



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

**Concernant la demande d'approbation des dispositions
tarifaires applicables à une option d'électricité
interruptible**

Témoignage de

Philip Raphals

Pour le

**Regroupement national des Conseils régionaux de l'environnement
(RNCREQ)**

Régie de l'énergie

R-3518-03

21 novembre 2003

TABLE DES MATIÈRES

1	Qualifications.....	1
2	Mandat 2	
3	Justification de l'option interruptible	2
4	Les coûts de l'option.....	8
5	Le contrat patrimonial	9
6	Conclusions	10

1 Qualifications

Q Quel est votre nom, titre et adresse d'affaires ?

R Je m'appelle Philip Raphals. Je suis Directeur du Centre Hélios, situé au 326 boul. St.-Joseph est, suite 100, Montréal, Québec, H2T 1J2.

Q Veuillez décrire le Centre Hélios.

R Fondé en 1996, le Centre Hélios est un organisme de recherche à but non lucratif, offrant une expertise indépendante dans le secteur de l'énergie. Le Centre Hélios produit et rend disponibles les connaissances requises pour la mise en oeuvre de stratégies, politiques, approches réglementaires et choix économiques favorisant le développement durable et équilibré du secteur énergétique.

Q Veuillez décrire votre expérience professionnelle pertinente à ce dossier.

R Mon expérience est résumée dans mon Curriculum vitae, qui est joint à ce témoignage. Mes activités professionnelles ont touché un grand nombre de sujets reliés à la planification, la réglementation et la tarification des réseaux électriques. Ceux-ci incluent, entre autres, la restructuration des marchés énergétiques, les processus de planification, la réglementation du transport d'électricité, l'efficacité énergétique et la sécurité des approvisionnements dans un réseau hydraulique.

Q Avez-vous témoigné auparavant devant la Régie?

R Oui, à plusieurs reprises. J'ai témoigné à titre d'expert dans les dossiers suivants : R-3398-98 (tarifs de fourniture), R-3401 (tarif de transport d'Hydro-Québec), R-3473-02 (Plan d'efficacité énergétique d'Hydro-Québec) et, plus récemment, R-3492-02 phase 2 (cause tarifaire du Distributeur, en cours). Dans R-3470 (Plan d'approvisionnement d'Hydro-Québec) j'étais reconnu comme expert dans la sécurité des approvisionnements.

2 Mandat

Q Veuillez décrire le mandat que vous a donné le RNCREQ.

R Le RNCREQ m'a demandé d'analyser et de commenter la demande du Distributeur dans le présent dossier, notamment quant à sa justification, aux coûts de l'option, ainsi qu'à ses implications à l'égard du contrat patrimonial.

3 Justification de l'option interruptible

Q Quelle est la justification présentée par le Distributeur pour sa demande de créer une option de l'électricité interruptible pour les grands clients industriels ?

R La section « Besoins du Distributeur » de la preuve en chef (HQD-1, doc. 1) justifie la proposition d'une option interruptible en citant des besoins en pointe du Distributeur, tenant compte des aléas climatiques.

Étant donné le risque réel de conditions climatiques extrêmes, le Distributeur propose de mettre en place une option d'électricité interruptible, comme complément aux achats de court terme et à l'éventuelle entente cadre avec Hydro-Québec Production¹.

Q Est-ce que la Régie a reconnu la nécessité d'avoir recours à la puissance interruptible dans le court terme ?

R Dans sa décision sur le Plan d'approvisionnement, la Régie ne semble en avoir vu aucun besoin à court terme. En même temps, elle s'est montrée ouverte à l'utilisation de la puissance interruptible pour des besoins précis, en demandant au Distributeur de lui présenter une analyse plus poussée lors du prochain Plan d'approvisionnement :

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

¹ HQD-1, doc. 1, pages 7 à 8.

rôle que peut jouer ce produit dans le plan d'approvisionnement et présenter à la Régie les résultats de cette analyse dans son prochain plan².

Q Quels sont les critères de fiabilité en puissance du Distributeur ?

R Le critère de fiabilité en puissance adopté par la Régie dans le Plan d'approvisionnement correspond à une espérance de délestage de 2,4 heures par année, conformément aux exigences du Northeast Power Coordinating Committee (NPCC), qui est un des dix conseils régionaux du North American Electric Reliability Council (NERC). Or, selon le Distributeur, une réserve équivalente à 11 % de la pointe prévue est suffisante pour rencontrer ce critère :

Les dernières études réalisées dans le cadre de la Revue triennale sur la suffisance des ressources que doit soumettre Hydro-Québec au NPCC montrent que les besoins de réserve s'établissent à long terme à environ 11% de la pointe prévue des besoins³.

