



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

La sécurité des approvisionnements patrimoniaux dans le cadre du Plan d'approvisionnement

Témoignage de

Philip Raphals

Pour le

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

Dans le cadre du dossier R-3470, phase II de la

Régie de l'énergie

23 avril 2002 (v.r.)

Table des matières

1. Introduction	1
1.1. Mandat	1
1.2. Contexte	1
2. Les garanties financières de performance sont-elles adéquates pour garantir la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?	2
3. Les critères de fiabilité en énergie au Québec	5
3.1. Quels sont les événements qui ont mené à l'adoption d'un critère de fiabilité en énergie probabiliste de 1991?.....	6
3.2. Est-ce que l'utilisation du nouveau critère a su éliminer des problèmes de fiabilité en énergie ?	8
3.2.1. <i>Les analyses de 1998</i>	8
3.2.2. <i>Le rapport de Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998)</i>	9
3.2.2.1. Leurs constats	10
3.2.2.2. Les recommandations	11
3.2.2.3. Les faiblesses du rapport BDM	13
3.3. Est-ce que la fiabilité en énergie à Hydro-Québec s'est rétablie ?	14
4. En quoi est-ce que le nouveau critère de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec est différent de celui de 1991 ?.....	15
4.1. S'agit-il d'un critère probabiliste ou déterministe ?	15
4.2. Est-ce que l'utilisation d'un critère de fiabilité en énergie probabiliste est toujours pertinente dans le contexte réglementaire actuel ?	18
5. Comment la fiabilité en énergie est-elle gérée dans d'autres réseaux hydroélectriques ?	19
5.1. La Colombie-Britannique.....	19
5.2. Le Nord-Ouest américain	21
6. Est-ce que, dans un régime de séparation fonctionnelle, le Distributeur peut se fier au Producteur à l'égard de la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?.....	24
7. Conclusion et recommandations.....	25



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

1. Introduction

1.1. Mandat

Le RNCREQ nous a donné le mandat d'analyser la question de la sécurité des approvisionnements patrimoniaux et, plus spécifiquement, de nous adresser aux obligations du Distributeur à cet égard. Pour ce faire, nous devons traiter entre autres des questions suivantes :

- ♦ Dans quelle mesure et sous quelles conditions des garanties financières sont-elles adéquates pour assurer que le Distributeur aura des approvisionnements suffisants ?
- ♦ Dans le passé, quels ont été les critères appliqués par Hydro-Québec pour assurer qu'elle aura des approvisionnements suffisants ?
- ♦ Est-ce que l'application de ces critères a toujours permis à Hydro-Québec de maintenir le niveau de fiabilité en énergie souhaité ? Sinon, que doit-on apprendre des situations vécues ?
- ♦ Comment la sécurité des approvisionnements est-elle assurée dans les autres grandes régions de prédominance hydroélectrique en Amérique du Nord ?
- ♦ Est-ce que, dans un régime de séparation fonctionnelle, le Distributeur peut se fier au Producteur à l'égard de la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?
- ♦ Qu'est-ce que le Plan d'approvisionnements du Distributeur devrait inclure à l'égard de la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?

1.2. Contexte

Hydro-Québec Distribution (« le Distributeur ») est responsable de fournir à la clientèle québécoise une alimentation électrique fiable et d'assurer l'approvisionnement en électricité du Québec¹. Pour ce faire, il doit évidemment s'assurer qu'il aurait lui-même accès à des approvisionnements fiables.

Selon le Distributeur, depuis l'adoption de la *Loi 116*, il appartient au Producteur de s'assurer qu'il a les moyens requis pour fournir l'électricité patrimoniale et pour gérer les

¹ http://www.hydroquebec.com/profil/hq_distribution.html.

risques afférents ; il appartient au Distributeur de s'adresser au marché de gros pour ses autres besoins, notamment par la voie d'appels d'offres. En conséquence, toujours selon le Distributeur, la responsabilité d'assurer que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants est partagée entre ses divisions de Production et de Distribution².

Il revient bien entendu à la Régie de déterminer si cette notion du partage de responsabilités est bien fondée. Déjà, dans les décisions D-2002-22 et D-2002-73, elle semble avoir fourni une indication de sa pensée à cet égard. La décision D-2002-22 de la Régie stipule :

[L]a Régie est d'avis que l'analyse des risques reliés aux approvisionnements fait partie de son mandat dans le présent dossier. À ce titre, et considérant la garantie rattachée à l'approvisionnement patrimonial et celles qui seront exigées des fournisseurs éventuels, la Régie s'attend à ce que le Distributeur lui démontre comment, concrètement et sur la base de quels critères, il entend s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants en énergie et en puissance.

De plus, la Régie précise dans sa décision D-2002-73, en date du 3 avril 2002 :

La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré 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 l'électricité patrimoniale, suffisants en énergie. (nous soulignons)

Nous comprenons donc que la Régie s'attend à ce que ce soit le Distributeur qui s'assure, en fin de compte, que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants en électricité patrimoniale.

2. Les garanties financières de performance sont-elles adéquates pour garantir la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?

Dans ses réponses à la demande de renseignements numéro 4 de la Régie, Hydro-Québec explique que sa stratégie pour s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants en dépassement de l'électricité patrimoniale la mène à exiger de ses fournisseurs « des garanties financières suffisantes pour couvrir les risques associés à la sécurité des approvisionnements »³.

² Notes sténographiques, v. 3, pages 60-61.

³ HQD-9, doc. 1, page 6.

Le Distributeur précise qu'il n'a pas l'intention d'exiger des réserves de fournisseurs d'électricité extrapatrimoniale, mais seulement des garanties de performance⁴. Il indique également que, dans le cas éventuel où le Producteur ferait défaut de fournir l'électricité patrimoniale, le Distributeur sera compensé pour l'énergie manquante selon « le principe qu'un défaut de livraison doit être remplacé au coût »⁵.

Des garanties financières sont normalement adéquates lorsqu'il est possible d'acheter des approvisionnements de remplacement advenant la situation où un fournisseur ne peut remplir ses obligations. Ce serait probablement le cas des nouveaux fournisseurs pour l'énergie post-patrimoniale (au moins dans le moyen terme) parce que la capacité d'importation est relativement grande par rapport à leurs éventuels engagements.

La situation est tout autre lorsque la présence de contraintes de transport empêcherait le remplacement physique de l'énergie manquante. Dans l'industrie, le terme utilisé pour décrire une telle situation est « *load pocket* ». Une *load pocket* est une région géographique où, en raison de contraintes de transport, la fiabilité ne peut être garantie sans avoir accès à une certaine quantité de production localisée à l'intérieur de la région.

L'exemple classique d'une *load pocket* est la Ville de New-York. Parce que la charge de la ville excède de loin les capacités des lignes de transport qui la relie à des régions voisines, la fiabilité de son service électrique ne peut être garantie sans une capacité de production assez importante à l'intérieur de la ville. L'État de New-York est aussi en fait une *load pocket*, comme le sont plusieurs grandes régions.

Pour ces mêmes raisons, le Québec doit également être vu comme une *load pocket* pour laquelle la fiabilité du service d'électricité ne peut être garantie sans qu'une quantité importante d'électricité soit produite à l'intérieur de ses frontières.

Avec une capacité d'importation d'environ 5 000 MW, Hydro-Québec ne pourra pas fournir l'électricité patrimoniale uniquement sur la base des achats⁶. Dans le passé, Hydro-Québec estimait qu'environ 60 % de l'électricité consommée au Québec durant l'année l'était pendant l'hiver, tandis que seulement 28 % des apports hydrauliques arrivaient durant cette même période⁷. Dans un hiver typique, Hydro-Québec puisait entre 30 et 50 TWh dans ses réserves hydrauliques pour répondre à la demande⁸. Notons

⁴ HQD-6, doc. 2, p. 23.

⁵ HQD-9, doc. 1, page 4.

⁶ Les volumes d'électricité qu'HQ-Production pourra acheter à l'intérieur du Québec ne sont pas suffisamment importantes pour affecter sensiblement cette conclusion.

⁷ Hydro-Québec (1990), *La Fiabilité énergétique et la planification des équipements de production*, coté RNCREQ-2 dans la présente instance, p. 4.

