

CANADA

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL  
No : R-4210-2022, Phase 2

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

---

HYDRO-QUÉBEC

**Demanderesse**

- et -

**ASSOCIATION HÔTELLERIE DU QUÉBEC**

-et-

**ASSOCIATION RESTAURATION QUÉBEC**

(ci-après « AHQ-ARQ »)

**Partie intéressée**

---

**PLAN D'ARGUMENTATION  
DE L'AHQ-ARQ**

---

**REMARQUES PRÉLIMINAIRES :**

1. La sécurité des approvisionnements électriques est évidemment un point crucial du présent dossier et la Régie doit s'assurer que le plan proposé par le Distributeur permette de répondre aux besoins des consommateurs d'électricité du Québec dans le respect des critères de fiabilité établis.
2. Bien évidemment, la Régie doit se prononcer sur les deux éléments fondamentaux sous-jacents à un plan d'approvisionnement, à savoir la justesse de l'évaluation et de la prévision des besoins d'une part, et la suffisance des approvisionnements requis pour combler ces besoins, d'autre part.
3. Une grande partie des besoins est récurrente, bien connue et déjà couverte par des sources d'approvisionnements diversifiées et bien sécurisées.
4. Les enjeux discutés dans un dossier de plan d'approvisionnement visent donc une partie limitée des approvisionnements requis, et en Phase 2 du présent dossier, seulement les quelques éléments que la Régie a identifiés dans ses décisions procédurales.

5. Ceci étant dit, la Régie doit également s'assurer que les consommateurs ne paient pas pour des approvisionnements qui ne sont pas requis et elle doit aussi s'assurer que le Distributeur présente un plan qui optimise les moyens déployés pour desservir le Québec en électricité.
6. Dans ce contexte, l'AHQ-ARQ a requis les services d'un expert en optimisation des approvisionnements, monsieur Marcel Paul Raymond qui conclut à douze (12) recommandations pour la Régie.
7. Aucune de ces recommandations ne remet en cause la sécurité des approvisionnements électriques, d'autant plus qu'elles ne visent que les quelques éléments dont la Régie a autorisé l'examen en Phase 2.
8. Tel que l'a exposé l'expert Raymond, certaines des stratégies aujourd'hui prises en compte par le Distributeur (contestées à l'époque) avaient été recommandées par celui-ci par le passé, et ce, alors même que nous étions en période de surplus.
9. Avec égard, sans remettre en cause la sécurité des approvisionnements, il faudrait éviter de revenir en période de surplus en présentant un plan qui ne serait pas optimisé...l'optimisation n'étant pas synonyme de risque, bien au contraire.
10. De façon sommaire, les recommandations visent à afficher plus de prudence afin de **ne pas s'engager trop rapidement** dans des approvisionnements qui pourraient s'avérer inutiles ou trop hâtifs...la décision doit être prise « en temps opportun », soit le plus tard possible pour limiter les aléas de la prévision autant que faire se peut. Voilà ce que recommande l'expert Raymond et c'est la notion de « flexibilité » préconisée par le Distributeur et secondée par M. Raymond.
11. En gros, ce dernier recommande de continuer à faire ce que le Distributeur, la Régie et les intervenants ont toujours fait, soit de compter sur le plein potentiel convenu des contributions du court terme avant de lancer des appels d'offres de long terme. Et M. Raymond a précisé que c'est exactement ce que font aussi toutes les entreprises comparables à Hydro-Québec. On utilise ce qui existe avant de penser à s'approvisionner en long terme.
12. **Personne ne veut manquer d'électricité, mais personne ne veut payer pour rien non plus.**

## **RECOMMANDATIONS DE L'AHQ-ARQ**

### **A. PRÉVISION DE LA DEMANDE**

**RECOMMANDATION # 1 - Réduire de 15 % la prévision des besoins en puissance pour l'usage des véhicules électriques proposée par le Distributeur et ce, à compter de l'hiver 2027-2028.**

