

# D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

D-2002-169

R-3470-2001

2 août 2002

---

**PRÉSENTS :**

M<sup>me</sup> Anita Côté-Verhaaf, M. Sc. (Écon.)  
M. Anthony Frayne, B. Sc. (Écon.), MBA  
M. Michel Hardy, B. Sc. A., MBA

Régisseurs

---

**Hydro-Québec**

Demanderesse

et

**Liste des intervenants dont les noms apparaissent à la page suivante**

Intervenants

---

**Décision concernant la phase 2 du dossier**

*Demande relative à l'approbation du plan d'approvisionnement  
2002-2011 d'Hydro-Québec*

### Liste des intervenants :

- Action Réseau consommateur et Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale (ARC/FACEF);
- Association canadienne d'énergie éolienne, Stratégies énergétiques et Groupe STOP (ACÉÉ/S.É./STOP);
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ);
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ);
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI);
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD);
- Option consommateurs (OC);
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ);
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM).

## TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION .....	6
PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT .....	9
1. PRÉVISION DE LA DEMANDE.....	9
1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	9
Agrandissement de l'aluminerie Alouette.....	10
Impacts du tarif bi-énergie BT.....	11
Économies d'énergie.....	11
Aléa de la demande et aléa climatique .....	13
1.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	15
1.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	18
Prévision de la demande .....	18
Impacts du tarif bi-énergie BT.....	19
Économies d'énergie.....	20
Aléa de la demande .....	21
Conclusion.....	22
2. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS .....	22
2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	22
Approvisionnement patrimonial .....	23
Sécurité de l'approvisionnement patrimonial .....	23
2.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	24
Sécurité de l'approvisionnement patrimonial .....	24
2.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	27
Approvisionnement patrimonial .....	27
Sécurité de l'approvisionnement patrimonial .....	27
3. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE PROPOSÉE .....	29
3.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR .....	29
Critères de fiabilité en puissance et en énergie pour la planification des approvisionnements .....	29
Délai d'acquisition de 66 mois .....	30
Produits pour répondre au scénario moyen de la demande .....	30
Produits pour répondre à un scénario fort de la demande .....	32
Produits pour gérer l'aléa climatique et les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale .....	36
Sources de production situées à l'extérieur du Québec.....	38
3.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	38
Critères de fiabilité en puissance et en énergie pour la planification des approvisionnements .....	38

Délai d'acquisition de 66 mois .....	39
Produits pour répondre au scénario moyen de la demande .....	39
Produits pour répondre à un scénario fort de la demande .....	40
Produits pour gérer l'aléa climatique et les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale .....	43
Sources de production situées à l'extérieur du Québec .....	45
3.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	46
Critères de fiabilité en énergie et en puissance pour la planification des approvisionnements .....	46
Délai d'acquisition de 66 mois .....	47
Produits pour répondre au scénario moyen de la demande .....	48
Produits pour répondre à un scénario fort de la demande .....	48
Produits pour gérer l'aléa climatique et les dépassements du profil de l'électricité patrimoniale .....	50
Sources de production situées à l'extérieur du Québec .....	51
Conclusion.....	52
4. PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES.....	52
4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	52
Critères de planification .....	52
Prévision de la demande .....	53
Moyens pour répondre aux besoins .....	53
4.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	54
4.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	54
 PARTIE II: MODALITÉS DES APPELS D'OFFRES .....	 54
1. INTRODUCTION.....	54
2. COÛT DE TRANSPORT.....	55
2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	55
2.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	57
2.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	57
3. ÉNERGIE SEULE .....	59
3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR.....	59
3.2 POSITION DES INTERVENANTS .....	59
3.3 OPINION DE LA RÉGIE.....	60
4. RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ET CRITÈRES DE SÉLECTION DES OFFRES.....	61
4.1 RISQUES ASSOCIÉS AUX FORMULES DE PRIX.....	61
Introduction.....	61

---

	Position des intervenants .....	61
	Position du Distributeur .....	62
	Opinion de la Régie.....	62
4.2	MATURITÉ DE LA TECHNOLOGIE ET CRITÈRE RELATIF À L'EXPÉRIENCE DU SOUMISSIONNAIRE .....	63
	Position du Distributeur .....	63
	Position des intervenants .....	63
	Opinion de la Régie.....	64
4.3	ÉTAPE 2 DU PROCESSUS DE SÉLECTION .....	65
	Rappel du processus.....	65
	Position des intervenants .....	65
	Position du Distributeur .....	65
	Opinion de la Régie.....	66
4.4	DÉVELOPPEMENT DURABLE.....	66
	Position du Distributeur .....	66
	Position des intervenants .....	68
	Opinion de la Régie.....	71

## INTRODUCTION

Le 25 octobre 2001, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant l'approbation de son plan d'approvisionnement 2002-2011. Le 1<sup>er</sup> mars 2002, le Distributeur amende sa demande pour inclure ses conclusions relatives à l'incidence du projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles sur ses approvisionnements en électricité.

La Régie procède à l'examen de cette demande en deux phases. La première phase a porté sur les besoins qui devaient être comblés par un premier appel d'offres que le Distributeur se proposait de lancer en janvier 2002. La Régie rend une première décision à cet égard le 21 janvier 2002 (décision D-2002-17).

L'étude complète de la demande d'approbation du plan d'approvisionnement du Distributeur se déroule au cours d'une deuxième phase, notamment lors des audiences publiques tenues du 16 avril 2002 au 15 mai 2002.

La Régie tient compte de tous les commentaires des parties dans la présente décision, bien qu'ils ne soient pas tous rapportés de manière exhaustive.

La présente décision, relative à la phase 2, a un lien avec celle qu'a rendue la Régie le 24 juillet 2001, relativement à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres du Distributeur (décision D-2001-191, dossier R-3462-2001) et celle du 21 janvier 2002, concernant la phase 1 du présent dossier (décision D-2002-17) dans laquelle la Régie formule certaines demandes ayant trait spécifiquement à la Procédure d'appel d'offres et à certains aspects du plan d'approvisionnement devant être précisés ou complétés en phase 2, lesquels sont énumérés ci-après. La Régie rend également deux décisions au cours de la phase 2 dans lesquelles elle se prononce notamment sur le traitement, dans le présent dossier, de la question de la sécurité des approvisionnements en électricité (décisions D-2002-22 et D-2002-73).

Dans le cadre de l'examen de la demande d'approbation de sa procédure d'appel d'offres (dossier R-3462-2001), le Distributeur s'engage à présenter, avec son plan d'approvisionnement triennal, les critères et la pondération de la grille d'évaluation applicables aux appels d'offres et à décrire en termes généraux les méthodes d'évaluation de ces critères qu'il doit développer en fonction de la nature des critères retenus et en appliquant des pratiques généralement reconnues dans le domaine.

Dans sa décision D-2002-17, la Régie demande au Distributeur, en vue de la phase 2 du dossier R-3470-2001, de :

- présenter de façon plus élaborée la méthodologie utilisée par le Distributeur pour estimer les aléas de la demande;
- réviser la méthodologie du calcul des coûts évités utilisée pour estimer les économies d'énergie;
- de démontrer que son plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif.

La Régie annonce également dans cette décision son intention d'examiner plus à fond les questions suivantes :

- les limitations des capacités d'interconnexions, les possibilités de contrats de stockage, le recours à des contrats de puissance interruptible, les possibilités qu'offrent les contrats à court terme et les capacités de court terme disponibles au Québec en relation avec le produit de 400 MW modulable proposé par le Distributeur;
- le rôle de soutien de production en cas de défaut de livraison par un ou des nouveaux fournisseurs;
- la prise en compte des coûts de transport pour l'évaluation des offres;
- l'exigence du Distributeur que la source de production soit située au Québec ou que la source de production située à l'extérieur du Québec n'utilise pas les interconnexions existantes ou projetées.

Dans une première partie, la Régie examine la conformité du plan d'approvisionnement du Distributeur aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>1</sup> (la Loi) et aux exigences du *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>2</sup> (le Règlement). L'article 72 de la Loi prévoit que :

*« Tout titulaire d'un droit exclusif de distribution de l'électricité ou de gaz naturel doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie, suivant la forme,*

---

<sup>1</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>2</sup> Décret 925-2001, 9 août 2001, (2001) 133 G.O. II, 6038.

*la teneur et la périodicité fixées par règlement de celle-ci, un plan d'approvisionnement décrivant les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure pour satisfaire les besoins des marchés québécois après application des mesures d'efficacité énergétique. Le plan doit tenir compte des risques découlant des choix des sources d'approvisionnement propres à chacun des titulaires ainsi que, pour une source particulière d'approvisionnement en électricité, du bloc d'énergie établi par règlement du gouvernement en vertu du paragraphe 2.1° du premier alinéa de l'article 112.*

*Pour l'approbation des plans, la Régie tient compte des préoccupations économiques, sociales et environnementales que peut lui indiquer le gouvernement par décret. »*

Dans une deuxième partie, la Régie examine certaines modalités des appels d'offres. À cet égard, elle doit s'assurer que les termes et conditions de la Procédure d'appel d'offres sont conformes aux exigences de l'article 74.1 de la Loi qui énonce que :

*« Afin d'assurer le traitement équitable et impartial des fournisseurs participant à un appel d'offres, le distributeur d'électricité doit établir et soumettre à l'approbation de la Régie [...] une procédure d'appel d'offres et d'octroi [...].*

*La procédure d'appel d'offres et d'octroi doit notamment :*

*1° permettre par la diffusion de l'appel d'offres dans un délai adéquat, la participation de tout fournisseur intéressé;*

*2° accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement [...];*

*3° favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable [...];*

*4° permettre qu'un appel d'offres puisse être satisfait par plus d'un contrat d'approvisionnement, auquel cas le fournisseur qui permet d'atteindre la quantité d'électricité demandée peut être invité à diminuer la quantité d'électricité qu'il a lui-même offerte, sans toutefois en modifier le prix unitaire. »*

## PARTIE I : PLAN D'APPROVISIONNEMENT

### 1. PRÉVISION DE LA DEMANDE

#### 1.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le plan d'approvisionnement 2002-2011 du Distributeur est basé sur la prévision de la demande d'électricité revue en août 2001<sup>3</sup>. À la demande de la Régie, le Distributeur dépose sa révision d'octobre 2001 de la prévision à court terme pour les années 2001 et 2002<sup>4</sup>. La position du Distributeur à l'égard de ses prévisions est demeurée la même en phase 2 qu'en phase 1<sup>5</sup>. Les tableaux suivants présentent les prévisions en énergie et en puissance du Distributeur.

#### Prévision des ventes régulières au Québec<sup>6</sup> (en TWh)

	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Scénario moyen</b>	154,3*	154,8*	160,2	163,8	165,5	167,2	168,8	170,8	171,7	173,2	174,6
<b>Scénario fort</b>	155,4*	160,0*	167,0	171,1	174,5	178,7	182,2	186,2	188,5	191,4	194,7
<b>Scénario faible</b>	153,0*	149,9*	156,0	157,3	156,9	157,1	157,5	158,3	158,1	158,6	159,0

\* Les données de 2001 et 2002 sont issues de la révision d'octobre 2001 de la prévision à court terme, alors que les données de 2003 à 2011 sont issues de la prévision d'août 2001.

#### Prévision des besoins en puissance à la pointe d'hiver<sup>7</sup> (en MW)

	2001- 2002	2002- 2003	2003- 2004	2004- 2005	2005- 2006	2006- 2007	2007- 2008	2008- 2009	2009- 2010	2010- 2011
<b>Scénario moyen</b>	31860*	32790	33390	33900	34270	34560	34860	35140	35450	35750
<b>Scénario fort</b>	33050	34040	34840	35710	36580	37310	38000	38640	39230	39860
<b>Scénario faible</b>	31790	32000	32210	32370	32410	32380	32420	32470	32550	32620

\* La donnée du scénario moyen de 2001-2002 provient de la révision d'octobre 2001 de la prévision à court terme, alors que toutes les autres données proviennent de la prévision d'août 2001.

<sup>3</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 7 à 15.

<sup>4</sup> Pièce HQD-4, document 1, pages 3 et 4.

<sup>5</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, pages 7 à 9.

<sup>6</sup> Pièce HQD-2, document 1, annexe 1B, page 3; pièce HQD-4, document 7, pages 5 et 6.

<sup>7</sup> Pièce HQD-2, document 1, annexe 1B, page 4; pièce HQD-4, document 1, page 4.

Selon les données les plus récentes transmises par le Distributeur, les ventes régulières au Québec, normalisées pour tenir compte des variations climatiques, ont atteint 154,6 TWh en 2001<sup>8</sup>, soit exactement ce qui avait été prévu dans la révision d'août 2001.

### **Agrandissement de l'aluminerie Alouette**

Le 1<sup>er</sup> mars 2002, le Distributeur dépose une requête en modification du plan d'approvisionnement pour la période 2006-2007. Cette demande fait suite à l'annonce faite par le gouvernement du Québec dans laquelle ce dernier retient la proposition conjointe des alumineries Alouette et Alcan qui prévoit l'agrandissement des installations de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles. Ce projet d'agrandissement amènera une demande additionnelle d'électricité de 500 MW pour une période de 25 ans, laquelle sera fournie par le Distributeur au tarif de grande puissance (tarif L)<sup>9</sup>. Puisque ce type de client consomme de l'électricité à un facteur d'utilisation de 97 %, l'impact du projet sur les besoins en énergie sera de 4,25 TWh par année. Cette nouvelle charge apparaîtra graduellement au cours de l'année 2005<sup>10</sup>.

Afin de tenir compte de cette demande additionnelle de 500 MW, le Distributeur considère que le scénario moyen de la prévision de la demande présenté dans sa demande initiale doit être ajusté<sup>11</sup>, étant donné que ce scénario ne comporte aucune provision pour de nouvelles alumineries<sup>12</sup>. En effet, seul le scénario fort tient compte d'un premier projet d'expansion générique de 350 MW avec une probabilité de réalisation de 50 % en 2006 et d'un autre projet du même ordre et de même probabilité en 2011<sup>13</sup>.

Dans une lettre adressée à la Régie relativement au projet d'agrandissement de l'aluminerie de Sept-Îles, le Distributeur avise la Régie que la prochaine mise à jour de la prévision de la demande sera déposée dans le cadre de l'état d'avancement de son plan, au plus tard le 1<sup>er</sup> novembre 2002. D'ici là, il doit néanmoins constater une demande additionnelle de 500 MW et 4,25 TWh par an à partir de 2006. Selon lui, l'hypothèse la plus probable à ce stade-ci est que cette demande additionnelle générée par l'aluminerie s'ajoute aux besoins de chaque scénario présenté au plan<sup>14</sup>.

---

<sup>8</sup> Pièce HQD-1, document 6.1, page 3.

<sup>9</sup> Requête en modification du plan d'approvisionnement, page 5.

<sup>10</sup> Pièce HQD-2, document 6, page 3.

<sup>11</sup> Requête en modification du plan d'approvisionnement, page 6.

<sup>12</sup> Pièce HQD-5, document 1, page 16.

<sup>13</sup> Pièce HQD-4, document 2, page 22.

<sup>14</sup> Lettre d'Hydro-Québec à la Régie, 14 mars 2002, pages 2 et 3.

## **Impacts du tarif bi-énergie BT**

En parallèle avec le présent dossier, le Distributeur a déposé une demande d'abrogation du tarif bi-énergie BT (dossier R-3471-2001). Il a choisi de présenter son plan d'approvisionnement en prenant comme hypothèse l'acceptation par la Régie de sa demande d'abrogation de ce tarif<sup>15</sup>.

Selon son analyse, le Distributeur croit que, dans l'éventualité où la Régie n'abrogerait pas le tarif BT, cela n'aurait pas d'impact sur les besoins et les produits recherchés à l'horizon 2006-2007. Le Distributeur explique que l'engagement d'Hydro-Québec Production (le Producteur) d'alimenter les charges inscrites au tarif BT au coût de fourniture actuel est conditionnel à l'abrogation de ce tarif et qu'il devrait normalement s'approvisionner au prix de marché afin de maintenir le service bi-énergie. Selon lui, les prix de marché risquent d'être tels que tout tarif bi-énergie qui pourrait être maintenu ne serait tout simplement plus attrayant pour la clientèle<sup>16</sup>.

## **Économies d'énergie**

La prévision de la demande tient compte de l'impact des économies d'énergie sur les ventes et les besoins en puissance. Le Distributeur distingue trois catégories d'économies d'énergie :

- les économies tendanciennes représentant les économies découlant des changements de normes ou de l'amélioration du rendement des appareils électriques;
- les économies découlant des programmes déjà mis en œuvre par Hydro-Québec principalement durant les années 90;
- une provision pour refléter l'impact probable des mesures éventuellement adoptées<sup>17</sup>.

Au total, 5 TWh d'économies d'énergie sont prises en compte dans la prévision des ventes à l'horizon du plan. Le tableau suivant montre la contribution de chacune des trois catégories d'économies d'énergie.

---

<sup>15</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 13.

<sup>16</sup> Pièce HQD-4, document 1, pages 19 et 20.

<sup>17</sup> Pièce HQD-2, document 1, pages 15 et 16.

### Économies d'énergie prises en compte dans la prévision des ventes<sup>18</sup> (en TWh)

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Économies d'énergie tendanciennes</b>	0,3	0,5	0,8	1,0	1,3	1,5	1,8	2,0	2,3	2,6
<b>Programmes d'Hydro-Québec déjà mis en œuvre</b>	2,4	2,4	2,3	2,2	2,2	2,1	2,1	2,1	2,0	2,0
<b>Provision pour programmes à venir</b>	0,0	0,0	0,1	0,2	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
<b>Total</b>	2,7	2,9	3,1	3,5	3,8	4,1	4,3	4,5	4,7	5,0

Aucun nouveau programme d'efficacité énergétique spécifique n'a encore été développé par le Distributeur. Ce dernier prévoit déposer à la Régie, à l'automne 2002, un plan global d'efficacité énergétique dans le cadre du dossier R-3473-2001<sup>19</sup>. Malgré qu'il considère n'être tenu, en vertu du Règlement, que de prendre en compte les programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés<sup>20</sup>, le Distributeur intègre à sa prévision une provision de 0,4 TWh pour des programmes d'efficacité énergétique futurs. Cette provision est basée sur l'estimation du potentiel technico-économique et sur quelques scénarios préliminaires d'interventions visant à implanter les mesures les plus importantes en termes de volume d'énergie<sup>21</sup>.

À ce stade-ci, le Distributeur, de concert avec l'Agence de l'efficacité énergétique, a procédé à la mise à jour du potentiel technico-économique afin de constituer un bassin de mesures d'économie d'énergie rentables<sup>22</sup>. Lors de la phase 1 du dossier, le potentiel était évalué à 6 TWh<sup>23</sup>. À la suite de modifications apportées, entre autres à la période d'évaluation, le potentiel est maintenant évalué à environ 8 TWh<sup>24</sup>.

L'estimation du potentiel technico-économique découle en partie de l'évaluation des coûts évités du Distributeur. Jusqu'à ce que les besoins québécois atteignent la quantité d'électricité disponible en vertu du *Décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale* (le Décret)<sup>25</sup>, le Distributeur utilise un coût évité moyen de 2,79 ¢/kWh comme coût unitaire de fourniture à la base de ses coûts évités. Le coût évité de transport est considéré nul jusqu'à l'atteinte du volume patrimonial, puisque le Distributeur considère que le réseau de transport a été conçu pour acheminer la totalité de la capacité de production disponible sans que de nouveaux investissements importants ne soient requis.

<sup>18</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 18.

<sup>19</sup> NS, volume 1, page 80.

<sup>20</sup> NS, volume 1, page 142.

<sup>21</sup> Pièce HQD-4, document 1, pages 15 et 16.

<sup>22</sup> Pièce HQD-6, document 8, annexe 1.

<sup>23</sup> Pièce HQD-2, document 1, annexe 1A.

<sup>24</sup> NS, volume 1, pages 163 et 164.

<sup>25</sup> Décret 1277-2001, 24 octobre 2001, (2001) 133 G.O. II, 7705.

