Réponses du Distributeur à la demande de renseignements nº 1 du RNCREQ

R-4343-2026

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

1 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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme, sur la base d'une hypothèse de consommation de 21 kWh/100 km.

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.

Réponse :

Selon les résultats préliminaires du sondage Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel 2026, la consommation annuelle moyenne totale des propriétaires de véhicules électriques (VE) est de 25 514 kWh/année.

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.

Réponse :

Le tarif DG ne vise pas à décourager l'électrification, mais plutôt à encourager une consommation efficiente et responsable de l'électricité, indépendamment de l'usage qui en est fait. Le Distributeur rappelle que le prix de la troisième tranche s'applique uniquement à la consommation excédant 95 kWh par jour, soit 35 000 kWh par année. Toute la consommation sous ce seuil, incluant celle liée à la recharge de VE, demeure facturée au même prix qu'au tarif D. La recharge de VE représente une part limitée de la consommation annuelle d'un ménage, soit 1 050 kWh par tranche de 5 000 km sur la base d'une hypothèse de consommation de 21 kWh/100 km parcourus selon l'outil de calcul d'Hydro-Québec. Ainsi, l'ajout d'un véhicule électrique ne devrait donc pas, à lui seul, faire dépasser le seuil de 95 kWh par jour pour la majorité des clients visés.

Par ailleurs, même lorsque certains kWh associés à la recharge sont facturés au prix de la troisième tranche du tarif DG, l'utilisation d'un VE demeure largement avantageuse par rapport à celle d'un véhicule fonctionnant au combustible, tout comme à la référence ii) pour les clients facturés au tarif D.

De plus, le Distributeur est d'avis que la plus grande portion de kWh facturés en troisième tranche aura lieu durant les mois d'hiver. Or, puisque la recharge de VE aura lieu durant l'année complète, les kWh associés à celle-ci seront en bonne partie en deuxième tranche pendant au moins 8 mois par année.

Les clients assujettis au tarif DG pourront également adhérer au tarif Flex DG. Ils pourront ainsi réduire leur facture en déplaçant la recharge de leur véhicule électrique en dehors des périodes de pointe.

Pour les mêmes raisons, le Distributeur est d'avis que l'introduction du tarif DG ne va pas décourager les clients résidentiels à convertir leur système de chauffage au gaz naturel vers un système de chauffage à l'électricité.

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.

Réponse :

La consommation électrique additionnelle des clients qui se convertiraient à la biénergie ne serait pas assujettie au tarif DG. Toutefois, si le client passait à un système tout à l'électricité, il y aurait un impact en l'absence de gestes posés afin de réduire sa consommation. Ce client aura un incitatif additionnel à adhérer aux programmes d'efficacité énergétique, tels que l'installation d'équipements efficaces (comme une thermopompe), ou l'adhésion au tarif Flex DG.

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.

$$\text{Coût marginal 2026} = \text{énergie} + \text{puissance} + \text{transport} + \text{distribution}$$

$$= 12{,}00\ ¢/\text{kWh} + \frac{(166\ \$/\text{kW-an} + 74{,}7\ \$/\text{kW-an} + 24{,}9\ \$/\text{kW-an})}{8760\ \text{heures} \times \text{FU}}$$

$$= 12{,}00\ ¢/\text{kWh} + \frac{265{,}6\ \$/\text{kW-an}}{8760\ \text{heures} \times 48\%}$$

$$= 12{,}00\ ¢/\text{kWh} + 6{,}317\ ¢/\text{kWh}$$

$$= 18{,}317\ ¢/\text{kWh}$$

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.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.3 de la demande de renseignements n° 1 d'OC à la pièce HQD-3, Document 4.1.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 6.9 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-3, Document 1.1 (B-0019).

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.

Réponse :

Le Distributeur confirme que sa proposition relative au tarif DG vise à renforcer les signaux de prix afin de favoriser une utilisation plus efficiente de l'électricité et une meilleure gestion de la demande par les plus grands consommateurs résidentiels, et non à atténuer l'interfinancement. L'interfinancement induit constitue donc une résultante et non un intrant à sa proposition.

La Régie s'est d'ailleurs déjà prononcée sur la portée de l'article 52.1, notamment dans ses décisions D-2007-12 et D-2016-033. Ainsi, « *Au strict plan de l'interprétation législative, si la Loi dit que la Régie "ne peut modifier le tarif d'une catégorie de consommateurs afin d'atténuer l'interfinancement entre les tarifs applicables à des catégories de consommateurs", cela signifie, a contrario, que la Régie peut le faire pour d'autres motifs*. »[1] (nous soulignons).

[1] **Décision D-2016-033, paragraphe 822.**

4 Référence (i) : 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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 du ROEÉ à la pièce HQD-3, Document 6.1.

4.2 Veuillez expliquer le poids accordé à l'étude de Bernard et al. dans ce processus, et pourquoi il en est ainsi.

Réponse :

L'étude de Bernard et al. est bien la seule étude citée portant sur le Québec. Elle est toutefois la plus vieille et ses résultats se distinguent nettement des autres études citées. Comme l'étude de Bernard et al. couvre la période 1989 à 2022, caractérisée par un contexte économique très différent du contexte actuel, notamment par une période de forte électrification du chauffage au Québec, les résultats de cette étude sont difficilement applicables au contexte actuel ce qui justifie le faible poids accordé à cette étude.