13. Nous sommes trois (3) ans d'avance et le Distributeur ne tient compte que d'une réduction de l'ordre de 10% des besoins en puissance pour la recharge des véhicules électriques, notamment par le déplacement durant la nuit de cette recharge.
14. Même si on peut questionner le retard affiché comparé à BC Hydro (depuis 2021), de prévoir atteindre une réduction de 15% supplémentaire pour rattraper cette utilité publique à 25% de réduction de la prévision des besoins en puissance pour les véhicules électriques en 2027-2028 est plus que raisonnable et le Distributeur doit déployer, voire accélérer les moyens requis pour y arriver.<sup>1</sup>
15. Il y a lieu de rappeler l'impact à la pointe de 1 726 MW pour les véhicules électriques sur l'horizon du Plan<sup>2</sup>.

### **B. APPROVISIONNEMENTS**

**RECOMMANDATION # 2 - Approuver la hausse à 1 500 MW de la Contribution des marchés de court terme en puissance proposée par le Distributeur. Toutefois, nous recommandons à la Régie de prendre acte que le potentiel du partage de réserve n'est pas exploité au maximum et de demander au Distributeur de réévaluer le partage de réserve à retenir, lors des prochains plans d'approvisionnement et états d'avancement, en fonction de l'évolution des besoins du bilan de puissance et des marchés.**

16. D'emblée, le Distributeur reconnaît maintenant une contribution des marchés de court terme en puissance de l'ordre de 1 500 MW, incluant 200 MW de partage de réserve, ce qui présente un pas dans la bonne direction alors que déjà au plan d'approvisionnement précédent, l'expert recommandait de retenir une valeur de 1 800 MW.<sup>3</sup>

---

<sup>1</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 11 à 14 -et- C-AHQ-ARQ-0058, p. 3.

<sup>2</sup> B-0168, p. 15, tableau 2.3.

<sup>3</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 19.

17. Ceci dit, le sujet du partage de réserve est un thème récurrent où le Distributeur fait exception à la règle.
18. Les réseaux voisins comptent en grande partie sur ce partage de réserve alors que le Distributeur n'en tenait pas compte jusqu'à tout récemment.
19. Dans le présent Plan, le Distributeur propose maintenant la valeur de 1 500 MW sur une disponibilité d'approvisionnement de court terme de l'ordre de 2 600 MW, comme l'avait déjà démontré l'expert Raymond dans le cadre de la Phase 1 du Plan.<sup>4</sup>
20. Il y a lieu de rappeler que les besoins les plus importants du Québec sont en hiver alors que ceux de la plupart des voisins sont en été, ce qui fait en sorte que le Distributeur peut compter sur une grande disponibilité des réseaux voisins qu'il est l'un des seuls à solliciter en hiver, si requis.
21. Est-ce que le Québec est à risque en comptant sur un partage de réserve en hiver inclus dans la contribution des marchés de court terme de 1 500 MW? **La réponse est : NON**
22. En mars 2022<sup>5</sup>, le NPCC confirmait déjà la disponibilité du partage de réserve (disponibilité d'approvisionnement de puissance de court terme) pour le Québec de la façon suivante :
  - a. 2 721 MW pour l'hiver 2022
  - b. 2 631 MW pour l'hiver 2026.
23. D'ailleurs, l'expert Raymond a aussi démontré que la moyenne d'achats de court terme sur les heures de pointes critiques des sept (7) derniers hivers par le Distributeur est de 2 570 MW, ce qui vient appuyer l'ordre de grandeur du 2 600 MW du NPCC.<sup>6</sup>
24. En mars 2024<sup>7</sup>, le NPCC confirme maintenant la disponibilité du partage de réserve (disponibilité d'approvisionnement de puissance de court terme) pour le Québec de la façon suivante :
  - a. 3 271 MW pour l'hiver 2024
  - b. 3 620 MW pour l'hiver 2028**
25. Bien sûr, il y a lieu de rappeler que le Distributeur tient maintenant compte d'une contribution des marchés de court terme de l'ordre de 1 500 MW, incluant le volet partage de réserve.

