

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE)
RELATIVE AU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2011-2020 (LE PLAN) D'HYDRO-
QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ (LE
DISTRIBUTEUR)**

- 1. Références :**
- (i) Pièce C-UMQ-0014, page 41;
 - (ii) Pièce B-0004, page 19.

Préambule :

- (i) L'auteur du rapport fait la recommandation suivante :

« Les informations suivantes devraient être exigées dans le Guide de dépôt pour Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité : les taux d'entretien mensuels prévus par centrale pour toutes les années de l'horizon du plan (pour les mois de novembre à mars) et pour toutes les centrales considérées dans les démonstrations de fiabilité en puissance. »

- (ii) Le Distributeur mentionne que « le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon de quatre ans ».

Demandes :

- 1.1 Veuillez indiquer la valeur ajoutée de fournir les taux d'entretien mensuels prévus par centrale par rapport aux taux d'entretien mensuels globaux qui tiennent compte de la mise à jour des taux prévus pour chacune des centrales.

Réponse :

Comme l'a illustré le Distributeur par un exemple pour les centrales sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace, les entretiens d'hiver peuvent avoir un effet différent dépendant des centrales où ils sont effectués. Dans certains cas, ils peuvent avoir un impact monétaire significatif s'ils sont planifiés à des centrales qui n'ont pas de restrictions hydrauliques du type de celles de Beauharnois. Ces effets sont d'autant plus importants lors d'années où les marges de manœuvre sont plus minces.

Un taux global ne nous indique pas suffisamment l'impact des entretiens. En effet, il ne suffit pas d'appliquer une valeur moyenne à toutes les centrales puisque l'effet n'est pas nécessairement le même d'une centrale à l'autre. Des taux mensuels par centrale nous permettent donc de mieux comprendre et commenter au besoin les actions prises par le Distributeur ou le Producteur et ayant un impact important sur les coûts du Distributeur et, par conséquent, sur les tarifs des consommateurs.

Nous pourrions aussi ajouter que, contrairement aux pannes, les entretiens ne sont pas des événements aléatoires dont les taux peuvent être basés sur l'expérience passée. C'est le Producteur qui décide des entretiens qu'il fera et ceux-ci dépendent des besoins qui varient avec les années. Par exemple, une centrale dont un groupe turbine-alternateur requiert une réfection majeure de plus de neuf mois ou un entretien extraordinaire de durée exceptionnelle pourra profiter d'un hiver où sa situation présente des surplus pour effectuer un tel entretien. Un autre exemple touche la centrale de Gentilly-2 dont le Producteur a, au cours des dernières années, déplacé la date de réfection en fonction de divers facteurs. De tels exemples démontrent bien que le Distributeur devrait utiliser et fournir des taux d'entretien différents d'une année à l'autre pour les mois d'hiver.

- 1.2 Veuillez expliquer pourquoi les taux d'entretien mensuels devraient être fournis pour toutes les années de l'horizon du Plan, alors que le critère de fiabilité en puissance utilise un horizon de quatre ans.

Réponse :

D'abord, les taux d'entretien ne servent pas seulement à démontrer le respect du critère de fiabilité en puissance des 4 premières années. En effet, ils sont un intrant important dans le calcul de la réserve requise que le Distributeur présente dans divers bilans de puissance. Citons par exemple les tableaux 4.2-2 et 4.4-4 du Plan d'approvisionnement 2011-2020. Or, ces bilans portent sur 10 années et non seulement sur les 4 premières. Si le Distributeur fournit ces bilans sur un horizon de 10 ans, c'est qu'ils présentent un certain intérêt. Il est, par conséquent, important que les éléments de ces tableaux soient basés sur les meilleures informations possibles. En particulier, ces bilans de puissance pourraient être utilisés pour justifier l'engagement par le Distributeur de certaines stratégies dont la mise en place requiert plus de 4 ans.