Dès que les besoins dépasseront le volume d'électricité patrimoniale prévu, le Distributeur retient une approche de coûts de fourniture et de transport intégrés, correspondant à la somme du coût de l'électricité patrimoniale et du coût moyen de transport. Ces deux composantes ne sont pas séparées puisque, à ce stade-ci, le Distributeur ne peut présumer des résultats détaillés de l'appel d'offres pour combler les nouveaux besoins québécois. Par conséquent, à compter de 2005, les coûts que le Distributeur éviterait en développant des programmes d'efficacité énergétique ne sont pas connus. À cet horizon, à la suite de la réception des offres, le Distributeur devrait retrouver diverses situations, par exemple, un approvisionnement par une centrale thermique au gaz naturel située près de la charge. Dans ce cas, les investissements requis en transport seraient faibles, mais les coûts en fourniture plus élevés. Inversement, la production hydraulique pourrait combiner un coût de transport plus élevé et un coût de fourniture plus faible. Dans le contexte actuel, cette méthode constitue, selon le Distributeur, une estimation raisonnable du coût évité post-patrimoine. Ainsi, pour certains usages tel que le chauffage des locaux pour les clients assujettis aux tarifs généraux, la méthodologie utilisée par le Distributeur permet d'obtenir des coûts évités de l'ordre de 6¢/kWh. De ce fait, le Distributeur considère que ces coûts combinés de fourniture et transport sont globalement de l'ordre de grandeur de ceux d'une turbine à gaz à cycle combiné, estimés à 5,5 ¢/kWh.

Le Distributeur précise qu'à l'issue des appels d'offres des analyses seront faites quant à la nécessité d'actualiser la structure et le niveau des coûts évités de fourniture et transport utilisés pour évaluer la rentabilité des mesures d'économie d'énergie<sup>26</sup>. Cependant, il croit que l'impact d'une variation des coûts évités sur la quantité réalisable d'économie d'énergie est minime. L'expérience du Distributeur lui indique qu'il est généralement possible de réaliser entre 5 % et 7 % du potentiel technico-économique et que la réalisation des mesures dépend davantage de l'approche commerciale mise de l'avant que du niveau des coûts évités<sup>27</sup>.

Dans l'éventualité où des modifications à la provision seraient nécessaires, le Distributeur mentionne qu'il pourra les présenter dans le suivi de l'avancement du plan d'approvisionnement<sup>28</sup>.

### **Aléa de la demande et aléa climatique**

Les besoins énergétiques du Distributeur sont soumis à deux types d'aléas, soit l'aléa climatique et l'aléa de la demande prévue, à conditions climatiques normales.

<sup>26</sup> Pièce HQD-6, document 1, page 18; pièce HQD-4, document 1, pages 13 et 14; pièce HQD-9, document 2, page 4.

<sup>27</sup> NS, volume 1, pages 118 à 124.

<sup>28</sup> Pièce HQD-5, document 2, page 11; NS, volume 1, page 83.

En phase 1, le Distributeur présente l'impact des conditions climatiques sur la consommation d'électricité par rapport au scénario à conditions climatiques normales. Il mentionne que l'historique climatique des 30 dernières années, appliqué à la structure de consommation de 2005, montre que l'écart-type de l'impact de l'aléa climatique est de 1,9 TWh<sup>29</sup>. En phase 2, le Distributeur affirme que l'aléa climatique se distribue approximativement selon une loi normale et que la probabilité que cet aléa soit compris entre plus ou moins un écart-type de 1,9 TWh est de 68 %<sup>30</sup>.

En ce qui a trait à l'aléa de la demande, la Régie demande au Distributeur, en phase 2, de lui exposer les analyses qui lui ont permis d'estimer la distribution de probabilité reliée aux différentes évolutions possibles des besoins en énergie encadrant le scénario moyen. Le Distributeur affirme que cette distribution de probabilités pour chaque année de la prévision du plan résulte d'une simulation stochastique de Monte-Carlo, simulant un grand nombre de fois sur l'horizon du plan une équation ne faisant appel qu'à un nombre restreint de variables explicatives. Partant de ces distributions, il est alors possible, selon le Distributeur, de tirer les statistiques pertinentes de cet aléa, tel l'écart-type des besoins en énergie selon l'horizon de prévision. Le résultat de ces différentes simulations donne une distribution de probabilités pour les besoins réguliers au Québec pour chaque année de la prévision, excluant l'aléa climatique.

Le Distributeur affirme que pour les années 2004 à 2011, la probabilité que les besoins réels en énergie, excluant l'aléa climatique, se retrouvent dans la plage comprise entre le scénario faible et le scénario fort est de l'ordre de 79 % à 83 %, selon les années.

Le Distributeur précise qu'il est en mesure d'établir, année par année, une correspondance entre ces scénarios et le scénario moyen plus ou moins un nombre donné d'écart-types. Selon celui-ci, l'estimation de l'écart-type sur l'histogramme de l'aléa de la prévision des besoins en énergie sur l'horizon 2004 lui permet d'établir que les scénarios d'encadrement fort et faible correspondent, en moyenne, au scénario moyen  $\pm 1,3$  écart-type. Le Distributeur ajoute que, pour les années 2004 à 2011, pour avoir une probabilité de 95 % que les besoins réels en énergie excluant l'aléa climatique se retrouvent à l'intérieur d'une fourchette donnée de besoins prévus, cette fourchette de besoins devrait correspondre à environ 2 écarts-types de part et d'autre du scénario moyen<sup>31</sup>.

Le Distributeur plaide qu'il a présenté, comme le requérait la Régie dans sa décision D-2002-17, la méthodologie utilisée pour estimer l'aléa de la demande dans la prévision et

<sup>29</sup> Pièce HQD-2, document 1, page 26.

<sup>30</sup> NS, volume 1, page 205.

<sup>31</sup> Pièce HQD-6, document 1, pages 9 et 14; pièce HQD-6, document 2, pages 4 et 5.

que cette prévision s'appuie sur les meilleures méthodologies. Il est conscient qu'il existe une probabilité de 10 % d'excéder le scénario fort ou d'avoir des besoins inférieurs au scénario faible<sup>32</sup>.

Enfin, le Distributeur affirme que, bien que les scénarios fort et faible combinés à l'aléa climatique aient un impact considérable sur les besoins additionnels en énergie, ils ne présentent qu'une faible probabilité de réalisation<sup>33</sup>.

## 1.2 POSITION DES INTERVENANTS

ACÉÉ/S.É./STOP est d'opinion que les scénarios d'encadrement de la demande devraient être plus contrastés même dans un univers probabiliste de plus ou moins un écart-type. Cet écart de plus ou moins un écart-type ne couvre d'ailleurs que 68 % de l'univers des probabilités<sup>34</sup>. L'intervenant propose d'adopter des scénarios d'encadrement plus distancés par rapport au scénario moyen, permettant de s'assurer qu'il y aura, si la demande croissait plus que prévu, des options optimales qui auront déjà été prévues. Ce faisant, l'intervenant pense que le Distributeur ne se retrouvera pas dans une situation d'urgence pouvant amener des choix qui ne pourront tenir compte d'objectifs environnementaux adéquats<sup>35</sup>.

ACÉÉ/S.É./STOP analyse aussi le potentiel d'économie d'énergie proposé par le Distributeur. Tout d'abord, l'intervenant croit que les raisons fournies par le Distributeur pour expliquer la baisse du potentiel technico-économique depuis les années 90 ne permettent pas de justifier une chute aussi considérable<sup>36</sup>. De plus, le regroupement est d'avis que l'utilisation du coût moyen d'approvisionnement comme coût évité, au lieu du coût marginal, a pour effet de diminuer le potentiel technico-économique. Quant à la provision de 0,4 TWh d'économies d'énergie prise en compte dans la prévision de la demande, ACÉÉ/S.É./STOP considère qu'un engagement à un niveau aussi négligeable équivaut en pratique à l'absence de tout engagement dans ce domaine pour la prochaine décennie.

Conséquemment, ACÉÉ/S.É./STOP considère que la Régie doit refuser les projections en efficacité énergétique du Distributeur. Il recommande plutôt que la valeur des programmes d'économie d'énergie prise en compte dans le plan d'approvisionnement soit établie à

<sup>32</sup> Pièce HQD-5, document 2, page 8.

<sup>33</sup> Pièce HQD-2, document 3, page 7.

<sup>34</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-4, document 4, page 27.

<sup>35</sup> NS, volume 12, pages 15 et 16.

<sup>36</sup> NS, volume 6, page 102.

2 TWh en 2005. Ces économies pourraient augmenter de 0,5 TWh par année, de sorte qu'en 2011 elles atteignent 5 TWh. Pour ACÉÉ/S.É./STOP, de telles économies, comptant pour environ 1,5 % des besoins requis dans 5 ans et 2,5 % dans 10 ans, représenteraient un objectif pleinement réalisable<sup>37</sup>. L'intervenant propose finalement d'utiliser plusieurs scénarios pour la prévision de l'efficacité énergétique<sup>38</sup>.

L'AIEQ arrive à la conclusion que la prévision de la demande présentée par le Distributeur, incluant les scénarios d'encadrement, représente la meilleure évaluation possible des besoins futurs en électricité au Québec<sup>39</sup>. L'intervenante est d'avis que le modèle de prévision micro-analytique utilisé par le Distributeur est le meilleur outil pour cerner de façon adéquate et le plus précisément possible l'évolution des besoins en électricité. Elle précise aussi que l'ensemble des variables démographiques, économiques et énergétiques retenues pour décrire le scénario moyen fait l'objet d'un large consensus dans l'industrie.

Quant à la performance du modèle de prévision de la demande, l'AIEQ avance que l'étude des données historiques montre, lorsqu'on les normalise comme il se doit, que la prévision de la demande ne présente aucun biais ni à la hausse, ni à la baisse. Au contraire, dans le passé, les prévisions se sont situées, dans la très grande majorité des cas, à l'intérieur de la fourchette délimitée par les scénarios forts et faibles<sup>40</sup>.

L'AIEQ soutient qu'à l'horizon 2005-2006 le risque que la demande soit inférieure au scénario moyen est faible, alors qu'il est plus probable qu'une demande additionnelle au scénario moyen se manifeste, compte tenu d'une nouvelle aluminerie à cet horizon. Ainsi, l'association recommande que la Régie approuve, à titre de prévision la plus probable, celle que propose le Distributeur dans son scénario moyen en l'ajustant pour tenir compte de la prévision du secteur industriel grande entreprise décrite dans le scénario fort<sup>41</sup>.

Au sujet des économies d'énergie, l'AIEQ considère qu'un avis éclairé ne peut être donné avant un examen approfondi de cette question. L'urgence de contracter à court terme de nouveaux approvisionnements afin de satisfaire des besoins prévus d'ici 5 ans ne permet pas d'attendre la conclusion de ces examens avant de lancer les appels d'offres nécessaires<sup>42</sup>.

ARC/FACEF recommande à la Régie d'identifier les données manquantes et les lacunes inhérentes à la méthode de prévision utilisée par le Distributeur. L'intervenant trouverait

---

<sup>37</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-5, document 3, pages 27 à 29.

<sup>38</sup> NS, volume 12, page 24.

<sup>39</sup> NS, volume 7, page 16.

<sup>40</sup> Mémoire de l'AIEQ, pages 3 à 5.

<sup>41</sup> Plaidoyer de l'AIEQ, page 1.

<sup>42</sup> NS, volume 7, page 17.

approprié que la Régie indique les données et les balises qu'elle considère essentiel de retrouver dans la preuve du Distributeur à ce sujet.

À l'instar de nombreux intervenants, ARC/FACEF déplore le fait que, compte tenu de la clarté du libellé de l'article 72, le Distributeur n'ait pas planifié le déroulement de son plan d'approvisionnement de manière à ce que les données relatives aux mesures d'efficacité énergétique aient pu être validées à une étape antérieure, tel que la logique et la Loi le recommandent<sup>43</sup>.

La FCEI considère que les prévisions de ventes du Distributeur et les prévisions économiques sont raisonnables. Du côté de l'efficacité énergétique, la Fédération estime que le potentiel technico-économique pourrait être beaucoup plus élevé si le Distributeur utilisait le coût marginal au lieu de son coût moyen pour déterminer ses coûts évités<sup>44</sup>. De plus, elle croit que le Distributeur pourrait faire beaucoup plus au niveau de l'efficacité énergétique que la simple provision de 0,4 TWh prise en compte dans la prévision de la demande pour les éventuelles mesures d'économie d'énergie. La FCEI mentionne que, si seulement la moitié du potentiel technico-économique était réalisé, c'est 2,6 TWh de plus qu'il faudrait ajouter à la provision<sup>45</sup>.

Pour le GRAME-UDD, le potentiel d'efficacité énergétique réalisable est certainement plus élevé que celui prévu par le Distributeur dans sa demande. Cette affirmation repose sur les constats suivants : la durée des programmes envisagés est de 3 ans seulement et la méthodologie d'évaluation des coûts évités, basée sur le prix de l'électricité patrimoniale, ne représente pas les véritables coûts marginaux reliés à l'ajout de capacité additionnelle de production. En sous-estimant le potentiel d'économie d'énergie, l'intervenant croit que le Distributeur surestime la prévision de la demande. Toutefois, la substitution des combustibles fossiles et le développement industriel pourraient, selon le GRAME-UDD, contribuer à augmenter la demande d'électricité.

Dans une perspective de développement durable, l'intervenant demande à la Régie d'ordonner au Distributeur de réviser sa méthodologie d'évaluation des coûts évités et d'augmenter ses prévisions pour les économies d'énergie<sup>46</sup>.

Malgré le fait que le Distributeur ait fourni plus de détails en phase 2 concernant la méthodologie utilisée, OC considère que la preuve au dossier est insuffisante pour

---

<sup>43</sup> NS, volume 11, pages 144 à 146.

<sup>44</sup> NS, volume 6, pages 170, 171, 178 et 179.

<sup>45</sup> Pièce FCEI-2, pages 15 et 17.

<sup>46</sup> Pièce GRAME-UDD-3, document 1, pages 9, 10 et 13 à 16.

déterminer si les prévisions démographiques, économiques ou énergétiques sont intégrées de façon logique et structurée au modèle. Quant à l'éventuelle présence d'un biais prévisionnel, l'intervenante est d'avis que les explications fournies par le Distributeur ne sont pas suffisantes et que, par conséquent, le problème demeure entier.

Pour ce qui est des mesures d'efficacité énergétique, OC est d'avis que les conclusions qui seront tirées à la suite de l'étude du dossier R-3473-2001 relatif au plan global en efficacité énergétique devraient être incorporées le plus tôt possible dans l'évaluation des besoins du Distributeur. Afin de déterminer adéquatement les nouveaux approvisionnements requis, l'intervenante fait remarquer l'importance d'établir des projections à long terme pour l'efficacité énergétique de même que l'importance de bien évaluer les coûts évités. Elle propose que la présente décision soit intérimaire jusqu'à la fin du traitement du dossier R-3473-2001 et suggère aussi que la Régie demande au Distributeur d'y aborder ces sujets<sup>47</sup>.

À la suite de son analyse des économies d'énergie incluses dans la prévision de la demande, le RNCREQ s'est dit surpris de constater que le Distributeur fonde sa provision pour l'efficacité énergétique sur un taux de participation de 7 % du potentiel technico-économique alors que les programmes d'économie d'énergie atteignent typiquement des taux de participation allant de 25 % à 40 %. D'ailleurs, il considère que la faiblesse du taux retenu par le Distributeur est en apparente contradiction avec ceux retenus lors de l'élaboration des programmes pendant les années 90. Il ajoute que, même lorsque le potentiel technico-économique a été révisé à la baisse en 1995, Hydro-Québec a maintenu un taux de participation de l'ordre de 33 %. Selon le RNCREQ, le faible taux de réalisation effectivement observé durant les années 90 n'est pas attribuable à l'échec des programmes mais bien à une réduction volontaire des investissements consentis par Hydro-Québec<sup>48</sup>.

### 1.3 OPINION DE LA RÉGIE

#### Prévision de la demande

Concernant la prévision de la demande, le Distributeur doit satisfaire aux exigences de l'article 1 (2) a) du Règlement :

*« 1. Le plan d'approvisionnement que tout titulaire d'un droit exclusif de distribution d'électricité [...] doit préparer et soumettre à l'approbation de la Régie de l'énergie doit contenir les renseignements suivants :*

<sup>47</sup> Pièce OC-2, pages 5 à 9.

<sup>48</sup> NS, volume 9, pages 90 à 94.

*1° le contexte économique, démographique et énergétique dans lequel le titulaire évolue;*

*2° les données sur la demande et sur les approvisionnements sur un horizon d'au moins 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité [...], décrivant :*

*a) les prévisions des besoins de leurs marchés, en identifiant la contribution des programmes d'efficacité énergétique en cours ou engagés, ventilées par secteur de consommation et par usage final ou par caractéristique de consommation, incluant notamment une analyse de sensibilité et une comparaison des prévisions contenues au plan précédent avec les données réelles observées sur la période du plan précédent; [...] ».*

La Régie a examiné la prévision de la demande pour toute la période couverte par le plan. Elle considère tant la croissance prévue que les paramètres démographiques, économiques et énergétiques, comme étant raisonnables. Ce constat est exactement le même que celui qu'elle avait formulé, en phase 1 du dossier, lors de l'étude des prévisions de 2001 à 2007. La Régie est d'avis que rien ne laisse présager que les paramètres et les hypothèses à la base de la prévision du Distributeur puissent ne plus représenter les tendances des prévisionnistes indépendants.

Pour l'horizon 2008 à 2011, le Distributeur utilise des tendances de long terme, exemptes des variations causées par les cycles économiques. La Régie estime que ce traitement est approprié.

Pour ce qui est du projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles, la Régie reconnaît que la prévision de la demande présentée au plan d'approvisionnement doit être ajustée pour tenir compte de cette nouvelle charge de 500 MW.

### **Impacts du tarif bi-énergie BT**

La Régie note que le plan d'approvisionnement du Distributeur est conçu en supposant l'abrogation du tarif bi-énergie BT. Cependant, dans la décision D-2002-115, la Régie rejette la demande du Distributeur d'abroger ce tarif.

Dans cette même décision, la Régie reconnaît que le tarif BT est un tarif de gestion de la consommation étant donné que, selon ce tarif, le Distributeur peut réduire le niveau des livraisons pendant une période de pénurie. Selon l'article 52.2 de la Loi, les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation sont exclus du volume de consommation

de l'électricité patrimoniale. Ainsi, les ventes au tarif BT requièrent des approvisionnements provenant de sources hors patrimoniales.

La Régie estime qu'il y a lieu de tenir compte de ces éléments de la façon suivante. Elle juge qu'il est important que la prévision de la demande présente de façon distincte les ventes prévues à des tarifs de gestion de la consommation, des ventes régulières, compte tenu de la nature interruptible des ventes à ce tarif et du fait qu'elles sont exclues du volume de consommation de l'électricité patrimoniale. La Régie demande donc au Distributeur d'ajuster, dans le cadre des états d'avancement annuels du plan, sa prévision de ventes au tarif BT et de la présenter de façon distincte des ventes régulières. Puisque la décision D-2002-115 maintient le tarif à son taux actuel, le Distributeur devrait réviser sa prévision sur tout l'horizon du plan, sur la base des ventes réalisées dans les dernières années.

Par ailleurs, dans la décision D-2002-115, la Régie considère que *«la raison d'être d'un tarif de gestion de la consommation tel le tarif BT est d'éviter d'ajouter un équipement additionnel et de mieux utiliser les équipements en place.»* Elle ajoute que *«Il y aura lieu de prendre connaissance des prix du marché indiqués par les soumissions aux appels d'offres pour des produits appropriés résultant du plan d'approvisionnement.»* Tenant compte de ces propos, la Régie s'attend à ce que le Distributeur propose une stratégie d'approvisionnement adaptée à la nature du tarif offert et cherche des sources d'approvisionnement appropriées au caractère interruptible de ce service.

### **Économies d'énergie**

La Régie considère que le Distributeur s'est conformé aux exigences réglementaires en tenant compte, dans la prévision des besoins des marchés, de la contribution des mesures d'efficacité énergétique en cours ou engagés. À cet effet, la Régie note qu'en 2011, le Distributeur prévoit que les économies tendanciennes et les programmes déjà mis en œuvre contribueront à réduire les besoins des marchés québécois de 4,6 TWh. La Régie note également que le Distributeur prend en compte une provision de 0,4 TWh en vue d'éventuelles mesures devant être approuvées dans le cadre de l'étude du dossier R-3473-2001. La Régie accepte la provision de 0,4 TWh. Elle s'attend, par contre, à ce que les résultats à venir dans le dossier R-3473-2001 ou d'autres informations pouvant affecter l'estimation de 0,4 TWh soient intégrés dans les états d'avancement annuels du plan d'approvisionnement.

