

**DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029  
PHASE 2**

---

**1. Référence :** (i) Pièce [C-RNCREQ-0103](#), p. 15.

**Préambule :**

(i) « *Le prix de l'électricité du réseau a un effet important sur l'analyse présentée — plus il est élevé, plus les scénarios de raccordement sont désavantagés. Le graphique ci-avant suggère que l'analyse présentée sous-estime les prix d'achat de l'électricité du réseau de façon importante.*

*Cela dit, le choix de baser l'analyse sur les « coûts évités à long terme » fixés dans le Plan d'approvisionnement devrait aussi être remis en question. Depuis 2006, les coûts évités à long terme du Distributeur se basent sur les prix selon son dernier appel d'offres — en l'occurrence, et depuis longtemps, des appels d'offres d'énergie éolienne. Cette valeur est utilisée parce qu'elle fournit une estimation du prix du prochain appel d'offres. Or, la Régie n'a jamais précisé — et n'a jamais été invitée à préciser — que le prix de l'appel d'offres de 2013, majoré de 2 % par année, fournit une approximation adéquate des coûts d'acquisition de l'énergie par le Distributeur pour les prochains 45 ans.*

*Il s'agit d'une prémisse commode pour le Distributeur, mais non justifiée. Prévoir les coûts d'achat d'électricité du Distributeur sur 45 ans est un défi majeur. Un défi de cette ampleur ne saurait être escamoté en utilisant une donnée dont la seule vertu est qu'elle soit commodément identifiable.*

*Ainsi, nous soumettons que les prévisions du Distributeur à cet égard sont hautement hasardeuses et sans fondement solide. Cette fragilité de l'analyse devrait mener à des réserves quant aux économies que le scénario S-3 permettrait d'atteindre. » [nous soulignons] [note de bas de page omise]*

**Demande :**

1.1 Veuillez préciser quelle méthodologie privilégie le RNCREQ pour établir les prévisions du prix de l'électricité afin de ne pas en sous-estimer ou surestimer les prix d'achat.

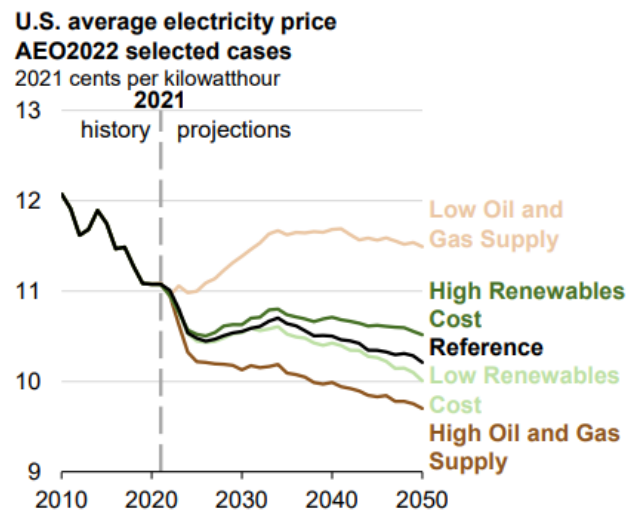
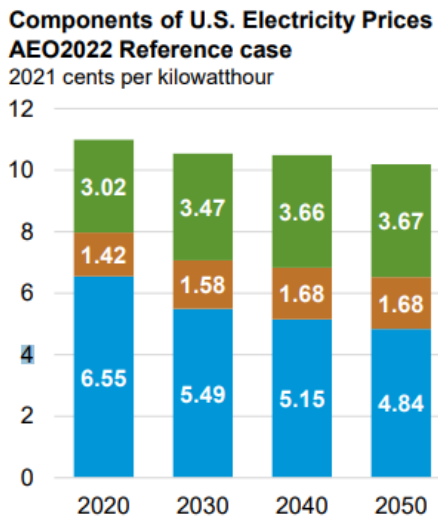
**Réponse :**

**Selon le RNCREQ, il appartient au Distributeur de choisir la méthodologie qu'il utilisera pour prévoir l'évolution des coûts de ses approvisionnements futurs.**

**Jusqu'ici, celui-ci s'est limité aux prévisions de dix ans, dans le cadre de son Plan d'approvisionnement. C'est dans ce contexte que la Régie a endossé une méthodologie pour fixer des coûts évités « à long terme ». Mais il n'y a aucune raison de présumer que les mêmes conditions dureront sur 47 ans.**

Toutefois, ayant choisi d'analyser sa proposition sur un horizon aussi long, il appartient maintenant au Distributeur de faire et justifier les prévisions des intrants-clés à cette analyse. Ceux-ci incluent notamment la prévision de la demande et celle des coûts d'approvisionnement au réseau intégré et ce, sur une période comparable.

