche relève de la monétisation]</i> <input type="checkbox"/> Quels valeurs doit-on accorder aux indicateurs sélectionnés ? <i>[si l'approche relève du classement/pondération]</i> <input type="checkbox"/> Quels poids doit-on accorder aux indicateurs sélectionnés ? <input type="checkbox"/> Quelles grilles ou balises peut-on appliquer à l'évaluation des soumissions (pour chaque indicateur) ?	<b>Janvier 2003</b>

7  
8 Un tel calendrier permettrait l'intégration du nouveau régime au sein des appels  
9 d'offres des années 2003 et suivants.  
10

11 **(iv) L'adoption d'un régime intérimaire (appels d'offres 2002)**

12  
13 Selon la proposition d'Hydro-Québec<sup>15</sup>, et tenant compte des décisions déjà  
14 rendues suite à la phase I du dossier, l'échéancier de lancement des appels d'offres  
15 se résume comme suit :  
16

<sup>15</sup> HQD-2, document 3, p. 37, tableau 3.2.

1	Février 2002	600 MW
2	Mars 2002	600 MW <sup>16</sup>
3	Juin 2002	680 MW <sup>17</sup>
4	<u>Juin 2003</u>	<u>150 MW</u>
5	Total (contrats long terme) :	2030 MW

6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16  
17  
18  
19

Comme nous l'avons indiqué précédemment, la mise sur pied d'un régime rigoureux et permanent ne pourra vraisemblablement avoir lieu avant le début de l'année 2003. Toutefois, un tel échéancier permettra à près de 85 % de la puissance recherchée au cours de la période de planification d'échapper aux critères environnementaux et donc d'externaliser une partie importante de leurs coûts.

Compte tenu de cette situation particulière, il y aurait lieu d'adopter, dans l'immédiat, des règles intérimaires pouvant s'appliquer à l'appel d'offres de juin 2002. Nous reconnaissons qu'il s'agit là d'une proposition moins qu'idéale, mais croyons que l'absence totale d'intégration des externalités conduirait à des solutions moins efficaces que celles provenant d'un régime imparfait.

---

<sup>16</sup> Il s'agit des 600 MW, suivant l'annonce du gouvernement du Québec, qu'Hydro-Québec semble avoir ajouté rétroactivement à son appel d'offres de février.

<sup>17</sup> Il s'agit des 280 MW prévus au dossier initial et des 400 MW rejetés par la Régie en vu du premier appel d'offres de février 2002, mais qu'Hydro-Québec voudrait que soient rajoutés à l'appel d'offres de juin 2002.

1 **Q6 : Sur quelles bases peut-on adopter un régime intérimaire ?**

2  
3 Un régime intérimaire doit tenir compte du contexte précis de l'appel d'offres ainsi  
4 que des objectifs de transparence et de prévisibilité ainsi que d'impartialité.  
5

6 **(i) Contexte particulier : l'hydroélectricité et le gaz naturel**

7  
8 Dans le contexte de l'appel d'offres d'Hydro-Québec – à moins que la Régie  
9 adopte des modifications au sujet de l'énergie éolienne et des entreprises de  
10 services éconergétiques – il devient apparent que les soumissions viendront  
11 entièrement de projets soit hydroélectriques ou thermiques. Ces derniers seront  
12 d'ailleurs soit des centrales au gaz naturel, soit des centrales ayant recours à un  
13 autre combustible, tel que la biomasse.  
14

15 La difficulté inhérente à la comparaison des filières concerne la comparaison entre  
16 ces deux grands types de projets. Plus particulièrement, la pondération relative de  
17 leurs enjeux nettement distincts (e.g. inondation de territoire et atteinte aux  
18 écosystèmes riverains contre émissions de gaz à effet de serre et de polluants  
19 locaux et régionaux) peut s'avérer être le choix le plus litigieux.  
20

21 La difficulté associée à la comparaison de ces deux types de projets n'est pas une  
22 raison pour escamoter le débat. Nous avons déjà dressé le portrait d'un effort  
23 réglementaire pouvant conduire à une pondération adéquate. Toutefois, pour la  
24 mise en place d'un régime intérimaire, et compte tenu des délais que cela implique,  
25 nous pouvons envisager un régime qui, à toute fin pratique, évite ce débat en se  
26 concentrant sur la comparaison des projets *à l'intérieur* de ces catégories.  
27

28 **(ii) Principes de la proposition**

29  
30 Nous proposons donc, comme solution intérimaire, un régime visant uniquement à  
31 distinguer les caractéristiques environnementales des projets à l'intérieur d'une  
32 même filière (nous utilisons le concept de filière dans son sens large, en regroupant  
33 toute solution d'ordre thermique). Un tel régime n'est pas parfait, mais constitue  
34 néanmoins un effort réaliste et raisonnable, compte tenu des délais en cours, pour  
35 améliorer le processus décisionnel. Son effet ultime est de conduire à des notes  
36 d'évaluation pouvant distinguer, parmi les projets thermiques seulement, entre ceux  
37 qui génèrent plus ou moins de coûts environnementaux. L'effet sur les projets  
38 hydroélectriques devrait être neutre.  
39

1 Pour ce faire, nous développons donc une grille pour l'évaluation des projets  
2 hydroélectriques et une autre pour l'évaluation des projets d'ordre thermique. Ces  
3 grilles doivent être conçues de manière à contenir la différenciation à l'intérieur des  
4 filières, donc de ne pas avantager ou désavantager les deux filières entre elles.  
5

### 6 (iii) Modalités de la proposition

#### 7 *Traitement des projets thermiques*

8  
9  
10 Les externalités associées aux projets de nature thermique peuvent être évaluées en  
11 fonction d'un grand nombre d'indicateurs. Parmi eux, nous proposons d'utiliser,  
12 sur une base intérimaire, trois indicateurs quantitatifs et un indicateur qualitatif, à  
13 savoir :

<u>Indicateur</u>	<u>Points max.</u>
Kg CO <sub>2</sub> -éq. / MWh	10 <sup>18</sup>
Kg SO <sub>2</sub> / MWh	5
Kg NO <sub>x</sub> / MWh	5
Autres bénéfiques / coûts	5
<b><i>TOTAL</i></b>	<b><i>25 points</i></b>

14  
15  
16  
17  
18  
19  
20  
21  
22 Ce choix d'indicateurs a pour but la simplicité, et ce, toujours dans le contexte  
23 d'une approche intérimaire. En effet, ces indicateurs captent les impacts les plus  
24 importants associés à la production d'électricité de source thermique, à savoir les  
25 gaz à effet de serre (impact global) et les polluants régionaux et locaux,  
26 responsables du smog, des pluies acides et d'autres problèmes de taille à la fois  
27 pour l'environnement naturel et la santé humaine. La pondération simple permet  
28 d'accorder le même poids aux indicateurs des effets globaux (changement  
29 climatique) et régionaux/locaux (smog, pluies acides, etc.). La catégorie « autres »  
30 permet, par une évaluation qualitative, de capter la possibilité que certains projets  
31 spécifiques génèrent des bénéfices ou coûts environnementaux supplémentaires,  
32 par exemple la réduction de déchets de coupe dans le cas d'une centrale à la  
33 biomasse. Ces indicateurs sont choisis notamment pour leur applicabilité à un  
34 contexte d'appel d'offres.

35  
36 Pour s'assurer que les projets soient équitablement et, en autant que possible,  
37 objectivement comparés entre eux, les équations suivantes sont utilisées :  
38

---

<sup>18</sup> La mesure du CO<sub>2</sub>-équivalent comprendrait le CO<sub>2</sub> (multiplié par un facteur standard de 1), le CH<sub>4</sub> (méthane; multiplié par un facteur standard de 21) et le NO<sub>x</sub> (multiplié par un facteur standard de 310). Ces multiplicateurs sont largement reconnus par la communauté scientifique.