Pour l'hiver 2003-2004, cela implique une réserve en puissance de 3 600 MW⁴.

Q Est-ce que cette réserve tient compte des aléas climatiques ?

R Le critère du NPCC (ou de NERC), cité par le Distributeur dans son dernier *État d'avancement du Plan de ressources*, exige que les ressources de production soient suffisantes pour que la probabilité de délestage due aux déficiences de ressources soit, en moyenne, au maximum une fois en dix ans.

4.0 Ressource Adequacy – Design Criteria

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.⁵

² D-2002-169, page 50.

³ Hydro-Québec, *État d'avancement du Plan d'approvisionnement 2002-2011* (31 octobre 2003), p. 21.

⁴ *Ibid.*

⁵ NPCC, Basic Criteria for Design and Operation of Interconnected Power Systems, p. 4 (<http://www.npcc.org/PublicFiles/Reliability/CriteriaGuidesProcedures/A-02.pdf>).

La NERC calcule pour chaque mois la marge de réserve disponible (Available Reserve Margin), équivalent à :

$$\frac{\text{Ressources Disponibles} - \text{Demande Prévue}}{\text{Demande Prévue}}$$

Elle précise :

This is the capacity available to cover random factors such as forced outages of generating equipment, demand forecast errors, weather extremes, and capacity service schedule slippage⁶.

On peut donc conclure que la marge de 11 % établie par Hydro-Québec comme la réserve requise pour rencontrer le critère de fiabilité du NPCC tient compte déjà de l'incertitude du climat, au même titre que celles reliées à la croissance démographique, économique, etc.

- Q Étant donné la haute pénétration du chauffage électrique au Québec, doit-on tenir compte des aléas climatiques de façon distincte ?**
- R Dans ses analyses détaillées, il est bien sûr approprié que le Distributeur tienne compte des aléas climatiques de façon explicite. Toutefois, la volatilité de la demande reliée à la haute pénétration du chauffage électrique doit se refléter dans le calcul du niveau de réserve requis pour rencontrer le critère de fiabilité. Il serait donc extrêmement surprenant si Hydro-Québec n'avait pas tenu compte de l'incertitude climatique en fixant sa marge de réserve requise à 11 %.
- Q Est-ce que les approvisionnements existants du Distributeur, sans la nouvelle option interruptible, sont suffisants pour respecter son critère de fiabilité ?**
- R Selon les documents du Distributeur, la réponse est oui. Le plus récent *État d'avancement* indique que la puissance installée requise pour l'hiver 2003-04, tenant compte des besoins visés par le Plan ainsi que de la réserve requise pour respecter le critère de fiabilité, est de 37 800 MW⁷. Selon ce même document, les approvisionnements existants du Distributeur sont de 38 480 MW, chiffre qui tient compte de l'approvisionnement patrimonial et de la

⁶ North American Electric Reliability Council, *2003/2004 Winter Assessment : Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America*, Nov. 2003, p. 11 (ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/pubs/winter2003-04.pdf).

⁷ État d'avancement, Tableau 4.2, p. 21.

réserve qui s'y applique, ainsi que de l'entente avec HQP pour l'approvisionnement du tarif BT. Ce chiffre représente donc un surplus de 680 MW au-delà des besoins⁸.

Dans sa preuve du présent dossier, le Distributeur choisit de présenter ses besoins autrement, en traitant les aléas climatiques de façon distincte. La conclusion est néanmoins la même. Si l'on ajoute des aléas climatiques ayant une probabilité de 2,5 % (2 écarts-types) aux besoins en puissance selon le scénario fort de croissance de la demande, on obtient une puissance totale requise de $34\,670 + 2\,400 = 37\,170$ MW⁹. Encore une fois, ces besoins sont moindres que les ressources dont dispose le Distributeur, par une marge de 1 310 MW.

Q Si le Distributeur dispose de toutes les ressources en puissance dont il aura besoin pour l'hiver 2003-04, comment expliquez-vous le rapport récent du NERC selon lequel Hydro-Québec n'aurait pas suffisamment de ressources cet hiver pour rencontrer son critère de fiabilité en puissance ?

R Selon le dernier rapport du North American Electric Reliability Council (NERC), les réserves en puissance d'Hydro-Québec seront de 2 926 MW, ce qui est 550 MW moindre que la réserve requise de 3 475 MW.