⁸ Philip Raphals (1998), *La sécurité des approvisionnements en énergie au Québec*, 17 pages (Annexe A du présent rapport), p. 3.

que, pour fournir à la demande d'électricité patrimoniale, Hydro-Québec aura besoin de fournir plus que 11 000 MW chaque heure de l'année, plus que 15 000 MW 92 % du temps, et plus que 20 000 MW 45 % du temps.

Même en tenant compte de toutes les mesures exceptionnelles auxquelles elle peut avoir recours — dont l'arrêt des ventes excédentaires, les achats et l'opération sur une base continue de ses équipements de pointe — ainsi que des apports hydrauliques pendant les mois d'hiver, il est donc peu probable qu'Hydro-Québec pourrait fournir l'électricité patrimoniale requise pendant tout l'hiver si les réservoirs se sont épuisés.

Dans certains cas (par exemple, si HQ-Production gagne un appel d'offres lui donnant droit de fournir une certaine quantité d'électricité post-patrimoniale), des garanties financières pourront être suffisantes pour garantir les approvisionnements. Pour l'électricité patrimoniale, cependant, les garanties financières ne pourront jamais suffire, 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 qu'HQ-Production l'aura déjà fait, pour ne pas être en défaut de ses obligations statutaires. La notion d'un défaut de fournir l'électricité patrimoniale implique donc presque nécessairement l'impossibilité de remplacer l'énergie manquante sur le marché de gros. Des garanties financières relativement à cette électricité seraient donc inadéquates pour s'assurer d'un service fiable au Québec.

L'absence d'équivalence entre les garanties financières et physiques a été démontrée de manière on ne peut plus claire lors de la crise du gaz naturel qui a frappé la Californie en 2000. La capacité d'importation de gaz en Californie n'était pas adéquate pour rencontrer la demande en hiver, ce qui fait en sorte que des volumes importants doivent être entreposés localement pour que les consommateurs aient des approvisionnements suffisants. Or, il appert qu'à cause des prix élevés à l'été 2000, la majorité des grands joueurs du marché du gaz en Californie ont décidé qu'il était plus intéressant de se doter d'une forme de garantie financière (par la voie de *hedges*) que d'acheter du gaz pour alimenter leurs entrepôts (garantie physique). Le résultat a été qu'au 30 novembre 2000, les réserves de gaz à l'intérieur de la Californie se sont retrouvées à 89 % plus basses que le niveau des années antérieures, ce qui a donné lieu à la grande flambée des prix en décembre et à l'absence d'approvisionnements suffisants⁹.

Dans le cas d'une marchandise comme le gaz, où le signal de prix est transmis directement aux consommateurs, une telle flambée des prix pourrait créer elle-même la réduction de la demande nécessaire pour rétablir l'équilibre offre-demande. Dans le cas d'Hydro-Québec, par contre, ces signaux de prix ne seraient pas transférés aux consommateurs, selon le cadre réglementaire en vigueur.

⁹ William Marcus et Jan Hamrin (2001), *How We Got into the California Energy Crisis*, http://www.jbsenergy.com/Energy/Papers/California_Energy_Crisis/california_energy_crisis.html.

Marcus et Hamrin (2001) expliquent que, quoique des transactions physiques et financières seraient équivalentes selon la théorie économique, ce n'est pas toujours le cas dans la vraie vie.

If everyone hedges financially, and pipeline capacity gets short, we end up with our current disaster. Financial hedges are not the same as physical hedges if you still have to physically deliver¹⁰.

Les *hedges* et les garanties financières ne sont pas identiques, mais l'analogie se tient. Le Distributeur ne peut compter sur les garanties de compensation financière pour l'électricité patrimoniale parce qu'il est fort probable qu'il serait incapable d'utiliser cette compensation pour acheter l'énergie requise par ses consommateurs. Il a donc besoin d'une garantie physique de livraison. D'où viendrait cette garantie ? Le Distributeur maintient que l'électricité patrimoniale est garantie à 100 % par HQ-P¹¹, mais en même temps il reconnaît qu'il est « possible mais improbable » qu'HQ-P fasse défaut¹².

Or, se prémunir contre des scénarios possibles mais improbables est un élément essentiel de la gestion d'un service essentiel comme l'électricité. Les grands investissements entrepris pour se protéger contre le risque d'une répétition de la crise du verglas de 1998, dont la probabilité est extrêmement faible, en est un bel exemple.

Une garantie à 100 % impliquerait une probabilité de défaillance de 0 %, équivalant à une impossibilité. Si la probabilité de défaut est plus grande que zéro, il faut reconnaître que cette « garantie » n'est pas absolue. On ne peut donc faire abstraction de la question suivante : est-ce que la probabilité de défaillance quant aux livraisons futures de l'approvisionnement patrimonial est acceptable, ou non ?

Pour y répondre, il faut aborder la question des critères de fiabilité en énergie.

3. Les critères de fiabilité en énergie au Québec

La question de la fiabilité en énergie est un concept qui est en grande mesure propre aux réseaux hydroélectriques. Dans un réseau thermique, dès que des équipements adéquats pour garantir la fiabilité en puissance sont disponibles, la fiabilité en énergie est garantie, à moins de contraintes importantes dans la livraison du combustible¹³. Par contre, dans

¹⁰ Ibid., page 6.

¹¹ Notes sténographiques du 18 avril 2002, v. 3, p. 67.

¹² Ibid., page 103.

¹³ En fait, cela a été une des causes de la crise récente en électricité en Californie, comme l'explique l'article précité de Marcus et Hamrin.

un réseau hydroélectrique où la nature crée des limites incontournables (et extrêmement variables) quant à la production annuelle d'énergie, des analyses poussées sont requises pour s'assurer que même dans des circonstances défavorables, le réseau sera adéquat pour combler les besoins en électricité.

Le débat sur la sécurité des approvisionnements d'Hydro-Québec n'est ni nouveau ni purement théorique. Si Hydro-Québec s'est dotée d'un critère de fiabilité en énergie au début des années 1990, c'est parce qu'elle se trouvait dans une situation où ses réserves énergétiques étaient presque épuisées en raison d'une hydraulicité plus faible que la moyenne historique, cela s'ajoutant à un haut niveau d'exportations non fermes pendant plusieurs années. Hydro-Québec elle-même admettait que, n'eût été du surplus énergétique qui existait durant cette période, « cette combinaison de facteurs [le déficit cumulé de l'offre et de la demande de 173 TWh] aurait mené à des délestages importants »¹⁴.

Il importe donc de revoir brièvement les événements de cette période, avant d'examiner la plus récente période pour laquelle des données sont disponibles.

3.1. Quels sont les événements qui ont mené à l'adoption d'un critère de fiabilité en énergie probabiliste de 1991?

Comme l'explique notre rapport soumis à la Régie en 1998¹⁵, entre 1985 et 1989, Hydro-Québec a fait des [ventes discrétionnaires \(incluant des ventes excédentaires au Québec\)](#) de 114,9 TWh, un volume qui n'excédait que légèrement le surplus théorique pour la période (à hydraulicité moyenne) de 92,8 TWh. Cependant, les apports hydriques pour la période étaient à -91 TWh par rapport à l'hydraulicité moyenne, ce qui fait en sorte que le déficit net pour la période était de -113,1 TWh. Il n'est donc pas surprenant que les réserves hydrauliques se soient réduites éventuellement à un niveau si bas qu'Hydro-Québec a dû admettre qu'elle serait dans l'incapacité de faire face à la possibilité d'une autre année de faible hydraulicité¹⁶.

Malgré la faible hydraulicité, Hydro-Québec avait poursuivi ses ventes d'énergie « excédentaire » jusqu'en 1989. Si elle avait arrêté ces exportations plutôt, cela aurait eu pour effet de rehausser le niveau des réserves et donc d'augmenter sa fiabilité en énergie. Il appert qu'une des raisons principales pour la refonte du critère de fiabilité en énergie

¹⁴ Hydro-Québec (1992), *Impacts de la révision des critères de fiabilité en puissance et en énergie*, (coté RNCREQ-3 dans la présente instance), page 15.

¹⁵ Philip Raphals (1998), *La sécurité des approvisionnements en énergie au Québec*, page 14. Copie est jointe au présent rapport comme Annexe A.