Indicateur	Mesure <sup>19</sup>	Notes
Kg CO <sub>2</sub> -éq. / MWh	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{S - M}{P - M} \right) \times 10 \right]$	S = la soumission considérée M = la meilleure soumission P = la pire soumission
Kg SO <sub>2</sub> / MWh	$Score = 5 - \left[ \left( \frac{S - M}{P - M} \right) \times 5 \right]$	Voir ci-dessus.
Kg NO <sub>x</sub> / MWh	$Score = 5 - \left[ \left( \frac{S - M}{P - M} \right) \times 5 \right]$	Voir ci-dessus.
Autres bénéfiques / coûts	Échelle de 0 à 5.	Par défaut (en l'absence de coûts/bénéfices supplémentaires), on accorde 2,5 points.

1  
2  
3  
4

Pour mieux comprendre le fonctionnement de cette approche, prenons par exemple l'analyse de 6 projets en fonction de l'indicateur des émissions de CO<sub>2</sub>-éq.

Soumission	Kg CO <sub>2</sub> -éq. / MWh	Calcul des points $\left( Score = 10 - \left[ \left( \frac{S - M}{P - M} \right) \times 10 \right] \right)$	Résultat
1	250	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{250 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	10,0 points / 10
2	300	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{300 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	8,0 points / 10
3	350	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{350 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	6,0 points / 10
4	400	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{400 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	4,0 points / 10
5	450	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{450 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	2,0 points / 10
6	500	$Score = 10 - \left[ \left( \frac{500 - 250}{500 - 250} \right) \times 10 \right] =$	0,0 points / 10

<sup>19</sup> Advenant le cas exceptionnel où tous les projets partageraient les mêmes valeurs eu égard à un indicateur, l'expression  $\frac{S - M}{P - M}$  sera remplacée par 0,5, de sorte que tous les projets reçoivent 50% de la note maximale.

1  
2 **Par cette approche, la meilleure soumission (en fonction de chaque indicateur)**  
3 **reçoit le maximum de points, la pire soumission reçoit le minimum de points et**  
4 **les autres soumissions reçoivent des points qui sont directement fonction de**  
5 **leur performance relativement à ces deux extrêmes.**  
6

7 Cette approche permet d'enlever toute subjectivité pour 20 des 25 points qui  
8 seraient accordés aux externalités environnementales. Pour ce qui est des 5 points  
9 demeurant sujets à une analyse qualitative, les écarts possibles sont limités par le  
10 défaut de 2,5 points. Pour qu'une soumission reçoive plus de 2,5 points sur cet  
11 indicateur, elle doit générer des bénéfices autres que les émissions atmosphériques  
12 qui soient clairement indiqués.  
13

### 14 *Traitement des projets hydroélectriques*

15 Le traitement des externalités des projets hydroélectriques peut s'avérer  
16 sensiblement plus complexe que pour le traitement de projets de nature thermique.  
17 Cette complexité explique en bonne partie l'importance d'un processus rigoureux  
18 en amont, pouvant conduire à l'adoption éventuelle de règles raisonnables.  
19

20 Il serait difficile, en l'absence du processus proposé précédemment dans ce  
21 témoignage (voir pages 16 et suivantes), de proposer une grille d'indicateurs qui  
22 pourraient s'appliquer raisonnablement aux projets hydroélectriques. Toutefois,  
23 dans le présent contexte et pour les fins de l'appel d'offres de juin 2002, **une telle**  
24 **grille n'est pas nécessaire.**  
25

26 Rappelons à cet effet le contexte particulier du marché de la production au Québec.  
27 Parmi les options de production d'hydroélectricité, HQ-Production bénéficie d'un  
28 *monopole légiféré* sur toute production supérieure à 50 MW. De plus, en raison  
29 d'une politique établie de concert avec le Gouvernement du Québec, HQ-  
30 Production possède également un *monopsonne de facto* sur toute nouvelle  
31 production hydraulique québécoise inférieure à 50 MW.<sup>20</sup> En bref, sur le territoire  
32 du Québec, il n'existe en pratique qu'un seul soumissionnaire possible d'énergie en  
33 provenance de nouveaux projets hydroélectriques.<sup>21</sup>  
34

35 En ce qui concerne les projets situés à l'extérieur du Québec, la plupart ne pourront  
36 soumissionner, selon la proposition du Distributeur, puisqu'ils utiliseraient alors  
37  
38

---

<sup>20</sup> En effet, Hydro-Québec Production s'est engagée à acheter toute l'énergie produite par des producteurs privés exploitant de nouvelles centrales hydroélectriques de moins de 50 MW.

<sup>21</sup> Il existe à peine quelques petits producteurs indépendants de centrales existantes qui ne sont pas encore liés par contrat à HQ-Production.

1 une partie des interconnexions sur lesquelles l'entreprise compte pour pallier des  
2 aléas imprévus. La seule autre possibilité concerne enfin le projet du Bas Churchill  
3 (dans l'hypothèse où celui-ci construirait ses propres lignes de transport). Or, ce  
4 projet – même s'il se réalisait sans la participation d'HQ-Production – ne pourrait  
5 pas entrer en vigueur à temps pour les besoins visés dans l'appel d'offre de juin  
6 2002.

7  
8 Pour ces raisons, il est fort probable qu'HQ-Production soit le seul soumissionnaire  
9 de nouveaux projets hydroélectriques dans le cadre du prochain appel d'offres de  
10 juin 2002.

11  
12 Vu cette situation exceptionnelle, et toujours de façon intérimaire et applicable pour  
13 le prochain appel d'offres seulement, il devient raisonnable d'éviter tout effort hâtif  
14 de comparaison des externalités de divers projets hydroélectriques hypothétiques.  
15 Plutôt, nous pouvons chercher à calibrer la note environnementale du projet  
16 hydroélectrique avec celles des meilleurs projets thermiques, et ce, afin de  
17 maintenir, dans la mesure du possible, la neutralité présumée entre les filières.

18  
19 À cette fin, le défi qui se pose en est un de calibration. Aucune méthode de  
20 calibration de la soumission hydroélectrique avec celles de projets thermiques n'est  
21 parfaite. Nous croyons cependant qu'une approche raisonnable se baserait sur les  
22 notes des meilleurs projets thermiques retenus.

23  
24 Ainsi, nous proposons la méthode de calibration suivante :

- 25  
26 1. Déterminer, à partir des méthodologies d'évaluation de l'ensemble des  
27 critères, y compris des critères environnementaux présentés au tableau 2a, la  
28 **note globale des projets** (thermiques et hydrauliques).
- 29  
30 2. Sur la base d'un classement préliminaire (*notes globales* sur 100 points),  
31 **choisir les meilleurs projets thermiques** qui iraient, en l'absence de tout  
32 projet hydroélectrique, à l'étape n° 3.
- 33  
34 3. **Attribuer à la soumission hydroélectrique la note environnementale**  
35 **moyenne** des projets thermiques identifiés préalablement (donc de ceux  
36 contre lesquels le projet hydroélectrique pourrait avoir à concurrencer).
- 37  
38 4. Sur cette base, **choisir les soumissions devant procéder à l'étape n° 3.**
- 39  
40 5. À l'étape n° 3, le choix des combinaisons se fera en tenant compte de la note  
41 environnementale (objectif du moindre coût global). À cette fin, **attribuer**  
42 **aux projets hydroélectriques la moyenne des notes environnementales**  
43 **des projets thermiques retenus pour cette phase.**

1  
2 En termes mathématiques, la soumission à base hydroélectrique recevrait ainsi la  
3 note suivante :

4

$$Score_{HYDRO} = \frac{\sum_{THERM=1}^n Score_{THERM}}{n}$$

5

6 où  $Score_{HYDRO}$  = note environnementale du projet hydroélectrique (0-25 points)  
7  $Score_{THERM}$  = note environnementale de chaque projet thermique (0-25 points)  
8  $n$  = nombre de projets thermiques retenus pour la phase 3.  
9