The planning reserve requirement for the Québec control area for the winter 2003/2004 period is 3,475 MW. For the month of January, the capacity margin is expected to be only 2,926 MW, a shortfall of 550 MW. If the return of the 660 MW Gentilly 2 nuclear plant is delayed beyond late December 2003, that shortage could be further increased. The shortage would be dealt with through various possible actions, including purchases from neighboring systems, implementation of a new load management program for large industrial customers, or advancing the commissioning date for the second generating unit at Sainte-Marguerite 3 hydro plant to January of 2004¹⁰.

Vu d'une autre manière, le rapport de NERC indique que les ressources en puissance disponible à Hydro-Québec en janvier 2004 seront de 36 961 MW¹¹ — 1 519 MW de moins

⁸ Ibid., Tableau 6.3.1, p. 31.

⁹ HQD-1, doc. 1, page 7; État d'avancement, Tableau A.2, p. 34. Rien oblige le Distributeur à planifier en fonction du « pire cas historique », pour lequel il est incapable de quantifier la probabilité.

¹⁰ North American Electric Reliability Council, *2003/2004 Winter Assessment : Reliability of the Bulk Electricity Supply in North America*, Nov. 2003, p. 28 (ftp://www.nerc.com/pub/sys/all_updl/docs/pubs/winter2003-04.pdf).

¹¹ Ibid., p. 10.

que les 38 480 MW dont dispose le Distributeur selon l'*État d'avancement* déposé le 31 octobre 2003.

Le problème identifié par le NERC en est un cependant d'HQ Production et non pas du Distributeur.

Q Est-ce que l'adoption de l'option d'électricité interruptible aidera HQ Production à rencontrer le critère du NERC ?

R Oui, chaque MW qui souscrit à l'option d'électricité interruptible diminue d'autant les besoins en puissance pour rencontrer le critère de fiabilité, même si l'option n'est jamais utilisée. Rappelons le libellé du critère :

Each Area's resources will be planned in such a manner that, after due allowance for scheduled outages and deratings, forced outages and deratings, assistance over interconnections with neighboring Areas and regions, and capacity and/or load relief from available operating procedures, the probability of disconnecting non-interruptible customers due to resource deficiencies, on the average, will be no more than once in ten years.

Lorsqu'un client régulier devient un client interruptible, sa demande en puissance ne fait plus partie de la demande interne que le Distributeur doit nécessairement desservir. Cela a donc l'effet d'augmenter la réserve disponible.

Q Est-ce que l'adoption de l'option d'électricité interruptible aidera HQ Production à rencontrer également ses obligations légales en électricité patrimoniale ?

R Oui. Selon le décret concernant les caractéristiques de l'approvisionnement des marchés québécois en électricité patrimoniale :

6. L'approvisionnement patrimonial inclut tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité ;

Dans sa décision D-2002-169 sur le *Plan d'approvisionnement 2002-2011*, la Régie a pris acte de l'adoption par le Distributeur du critère du NERC (un risque de délestage de 2,4 heures par année) comme le critère de fiabilité en puissance applicable à l'électricité patrimoniale.

Le choix volontaire de la part d'Hydro-Québec de se conformer au critère de fiabilité du NERC est donc devenu une obligation légale de s'y conformer à l'égard de l'électricité patrimoniale.

Dans ce sens, l'ajout par le Distributeur d'un bloc de capacité interruptible, qui aiderait HQ Production à rencontrer son critère de fiabilité en puissance, l'aiderait également à se conformer à la fois aux attentes du NERC, auxquelles il adhère de façon volontaire, et à ses obligations légales envers le Distributeur, dont la Régie a établi le critère de fiabilité au même niveau.

Q Est-ce que la Régie a été informée directement de la non-conformité avec le critère de fiabilité en puissance ?

R Selon la décision D-2002-169, le Distributeur doit 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.

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 suivante¹².

Le 4 décembre 2002, le Distributeur a déposé à la Régie la documentation permettant de démontrer le respect des critères de fiabilité en puissance et en énergie applicables aux approvisionnements patrimoniaux et extra-patrimoniaux. Dans cet envoi, il a requis le traitement confidentiel de deux documents contenant des informations préparées par Hydro-Québec Production, dont le document B, lequel démontre le respect du critère de fiabilité en puissance de 2,4 heures par année pour la planification des approvisionnements additionnels à l'électricité patrimoniale. Ce traitement confidentiel a été accordé par la Régie. (Voir la décision D-2003-122.)

