

Le 11 novembre 2025

Par dépôt électronique

Me Carolina Rinfret,
Secrétaire de la Régie de l'Énergie
Régie de l'Énergie
500, boulevard René-Lévesque Ouest
5e étage, bureau 5.100, Case postale 43
Montréal (Québec) H2Z 1W7

Objet : **Contestation de certaines réponses du Distributeur (« HQD »)**
à la DDR no 1 d'UC
HQD - Demande du Distributeur pour la révision tarifaire des
années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029

Votre référence : Dossier R-4307-2025

Notre référence : 112873-4

Chère consœur,

La présente fait suite aux réponses fournies par HQD à la demande de renseignements no 1 d'UC dans le présent dossier (pièce B-0091) et a pour objet de contester certaines de ces réponses.

Par la présente, UC demande à la Régie de l'énergie (la « **Régie** ») d'intervenir et d'ordonner au Distributeur de répondre pleinement aux demandes identifiées, pour les motifs exposés ci-dessous.

Demande 5 : Tarif DT : rentabilité et zones de transfert

Question 5.1

5.1 Par ses questions au dernier dossier tarifaire, UC ne cherchait pas une estimation du gain d'un cas type, mais les économies réalisées sur la facture d'électricité des clients au tarif DT par rapport aux factures qu'ils auraient eues pour la même consommation de kWh s'ils avaient été facturés au tarif D. Veuillez donc fournir (selon le même format qui

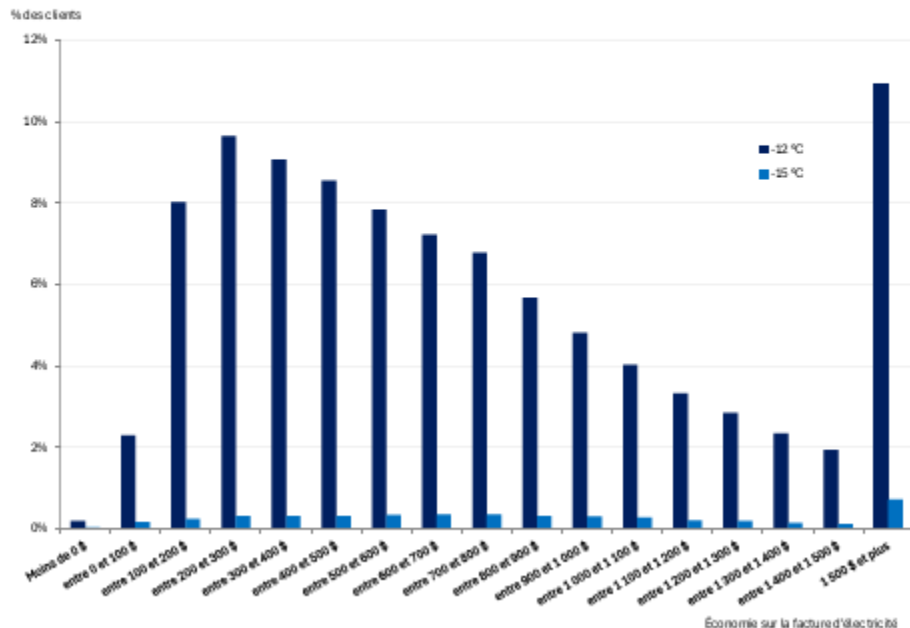


apparaît à la figure 5 en préambule) la distribution globale des gains réalisés pour l'année tarifaire 2024-2025 par les clients au tarif DT par rapport aux factures qu'ils auraient eues au tarif D (facture au tarif D – facture au tarif DT pour la même consommation d'électricité). Veuillez fournir également cette distribution de façon distincte pour les clients dont la température de transfert est de -12 °C et pour ceux dont la température de transfert est de -15 °C en précisant le nombre d'abonnés associés à chacune des températures de transfert.