Quant aux coûts évités pris en compte pour évaluer la rentabilité des mesures d'économies d'énergie, la Régie s'est déjà prononcée en phase 1 sur la méthodologie utilisée pour estimer ces coûts à l'horizon 2005-2006. Elle avait demandé au Distributeur de réviser au cours de la

phase 2 sa méthodologie de calcul des coûts évités afin que ceux-ci reflètent le coût de l'électricité prévu en dépassement de l'énergie patrimoniale<sup>49</sup>.

La Régie n'est pas convaincue que la somme du coût de l'électricité patrimoniale et du coût moyen de transport, présentée par le Distributeur en phase 2, donne une estimation raisonnable du coût évité post-patrimoine. Les résultats présentés en preuve par le Distributeur, surtout après ajustement pour les facteurs d'utilisation, sont de loin inférieurs au coût d'une turbine à gaz à cycle combiné, équipement souvent utilisé comme référence dans l'établissement d'un prix de marché et évalué à 5,5 ¢/kWh par le Distributeur.

La Régie considère que le calcul des coûts évités pour les années post-patrimoniales doit être basé sur les prix obtenus au cours des appels d'offres, en tenant compte du coût de transport. Ainsi, elle s'attend à ce que le Distributeur révise les estimations du coût évité à la suite des résultats du premier appel d'offres et les dépose dans le rapport annuel d'état d'avancement du plan.

### **Aléa de la demande**

En phase 1 du présent dossier, la Régie a exprimé certaines réserves à l'égard de la précision de l'estimation de l'aléa de la demande :

*« La Régie n'est pas en mesure, à ce stade-ci du dossier, d'évaluer le caractère raisonnable de l'estimation de l'aléa de la demande dans la prévision. Elle demande donc au distributeur, en vue de la deuxième phase de ce dossier, de lui présenter de façon plus élaborée la méthodologie qu'il utilise pour estimer les aléas. Ceci lui permettra de se satisfaire pleinement de la façon dont le distributeur calcule et prend en compte l'aléa de la demande, étant donné les impacts importants que celui-ci représente sur les approvisionnements additionnels requis et la stratégie proposée. »<sup>50</sup>*

La Régie est satisfaite de la méthodologie présentée par le Distributeur en réponse à ses demandes de renseignements. Elle remarque que la plage entre les scénarios d'encadrement fort et faible a environ 80 % de chances de refléter la réalité et correspond à  $\pm 1,3$  écart-type. Elle estime que cette plage couvre un éventail raisonnable des possibilités qui pourront survenir dans la demande en énergie. Elle accepte donc la justification des aléas fournie par le Distributeur.

<sup>49</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, pages 15 et 16.

<sup>50</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 15.

## Conclusion

Pour toutes les raisons qui précèdent, la Régie reconnaît que le scénario moyen de la prévision soumise par le Distributeur et ses scénarios d'encadrement visant à prendre en compte l'aléa de la demande et l'aléa climatique sont, dans leur ensemble, raisonnables.

Cependant, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, d'ici au lancement du prochain appel d'offres, les scénarios moyen et d'encadrement de la demande en énergie et en puissance revus et corrigés. Les scénarios prendront en compte à la fois les besoins additionnels requis par l'agrandissement de l'aluminerie Alouette et la révision de la prévision des ventes au tarif BT.

Les réponses aux demandes de renseignements de la Régie et des intervenants ont permis de mieux comprendre comment le Distributeur réalise ses prévisions de la demande et prend en compte les aléas auxquels ces prévisions sont soumises. Aux termes des deux phases de l'étude du dossier, la Régie s'estime satisfaite des informations fournies par le Distributeur. Elle souhaite que le Distributeur inclue, dans son prochain plan, le même niveau d'informations, tant en ce qui concerne la méthodologie de prévision de la demande pour bâtir le scénario moyen que la méthodologie pour estimer les aléas.

## 2. APPROVISIONNEMENTS EXISTANTS

### 2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Dans le cadre de ce premier plan d'approvisionnement, le Distributeur indique que les approvisionnements existants se limitent au volume d'électricité patrimoniale et à un engagement du Producteur d'alimenter les ventes au tarif BT jusqu'en 2003. Il souligne que les contrats de puissance interruptible présentement en vigueur ont été mis à la disposition du Producteur jusqu'à leur échéance respective et qu'aucun volume n'est prévu relativement aux tarifs spéciaux étant donné leur volatilité<sup>51</sup>.

---

<sup>51</sup> Pièce HQD-2, document 2, pages 1 et 4.

## Approvisionnement patrimonial

Le Distributeur rapporte que la *Loi sur Hydro-Québec*<sup>52</sup> prévoit qu'Hydro-Québec doit assurer l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale jusqu'à concurrence de 165 TWh annuellement et que les conditions de livraison de ce volume sont définies par décret du gouvernement. Selon le Décret, la quantité maximale annuelle d'électricité patrimoniale fournie par le Producteur au Distributeur est de 165 TWh, à laquelle s'ajoutent les quantités correspondant aux pertes de transport et de distribution fixées à un taux annuel moyen de 8,4 %. L'engagement maximal du Producteur en énergie est donc de 178,86 TWh annuellement<sup>53</sup>.

Selon la compréhension du Distributeur, si les pertes étaient plus élevées que 8,4 %, il devrait fournir les pertes supplémentaires<sup>54</sup>.

## Sécurité de l'approvisionnement patrimonial

Le Distributeur mentionne que la *Loi sur Hydro-Québec* et le Décret précisent que l'approvisionnement en électricité patrimoniale doit inclure tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité.

Ainsi, le Producteur garantit l'accès à une puissance installée suffisante pour respecter le critère de fiabilité en puissance du Northeast Power Coordinating Council (NPCC). Le respect de ce critère correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année.

En ce qui concerne la fiabilité en énergie, le Distributeur affirme que les quantités sont garanties à 100 % puisque la *Loi sur Hydro-Québec* prévoit, à l'article 22, l'obligation pour la Société d'État de fournir l'électricité patrimoniale fixée à 165 TWh conformément à la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>55</sup>. Il mentionne toutefois que l'électricité patrimoniale est garantie à 100 % « *sauf dans des cas extrêmes mais fortement improbables* »<sup>56</sup>. En effet, tel qu'il est mentionné aux pages 78 et 79 du Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec, le Producteur entend continuer de respecter les pratiques en vigueur en matière de sécurité et de fiabilité de l'approvisionnement : « *le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives* »<sup>57</sup>. Le Distributeur affirme qu'en pratique les moyens disponibles dans le passé ont généralement

<sup>52</sup> L.R.Q., c. H-5.

<sup>53</sup> Pièce HQD-2, document 2, page 1.

<sup>54</sup> NS, volume 5, page 40.

<sup>55</sup> Pièce HQD-2, document 2, pages 1 et 2; pièce HQD-4, document 1, page 26.

<sup>56</sup> Pièce HQD-9, document 1, page 4.

<sup>57</sup> Pièce HQD-6, document 8 révisé, page 18.

permis de couvrir plus que 64 TWh. En ce sens, les probabilités couvertes sont supérieures à 98 %, ce qui permet au Distributeur d'affirmer que la garantie est de 100 %. En fait, en temps réel, le critère est de ne jamais manquer d'énergie<sup>58</sup>.

Par ailleurs, le Distributeur mentionne qu'il n'a pas de personnel qui voit à la question de la réserve énergétique pour l'électricité patrimoniale et qu'il n'a pas un accès direct à cette information<sup>59</sup>.

En réponse à une demande de la Régie, le Distributeur indique que, dans le cas éventuel où le Producteur ferait défaut de fournir l'électricité patrimoniale, le principe qu'un défaut de livraison doit être remplacé au coût reste applicable, bien que le Décret soit muet à ce sujet<sup>60</sup>.

## 2.2 POSITION DES INTERVENANTS

### Sécurité de l'approvisionnement patrimonial

ACÉE/S.É./STOP présente un historique de 1944 à 1997 des écarts énergétiques des apports dus aux variations de l'hydraulicité auxquelles est confronté le Producteur. Le regroupement est d'avis que devant le risque énorme auquel fait face le principal fournisseur du Distributeur, il importe que ce dernier se dote de moyens de surveillance et d'information sur l'état des réserves énergétiques du Producteur. Il s'agit pour le Distributeur de se comporter en client averti, faisant diligence.

À cet effet, l'intervenant propose que la Régie demande au Distributeur d'instaurer avec son principal fournisseur, le Producteur, un mécanisme annuel d'examen de la capacité de ce dernier de satisfaire la demande à laquelle il est engagé sur une période couvrant les 24 mois subséquents. Selon ce mécanisme, le Distributeur transmettrait au Producteur sa révision à court terme de la prévision de la demande d'énergie patrimoniale pour les deux prochaines années. Le Producteur indiquerait alors au Distributeur les moyens dont il dispose pour rencontrer son critère de gestion qui consiste à faire face dans les deux ans à venir à une faible hydraulicité, soit 64 TWh de moins que la moyenne<sup>61</sup>.

ARC/FACEF remarque que la fiabilité en puissance de l'ensemble des approvisionnements dépend largement de la capacité du Producteur de respecter le contrat patrimonial parce que

---

<sup>58</sup> Pièce HQD-9, document 1, page 4.

<sup>59</sup> NS, volume 3, pages 86 à 88.

<sup>60</sup> Pièce HQD-9, document 1, page 4.

<sup>61</sup> Pièce ACÉE-SÉ-GS-4, document 5 révisé, pages A-2 et 12.

l'électricité patrimoniale représente plus de 95,7 % de la puissance totale requise pendant la période 2001-2011. ARC/FACEF mentionne que le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par an proposé par le Distributeur est, à sa connaissance, un critère appliqué en Amérique du Nord depuis au moins une trentaine d'années dans la planification des équipements de production. L'utilisation de ce critère permet de déterminer la puissance installée totale requise à un niveau généralement reconnu comme acceptable. L'intervenant recommande que la Régie reconnaisse à titre intérimaire le critère de fiabilité en puissance utilisé par le Distributeur dans ce dossier comme approprié pour la planification des approvisionnements et qu'elle établisse ultérieurement un ou des critères appropriés de fiabilité en puissance après avoir entendu les opinions des parties intéressées.

Selon ARC/FACEF, la fiabilité énergétique est d'une importance capitale dans la planification et l'exploitation d'un système à prédominance hydroélectrique comme celui d'Hydro-Québec. D'ailleurs, le concept d'un critère de fiabilité en énergie n'est pas nouveau ni étranger pour les entreprises à prédominance hydroélectrique, ni non plus à Hydro-Québec. Il convient dès lors que le Distributeur puisse dorénavant avoir accès à ces paramètres précis de façon régulière pour s'assurer que le Producteur a toujours les approvisionnements nécessaires pour desservir les consommateurs québécois au moindre coût et qu'il maintient une réserve adéquate pour faire face aux périodes de faible hydraulité<sup>62</sup>. À cet effet, ARC/FACEF est d'avis que les paramètres requis sont :

- le bilan de puissance et d'énergie par année et par période critique;
- l'évaluation de l'énergie stockée;
- le plan des mesures spéciales en cas de problèmes de livraison<sup>63</sup>.

AQCIE/AIFQ note, premièrement, que la loi ne prévoit aucune sanction particulière pour garantir l'exécution de l'obligation légale de fournir l'électricité patrimoniale. Ensuite, l'intervenant fait un parallèle entre la relation qui existe entre le Distributeur et le Producteur et celle qui existe entre Gaz Métropolitain et ses fournisseurs de gaz naturel. Tout comme c'est maintenant le cas pour le Producteur, la Régie n'a aucune juridiction sur les fournisseurs de Gaz Métropolitain. Pourtant, dans la décision D94-19, la Régie décide qu'elle a un droit de regard sur les contrats d'approvisionnement gazier de Gaz Métropolitain au motif que sa juridiction sur la personne du distributeur gazier est suffisamment large pour lui permettre d'exercer un pouvoir de surveillance sur toutes les conditions d'approvisionnement et de fourniture de gaz naturel. L'intervenant est d'avis que cette décision est toujours d'actualité en ce que l'article 31 de la Loi, tel que modifié par le projet de Loi 116, prévoit toujours que la Régie a un pouvoir de surveillance sur les

<sup>62</sup> Pièce ARC/FACEF-1, pages 6, 8, 9 et 17.

<sup>63</sup> NS, volume 7, pages 54 à 56.

opérations du Distributeur d'électricité, notamment au niveau de la suffisance des approvisionnements sans distinction quant à la provenance de ceux-ci. AQCIE/AIFQ conclut que la Régie a toute la juridiction nécessaire pour demander au Distributeur de lui démontrer comment, concrètement et sur la base de quels critères, il entend s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements en électricité patrimoniale et en dépassement de celle-ci qui sont suffisants en énergie<sup>64</sup>.

Le RNCREQ est d'avis qu'il y a un danger à laisser la fiabilité des approvisionnements patrimoniaux dans les mains d'une entité déréglementée à vocation commerciale. Il ajoute que, dans les autres régions les plus importantes à prédominance hydroélectrique en Amérique du Nord, des instances publiques de réglementation ou de planification veillent à la fiabilité des approvisionnements. Quoique les entreprises aient pu dans certains cas réclamer un traitement confidentiel pour certaines données, cela n'a pas empêché l'étude de la fiabilité en énergie.

Le RNCREQ fait également référence à l'affirmation du Distributeur selon laquelle il sera compensé pour l'électricité patrimoniale manquante selon «*le principe qu'un défaut de livraison doit être remplacé au coût*». Les garanties financières ne pourront jamais suffire, selon lui, pour la simple raison que, dans la mesure où il est possible de remplacer l'énergie manquante par le biais des achats, il faut présumer que le Producteur l'aura déjà fait, pour ne pas être en défaut de ses obligations statutaires.

Enfin, le RNCREQ est d'avis que le critère de 64 TWh sur deux ans est différent et moins exigeant que le critère probabiliste à 98 % adopté en 1991, et que, pour gérer l'incertitude reliée aux apports hydrauliques, un critère probabiliste est un outil de loin supérieur à un critère déterministe.

En conclusion, le RNCREQ recommande que la Régie ordonne au Distributeur de modifier son plan d'approvisionnement de manière à inclure un énoncé des critères de fiabilité en énergie utilisés par le Producteur à l'égard de l'électricité patrimoniale. À son avis, ces critères devront inclure des «*rule curves*» comme celles qui sont décrites à la page 32 du rapport BDM (1998), pour éliminer dans la mesure du possible toute subjectivité quant à l'application du critère. Le plan devrait également démontrer que ces critères sont présentement respectés et décrire les démarches qui seront suivies afin d'assurer qu'ils le seront pendant toute la période du plan. Finalement, le Distributeur devrait s'engager à informer la Régie immédiatement en cas de non respect desdits critères<sup>65</sup>.

---

<sup>64</sup> Argumentation finale d'AQCIE/AIFQ, pages 14 à 17.

<sup>65</sup> Témoignage de Philip Raphals, pages 3, 19, 25 et 26.

## 2.3 OPINION DE LA RÉGIE

En ce qui a trait aux approvisionnements existants, le Règlement prévoit que celui-ci doit contenir les renseignements suivants :

*« les caractéristiques des contrats d’approvisionnement existants, incluant notamment les contrats de puissance ou de volumes interruptibles, permettant d’établir leur contribution à la satisfaction des besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l’application de critères associés à la sécurité des approvisionnements [...] »*

### **Approvisionnement patrimonial**

Selon l’article 22 de la *Loi sur Hydro-Québec*, Hydro-Québec doit « *assurer l’approvisionnement en électricité patrimoniale tel qu’établi par la Loi sur la Régie de l’énergie* ».

Selon l’article 52.2. de la *Loi sur la Régie de l’énergie*, « *le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu’à concurrence de 165 terawattheures* ».

De plus, les articles 3 et 4 du Décret précisent que « *le volume annuel d’électricité patrimoniale correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu’à concurrence de 165 TWh [...]* » et que « *le volume des pertes de transport et de distribution correspond à un taux annuel moyen de 8,4 % du volume annuel d’électricité patrimoniale. [...]* ».

La Régie note que le plan d’approvisionnement du Distributeur est basé sur un approvisionnement en électricité patrimoniale de 165 TWh. Afin de connaître précisément le volume d’électricité patrimoniale consommé, elle demande au Distributeur de présenter, dans le cadre des états d’avancement annuels du plan, le calcul du volume d’électricité patrimoniale livré aux consommateurs.

### **Sécurité de l’approvisionnement patrimonial**

La Régie prend acte du critère de fiabilité en puissance applicable à l’électricité patrimoniale, correspondant à un risque de délestage de 2,4 heures par année. Elle est d’avis que le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur afin de pouvoir prendre les mesures préventives requises pour satisfaire les besoins de sa

clientèle ou pour agir sur la demande de sa clientèle. À cet effet, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par année sera respecté pour l'électricité patrimoniale, pour l'année suivante.

En ce qui concerne le critère de fiabilité en énergie, le Distributeur considère que l'obligation de la loi est suffisante pour lui garantir l'électricité patrimoniale. Il affirme que la garantie est de 100 %, mais ajoute qu'il est possible mais improbable que le Producteur ne puisse pas rencontrer ses obligations.

La preuve montre que la proportion de l'électricité patrimoniale dans le plan est très importante, que les réseaux à forte prédominance hydraulique sont gérés avec des critères de fiabilité énergétique et que le Producteur a eu à respecter et continue à devoir respecter des critères de fiabilité énergétique. Étant donné les fortes variations de l'hydraulicité qui ont déjà été enregistrées au Québec, la Régie considère que le Distributeur doit s'assurer qu'il aura réellement à sa disposition l'électricité patrimoniale prévue au Décret.

Pour le présent plan, la Régie note le critère de fiabilité en énergie applicable au volume d'électricité patrimoniale énoncé par le Producteur dans le Plan stratégique d'Hydro-Québec, à savoir le maintien d'une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives.

La Régie est d'avis que le Distributeur doit être en mesure de vérifier le respect de ce critère par son fournisseur pour être capable de prendre les mesures préventives requises pour satisfaire les besoins de sa clientèle ou pour agir sur la demande de sa clientèle. Conformément à sa compétence, selon l'article 31 alinéa 2°, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre et en mai de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en énergie consistant à maintenir une réserve énergétique suffisante pour combler un déficit éventuel d'apport d'eau de 64 TWh sur deux années consécutives est respecté pour l'électricité patrimoniale. Cette démonstration pourrait par exemple utiliser des « rule curves ». Au besoin, le Distributeur pourra expliquer, lors du dépôt desdites informations, les motifs justifiant qu'elles ne soient pas rendues publiques.

### 3. APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS ET STRATÉGIE PROPOSÉE

#### 3.1 PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur affirme qu'il doit s'assurer d'avoir des approvisionnements en électricité suffisants pour satisfaire les besoins des marchés québécois tout en cherchant à minimiser les coûts qui en résultent. Son principal défi consiste à rencontrer ces objectifs dans un contexte où il subsiste d'importants aléas qui affectent les besoins en approvisionnements additionnels, aléas qui sont amplifiés par le nombre d'années qui séparent inévitablement l'octroi d'un contrat et la date de début de livraison. Puisqu'il n'est pas possible de prévoir avec certitude les conditions économiques ou climatiques à long terme, le plan doit être en mesure d'offrir suffisamment de flexibilité afin de s'adapter aux diverses situations<sup>66</sup>.

#### **CRITÈRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE POUR LA PLANIFICATION DES APPROVISIONNEMENTS**

Le Distributeur entend respecter le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par an. Il précise que ce critère est généralement reconnu en Amérique du Nord et qu'il répond aux risques reliés aux pannes et aux aléas de la demande<sup>67</sup>.

Concernant son critère de fiabilité énergétique, le Distributeur mentionne que son objectif est de ne jamais manquer d'électricité et, qu'à cet égard, il propose une stratégie visant à être en mesure de satisfaire un scénario fort de la demande.

Enfin, selon le Distributeur, la sécurité d'approvisionnement implique également un choix rigoureux des fournisseurs et des exigences de garanties financières<sup>68</sup>.

---

<sup>66</sup> Pièce HQD-2, document 3, page 11.