¹² D-2002-169, pages 27-28.

On peut présumer que, toujours en conformité avec la décision D-2002-169, le Distributeur aurait déposé des documents semblable au 1^{er} novembre 2003, qui normalement incluraient des informations semblables à celles qui ont été fournies au NERC. À ma connaissance, ni le Distributeur ni la Régie ne les ont rendus publics.

Q Est-ce que le Distributeur a fait part dans sa preuve de ce dossier de l'existence d'un problème à l'égard du critère de fiabilité en puissance ou de l'importance de l'adoption de cette option d'électricité interruptible pour son affilié HQ Production ?

R Pas à ma connaissance.

4 Les coûts de l'option

Q Veuillez décrire les aspects monétaires de l'option.

R Lorsqu'un client est interrompu en vertu de l'option, le Distributeur lui versera un crédit équivalent au plus élevé du prix plancher de 30 ¢ par kWh non livré ou du prix établi pour la même heure dans le « Day Ahead Market » (DAM) du New York Independent System Operator (NYISO) moins le prix énergie du tarif L. Selon la preuve du Distributeur, depuis le 1^{er} janvier 2002, le prix DAM n'a jamais excédé le prix plancher¹³.

Q Pourquoi ce mécanisme selon lequel le client interrompu serait dédommagé à un prix qui reflète les conditions du marché new-yorkais est-il nécessaire ?

R Selon la preuve du Distributeur, les grands clients industriels ont établi, comme condition de leur participation à l'option proposée, un prix plancher de 30 ¢ le kWh pour la première année¹⁴. Rien dans la preuve n'indique qu'ils exigent également que ce crédit soit bonifié dans le cas où les prix du marché new-yorkais seraient plus élevés.

Quoiqu'il soit peu probable que cette disposition ait des effets réels dans l'avenir prévisible, il n'est pas évident qu'elle crée un bénéfice quelconque pour le Distributeur.

¹³ HQD-3, doc. 1, p. 12.

¹⁴ HQD-1, doc. 1, page 9.

Q Est-ce que le Distributeur a d'autres options qui pourraient lui permettre d'effacer 1000 MW de sa demande de pointe ?

R Effectivement, il y a une panoplie d'options que peut utiliser le Distributeur pour réduire sa demande de pointe, dont plusieurs options tarifaires et un grand nombre de programmes possibles d'efficacité énergétique. Mentionnons également l'option de réinstaller les mécanismes de contrôle des systèmes d'appoint auprès des clients biénergie du secteur Commercial-Institutionnel-Industriel (tarif BT), qui ont été enlevés par le Distributeur depuis 1998.)¹⁵ Cette mesure pourrait réduire la demande de pointe d'environ 600 MW.

Il est cependant impossible, avec les informations publiquement disponibles, de déterminer si les coûts de ces différentes options se comparent favorablement avec le coût de l'option d'électricité interruptible, qui au maximum s'élève à 30 millions \$ (100 heures par 1000 MW par 300 \$ le MWh).

5 Le contrat patrimonial

Q Est-ce que l'énergie consommée par des clients qui adhèrent à l'option d'électricité interruptible fait partie de l'énergie patrimoniale ?

R Le Distributeur mentionne que l'électricité consommée par ces clients en période de reprise ne fait pas partie de l'électricité patrimoniale¹⁶. Il semble en fait que l'ensemble de l'énergie consommée par eux sera également exclue des volumes patrimoniaux.

Comme l'a souligné la Régie dans sa décision D-2002-115, le premier paragraphe de l'alinéa 2 de l'article 52.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* stipule que le volume de consommation patrimoniale exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation.

1° le volume de consommation patrimoniale annuelle correspond aux volumes de consommation des marchés québécois jusqu'à concurrence de 165 térawattheures. Ce volume exclut les volumes découlant d'un tarif de gestion de la consommation ou d'énergie de secours, ceux alloués aux réseaux autonomes et les volumes approvisionnés à partir de blocs d'énergie déterminés par règlement du gouvernement;

¹⁵ Voir R-3471-2001, HQD-1, doc. 1, page 5 et D-2002-115.

¹⁶ HQD-3, doc. 1, p. 12.

Par ailleurs, ce terme est défini à l'article 52.1 :

52.1 ... Un tarif de gestion de la consommation désigne un tarif applicable par le distributeur d'électricité, à un consommateur qui le demande, pour lequel le coût de la fourniture est établi en fonction du prix du marché ou dont le service peut être interrompu par ce distributeur.