D'autre part, les bilans de puissance sont des intrants aux courbes d'approvisionnements requis horaires classés, par exemple le graphique 4.3-1 du Plan. Ces courbes sont à la base des stratégies d'approvisionnement en énergie du Distributeur et en particulier des décisions prises à court terme sur la gestion des conventions d'énergie différée et rappelée jusqu'en 2027.

2. Référence : Pièce C-UMQ-0014, pages 83 et 88.

Préambule :

Le tableau de la page 83 montre des réductions confirmées de 800 MW le 15 janvier 2004 et de 600 MW le 16 janvier 2009 suite à des appels au public faits par Hydro-Québec en période de pointe.

À la page 88, l'auteur du rapport recommande « *en attendant que le Distributeur ne complète ses analyses sur le LAD et le PTHJ, qu'il inscrive à son bilan de puissance comme moyen de gestion, le plus tard possible dans la liste de moyens, un appel au public de l'ordre de 700 MW* ».

Demande :

2.1 Veuillez justifier le niveau de 700 MW recommandé à titre de contribution de l'appel au public au bilan en puissance, alors qu'une réduction de seulement 600 MW a été confirmée en 2009.

Réponse :

D'abord, il est important de bien mettre en contexte la citation du préambule. Idéalement et tel que mentionné dans notre rapport d'expertise :

« *Le Distributeur pourrait faire une analyse des 39 heures qui ont fait l'objet d'un appel au public au cours des 10 dernières années et en déduire une distribution statistique en MW. Par la suite, ce moyen de gestion pourrait être inclus dans les études de fiabilité avec des contraintes qui émaneront de l'analyse et qui seront semblables à celles de l'électricité interruptible, par exemple :*

- *Appels pour des périodes de 4 heures le matin et de 4 heures le soir;*
- *Appels faits la veille;*
- *Maximum de 6 périodes de pointe (AM ou PM) par hiver. »*

Nous sommes convaincus que le Distributeur a toutes les informations pour compléter une telle analyse avant le prochain « *État d'avancement du Plan* ». Dans le cas contraire et en attendant, notre recommandation citée dans le préambule vise à prendre en compte une valeur moyenne dans le bilan de puissance. Étant donné que le Distributeur ne nous avait fourni que deux des 39 valeurs de réductions confirmées, celles-ci apparaissant au tableau mentionné en préambule, nous avons procédé, toujours à défaut d'avoir plus d'informations, à une espérance mathématique des valeurs de 600 MW et 800 MW pour obtenir 700 MW. Évidemment, les analyses que nous suggérons que le Distributeur fasse à court terme

permettront d'obtenir une meilleure valeur espérée et une distribution probabiliste du moyen de gestion d'appel au public.

Dans l'analyse de la valeur d'une ressource dans le bilan de puissance, le Distributeur, comme il l'a fait pour la production éolienne par exemple, retient une valeur qui tient compte de tous les cas possibles. Il ne retient pas la valeur minimale ou garantie qui serait de 0 dans le cas de la production éolienne. Selon un principe semblable, dans ce cas-ci, nous recommandons la valeur moyenne de 700 MW et non une valeur minimale ou garantie de 600 MW.

- 3. Références :**
- (i) Pièce B-0005, page 142;
 - (ii) Pièce C-UMQ-0014, pages 99 à 102.

Préambule :

(i) Dans l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*, le service de Planification des ressources en puissance est décrit comme suit :

« Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus d'une fois par dix ans, en tenant compte notamment d'une variation de la charge correspondant à une distribution normale dont l'écart type est fixé à 4,5 % ».

(ii) Selon l'auteur du rapport, cette description comporte certaines interrogations :

« D'abord, on peut supposer que « une fois par dix ans » sous-entend plutôt « 24 heures par dix ans ». Ensuite, [...] l'aléa climatique ne répond pas à une loi normale [...]. Enfin, l'écart-type est fixé à 4,5 % alors qu'en réalité, il peut changer avec le temps. [...] »

En conséquence, l'auteur recommande que l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial* soit révisée, parce qu'elle ne correspond pas, à son avis, à l'intention exprimée dans le Décret 1277-2001.

