

R-4343-2026

**Demande de renseignement n° 1
du Regroupement national des Conseils régionaux
de l'environnement du Québec (« RNCREQ »)
au Distributeur**

Référence (i) : **B-0004**, p. 10;

(ii) : <https://www.hydroquebec.com/electrification-transport/voitures-electriques/calculez-vos-economies.html>

Citation (i) :

Le Distributeur propose une structure tarifaire alignée sur celle du tarif D, à laquelle s'ajoute une troisième tranche de consommation. Cette tranche s'appliquerait à toute la consommation excédant 95 kWh/jour, soit 35 000 kWh par année, laquelle serait facturée à un prix plus élevé.

Demande :

- 1.1 Veuillez confirmer que le seuil de 35 000 kWh par année s'applique, peu importe si la consommation totale inclut l'énergie utilisée pour la recharge d'un véhicule électrique.**
- 1.2 Veuillez confirmer que selon l'outil de calcul d'Hydro-Québec concernant les véhicules électriques (référence ii), la consommation annuelle moyenne d'un véhicule électrique est de 1 050 kWh par tranche de 5 000 km parcouru.**
- 1.3 Veuillez indiquer quelle est la consommation annuelle moyenne en kWh des clients du Distributeur qui sont propriétaires d'un ou plusieurs véhicules électriques.**
- 1.4 Veuillez élaborer sur le risque que le tarif DG puisse décourager des clients résidentiels à acheter un premier (voire un deuxième) véhicule électrique. Dans votre réponse, veuillez préciser les moyens ou les mécanismes que le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place pour éviter que le tarif DG ne constitue un frein à la conversion des véhicules à essence vers des véhicules électriques.**

1.5 Pareillement, veuillez élaborer sur le risque que le tarif DG puisse décourager des clients résidentiels à convertir leur système de chauffage au gaz naturel vers un système de chauffage à l'électricité (avec ou sans la biénergie). Dans votre réponse, veuillez préciser les moyens ou les mécanismes que le Distributeur a mis ou prévoit mettre en place pour éviter que le tarif DG ne constitue un frein à une telle conversion.

2 Référence : [B-0004](#), p. 11;

Citation :

Le Distributeur souligne que les coûts de puissance, transport et distribution sont exprimés en ¢/kWh sur la base du facteur d'utilisation de la clientèle résidentielle.

$$\begin{aligned}\text{Coût marginal 2026} &= \text{énergie} + \text{puissance} + \text{transport} + \text{distribution} \\ &= 12,00 \text{ ¢/kWh} + \frac{(166 \text{ \$/kW-an} + 74,7 \text{ \$/kW-an} + 24,9 \text{ \$/kW-an})}{8760 \text{ heures} \times \text{FU}} \\ &= 12,00 \text{ ¢/kWh} + \frac{265,6 \text{ \$/kW-an}}{8760 \text{ heures} \times 48\%} \\ &= 12,00 \text{ ¢/kWh} + 6,317 \text{ ¢/kWh} \\ &= 18,317 \text{ ¢/kWh}\end{aligned}$$

Demande :

2.1 Veuillez confirmer que les coûts évités de transport et de distribution, inclus dans ce calcul, ne sont pas inclus dans le calcul de coûts évités utilisés pour fixer le tarif CD, proposés dans le dossier R-4333-2026.

2.2 Dans l'affirmative, veuillez expliquer pourquoi le Distributeur a recours à deux façons différentes de calculer les coûts évités selon le tarif qu'il présente.

3 Référence : [B-0004](#), p. 16;

Citation :

- les clients qui demeurent au-dessus du seuil et qui sont assujettis au tarif plus élevé contribuent à ce que la clientèle résidentielle assume une plus grande part des coûts totaux du système ;

Demande :

3.1 Veuillez confirmer qu’une conséquence de l’adoption du tarif DG tel que proposé sera la réduction de l’interfinancement en faveur des consommateurs résidentiels.

3.2 Veuillez confirmer si la position du Distributeur est à l’effet qu’il n’y a pas contravention au troisième alinéa de l’article 52.1 LRÉ puisque l’interfinancement en question serait une conséquence du tarif et non pas sa finalité. Autrement, veuillez expliquer comment le Distributeur concilie sa proposition tarifaire avec troisième alinéa de l’article 52.1 LRÉ.