<sup>67</sup> Pièce HQD-5, document 2, page 20.

<sup>68</sup> Pièce HQD-9, document 1, page 7; NS, volume 3, pages 34 et 35.

## DÉLAI D'ACQUISITION DE 66 MOIS

Le Distributeur affirme que le délai normal entre le lancement d'un appel d'offres et les premières livraisons à partir d'une nouvelle source de production est estimé à environ 66 mois<sup>69</sup>. Selon lui, le délai retenu est un des moyens d'assurer une saine concurrence<sup>70</sup>.

Le Distributeur soumet que le délai de 96 mois suggéré par l'AIEQ créerait une incertitude quant aux coûts et quant à la réalisation des projets normalement envisagés. Les promoteurs de projets hydroélectriques de grande envergure ne seraient nullement empêchés de participer à un appel d'offres puisque les quantités que ces projets représentent sont en général largement supérieures aux quelques 300 MW de croissance annuelle de la demande et la réalisation de tels projets n'est pas nécessairement reliée à leur sélection par le Distributeur<sup>71</sup>.

## PRODUITS POUR RÉPONDRE AU SCÉNARIO MOYEN DE LA DEMANDE

Le scénario moyen de la demande présenté par le Distributeur indique que des besoins additionnels au volume d'électricité patrimoniale devront être comblés à partir de 2005. Les approvisionnements additionnels requis sont évalués comme suit :

### Approvisionnements additionnels requis pour répondre au scénario moyen<sup>72</sup>

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Énergie (TWh)</b>	-	-	-	0,5	2,4	4,1	6,4	7,5	9,2	10,8
<b>Puissance (MW)</b>	-	-	-	210	420	600	800	1030	1260	1480

Le Distributeur indique qu'en raison de l'agrandissement de l'aluminerie Alouette des besoins de 2,8 TWh en 2005 ainsi que des besoins de 4,4 TWh et 600 MW par an à partir de 2006 doivent être ajoutés au tableau ci-dessus<sup>73</sup>.

<sup>69</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 14 et 15.

<sup>70</sup> NS, volume 3, page 37.

<sup>71</sup> NS, volume 11, page 59.

<sup>72</sup> Pièce HQD-1, document 1, page 1.

<sup>73</sup> Pièce HQD-1, document 5, page 7; pièce HQD-5, document 2, page 19.

## **Appels d'offres de court terme**

Selon le scénario moyen présenté par le Distributeur, la demande en 2005 sera supérieure au volume d'électricité patrimoniale. En conséquence, le Distributeur soumet qu'il devra lancer un appel d'offres pour satisfaire aux besoins additionnels de 2005. Il affirme qu'il ne peut combler ces besoins que par des appels d'offres sur les marchés de court terme en raison du délai typique de 66 mois entre l'octroi d'un contrat de long terme et le début des livraisons, lorsqu'il s'agit de nouvelle production. Cet appel d'offres de court terme serait lancé à partir du printemps 2004<sup>74</sup>.

## **Appels d'offres de long terme pour des produits en services de base et cyclable**

Les produits visant à combler les besoins du scénario moyen pour les années 2006 et 2007 ont fait l'objet du premier appel d'offres de long terme du Distributeur et consistent en des produits de base et cyclables totalisant 600 MW. Ceux-ci ont été traités par la Régie, lors de la phase 1 du dossier, dans la décision D-2002-17.

Le Distributeur prévoyait, dans sa demande initiale, lancer un second appel d'offres de long terme en juin 2002 pour des quantités de 230 MW en base et 50 MW modulables à être livrées en 2008. Le Distributeur annonce en audience qu'il reporte à l'automne 2002 le lancement de ce second appel d'offres<sup>75</sup>. Il croit qu'il serait inapproprié de lancer un nouvel appel d'offres avant que les résultats de l'appel d'offres en cours soient connus<sup>76</sup>. Il prévoit également lancer un autre appel d'offres en juin 2003 pour une quantité de 150 MW en base à être livrée en 2009. L'approvisionnement visé par dans ces deux appels d'offres sert à couvrir les besoins identifiés au scénario moyen de croissance de la demande pour les années 2008 et 2009<sup>77</sup>. Le Distributeur indique qu'il choisit des produits de base et cyclables puisque la principale caractéristique de la courbe des besoins additionnels est que ceux-ci se manifestent de façon continue tout au long de l'année<sup>78</sup>.

## **Agrandissement de l'aluminerie Alouette**

La demande additionnelle attribuable au projet d'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles est de 500 MW et sa consommation est estimée à 4,25 TWh par année. Cette nouvelle charge apparaîtra graduellement au cours de 2005.

<sup>74</sup> Pièce HQD-1, document 1, page 2; pièce HQD-2, document 3, pages 35 et 36.

<sup>75</sup> NS, volume 3, page 14.

<sup>76</sup> Pièce HQD-5, document 2.1, page 12.

<sup>77</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 9, 30 et 37.

<sup>78</sup> Pièce HQD-5, document 2, pages 19 et 20.

Pour le Distributeur, cette charge ne peut être absorbée par les additions déjà présentées au plan d’approvisionnement et elle requiert de nouveaux approvisionnements. La production de 4,25 TWh par année à partir de nouvelles sources d’approvisionnement, dont le coefficient de livraison estimé est de 83 %, requiert une puissance contractée d’environ 600 MW. Le Distributeur préconise l’ajout de 500 MW en produit de base et 100 MW en produit cyclable<sup>79</sup>.

Le Distributeur explique que, compte tenu du facteur d’utilisation de 97 %, la nouvelle charge de l’aluminerie Alouette ne devrait pas descendre sous les 500 MW, d’où le choix de 500 MW de production de base. Par ailleurs, si le Distributeur avait opté pour 600 MW en base, il aurait été plus difficile de coordonner la production pour alimenter une charge stable de 500 MW. Le produit de 100 MW cyclable permettra plus de flexibilité dans la programmation. En outre, si 600 MW étaient contractés en base, rien n’empêcherait les fournisseurs de livrer à une puissance de 600 MW, en l’absence de pannes ou d’entretien, alors que seulement 500 MW seraient requis. Enfin, l’expérience du premier appel d’offres permettra d’ajuster les stratégies au besoin<sup>80</sup>.

## **PRODUITS POUR RÉPONDRE À UN SCÉNARIO FORT DE LA DEMANDE**

Les approvisionnements additionnels requis pour satisfaire au scénario fort de la demande du Distributeur sont présentés au tableau ci-dessous :

### **Approvisionnements additionnels requis pour répondre au scénario fort** **(à conditions climatiques normales)**<sup>81</sup>

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Énergie (TWh)</b>	0,0	1,1	6,1	10,3	14,9	18,8	23,2	25,8	28,9	32,6
<b>Puissance (MW)</b>	0	430	780	1440	2320	3040	3720	4360	4950	5580

Pour répondre à un scénario fort de la demande, le Distributeur veut pouvoir compter sur :  
(i) la possibilité d’augmenter les quantités contractuelles lors d’un appel d’offres en cours;  
(ii) une contribution réaliste des marchés de court terme évaluée à 5 TWh; et (iii) l’ajout d’un produit modulable de 400 MW pouvant produire près de 3 TWh<sup>82</sup>.

<sup>79</sup> Pièce HQD-2, document 6, page 3.

<sup>80</sup> Pièce HQD-7, document 1, page 5.

<sup>81</sup> Pièce HQD-2, document 3, page 8 et page 9 révisée.

<sup>82</sup> Pièce HQD-9, document 1, page 7; NS, volume 3, pages 34 et 35; pièce HQD-1, document 1, page 4.

## **Augmentation des quantités contractuelles**

Étant donné qu'un scénario fort apparaît graduellement, le Distributeur précise que l'ajustement des quantités aux contrats est possible au moment où il attribue les contrats<sup>83</sup>.

## **Marchés de court terme**

Selon le Distributeur, le potentiel d'achat sur les marchés de court terme n'est pas illimité. Les fournisseurs potentiels sont quelques producteurs au Québec ainsi que les négociants qui, à partir des réseaux limitrophes, pourraient fournir l'électricité que requiert le Distributeur. Il précise que la capacité disponible dans les réseaux limitrophes est potentiellement importante à certaines époques de l'année, mais que l'importation d'électricité au Québec est limitée par la capacité des interconnexions et que la perspective d'accroissement significatif d'ici 2006-2007 de cette capacité au-delà de celle déjà prévue est négligeable.

Le Distributeur évalue que la capacité annuelle effective des interconnexions en mode import est de 20 TWh en tenant compte des contraintes de marché, dont 5 TWh en période de pointe et 15 TWh en période hors pointe. Pour effectuer son évaluation, le Distributeur attribue un facteur d'utilisation à chaque interconnexion basé sur son jugement quant à la disponibilité de puissance et d'énergie sur les marchés en fonction de ses besoins. De plus, il soutient que, comme ses besoins sont identiques en pointe et hors pointe, la capacité utile doit être ramenée à environ 10 TWh, soit 5 en pointe et 5 hors pointe. Finalement, l'impact potentiel d'achats importants sur les prix des marchés limitrophes et la prudence l'amènent à proposer de limiter, pour des fins de planification, la dépendance envers les marchés de court terme à environ 5 TWh par année, soit 50 % de la capacité utile<sup>84</sup>.

Par ailleurs, le Distributeur n'a fait aucune provision pour des achats de court terme des quelques producteurs au Québec puisque, selon lui, il ne peut présumer de la présence de surplus, ni de la part du Producteur, ni de la part d'autres producteurs. Il affirme que, compte tenu de l'absence de bourse de l'énergie au Québec, il ne peut s'attendre à ce que des investisseurs développent des sources de production en fonction du marché. Il ajoute qu'il y a peu de ressources électriques disponibles au Québec à l'horizon 2004-2005 qui ne sont pas déjà engagées par contrat et que le nombre de producteurs est limité. Cependant, il

---

<sup>83</sup> NS, volume 5, page 29.

<sup>84</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 16 et 17; pièce HQD-4, document 1, page 30; pièce HQD-6, document 1, page 26; NS, volume 3, page 196.

mentionne qu'il n'a pas procédé à un repérage complet des ressources électriques au Québec à l'horizon 2006-2007<sup>85</sup>.

En réponse à une demande de renseignements mentionnant que, dans le Plan stratégique 2002-2006 d'Hydro-Québec, le Producteur prévoyait disposer d'une capacité de 7 TWh pour ventes additionnelles, le Distributeur indique que les surplus prévus du Producteur ne sauraient constituer une condition nécessaire ou suffisante pour déclencher ou non un appel d'offres ou pour fonder une stratégie d'approvisionnement du Distributeur. Il justifie sa position en rappelant que, le 16 juin 2000, la Loi était modifiée et qu'elle spécifie, entre autres, que le Distributeur doit procéder par appel d'offres pour combler ses besoins d'électricité au-delà de l'électricité patrimoniale<sup>86</sup>.

### **Appel d'offres de long terme pour un produit de 400 MW entièrement modulable**

Selon le Distributeur, une capacité de production énergétique permettant d'augmenter les approvisionnements annuels de 3 à 3,5 TWh par rapport au scénario moyen est requise pour faire face à des scénarios de demande plus élevée. Le Distributeur considère qu'un bloc de 400 MW entièrement modulable, opérant à plein régime ou à régime partiel selon des cycles hebdomadaires, mensuels ou saisonniers, couvre les situations les plus probables de gestion des aléas<sup>87</sup>.

Le Distributeur ajoute que cette capacité additionnelle permet, lorsqu'elle n'est pas requise pour faire face aux aléas conjoncturels de la demande, de jouer un rôle de soutien de production lorsque les autres approvisionnements ne sont pas disponibles (en entretien ou en panne) et de pallier tout retard dans la mise en service des nouveaux équipements de production prévus. Bien que ces événements fassent l'objet de pénalités de la part des fournisseurs, celles-ci ne peuvent remplacer l'énergie non disponible.

La capacité fournie par le produit de 400 MW modulable permet également de rencontrer le critère de fiabilité en puissance. Le Distributeur mentionne que la satisfaction du critère de fiabilité en puissance exigerait une puissance installée de 170 MW en 2009 et de 280 MW en 2010 en plus de la puissance requise pour répondre au profil horaire selon le scénario moyen, et que cette capacité serait fournie par le produit de 400 MW modulable. Il ajoute toutefois, que les évaluations de puissance installée requise devront être révisées à la suite de l'obtention d'information sur les caractéristiques des groupes qui seront mis en service pour

---

<sup>85</sup> Pièce HQD-4, document 7, pages 41, 42 et 44; pièce HQD-2, document 3, pages 12 et 13.

<sup>86</sup> Pièce HQD-4, document 1, pages 34 et 35.

<sup>87</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 14 et 19.

répondre aux besoins du Distributeur et qu'il faut donc considérer que cette information est préliminaire<sup>88</sup>.

Le Distributeur indique que le produit modulable peut être fourni par les mêmes équipements pouvant livrer le produit de base. Les soumissionnaires ne devraient pas, selon lui, exiger une prime supplémentaire par rapport au produit de base dans la mesure où le prix de la puissance couvrirait leurs coûts fixes. Les coûts d'exploitation pourraient être plus élevés; cependant, si le Distributeur utilise ce produit pour répondre à des besoins prévisibles tels des niveaux de demande plus élevée, le remplacement des volumes indisponibles en raison des périodes d'entretien ou le remplacement en cas d'indisponibilité prolongée, les coûts d'exploitation ne seront pas beaucoup plus élevés<sup>89</sup>.

Finalement, le Distributeur souligne que la stratégie visant à ajouter un produit de 400 MW modulable est réversible. En effet, si, au fil des années, le marché de court terme offre davantage d'opportunités à un coût raisonnable, cette capacité additionnelle peut facilement être utilisée à d'autres fins. Une quantité de 400 MW représente la croissance normale des besoins du Distributeur dans un intervalle d'environ 24 mois. Cette marge peut donc rapidement être absorbée par la croissance des besoins des marchés québécois. Le Distributeur doit donc avoir l'option d'utiliser cette capacité en service de base de façon permanente<sup>90</sup>.

En réponse aux préoccupations et aux propositions des intervenants, le Distributeur mentionne qu'il pourrait remplacer le produit de 400 MW modulable par un produit de base qui, inévitablement, générerait des surplus, mais que cette solution apparaît plus risquée et potentiellement plus coûteuse. Par ailleurs, il indique que les 400 MW en service modulable ne peuvent être remplacés par de l'interruptible qui, lui, ne peut générer une grande quantité d'énergie. À cet effet, il rappelle que les 400 MW peuvent produire environ 3 TWh. Le Distributeur ajoute que le stockage ne peut pas non plus remplacer les 400 MW du produit modulable et ce, encore moins sur une période de long terme. Selon lui, une telle option comporte plusieurs contraintes dont la capacité d'injection et de retrait de même que la capacité de stockage. Il rappelle que le stockage ne produit aucune énergie nette au Québec et qu'il assujettit davantage le Distributeur aux marchés de court terme, puisque l'énergie ou la puissance ainsi emmagasinée devrait être achetée sur ces marchés. En plus, puisque le modulable est requis, notamment dans un scénario fort, les achats sur les marchés à court

---

<sup>88</sup> Pièce HQD-6, document 1, page 39; pièce HQD-2, document 3, pages 19 et 20.

<sup>89</sup> Pièce HQD-4, document 1, page 56.

<sup>90</sup> Pièce HQD-2, document 3, page 20.

terme risquent, selon lui, d'être effectués dans des conditions de marché où peu de surplus seraient disponibles<sup>91</sup>.

Le Distributeur conclut que, compte tenu de l'ensemble des avantages qu'il procure, le coût net espéré du bloc de 400 MW modulable<sup>92</sup> apparaît tout à fait raisonnable et que l'achat unique de 400 MW devrait répondre aux besoins de flexibilité prévus pour une longue période. C'est aussi une stratégie réversible du fait que le produit de 400 MW modulable pourrait être converti en un produit de base ou saisonnier<sup>93</sup>.

## **PRODUITS POUR GÉRER L'ALÉA CLIMATIQUE ET LES DÉPASSEMENTS DU PROFIL DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

### **Appel d'offres de court terme et entente-cadre avec le Producteur**

Le Distributeur annonce qu'il est probable qu'un appel d'offres de court terme portant sur la gestion des aléas climatiques et visant à acquérir une protection pour un écart-type, c'est-à-dire 1,9 TWh d'énergie, soit lancé à partir du printemps 2004.

Pour des situations plus extrêmes et de moindre probabilité, le Distributeur pourrait utiliser soit une entente-cadre avec le Producteur, soit une procédure d'urgence pour acquérir la production nécessaire sur les marchés. En plus de couvrir les impacts climatiques excédant un écart-type, l'entente-cadre avec le Producteur permettrait de couvrir les dépassements par inadvertance<sup>94</sup> du profil annuel de l'électricité patrimoniale tels les pannes et les aléas prévisionnels à très court terme. Le Distributeur entend demander à la Régie une exemption d'aller en appel d'offres pour ces dépassements<sup>95</sup>. Une telle entente serait requise pour l'année où les besoins excéderont l'électricité patrimoniale, soit en 2005, et le Distributeur entrevoit soumettre cette entente-cadre à la Régie pour approbation vers la fin de l'année 2003 ou au début de l'année 2004<sup>96</sup>.

---

<sup>91</sup> NS, volume 11, pages 41 à 43.

<sup>92</sup> Pièce HQD-1, document 5.1.

<sup>93</sup> NS, volume 11, page 41.

<sup>94</sup> Le Distributeur précise que ces dépassements par inadvertance sont de courte durée, soit d'une heure à une semaine, et ils correspondent à des situations de très court terme non prévisibles de façon systématique.

<sup>95</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 33, 35 et 36.

<sup>96</sup> NS, volume 5, pages 44 et 45.

## **Puissance et énergie interruptibles**

Le Distributeur envisage la puissance interruptible comme un moyen de court terme et avance l'idée d'un nouveau concept d'interruptibilité en temps réel. Ce nouveau concept et le programme qui l'actualisera seraient éventuellement soumis à la Régie pour approbation.

À partir du profil des approvisionnements additionnels requis, le Distributeur constate que, jusqu'en 2009, la puissance requise lors des mois d'hiver n'est pas plus élevée que celle des mois d'été. C'est seulement à partir de 2010 que les besoins annuels en puissance atteignent leur point maximum en janvier<sup>97</sup>. Il précise que son plan établit qu'il n'y a pas de besoins de puissance interruptible si l'on considère le scénario moyen. En effet, la puissance installée qui vient avec l'électricité patrimoniale et les produits de base et cyclables permettent, selon lui, de satisfaire les besoins en puissance installée jusqu'en 2009 et sur tout l'horizon du plan en y ajoutant le produit modulable. Le Distributeur admet que la puissance interruptible pourrait jouer un rôle dans le cas d'un scénario fort tout comme des équipements de pointe. Cependant, il considère qu'il est inutile de s'engager à l'avance, puisque c'est un produit de court terme<sup>98</sup>.

## **Stockage**

Le Distributeur affirme qu'il ne dispose plus de moyens de stockage, lesquels permettraient traditionnellement de gérer les variations horaires de la courbe des besoins, les variations causées par les aléas climatiques et les variations de la demande à court terme. Il explique que l'introduction de la notion d'électricité patrimoniale et l'ouverture à la concurrence dans le domaine de la fourniture d'électricité pour les besoins du Distributeur ont pour conséquence un changement des paradigmes de la planification des approvisionnements en électricité<sup>99</sup>.

Le Distributeur reconnaît qu'un service de stockage serait utile pour gérer les 8 760 valeurs contenues dans la courbe patrimoniale des puissances classées, de façon à ne laisser aucune de ces valeurs de côté et ainsi conserver la totalité de l'électricité patrimoniale. Un tel service serait également utile pour faire des achats de court terme en période hors pointe ou en saison creuse alors que les prix sont bons et utiliser cette énergie quelques mois plus tard et, enfin, pour diminuer les contraintes de marché<sup>100</sup>.

---

<sup>97</sup> Pièce HQD-2, document 3, pages 5 et 31.

<sup>98</sup> Pièce HQD-5, document 2, pages 30 et 31.

<sup>99</sup> Pièce HQD-1, document 2, page 13.

<sup>100</sup> NS, volume 4, pages 41 et 42; NS, volume 5, pages 61 et 67.