¹⁶ Hydro-Québec (1991), Proposition tarifaire pour 1992, pages 8-9, cité dans le Rapport d'expertise de Co Pham du 18 mars 2002 aux pages 10-11.

était justement la mise en place de mécanismes qui auraient permis à Hydro-Québec de réagir plus rapidement.

Au début des années 1990, Hydro-Québec avait développé un nouveau critère « probabiliste » pour remplacer son ancien critère « déterministe »¹⁷. Cet ancien critère se basait sur la « période critique » de 1960-63, c'est-à-dire la pire séquence de quatre années sèches vécue depuis 1942, lorsque Hydro-Québec affichait un déficit de 100 TWh sur quatre ans. Il s'avérait cependant que ce critère n'était pas adéquat pour protéger la société pendant la période 1984-90 où le déficit hydraulique n'était que de 97 TWh sur sept ans¹⁸.

La supériorité des critères probabilistes pour les fins de la planification des réseaux est généralement reconnue.

The first techniques used were all deterministic. ... An important shortcoming of these methods is that they do not account for the stochastic nature of system behavior. Indeed, randomly occurring or probabilistic events in the system are easy to recognize: forced outages of generating units, failure of overhead lines, uncertainty in customer demand. Probabilistic methods can provide more meaningful information to be used in design and resource in planning and allocation¹⁹. (nous soulignons)

Cela est d'autant plus vrai lorsqu'il s'agit de réseaux hydroélectriques où la production énergétique est assujettie à des aléas très importants²⁰. Pour cette raison, le nouveau critère de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec adopté en 1991 était de loin supérieur à son prédécesseur. La nouvelle méthode est décrite par Hydro-Québec comme suit :

Une nouvelle méthode pour l'évaluation de la fiabilité énergétique d'un parc d'équipements de production a été développée au cours de l'année 1989. La nouvelle approche consiste à simuler l'exploitation anticipée d'un parc de production défini pour différents scénarios de demande et d'offres énergétiques. Les résultats de ces simulations permettent d'obtenir un ensemble de statistiques

¹⁷ Raphals (1998), page 8.

¹⁸ Durant la même période, la demande excédait les prévisions par un total de 76 TWh (~ 11 TWh par an en moyenne). Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998), *An Assessment of Hydro-Québec's Security of Supply in Accordance with Their Energy Reliability Criteria* (coté RNCREQ-11 dans la présente instance), page 13.

¹⁹ José Fernando Prada, "The Value of Reliability in Power Systems – Pricing Operating Reserves", MIT Energy Laboratory, juin 1999, p. 14.

²⁰ Northwest Power Planning Council, *Reliability Standards for the Northwest Power System*, 10 octobre 2001. "Generation planners should develop a useable probabilistic reliability index that will lead to adequate and reliable future systems." (nous soulignons), p. 10.

aux différentes années sur le fonctionnement des moyens de production, les achats et les ventes d'énergie et finalement sur les délestages.

Le nouveau critère de fiabilité énergétique est basé sur l'espérance annuelle de délestages en énergie. Ainsi, les parcs de production procurant la même espérance annuelle de délestages en énergie seront considérés dans cette approche comme équivalents en termes de services rendus d'un point de vue énergétique²¹. (nous soulignons)

Mentionnons finalement que la nouvelle méthode stochastique sera également utilisée pour l'élaboration des futurs programmes d'équipements de production²².

La nouvelle méthode stochastique tenait donc compte de l'incertitude tant de l'offre (hydraulicité) que de la demande pour réduire à 2 % la probabilité d'un délestage de 5 TWh, équivalente à une espérance de délestage de 0,35 TWh par an²³.

3.2. Est-ce que l'utilisation du nouveau critère a su éliminer des problèmes de fiabilité en énergie ?

3.2.1. Les analyses de 1998

À notre connaissance, les dernières analyses de caractère public de la situation énergétique d'Hydro-Québec datent de 1998. Raphals (1998) démontrait que, malgré l'existence du nouveau critère de fiabilité en énergie, Hydro-Québec s'est trouvée encore une fois dans une situation où ses réserves hydrauliques frôlaient des niveaux dangereux²⁴. Ce rapport concluait que, sur la base des informations disponibles, il y avait lieu de s'interroger sérieusement sur la capacité d'Hydro-Québec d'assurer la sécurité des approvisionnements advenant la conjugaison de facteurs défavorables sur une période prolongée²⁵.

Un mois plus tard, trois experts américains engagés par la Régie dans le cadre de ses travaux administratifs ont rédigé un rapport sur le même sujet²⁶. Ayant bénéficié d'un accès aux informations confidentielles d'Hydro-Québec, ils ont pu procéder à une analyse

²¹ Hydro-Québec (1990) (RNCREQ-2), page 58.

²² Ibid., page 60.

²³ Hydro-Québec (1992) (RNCREQ-3), p. 20. L'espérance de délestage équivaut à la moyenne du volume de l'énergie non desservie dans tous les scénarios modélisés.

²⁴ Philip Raphals (1998) (Annexe A).

²⁵ Ibid., page 17.

²⁶ Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998) (RNCREQ-11).

quantitative. Ils ont également conclu que l'état des réserves d'Hydro-Québec était sérieux. Dans la prochaine section, nous examinerons leur rapport en détail.

En 1998, les réserves hydrauliques étaient réduites à un niveau sous-optimal, qui soulevait des doutes quant à la capacité de la société d'État de faire face à d'autres années de faible hydraulicité. Les raisons étaient sensiblement les mêmes qu'au début de la décennie. Les volumes exportés combinés avec les déficits hydrauliques excédaient encore une fois le surplus théorique faisant en sorte que la société d'État devait puiser chaque année dans ses réserves énergétiques²⁷.

Plus précisément, pour la période 1993 à 1997, Hydro-Québec bénéficiait d'un surplus théorique (productibilité théorique moins besoins réguliers) de 38,4 TWh, soit presque 8 TWh par an en moyenne. Cependant, les apports hydrauliques pendant cette période étaient de 69,6 TWh moindres que les apports escomptés dans le calcul de la productibilité théorique. Cela donnait donc lieu à un déficit réel pour la période de 31,2 TWh²⁸.

Autrement dit, même sans aucune vente « discrétionnaire²⁹ », Hydro-Québec aurait dû puiser 31,2 TWh dans ses réserves énergétiques. Dans les faits, cependant, la société d'État a aussi réalisé des exportations de court terme de 46,1 TWh pendant la période, avec le résultat que son déficit réel atteignait 77,3 TWh. Dans des conditions d'hydraulicité moyennes et sans exportations discrétionnaires, les stocks d'eau auraient donc été de 77,3 TWh plus élevés qu'ils ne l'étaient. De cet écart, les ventes discrétionnaires comptent pour presque 60 % du déficit net, le reste étant attribuable à la faible hydraulicité³⁰.

Au 1^{er} juillet 1998, les réserves hydrauliques se situaient à 59 TWh, le niveau le plus bas que jamais atteint à cette date sauf en 1989, la pire année de la crise. En 1989, cependant, des moyens exceptionnels avaient déjà été enclenchés, et les exportations discrétionnaires avaient été stoppées depuis un an³¹.

3.2.2. Le rapport de Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998)

En décembre 1998, les experts américains Gene Biggerstaff, Nicholas Dodge et Richard Mittelstadt produisaient un rapport concernant la sécurité des approvisionnements

²⁷ Raphals (1998), pages 11 à 14.

²⁸ Ibid.

²⁹ Par « discrétionnaires », nous référons aux ventes non fermes et aux ventes de court terme.

³⁰ Raphals (1998), (Annexe A), à la page 13.

³¹ Ibid., p. 9.

d'Hydro-Québec, à la demande de la Régie de l'énergie (ci-après « Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998)³². Les conclusions de ce rapport rappellent celle du rapport précité à plusieurs égards.

3.2.2.1. Leurs constats

Le rapport BDM indique qu'entre 1995 et 1997, Hydro-Québec avait procédé à des ventes externes non fermes (excédentaires) de 30,2 TWh, tandis que les apports hydrauliques étaient de 53,5 TWh moindres que prévus. Ils notaient que, sans ces ventes de « surplus », le taux de remplissage des réservoirs au 1^{er} novembre 1997 aurait été de 70 %, au lieu du taux réel de 52 %³³. Ils remarquent également que ces ventes excédentaires ont compté pour presque la moitié du revenu net de l'entreprise pour la période.