---

<sup>4</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 19.

<sup>5</sup> C-AHQ-ARQ-0058, p. 5.

<sup>6</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 21.

<sup>7</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 5.

26. Ceci étant dit, avec un potentiel de l'ordre 3 620 MW à l'horizon 2028 selon la dernière révision du NPCC, une valeur aussi conservatrice que 1 500 MW est nettement sous-estimée...ce que le Distributeur reconnaît, en partie, d'ailleurs.<sup>8</sup>
27. L'AHQ-ARQ rappelle que le partage de réserve à retenir pour les fins d'équilibrer le bilan de puissance du Distributeur n'a pas à être modifié dans la présente phase, mais qu'il y a lieu que la Régie ordonne à celui-ci de réévaluer ce potentiel très important que ce soit dans l'état d'avancement 2024 ou encore dans le prochain plan d'approvisionnement.
28. Une discussion en amont peut aussi être souhaitable, que ce soit en séance de travail ou autre forum plus ouvert qu'une audience formelle peut l'être compte tenu de l'ampleur des sujets à traiter dans le cadre d'un dossier de plan d'approvisionnement.
29. Chose certaine, il ne serait pas acceptable de ne pas étudier en détail cette question alors que les réseaux voisins l'intègrent à leurs bilans en bonne partie pour leurs besoins en été depuis longtemps (et ils sont plusieurs à compter sur ce partage au même moment, contrairement au Distributeur en hiver) et que le **NPCC a validé la disponibilité de cette puissance pour le Québec.**

**RECOMMANDATION # 3 - Demander au Distributeur d'expliquer pourquoi la valeur de l'effacement des moyens de Gestion de la demande de la puissance OÉA et TRI, ne contribuerait que pour seulement environ 57% de leur valeur effacée à l'hiver 2027-2028, selon notre compréhension.**

30. Une réserve requise de l'ordre de 43% (« essentiellement ») pour l'OÉA et le TRI demeure exagérée et ne bénéficie d'aucune explication probante de la part du Distributeur.<sup>9</sup>
31. Les « variations du portefeuille des ressources en puissance » évoquées par le Distributeur n'expliquent pas le 43% de réserve requise sur l'OÉA et le TRI qui représente 114 MW en besoins supplémentaires, rappelons-le.<sup>10</sup>
32. La Régie doit ordonner des explications détaillées du Distributeur et ne pas se satisfaire d'affirmations générales qui ne sont pas supportées par la preuve au dossier.

---

<sup>8</sup> NS, 19 mars 2024, pp. 79-81.

<sup>9</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 22 à 25.

<sup>10</sup> C-AHQ-ARQ-0058, p. 7 et 8.

**RECOMMANDATION # 4 - Nous maintenons notre recommandation formulée en Phase 1 de retenir une valeur de 400 MW pour l'abaissement de tension dans le bilan de puissance.**