Demande :

- 3.1 Veuillez décrire précisément les modifications qui devraient être apportées, selon l'auteur du rapport, à l'*Entente concernant les services nécessaires et généralement reconnus pour assurer la sécurité et la fiabilité de l'approvisionnement patrimonial*.

Réponse :

La description du service 1 de l'annexe A de l'entente citée en préambule, intitulé Planification des ressources en puissance, devrait plutôt être, selon nous :

« Planifier les ressources en puissance pour respecter le critère de fiabilité à l'effet qu'un délestage de la charge associée au volume d'électricité patrimoniale ne se produise pas plus de 24 heures par dix ans, en tenant compte notamment des variations de la charge correspondant aux variations climatiques horaires observées depuis 1971. »

La méthodologie plus détaillée pourrait être annexée au document. Elle s'inspirerait de la description déjà faite par le Distributeur en l'appliquant au volume d'électricité patrimoniale et en mettant régulièrement à jour les simulations horaires chronologiques tel que recommandé dans notre rapport d'expertise.

- 4. Références :**
- (i) Pièce B-0018, page 8;
 - (ii) Pièce C-UMQ-0014, pages 103 et 104.

Préambule :

- (i) Dans le présent Plan, le Distributeur mentionne que :

« Aux fins de l'établissement de la réserve liée à l'électricité patrimoniale, aucune modification n'a été apportée aux hypothèses associées aux pannes et aux indisponibilités des équipements modélisés. La réserve associée à l'électricité patrimoniale est fixée à 3 100 MW. »

- (ii) L'auteur du rapport mentionne que :

« Le Distributeur a déposé l'étude de 1997 sur laquelle était basée la nouvelle réserve de 3100 MW.

Lors du présent Plan, la valeur de 3100 MW n'a toujours pas été changée [...]

Pourtant, plusieurs hypothèses ont changé depuis 1997. Par ailleurs, le Distributeur n'exclut pas l'éventualité de mettre à jour au besoin la réserve associée à l'électricité patrimoniale [...]

La réserve requise de l'électricité patrimoniale est donc toujours basée sur l'étude de 1997 qui était basée sur des intrants qui ne sont plus à jour.

Nous recommandons de refaire l'étude pour déterminer la réserve requise de l'électricité patrimoniale [...] » [nous soulignons]

Demandes :

- 4.1 Veuillez indiquer les hypothèses ayant changé depuis 1997 et les intrants n'étant plus à jour. Veuillez également expliquer en quoi ces changements justifient une mise à jour la réserve associée à l'électricité patrimoniale.

Réponse :

Nous répondons à la question sous ses trois volets :

i) Les principales hypothèses qui ont changé depuis 1997 :

- **Les centrales considérées** : Sans avoir accès à la liste détaillée des centrales considérées dans le présent Plan, nous pouvons affirmer que l'hypothèse des centrales considérées a changé. En 1997, par exemple, la centrale Cadillac était considérée alors qu'elle est maintenant retirée du parc de production du Producteur.
- **Les taux d'arrêts forcés des centrales hydrauliques** : les taux recommandés en 1997 étaient de 1,1% pour les mois de janvier, février et décembre et 2,4% pour les autres mois. Dans le présent Plan, le Distributeur utilise l'hypothèse de taux de pannes (ou d'arrêts forcés) variant entre 1,1 et 1,8% dépendant des centrales. Aucune indication n'a pu être obtenue du Distributeur sur les variations par mois et par centrale.
- **Les taux d'arrêts forcés durant les périodes de rodage** : dans l'étude de 1997, durant les trois premières années de rodage, le taux est le double du taux en période normale. Dans le présent Plan, aucune telle hypothèse n'est mentionnée.
- **Les taux d'arrêts forcés équivalents des centrales thermoélectriques** : en 1997, les taux retenus pour les centrales La Citière (11%), Tracy (7,5%), Bécancour (9,5%) et Gentilly-2 (4%) varient donc entre 4 et 11%. Dans le présent Plan, le Distributeur utilise l'hypothèse de taux de pannes variant entre 4 et 9%. Aucune indication n'a pu être obtenue du Distributeur sur les variations par mois et par centrale.
- **Les taux d'entretien des groupes hydrauliques (sans Beauharnois)** : l'étude de 1997 utilise des taux d'entretien de 0,4% pour les trois mois d'hiver pour toutes les centrales sauf Beauharnois. Le présent Plan utilise les mêmes taux pour l'hiver et des taux différents pour l'été mais indique que les entretiens d'hiver ont lieu essentiellement aux centrales sujettes à des restrictions reliées à un couvert de glace comme Beauharnois. L'hypothèse est donc différente.
- **L'aléa climatique sur la demande** : l'étude de 1997 base l'aléa climatique sur un historique de 1962-63 à 1995-96 alors que le présent Plan le base sur l'historique de 1971 à 2006.
- **La demande elle-même** : l'étude de 1997 portait sur la demande de l'horizon 2006-07 telle que prévue en 2007. Forcément cette hypothèse est différente de