Par contre, le Distributeur prétend que tous les dépassements du volume patrimonial doivent être approvisionnés par un appel d'offres sauf dans les cas d'exemption prévus par la Loi. Peu de fournisseurs seraient, selon lui, en mesure de répondre à un appel d'offres pour un service de stockage et un seul, le Producteur, dispose de moyens de stockage significatifs en regard des quantités qui seraient requises, de sorte qu'on ne peut pas prétendre qu'il y aurait concurrence<sup>101</sup>.

### **SOURCES DE PRODUCTION SITUÉES À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC**

Le Distributeur entend se limiter à contracter des quantités additionnelles d'électricité produite au Québec parce qu'accepter une offre utilisant la capacité des interconnexions en importation ne réduirait pas la problématique de dépendance importante vis-à-vis des marchés de court terme. Selon le Distributeur, l'ouverture des appels d'offres aux réseaux voisins pourrait avoir un impact sur la sécurité des approvisionnements en réduisant la disponibilité des 5 TWh utilisés pour les marchés de court terme. Il indique cependant qu'à la lumière de l'évolution des marchés de l'énergie cette orientation pourrait être revue. De plus, si de nouvelles interconnexions étaient réalisées par Hydro-Québec TransÉnergie, la situation pourrait être différente après 2006<sup>102</sup>.

## **3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

### **CRITÈRES DE FIABILITÉ EN PUISSANCE ET EN ÉNERGIE POUR LA PLANIFICATION DES APPROVISIONNEMENTS**

La position d'ARC/FACEF concernant le critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par an proposé par le Distributeur est relatée dans le chapitre Approvisionnements existants de la présente décision. En ce qui concerne le critère de fiabilité en énergie, l'intervenant propose une marge de manœuvre pour le Distributeur d'environ 1 % des besoins identifiés dans le scénario moyen<sup>103</sup>. Cette marge serait constituée par des approvisionnements, par des achats économiques et par du stockage<sup>104</sup>.

---

<sup>101</sup> Pièce HQD-4, document 3, page 13; pièce HQD-4, document 1, page 38.

<sup>102</sup> Pièce HQD-2, document 3, page 18; NS, volume 11, page 50; pièce HQD-4, document 1, page 30.

<sup>103</sup> Pièce ARC/FACEF-3, page 18.

<sup>104</sup> NS, volume 7, page 65.

## **DÉLAI D'ACQUISITION DE 66 MOIS**

L'AIEQ souligne que le délai maximal de 66 mois est trop court pour permettre à des promoteurs de concourir avec des projets hydroélectriques de moyenne ou de grande envergure. Les délais nécessaires pour obtenir tous les permis requis pour un projet hydroélectrique d'envergure sont en sus des délais considérés par le Distributeur. L'association souligne aussi que l'obtention d'un permis dépend beaucoup de la capacité du demandeur d'invoquer en justification de son projet la satisfaction des besoins internes du Québec. En conséquence, l'association recommande de moduler les délais d'acquisition des produits d'électricité selon la probabilité de réalisation des tranches de la demande additionnelle, bornée à 48 mois (4 ans) pour la tranche la moins probable et à 96 mois (huit ans) pour la tranche la plus probable<sup>105</sup>.

La FCEI souligne de son côté que les délais pourraient même être plus courts que ceux prévus par le Distributeur<sup>106</sup>.

## **PRODUITS POUR RÉPONDRE AU SCÉNARIO MOYEN DE LA DEMANDE**

### **Appels d'offres de long terme pour des produits en services de base et cyclable**

L'AQCIE/AIFQ considère que la Régie ne devrait pas autoriser d'appels d'offres pour des volumes supplémentaires d'électricité aux 1 200 MW déjà autorisés (600 MW en phase 1 et 600 MW pour l'aluminerie Alouette). En effet, la stratégie proposée sous-estime l'utilisation de programmes interruptibles, l'accès aux marchés externes et la flexibilité de l'électricité patrimoniale. Selon l'intervenant, la Régie pourra statuer sur de nouveaux approvisionnements lors de l'évaluation du rapport produit par le Distributeur dans le cadre du suivi de la décision rendue sur le présent dossier<sup>107</sup>.

Les appels d'offres de long terme de l'ordre de 280 MW en 2008 et de 150 MW en 2009 semblent raisonnables, de l'avis de la FCEI, et s'inscrivent dans son accord général concernant la prévision de la demande du Distributeur<sup>108</sup>.

OC croit que les approvisionnements proposés par le Distributeur, à l'exception du 400 MW modulable, sont acceptables. Elle ne croit pas, par ailleurs, que l'approche de

---

<sup>105</sup> Mémoire de l'AIEQ, page 25.

<sup>106</sup> Pièce FCEI-6, page 12.

<sup>107</sup> NS, volume 11, page 126; témoignage de Zak El-Ramly et de Ken Epp, pages 5 et 6.

<sup>108</sup> Pièce FCEI-2, page 11.

l'AQCIE/AIFQ de n'accepter aucun ajout de capacité soit acceptable pour la Régie et pour les consommateurs<sup>109</sup>.

Sans mettre en doute la nécessité de l'alimentation de la nouvelle charge introduite par l'agrandissement de l'aluminerie Alouette de Sept-Îles, la FCEI se questionne sur la proposition du Distributeur d'obtenir 500 MW en service de base et 100 MW en service cyclable, plutôt que 600 MW en service de base avec entreposage des surplus pour usage à court terme selon les besoins. L'intervenante souhaite que le Distributeur présente les faits et les données qui permettraient de déterminer laquelle de ces deux possibilités est la plus intéressante<sup>110</sup>.

## **PRODUITS POUR RÉPONDRE À UN SCÉNARIO FORT DE LA DEMANDE**

### **Marchés de court terme**

Selon l'AIEQ, il faut limiter le recours aux marchés de court terme afin d'éviter d'être exposé à des risques élevés en matière de coût d'approvisionnement et de disponibilité<sup>111</sup>.

ACÉÉ/S.É./STOP partage l'analyse du Distributeur quant aux restrictions de la capacité des interconnexions dont il peut disposer<sup>112</sup>, sauf si la Régie accorde une priorité au Distributeur sur le Producteur dans la réservation de la capacité de transport<sup>113</sup>. Dans un tel cas, il évalue que le Distributeur pourrait importer au moins 10 TWh<sup>114</sup>.

AQCIE/AIFQ mentionne que le réseau de transport du Québec est interconnecté à plusieurs autres réseaux déréglementés ou qui sont en voie de l'être. Dans ce contexte, elle est d'avis que la stratégie d'approvisionnement du Distributeur sous-estime l'accès à ces marchés et que la capacité d'importation de 5 TWh retenue par le Distributeur est extrêmement conservatrice<sup>115</sup>. En réponse à une demande de renseignements de la Régie lui demandant de donner une évaluation réaliste du potentiel d'importation du Distributeur, l'intervenant précise que son estimation serait une valeur supérieure à 10 TWh<sup>116</sup>.

---

<sup>109</sup> NS, volume 11, pages 247 et 248.

<sup>110</sup> Pièce FCEI-3, page 3.

<sup>111</sup> Mémoire de l'AIEQ, page 17.

<sup>112</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-4, document 5, page 3.

<sup>113</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-4, document 7, page 4.

<sup>114</sup> NS, volume 6, page 153.

<sup>115</sup> Témoignage de Zak El-Ramly et de Ken Epp, pages 5 et 29.

<sup>116</sup> Réponses de l'AQCIE/AIFQ à la demande de renseignements de la Régie, page 20.

Selon la FCEI, l'approvisionnement de court terme au Québec est largement tributaire du Producteur car il existe un niveau de capacité de production supplémentaire à court terme. En effet, selon elle, la réalisation des grandes centrales hydroélectriques ne sera pas limitée par le niveau des seuls appels d'offres du Distributeur comme celui-ci l'a reconnu. Cependant, l'intervenante ne peut indiquer l'ampleur de cette capacité supplémentaire<sup>117</sup>.

OC indique que la limitation de la capacité des interconnexions en mode import que s'impose le Distributeur n'est plus appropriée depuis la restructuration des marchés de l'électricité<sup>118</sup>.

Le RNCREQ mentionne que le Producteur disposerait, selon le Plan stratégique 2002-2007, de surplus non engagés de l'ordre de 7 TWh en 2005 et qu'à cela s'ajouteront 6,5 TWh provenant de la centrale du Suroît à la fin de 2006. L'intervenant ajoute que d'autres ressources devront éventuellement s'ajouter à ces 13,5 TWh, dont celles provenant de l'énergie éolienne.

Selon l'intervenant, le Distributeur n'a pas tort de ne pas compter sur l'ensemble des surplus non engagés prévus par le Producteur, puisque ces surplus dépendront d'une part, de l'hydraulicité et d'autre part, des autorisations gouvernementales pour la construction de nouveaux projets. Cependant, le RNCREQ est d'avis qu'un distributeur d'électricité devrait repérer les projets annoncés et procéder à une prévision prudente en considérant que, pour un ensemble de raisons, une partie de cette production ne se matérialisera pas<sup>119</sup>.

### **Appel d'offres de long terme pour un produit de 400 MW entièrement modulable**

Afin d'éviter d'être exposé à des risques élevés en matière de coût d'approvisionnement et de disponibilité sur les marchés de court terme, l'AIEQ préconise le recours aux produits modulables. Elle estime que la prime rattachée à des produits qui permettent une très grande flexibilité à la hausse comme à la baisse est faible comparativement au coût de dépannage requis pour se sortir d'une situation déficitaire de court terme<sup>120</sup>.

En ce qui concerne le produit de 400 MW modulable, AQCIE/AIFQ soumet que le Distributeur n'a pas réussi à dissiper les doutes formulés à l'égard de cette question et que, bien au contraire, la preuve prépondérante montre que la flexibilité inhérente à l'électricité patrimoniale à sa disposition, lorsque jumelée à d'autres outils comme des contrats de

---

<sup>117</sup> Pièce FCEI-2, page 15; NS, volume 11, page 236.

<sup>118</sup> Pièce OC-2, page 14.

<sup>119</sup> Témoignage de Philippe U. Dunsky, phase 1, pages 40 et 41.

<sup>120</sup> Mémoire de l'AIEQ, page 17.

puissance ou d'énergie interruptible et des importations sur les marchés à court terme, lui permettrait de gérer adéquatement les approvisionnements supplémentaires dont il pourrait avoir besoin selon un scénario de demande plus élevée<sup>121</sup>.

AQCIE/AIFQ considère que le Distributeur devrait procéder d'une manière plus graduelle et gagner de l'expérience dans la gestion de ses approvisionnements avant de s'engager dès maintenant pour des quantités appréciables d'électricité modulable, surtout sur la base de contrats à long terme pouvant aller jusqu'à 20 ans<sup>122</sup>.

ARC/FACEF estime que le stockage est un outil de gestion des approvisionnements dont la capacité pourrait être de l'ordre de 700 ou 800 MW selon les occasions et les opportunités. L'intervenant suggère de contracter d'abord du stockage pour ensuite acquérir d'autres moyens ou produits permettant de combler les besoins identifiés par le Distributeur<sup>123</sup>. Cependant, l'intervenant ne préconise pas nécessairement le remplacement des 400 MW de service modulable par de la capacité de stockage.

La FCEI n'est pas convaincue de la pertinence du produit de 400 MW modulable. Selon elle, un amalgame d'options permettrait d'atteindre ce niveau de 400 MW<sup>124</sup>. De plus, elle croit que le Distributeur n'est pas actuellement en mesure d'indiquer que le produit de 400 MW modulable est moins coûteux que d'autres options parce que sa preuve repose sur des prémisses<sup>125</sup>.

Selon OC, les informations fournies à la phase 2 confirment que le produit entièrement modulable est requis pour pallier les incertitudes reliées à la prévision de la demande et au risque de la non disponibilité des ressources supplémentaires qui seront contractées. Cependant, ces informations ne permettent pas de déterminer si la quantité de 400 MW constitue le niveau de réserve approprié<sup>126</sup>. En outre, l'intervenante mentionne que ce produit est évidemment flexible, mais qu'il pourrait se révéler très coûteux s'il n'est pas utilisé<sup>127</sup>. L'appel d'offres de l'automne 2002 devrait donc se limiter aux besoins correspondant au scénario moyen, sans le produit de 400 MW modulable<sup>128</sup>.

---

<sup>121</sup> NS, volume 11, pages 78 et 79.

<sup>122</sup> NS, volume 11, page 119.

<sup>123</sup> NS, volume 11, page 169.

<sup>124</sup> Pièce FCEI-2, pages 16 et 17.

<sup>125</sup> NS, volume 11, page 232.

<sup>126</sup> Pièce OC-2, page 15.

<sup>127</sup> NS, volume 11, page 251.

<sup>128</sup> NS, volume 9, page 23.

OC conclut que le Distributeur doit adopter une approche intégrée de la planification de la puissance nécessaire pour desservir les consommateurs en mettant sur un pied d'égalité toutes les sources d'approvisionnement, y compris celles résultant de la gestion de la demande, comme l'efficacité énergétique et la puissance interruptible. Elle demande donc que le plan d'approvisionnement soit adopté de façon intérimaire<sup>129</sup>.

Le RNCREQ est d'avis que, dans l'éventualité où la Régie refuserait de reporter sa décision sur l'approbation du plan d'approvisionnement, elle ne devrait pas autoriser le produit de 400 MW modulable mais seulement les autres quantités. Le regroupement note la disponibilité de puissance interruptible, possiblement sans reprise, dont certains intervenants ont déclaré disposer. Selon lui, il serait important de vérifier les coûts de ces services avant d'accepter de passer à des appels d'offres pour des produits modulables qui peuvent s'avérer très coûteux et possiblement inutiles<sup>130</sup>.

## **PRODUITS POUR GÉRER L'ALÉA CLIMATIQUE ET LES DÉPASSEMENTS DU PROFIL DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

### **Appel d'offres de court terme et entente-cadre avec le Producteur**

Aucun intervenant n'a abordé directement le sujet des appels d'offres de court terme, mais tous ont pris position sur l'utilisation du marché court terme comme moyen alternatif ou supplémentaire aux autres moyens, notamment par le biais des capacités des interconnexions, ou en remplacement du bloc de 400 MW modulable. La plupart des intervenants considèrent que le Distributeur ne compte pas assez sur les possibilités des marchés de court terme.

Concernant l'entente-cadre, ACÉÉ/S.E./STOP affirme que cette entente doit être soumise à la Régie pour son approbation. Le RNCREQ déplore le peu de discussions tenues sur le contenu de l'entente-cadre et s'inquiète du peu de précisions quant à sa date de tombée<sup>131</sup>.

ARC/FACEF souligne que les audiences ont permis de bien saisir que l'entente-cadre servait d'une part à assurer un approvisionnement constant aux consommateurs québécois, mais aussi à assurer que les frais du Producteur seront bien couverts par un service qui se fait automatiquement. ARC/FACEF ne s'oppose pas à une telle entente-cadre, mais elle espère

---

<sup>129</sup> NS, volume 11, page 250.

<sup>130</sup> NS, volume 12, pages 126, 138 et 139.

<sup>131</sup> NS, volume 12, pages 88 et 127.

que le prix sera raisonnable et pourra être validé en toute transparence lors de son dépôt à la Régie<sup>132</sup>.

### **Puissance et énergie interruptibles**

ARC/FACEF considère que le Distributeur se doit d'évaluer la pertinence d'utiliser le service interruptible, au même titre que tous les autres produits disponibles et en fonction de leur intérêt économique<sup>133</sup>.

AQCIE/AIFQ se prononce en faveur de programmes permettant l'interruption de la fourniture comme source d'approvisionnement et souligne que leurs membres sont disposés à fournir une quantité appréciable de puissance et d'énergie interruptibles pour des besoins de court ou moyen terme<sup>134</sup>.

La FCEI croit que le service interruptible, généralement utilisé comme moyen de gestion de pointe, peut être envisagé comme source d'approvisionnement en énergie pour autant que le Distributeur propose un tarif incitatif adéquat<sup>135</sup>. Les PME sont intéressées au service interruptible et il y a un potentiel<sup>136</sup>.

OC considère que la puissance interruptible peut jouer un rôle utile dans le plan d'approvisionnement du Distributeur pour la période 2002-2011. La Régie devrait encourager le Distributeur à développer et à présenter pour approbation un nouveau programme de tarification interruptible assez tôt pour qu'il puisse être mis en place avant 2004. Cela permettra au Distributeur de tenir compte des résultats anticipés lors de la présentation de son prochain plan d'approvisionnement<sup>137</sup>.

### **Stockage**

AQCIE/AIFQ comprend que les modalités d'accès du Distributeur au volume d'électricité patrimoniale lui procurent une flexibilité équivalente à celle qu'il aurait s'il avait lui-même accès à la capacité d'entreposage du Producteur<sup>138</sup>.

---

<sup>132</sup> NS, volume 11, page 181.

<sup>133</sup> NS, volume 11, pages 181 et 182.

<sup>134</sup> Mémoire de l'AQCIE/AIFQ, page 3.

<sup>135</sup> Pièce FCEI-2, page 13.

<sup>136</sup> NS, volume 11, page 228.

<sup>137</sup> Pièce OC-2, page 11.

<sup>138</sup> Mémoire de l'AQCIE/AIFQ, page 2.

Pour sa part, ARC/FACEF considère que le stockage constitue une alternative alliant la flexibilité recherchée par le Distributeur pour, entre autres, gérer les aléas de la demande et les aléas climatiques à des coûts qui devraient être très bas<sup>139</sup>. Il affirme que les utilisations du stockage seront plus respectueuses de l'environnement que le recours à d'autres types d'équipements de production, par exemple les équipements thermiques. Il ajoute que l'utilisation de la capacité du stockage devrait être envisagée dans une optique de gestion intégrée des ressources, qui va au-delà des services pour les besoins très ponctuels et irréguliers tels les aléas climatiques dépassant un écart-type mentionnés par le Distributeur. Enfin, il propose que la Régie demande au Distributeur d'étudier la possibilité d'utiliser au maximum la capacité de stockage d'Hydro-Québec au profit des consommateurs québécois, en voyant à définir le stockage comme un service recherché par le Distributeur<sup>140</sup>.

Selon la FCEI, le stockage n'est pas une panacée, mais représente un élément important dans la mise en œuvre d'une stratégie d'approvisionnement à court terme. L'intervenante considère que le Distributeur devrait posséder, à travers sa stratégie globale d'approvisionnement, un droit d'entreposage dans la mesure où le prix est raisonnable<sup>141</sup>.

OC considère que le service d'entreposage serait un atout pour le Distributeur en lui permettant de gérer toute différence entre la prévision du lendemain et la quantité d'électricité patrimoniale réellement appelée. Cela permettrait au Distributeur non seulement de réduire ses exigences concernant les nouveaux approvisionnements mais aussi de réduire également les incertitudes reliées au fonctionnement attendu des nouvelles sources de production. Selon l'intervenante, la Régie devrait encourager le Distributeur à entreprendre des démarches auprès du Producteur pour obtenir un tel service et devrait aussi intervenir auprès du gouvernement<sup>142</sup>.

## **SOURCES DE PRODUCTION SITUÉES À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC**

L'AIEQ recommande que la Régie accepte la restriction des appels d'offres aux installations de production situées au Québec afin de minimiser la dépendance des consommateurs envers les marchés externes et sur la base de la défense de l'intérêt public<sup>143</sup>.

---

<sup>139</sup> NS, volume 11, page 169.

<sup>140</sup> Pièce ARC/FACEF-1, pages 28 et 30.

<sup>141</sup> Pièce FCEI-2, page 14.

<sup>142</sup> Pièce OC-2, pages 18 et 19.

<sup>143</sup> Observations écrites de l'AIEQ, page 8.

La FCEI est d'avis que l'exigence de la production installée au Québec limite la concurrence<sup>144</sup>.

OC considère qu'il est de l'intérêt des consommateurs québécois de permettre la participation de fournisseurs situés à l'extérieur du Québec et qu'il est fort possible que cette participation n'affecte pas la limite de 5 TWh fixée pour les achats de court terme. Cette participation devrait de toute façon être permise pour une quantité équivalente aux contraintes de marché identifiées par le Distributeur dans sa preuve, soit environ 10 TWh<sup>145</sup>.