Réponse :

Le Distributeur présente la distribution des économies des clients au tarif DT pour l'année tarifaire 2024-2025, de manière distincte pour les 73 077 clients dont la température de permutation est de -12 °C et pour les 3 522 clients dont la zone de permutation est de -15 °C.

Tableau R-5.1
Distribution des économies des clients au tarif DT par rapport au tarif D
pour l'année tarifaire 2024-2025





Motif de contestation :

Les distributions des gains par zone de permutation fournies par le Distributeur qui mettent en relation le nombre de clients par fourchette de gain avec le nombre total de clients au tarif DT ont une utilité très limitée. De façon distincte pour chacune des zones, la proportion de clients dont les gains se situent à l'intérieur d'une fourchette de gain devrait être calculée par rapport au nombre de clients de la zone de permutation soit, par exemple, la proportion des 3 522 clients en zone permutation de -15 °C qui réalisent moins de 0 \$ de gain, la proportion des 3 522 qui réalisent entre 0 \$ et 100 \$ de gain et ainsi de suite. Le même calcul doit être réalisé pour les 73 077 clients en zone de permutation de -12 °C afin de comparer ultimement la répartition ou tendance des économies réalisées par les deux groupes de clients en fonction des modalités de permutation auxquelles ils sont soumis. Cette information pourrait être un premier indice quant à la justesse du calibrage du tarif DT pour la zone de permutation de -15 °C et, conséquemment, de la rentabilité de ce tarif pour les abonnés concernés.

Question 5.2

5.2 Veuillez fournir (selon le même format qui apparaît à la figure 5 en préambule) la distribution des gains sur leur facture d'électricité réalisés pour l'année tarifaire 2020-2021 par les clients au tarif DT par rapport aux factures qu'ils auraient eues au tarif D. Veuillez fournir également cette distribution de façon distincte pour les clients dont la température de transfert est de -12 °C et pour les clients dont la température de transfert est de -15 °C en précisant le nombre d'abonnés associés à chacune des températures de transfert.

Réponse :

Le Distributeur est d'avis que la question de l'intervenante est non pertinente dans le cadre du présent dossier.

Motif de contestation :

Les gains réalisés par les clients au tarif DT par rapport aux factures qu'ils auraient eues au tarif D est grandement tributaire de la température hivernale. Or, en 2024-2025, malgré un hiver relativement chaud, près de 10 % des abonnés ont réalisé moins de 200 \$



d'économies selon le Tableau R-5.1 de HQD-8, document 10.1, ce qui couvrirait tout au plus les coûts d'entretien additionnels d'un système biénergie¹.

Si l'hiver 2024-2025 a été un hiver chaud, l'hiver 2020-2021 a été encore plus chaud, soit le deuxième plus doux en cent ans d'observations au Québec². La distribution des gains pour cette année pourrait renforcer l'urgence d'une intervention auprès des abonnés dont les gains sont insuffisants.

Question 5.3 et 5.4

5.3 Veuillez justifier avec une démonstration chiffrée le choix des températures et zones de transfert associées au tarif DT.

Réponse :

Les zones de transfert sont les mêmes depuis l'introduction du tarif DT en 1987 et n'ont pas fait l'objet de révision. Toutefois, le Distributeur rappelle que la Régie, dans sa décision D-2023-068, n'a pas remis en question les températures de permutation et la définition des zones climatiques telles qu'elles existent à l'heure actuelle.

5.4 En quelle année les températures de transfert (-12 °C et -15 °C) ou les zones de transfert actuelles ont-elles été déterminées ? Ont-elles déjà fait l'objet d'une révision ? Cette révision tient-elle compte du prix du mazout par région. Veuillez élaborer.

Réponse :

Voir la réponse à la question 5.3.

Motif de contestation :

Dans un premier temps, la décision D-2025-098 reconnaît à UC comme sujet d'intervention la rentabilité du tarif DT sans en limiter la portée :

« [77] Le sujet no 4 de l'UC porte sur la rentabilité du tarif DT. La Régie constate que le Distributeur doit déposer une analyse visant à confirmer que le tarif DT est

¹ R-4270-2024, HQD-2, Document 2.1 (Annexe D), page 90.