33. Le sujet de l'abaissement de tension est aussi un thème récurrent sur lequel la Régie avait mis l'emphase par le passé, mais que la période de surplus que nous venons de traverser a rendue probablement moins prioritaire ou urgent.
34. Avant de se lancer dans de nouveaux approvisionnements, il y a lieu de prendre le temps requis pour discuter en détail et avec sérieux de l'abaissement de tension, sans oublier que le Distributeur et le Transporteur pourraient agir pour améliorer le potentiel de réduction de puissance de ce moyen utilisé et comptabilisé dans les bilans de tous les réseaux voisins.
35. L'information arrive au compte-goutte et ne permet pas à la Régie de statuer adéquatement sur les valeurs proposées par le Distributeur qui sont très largement inférieures à celles utilisées pour les réseaux voisins.
36. Une série de questions demeurant sans réponse a d'ailleurs été précisée par l'expert Raymond dans son rapport.<sup>11</sup>
37. Des tests annuels avec un abaissement de tension moyen de l'ordre de 2-3% portant sur un nombre de postes restreints et choisis par le Distributeur sans autre forme d'explication laissent perplexes.
38. Les réseaux voisins réalisent des tests avec des abaissments de tension de l'ordre de 3%, 5% et même 8% et vont même jusqu'à abaisser la tension de postes que le Distributeur refuse de solliciter (abaissement de 1,5% pour ces postes par exemple).
39. Avec égard, ce n'est pas à l'AHQ-ARQ de démontrer pourquoi le Distributeur ne peut faire comme les réseaux voisins, mais plutôt à celui-ci de démontrer de façon probante les contraintes qui l'empêchent de le faire alors qu'il a choisi une valeur de 250 MW pour ce moyen sur la base de tests que l'on sait très limités selon la preuve au dossier.
40. L'AHQ-ARQ comprend que la Régie a eu l'opportunité de prendre connaissance des rapports du Transporteur portant sur les tests d'abaissement de tension et qu'elle a jugé que le contenu de ceux-ci dépassait le cadre du présent dossier, mais nous soumettons qu'il y aurait lieu de regarder avec attention la question que ce soit en séance de travail ou lors du prochain plan d'approvisionnement.
41. Dans l'intervalle, face au conservatisme injustifié et peu probant qu'affiche le Distributeur, il y a lieu de rehausser à 400 MW la valeur de l'abaissement de tension dans le bilan de puissance alors que cette valeur pourrait déjà elle-même être conservatrice.

---

<sup>11</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 30 et 31.

42. L'expert Raymond fonde sa recommandation sur la réalité des réseaux voisins et des tests qui y sont réalisés, ce à quoi le Distributeur oppose des contraintes théoriques, non vérifiables et sans réels appuis dans une preuve concrète au dossier.
43. Avec égard, la soi-disant impossibilité de **réaliser des tests** au même niveau que sont en mesure de le faire les réseaux voisins mérite certainement un minimum de justifications concrètes, quitte à ce que le Transporteur soit convié à la discussion pour apporter un éclairage complet et qu'il explique comment il a mis en œuvre les moyens nécessaires pour augmenter la disponibilité des équipements abaisseurs de tension comme la Régie le lui avait demandé en 2008.<sup>12</sup>
44. En conclusion, rappelons que le Transporteur utilisait lui-même une valeur de 350 MW il y a déjà quelques années dans le cadre de sa gestion opérationnelle<sup>13</sup>.

**RECOMMANDATION # 5 - Ne pas approuver la stratégie du Distributeur de compter sur une marge de disponibilité additionnelle en sus de ce qui est requis par les critères de fiabilité.**

45. La Régie a déjà refusé une telle stratégie du Distributeur en refusant la proposition de celui-ci de devancer des approvisionnements plus tôt que nécessaire<sup>14</sup>, accueillant ainsi une recommandation de l'expert Raymond de ne pas tenir compte d'une marge de disponibilité additionnelle<sup>15</sup> et aucune preuve nouvelle et probante ne justifie de réviser cette décision.<sup>16</sup>
46. Cette marge de disponibilité additionnelle n'est pas requise par les critères de fiabilité qui sont déjà rencontrés sans celle-ci et aucun précédent en matière de régulation économique ne vient justifier cette « sur-fiabilité ».<sup>17</sup>
47. Tel qu'il a déjà été exposé dans son rapport, l'expert Raymond considère déjà que le plan proposé va au-delà de ce qui est requis à l'heure actuelle pour assurer la fiabilité de l'approvisionnement en électricité du Québec.

---

<sup>12</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 32 -et- Décision D-2008-133, p. 30 et 31.

<sup>13</sup> C-AHQ-ARQ-0023, p. 52.

<sup>14</sup> D-2021-173, p. 45, par. 159.