4.3 Veuillez expliquer en détail, chiffres à l'appui, comment les valeurs indiquées au Tableau 5 (Citation iv) ont été calculées.

Réponse :

Voir le fichier Excel à la pièce HQD-3, Document 1.1.1 (B-0020).

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.

Réponse :

Le Distributeur utilise une approche par fourchette spécifiquement pour refléter le degré d'incertitude à appliquer aux élasticités-prix. Considérant le contexte actuel au Québec ainsi que la clientèle visée, le Distributeur est confiant que l'impact en GWh du tarif DG dans sa forme actuelle se retrouve à l'intérieur de la fourchette fournie.

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 4.4.

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?

Réponse :

Voir le fichier Excel à la pièce HQD-3, Document 1.1.1 (B-0020).

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.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.2 de la demande de renseignements n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-3, Document 2.1.

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 upper end of price ratios observed. 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.

Réponse de Battle :

The statement refers to the inclining block rate ratios of the other utilities presented on pdf pages 14 and 19 of the document HQD-2, Document 1 (B-0005).

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

Réponse de Brattle :

Yes, LADWP has a price ratio of 3.03, which is higher than HQ's calculated ratio of 2.57.

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

Réponse de Brattle:

1.58 is the ratio calculated for HQ's current Rate D. The price ratio for the proposed DG rate is 2.57 for the year 2031 as per the document HQD-2, Document 1 (B-0005).

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

Réponse de Brattle :

We researched residential rate offerings across the U.S., Canada, and Nordic countries to identify prevalent rate designs by utilities in cold climates similar to Quebec as well as a sample of utilities that have inclining block rate structures.

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?

Réponse de Brattle :

Our rate survey identified only a sample of high-use residential rate offerings in other jurisdictions. We are aware of others including the below. First, at Xcel Energy Wisconsin customers who use more than 60,000 kWh per year are placed onto the residential TOU rate[2]. Second, at WE Energies customers who use more than 60,000 kWh per year are placed onto the residential TOU rate[3]. Third, at LADWP customers who use more than 36,000 kWh over the proceeding 12-months are placed onto the residential TOU rate[4]. Finally, at MidAmerican in Iowa and Illinois residential customers who use more than 50,000 kWh per year are placed onto the general energy service declining block rate[5].

8.2 If so, please identify them, and describe their high-use residential rate.

Réponse de Brattle :

See response to 8.1.

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).

Réponse de Brattle :

LADWP's example is the A-1 Small General Service rate for single-family customers with a dedicated on-site transformer; NV Energy's is the Large Residential Service (LRS) rate for single-family customers with three-phase service. We understand that these connection requirements are indicative of customers who consume significantly more energy than the average residential customer.

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.

---

2 Northern States Power Company–Wisconsin (Xcel Energy), Wisconsin Electric Rate Book, Vol. 7, Schedules Rg-1 and Rg-2, Sheets E 10–11 (effective January 1, 2024; residential usage exceeding 60,000 kWh annually requires the time-of-day rate). https://www.xcelenergy.com/staticfiles/xe-responsive/Archive/2We_Section_2New.pdf .

3 Wisconsin Electric Power Company (We Energies), Volume 19 – Electric Rates, Schedule Rg 2, Sheet 23 (effective January 1, 2026; customers exceeding 60,000 kWh in 12 months are placed on Rg 2). https://www.we-energies.com/pdfs/etariffs/wisconsin/ewi_sheet23-24.pdf .

4 Los Angeles Department of Water and Power, Electric Rates Ordinance, Schedule R-1, § 4(a)(1), p. 4 (mandatory Rate B when average monthly consumption reaches or exceeds 3,000 kWh over the preceding 12 months). https://www.ladwp.com/sites/default/files/documents/LADWP_Electric_Rates.pdf

5 MidAmerican Energy Company, Iowa Electric Tariff, Rates RS and GE (RS is available at 50,000 kWh or less in annual billed usage; GE is available to residential customers above 50,000 kWh). https://www.midamericanenergy.com/media/pdf/iowa-electric-tariffs.pdf.
See also MidAmerican Energy Company, Illinois Electric Tariff (residential service above 50,000 kWh is classified under GE/GET). https://www.midamericanenergy.com/media/pdf/il-electric-tariffs.pdf.

Réponse de Brattle :

For NV energy, the energy charge is lower than the standard residential rate and the fixed charge is higher. For LADWP, the fixed charge is higher and the TOU energy charge for residential customers with an on-site transformer are higher than the residential TOU rate.

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.

Réponse de Brattle :

Please see response to 8.1 above.

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.

Réponse de Brattle :

We consider HQ's proposed DG rate appropriate and reasonable for the purposes of incentivizing conservation of energy usage and to reflect rates more aligned with marginal cost of energy for large users of electricity.

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.

Réponse de Brattle :

We have not performed research on past rate proposals by utilities recorded in the benchmarking study. The focus of our research is the rates currently in implementation across the relevant jurisdictions.

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

Réponse de Brattle :

Please see response to 9.1 above.

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

Réponse de Brattle :

Yes, the proposed inclining rates with three tiers of usage levels could help HQ's stated objectives to encourage customers to limit or reduce consumption and promote efficiency amid pressure on HQ's energy balance. In that regard, the proposed rate can help send a better price signal to the largest residential customers and encourage customers to adopt better behaviors to reduce their consumption minimize their exposure to the 3rd tier introduced by the new tariff.