10 Cette méthode est simplificatrice, en ce qu'elle n'a pas pour objet de comparer la  
11 soumission hydroélectrique avec les différentes soumissions thermiques. Au  
12 contraire, elle a pour effet, à toute fin pratique, d'éliminer la mesure  
13 environnementale de la comparaison inter-filière. Toutefois, elle permet de  
14 maintenir la mesure environnementale dans la comparaison des soumissions à base  
15 d'énergie thermique.  
16  
17

18  
19 **Cette proposition intérimaire constitue un compromis, valable uniquement**  
20 **pour les fins du premier appel d'offres pour lequel des méthodes plus**  
21 **complexes ne pourront raisonnablement être appliquées dans les délais**  
22 **prescrits.**  
23

24 Soulignons enfin que si cette proposition se base sur l'hypothèse qu'il n'y aura  
25 qu'une seule soumission de nature hydroélectrique, elle s'applique aussi bien  
26 advenant que le Distributeur recevait une pluralité de soumissions hydroélectriques.  
27

28 (iv) **Résumé, « bémols » et précisions**

29  
30  
31 ***Résumé***

32  
33 Le tableau qui suit résume l'approche en deux phases que nous préconisons.  
34

<b>Tableau 3. Résumé des approches préconisées</b>		
<b>Appels d'offres visés</b>	<b>Objectifs</b>	<b>Méthodes</b>
<b>Juin 2002 seulement</b> <i>(intérimaire)</i>	Intégrer la majeure partie des externalités environnementales des projets thermiques afin de les comparer entre eux.  Tenir plus ou moins indemne (ni avantager, ni désavantager) le(s) soumission(s) hydroélectrique(s).	Thermique : pondération égale des enjeux globaux et régionaux/locaux;  Thermique : méthode d'analyse objective pour 80% de la note environnementale;  Thermique : méthode minimisant la discrétion pour 20% de la note environnementale; et  Hydro : calibration avec résultats des meilleurs projets thermiques, de sorte que les externalités n'affectent pas le classement entre hydro et thermique.
<b>2003 et suivants</b> <i>(permanent)</i>	Intégrer dans une démarche rigoureuse l'ensemble des externalités environnementales afin de comparer toutes les soumissions entre elles.	À déterminer à la suite d'une procédure réglementaire;  Étapes et calendrier visant l'adoption au plus tard en janvier 2003 (voir tableau à la page 19).

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10  
11  
12  
13  
14  
15  
16

### *Quelques « bémols »*

L'approche préconisée ci-dessus est ne saurait constituer une méthodologie parfaite. D'une part, elle ne permet pas – au cas où une pluralité de projets hydroélectriques était proposée –, de tenir compte des coûts environnementaux relatifs *parmi* ces projets. D'autre part, elle ne compare pas les projets hydroélectriques avec les projets thermiques, se contentant d'une calibration approximative. Enfin, la pondération des indicateurs applicables aux projets thermiques ainsi que la méthode d'analyse pourront devoir être revues.

Par ailleurs, nous n'excluons aucunement la possibilité que la méthode proposée soit bonifiée au cours de la présente cause, en fonction de commentaires constructifs d'intervenants.

1 Pour ces raisons, l'application de cette approche devra se limiter uniquement aux  
2 appels d'offres pouvant avoir lieu avant la mise en œuvre d'un régime permanent.  
3 En fonction du calendrier présenté précédemment, cela se limiterait au prochain  
4 appel d'offres de juin 2002.

5  
6 Malgré ces bémols, nous sommes persuadés que son application à titre intérimaire  
7 constituerait une amélioration nette par rapport à la proposition d'Hydro-Québec.  
8 En effet, si notre approche ne couvre pas l'ensemble des externalités de l'ensemble  
9 des projets, elle a le mérite de viser les externalités les plus importantes du côté des  
10 ressources thermiques, sans pour autant désavantager ou avantager indûment les  
11 projets hydroélectriques.

### 12 13 *Précisions au sujet de la comparaison hydro c. thermique*

14  
15  
16 Nous tenons à souligner que cette proposition intérimaire se veut une approche  
17 réaliste pour tenir compte, à très court terme, des principales externalités associées  
18 aux projets de type thermique. Pour ce faire, nous avons jugé nécessaire de calibrer  
19 les notes attribuées aux projets hydroélectriques de manière, en l'absence  
20 d'analyses rigoureuses de leurs propres externalités, à ni avantager, ni désavantager  
21 cette filière.

22  
23 Il est fort probable, dans le contexte d'un régime permanent englobant l'analyse des  
24 externalités des deux filières, qu'une filière soit « avantagée » par rapport à  
25 l'autre.<sup>22</sup> **Nous tenons à préciser que notre choix – pour les fins purement de  
26 l'approche intérimaire – de calibrer les deux filières, ne constitue aucunement  
27 une position en faveur de l'équivalence de leurs impacts respectifs.** Il s'agit  
28 plutôt d'une nécessité de court terme afin de pouvoir tenir compte des externalités  
29 d'une filière, au lieu de n'en pas tenir compte du tout.

---

<sup>22</sup> Par « avantagée » nous référons simplement à la possibilité que les externalités des unes soient supérieures aux externalités des autres. Dans les faits, il s'agit de mettre sur un pied d'égalité l'ensemble des soumissions.

## 1 **Q7 : Pourquoi ne pas retenir la proposition de M. Égré**

### 3 **(i) La proposition de Dominique Égré**

4  
5 Dans le cadre de la phase I de la présente cause, monsieur Dominique Égré a  
6 préparé un rapport d'expertise proposant une méthode pour l'intégration des  
7 externalités à l'appel d'offres. La proposition de monsieur Égré est basée sur  
8 l'approche de classement et pondération. Dix indicateurs sont retenus, à savoir :

- 9
- 10 1. Le rendement de l'investissement énergétique (cycle de vie)
- 11 2. Le caractère renouvelable de la ressource utilisée
- 12 3. Les émissions de gaz à effet de serre (cycle de vie)
- 13 4. Les émissions de SO<sub>2</sub> (cycle de vie)
- 14 5. Les émissions de NO<sub>x</sub> (cycle de vie)
- 15 6. Les émissions de composés organiques volatiles (cycle de vie)
- 16 7. Les émissions de particules (cycle de vie)
- 17 8. Les émissions de mercure
- 18 9. Les modifications du régime hydrologique des rivières
- 19 10. Le territoire utilisé par les installations (cycle de vie)
- 20

21 Selon la proposition, Hydro-Québec évaluerait les soumissions en fonction de ces  
22 dix indicateurs et « [c]haque projet se verra[it] attribuer un certain nombre de  
23 points parmi le pointage total disponible pour mesurer les aspects  
24 environnementaux des soumissions reçues. »<sup>23</sup>

### 26 **(ii) Analyse critique de la proposition**

27  
28 Le témoignage de monsieur Égré constitue une première contribution utile à la  
29 réflexion au sujet d'une approche pour l'intégration des externalités au sein de la  
30 procédure d'appel d'offres. Toutefois, sa proposition contient des lacunes trop  
31 importantes pour qu'elle soit appliquée dès le prochain appel d'offres. Ces lacunes  
32 pourraient toutefois être corrigées dans le contexte de la démarche proposée en vue  
33 de l'adoption éventuelle d'un régime permanent.<sup>24</sup>

---

<sup>23</sup> Rapport d'expertise de Dominique Égré, p. 13.

<sup>24</sup> Il importe de souligner que dans son rapport, M. Égré a pris soin d'indiquer qu'en raison de la brièveté des délais mis à sa disposition, sa proposition pourrait profiter d'une analyse plus approfondie (page 1). Ainsi, il se peut que certaines des lacunes identifiées ci-après fassent déjà l'objet de corrections ou de bonifications dans le cadre de la présente phase 2 du dossier.