### 3.3 OPINION DE LA RÉGIE

Concernant les approvisionnements additionnels requis, le Règlement prévoit que celui-ci doit contenir les renseignements suivants :

*« 2° les données [...] sur les approvisionnements sur un horizon de 10 ans dans le cas des distributeurs d'électricité [...], décrivant :*

*[...]*

*c) les caractéristiques des approvisionnements additionnels requis pour satisfaire les besoins de leurs marchés, y compris les besoins découlant de l'application de critères associés à la sécurité des approvisionnements [...];*

*3° les objectifs que le titulaire vise ainsi que la stratégie qu'il prévoit mettre en œuvre, au cours des 3 prochaines années dans le cas des distributeurs d'électricité [...], concernant les approvisionnements additionnels requis, tels qu'identifiés au sous-paragraphe c du paragraphe 2°, et les caractéristiques des contrats qu'il entend conclure, en définissant entre autres :*

- a) les différents produits, outils ou mesures envisagées;*
- b) les risques découlant des choix des sources d'approvisionnement;*
- c) les mesures qu'il entend prendre pour atténuer l'impact de ces risques;*
- d) le cas échéant, les mesures qu'il entend prendre pour disposer d'une capacité de transport adéquate; [...] »*

### CRITÈRES DE FIABILITÉ EN ÉNERGIE ET EN PUISSANCE POUR LA PLANIFICATION DES APPROVISIONNEMENTS

La Régie accepte le critère de fiabilité en puissance qui consiste à ne pas excéder une espérance de délestage de 2,4 heures par année adopté par le Distributeur. À cet effet, le

<sup>144</sup> Pièce FCEI -1, page 20.

<sup>145</sup> NS, volume 11, page 253.

Distributeur devra mettre à jour, dans le cadre des états d'avancement annuels du plan, les quantités de puissance sous contrat permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan, les besoins en électricité des Québécois avec une espérance de délestage de 2,4 heures par année (tel que présenté par le Distributeur au tableau de la page 38 de la pièce HQD-6, document 1). En outre, la Régie demande au Distributeur de lui déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère sera respecté pour l'année suivante. Cette démonstration devra préciser les quantités contractuelles affectées au respect du critère.

Quant au critère de fiabilité en énergie, la Régie accepte celui proposé par le Distributeur qui consiste à pouvoir rencontrer un scénario fort. Toutefois, elle demande au Distributeur de proposer dans son prochain plan d'approvisionnement certains critères alternatifs en indiquant pour chacun d'eux les avantages, les inconvénients et une estimation des coûts résultant de leur application.

D'ici là, le Distributeur devra indiquer, dans le cadre des états d'avancement annuels du plan, les quantités d'énergie prévues permettant de satisfaire, sur l'horizon du plan, les besoins en électricité des Québécois selon le scénario fort envisagé à ce moment-là. En outre, la Régie demande au Distributeur de déposer, en novembre de chaque année, les documents faisant la démonstration que le critère de fiabilité en énergie qui consiste à pouvoir rencontrer le scénario fort sera respecté pour l'année suivante. Cette démonstration devra préciser les ressources affectées à la satisfaction des besoins.

#### **DÉLAI D'ACQUISITION DE 66 MOIS**

Ce sont essentiellement les projets hydroélectriques de moyenne et de grande envergure du Producteur qui pourraient, selon l'AIEQ, être affectés par le délai entre le lancement d'un appel d'offres et le début des livraisons que le Distributeur propose de fixer à 66 mois. La Régie note que le programme de construction du Producteur est indépendant des besoins du Distributeur. Elle est donc d'avis qu'un délai d'acquisition de 66 mois est acceptable, pour le présent plan, aux fins de la planification des appels d'offres du Distributeur.

## **PRODUITS POUR RÉPONDRE AU SCÉNARIO MOYEN DE LA DEMANDE**

### **Appel d'offres de court terme**

La Régie constate que des approvisionnements additionnels sont requis en 2005 pour répondre à la croissance de la demande selon le scénario moyen du Distributeur. De plus, elle reconnaît qu'en raison des courts délais, le Distributeur doit s'approvisionner sur les marchés de court terme pour rencontrer ces besoins.

### **Appels d'offres de long terme pour des produits en services de base et cyclable**

Au sujet du second appel d'offres de long terme que le Distributeur souhaite lancer à l'automne 2002, la Régie comprend que le produit de 50 MW modulable envisagé par le Distributeur est, d'après le graphique 3.2 de la pièce HQD-2, document 3, un produit modulable cyclable.

La Régie considère que les produits de 230 MW en base et 50 MW cyclable à être livrés en 2008 et le produit de 150 MW de base à être livré en 2009 sont cohérents avec les besoins identifiés au scénario moyen tel que présenté.

### **Agrandissement de l'aluminerie Alouette**

La combinaison de 500 MW en base et 100 MW cyclable requise pour l'alimentation de l'aluminerie produit l'énergie attendue (4,25 TWh, excluant les pertes) si le coefficient de livraison de la partie cyclable est plus grand que 70 %, alors que l'utilisation de 600 MW en base tel que défini précédemment (83 %) générerait environ 4,36 TWh, dépassant la nouvelle charge à satisfaire d'à peine 3 %. La Régie constate que plusieurs combinaisons sont possibles, et le Distributeur pourra choisir, à la lumière des prix obtenus lors de l'appel d'offres en cours, l'option la plus favorable. Par ailleurs, la Régie doute de la pertinence d'avoir exclu des présents appels d'offres un produit d'énergie seule, particulièrement bien adapté à une situation où les besoins de fine pointe sont très faibles.

## **PRODUITS POUR RÉPONDRE À UN SCÉNARIO FORT DE LA DEMANDE**

### **Marchés de court terme**

La Régie estime que le Distributeur dispose actuellement d'un potentiel d'importation à partir des liens d'interconnexion d'au moins 10 TWh.

En ce qui concerne la disponibilité d'achats de court terme au Québec, la Régie constate qu'il n'y a pas de bourse d'énergie au Québec. Elle note qu'il est probable que la capacité de production d'électricité du Producteur durant l'horizon de plan sera supérieure aux livraisons engagées comme l'électricité patrimoniale. Cependant, la disponibilité d'électricité pour des achats à court terme au Québec par le Distributeur durant les années à venir dépendra, entre autres, des autres engagements du Producteur et des engagements des autres producteurs.

La Régie constate que, dans le nouveau cadre légal et réglementaire, la disponibilité de l'électricité pour des achats à court terme par le Distributeur au Québec est actuellement incertaine. Dans ce contexte, elle considère qu'il ne faut pas se fier excessivement aux marchés à court terme, tel que le plaide le Distributeur. La solution qu'il propose est une stratégie prudente qui mise sur la diversité.

En conséquence, la Régie juge prudente, aux fins de planification des approvisionnements de long terme, la proposition du Distributeur de limiter ses appels aux marchés de court terme à 5 TWh.

La Régie demande au Distributeur de présenter, dans son prochain plan d'approvisionnement, son évaluation de la capacité des interconnexions en importation sur laquelle il peut compter, en tenant compte notamment des contraintes de réseau et des contraintes de marché (tel que présenté par le Distributeur aux pages 28 à 30 de la pièce HQD-4, document 1).

### **Appel d'offres de long terme pour un produit de 400 MW entièrement modulable**

La Régie a réservé en phase 1 sa décision relativement au produit de 400 MW entièrement modulable. Dans sa décision D-2002-17, la Régie mentionnait que :

*« La stratégie proposée ne convainc cependant pas la Régie, dans le cadre de ce premier examen, du besoin de procéder immédiatement à un appel d'offres pour le bloc de 400 MW entièrement modulables, envisagé pour faire face à des scénarios de demande plus élevée. La Régie entend examiner cette question au cours de la phase à venir, afin de considérer plus en profondeur les limitations des capacités d'interconnexions, les possibilités de contrats de stockage, le recours à des contrats de puissance interruptible, les possibilités qu'offrent les contrats à court terme et les capacités de court terme disponibles au Québec. »<sup>146</sup>*

---

<sup>146</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 23.

La Régie note que le Distributeur reconnaît que certaines options présentent un potentiel d'énergie et de puissance additionnelles et compte y faire appel dans une certaine mesure. Toutefois, étant donné que la demande d'énergie peut être soumise à un aléa important, qu'il y a des délais de réalisation de plusieurs années, qu'il serait imprudent de ne compter que sur les marchés de court terme et que le stockage et la puissance interruptible ne fournissent pas d'énergie additionnelle, la Régie convient avec le Distributeur que ce dernier a besoin de flexibilité et d'autonomie pour répondre à des scénarios de demande plus élevée et considère appropriée l'acquisition d'un produit de 400 MW entièrement modulable.

La Régie note le constat du Distributeur selon lequel le produit modulable peut être converti en base s'il y a lieu. Elle s'attend à ce que le Distributeur prévoit cette possibilité dans son appel d'offres.

## **PRODUITS POUR GÉRER L'ALÉA CLIMATIQUE ET LES DÉPASSEMENTS DU PROFIL DE L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE**

### **Appels d'offres de court terme et entente-cadre avec le Producteur**

Au sujet des appels d'offres de court terme que le Distributeur prévoit lancer à partir du printemps 2004, la Régie accepte la stratégie générale proposée par le Distributeur pour gérer les aléas climatiques à l'intérieur d'un écart-type, soit 1,9 TWh.

La Régie prend acte de la proposition du Distributeur de lui soumettre une entente-cadre avec le Producteur concernant notamment la gestion de l'aléa climatique excédant un écart-type et la gestion des dépassements par inadvertance du profil de l'électricité patrimoniale. Elle demande de lui soumettre cette entente au plus tard le 31 mars 2004.

### **Puissance et énergie interruptibles**

La preuve montre que les besoins additionnels en puissance de pointe du réseau, pour lesquels le service interruptible est généralement utilisé, sont quasi inexistantes jusqu'à l'horizon 2009. Cependant, la Régie croit que le Distributeur pourrait envisager ce produit notamment pour accroître sa flexibilité dans la gestion des pointes de charge imprévues et des besoins en énergie. Le Distributeur doit pousser plus loin l'analyse du rôle que peut jouer ce produit dans le plan d'approvisionnement et présenter à la Régie les résultats de cette analyse dans son prochain plan. Le Distributeur, à la même occasion, fera rapport à la Régie des discussions en cours avec les différents groupes de clients potentiellement intéressés par ces nouveaux programmes.

## Stockage

La Régie considère, étant donné que le stockage ne fournit pas d'énergie additionnelle, qu'il n'est pas en soi un moyen pour répondre aux risques de réalisation d'un scénario fort de la demande. Cependant, elle estime qu'un service de stockage peut apporter des bénéfices au Distributeur et qu'un tel service ne figure pas parmi les moyens que le Distributeur compte acquérir pour sa stratégie d'approvisionnement.

D'une part, la Régie n'a pas été convaincue qu'il n'existe pas de marché pour un service de stockage. D'autre part, même s'il s'avère, après vérification par le Distributeur, qu'un tel marché n'existe pas, la Régie ne souscrit pas à l'argument du Distributeur selon lequel il doit recourir à l'appel d'offres pour obtenir ce service et qu'il doit, dans un tel cas, se priver de ce moyen de gestion des approvisionnements. Alors que le Distributeur doit aller en appel d'offres pour obtenir les produits d'approvisionnement qu'il requiert, la Régie est d'avis que le Distributeur peut recourir à d'autres méthodes, y compris la négociation, dans le cas où l'appel d'offres ne serait pas le moyen adéquat pour obtenir un service de stockage.

La Régie recommande donc au Distributeur d'explorer les possibilités d'ajouter des services de stockage à son portefeuille de gestion des approvisionnements, d'en évaluer les coûts et les avantages et de lui faire rapport à cet égard dans son prochain plan d'approvisionnement.

## SOURCES DE PRODUCTION SITUÉES À L'EXTÉRIEUR DU QUÉBEC

À l'issue de la phase 1 du présent dossier, la Régie décide qu'elle :

*« accepte, pour le premier appel d'offres, la proposition amendée du distributeur d'exiger que la source de production soit située au Québec ou que la source de production située à l'extérieur du Québec n'utilise pas les interconnexions existantes ou projetées. Toutefois, la Régie entend réexaminer la question au cours de la deuxième phase, notamment en lien avec les capacités d'interconnexions à la disposition du distributeur. »<sup>147</sup>*

D'une façon générale, la Régie considère que les appels d'offres pour des approvisionnements de long terme devraient pouvoir profiter de la dynamique de l'ensemble du marché accessible au Distributeur. Elle est d'avis que toute exclusion ou entrave à la concurrence doit être justifiée. Ainsi, elle juge inapproprié d'exclure d'office toute source de production hors Québec.

---

<sup>147</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 24.

Dans la présente décision, la Régie estime que le Distributeur a accès à une capacité globale d'interconnexion en importation d'au moins 10 TWh. Donc, elle rejette la proposition du Distributeur de limiter les appels d'offres aux sources de production situées au Québec. Cependant, reconnaissant qu'un contrat avec un producteur situé à l'extérieur du Québec pourrait avoir des impacts sur les achats de court terme, elle demande qu'à l'intérieur du processus de sélection des offres, le Distributeur évalue au cas par cas ces soumissions quant à ces impacts.

## **Conclusion**

La Régie considère que les renseignements fournis par le Distributeur concernant ses approvisionnements additionnels et sa stratégie d'approvisionnement répondent aux exigences du Règlement et accepte dans son ensemble la stratégie d'approvisionnement du Distributeur.

En ce qui concerne les appels d'offres de long terme, il apparaît prudent à la Régie, tout comme le Distributeur le souligne, que ce dernier puisse prendre connaissance des résultats du premier appel d'offres en cours avant de lancer ces nouveaux appels d'offres. De plus, par suite des opinions émises par la Régie dans la présente décision, la Régie rend l'approbation des produits pour 2008 et pour 2009 conditionnelle à la réévaluation des quantités requises après l'ajustement du scénario moyen de la demande, pour prendre en compte les besoins additionnels requis par l'agrandissement de l'aluminerie Alouette ainsi que les impacts du maintien du tarif BT sur la demande et sur les produits recherchés.

En ce qui concerne les appels d'offres de court terme, la Régie accepte la stratégie globale proposée et examinera en temps opportun les quantités requises et les caractéristiques des contrats envisagés.

## **4. PLAN D'APPROVISIONNEMENT DES RÉSEAUX AUTONOMES**

### **4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

#### **Critères de planification**

Pour les réseaux autonomes, le Distributeur planifie les additions d'équipements sur la base de la capacité ferme des centrales. Cette capacité se détermine par l'utilisation de deux critères : un critère de disponibilité (n-1) correspondant à la puissance installée d'une

centrale moins le groupe le plus puissant et un critère de stabilité (90 %) afin d'être en mesure d'absorber de façon sécuritaire les variations brusques de charge. Le critère d'ensemble étant défini comme  $(n-1) * 90 \%$ <sup>148</sup>.

### **Prévision de la demande**

La prévision des besoins en puissance et en énergie des réseaux autonomes est établie à partir de la croissance démographique et des ajouts de charges spécifiques identifiées pour chacune des centrales, en considérant également l'historique et les prévisions de construction au nord du 53<sup>ième</sup> parallèle. Particulièrement dans le cas des réseaux autonomes, la planification des besoins repose sur l'hypothèse du maintien des programmes d'efficacité énergétique actuellement en vigueur<sup>149</sup>.

### **Moyens pour répondre aux besoins**

Les moyens envisagés à court terme (2002-2004) par le Distributeur pour répondre aux besoins sont essentiellement le maintien des programmes d'efficacité énergétique et, le cas échéant, l'ajout de production thermique aux installations existantes.

Le Distributeur entend maintenir le programme d'efficacité énergétique incitant les clients à privilégier le chauffage au mazout léger, ce qui permet de minimiser la production thermique sans compromettre la fiabilité d'alimentation.

D'ici 2004, le moyen le plus sécuritaire d'alimenter les clients consiste, selon le Distributeur, en l'ajout ou le remplacement de groupes électrogènes dans les installations existantes. Le Distributeur prévoit réutiliser des groupes provenant d'autres centrales lorsque cela est possible ou de procéder à l'achat de groupes neufs.

À long terme, afin de pouvoir répondre aux besoins des clients à moindre coût, plusieurs alternatives à la production thermique sont envisagées. Les principaux moyens envisagés sont le raccordement au réseau principal, le développement de projets d'énergie renouvelable ainsi que des moyens alternatifs ou complémentaires à la production thermique<sup>150</sup>. Le Distributeur précise, en réponse à une demande de renseignements de la Régie, lesquelles des alternatives énumérées précédemment sont envisagées pour chacune des installations de production visées par le plan<sup>151</sup>.

---

<sup>148</sup> Pièce HQD-3, document 1, pages 2 et 3.

<sup>149</sup> Pièce HQD-3, document 1, page 3.

<sup>150</sup> Pièce HQD-3, document 1, pages 4 et 6.

<sup>151</sup> Pièce HQD-6, document 1, page 50.

## 4.2 POSITION DES INTERVENANTS

Le GRAME-UDD souligne que, malgré la faible quantité d'énergie produite pour les besoins des réseaux autonomes, l'impact sur l'environnement et les coûts très élevés de cette production justifient des efforts draconiens de gestion de la demande<sup>152</sup>.

## 4.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie accepte le plan du Distributeur pour l'alimentation des réseaux autonomes. Le Distributeur a fourni une liste des moyens alternatifs envisagés pour l'alimentation de ces réseaux<sup>153</sup>. La Régie souhaite être informée de l'avancement de ces études techniques et économiques dans le cadre des états d'avancement annuels du plan.

# PARTIE II: MODALITÉS DES APPELS D'OFFRES

## 1. INTRODUCTION

Les modalités discutées dans le présent chapitre s'appliqueront aux prochains appels d'offres que le Distributeur entend lancer dans le cadre de son plan d'approvisionnement 2002-2011. Elles pourront éventuellement être modifiées pour les appels d'offres subséquents et ajustées en fonction de l'expérience acquise ou pour s'adapter aux spécificités des prochains appels d'offres.

La Régie, par la procédure d'appel d'offres, s'assure du traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement et du traitement équitable et impartial des fournisseurs. La crédibilité du processus de sélection est primordiale et il est souhaitable qu'un maximum de fournisseurs intéressés aient la possibilité d'y participer pour susciter une saine compétition et procurer aux consommateurs l'électricité dont ils auront besoin au moindre coût.

---

<sup>152</sup> Pièce GRAME-UDD-3, page 10.

<sup>153</sup> Pièce HQD-6, document 1, page 50.

## 2. COÛT DE TRANSPORT

### 2.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur mentionne que les coûts de transport doivent être évalués selon sa perspective, et que la nature de ces coûts varie selon que les approvisionnements proviennent de sources de production existantes ou de nouvelles sources.

Dans le cas des sources de production existantes, le coût de transport applicable doit refléter l'impact du choix d'un fournisseur particulier sur la facture de transport assumée par le Distributeur pour la desserte de la charge locale. Par exemple, si un fournisseur potentiel utilisait déjà le réseau de transport pour commercialiser sa production d'électricité et que l'octroi d'un contrat d'approvisionnement par le Distributeur avait pour effet de transférer une partie ou la totalité de cette activité commerciale vers le Distributeur, il pourrait en résulter une diminution des réservations pour le service de transport point à point et donc une diminution des revenus du Transporteur provenant de ce type de transactions. Cette diminution se répercuterait par une hausse de la part des coûts de transport assumée par le Distributeur, qu'il faudrait mesurer et intégrer à la comparaison des différentes offres, tout comme les pertes électriques<sup>154</sup>.

Le Distributeur prend pour acquis que la responsabilité ultime d'assumer le coût du service de transport appartient aux clients de charge locale, et que les revenus que le Transporteur tire de la commercialisation du service de transport de point à point servent à réduire d'autant la facture du Distributeur. L'importance de la facture assumée par le Distributeur pour la desserte de la charge locale dépend donc du coût total du service de transport et des revenus du service de transport de point à point. Que l'augmentation de la facture de transport pour la desserte de la charge locale soit causée par une augmentation du coût du service de transport du fait de l'ajout d'actifs dans la base de tarification du Transporteur, comme c'est le cas pour une nouvelle source devant être raccordée au réseau d'Hydro-Québec, ou que l'augmentation de la facture de transport soit causée par une réduction des revenus du Transporteur au chapitre des réservations de point à point, l'effet est le même pour le Distributeur. Il conclut qu'il y a un traitement égal de toutes les sources d'approvisionnement, qu'elles soient existantes ou nouvelles, et qu'il choisit ses sources d'approvisionnement en tenant compte de la facture globale de transport qu'il doit assumer pour la desserte de la charge locale.