Il va de soi qu'une réduction de la réserve hydraulique mène à une augmentation de la probabilité de défaillance. Les experts concluaient que la probabilité de défaillance avait augmenté de presque zéro en 1993-94 à 1,4 % en 1996-97.

Sur la base des informations fournies par Hydro-Québec, ces experts ont aussi analysé le niveau de sécurité des approvisionnements pour les années subséquentes. Cette analyse les menait à la conclusion que la probabilité de défaillance pour les hivers 1998-99 et 1999-2000 n'excéderait pas 2 %, mais seulement à la condition qu'Hydro-Québec applique des mesures exceptionnelles prévues, dont des achats, l'opération continue de Tracy et la réduction de ventes non fermes³⁴.

Le rapport a de plus précisé la quantité des réserves hydrauliques requises au 1^{er} mai 1999 pour garantir ce niveau de fiabilité énergétique³⁵. Ils ont également exploré quelques scénarios où la probabilité de défaillance (après application des mesures exceptionnelles, dont les importations) allait jusqu'à 7,5 %³⁶.

Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt en sont également venus aux conclusions suivantes:

³² Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998), (RNCREQ-11).

³³ Ibid., page 25. Au 1^{er} novembre 1998, le taux de remplissage descendait à 45 % (page 11).

³⁴ Ibid., page 26 et Appendix C, Part I. Les volumes de ces mesures requises par les experts ont été élargés par la Régie.

³⁵ Ibid., p. 30. Ce chiffre a été élargé dans la copie du document fournie à nos clients par la Régie.

³⁶ Ex., besoins de 180 TWh la première année, avec réserves de 35 TWh au début de la période et niveau minimal d'opération de 10 TWh. Ibid., page C-4.

- a) que l'approche utilisée par Hydro-Québec pour l'analyse hydrologique devrait être revue par un consultant spécialisé familier avec les sécheresses et les changements climatiques (page 21),
- b) que les études d'Hydro-Québec à la base de son critère probabiliste devaient être mises à jour (page 22),
- c) que la méthodologie utilisée par Hydro-Québec excluait tout effet relié aux aléas de la demande, ce qui entraînait une surestimation de la fiabilité (page 24),
- d) que depuis longtemps, Hydro-Québec avait géré ses réservoirs à des niveaux sous-optimaux (moins de 70 % de remplissage au 1^{er} novembre de chaque année (page 9),
- e) qu'Hydro-Québec avait choisi de gérer ses réservoirs à des niveaux faibles pour permettre des exportations additionnelles (pages 24-25),
- f) que ce faisant, Hydro-Québec avait augmenté le risque de délestage et de l'utilisation de mesures exceptionnelles coûteuses (page 25), et
- g) que cette façon de gérer les réservoirs a également eu pour effet de réduire l'efficacité de la production de façon significative, en raison de la perte de chute et du fait que les turbines sont optimisées pour des niveaux plus élevés.

Finalement, ils ont conclu que la situation des réserves à l'automne de 1998 était suffisamment urgente pour requérir l'implantation immédiate des mesures exceptionnelles et d'une surveillance étroite par la Régie sur une base mensuelle pour s'assurer du respect du critère de fiabilité en énergie.

3.2.2.2. Les recommandations

Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt étaient d'avis que la Régie devait mettre en place un programme *mensuel* de suivi pour assurer que la sécurité des approvisionnements serait adéquate:

It is deemed essential that a monthly monitoring and follow-up program be established immediately with Hydro-Québec to give sufficient assurance to La Régie that the exceptional measures considered essential to meet the energy reliability criteria are being implemented³⁷. (nous soulignons)

³⁷ Ibid., p. 31.

En vertu de ce programme, Hydro-Québec devait mensuellement fournir à la Régie des mises à jour concernant l'offre, la demande et les réserves, ainsi que les résultats des mesures exceptionnelles. Elle devait également fournir des données sur l'accumulation de neige (*snowpack*) pour permettre une estimation des apports à venir lors du dégel printanier. Les auteurs suggéraient qu'un tel programme de monitoring mensuel devait continuer aussi longtemps que la situation des réserves demeurait « sérieuse »³⁸.

Dès que la situation s'améliorerait, ils proposaient que la Régie maintienne un programme de monitoring et de suivi sur une base annuelle, et ce, de façon permanente. Pour résumer l'essentiel du programme proposé :

1. Chaque année au premier novembre, Hydro-Québec devait présenter à la Régie ses projections pour la gestion des réservoirs pour l'année à venir, étant donné les réserves et la charge prévue ;
2. Hydro-Québec devait expliquer en détail comment elle gérerait ses réserves pour les deux années à venir si l'hydraulicité s'annonçait faible, en définissant de façon précise les mesures exceptionnelles à appliquer ;
3. Hydro-Québec devait présenter les ventes non fermes envisagées et démontrer que de telles ventes n'auraient pas un impact contraire sur ses réserves énergétiques ;
4. Un suivi mensuel serait requis seulement si des mesures exceptionnelles étaient requises. Dans tous les cas, Hydro-Québec devait présenter à la Régie une mise à jour de ses réserves énergétiques sur une base mensuelle ;
5. Hydro-Québec devait élaborer une « rule curve » comme suit³⁹ :

³⁸ Ibid.

³⁹ BDM (1998), page 32.

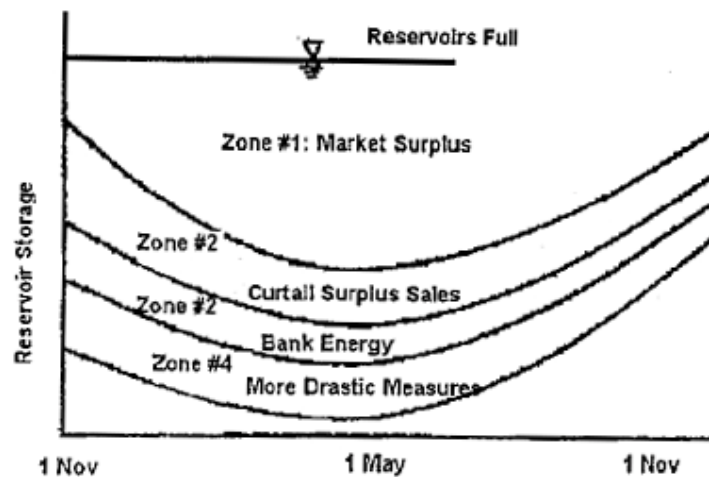


Figure 1
Reservoir System Storage Zones

L'utilisation d'une telle règle éliminerait en grande partie l'ambiguïté quant aux actions qui pourraient ou devraient être entreprises à chaque moment, compte tenu de l'état des réserves.

3.2.2.3. Les faiblesses du rapport BDM

Tel qu'explicité dans un rapport préparé en 2000 par moi-même et par M. Robert McCullough⁴⁰, la véritable situation à laquelle Hydro-Québec faisait face à l'automne de 1998 était encore pire que celle décrite dans le rapport BDM, car son analyse était entachée de certaines faiblesses. Par exemple, même si ce rapport soulève des doutes importants quant au niveau d'hydraulicité qu'Hydro-Québec considère comme « normal », il l'adopte quand même comme base d'analyse. Malgré les préoccupations énoncées, ce rapport ne fait état d'aucune analyse indépendante des données hydrologiques.

Par ailleurs, le rapport néglige la possibilité que le niveau d'hydraulicité « normal » ait changé au fil des ans, même s'il note des faiblesses dans les données historiques sur la base desquelles Hydro-Québec établit cette moyenne. Étant donné la longue série d'années d'hydraulicité plus faible que cette moyenne historique et la probabilité croissante que le climat mondial subit des changements de plus en plus grands, un tel questionnement s'impose⁴¹. D'ailleurs, certains chercheurs croient que ces changements

⁴⁰ Philip Raphals et Robert McCullough (2000), *Critical Review of the Reliability Assessment Prepared for the Régie de l'énergie*, pages 2 à 11. Copie est jointe au présent rapport comme Annexe B.