1 Parmi les lacunes les plus importantes, soulignons les suivantes :

2  
3 ***Lacune n° 1 : discrétion totale pour la pondération et l'évaluation***

4  
5 Selon la proposition de monsieur Égré, autant la pondération des indicateurs que  
6 l'évaluation de la performance des soumissions à leur égard, serait laissée à  
7 l'entière discrétion d'Hydro-Québec.

8  
9 Si une telle discrétion peut s'appliquer dans un contexte d'évaluation interne  
10 d'options de construction disponibles à une entreprise verticalement intégrée, elle  
11 ne peut s'appliquer raisonnablement dans le contexte d'un appel d'offres public, et  
12 ce, d'autant plus dans un cas où l'évaluateur ne possède manifestement aucun  
13 intérêt privé pour la mesure. L'absence de poids affichés d'avance priverait les  
14 soumissionnaires de toute prévisibilité et de tout signal quant aux effets relatifs de  
15 différentes options. Cela aurait également pour effet de les exposer à une analyse en  
16 boîte noire pouvant miner la crédibilité du processus et entacher les résultats. Il en  
17 va de même pour l'absence de toute grille d'analyse, voire, au minimum, de  
18 quelque balise que ce soit.<sup>25</sup>

19  
20 **Il s'agit là de la lacune la plus importante.** Alors que plusieurs des autres lacunes  
21 pourraient être corrigées à l'intérieur de délais relativement brefs, celle-ci rend  
22 inopérante l'approche préconisée par monsieur Égré aux fins du prochain appel  
23 d'offres.

24  
25 ***Lacune n° 2 : l'absence de données sur les impacts en amont***

26  
27 Sept des dix indicateurs proposés par M. Égré devront être mesurés en fonction du  
28 cycle de vie des projets. Le cycle de vie fait référence aux impacts tant directs  
29 (opération de la centrale) qu'indirects (construction, approvisionnement et  
30 extraction, donc en amont de la production d'électricité comme telle).

31  
32 L'approche du cycle de vie est tout à fait pertinente dans la mesure évidemment où  
33 les renseignements sont disponibles. Pour intégrer une telle approche dans un cadre  
34 d'appel d'offres, il serait d'ailleurs pertinent de limiter l'information requise des  
35 soumissionnaires aux impacts directs et de permettre à l'évaluateur d'ajuster ces  
36 données en fonction de données génériques représentant la somme des impacts en  
37 amont. Ceci représente également le sens de la proposition de monsieur Égré.

38  
39 Toutefois, M. Égré propose de laisser à la discrétion d'Hydro-Québec le choix des  
40 valeurs génériques pour les impacts en amont. **Pour les mêmes raisons citées**

---

<sup>25</sup> Le concept de « grille » ou de « balises » fait référence à une méthodologie préalable délimitant le champ possible d'évaluation des soumissions.

1 **auparavant, une telle discrétion devrait être évitée.** Au minimum, la firme  
2 externe accompagnant Hydro-Québec Distribution devrait choisir les dites valeurs.

3  
4 ***Lacune n° 3 : dédoublement dans l'indicateur n° 1***

5  
6 Le rendement de l'investissement énergétique pour le cycle de vie constitue  
7 évidemment un indicateur intéressant pour l'analyse comparative des filières.  
8 Toutefois, cet indicateur dédouble plusieurs autres des indicateurs proposés qui  
9 reflètent indirectement la quantité d'énergie requise sur le cycle de vie du projet.

10  
11 En effet, cet indicateur vise deux facteurs, à savoir (1) l'efficacité (ou l'inefficacité)  
12 de combustion à la centrale (dans le cas de centrales au gaz naturel) et (2) l'énergie  
13 requise en amont pour la construction et l'opération des centrales de toutes sortes.

14  
15 Quant à l'efficacité de combustion, qui sera probablement de loin le facteur le plus  
16 important, elle est reflétée fidèlement par l'indicateur n° 3. En effet, les émissions  
17 de gaz à effet de serre d'une centrale thermique, contrairement aux émissions de  
18 polluants locaux ou régionaux, sont directement tributaires de l'efficacité de  
19 combustion du système. Ainsi, la mesure la plus importante du rendement  
20 énergétique (indicateur proposé n° 1) serait déjà reflété par l'indicateur n° 3.

21  
22 Quant à l'énergie requise en amont, celle-ci est généralement reflétée dans les  
23 indicateurs n°s 3, 4 5, 6, 7 et 10, qui intègrent la notion de cycle de vie. En effet, ces  
24 indicateurs mesurent les impacts environnementaux associés à l'énergie requise en  
25 amont, par exemple, pour l'extraction du gaz naturel ou pour la construction d'une  
26 centrale. La quantité d'impacts mesurés dans ces indicateurs sera tributaire de la  
27 quantité d'énergie requise en amont, qui constitue justement le deuxième facteur de  
28 l'indicateur n° 1.

29  
30 **Pour ces raisons, l'apport du premier indicateur est nul ou presque nul, et**  
31 **devra donc être supprimé.**

32  
33 ***Autres lacunes***

34  
35 La proposition souffre d'autres lacunes, dont la faiblesse des références ayant  
36 conduit au choix des indicateurs pour un régime permanent.<sup>26</sup> La proposition

---

<sup>26</sup> La proposition se base explicitement sur seulement trois références. Or, une littérature impressionnante existe non seulement au sujet des externalités environnementales de la production d'électricité mais aussi de leur intégration au sein des choix énergétiques des monopoles d'électricité.

De plus, parmi les trois références, aucune ne provient de l'extérieur du Québec et deux proviennent entièrement ou principalement d'Hydro-Québec qui, bien entendu, possède un intérêt manifeste pour la façon dont les externalités environnementales de la filière hydroélectrique sont considérées. À cet égard, précisons que l'étude que l'auteur affirme avoir été « réalisée par l'Agence internationale de l'énergie » fut plutôt

1 profiterait ainsi d'une analyse plus exhaustive afin de repérer un plus grand nombre  
2 d'exemples d'indicateurs et de méthodes applicables aux appels d'offres.  
3

4 **(iii) Conclusion**

5  
6 La proposition de monsieur Égré constitue une contribution intéressante au débat  
7 sur les externalités. À terme, il est possible qu'elle puisse servir à la conception  
8 d'un régime permanent, dans la mesure où des modifications y sont apportées et  
9 surtout, où des choix clés sont faits préalablement au lancement des appels d'offres.  
10 Malheureusement, l'absence de pondération des divers indicateurs de même que  
11 l'absence de toute balise ou grille aux fins de l'évaluation, rend inopérable ce  
12 modèle dans le contexte précis d'un appel d'offres public. D'autres lacunes devront  
13 également être corrigées, si elles ne le sont pas déjà par l'auteur lui-même dans le  
14 contexte de cette deuxième phase du dossier.  
15  
16

---

**préparée sous la direction d'Hydro-Québec.** Monsieur Égré a d'ailleurs participé à la préparation de cet ouvrage. En raison d'affirmations semblables concernant le rôle de l'AIÉ dans ce rapport, son chef de division, *Energy Technology Collaboration*, a dû préciser, peu après la publication du rapport, que « *[T]he publication does not represent the opinion of the IEA as an international organisation. Our "real" IEA publications can be seen at <http://www.iea.org/pub.htm>.* » (Hanns-Joachim NEEF, Agence Internationale de l'Énergie, courriel multi-destinataire, 24 août 2000.)

1 **Q8 : Veuillez résumer vos recommandations.**

2  
3 **(i) Recommandation n° 1 : une démarche claire en vue des appels d'offres de**  
4 **2003 et suivants**

5  
6 L'intégration des externalités environnementales à tout appel d'offre pour la  
7 production de quantités substantielles d'électricité constitue une condition *sine qua*  
8 *non* du développement durable. Elle fait également partie des conditions requises  
9 pour qu'un marché imparfait et donc régulé s'approche davantage aux conditions  
10 d'une concurrence parfaite.