<sup>15</sup> R-4110-2019, C-AHQ-ARQ-0072, pp. 18-21.

<sup>16</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 39.

<sup>17</sup> Idem.

**RECOMMANDATION # 6 - Ne pas approuver la stratégie du Distributeur qui consiste à prioriser les approvisionnements de long terme au détriment des approvisionnements de court terme de courte durée. Nous recommandons plutôt l'inverse et ainsi de prolonger la puissance de 1 400 MW d'approvisionnements de court terme de courte durée jusqu'à la fin de l'horizon du Plan.**

48. Pourquoi? Pour conserver la flexibilité et prendre la décision au moment opportun.
49. En fait, il s'agit de reporter la décision à plus tard parce que le « moment opportun » n'est pas encore arrivé, ni plus, ni moins.
50. Prioriser des approvisionnements de long terme vient retirer cette flexibilité alors qu'il n'y a aucune raison de douter de la disponibilité de la puissance requise qui est déjà installée au Québec et qui sera même accrue au cours des hivers 2027-2028 (400 MW) et 2028-2029 (400 MW), comme l'a démontré l'expert Raymond dans son rapport.<sup>18</sup>

**RECOMMANDATION # 7 - Approuver la stratégie du Distributeur de compter sur 1 400 MW et 4,1 TWh d'approvisionnements de court terme de courte durée sur une base hivernale à compter de l'hiver 2027-2028. Toutefois, nous recommandons à la Régie de demander au Distributeur de moduler ces approvisionnements en fonction des besoins de chaque hiver et de lancer un A/O à chaque année, 12 mois avant le début de l'hiver où le besoin est identifié, le cas échéant.**

51. Le Distributeur mentionne qu'une demande sera présentée à la Régie « en temps opportun », mais il veut quand même lancer l'appel d'offre trois (3) ans d'avance.
52. Il n'y a toutefois aucune urgence à lancer un appel d'offres trois (3) ans d'avance pour des approvisionnements de court terme et de courte durée et aucune explication probante n'est fournie pour déroger de la pratique passée.<sup>19</sup>
53. Bref, la Régie ne peut pas décider « à l'avance » et doit mentionner que la preuve du besoin devra être faite en temps opportun et que le délai devra aussi être justifié s'il est plus long que douze (12) mois.

---

<sup>18</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 41 à 43.

<sup>19</sup> C-AHQ-ARQ-0058, p. 26 et 27, voir plus particulièrement la Décision D-2002-169 du Dossier R-3470-2001 sur ce sujet spécifique (p. 31).



**RECOMMANDATION # 8 - Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024/2025 pour l'acquisition de 1 400 MW de puissance et énergie garantie sur base hivernale à compter de l'automne 2029.**

54. Un appel d'offres de long terme en 2024/2025 pour combler des besoins à compter de l'automne 2029 (1 400 MW) est prématuré pour l'instant puisque les approvisionnements de court terme couvrent les besoins et assurent une meilleure flexibilité.<sup>20</sup>

**RECOMMANDATION # 9 - Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme en 2024 pour l'acquisition de 750 MW de puissance et énergie associée annuelle à compter de l'automne 2028.**

55. Dans un chapitre dédié à ce sujet, l'expert Raymond a bien exposé les raisons justifiant la révision des besoins aux bilans de puissance et d'énergie, en plus de rappeler le « potentiel non-exploité » d'apport au bilan de puissance qui déplace les besoins au-delà de l'automne 2028.<sup>21</sup>
56. En ne considérant que seulement 11% de ce potentiel non exploité en 2028-2029 et 35% en 2029-2030, tous les besoins seraient couverts sans nécessité de recourir à un appel d'offres de long terme qui lierait les mains du Distributeur pour l'avenir dès 2024.