Dans la décision D-2002-290, la Régie a pris la peine de préciser que l'interruptibilité d'un tarif est suffisante pour qu'il doive être considéré comme un tarif de gestion de la consommation, dont la consommation est exclue des volumes patrimoniaux.

En effet, l'article 52.1 utilise le mot « ou » pour bien distinguer les deux natures possibles du tarif de gestion de la consommation. Le premier type de tarif de gestion relié au prix du marché se retrouve, par exemple, au tarif en temps réel (le tarif LR par exemple), le second au tarif BT. Il peut y avoir plusieurs formes de tarif de gestion de la consommation et le législateur a respecté cette pluralité. La Régie rappelle ce point car Hydro-Québec associe régulièrement tarif de gestion de la consommation, prix de marché et appel d'offres alors que le tarif de gestion de la consommation peut s'associer au prix de marché seulement ou à l'interruptibilité seulement ou à l'un et à l'autre, dépendamment des créneaux que veut occuper le distributeur pour satisfaire les impératifs du marché, de l'environnement ou de la concurrence ou des ordonnances de la Régie¹⁷.

Or, même si les dispositions proposées sont qualifiées d'« option » et non de « tarif », il est clair qu'un client au tarif L qui adhère à cette option devient un client dont le Distributeur peut interrompre le service. À moins que la Régie n'en décide autrement, il apparaît alors que la consommation de ces clients ne ferait plus partie des volumes patrimoniaux. Selon l'approche présentée par le Distributeur dans R-3492-02 (phase 2) par rapport au tarif BT, son alimentation coûterait sensiblement plus cher que l'énergie patrimoniale.

6 Conclusions

Q Quelles sont vos conclusions ?

R Les besoins en pointe du Distributeur pour l'hiver 2003-04 ne créent aucune urgence pour l'adoption d'une telle option, dans la mesure où celui-ci bénéficie de la garantie du producteur à l'égard de l'énergie patrimoniale, garantie dont il a fait grand état dans le

¹⁷ D-2002-290, p. 21.

dossier R-3470-01. Cette garantie inclut également « tous les services nécessaires et généralement reconnus pour en assurer la sécurité et la fiabilité¹⁸ », dont la puissance et sa réserve requise.

Le problème à l'égard du critère de fiabilité en puissance est du ressort d'HQ Production, relié surtout à l'indisponibilité de certaines de ses unités de production. HQP dispose de plusieurs options pour le résoudre, incluant notamment l'achat de puissance auprès d'autres producteurs. Des problèmes de cette nature sont bien sûr étrangers aux préoccupations du Distributeur et à la compétence de la Régie.

Par ailleurs, selon notre analyse, il y a une forte chance que l'ensemble de la consommation des clients qui adhèrent à cette option interruptible sera jugée non patrimoniale, ce qui obligerait le Distributeur à obtenir des fournitures extra patrimoniales pour les desservir. L'adoption de cette option risque donc d'avoir des implications financières dont la portée demeure inconnue.

En fait, le recours à l'électricité interruptible n'est qu'une option parmi d'autres dont dispose le Distributeur pour gérer sa demande en pointe. Ces options incluent la remise en service des mécanismes de contrôle de la clientèle BT, la mise en place d'autres mécanismes tarifaires ayant pour but d'effacer la pointe (ex. des tarifs de pointe et hors pointe) ainsi que des mesures d'efficacité énergétique qui réduisent la consommation en pointe ou qui la déplacent hors pointe.

En vue de minimiser le coût de service du Distributeur et de favoriser la satisfaction des besoins énergétiques dans une perspective de développement durable, il y aurait tout intérêt à ce que la Régie regarde l'ensemble de ces options dans un seul processus, pour choisir les plus intéressantes. Malheureusement, il ne semble exister aucun processus devant la Régie qui permettrait d'étudier à la fois les options en efficacité énergétique et les options de caractère tarifaire. Pour ces dernières, cependant, la phase 3 du dossier tarifaire R-3492-02 portant sur la modification des structures tarifaires semble être le forum idéal. Il est à souhaiter que les analyses qui y seront présentées seront également utiles lorsque la Régie étudiera les mesures de gestion de la demande dans le cadre du prochain Plan global en efficacité énergétique (PGEÉ) du Distributeur.

¹⁸ Décret 1277-2001, art. 6.