11  
12 L'intégration d'externalités environnementales à l'appel d'offres d'Hydro-Québec  
13 doit toutefois respecter des exigences élémentaires, y compris en ce qui concerne la  
14 transparence, la prévisibilité et l'impartialité. Pour ce faire, la conception d'une  
15 méthodologie appropriée requiert une démarche de réflexion commune intégrant  
16 les multiples perspectives que représentent divers intervenants. Malheureusement,  
17 une telle démarche ne peut conduire à l'adoption d'un régime d'intégration  
18 permanent d'ici le premier appel d'offres proposé par Hydro-Québec (juin 2002).

19  
20 **Notre première recommandation concerne donc la mise sur pied immédiat**  
21 **d'une démarche conduisant à l'adoption d'un tel régime au plus tard au mois**  
22 **de janvier 2003.** Cette démarche devra prévoir à l'avance et de façon claire autant  
23 les différentes étapes que le calendrier de réalisation. Elle est décrite plus en amont  
24 aux pages 16 à 19 du présent témoignage.

25  
26 **(ii) Recommandation n° 2 : une approche intérimaire pour l'appel d'offre de**  
27 **2002**

28  
29 Ce constat et cette recommandation ne peuvent toutefois faire abstraction du  
30 contexte actuel. Ce contexte est marqué notamment par une proposition du  
31 Distributeur qui, si elle était acceptée, ferait que les appels d'offres réalisés en 2002  
32 compteraient pour près de 85 % de la puissance totale recherchée durant la période  
33 de planification. Or, dans un tel contexte où la presque totalité des externalités  
34 seraient autrement exclues des choix du Distributeur, il s'avère pertinent de mettre  
35 sur pied, dans la mesure du possible, un régime intérimaire pouvant s'appliquer dès  
36 le prochain appel d'offres.

37  
38 La comparaison des différents impacts de projets hydroélectriques et thermiques est  
39 un sujet complexe qui ne peut être résout en l'absence d'une démarche  
40 réglementaire formelle et de délais adéquats. Toutefois, il est possible de concevoir

1 une approche qui, tout en demeurant imparfaite, permet de tenir compte des  
2 externalités associées aux soumissions à base de centrales thermiques, et ce, sans  
3 pour autant avantager ni désavantager les projets à base hydroélectrique.

4  
5 **Notre deuxième recommandation concerne donc l'adoption immédiate d'un**  
6 **régime intérimaire. Ce régime serait basé sur une évaluation principalement**  
7 **quantitative et objective des soumissions de nature thermique et viserait à ce**  
8 **que, en autant que possible, les notes d'évaluation des soumissions à base**  
9 **hydraulique soient calibrées en conséquence.**

10  
11 Sans permettre la comparaison des caractéristiques environnementaux de  
12 l'ensemble des soumissions possibles, elle permettrait néanmoins un traitement  
13 équitable et l'intégration d'une partie importante des externalités. La démarche  
14 proposée pourrait par ailleurs être bonifiée advenant des contributions constructives  
15 d'autres parties à la présente cause.

16  
17 Ce régime intérimaire est décrit aux pages 22 à 26 du présent témoignage.  
18  
19

20 **Q9 : Est-ce que ceci termine votre témoignage écrit ?**

21  
22 Oui.

1  
2  
3  
4  
5  
6  
7  
8  
9  
10

11  
12  
13  
14  
15

**Annexe A**  
***Appel d'offres pour 1000 MW***  
***de Xcel Energy***  
***(Northern States Power)***



---

**NORTHERN STATES POWER COMPANY  
2001 ALL-SOURCE  
REQUEST FOR SUPPLY PROPOSALS  
WITH POWER DELIVERIES BEGINNING 2005 - 2009  
DECEMBER 6, 2001**

## **1. INTRODUCTION**

Northern States Power Company (“NSP” or “the Company”), doing business as Xcel Energy, is a Minneapolis-based investor-owned utility serving over 1.4 million electric customers in the states of Minnesota, Wisconsin, North Dakota, South Dakota and Michigan<sup>1</sup>. To meet growing customer demand for electric energy, NSP is seeking proposals to increase its supply portfolio by 1000 MW. The Company may opt to contract for more or less amounts of power, depending on the quality of bids it receives in response to this Request For Proposals (RFP), on the outcome of other supply contract negotiations currently under way, on the status of supply contracts that have not yet begun to deliver power to NSP, on regional firm transmission availability and on changing wholesale energy market conditions. Generally speaking, these potential contingencies would tend to increase NSP supply needs rather than decrease supply needs.

This solicitation arises out of the NSP resource planning process, most recently approved by the Minnesota Public Utilities Commission ("MPUC") in Docket E-002/RP-00-787. NSP reserves the right to accept or reject any or all offers.

### **1.1 Capacity and Energy Needs**

NSP is requesting proposals for 1000 MW of power deliveries beginning between May 1, 2005 and May 1, 2009. In its 2000 Resource Plan, the comparison (or base) case expansion plan listed the following resource needs:

<u>Year</u>	<u>MW Needed</u>	<u>Type of Generating Facility</u>
2003	235 MW	Gas-Fired Combined Cycle
2003	160 MW	Gas-Fired Combustion Turbine
2005	160 MW	Gas-Fired Combustion Turbine

---

<sup>1</sup> NSP is one of several utility operating company subsidiaries in the Xcel Energy Inc. public utility holding company system. This solicitation relates to the NSP utility operating subsidiary.

---

2007	160 MW	Gas-Fired Combustion Turbine
2008	160 MW	Gas-Fired Combustion Turbine
2009	<u>160 MW</u>	Gas-Fired Combustion Turbine
Total	1035 MW	

The aforementioned comparison case results are not to be taken as a list of the specific resource proposals the Company expects to receive in response to this RFP. Rather, bidders are encouraged to propose any type of resource or fuel supply that they believe would enhance NSP's supply portfolio beginning in the years 2005 – 2009. However, the Company prefers supply resources that are fully dispatchable and allow for fuel tolling arrangements (if applicable). Proposals which, when combined with other existing resources in the portfolio, result in the most economical overall system value after consideration of environmental and viability criteria, will be chosen for further consideration.

Proposed capacity should be accreditable by the Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) or its successor. NSP intends to seek capacity accreditation with Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) or its successor for any proposals selected through this RFP. NSP will only pay for capacity that the Mid-Continent Area Power Pool (MAPP) will accredit toward meeting the Company's capability requirements.

### 1.1.1 Renewable Resource Preference

Minnesota Statute 216B.2422 Subd. 4 provides a preference for renewable energy facilities. NSP encourages proposals comprised in whole or partially of renewable resources.

### 1.1.2 “Must-Take” Variable or Intermittent Energy Proposals

If a proposal provides only “must-take” intermittent or variable energy (for example, energy from wind generation that has not been firmed up), NSP requires the proposal to include the following additional information:

- Mean, mode, median and variance of monthly “4 hour peak” energy delivery for term of contract (“4 hour peak” period is 2:00 P.M. to 6:00 P.M., Monday through Friday);
- Mean, mode, median and variance of monthly on peak energy delivery for term of contract (on peak period is 6:00 A.M. to 10:00 P.M., Monday through Friday);
- Mean, mode, median and variance of monthly off peak energy delivery for term of contract;
- For each month's 4 hour peak, on peak and off peak period, determine the most likely shape of the probability density function for energy delivery (e.g. normal, Poisson, exponential).

- For each month, an hourly projection of the most likely energy delivery.

NSP has agreed to use the cost of load following services needed to accommodate “must-take” intermittent or variable generation that will be estimated by the Utility Wind Interest Group (UWIG) in their study on this topic that is under way at the time of this writing. In the event that UWIG study results are not available at the time of bid evaluation, NSP will use \$2.00/MWh as the assumed cost of load following services needed to accommodate “must-take” intermittent or variable generation.