² <https://www.environnement.gouv.qc.ca/climat/Faits-saillants/2021/fevrier.htm>



toujours bien calibré dans le cadre du suivi de la décision D-2022-061. La Régie retient donc ce sujet de l'UC. »

Dans un second temps, à la connaissance d'UC, le point de permutation pour les zones plus au nord n'a jamais été discuté, ni justifié, ni mis à jour depuis 38 ans alors qu'il concerne des milliers de clients.

Rappelons que le tarif DT est calibré pour une maison unifamiliale située à Montréal³. Ce calibrage suppose une température de transfert de -12 °C. Il est logique que pour préserver la rentabilité du tarif DT aux abonnés dont les besoins de chauffage sont plus importants que le point de permutation soit fixé à une température plus froide. Or, d'aucune façon, nous ne pouvons savoir si ce point de consigne est juste et équitable pour les quelques milliers d'abonnés du tarif DT concernés. La distribution des économies des clients au tarif DT par rapport au tarif D fournie au Tableau R-5.1 HQD-8, Document 10.1, bien qu'imparfaite, suscite a priori des interrogations lorsqu'on compare la forme de la courbe des économies des clients dont le point de permutation est -12 °C et celle des clients dont le point de permutation est -15 °C.

Demande 9 : Prévision de la demande

Question 9.2

9.2 Veuillez indiquer quelle proportion des ventes additionnelles d'électricité de 10,044 TWh prévues entre 2025 et 2028 sera destinée à remplacer des usages existants d'énergie fossile (gazière ou pétrolière), et indiquer les volumes d'énergie fossile qui seraient déplacés en précisant dans quelles catégories d'usages et dans quels secteurs de consommation.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.1.

Réponse à la question 9.1:

Le Distributeur tient à souligner que la prévision soumise dans le présent dossier utilise l'information et les connaissances les plus récentes concernant les ventes réalisées, le contexte économique et les technologies permettant de tendre vers la carboneutralité.

³R-4270-2024, HQD-2, Document 2.1 (Annexe D), page 89.



Le Distributeur prend en compte dans sa prévision la volonté du gouvernement d'atteindre la carboneutralité en 2050. Il ne traduit pas les énergies fossiles à décarboner, mais pose des hypothèses relativement à l'évolution de différentes technologies menant à la décarbonation.

Dans la prévision du dossier tarifaire, ces différents éléments et leur contribution en ventes d'électricité entre les années 2025 et 2028 sont les suivants :

- **Électrification des transports : +2,8 TWh**
- **Décarbonation industrielle : +1,3 TWh**
- **Conversion des clients gaz vers la biénergie gaz-électricité : +0,1 TWh.**

Motif de contestation :

La réponse à la question 9.1 indique les quantités d'électricité additionnelles qui seront requises en 2026-2027-2028 pour supporter la croissance associée à trois catégories d'usages, mais ne précise pas si des quantités d'énergie fossile actuellement consommées seraient abandonnées ni quelles quantités. La réponse à la question 9.1 ne répond pas à la question 9.2.

Quand HQD affirme que des quantités d'électricité additionnelles « contribueront à la décarbonation », il est important et pertinent de savoir s'il s'agit de nouveaux usages énergétiques (qui auraient pu utiliser des énergies fossiles) ou s'il s'agit d'usages énergétiques existants utilisant de l'énergie fossile qui sera remplacée par de l'électricité.

Question 9.4

9.4 Veuillez fournir les ventes réelles des mois de janvier à septembre pour l'année de base 2025.

Réponse :

Tableau R-9.4 Ventes réelles normalisées pour l'année 2025.