⁴¹ Ibid., p. 4.

climatiques risquent d'affecter la production des installations hydroélectriques, et ce, de façon non prévisible⁴². Il y a donc plusieurs raisons de douter de l'hypothèse que le passé soit garant de l'avenir. À cet égard, M. Robert McCullough a entrepris une analyse mathématique de ces données et a conclu que les apports moyens sont maintenant de 14 TWh plus bas que la moyenne historique⁴³.

Une autre faiblesse qui contribue à la surestimation de la fiabilité d'Hydro-Québec est la prémisse suivant laquelle, si le besoin se présentait, l'entreprise pourra construire de nouvelles ressources en deux ans⁴⁴. Le rapport BDM ne fournit aucune justification pour une telle prémisse qui, selon la preuve déjà produite dans ce dossier quant aux délais, semble invraisemblable. Finalement, le rapport fait erreur en acceptant le nouveau critère de fiabilité d'Hydro-Québec (-64 TWh sur deux ans) comme étant équivalent au critère de 1991. Nous traiterons de cette question dans la section 4.

Ces faiblesses du rapport BDM ont conduit à une surestimation de la fiabilité en énergie à Hydro-Québec. Néanmoins, il conclut que la situation était suffisamment sérieuse pour mériter un suivi serré de la part de la Régie.

3.3. Est-ce que la fiabilité en énergie à Hydro-Québec s'est rétablie ?

À notre connaissance, aucune étude indépendante de la fiabilité en énergie à Hydro-Québec n'a été réalisée ou mise à jour depuis 1998. Nous ne sommes donc pas en mesure de juger si les problèmes identifiés en 1998 ont été corrigés ou s'ils se sont aggravés entre-temps.

Nous ne pouvons donc faire aucune affirmation quant au niveau de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec (ou d'HQ-Production) depuis 1998.

⁴² Peter Robinson (1997), "Climate Change and Hydropower Generation," *Intl J. Climatology* 17:983-997, cité dans *Ibid.*, p. 6.

⁴³ Robert McCullough (2000), "Reliability Planning and Hydraulic Inflows in Quebec," 13 pp. (Annexe C au présent rapport).

⁴⁴ Raphals et McCullough (2000) (Annexe B), pages 7-9.

4. En quoi est-ce que le nouveau critère de fiabilité en énergie d'Hydro-Québec est différent de celui de 1991 ?

Dans sa preuve, Hydro-Québec explique que le critère probabiliste adopté en 1991 est devenu « caduc⁴⁵ » et « n'a plus aucune signification⁴⁶ », et ce, en raison de la *Loi 116*. Pour cette raison, il a été remplacé par un critère de deux ans, soit le maintien d'une réserve adéquate pour lui permettre de répondre à toutes ses obligations dans le cas où les apports hydrauliques seraient de 64 TWh inférieurs à leur niveau « normal » durant deux années consécutives⁴⁷. Le Distributeur précise que ce critère de -64 TWh « ne correspond pas à une probabilité de fiabilité⁴⁸ ».

4.1. S'agit-il d'un critère probabiliste ou déterministe ?

Il est difficile de réconcilier l'affirmation du Distributeur à l'effet que le critère de -64 TWh « ne correspond pas à une probabilité de fiabilité » avec les énoncés antérieurs d'Hydro-Québec. Par exemple, dans un document produit dans le cadre des travaux administratifs de la Régie en 1998⁴⁹, Hydro-Québec expliquait qu'elle considère le nouveau critère comme équivalant à un critère probabiliste de 2 % :

-87 TWh sur trois ans représente un risque probable à 2%. ... Ainsi, pour la première année, le risque à 2% est de -39 TWh. Pour 2 ans le risque à 2% est de -64 TWh. ...⁵⁰ (nous soulignons)

La page 13 du *Suivi du Plan de développement de 1991, Rapport particulier — Hydraulicité*⁵¹, fourni par le Distributeur en réponse à une question de notre client, fait d'ailleurs le même constat.

En fait, Hydro-Québec commençait à décrire son critère de fiabilité dans des termes qui ressemblent plutôt à son « nouveau » critère non probabiliste déjà en 1997, lorsque M. André Caillé, pdg d'Hydro-Québec, a déclaré à la Commission de l'économie et du travail de l'Assemblée nationale:

⁴⁵ HQD-6, doc. 8, page 18, R. 17.2.1.1.

⁴⁶ Ibid., R. 17.2.1.

⁴⁷ HQD-9, doc. 1, page 4, R 1.1.

⁴⁸ Ibid.

⁴⁹ Hydro-Québec (1998), *Fiabilité d'approvisionnement : Réponses aux questions additionnelles de la Régie en date du 26 novembre 1998* (coté RNCREQ-16 dans la présente instance).

⁵⁰ Ibid., page 1.

⁵¹ HQD-6, doc. 8, page 129.

C'est toujours le même calcul. On n'a pas changé les calculs. En tous cas, ils n'ont pas été changés depuis que, moi, je suis là. C'est toujours qu'on regarde deux ou trois années à l'avance de faible hydraulicité pour s'assurer qu'il y a toujours de l'énergie derrière nos barrages pour supporter la demande de l'ensemble du territoire du Québec. (nous soulignons)

L'année suivante, les propos à ce sujet de M. Michel Gourdeau, vice-président exécutif services énergétiques d'Hydro-Québec, ont été décrits dans un article paru dans *Le Soleil* :

M. Gourdeau a expliqué que depuis 1989, Hydro gère ses réservoirs en s'assurant chaque année de disposer d'un coussin suffisant pour affronter un manque à gagner [sic] de 64 TWh par rapport à la moyenne au cours des deux années suivantes⁵². (nous soulignons)

L'on peut alors se demander si le critère de -64 TWh sur deux ans avait effectivement été adopté avant l'adoption de la *Loi 116*. Bien que ce nouveau critère pourrait découler, dans un certain sens, des analyses faites sur la base du critère probabiliste, il est en fait de beaucoup moins exigeant que celui-ci, , et ce, entre autres pour les raisons suivantes⁵³.

Premièrement, le nouveau critère exclut toute variabilité reliée à la demande. Ce point a déjà été souligné par les experts américains, qui en déduisent qu'Hydro-Québec surestime sa fiabilité :

Given that it is unrealistic to assume that any forecast is not subject to variation, the exclusion of a demand variation component from the one, two, three and four-year figures shown in Section 4.1 will result in over-estimating system reliability⁵⁴.

En ce sens, le nouveau critère de -64 TWh se distingue clairement du critère adopté en 1991 :

La nouvelle approche [de 1991] consiste à simuler pour différents niveaux de réserve en énergie, l'exploitation anticipée d'un parc de production advenant diverses conditions de l'offre et de la demande et à comparer les coûts de la réserve énergétique ajoutée aux bénéfices associés à la réduction des délestages de certaines charges⁵⁵. (nous soulignons)

⁵² Pierre Asselin, « Hydro reste confiante, malgré une autre année de faible hydraulicité », *Le Soleil*, 15 octobre 1998.

⁵³ Cette question a été traitée en détail aux pages 9 à 11 du rapport en Annexe B.

⁵⁴ Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998) (RNCREQ-11), page 24.

⁵⁵ Hydro-Québec (1992) (RNCREQ-3), page 1.

Deuxièmement, le critère de -64 TWh sur deux ans est en réalité un retour à l'ancienne approche déterministe où la fiabilité est mesurée par le biais d'une « période critique » fixe au lieu d'une simulation probabiliste. Il s'agit là d'un recul important dans la sophistication de cet outil⁵⁶.

En effet, selon l'un des experts américains de la Régie :

Critical period usually refers to the most adverse sequence of flows in a river basin for a given set of storage projects. This corresponds to Hydro-Québec's old 1960-63 adverse flow sequence. But I suppose we could loosely use the term "critical period" to refer to the period used in conjunction with Hydro-Québec's new energy reliability criteria⁵⁷. (nous soulignons)

Notons que la référence aux *nouveaux* critères de fiabilité d'Hydro-Québec reflète, de toute évidence, la perception de M. Mittelstadt à l'effet que ce critère déterministe n'était pas identique au critère probabiliste de 1991.