- 4 Référence : [B-0004](#), p. 17;**
Référence (ii) : [B-0019](#), p. 24-25, R6.2;
Référence (iii) : [B-0019](#), p. 25, Tableau R-6.2;
Référence (iv) : [B-0004](#), p. 17, Tableau 5

Citation (i) :

Les hypothèses d’élasticité-prix pour la clientèle résidentielle reposent sur une revue de la littérature et sont ajustées au contexte québécois. Un facteur d’élasticité-prix entre -0,1 et -0,25 à court terme et un facteur entre -0,2 et -0,6 à long terme ont été retenus.

Citation (ii) :

Le Distributeur a obtenu les élasticités-prix pour la clientèle résidentielle du Québec en ajustant celles tirées de la revue de littérature présentée au tableau R-6.2.

Dans un premier temps, des élasticités-prix spécifiques au Canada ont été priorisées pour corriger en partie les particularités climatiques du Québec. Ensuite, le Distributeur les a également ajustées pour tenir compte du biais de publication. Tel que décrit dans Sikl et al. (2025), ce biais découle d’une sous-représentation des résultats non concluants ou contre-intuitifs dans la littérature. Un ajustement statistique est donc apporté pour le corriger.

Citation (iii) :

Tableau R-6.2
Élasticité-prix pour la clientèle résidentielle selon la revue de littérature

Étude	Juridiction	Élasticité-prix	
		Court terme	Long terme
Bernard et al. (2011), A pseudo-panel data model of household electricity demand. Resource and Energy Economics, 33(1), 315-325.	Québec	-0,51	-1,32

Citation (iv) :

Les résultats de l'analyse basée sur l'élasticité-prix sont présentés au tableau 5.

Tableau 5
Prévision de l'impact du tarif DG
sur la réduction de la consommation annuelle (GWh)

GWh	2027	2028	2029	2030	2031
Faible	-30	-70	-120	-170	-270
Fort	-70	-180	-310	-460	-740

Préambule :

Le rapport de Bernard et al. (Citation 3) est le seul rapport cité fait au Québec, et il énonce des valeurs d'élasticité-prix substantiellement plus élevées que celle retenue par le Distributeur (Citation 1).

Demande :

- 4.1 Veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, comment les valeurs retenues par le Distributeur (Citation i) ont été obtenues, en précisant notamment quels sont les ajustements qui ont été faits pour tenir compte du contexte québécois.**
- 4.2 Veuillez expliquer le poids accordé à l'étude de Bernard et al. dans ce processus, et pourquoi il en est ainsi.**
- 4.3 Veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, comment les valeurs indiquées au Tableau 5 (Citation iv) ont été calculées.**

4.4 Veuillez préciser le degré d'incertitude qui, selon le Distributeur, devrait être appliqué aux élasticités-prix, tenant compte de la divergence entre les sources consultées.

4.5 Veuillez préciser le degré d'incertitude qui, selon le Distributeur, devrait être appliqué à la prévision de l'impact du tarif DG (Citation 4), tenant compte de votre réponse à la question précédente.

- 5 Référence (i) : [B-0019](#), p. 26, R6.3**
Référence (ii) : [B-0004](#), p. 17, Tableau 5

Citation :

Veuillez définir, en termes d'années, l'horizon court terme et l'horizon long terme dont il est question en référence (iii).

Réponse :

Le Distributeur a considéré un horizon de 1 an pour l'élasticité-prix de court terme et de 10 ans pour l'élasticité-prix de long terme

Demande :

5.1 Veuillez préciser dans quelle mesure l'élasticité-prix de court terme a été utilisée dans la prévision de l'impact du tarif DG (référence ii). Est-ce seulement pour l'année 2027?

- 6 Référence : [B-0004](#), p. 18;**

Citation :

D'emblée, le Distributeur rappelle le lien direct entre l'introduction du tarif Flex DG et les exigences de la *Loi sur la gouvernance responsable*. En effet, ce tarif vise à permettre à la clientèle concernée de contribuer à la gestion de la pointe hivernale. Il favorise donc, de facto, la diminution de la consommation d'électricité en période de pointe. Le Distributeur anticipe, qu'en 2031, l'impact associé à la contribution des clients adhérant au Flex DG est d'environ 170 MW.

Demande :

6.1 Veuillez préciser si, et le cas échéant, comment le Distributeur a tenu compte de la réduction correspondante des gains attribués au tarif Flex D dans son calcul de l'impact du tarif DG sur la pointe.