Tableau R-9.4
Ventes réelles normalisées pour l'année 2025

2025	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai	Juin	Juil	Août	Sept
TWh	20,9	18,3	17,8	14,6	12,6	12,0	12,6	12,5	11,8



Motif de contestation :

Avec égard, si le Distributeur est en mesure de fournir les ventes réelles normalisées, c'est nécessairement qu'il connaît les ventes réelles. UC demande à HQD de fournir les ventes réelles des mois de janvier à septembre 2025. Il importe pour UC de pouvoir valider l'évolution des ventes, incluant l'année de base, en connaissant tant les ventes réelles que normalisées. Une connaissance précise de l'évolution des ventes historiques, incluant l'année de base, est essentielle pour apprécier le réalisme – ou l'absence de réalisme – des prévisions de la demande soumises au dossier. Il s'agit d'informations nécessaires tant pour UC que pour le régulateur.

Question 9.9

9.9 Veuillez indiquer quelles seraient les conséquences d'une réalisation partielle des volumes de vente prévus pour les années 2026 à 2028.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.8.

Réponse à la question 9.8 :

La non-reconnaissance ou une approbation partielle de la prévision des ventes aurait pour effet d'obliger le Distributeur à réviser ses hypothèses de volumes, ce qui influencerait directement le calcul des revenus requis pour couvrir le coût de service, et assurément les hausses tarifaires demandées. En effet, une baisse de la prévision de la demande avec des revenus requis relativement constant, exception faites des coûts d'approvisionnements qui devraient être ajustés en partie, vient ajouter une pression à la hausse sur les tarifs, car les coûts doivent être absorbés par un volume plus petit de la demande.

Plus spécifiquement, le Distributeur devrait donc déposer des pièces révisées, notamment le revenu requis (HQD-4, Document 1), la répartition des coûts (HQD-5, Document 1) et les projections financières, principalement les approvisionnements en électricité (HQD-2, Document 1) et le coût de transport pour la charge locale.

Également, sans présumer des modalités précises qui seront déposées ultérieurement quant au mécanisme de traitement des surplus ou des manques à gagner (MTSM)², conformément à l'article 52.3 de la LRÉ, ce dernier pourrait capter les écarts résultant



de ventes réelles, ou de coûts réels intégrés dans ses revenus requis, différentes de celles reconnues par la Régie aux fins d'établir les tarifs d'électricité.

Motif de contestation :

La question 9.8 d'UC ne porte pas sur le même enjeu que la question 9.9.

À la question 9.8, UC demandait à HQD d'expliquer « quelles seraient les implications d'un éventuel rejet par la Régie, ou d'une éventuelle approbation partielle par la Régie de la prévision des ventes soumise par le Distributeur pour les années 2026 à 2028. »

UC considère que la question 9.9 n'a pas été répondue et qu'il s'agit d'une question importante et pertinente pour apprécier la portée des demandes soumises à la Régie.

La question 9.9 porte sur les conséquences d'une réalisation partielle des volumes de vente prévus.

En effet, si la Régie devait approuver les revenus requis demandés pour les années 2026 à 2028 et que HQ engage effectivement des dépenses au niveau autorisé, **mais** que les ventes réelles s'avèrent inférieures aux ventes prévues, les tarifs fixés par la Régie seraient insuffisants pour générer des revenus équivalents aux dépenses engagées.

Il s'agit d'une question importante pour apprécier l'importance du risque posé par la demande soumise, tant pour les parties intéressées (groupes clients) que pour la Régie.

Question 9.11

*9.11 Veuillez indiquer **si le Distributeur est disposé** à absorber, en tout ou en partie, un éventuel déficit de revenus associé à des ventes réelles moindres que les ventes prévues. Dans la négative, veuillez justifier que la clientèle supporte ce risque en totalité.*

Réponse :

Le cadre réglementaire repose sur le principe selon lequel le Distributeur recouvre l'ensemble de ses coûts, et la prévision des ventes constitue un élément essentiel pour l'établissement des tarifs d'électricité. Le risque lié aux fluctuations de la consommation est indissociable de l'utilisation du service par la clientèle. Ainsi, il est du rôle de la Régie de fixer les tarifs en s'assurant du caractère prudent des coûts et de la raisonabilité des prévisions de ventes. Voir également la réponse à la question 9.8.