---

<sup>154</sup> Pièce HQD-2, document 5, page 1.

Dans le cas de contrats de long terme (un an et plus), le Distributeur mentionne que les hypothèses qui seront faites quant au nombre d'années où il y aurait une perte de revenus s'appuieront dans la mesure du possible sur l'information existante et qu'elles seront explicitées lors du dépôt des contrats à la Régie. L'objectif de cette disposition est de s'assurer que les consommateurs ont en tout temps accès à la source d'approvisionnement la moins coûteuse. Le Distributeur suppose également que la capacité libérée ne sera pas réservée à nouveau parce qu'il reste de la capacité ferme sur toutes les interconnexions, comme Hydro-Québec l'a démontré dans le dossier R-3401-98<sup>155</sup>.

Dans le cas des nouvelles sources de production, le Distributeur mentionne que les coûts génériques relatifs à l'évaluation des renforcements et modifications requises au réseau principal visent à traduire le degré de sensibilité du réseau face à l'intégration de ces nouvelles sources de production. Il ajoute que l'ensemble des modifications et des besoins de renforcement est traduit en coûts génériques et que, dans le processus d'appel d'offres, ces coûts seront appliqués proportionnellement à tout volume de production proposé à un point d'intégration donné. Selon le Distributeur, ces coûts représenteront soit les besoins de renforcement nécessaires dans le cas où les limites de capacité de transport actuelles seraient dépassées par l'addition de nouvelles ressources injectant en ce point, soit, dans le cas contraire, la perte de marge sur cette capacité<sup>156</sup>.

Le Distributeur ajoute qu'il soumettra au Transporteur les offres les plus intéressantes afin de préciser les coûts d'intégration au réseau de transport en fonction de l'emplacement et de la puissance des nouvelles sources de production proposées. Le Transporteur évaluera les coûts d'intégration aux réseaux collecteurs de transport ou de distribution s'il y a lieu, incluant le coût de raccordement du poste à la centrale, les coûts évités s'il y a lieu et le rendement du transport, en termes de pourcentage des pertes électriques. Ces estimations viendront s'ajouter aux coûts génériques pour donner le coût de transport applicable.<sup>157</sup>

De plus, le Distributeur note qu'aucun problème de stabilité transitoire n'a été observé lors de l'intégration de ces blocs de production dans le réseau Nord-Ouest, ce qui met en évidence la disponibilité d'une certaine marge en capacité de transport face à ce type de comportement sur cette partie du réseau<sup>158</sup>. Par contre, il mentionne en audience que, dans l'évaluation du coût générique, la marge de capacité de transport n'a pas été rétablie. Il précise que les problèmes rencontrés par l'addition de 1000 ou 1500 MW à un endroit

---

<sup>155</sup> Pièce HQD-4, document 1, pages 41 et 42.

<sup>156</sup> Pièce HQD-6, document 1, annexe 1, page 2.

<sup>157</sup> Pièce HQD-2, document 5, pages 2 et 3.

<sup>158</sup> Pièce HQD-6, document 1, annexe 1, page 9.

donné sont solutionnés avec les équipements appropriés, et qu'une fois les problèmes résolus, il n'y a plus de marge<sup>159</sup>.

## 2.2 POSITION DES INTERVENANTS

Selon ACÉE/S.É./STOP, l'implantation de nouveaux projets éoliens dans la région du Bas-Saint-Laurent et en Gaspésie aurait fort probablement pour effet de réduire les coûts de transport et les pertes associés à l'alimentation électrique de ces régions. Afin d'assurer un traitement équitable des soumissions pour de tels projets, le regroupement recommande à la Régie de requérir du Distributeur une évaluation quantitative, à tout le moins sommaire, des coûts générés et évités en transport et des pertes associés à l'implantation de projets dans ces régions<sup>160</sup>.

En ce qui concerne la méthodologie d'évaluation des coûts génériques de transport, ACÉE/S.É./STOP signale que la diminution de la marge de capacité du réseau n'est pas définie ni quantifiée. De plus, il n'est pas précisé si l'ajout des équipements requis pour installer 1 500 MW de production en différents endroits du réseau redonnera ou non une marge importante.

Par ailleurs, l'échelonnement de centrales éoliennes autour de la Gaspésie n'aurait pas, selon l'intervenant, le même effet que d'injecter 1 000 MW à Lévis. Par conséquent, les coûts génériques prévus dans un tel cas, soit 80 M \$, ne seraient peut-être plus requis<sup>161</sup>.

## 2.3 OPINION DE LA RÉGIE

Lors de la phase 1 du dossier, la Régie acceptait, pour le premier appel d'offres, la méthodologie du Distributeur relative à la prise en compte de ses coûts de transport. Elle précisait toutefois que divers éléments impliqués dans la détermination des coûts de transport applicables, plus particulièrement les sources de production existantes, la détermination des coûts génériques et le traitement des pertes, allaient faire l'objet d'un examen en phase 2<sup>162</sup>.

---

<sup>159</sup> NS, volume 10, pages 76 et 77.

<sup>160</sup> Pièce ACÉE-SÉ-GS-6, document 3, pages 2 et 3.

<sup>161</sup> NS, volume 6, pages 118 et 120.

<sup>162</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 23.

En ce qui a trait à l'évaluation du coût de transport applicable aux nouveaux approvisionnements du Distributeur, la Régie se place dans une perspective où il faut choisir la ressource ayant le coût global, approvisionnement et transport, le plus avantageux pour les consommateurs tout en assurant un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement.

Ainsi, la Régie considère que l'allocation aux équipements de production existants ayant une réservation de transport de point à point d'un coût de transport équivalent à la perte de revenus du Transporteur pour cette réservation repose sur des hypothèses imprécises quant à la durée des pertes de revenus du Transporteur et quant au remplacement de cette réservation par une autre qui apporterait les mêmes revenus au Transporteur. Ainsi, le coût générique de transport pourrait être nul s'il n'y a pas de perte de revenus ou pourrait être très élevé si la perte de revenus était estimée sur 20 ans. De plus, ces informations ne seront explicitées que lors du dépôt des contrats à la Régie.

La Régie considère que les tarifs ne sont pas nécessairement un indicateur pertinent du coût économique pour la prise de décisions. Par exemple, comme le tarif de transport est uniforme sur tout le territoire du Québec, un coût de transport équivalent à une source qui serait située à la Baie James serait attribué à une installation de production située près de Montréal ayant nécessité très peu d'investissements pour son intégration au réseau.

Par ailleurs, la Régie constate que les coûts génériques ne reflètent pas la perte de marge de capacité sur le réseau de transport.

En somme, la Régie n'est pas convaincue de la robustesse de la méthodologie utilisée par le Distributeur étant donné ses préoccupations concernant le traitement des centrales existantes et la prise en compte de la perte de marge de capacité de transport. Elle demande donc que le Distributeur, à la suite de l'appel d'offres en cours et en fonction de l'expérience vécue, lui propose, s'il y a lieu, des méthodologies alternatives pour établir les coûts génériques de transport et ce, pour son prochain appel d'offres de long terme.

Par ailleurs, la Régie estime que le traitement au cas par cas prévu par le Distributeur pour déterminer les coûts d'intégration des nouvelles sources de production devrait permettre de tenir compte correctement des avantages et inconvénients associés à la localisation de ces nouvelles sources dans des endroits plus ou moins éloignés du réseau de transport principal.

### **3. ÉNERGIE SEULE**

#### **3.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR**

Le Distributeur ne propose pas d'inclure l'achat d'énergie seule dans ses appels d'offres. Il mentionne qu'il a besoin d'énergie pouvant être programmée ou dont la livraison est raisonnablement prévisible. Du point de vue du Distributeur, la valeur de l'énergie seule est beaucoup plus faible que celle des produits qu'il propose, tels les produits de base ou cyclables, et elle ne permet pas de combler à elle seule les besoins d'électricité des consommateurs.

De plus, le fait d'acheter de l'énergie seule exigerait que le Distributeur joue le rôle de promoteur devant appairer les caractéristiques de chacune des sources afin d'en arriver à un produit synthétique rencontrant les besoins requis.

Enfin, le Distributeur est d'avis que la négociation entre producteurs est la voie la plus efficace, sinon la seule voie, pour arriver à offrir un produit correspondant à ses besoins. Il préconise, comme il est courant sur le marché, que des groupes unissent leurs efforts pour offrir un produit adéquat. Ces ententes sont, par leur nature, très complexes et il est irréaliste de croire que le Distributeur pourra, dans un processus d'appel d'offres, trouver une combinaison parfaite<sup>163</sup>.

#### **3.2 POSITION DES INTERVENANTS**

ACÉE/S.É./STOP fait valoir que la possibilité, pour les producteurs d'énergie éolienne, de pouvoir soumissionner pour de l'énergie seulement, sans obligation de fournir de la puissance, est essentielle afin de permettre à cette filière de participer au présent appel d'offres.

Selon un comité de la National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), le défi de l'intermittence peut être surmonté par l'opérateur de réseau en interrompant l'alimentation d'autres sources lorsque de l'énergie éolienne est disponible, ou en stockant l'énergie équivalente, de manière à livrer le volume d'énergie correspondant à l'approvisionnement éolien en un autre lieu et un autre temps que le lieu et le temps où elle est produite.

---

<sup>163</sup> Pièce HQD-5, document 2, pages 35 et 36; pièce HQD-5, document 2.1, page 18.

L'intervenant note que le facteur d'utilisation des nouveaux approvisionnements requis par le Distributeur est nettement plus élevé que celui de l'approvisionnement patrimonial et également nettement plus élevé que celui de la plupart des centrales de production disponibles. Il y aurait donc clairement ouverture à ce que le Distributeur accepte des soumissions d'énergie seule, lui permettant ainsi d'acquérir de l'énergie additionnelle (en la stockant) au-delà de ce que pourraient lui fournir ses autres soumissionnaires en énergie avec puissance. Cette approche serait même susceptible d'être plus économique<sup>164</sup>.

L'intervenant plaide que le meilleur moyen de savoir si le produit d'énergie seule pourrait être acquis à un coût compétitif est de permettre à ce produit de concurrencer avec les autres. Une fois que toutes les offres seront rentrées, connues et évaluées selon tous les critères prévus, on choisira la combinaison de produits optimale permettant de répondre aux besoins du Distributeur<sup>165</sup>.

### 3.3 OPINION DE LA RÉGIE

La Régie n'est pas convaincue par les arguments du Distributeur qu'il n'y a pas lieu d'inclure l'énergie seule dans les appels d'offres.

Il est clair que l'énergie seule, qu'elle provienne de source éolienne, hydraulique ou autre, ne permet pas de combler à elle seule les besoins d'électricité des consommateurs. Cependant, il est faisable, à l'intérieur du processus d'appel d'offres, de combiner des achats d'énergie seule avec d'autres sources d'approvisionnement, incluant l'électricité patrimoniale, selon les besoins du Distributeur et selon la disponibilité de l'offre. En effet, il est possible d'apparier, à la fin du mois, les puissances horaires utilisées de la courbe patrimoniale (les « bâtonnets ») aux quantités horaires d'électricité réellement consommées. Cet outil peut s'accommoder d'une faible fourniture d'énergie intermittente.

Par ailleurs, le Distributeur plaide que ce n'est pas son rôle d'apparier les caractéristiques de chacune des sources pour obtenir un produit correspondant à ses besoins. La Régie note que le Distributeur devra gérer l'ensemble de ces approvisionnements. Elle constate aussi que le Distributeur prévoit déjà, à l'étape 3 du processus d'évaluation des offres, regrouper des soumissions avec des caractéristiques diverses afin d'obtenir une combinaison rencontrant ses besoins.

---

<sup>164</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-6, document 3, pages 4 et 5.

<sup>165</sup> NS, volume 12, pages 47 et 48.

La Régie considère qu'il y a des avantages à élargir le champ des sources d'approvisionnement possibles et à ne pas exclure d'emblée un type de projet d'un appel d'offres. Il est préférable d'obtenir des prix pour un plus large ensemble de produits. Ensuite, en examinant les combinaisons des produits soumis et des sources disponibles, le Distributeur pourra choisir la combinaison optimale répondant le mieux à ses besoins.

La Régie demande donc au Distributeur de permettre le produit d'énergie seule, pour une partie ses besoins, dans ses prochains appels d'offres et de le considérer dans son futur plan d'approvisionnement.

#### **4. RISQUES DÉCOULANT DU CHOIX DES SOURCES D'APPROVISIONNEMENT ET CRITÈRES DE SÉLECTION DES OFFRES**

##### **4.1 RISQUES ASSOCIÉS AUX FORMULES DE PRIX**

###### **INTRODUCTION**

Dans sa demande initiale, le Distributeur propose une formule de prix indexée sur les coûts des combustibles<sup>166</sup>. À l'issue de la première phase de l'étude du plan d'approvisionnement, la Régie émettait l'opinion que certains soumissionnaires auraient possiblement intérêt à gérer eux-mêmes le risque du coût du combustible selon leurs compétences propres et demandait ainsi au Distributeur, pour le premier appel d'offres, de laisser le choix au soumissionnaire de proposer des prix avec ou sans formule d'indexation sur le prix du combustible<sup>167</sup>.

Au cours de la phase 2 de l'étude du dossier, certains intervenants soulèvent les enjeux suivants.

###### **POSITION DES INTERVENANTS**

ACÉÉ/S.É./STOP souligne qu'il pourrait y avoir un traitement discriminatoire des différentes filières. En effet, le risque des filières thermiques est le prix des combustibles,

---

<sup>166</sup> Pièce HQD-2, document 4, pages 6 à 8.

<sup>167</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 34.

tandis que les risques de l'hydraulique et de l'éolien sont reliés aux aléas de la météo ainsi qu'aux variations des taux d'intérêt. L'intervenant propose d'établir une prime de risque prévisionnelle et de l'ajouter aux soumissions qui ont fait appel à une formule de prix proposant un élément variable<sup>168</sup>.

En ce qui concerne l'indexation des prix de l'électricité pour tenir compte de la variation de certains paramètres tels que le prix des combustibles, l'AIEQ recommande, pour des motifs d'équité entre les filières et d'efficience, qu'une partie de la variation des prix de l'électricité soit assumée par le promoteur, qu'une seconde partie soit assumée par le Distributeur et que seule la variation résiduelle soit refilée au consommateur. L'intervenante propose la création d'un groupe de travail pour mettre au point une formule de partage de risque<sup>169</sup>.

## **POSITION DU DISTRIBUTEUR**

Le Distributeur soutient que les promoteurs d'énergies renouvelables peuvent également tirer profit de formules d'indexation basées sur les fluctuations d'éléments de coût qui leur sont propres. Les fluctuations de taux d'intérêt constituent le meilleur exemple d'un risque qu'un producteur utilisant des énergies renouvelables pourrait tenter de gérer. Or, rien dans la preuve déposée ne permet de conclure que le Distributeur refuserait d'assumer ce type de risque.

Le Distributeur s'oppose à la proposition de former un groupe de travail pour mettre au point une formule de partage de risques, car le présent dossier et tous ceux qui porteront sur l'approbation par la Régie d'un plan d'approvisionnement permettent des discussions sur les divers risques<sup>170</sup>.

## **OPINION DE LA RÉGIE**

La Régie doit accorder un traitement égal à toutes les sources d'approvisionnement et note la précision du Distributeur selon laquelle, chaque filière ayant sa propre structure de coût, les promoteurs des projets peuvent proposer des formules de prix sur la base d'indices qui reflètent les coûts qui leur sont propres, comme le coût du combustible ou les taux d'intérêt.

---

<sup>168</sup> NS, volume 12, pages 54 et 55.

<sup>169</sup> Plaidoyer de l'AIEQ, page 7.

<sup>170</sup> Pièce HQD-5, document 2.1, page 16.

La Régie est d'avis que les formules de prix ont l'avantage de favoriser la participation de plus de fournisseurs potentiels et ainsi de stimuler la concurrence. Elle reconnaît, par exemple, que le coût du combustible représente pour certains producteurs une partie importante de leur coût de revient et qu'une formule de prix leur permet de couvrir ce risque de fluctuations. Les producteurs qui ont peu d'outils de gestion de cet approvisionnement exigeraient une prime élevée s'ils devaient assumer le risque inhérent aux variations du coût du combustible.

La Régie accepte le principe, pour les prochains appels d'offres, des formules de prix indexées à différents indices. Elle rejette la proposition de former un groupe de travail sur ce sujet.

## **4.2 MATURITÉ DE LA TECHNOLOGIE ET CRITÈRE RELATIF À L'EXPÉRIENCE DU SOUMISSIONNAIRE**

### **POSITION DU DISTRIBUTEUR**

Le Distributeur pose comme exigences minimales que le procédé ait atteint la maturité technologique et que les équipements stratégiques soient disponibles sur une base commerciale. Il indique aussi que les versions évoluées de technologies démontrées seraient considérées comme mures quelle que soit la filière. En fait, le Distributeur veut pouvoir refuser des prototypes et s'appuyer sur la démonstration que plusieurs modèles de la technologie proposée sont déjà en exploitation<sup>171</sup>.

### **POSITION DES INTERVENANTS**

ACÉÉ/S.É./STOP affirme que la technologie éolienne est une technologie mature. Cependant, certaines modifications techniques seront apportées et de futurs projets pourront inclure des pièces d'équipement qui seront nouvelles<sup>172</sup>. L'intervenant craint que l'application stricte de cette règle, lors des appels d'offres, vienne exclure ces projets. Il précise aussi que : « *Cette nouvelle règle empêcherait la démonstration de toute nouvelle filière de production électrique et peut être d'amélioration technologique de filières déjà existantes.* »<sup>173</sup>

---

<sup>171</sup> Pièce HQD-5, document 2.1, page 15; pièce HQD-2, document 4, page 5.

<sup>172</sup> NS, volume 12, page 62.

<sup>173</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-6, document 3, page 4.

De son côté, la FCEI propose ce qui suit :

*« Les entreprises n'ayant pas l'expérience du développement et de l'exploitation d'au moins un projet de nature similaire ou utilisant des procédés disponibles commercialement mais n'ayant pas atteint leur maturité technologique pourront avoir accès à 5% des appels d'offres jusqu'à un maximum de 1% des besoins totaux du Distributeur, dans la mesure où le prix du répondant n'est pas supérieur au prix le plus élevé du reste de l'appel d'offres en cours. »<sup>174</sup>*

### **OPINION DE LA RÉGIE**

En phase 1, la Régie émettait l'opinion qu'il était raisonnable de tenir compte du niveau de maturité d'une technologie dans le cadre d'un appel d'offres. Étant donné la difficulté d'évaluer ce niveau de maturité, elle demandait au Distributeur d'être plus précis dans la définition du seuil d'exclusion des technologies<sup>175</sup>.

La Régie constate que le Distributeur est prêt à accepter des versions évoluées de technologies déjà matures. Il persistera toujours une certaine discrétion pour juger si le choix d'un nouvel équipement représente une évolution de la technologie ou si le projet proposé n'est pas suffisamment mature, mais la Régie considère qu'il est raisonnable qu'un distributeur d'électricité, qui doit s'assurer de la sécurité de ses approvisionnements, mette une clause semblable dans ses appels d'offres.

La Régie juge inappropriée la proposition selon laquelle le Distributeur réserve d'office une partie de ses approvisionnements à des nouvelles technologies ou à des promoteurs n'ayant pas l'expérience du développement et de l'exploitation d'un projet de nature similaire. Les promoteurs de ces technologies possèdent d'autres avenues pour développer leurs projets de démonstration, en passant par des organismes gouvernementaux, des producteurs déjà établis ou en les proposant au secteur privé.

---

<sup>174</sup> Pièce FCEI -2, page 20.

<sup>175</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 31.

### 4.3 ÉTAPE 2 DU PROCESSUS DE SÉLECTION

#### RAPPEL DU PROCESSUS

Dans une première étape, les projets qui ne satisfont pas aux exigences minimales requises sont éliminés. Lors de la deuxième étape, une évaluation des critères à incidence monétaire et non monétaire est réalisée pour chacun des projets pris individuellement, afin de procéder à un classement des projets par ordre d'intérêt en vue de la troisième étape. À l'étape 3, les projets les plus intéressants sont regroupés pour former des combinaisons de projets, lesquelles font l'objet d'une évaluation monétaire plus détaillée<sup>176</sup>.