**RECOMMANDATION # 10 - Ne pas approuver la stratégie proposée par le Distributeur qui consiste à lancer un A/O de long terme pour l'acquisition de 450 MW pour des besoins de 2030 et de 800 MW pour des besoins de 2031 et de reporter la décision à l'automne 2024 à la suite du dépôt de l'État d'avancement 2024 du Plan.**

57. Ici, le lancement d'un appel d'offres est tout simplement **prématuré** et la décision doit tout simplement être prise au moment opportun, à savoir à l'automne 2024 à la suite du dépôt de l'état d'avancement.<sup>22</sup>
58. Il est utile de rappeler qu'un appel d'offres de long terme pour des besoins en puissance nécessite un délai (préavis) de cinq (5) ans alors que l'on traite de **besoins prévus en 2030 (450 MW) et 2031 (800 MW) respectivement.**<sup>23</sup>

---

<sup>20</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 52.

<sup>21</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 33 à 50 -et- C-AHQ-ARQ-0058, p. 20 à 23.

<sup>22</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 53.

<sup>23</sup> Idem.

**RECOMMANDATION # 11 - Appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandions alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en énergie à partir de l'année 2029.**

59. L'expert Raymond commente ainsi l'utilité du « coût évité » :

« En effet, un coût évité représente la valeur marginale par rapport à la solution optimale la plus probable et non par rapport à une solution de « référence » arbitraire. Or, la solution la plus probable selon le Distributeur est celle qui correspond aux nouveaux approvisionnements prévus et non seulement aux approvisionnements existants. Sinon, le Distributeur consentirait un prix de long terme pour trop d'approvisionnements, soit les approvisionnements requis comme tel puis pour une initiative comme, par exemple, une économie d'énergie. Et en proposant de rectifier la situation lors des prochains états d'avancement et plans, le Distributeur ne règle pas le cas de l'année courante. » (soulignement dans le texte)<sup>24</sup>

60. La période d'application des coûts évités de fourniture de long terme en énergie, seul aspect dont la discussion est autorisée par la Régie en Phase 2, est intimement liée aux recommandations relatives aux approvisionnements de long terme précédemment discutées (recommandations 7 à 10 notamment).

61. La recommandation est donc modulée selon les conclusions de la Régie, à savoir l'année 2030 si les recommandations 7 à 10 sont suivies, ou l'année 2029 dans le cas inverse.

**RECOMMANDATION # 12 - Appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2029-2030. Subsidiairement, si la Régie ne devait pas retenir nos recommandations sur la solution optimale à préconiser pour la stratégie d'approvisionnements du Distributeur, nous recommandions alors d'appliquer le signal de coût évité de long terme en puissance à partir de l'hiver 2028-2029.**

62. Les commentaires en ce qui a trait au signal de coût évité de long terme en énergie s'appliquent ici (autre sujet autorisé par la Régie).

63. L'expert Raymond note une certaine incohérence à l'intérieur même de la proposition du Distributeur :

---

<sup>24</sup> C-AHQ-ARQ-0055, p. 56.

« En puissance, le Distributeur propose de fixer le signal de coût évité de long terme à compter de l'hiver 2027-2028. Or, nous sommes d'avis que cette proposition n'est pas cohérente avec les prévisions de celui-ci selon lesquelles des approvisionnements de long terme ne seront requis qu'à partir de l'hiver 2028-2029 avec les nouveaux approvisionnements prévus en puissance. »<sup>25</sup> (soulignement dans le texte, notes de bas de page omises)

64. Dans la mesure où la Régie fait droit aux recommandations de l'expert Raymond, les approvisionnements de long terme en puissance ne seraient donc requis qu'à compter de l'hiver 2029-2030.<sup>26</sup>

**LE TOUT RESPECTUEUSEMENT SOUMIS.**

Laval, ce 21 mars 2024

*DHC Avocats*

---

**DHC AVOCATS INC.**

Procureurs de la partie intéressée AHQ-ARQ

---

<sup>25</sup> Idem, p. 57.

<sup>26</sup> Idem. p.57.