### 1.1.3 Contract Length

Bidders may propose contract lengths up to 25 years with power deliveries beginning between May 1, 2005 and May 1, 2009. **However, any proposal exceeding 10 years must be accompanied by a second proposal that is identical in all respects to the original proposal with the exceptions of pricing and a 10 year contract length.**

## 1.2 SCHEDULE

The schedule for bid solicitation and evaluation is shown below:

### Preliminary Schedule: Subject to Adjustment Prior to Official RFP Issuance

Issue RFP	December 6, 2001
Pre-Bid Meeting	January 8, 2002
Notices of Intent to Bid Due	January 15, 2002
Proposals Due	March 15, 2002
Preliminary Bid Screening Complete	April 15, 2002
Request for Interconnection Studies Due	May 1, 2002
Interconnection Study Agreement Deadline	June 3, 2002
Interconnection Study Fee Due	June 3, 2002
Interconnection Study Completion	August 5, 2002
Interconnection Study Provided to NSP Resource Planning and Bidding	August 12, 2002
Notify Short List Of Bidders	September 10, 2002
Interconnection MOU Due	September 24, 2002
Transmission Portfolio Analyses Begin	September 24, 2002
Transmission Portfolio Analyses Complete	November 25, 2002
Final Selections Announced	December 9, 2002
Finish Negotiations/Sign Agreements	1 <sup>st</sup> Quarter 2003

\*Bidder's Proposal must be valid through March 15, 2003

### **1.3 PRE-BID MEETING**

NSP will host a pre-bid meeting to clarify the solicitation process for prospective bidders. Company personnel will be available to answer specific questions about the solicitation process and technical issues. Bidders are encouraged to provide questions to NSP, by letter or e-mail prior to the pre-bid conference so that issues may be addressed in a timely manner.

#### **Pre-Bid Meeting (Time and Date Subject to Change Prior to Official RFP Issuance):**

Time: 1:00 p.m. – 5:00 p.m., CST

Date: January 8, 2002

Place: Lower Level Bays 1 and 2, 414 Nicollet Mall, Minneapolis, MN 55401

NSP will summarize the pre-bid meeting and mail it to all prospective bidders by February 1, 2002.

A Notice of Intent to Bid ("NOIB") form (See Appendix A) must be completed in full and received by NSP no later than 5:00 p.m. CST on January 15, 2002. The NOIB should be sent to the NSP 2001 All-Source RFP "Point of Contact" listed in Section 1.4. The NOIB may be mailed, delivered, e-mailed or faxed. Failure to submit a timely NOIB will disqualify a bidder from further consideration.

### **1.4 COMMUNICATION AND REQUESTS FOR INFORMATION**

To obtain additional information about this RFP, bidders may only submit written requests to the NSP 2001 All-Source RFP "Point of Contact" below. The NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact will maintain a log of all inquiries and coordinate the preparation of a written response. Once a response is prepared, it will be forwarded to the inquiring party and all other bidding parties. NSP prefers e-mail as the method of responding to questions, but will mail responses to those without e-mail service.

**Please fax, email, or mail any questions or requests for clarification about this RFP to:**

#### **NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact:**

Rick Peterson, Resource Planning Analyst  
Resource Planning and Bidding  
NSP  
414 Nicollet Mall (RS-5)  
Minneapolis, MN 55401  
Email: richard.d.peterson@xcelenergy.com  
Phone number: (612) 330-5831  
Fax number: (612) 330-5913

NSP's transmission department is functionally independent from other NSP departments. To obtain additional information about NSP electric transmission system, written requests may only be submitted directly to the NSP Transmission Point of Contact below. Such inquiries may result in an OASIS posting.

**Please fax, email, or mail any questions or requests for clarification about NSP electric transmission system to:**

**NSP Transmission Point of Contact:**

Mark C. Moeller, Transmission Account Representative

Transmission Tariff Administration

NSP Transmission

414 Nicollet Mall (GO-6)

Minneapolis, MN 55401

Email: [mark.c.moeller@xcelenergy.com](mailto:mark.c.moeller@xcelenergy.com)

Phone number: (612) 330-6773 Fax Number: (612) 330-7699

## 1.4 XCEL ENERGY INTERNAL BID POLICY

Xcel Energy affiliates and other Xcel Energy divisions may submit offers in response to this RFP. Eligibility of these entities has been approved by the Minnesota Public Utilities Commission ("MPUC") in various dockets and most recently in Docket No. E002/M-98-646. NSP will retain an independent auditor ("IA") to monitor the RFP and bid evaluation process to assure process guidelines have been followed with regard to participation by an Xcel Energy entity. The IA will file reports with the MPUC regarding the RFP process consistent with the MPUC's requirements. The MPUC has established guidelines that the Company must follow if an Xcel Energy affiliate or other Xcel Energy division responds to the RFP. These procedures govern communications, record keeping, information sharing and similar issues.

In addition to meeting these MPUC bid process requirements, NSP plans to have on retainer an independent bid evaluation manager. If no Xcel Energy affiliate or division submits a Notice of Intent to Bid in response to this RFP, the independent evaluation manager's role may, at NSP's option, be limited to attendance at the Pre-Bid Meeting. If any Xcel Energy affiliate or division does submit a Notice of Intent to Bid, the Independent Evaluation Manager (IEM) would be engaged to direct the bid evaluation process from that point forward. NSP bid evaluation personnel, production cost modeling tools, and other resources would be made available to the IEM as requested. The IEM would file reports with the MPUC regarding details of the bid evaluation process at the same time NSP submits Short List Notification and Final Selection reports with the MPUC .

## 2. BID REQUIREMENTS

### 2.1 BID PREPARATION

In Appendix B, NSP has provided forms for some of the information that will be needed to evaluate bids. NSP has also provided a Microsoft Word electronic version in of the forms needed to respond to this RFP. The forms should be used as a template, and a bidder must submit both an electronic version and an associated paper copy of a complete set of forms with its proposal for each bid and alternative. Using the forms will ensure consistency in bid submission and in bid interpretation by NSP. Bidders are strongly encouraged to use these forms as part of their proposals.

These forms and the following information requests are intended to collect information about each offer. NSP encourages offers from all entities including but not limited to utilities, independent power producers, power marketers and power brokers.

**Each proposal must provide the following:**

1. A Proposal Cover Sheet (Page B1 in Appendix B.1) that specifies the company name, title, mailing address, email address, telephone number, and fax number of the contact person(s) in your organization who will be responsible for answering questions regarding your proposal.
2. A Proposal Certification Form (Page B2 in Appendix B.2)
3. An Indemnity Agreement (Pages B3-B4 in Appendix B.3)
4. A Certification of Competitive Bidding Practice Form (Page B5 in Appendix B.4)
5. A brief description and history of the bidding company's qualifications and experience.
6. A description of the energy sources for the offer. This description will differ depending on whether the offer is mostly supported by specific generating plants or by a portfolio of resources. If appropriate, all offers should describe at a minimum (1) scheduling requirements and dispatch characteristics, (2) fuel mix, (3) point(s) of interconnection with or point(s) of delivery to the NSP Transmission system, and (4) performance guarantees or performance incentives. Offers supported by specific generating units should in addition describe (1) generating technology, (2) location, (3) if the location is outside Minnesota, its distance from the Minnesota border, (4) NSP's ability to schedule maintenance, if applicable, (5) a description of the fuel supply and fuel transportation plan and (6) any additional features such as black start capability.
7. If a bidder submits multiple proposals, the bidder must clarify which projects are mutually exclusive, which projects can be pursued simultaneously and which projects are mutually dependent.
8. All applicable prices for capacity, energy, starts, or other fees that the bidder expects NSP to pay. All pricing must be stated in U.S. dollars with no indexing to foreign currency. If prices are a function of electricity or gas market indices, NSP requires a complete explanation of the index and the method of calculating the resulting price or payment. **In addition, any proposal that contains fuel price indexing must also include a second proposal that is identical in all respects to the original proposal with the exception of fuel pricing, which must be fixed for the first ten years of the proposed term of the agreement and thereafter could be indexed or negotiated.** Proposals containing fuel tolling arrangements must also contain heat rate guarantees. In a fuel tolling arrangement, Xcel Energy or its affiliates provide fuel and fuel transportation to a plant while the plant owner provides heat rate guarantees and meets dispatchability criteria. If the plant owner fails to meet its heat rate guarantees or dispatchability criteria, there would be contractual consequences. Heat rate guarantees must be provided for ISP conditions and for 95° F, 60% relative humidity. If prices are escalated, all escalation

terms and conditions must be included. A complete description of scheduling, operating and dispatching flexibility and restrictions, including capacity and energy availability, delivery flexibility, minimum schedules or loading, any pre-scheduling or other scheduling notification requirements, ramp rates, regulation range, cycling (commitment and de-commitment) restrictions and the amount of time to start, shutdown or commit the facility.