Troisièmement, le nouveau critère, tel qu'expliqué aux experts américains, se base sur la prémisse inexacte suivant laquelle la seule séquence défavorable contre laquelle il est nécessaire de se prémunir consiste en déficits décroissants (ex. {-39, -25}). En réalité, il existe un grand nombre de scénarios ayant une probabilité de moins de 2 % auxquels il serait sensiblement plus difficile de répondre.

D'abord, il faut comprendre que, même si la probabilité de dépasser le seuil de -39 TWh par rapport à la moyenne n'est que de 2 % pour une seule année⁵⁸, la probabilité de dépassement augmente avec la période d'analyse. Cela est vrai pour la même raison que le probabilité de tirer un « six » avec un seul dé est plus grande si on le tire deux fois.

Ainsi, sur une période de deux ans, la probabilité d'un dépassement du seuil de -39 TWh dans l'une ou l'autre des deux années augmente à plus que 4 %, selon la règle :

$$P = 1 - 0,98^n$$

Sur une période de sept ans, la probabilité d'un dépassement de -39 TWh augmente à plus de 13 %.

Même s'il n'y a que 2% de probabilité que les écarts cumulatifs sur deux ans soient supérieurs à 64 TWh, rien ne nous garantit que toutes ces séquences adverses vont

⁵⁶ Raphals et McCullough (2000) (Annexe B), page 10.

⁵⁷ Courriel de M. Richard Mittelstadt du 10 décembre 1998, cité dans Raphals et McCullough (2000) (Annexe B), note 22, page 10.

⁵⁸ Sur la base d'une distribution normale (« gaussienne ») avec un écart-type de 19,5 TWh.

commencer avec une année de -39. En réalité, des séquences comme {-10, -45} peuvent bien se produire avec une probabilité de plus de 2 % et ce, même si la probabilité dans une seule année de -43 serait bien en deçà de 2 %. De la même façon, le seuil critique de -87 TWh sur trois ans inclut aussi bien des séquences comme {-18, -23, -44} ou {0, -43, -43} que la séquence pour laquelle Hydro-Québec se prépare, soit de {-39, -25, -20}⁵⁹.

D'ailleurs, le rapport BDM souligne que plus il y a d'entreposage dans un réseau hydraulique, plus la période d'analyse doit être longue. Étant donné la très grande capacité d'entreposage dont jouit le réseau d'Hydro-Québec, il conclut que les analyses de fiabilité à Hydro-Québec devront se baser minimalement sur une période de quatre ans⁶⁰. En fait, le rapport note que même le critère déterministe des années 1980 se basait sur une période critique de quatre ans et que le critère probabiliste des années 1990 se basait implicitement sur une période d'au moins sept ans⁶¹.

Pour résumer, il nous apparaît clair que le critère de -64 TWh sur deux ans est différent — et moins exigeant — que le critère probabiliste à 98 % adopté en 1991. Il appert cependant qu'Hydro-Québec avait commencé à l'utiliser bien avant l'adoption de la *Loi 116*. Nous ignorons cependant à quel moment Hydro-Québec a fait ce changement, ainsi que la raison le justifiant.

4.2. Est-ce que l'utilisation d'un critère de fiabilité en énergie probabiliste est toujours pertinente dans le contexte réglementaire actuel ?

Tel que mentionné auparavant, l'adoption de la *Loi 116* en juin 2000 a eu pour effet de modifier les obligations d'Hydro-Québec à l'égard de la fourniture d'électricité. Une fois dépassé le seuil de 165 TWh, l'obligation de fourniture d'Hydro-Québec pour le marché québécois se limitera à ce volume (abstraction faite des volumes livrés en vertu des tarifs spéciaux ou de blocs d'énergie d'une source particulière, ainsi que de nouveaux contrats en vertu des appels d'offres du Distributeur).

⁵⁹ Courriel de Mme C. Dupuis du 14 décembre 1998, Raphals et McCullough (2000) (Annexe B), Appendix II, doc. 3. "HQ is not currently obligated to protect ONLY against the 2-year, 98 percent flow sequence – rather, it is obligated to protect against the worst-case scenario which can occur 2% of the time and which represents the cumulative shortfalls listed in the "Energy Reliability Criteria" handout. In other words, HQ must be ready to protect itself in a shortfall which could occur over a period of 7 years."

⁶⁰ En raison de l'important surplus théorique de l'offre sur la demande dont Hydro-Québec bénéficiait en 1998, les auteurs considéraient néanmoins que l'utilisation d'une période analytique de deux (2) ans serait acceptable jusqu'en 2002.

⁶¹ Biggerstaff, Dodge et Mittelstadt (1998) (RNCREQ-11), page 23.

Il importe de préciser cependant que ces obligations ne seront modifiées qu'une fois que la demande d'électricité dépassera l'offre patrimoniale. Ainsi, d'ici à l'année qui suivra le dépassement, les obligations du Producteur demeurent identiques à celles qui existaient auparavant, soit de répondre à *tous* les besoins du Distributeur. Jusque-là, HQ-P demeure donc responsable pour les aléas de la demande ainsi que ceux de l'offre.

D'ici l'année suivant le dépassement, donc, l'analyse de fiabilité en énergie pour l'électricité patrimoniale demeure essentiellement identique à l'analyse qui aurait été faite antérieurement à la nouvelle loi. Après dépassement, cependant, il y a une différence importante. Au lieu de devoir tenir compte de l'incertitude de la demande au Québec, HQ-Production n'aura qu'à démontrer la capacité de fournir 165 TWh au Distributeur, en sus de ses autres engagements fermes, tant à l'intérieur qu'à l'extérieur du Québec.

Même après dépassement, la notion d'un critère probabiliste de fiabilité en énergie demeure très pertinente. La tâche sera bien sûr plus simple, en ce sens que le volume d'énergie à fournir sera beaucoup plus prévisible (165 TWh, plus tout volume relié à une entente-cadre éventuelle, plus tout autre volume engagé en vertu des contrats fermes d'exportation et/ou des appels d'offres du Distributeur). Autrement dit, les aléas de la demande seront en grande partie déjà couverts par la stratégie d'appels d'offre du Distributeur. Mais il n'en demeure pas moins que, pour gérer l'incertitude reliée aux apports hydrauliques, un critère probabiliste est un outil de loin supérieur à un critère déterministe.

5. Comment la fiabilité en énergie est-elle gérée dans d'autres réseaux hydroélectriques ?

En règle générale, dans les réseaux d'électricité en Amérique du Nord qui sont à prédominance hydroélectrique, la question de la suffisance en énergie est périodiquement examinée par une instance publique de réglementation ou de planification. Nous présentons ici brièvement des régimes en place en Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest américain.

5.1. La Colombie-Britannique

Les grandes ressemblances entre les réseaux électriques du Québec et de la Colombie-Britannique sont bien connues. Historiquement, B.C. Hydro et Hydro-Québec étaient des monopoles verticalement intégrés dont les structures se ressemblaient beaucoup, sauf pour le fait qu'Hydro-Québec n'était pas soumise à une réglementation indépendante.

Maintenant, cependant, il existe des différences importantes entre leurs structures respectives. B.C. Hydro, comme Hydro-Québec, demeure une compagnie verticalement

intégrée.⁶² À l'opposé de cette dernière, B.C. Hydro demeure réglementée dans son ensemble, exception faite de ses filiales.

Bien que ce soit la filiale Powerex qui s'occupe du commerce hors-réseau (dont les exportations), la British Columbia Utilities Commission (BCUC) requiert que B.C. Hydro dépose sur une base trimestrielle un rapport sur les exportations (*Quarterly Report on Export Trade*) qui inclut, entre autres, les éléments suivants :

- a) des graphiques indiquant l'évolution des niveaux des réservoirs pendant la période,
- b) une comparaison globale de l'hydraulicité pendant la période en relation aux conditions normales,
- c) une description de la méthodologie utilisée pour déterminer l'hydraulicité réelle et normale, incluant les intrants (niveaux des réservoirs, quantité de neige, données sur les apports hydrauliques), et
- d) des coûts et revenus, réels et projetés, reliés aux exportations, désagrégés par terme (temps réel, le lendemain, jusqu'à un an, un à deux ans, long terme) et entre ventes nettes et "time-shifting" (achat-revente)⁶³.