#### POSITION DES INTERVENANTS

ACÉÉ/S.É./STOP relève la déclaration du Distributeur selon laquelle aucune soumission n'est éliminée ou rejetée à l'étape 2 du processus de sélection. Littéralement, cela signifie qu'une soumission qui aurait un très faible pointage en tenant compte de tous les critères monétaire et non monétaires de l'étape 2 pourrait faire partie de la combinaison gagnante à l'étape 3, à l'issue du processus de sélection. Cet intervenant recommande en conséquence que, pour tous les appels d'offres à venir, les mêmes critères monétaire et non monétaires soient utilisés aux étapes 2 et 3<sup>177</sup>.

#### POSITION DU DISTRIBUTEUR

En ce qui concerne le rejet possible de soumissions à l'étape 2, le Distributeur précise que cette étape permet d'effectuer un premier classement des soumissions afin de limiter le nombre de combinaisons de soumissions qui seront analysées plus en détail à l'étape suivante. Selon lui, il n'est pas possible a priori de déterminer combien d'offres seront utilisées pour former des combinaisons. En effet, le choix et le nombre de soumissions retenues pour l'étape 3 peuvent varier en fonction des besoins à combler, de l'envergure des soumissions et des possibilités pour le Distributeur de combiner des soumissions. Ce sont les meilleures soumissions de chaque catégorie qui seront retenues pour former des combinaisons à l'étape 3<sup>178</sup>.

---

<sup>176</sup> Pièce HQD-2, document 4, page 12; décision D-2001-191, 24 juillet 2001, annexe 1, page 8.

<sup>177</sup> NS, volume 12, page 41.

<sup>178</sup> Pièce HQD-5, document 2.1, page 13.

## OPINION DE LA RÉGIE

La Régie constate que l'étape 2 du processus de sélection sert à classer les projets selon le pointage obtenu. C'est en utilisant ce classement que les meilleures soumissions seront choisies pour effectuer les combinaisons de l'étape 3. La Régie comprend le besoin de souplesse du Distributeur dans son processus de sélection. Elle prend aussi en note que le Distributeur a précisé : «*Finally, at the stage 3, the evaluation process will allow to capture, through simulation models, the monetary incidence of several criteria of the stage 2.*»<sup>179</sup>

La Régie croit qu'il n'est pas opportun de modifier la procédure d'appel d'offres alors que celle-ci n'a pas encore été testée. Elle s'attend à ce que, lors des appels d'offres à venir, la méthodologie d'affectation des points non monétaires soit bien définie<sup>180</sup> ainsi que la façon dont les critères de l'étape 2 seront pris en compte dans les modèles de simulation de l'étape 3.

## 4.4 DÉVELOPPEMENT DURABLE

### POSITION DU DISTRIBUTEUR

Le Distributeur s'oppose à la proposition de plusieurs intervenants d'inclure un critère relatif au développement durable dans la grille de sélection des offres et maintient, en phase 2, sa position exprimée lors de la phase 1 du présent dossier.

En réponse à une question de la Régie sur l'adoption d'une perspective de développement durable par le Distributeur lors de la sélection de ses approvisionnements, celui-ci affirme que l'engagement d'Hydro-Québec envers le développement durable est concret, transparent et de notoriété publique<sup>181</sup> et qu'il ne faut surtout pas douter de l'adhésion du Distributeur à cette valeur profonde de l'entreprise. La question est davantage de savoir comment on peut intégrer ce concept tout en prenant en compte le cadre réglementaire défini autant par la Loi que par l'ensemble des politiques, normes ou règlements que peuvent adopter les différents paliers de gouvernement<sup>182</sup>.

---

<sup>179</sup> Pièce HQD-5, document 2.1, page 14.

<sup>180</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 33.

<sup>181</sup> Pièce HQD-6, document 1, pages 58 et 59.

<sup>182</sup> NS, volume 3, page 50.

Le Distributeur rappelle que le gouvernement n'a pas jugé opportun, dans le présent dossier, d'indiquer à la Régie des « préoccupations économiques, sociales ou environnementales » à prendre en compte, comme l'article 72 de la Loi le prévoit<sup>183</sup>.

Le Distributeur explique que la loi 116 a modifié sensiblement l'article 72 de la Loi. En vertu de la nouvelle loi, le Distributeur doit dorénavant préparer un plan d'approvisionnement après application des mesures d'efficacité énergétique et considérer le prix le plus bas selon les conditions demandées et non pas le coût social. Il doit aussi prendre en compte les risques.

Dans ce nouveau contexte, le Distributeur explique que son plan répond aux impératifs du développement durable parce qu'il inclut d'abord une provision en matière d'efficacité énergétique. Cette provision sera remplacée par une prévision qui découlera de la décision de la Régie sur son plan global en efficacité énergétique.

Ensuite, le Distributeur considère que la recherche du maximum de concurrence et du prix le plus faible pour répondre à ses besoins est un autre paramètre très important du développement durable, dans sa compréhension de ce concept.

Enfin, la proposition du Distributeur est de transférer les risques environnementaux aux promoteurs des projets. Ceux-ci doivent non seulement respecter les normes, mais assumer les risques reliés à l'évolution future de ces normes. Ils devront aussi assumer les conséquences de l'instauration éventuelle d'un système de droits d'émission pour les gaz à effet de serre. Ils devront enfin s'assurer de l'acceptabilité sociale de leurs projets. Selon le Distributeur, le transfert de ces risques aux promoteurs revient en quelque sorte à « internaliser » ces coûts potentiels dans le prix des projets. Ajouter des critères environnementaux dans la grille de sélection lui apparaît donc faire double emploi<sup>184</sup>.

Le Distributeur mentionne aussi que l'introduction d'un critère supplémentaire sur les gaz à effet de serre ou le fait de privilégier davantage les énergies renouvelables aurait un impact majeur sur la concurrence, sur les prix d'achat et sur la diversité de son portefeuille d'approvisionnement<sup>185</sup>. En outre, cet exercice serait complexe et nécessiterait des règles claires, objectives et simples, le Distributeur évoluant dans un cadre où il peut faire l'objet de poursuites<sup>186</sup>.

---

<sup>183</sup> Pièce HQD-6, document 1, page 61.

<sup>184</sup> NS, volume 3, pages 50 à 56.

<sup>185</sup> Pièce HQD 6, document 1, pages 69 et 70.

<sup>186</sup> NS, volume 3, page 57.

## POSITION DES INTERVENANTS

ACÉÉ/S.É./STOP propose l'établissement de dix indicateurs environnementaux et une classification des projets en fonction de ces indicateurs, sur la base d'informations produites par les soumissionnaires<sup>187</sup>. ACÉÉ/S.É./STOP recommande que le nombre de points attribuables à ce critère soit de 20 points sur 100<sup>188</sup>.

L'intervenant indique qu'à partir de ces dix indicateurs, il serait aussi possible d'affecter un pointage à chaque projet, par exemple de 0 à 10 et un pointage global en pondérant chacun des indicateurs. Cependant, cela ne justifie pas, à son avis, un processus qui pourrait être long, complexe et coûteux, visant à dégager un consensus préalable sur cette pondération<sup>189</sup>.

Sa proposition s'inspire, entre autres, d'un rapport de l'Agence internationale de l'énergie qui permet la comparaison entre des centrales de production appartenant à différentes filières. Il rappelle qu'Hydro-Québec a elle-même développé un outil permettant la comparaison des différentes filières en publiant des fiches sur la base de certains indices et s'inspirant du rapport de l'Agence internationale. Ces fiches sont mises en preuve par l'intervenant.

ACÉÉ/S.É./STOP cite l'alinéa 2 de l'article 74.1 de la Loi : « *La procédure d'appel d'offre et d'octroi doit notamment favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées* ». Selon son interprétation, les mots « notamment » et « favoriser » indiquent que le Distributeur peut utiliser des critères de sélection non économiques et que, d'ailleurs, il en propose déjà<sup>190</sup>.

L'AIEQ recommande l'ajout d'un ou de plusieurs critères reliés à la performance environnementale, incluant au minimum le caractère renouvelable de la ressource et les émissions de gaz à effet de serre<sup>191</sup>. Cette intervenante appuie aussi l'inclusion dans la grille de sélection d'une série plus complète de critères environnementaux telle que celle proposée par ACÉÉ/S.É./STOP ou celle proposée par le GRAME-UDD. L'AIEQ ajoute qu'elle ne croit pas que, retenir des critères environnementaux dans le processus de sélection des soumissions fasse double emploi avec les responsabilités attribuées au ministère de l'Environnement dans le processus d'attribution des permis<sup>192</sup>.

---

<sup>187</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-3, document 1, page 12.

<sup>188</sup> Argumentation d'ACÉÉ/S.É./STOP, phase 1, page 47.

<sup>189</sup> Pièce ACÉÉ-SÉ-GS-3, document 4, pages 1 et 2.

<sup>190</sup> NS, volume 12, pages 64, 65 et 73.

<sup>191</sup> Mémoire de l'AIEQ, page 30.

<sup>192</sup> Plaidoyer de l'AIEQ, page 6.

AQCIE/AIFQ endosse l'approche du Distributeur et considère que l'inclusion des externalités environnementales dans les critères de sélection des offres alourdirait le processus et entraînerait des coûts additionnels<sup>193</sup>.

ARC/FACEF soumet que la question des critères environnementaux est fondamentale et que tout décideur devrait en tenir compte pour l'avenir. Cet intervenant recommande la création d'un groupe de travail pour étudier plus à fond cette question et valider les coûts qui y sont ou non attachés<sup>194</sup>.

La FCEI considère qu'il y a lieu d'avoir un critère environnemental, mais que celui-ci doit être simple et facile d'application et ce, sans avoir d'impact indu sur le prix des soumissionnaires<sup>195</sup>.

Le GRAME-UDD soumet que la Régie, dans une perspective de développement durable, devrait reconnaître que le coût le plus bas doit être interprété comme le coût social le plus bas en tenant compte des externalités<sup>196</sup>. La recherche du coût social le plus bas implique la prise en compte des externalités et des taux d'actualisation qui sont en général très bas et qui dépendent de la longueur de la période considérée<sup>197</sup>.

Cet intervenant propose trois options. Les deux premières options font intervenir la monétisation d'externalités. L'option 3 utilise une grille multicritère en affectant un pointage de 24 points sur un total de 100 aux différentes soumissions<sup>198</sup>.

Le GRAME-UDD recommande la monétisation des externalités et précise que, même s'il peut y avoir des divergences sur les modalités d'intégration des critères environnementaux, il ne fait aucun doute que les intervenants s'entendent pour dire que ne pas considérer les impacts environnementaux et sociaux revient à faire le pire choix, c'est-à-dire leur accorder la valeur zéro. L'intervenant considère qu'un nombre élevé d'indicateurs pour un critère de développement durable représente un risque de diluer les impacts majeurs. Il ajoute que les dix indicateurs proposés par ACÉÉ/S.É./STOP sont appropriés et il considère le rapport de l'Agence internationale de l'énergie comme étant la meilleure référence actuellement disponible sur les impacts environnementaux des sources de production d'électricité<sup>199</sup>.

---

<sup>193</sup> NS, volume 11, page 111.

<sup>194</sup> NS, volume 11, pages 212 et 213.

<sup>195</sup> Pièce FCEI-6, page 16.

<sup>196</sup> Pièce GRAME/UDD-3, document 1, page 68.

<sup>197</sup> Pièce GRAME/UDD-3, document 2, page 9.

<sup>198</sup> Pièce GRAME/UDD-3, document 1, pages 51 à 62; pièce GRAME-UDD-4.

<sup>199</sup> NS, volume 8, pages 34 et 98; NS, volume 12, pages 105 et 107.

Le RNCREQ soumet une approche intérimaire pour l'appel d'offres de 2002 et une démarche de long terme pour les appels d'offres de 2003 et les suivants. Il favorise une approche simple et objective, car les promoteurs doivent être en mesure de prévoir de quelle manière leur soumission sera évaluée<sup>200</sup>.

L'approche intérimaire proposée repose sur une évaluation des projets thermiques seulement, au moyen de 4 indicateurs. Le pointage recommandé est de 25 points sur 100. L'intervenant propose que, dans le cas d'une soumission avec un projet hydroélectrique, celle-ci se voit attribuer la note environnementale moyenne des projets thermiques identifiés préalablement<sup>201</sup>.

À ce sujet, l'AIEQ ne partage pas la position du RNCREQ, jugeant cette approche pénalisante pour les projets hydroélectriques<sup>202</sup>. D'autres intervenants, référant aussi à cette approche à deux volets, ont déclaré préférer l'adoption d'une seule grille de critères environnementaux s'appliquant à tous les promoteurs, indépendamment de la filière de production<sup>203</sup>.

La démarche de long terme proposée par le RNCREQ consiste à intégrer des externalités environnementales, soit en utilisant la monétisation, soit l'analyse multicritère, soit une combinaison des deux<sup>204</sup>.

Le RNCREQ considère aussi que le risque de double emploi évoqué par le Distributeur en ce qui concerne l'introduction d'un critère environnemental est irréaliste. Il considère que le promoteur, lors d'une décision d'affaires, ne tiendra probablement pas compte d'une réglementation future ou il l'escomptera fortement<sup>205</sup>.

L'intervenant considère qu'en l'absence d'indication du gouvernement de préoccupations spécifiques, la Régie doit appliquer tous les articles de sa Loi et avoir en toile de fond une perspective de développement durable, c'est-à-dire des préoccupations économiques, sociales et environnementales<sup>206</sup>.

---

<sup>200</sup> NS, volume 9, page 61.

<sup>201</sup> Témoignage de Philippe U. Dunsky, phase 2, page 25.

<sup>202</sup> Plaidoyer de l'AIEQ, page 7.

<sup>203</sup> NS, volume 12, pages 76 et 115.

<sup>204</sup> Témoignage de Philippe U. Dunsky, phase 2, pages 5 à 17.

<sup>205</sup> NS, volume 9, page 75.

<sup>206</sup> NS, volume 12, page 175.

## OPINION DE LA RÉGIE

La Régie étudie ce plan d'approvisionnement sur la base de sa mission exprimée à l'article 5 de sa Loi et le gouvernement ne lui a pas indiqué spécifiquement de préoccupations économiques, sociales ou environnementales dans le présent dossier. La Régie avait d'ailleurs demandé, à l'issue de la phase 1 du dossier, que le Distributeur lui démontre que son plan d'approvisionnement répond aux impératifs du développement durable, de l'intérêt public et au critère d'équité au plan individuel comme au plan collectif<sup>207</sup>.

La Régie reconnaît que le Distributeur a introduit dans son plan d'approvisionnement certains éléments qui répondent aux impératifs du développement durable. Cependant, elle considère qu'en plus, il y aurait lieu d'ajouter un critère non monétaire relié à ce concept dans la grille d'évaluation des offres.

Le processus de sélection doit favoriser l'octroi des contrats d'approvisionnement sur la base du prix le plus bas pour les quantités d'électricité et les conditions demandées. Le concept de développement durable intègre, selon la compréhension de la Régie, non seulement les préoccupations économiques, mais aussi les préoccupations sociales et environnementales. Ce concept est justement né du besoin de jumeler ces trois préoccupations dans un processus décisionnel, dans un souci d'équité intragénérationnelle et intergénérationnelle.

La Régie considère que le développement durable est un concept global introduit en particulier dans la politique énergétique du gouvernement du Québec. Dans le présent dossier, le faire équivaloir au simple respect des lois environnementales existantes le dénuderait de son sens. Les projets, même s'ils respectent les normes gouvernementales, ont des impacts sociaux et environnementaux variables et il apparaît raisonnable à la Régie que ces impacts soient pris en compte.

La Régie note que parmi les composantes du développement durable, le processus de sélection des offres prend déjà en compte surtout des aspects économiques. Les autres aspects sociaux et environnementaux doivent aussi être considérés de façon équilibrée. Le Distributeur prétend que ces derniers aspects sont pris en compte, car les risques qui en découlent sont transférés aux promoteurs. La Régie juge cette approche insuffisante et les risques résiduels justifient l'utilisation d'un critère non monétaire. Elle ne considère pas, comme d'ailleurs dans le cas des autres critères non monétaires, qu'il y aurait là double emploi. En outre, les objectifs visés par un critère relatif au développement durable dans le

---

<sup>207</sup> Décision D-2002-17, 21 janvier 2002, page 27.

processus de sélection des offres n'empiètent pas sur les responsabilités du ministère de l'Environnement.

La Régie refuse la suggestion de lancer un groupe de travail, entre autres parce qu'elle ne retient pas la monétisation des externalités des filières et l'évaluation du coût social de chaque option. Elle préconise une approche simple et juge que la grille de sélection des offres pour les appels d'offres de long terme devrait inclure un critère non monétaire relié au développement durable.

La preuve montre que plusieurs études et analyses sont à la disposition du Distributeur et qu'Hydro-Québec a contribué à certaines d'entre elles. Ces analyses et études permettraient de comparer les différentes filières sur la base de plusieurs indices reliés à la perspective du développement durable. Par exemple, un intervenant a déposé des fiches issues d'Hydro-Québec qui fournissent une comparaison des filières sur la base de plusieurs indicateurs majeurs. Le Distributeur pourrait également s'inspirer de l'option 3 du GRAME-UDD ou de l'approche d'ACÉÉ/S.É./STOP. Le critère non monétaire relatif au développement durable devrait inclure quelques indicateurs couvrant l'ensemble des filières probables qui seront évaluées en fonction d'informations de base simples à fournir par les soumissionnaires.

En conclusion, la Régie demande au Distributeur de proposer à la Régie, avant le prochain appel d'offres de long terme, un critère non monétaire relié au développement durable et de lui attribuer un pointage significatif à l'intérieur des 40 points alloués à l'ensemble des critères non monétaires de la grille de sélection.

VU ce qui précède;

**CONSIDÉRANT** la *Loi sur la Régie de l'énergie*<sup>208</sup>;

**CONSIDÉRANT** le *Règlement sur la teneur et la périodicité du plan d'approvisionnement*<sup>209</sup>;

**La Régie de l'énergie :**

**ACCUEILLE**, avec les précisions et les modifications apportées dans la présente décision, la demande révisée du Distributeur;

**APPROUVE**, avec les précisions et les modifications apportées dans la présente décision, la grille d'évaluation des offres et sa pondération;

**ORDONNE** au Distributeur de se conformer à chacune des ordonnances, demandes, prescriptions et conditions énoncées dans la présente décision, selon les délais fixés;

**AUTORISE** le dépôt par les intervenants admissibles de leur demande de paiement de frais pour la phase 2 du dossier, dans un délai de 30 jours;

---

<sup>208</sup> L.R.Q., c. R-6.01.

<sup>209</sup> Décret 925-2001, 9 août 2001, (2001) 133 G.O. II, 6038.

**RÉSERVE** sa décision sur l'utilité de la participation des intervenants et sur l'établissement du quantum des frais devant leur être accordés.

Anita Côté-Verhaaf  
Régisseure

Anthony Frayne  
Régisseur

Michel Hardy  
Régisseur

**Liste des représentants :**

- Action Réseau consommateur et Fédération des Associations Coopératives d'Économie Familiale (ARC/FACEF) représenté par M<sup>e</sup> Claude Tardif;
- Association canadienne d'énergie éolienne, Stratégies énergétiques et Groupe STOP (ACÉÉ/S.É./STOP) représenté par M<sup>e</sup> Dominique Neuman;
- Association de l'industrie électrique du Québec (AIEQ) représentée par M<sup>e</sup> Louis-A. Leclerc;
- Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Association des industries forestières du Québec (AQCIE/AIFQ) représenté par M<sup>e</sup> Guy Sarault;
- Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (FCEI) représentée par M<sup>e</sup> André Turmel;
- Groupe de recherche appliquée en macroécologie et Union pour le développement durable (GRAME-UDD) représenté par M<sup>e</sup> Éric Couture;
- Hydro-Québec représentée par M<sup>e</sup> Simon Turmel;
- Option consommateurs (OC) représentée par M<sup>e</sup> Yves Fréchette;
- Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ) représenté par M<sup>e</sup> Hélène Sicard;
- Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) représentée par M<sup>e</sup> Jocelyn B. Allard;
- M<sup>es</sup> Richard Lassonde et Philippe Garant pour la Régie de l'énergie.