9. A quantification of emission rates associated with the proposed project including SO<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, volatile organic compounds (VOC), particulate matter (PM10), mercury (Hg), and air toxins as defined in Title III of the Clean Air Act. Emission rates should be stated in pounds per megawatt-hour, in pounds per million BTUs and include three significant digits. If offers do not provide emission rate information, then according to MPUC orders they will be assigned the worst emission rates of any competing offer.
10. A bid evaluation fee of \$5,000 for each proposal. Contract options on a proposal will not constitute a separate proposal, but rather will be considered as part of the one associated proposal for the purposes of determining the bid fee a bidder must pay. This applies to proposals with contract terms longer than 10 years that are also required to contain optional pricing for a 10 year contract term and it applies to proposals that contain indexed fuel pricing that are required to contain optional fixed fuel pricing for the term of the agreement.
11. Bidders should clearly identify each page of information considered to be confidential or proprietary. NSP reserves the right to release all proposals to agents or consultants for purposes of proposal evaluation. Such agents or consultants will be contractually bound by NSP non-disclosure agreements. All bid information may be subject to review by the MPUC, or any other governmental authority or judicial body with jurisdiction relating to these matters and may otherwise be subject to discovery in legal proceedings. NSP will make reasonable efforts to preserve bidders' confidential information such as requesting that it be filed under "trade secret information" pursuant to Minn. St. 13.37 and 13.01 et. seq. and otherwise protected pursuant to applicable law.
12. Bidders shall clearly state that NSP will retain any and all emissions and renewable resource portfolio standards credits attributable to any proposal that becomes a final selection in the NSP 2001 All-Source RFP bid evaluation process.

## 2.2 POWER DELIVERY TO NSP

This section describes what information and actions NSP requires from bidders regarding arrangements for delivery of power to the NSP system.

In the attached Appendix T, NSP has preliminarily identified the economic impact of various points of delivery on the NSP transmission system. Please note that in this context "point of

delivery” refers to the physical point on the NSP transmission system where the bidder intends to deliver power to NSP. Bidders are strongly encouraged to review Appendix T before proposing point(s) of interconnection or point(s) of delivery on the NSP transmission system.

### **2.2.1 Preliminary Screening/Request for Interconnection Studies**

Upon receipt of proposals, NSP will conduct a preliminary screening based on capacity costs, energy costs and transmission information available at the time to determine which bids the Company would like to review in greater detail. NSP anticipates completion of the preliminary screening approximately one month after bids are due. At that point, NSP will notify bidders whether or not they have passed the preliminary screening. The schedule listed in Section 1.2 of this RFP allows bidders who have been notified that they have passed preliminary screening two (2) weeks to submit their Request for Interconnection Studies to the NSP Transmission point of contact. Please send a copy to the NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact on this request. This request initiates both an interconnection study for projects proposed to be connected directly to the NSP system and a preliminary transmission infrastructure impact study for any power proposed for any point of delivery on the NSP system. **All bidders who pass preliminary screening must submit a Request for Interconnection Studies, whether or not they plan to interconnect directly to the NSP system.**

From the time the Request for Interconnection Studies is submitted, the bidder will have 30 days to enter into an interconnection study agreement with NSP Transmission and pay the interconnection study fee specified in the agreement. Depending on the capacity of the proposed project, the proposed project site and the existing regional transmission constraints, the interconnection study fee will likely be in the range of \$5,000 to \$50,000. The Request for Interconnection Studies will include, but not be limited to the following elements:

- Identification of proposed plant site(s) or point(s) of delivery on the NSP system
- Specification of transmission outlet or power delivery technical requirements, per the Request for Interconnection Studies form.

From the time the interconnection study agreement is executed and the interconnection study fee is paid, NSP Transmission will have 60 days to complete the interconnection study in accordance with their tariff on file with FERC. **Neither other bidders nor NSP employees outside of NSP Transmission personnel will have access to any information associated with a Request for Interconnection Studies** during the study period. Once an interconnection study is complete, NSP Transmission will post on OASIS the location of the proposed plant site and a note stating that an interconnection study has been completed for that site.

### **2.2.2 Submittal of Interconnection Study Results to RFP Point of Contact**

For bidders who intend to directly interconnect with the NSP Transmission system, the results of both the interconnection study and the transmission infrastructure impact study must be provided to the NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact within one week of receipt of those studies from NSP Transmission. For bidders who will not be directly interconnected to the NSP Transmission system, only the results of the transmission infrastructure impact study must be provided to the NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact within one week of receipt of those studies from NSP Transmission. **Bidders who fail to meet these requirements within this timeframe may disqualify a bidder's proposal from further evaluation.**

All bidders should note that the results of the “preliminary infrastructure study” assume (1) the bidder's project is the only proposal and (2) the current state of the transmission system. The preliminary study does not guarantee either the actual costs for interconnection, infrastructure or the availability of transmission. Bidders should not rely on the preliminary infrastructure study.

### **2.2.3 Short List Notification/MOU with NSP Transmission**

If a bidder who intends to be directly interconnected to the NSP system receives written notification that their proposal has been short-listed, the bidder will have two weeks to enter into a Memorandum of Understanding (MOU) with NSP Transmission in anticipation of negotiating a Final Interconnection Agreement (a sample MOU is provided in Appendix yyyyyyy). The MOU does not obligate a bidder if their proposal is not ultimately selected by NSP during final bid evaluations. However, the MOU does place a bidder's proposed project in the NSP transmission service request queue. Failure to execute an MOU within two weeks of written short list notification may disqualify a bidder's proposal from further evaluation. If a bidder who does not intend to be directly interconnected to the NSP system receives written notification that their proposal has been short-listed, the bidder will have two weeks to submit written materials demonstrating that its proposed project is in the transmission service request queue(s) of the transmission provider(s) located between the bidder's point(s) of interconnection on other system(s) and their proposed point(s) of delivery on the NSP transmission system. **Failure to provide such information within two weeks of written short list notification may disqualify a bidder's proposal from further evaluation.**

### **2.2.4 NSP Transmission Portfolio Analyses**

NSP Resource Planning and Competitive Bidding will request NSP Transmission to perform portfolio analyses of various combinations of the short-listed proposals for which MOUs or their equivalents on other systems have been signed and submitted to the NSP Transmission Point of Contact. Transmission portfolio analysis could impact final selection of proposals. Short-listed bidders should expect additional requests for technical information from NSP Transmission

personnel during this process, which is expected to take 60 days to complete. Transmission will post on OASIS the locations of proposed plant sites evaluated via portfolio analysis.

### **2.3 SUBMITTAL DELIVERY**

Sealed bids containing the appropriate bid evaluation fee will be accepted until 5:00 p.m. CST on March 15, 2002. All bids should be sent to the NSP 2001 All-Source RFP Point of Contact mentioned in Section 1.4.

Proposals must be hand delivered or transmitted by express, certified, or registered mail. **Proposals received later than the due date and time stipulated will be rejected and returned unopened.** Nine (9) copies of the proposal must be included in the submittal (eight bound and one unbound). The original copy of the proposal shall be marked as "**Original**" on the cover. In addition the bidder shall submit one electronic media copy in Microsoft Word format.