Plusieurs organismes — notamment aux États-Unis — préparent des projections énergétiques jusqu'en 2050, quoique la pertinence de chacune au Québec reste à évaluer. La plupart de ces prévisions sont disponibles uniquement sous contrat, produits par des consultants comme ESAI Power, S&P Global Market Intelligence, Uniper, etc. Cependant, la US Energy Information Administration a produit des scénarios qui sont résumés dans le graphique suivant<sup>1</sup> :



Son cas de référence prévoit une diminution du prix de l'électricité aux marchés de gros de 26% en termes réels de 2020 à 2050. Toutefois, d'autres scénarios étudiés (graphique à droite) varient significativement par rapport à ces valeurs, en fonction de l'évolution des prix du pétrole, du gaz naturel et des énergies renouvelables.

Aux incertitudes sur les prix s'ajoutent celles sur les structures de l'industrie. Dans le contexte d'une prévision de 10 ans, il est tout à fait normal de présumer que la structure actuelle — où Hydro-Québec est une entreprise intégrée avec séparation fonctionnelle, et où son interaction avec les marchés du gros américains est limitée aux achats de court terme à la marge du contrat patrimonial — demeurera sans changement. Sur 47 ans, toutefois, une telle hypothèse est beaucoup moins certaine. On peut en effet se demander à quel point l'évolution des prix aux États-Unis affectera le coût de l'électricité au Québec, dans les années 2050 ? La réponse n'est pas évidente. Toutefois, si le Distributeur continue d'appuyer sa proposition avec des analyses sur un horizon aussi long, il doit nécessairement tenir compte de ces incertitudes.

<sup>1</sup> [https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022\\_ChartLibrary\\_Electricity.pdf](https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2022_ChartLibrary_Electricity.pdf)

Étant donné ces grandes incertitudes, l'analyse doit nécessairement faire état de différents futurs possibles (scénarios). La stratégie qui montre les meilleurs résultats selon un futur possible n'aura pas nécessairement de bons résultats avec d'autres intrants. L'objet devrait être de trouver la stratégie la plus robuste, c'est-à-dire celle qui produise les meilleurs résultats sur un large éventail de futurs possibles, et non seulement selon le scénario que le Distributeur considère le plus probable.

La méthode Monte Carlo pourrait être un outil puissant pour ce genre d'exercice. Son application devrait toutefois être très différente de celle présentée par le Distributeur dans sa preuve en chef ([B-0204](#), section 3.3.4, p. 22 et ss.).

La valeur de cette méthode est surtout d'explorer les conséquences de l'incertitude sur les intrants essentiels qui varient indépendamment, l'un de l'autre. Parmi les multiples variables utilisées dans l'étude Monte Carlo du Distributeur, plusieurs démontrent des corrélations fortes entre elles. Par exemple, les prix de mazout et de diesel risquent de varier ensemble, en fonction des conditions du marché international. Il n'est donc pas nécessaire de les traiter comme des variables distinctes dans une étude Monte Carlo. De la même façon, les coûts en capital des différents scénarios avec éoliens (S-7 à -10, et S-15 à -17) vont varier ensemble selon l'évolution des prix de l'industrie éolienne, et donc n'ont pas besoin d'être traités comme des variables indépendantes.

Mais plus important, l'étude Monte Carlo du Distributeur ne tenait pas compte d'une panoplie de variables qui influent beaucoup sur les résultats et qui varient indépendamment l'une de l'autre, dont par exemple celles reliées à l'évolution de la demande, des prix d'électricité, les taux d'échange et les taux d'intérêt, etc.

Rappelons qu'en conclusion de notre preuve, nous recommandions à la Régie de ne pas approuver une stratégie d'approvisionnement pour l'instant, mais plutôt d'exiger des analyses plus poussées dans le cadre du Plan d'approvisionnement 2023-2032. Dans la mesure où la Régie accepte cette recommandation et que le Distributeur maintient l'utilisation d'un horizon analytique aussi long, il pourrait être souhaitable d'utiliser la méthode Monte Carlo pour explorer les interactions entre les différentes incertitudes (évolution de la demande, des prix d'électricité, des coûts de différentes ressources, les taux d'échange et les taux d'intérêt, etc.).

Toutefois, pour utiliser l'approche Monte Carlo, il est nécessaire de pouvoir évaluer les résultats d'une stratégie dans chaque scénario futur de manière purement mathématique. Cela ne pose pas de problème lorsque les variables sont uniquement des prix d'intrants, mais il devient beaucoup plus complexe lorsqu'on parle de différents scénarios d'évolution de la demande, qui peuvent requérir l'ajout d'équipements à des moments différents. C'est probablement pour cette raison que les études de long terme de réseaux électriques se basent rarement sur la méthode Monte Carlo, mais plutôt par l'analyse de scénarios contrastants.

**C'est le cas notamment de l'étude de l'EIA citée ci-dessus, et des Plans intégrés de ressources de BC Hydro. Nous invitons le Distributeur a utiliser cette approche pour ses prochaines études sur la conversion du réseau des IDLM.**