celle qui devrait être utilisée aujourd'hui soit celle correspondant au volume d'électricité patrimoniale.

ii) Les intrants n'étant plus à jour par rapport à 1997 :

Il serait raisonnable d'affirmer que tous les intrants utilisés dans la détermination de la réserve en 1997 ou même depuis quelques années ne sont plus à jour aujourd'hui. D'ailleurs, notre rapport d'expertise le démontre pour les principaux intrants soit :

- Les simulations horaires chronologiques des besoins en fonction des variations climatiques (page 30);
- Les restrictions sur les moyens de production hydroélectrique (pages 34 et 35);
- Les taux d'entretien des centrales hydroélectriques (pages 38 et 39);
- Les taux de panne des centrales hydroélectriques (page 42);
- Les contraintes, restrictions, entretiens et pannes sur les centrales thermoélectriques (pages 43 et 44);
- Les restrictions hydrauliques à la centrale Beauharnois (page 45);
- La disponibilité de la production de la centrale des Churchill Falls (pages 79 et 80).

iii) En quoi ces changements justifient une mise à jour de la réserve associée à l'électricité patrimoniale :

De façon générale, notre expérience nous dicte que tout changement important dans les intrants menant à une conclusion importante devrait justifier une mise à jour de cette conclusion.

Dans ce cas-ci, comme tous les intrants ne sont probablement pas à jour, il nous semble d'autant plus évident qu'une nouvelle étude s'impose. Ajoutons qu'avec les modèles de simulation appropriés et les données à jour, une telle étude se fait rapidement.

Pour se convaincre davantage de l'utilité d'une mise à jour, nous pourrions rappeler que la dernière fois que le Distributeur a révisé la réserve associée à l'électricité patrimoniale, celle-ci a subi un changement majeur de 500 MW, passant de 3600 à 3100.

4.2 Veuillez estimer l'impact de ces changements sur la réserve associée à l'électricité patrimoniale.

Réponse :

Pour évaluer l'impact des changements d'intrants sur la réserve associée à l'électricité patrimoniale, nous devrions d'abord avoir accès auxdits changements affectant l'offre et la demande et être en mesure de faire plusieurs milliers de simulations avec un modèle de simulation approprié.

Pour les intrants affectant l'offre (taux de pannes, taux d'entretien, restrictions, liste des centrales, etc.), nous n'avons pu obtenir ces informations du Distributeur. Il est alors impossible d'estimer, même de façon approximative, l'effet de changements que nous ne connaissons pas de façon quantitative. Mais si on se réfère à l'ordre de grandeur mentionné dans notre réponse à la question 4.1, il est envisageable que l'exercice mène à des impacts significatifs.

Nous ne disposons pas, non plus, des modèles qui sont en possession d'Hydro-Québec et que nous avons cités longuement dans notre rapport d'expertise. Enfin, nous sommes d'avis que le Distributeur a tout en sa possession pour procéder à l'exercice.