The proposal shall be submitted in a sealed package with the following information shown on the package:

**Response to NSP 2001 All-Source RFP**

**Confidential, Sealed Bid Proposal**

The bidder's company name and address must be clearly indicated on the package containing the proposal.

### **2.4 PROPOSALS NOT RETURNED TO BIDDERS**

Proposals submitted in response to the 2001 All-Source RFP will not be returned to bidders. At the conclusion of the bid evaluation process, all copies except the "Original" copy will be destroyed. The "Original" copy of each proposal will be archived by NSP for an indeterminate length of time.

## **3. BID EVALUATION**

This section discusses the criteria that will be used in evaluating the responses to this RFP.

NSP's goal is to select power supply proposals that provide maximum value to the Company's portfolio of Supply Resources. NSP has identified project characteristics that will add value. Including these characteristics will enhance bidders' chances for success.

**Low Cost.** NSP currently provides low cost power to its customers and seeks reasonably priced resources that will allow it to remain a low cost, high quality provider in the region.

**Low Environmental Impact.** NSP desires resources that minimize impact on the environment. As required, NSP will use externality values in its evaluation for all offers whose source is within 200 miles of the Minnesota border. If a bidder cannot or will not provide emission information, NSP is required by the MPUC to assign that bidder's proposal the worst emissions profile of any responsive proposal submitted. Appendix D, Environmental Externalities, contains the Commission ordered cost values to be used in the evaluation of bids.

**Viability of Contract and Assets Behind the Contract:**

NSP will determine the degree to which each proposal complies with the Model Power Purchase Agreement and will evaluate the viability of generation resources being proposed. The Model Power Purchase Agreement contains a number of generation resource viability requirements. Bid evaluation will consider each of those requirements, with particular emphasis placed on proposal provisions and supporting documentation for the following:

- Resource Availability
- Maintenance and Maintenance Coordination
- Dispatchability and Control

**Tolling: For offers that use natural gas as primary fuel, NSP strongly prefers tolling arrangements.**

**3.1 METHODOLOGY**

NSP will evaluate bids in a multi-step process. NSP will ensure fair treatment of all bidders including non-NSP bidders and renewables developers. The IA will oversee this evaluation process pursuant to MPUC Order in Docket No. E002/M-98-646. NSP will perform the following steps in the evaluation process, but not necessarily in this order:

**1. Requirements Screening**

The information provided in each bid will be evaluated for completeness and consistency with the filing requirements specified in the RFP. NSP reserves the right to either (1) reject incomplete or unclear bids from further consideration or (2) contact bidders for purposes of clarifying information or requesting additional information. Given the short amount of time allotted to evaluate the bids, NSP will limit these follow up contacts to only those bids that best meet the valued bid characteristics.

**2. Preliminary Screening**

Using simple cost comparisons (i.e. cost versus capacity factor), NSP will eliminate clearly noncompetitive proposals and thereby select a subset of original offers for further evaluation.

### **3. Detailed Evaluation**

All bids that pass the initial evaluation steps will be considered in this final analysis. First, NSP will evaluate each remaining proposal in conjunction with the Company's current portfolio of supply resources and develop a short list of proposals. Then, to the extent practical, NSP will evaluate the short listed proposals in combination with each other in portfolio economic analyses. NSP will perform each of these analyses using an expansion-planning model that determines a least-cost supply portfolio for the Company under a prescribed set of constraints and assumptions. The model simulates the future operation of proposed resources along with existing resources and to an extent the regional power market while keeping track of variable and fixed costs. Many scenarios are to be modeled in which each individual proposed resource is included or excluded from the future resource mix. Decision analysis tools will be used to value the options provided by bidders. Under a given set of cost and economic assumptions, the model is able to identify the combination of individual proposals which results in the lowest (present-worth) estimated overall cost to NSP.

The operational and cost information including options provided by the bidders will be used to model each proposed resource. The mutually exclusive characteristics of bids will also be modeled, both those provided by the bidders as well as those determined by NSP. The final resource portfolio will consist of NSP's existing supply portfolio plus a combination of proposals that best meet the identified resource needs at low cost, low risk/high viability and low environmental degradation.

### **4. Short-List to Final List Period**

NSP will use this period to meet with the short-listed supplier. The purpose of the meetings will be to clarify outstanding issues, to update pricing information and to permit bidders the opportunity to submit "best and final" offers. Major changes to price, terms and conditions from original offers will not be permitted.

## **3.2 NOTIFICATION OF BID RESULTS**

The Company intends to notify bidders in writing of the result of the evaluation of their proposals when a short list is announced on or about September 10, 2002, and again on or about December 9, 2002, when the final selection decisions are made.

### **3.3 LIMITING CONDITIONS**

This RFP does not commit NSP to reimburse bidders for any costs incurred in the preparation of proposals submitted in response to this RFP; it also does not commit NSP to procure or contract for services. NSP reserves the right to modify or withdraw this RFP, to negotiate with all selected bidders to resolve technical or contractual specifications, to reject any or all responses and to terminate negotiations at any time.

Prior to the execution of a contract, NSP reserves the right to:

- request from a bidder information that is not explicitly detailed in this document;
- reject any or all proposals;
- select proposals that do not total to the entire amount sought by this RFP;
- select proposals that total to more than the stated amount sought by this RFP;
- reject any proposals that are not complete or contain irregularities, or waive irregularities in any bid that is submitted;
- reject any proposals received after the due date specified;
- accept other than the lowest bid proposal;
- obtain clarification from bidders concerning proposals;
- negotiate siting of projects to achieve workable configurations of generation and transmission capacity;
- conduct negotiations with selected bidders;

## **4. MODEL POWER PURCHASE AGREEMENT**

The terms in the Model Power Purchase Agreement (PPA) are designed to provide bidders with guidance on specific terms and general concepts that will be important in evaluating resource bids from newly constructed generation facilities and establishing the associated final PPA(s). The contract terms applicable to a successful bid will be contained in the final PPA with the successful bidder. Terms or concepts in the model PPA that are not applicable to a successful bid will be eliminated.

Please note that these model terms are intended to apply to a wide variety of bids, but only to the extent that they are applicable to such bids. (This model PPA assumes new construction with

NSP purchasing the entire planned capacity from the new facility.) Bids with different transaction configurations will be considered. (The model recognizes some variation in pricing and other terms, depending on the specific characteristics of the bid.) Bidders should provide specific exceptions to any applicable model term the bidder does not want to accept. The exception should include a price impact on the bid if the exception is rejected by NSP. Bidders are strongly encouraged to minimize the number and magnitude of exceptions to applicable model PPA terms and conditions.

## APPENDIX D

### ENVIRONMENTAL EXTERNALITIES NORTHERN STATES POWER COMPANY

In accordance with the Commission's Order Establishing Environmental Cost Values in Docket No. E-999/CI-93-583, and with the Commission's order for the 1995 and 1998 Resource Plans, this competitive bidding process includes environmental externality cost values in the evaluation of bids. The externality values are listed below.

**Table D-1**  
**Externality Values**  
**(1995 dollars per ton)**

Emission	Urban	Metropolitan Fringe	Rural	Within 200 Miles of Minnesota
Sulfur Dioxide <sup>1</sup> (SO <sub>2</sub> )	112-189	46-110	10-25	10-25
Nitrogen Oxides (NO <sub>x</sub> )	371-978	140-266	18-102	18-102
Carbon Monoxide (CO)	1.06-2.27	0.76-1.34	0.21-0.41	0.21-0.41
Particulate Matter Smaller Than 10 Microns (PM <sub>10</sub> )	4,462-6,423	1,987-2,886	562-855	562-855
Lead (Pb)	3,131-3,875	1,652-1,995	402-448	402-448
Carbon Dioxide (CO <sub>2</sub> )	0.30-3.10	0.30-3.10	0.30-3.10	0.30-3.10

1. After 2000, the SO<sub>2</sub> externality values all go to \$0 per ton.