Quoique la surveillance qu'exerce actuellement la BCUC se base sur sa compétence tarifaire, elle s'assure implicitement de la sécurité des approvisionnements⁶⁴. Les rapports trimestriels de B.C. Hydro incluent des graphiques indiquant le niveau de remplissage des deux principaux réservoirs de son réseau (Williston et Kinbasket), qui comptent ensemble pour environ 90 % de la capacité d'emmagasinage du réseau de B.C. Hydro. L'étude de ces graphiques permet à la Commission ainsi qu'aux intervenants de connaître l'état des réserves hydrauliques et de faire le suivi approprié, le cas échéant.

⁶² Quoique Powerex fonctionne *at arm's length* (indépendamment) de B.C. Hydro en ce qui concerne l'accès au réseau de transport, ce n'est pas le cas en ce qui concerne la production. "Powerex and B.C. Hydro (Power Supply) hold a very close relationship for the optimization of B.C. Hydro's generation assets." BCUC, Commission Letter No. L-56-00.

⁶³ BCUC, Letter No. L-56-00 à B.C. Hydro, 16 novembre 2000.

⁶⁴ "It is readily observable from Figures 1 and 2 that in the last few months, while Powerex has earned record export trade revenues, reservoir levels have remained within historical bounds, and are far higher than the minimum levels allowed under BC Hydro's Water Licenses. It follows that the concerns of the JIESC and the CAC(BC) — that reservoir levels are being managed unreasonably to take advantage of market opportunities — are unfounded. This year, inflows to the reservoirs have been 99% of normal." Lettre de B.C. Hydro au secrétaire de la BCUC du 6 octobre 2000, pages 2-3.

Il est en outre bon de souligner que B.C. Hydro exige un traitement confidentiel d'un certain nombre de données qu'elle fournit à la Commission, sur la base qu'elles contiennent de l'information potentiellement utile à ses concurrents concernant les prix et les conditions auxquels Powerex accepterait de transiger⁶⁵. Elle ne demande cependant pas ce traitement pour les informations concernant sa réserve hydraulique. Le niveau de remplissage de ses deux principaux réservoirs interannuels sont dévoilés périodiquement dans le cadre du rapport trimestriel. Les graphiques du dernier rapport trimestriel sont joints à ce rapport comme Annexe D.

5.2. Le Nord-Ouest américain

Le réseau hydroélectrique du Nord-Ouest américain consiste surtout des installations construites sur la rivière Columbia et ses affluents. Il inclut des installations dans quatre États et est également intimement inter-relié dans sa gestion avec les installations de B.C. Hydro sur la même rivière.

La propriété de ces installations est très diversifiée et la surveillance et contrôle de leur gestion de ce est partagée entre plusieurs instances, dont notamment les régulateurs des quatre États. Pour permettre un vue d'ensemble, le gouvernement fédéral créait en 1980 le Northwest Power Planning Council (ci-après « le Conseil »), avec le mandat entre autres de planifier l'avenir du réseau, d'informer les citoyens quant à ses activités et des les y impliquer. Son mandat comprend également un volet de fiabilité, soit de s'assurer que la région aura accès aux approvisionnements en énergie qui sont adéquats, efficaces, économiques et fiables⁶⁶.

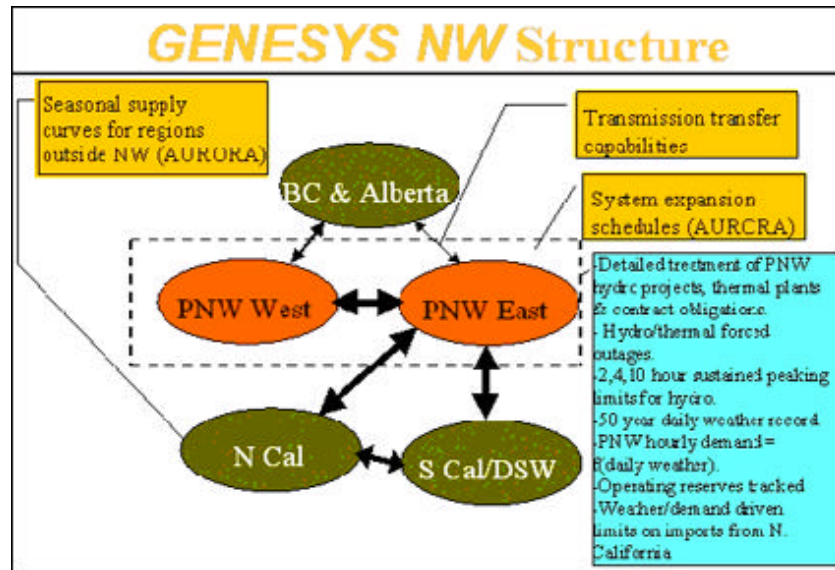
Dans le cadre de ce mandat, le Conseil prépare périodiquement des analyses de l'adéquation (*adequacy*) des approvisionnements en énergie pour le court et moyen terme.

Le graphique suivant représente la structure du logiciel utilisé par le Northwest Power Planning Council pour ses évaluations périodiques de la suffisance des ressources de production de la région du Nord-Ouest américain⁶⁷.

⁶⁵ "Energy trade information, even in an aggregated format, contains commercially valuable information pertaining to the prices and terms at which BC Hydro/Powerex are willing to transact." Lettre de B.C. Hydro à la BCUC du 21 décembre 2000, page 8. Les données pour lesquelles la confidentialité est réclamée incluent la ventilation (mais pas la totale) des coûts et revenus réels et projetés reliés aux exportations, ainsi que la désaggregation des positions à terme.

⁶⁶ Northwest Power Planning Council, *Reliability Standards for the Northwest Power System*, 10 octobre 2001.

⁶⁷ Northwest Power Planning Council, *Analysis of Winter 2001-02 Power Supply Adequacy*, 15 novembre 2001, page 2.



Ce modèle inclut une représentation détaillée des opérations de chacune des installations hydroélectriques dans la région ainsi que de leurs réserves énergétiques. Il requiert également une description des obligations contractuelles des producteurs, des interconnexions avec des réseaux voisins, des volumes d'électricité disponible pour achat dans ces réseaux voisins à différents prix et, bien sûr, des prévisions de la demande. Finalement, il requiert une estimation des ressources qui seront ajoutées au réseau dans les années à venir⁶⁸.

En juin 2001, le Conseil publiait une analyse qui faisait état de ses grandes préoccupations quant à l'adéquation (*adequacy*) des approvisionnements en énergie dans la région pour l'hiver 2001-02. Selon ce rapport, la probabilité de délestage (*loss of load probability*, ou LOLP⁶⁹) montait à 17 %, un niveau qui excédait par un facteur de plus que trois le cible de 5 %⁷⁰.

⁶⁸ Étant donné le rôle important que joue des 'merchant plants' dans cette région, le NPPC a recours à cet égard à un logiciel spécialisé (dénommé « AURORA ») pour modéliser le marché de gros. Au Québec, cependant, il est peu probable qu'un tel outil serait requis, étant donné la nature embryonnaire du marché du gros d'électricité au Québec.

⁶⁹ Pour une explication de ce concept, voir NPPC, *Reliability Standards for the Northwest Power System* à la page 7.

⁷⁰ Northwest Power Planning Council, *Analysis of Winter 2001-02 Power Supply Adequacy*, 15 novembre 2001.

La mise à jour de cette analyse publiée en novembre 2001 indique, cependant, que les problèmes appréhendés ne se présentent plus, avec un LOLP maintenant en deçà de 1 %. Ce changement est dû en partie à des gestes entreprises en réponse à l'analyse précédente. Ces gestes incluent la décision d'entreprendre un contrat d'emmagasiner d'un peu plus qu'un TWh dans un réservoir canadien, celle de réduire les déversements écologiques à plusieurs barrages fédéraux et celle de rechercher activement la réduction des charges. La réduction des charges due aux augmentations dans le prix de l'énergie ainsi que celle reliée au ralentissement de l'économie jouaient également des rôles importants.

Malgré cette analyse, le Conseil rappelle que la probabilité de délestage n'est pas zéro :

Combinations of poor water, extreme weather that increases loads, and forced outages could occur that could pose power supply problems. Moreover, many of the parameters that have gone into this analysis are derived from estimates or forecasts that may prove wrong⁷¹.