7 Référence : [B-0005](#), p. 13 et 19;

Citation :

Rate Design: Pricing Ratios	By 2031, the price ratio between Tier 1 and Tier 3 will be 2.6	This is on the <u>upper end of price ratios observed</u> . We observe that utilities with lower Tier 1 rates like Hydro Quebec's proposed rate tend to have high price ratios around 2. Additionally, Hydro Quebec's rate design under-recovers revenue from the first tier which would further increase the final pricing ratio observed.
--	--	--

Inclining Block Rate Sample

Utility	Thresholds (kWh/month)	Price Ratio*
Hydro Québec	1200, 1200+	1.58

Demande :

7.1 Veuillez confirmer que cette affirmation fait référence aux ratios de prix présentés à la page 19 du même document. Autrement, veuillez préciser à quels ratios de prix il est fait référence.

7.2 Veuillez confirmer que le seul service public identifié avec un ratio qui dépasse celui proposé par le Distributeur est LADWP (saison haute).

7.3 Veuillez expliquer pourquoi ce tableau donne une valeur de 1,58 pour Hydro-Québec.

7.4 Veuillez expliquer comment le Groupe Brattle a identifié les services publics mis en comparaison dans ce tableau.

8 Référence : [B-0005](#), p. 21;

Citation :

RESIDENTIAL RATE OFFERINGS

High-Use Residential Rates

High-use residential rates are relatively uncommon, although we observe that they can be used to differentiate high-consumption customers.

- Rates typically include higher customer charges or demand-based charges

Takeaway for Hydro Québec: Most utilities address high residential consumption indirectly through other rate structures, such as inclining block rates, TOU rates, EV or electric-heating rates, or higher fixed/facility charges for larger residential service rather than explicitly defining an alternative high-use residential rate.

EXAMPLES OF HIGH-USE RESIDENTIAL RATES

Utility	Customer Threshold	Rate Type	Compared to Standard Rate
LADWP	Large single-family residential service with an on-site transformer	TOU or Seasonal Flat Standard: IBR	Lower energy charge Adds a facility charge
NV Energy	Residential customers having three-phase service to a separately-metered, permanent, single-family dwelling.	Flat Standard: Flat	Lower energy charge Higher fixed charge

Demande (à The Brattle Group) :

- 8.1 Is Brattle aware of any jurisdictions with a high-use residential rate, other than the two that are mentioned in the Citation?
- 8.2 If so, please identify them, and describe their high-use residential rate.
- 8.3 Please confirm that, for both of the examples shown, the high-use residential rate applies only to customers with atypical interconnections (an on-site transformer, in the case of LADWP, and three-phase service, in the case of NV Energy).
- 8.4 Please confirm that, in both cases, the energy charge is lower than the standard residential rate, but there is a higher fixed charge.
- 8.5 Is Brattle aware of any utilities that apply a high-use residential rate based solely on annual energy consumption? If so, please identify them.
- 8.6 In Brattle's expert opinion, does the Quebec electric system present any characteristics that make a high-use residential rate based on annual energy usage uniquely appropriate to it? If so, please identify them and explain its reasoning.

9 Référence : [B-0005](#), p. 21;

Citation :

RESIDENTIAL RATE OFFERINGS

Inclining Block Rates

Inclining block rates have a tiered pricing structure where the marginal cost of each additional unit of energy consumed is higher than the last. This design:

- Encourages high-consumption customers to reduce overall usage*
- Makes small volumes of usage affordable for low-consumption customers
- Tiers and price increases can vary across utility rate offerings with the highest observed final tier reaching 2,000 kWh/month

Key takeaway for Hydro Québec: IBRs differentiate high and low consumption customers implicitly within the same rate allowing utilities to treat them different based on the price levels and usage tier thresholds set.

*[Austin Energy](#) specifically notes that its high tier design was intended to encourage energy conservation

EXAMPLES OF INCLINING BLOCK RATES

Utility	Threshold (kWh/month)	Price Ratio
Hydro Québec	1200, 1200+	1.58
BC Hydro	675, 675+	1.19
Idaho Power Co.	800, 2000, 2000+	Summer 1.21 Non-Summer: 1.11
Austin Energy	300, 900, 2000, 2000+	2.35
Avista Corp	800, 1500, 1500+	1.39

Note: Examples are the three inclining block rate designs with the highest final tier thresholds and two identified Canadian IBRs. Price ratio means the ratio of the final tier price compared to the first tier price.

Demande (à The Brattle Group) :

9.1 To Brattle’s knowledge, in the jurisdictions mentioned in the Citation, has a high-use residential rate based on annual energy usage ever been proposed? If so, please indicate where, when and by whom.

9.2 For the proposals mentioned in response to the previous question, what were the reasons invoked for not adopting them?

9.3 In Brattle’s opinion, could an Inclining Block Rate accomplish the goals set out by the Distributor in this filing?