Pour cette raison, il propose de suivre de près l'évolution des charges et des exportations, pendant la saison de pointe, pour savoir le plus tôt possible s'il un problème se développe.

This raises the question of whether there might be "leading indicators" of potential problems that should be tracked. Given the sensitivity of the loss of load probability to loads ..., it will be very important to track actual loads and net exports (which have the same effect though the fall and winter. If these appear to be diverging significantly from the forecast used in this analysis, there may be cause for concern⁷².

Le rapport s'adresse également aux préoccupations environnementales. Il fait état d'une analyse de la probabilité que, après l'hiver, le remplissage des réservoirs sera suffisant pour atteindre des objectifs écologiques, notamment à l'égard de la probabilité que les plus grands réservoirs atteindront leur niveau escompté au printemps.

Comme l'indiquait M. Robert McCullough dans un rapport produit en 1999, des données hydrauliques et énergétiques sont facilement disponibles au public du Nord-Ouest.

The reason that river operations data is so public in the rest of the continent is fundamentally tied to the need of an open society to review operations that may affect their security and environment⁷³.

⁷¹ Ibid., p. 19.

⁷² Ibid.

⁷³ Robert McCullough, *Commercial Sensitivity of Information Concerning Hydroelectric Generation Reliability*, 7 septembre 1999, page 9.

6. Est-ce que, dans un régime de séparation fonctionnelle, le Distributeur peut se fier au Producteur à l'égard de la sécurité des approvisionnements patrimoniaux ?

Comment le Distributeur devrait-il s'assurer d'avoir des approvisionnements suffisants pour sa clientèle ? En ce qui concerne l'électricité « post-patrimoniale », le plan d'approvisionnement proposé par le Distributeur répond à cette question en détail. En ce qui concerne l'électricité patrimoniale, cependant, le Distributeur affirme qu'il ne s'occupe aucunement de la question, soutenant que c'est la responsabilité du Producteur⁷⁴.

Une fois qu'on reconnaît qu'il est concevable que le Producteur pourrait un jour se trouver dans l'impossibilité de respecter ses obligations à l'égard de l'électricité patrimoniale, une telle affirmation implique que le Distributeur ne peut lui-même s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants, étant à la merci de la gestion des risques faite par HQ-Production.

Le partage des responsabilités décrit ci-dessus pourrait bien entendu être approprié dans le cadre d'un service public entièrement intégré, surtout s'il est soumis à une réglementation indépendante. Dans un tel contexte, le service de distribution n'aurait aucune raison de s'immiscer dans la gestion des risques faite par le service de production.

Le régime de séparation fonctionnelle créé par la *Loi 116* représente cependant un changement fondamental à cet égard. La Vice-Présidence Distribution d'Hydro-Québec est devenue le Distributeur, entité qui, sans être une personne morale, est reconnue par la *Loi*, qui lui attribue des droits et des responsabilités.

Parmi ces responsabilités, il y a celle de distribuer de l'électricité à toute personne qui le demande dans le territoire où s'exerce son droit exclusif, ce qui implique la responsabilité d'avoir accès à des fournitures suffisantes. Nous voyons difficilement comment l'on pourrait se décharger de cette responsabilité en la refilant à une autre entité, surtout une entité déréglementée de vocation commerciale.

La séparation fonctionnelle implique normalement que les entités ainsi « séparées » devraient agir selon leurs propres intérêts. Rappelons à ce sujet que l'entité déréglementée HQ-Production a des intérêts commerciaux qui sont étrangers aux responsabilités du Distributeur. En fait, la fiabilité des approvisionnements n'est qu'une composante de sa prise de décision, qui vise également à maximiser son rendement. Hydro-Québec s'en expliquait ainsi aux experts de la Régie :

⁷⁴ N.S., v. 3, p. 108.

Hydro-Québec gère ses réservoirs dans une approche commerciale tout en respectant le critère de fiabilité. C'est un arbitrage financier qui est du ressort de l'entreprise qui fait que l'on maximise le rendement de nos actifs⁷⁵.

Suivant une telle approche, il est fort possible que son « arbitrage financier » mène HQ-Production à prendre des décisions qui augmenteraient les risques auxquels feront face le Distributeur et ses clients au-delà des niveaux que ceux-ci jugeraient acceptables. Étant donné les affirmations précitées, il appert que le Distributeur ne pourra même pas essayer de défendre ses intérêts et ceux de ces clients devant HQ-Production ou devant le conseil d'administration d'Hydro-Québec, pour la simple raison qu'il ne saurait pas qu'un tel arbitrage a été fait.

Nous croyons donc que, pour respecter ses propres intérêts ainsi que ceux de ces clients, il revient au Distributeur de s'assurer de la fiabilité de ses approvisionnements, de la même façon qu'il le ferait s'il n'avait aucun lien corporatif avec son fournisseur.

7. Conclusion et recommandations

La preuve en chef du Distributeur n'inclut aucune démonstration quant à la fiabilité des approvisionnements patrimoniaux, ni quant aux critères de fiabilité qui s'y appliquent. Elle fait cependant appel à la notion des garanties financières, de façon directe dans le cas des approvisionnements post-patrimoniaux et de façon indirecte dans le cas de l'électricité patrimoniale.

Nous avons démontré que des garanties financières ne sont pas adéquates pour garantir la sécurité des approvisionnements patrimoniaux. La seule façon d'assurer que le Distributeur aura des approvisionnements suffisants pour l'électricité patrimoniale est donc en s'assurant qu'HQ-Production s'est dotée d'un critère de fiabilité énergétique adéquat et que ce critère est respecté.

À deux reprises dans l'histoire récente, Hydro-Québec s'est retrouvée dans des situations où la fiabilité de ses approvisionnements futurs était sous-optimale. Le niveau d'exportations dans les années précédentes avait joué un rôle déterminant dans l'évolution de chacune de ces situations. Autrement dit, face à l'arbitrage mentionné ci-dessus, Hydro-Québec avait apparemment choisi de se prévaloir des opportunités commerciales au détriment de sa fiabilité énergétique.

Dans le premier cas, celui des années 1980, il appert que le critère de fiabilité en énergie utilisé à l'époque par l'entreprise n'était ni suffisamment exigeant ni assez sophistiqué pour prévenir la situation qui se développait. Dans le deuxième cas, il appert plutôt que

⁷⁵ RNCREQ-18, page 1.

le problème était soit la non-application du critère probabiliste adopté formellement en 1991, soit son remplacement par une variante déterministe et moins exigeante.

Ces deux cas démontrent bien le danger de laisser la fiabilité des approvisionnements patrimoniaux dans les mains d'une entité déréglementée à vocation commerciale. 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.

Nous recommandons donc que la Régie demande au Distributeur de modifier son Plan d'approvisionnement de manière à inclure un énoncé des critères de fiabilité en énergie utilisés par HQ-Production à l'égard de l'électricité patrimoniale. À notre avis, ces critères devront inclure des « rule curves » comme celles qui sont décrites à la page 13 ci-dessus, pour éliminer dans la mesure du possible toute subjectivité quant à l'application du critère, ainsi qu'une explication détaillée de leur justification. Ces courbes indiqueraient, pour chaque moment de l'année, les seuils critiques pour permettre des ventes discrétionnaires, à une extrémité, et pour mettre en place des mesures exceptionnelles, à l'autre.

Le Plan devrait également démontrer que ces critères ont été 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.

Dans l'éventualité où il serait impossible pour le Distributeur d'obtenir les informations requises, il devra en informer la Régie, afin que celle-ci puisse soit obtenir les informations directement, soit prendre d'autres mesures pour s'assurer que les consommateurs auront des approvisionnements suffisants.

Finalement, la Régie devrait stipuler que, dans la mesure où HQ-P entend faire des soumissions en réponse aux appels d'offres du Distributeur qui se baseraient sur les installations existantes, les énoncés et démonstrations mentionnées ci-dessus doivent accompagner une telle soumission pour permettre au Distributeur de s'assurer qu'un tel engagement ne réduirait indûment la capacité du Producteur de fournir l'électricité patrimoniale, même devant des scénarios défavorables d'hydraulicité et de la demande. Dans le cas où il reçoit une telle soumission, le Distributeur devra amender immédiatement son Plan d'approvisionnement pour inclure ces informations.