Motif de contestation :

La question d'UC est claire et se décline en 2 volets :

- 1) Le Distributeur est-il disposé, oui ou non, à absorber en tout ou en partie un éventuel déficit de revenus associé à des ventes réelles moindres que les ventes prévues. (Dans l'affirmative, HQD peut préciser comment)
- 2) Dans la négative, justifier que ce risque soit supporté en totalité par la clientèle.

UC demande que HQD réponde à chacun des deux volets de cette question.

Par ailleurs, la réponse de HQD à la question 9.8 ne répond pas à la question 9.11 d'UC.

Il est important pour les parties intéressées (groupes clients) de savoir si HQD est disposée, oui ou non, à absorber en tout ou en partie, les manques à gagner qui résulteraient éventuellement d'une réalisation partielle des ventes prévues. Il est pertinent pour les parties intéressées, comme pour la Régie, de connaître les motifs pour lesquels HQD considérerait, le cas échéant, que ce risque devrait être supporté en totalité par sa clientèle.

Demande 10 : Revenus requis

Question 10.1.1

*10.1.1 Veuillez **décrire et quantifier** les « cibles fixées » mentionnées à la référence i) et indiquer en quoi elles sont en lien avec l'obligation de service du Distributeur.*

Réponse :

Voir la réponse à la question 10.1.

Réponse à la question 10.1. :

Les obligations du Distributeur envers ses clients sont intégrées dans les objectifs du Plan d'action 2035 : l'accélération du traitement des demandes d'alimentation en électricité, l'amélioration de la fiabilité du service, l'aide offerte à la clientèle pour mieux consommer et l'engagement à garder des tarifs abordables en sont des exemples. Ainsi,



Le Distributeur considère sa participation au Plan d'action 2035 comme indissociable de son obligation de desservir sa clientèle.

D'ailleurs, les cibles du Plan d'action 2035 sont traduites dans la preuve d'HQTD au dossier R-4305-2025 notamment aux pièces HQTD-2, Documents 1.1 et 1.2 pour le Transporteur et HQTD-2, Documents 2.1 et 2.2 pour le Distributeur. Notons, à titre d'exemples, la cible de 35% de réduction des pannes normalisées (moyenne et basse tension) d'ici sept à dix ans ou de 40% de réduction du délai de réalisation des travaux les plus courants.

Motif de contestation :

La réponse à la question 10.1 fournit à titre indicatif deux exemples de cibles liées au Plan d'action 2035, sans plus. Elle ne répond pas à la demande 10.1.1 formulée par UC qui consiste à **décrire et quantifier** les « cibles fixées » qui sont mentionnées par HQD à la référence i).

Référence i) : (B-0013, p.7) « *Le Distributeur souhaite réitérer devant la Régie son engagement envers la mise en œuvre du Plan d'action 2035. À cet effet, il mobilise l'ensemble de ses ressources et de son expertise afin d'atteindre les cibles fixées.* » (nous soulignons)

Question 10.3

10.3 Dans l'éventualité où la Régie approuvait les revenus requis demandés pour les années 2026, 2027 et 2028 (référence ii)) et que, au cours du cycle triennal, la croissance des ventes prévue (de même que celle des revenus réels) ne se concrétisait que partiellement, veuillez indiquer quelles seraient les options réglementaires envisageables pour corriger le manque à gagner.

Réponse :

Voir la réponse à la question 9.8. (reproduite ci-dessus)

Motif de contestation

La réponse de HQD à la question 9.8 ne répond pas à la question 10.3 d'UC. Tout au plus, HQD indique dans sa réponse à la question 9.8 qu'un éventuel MTSM « pourrait capter » de tels écarts de revenus.



Par sa question 10.3, UC demande à HQD d'indiquer quelles seraient les options réglementaires envisageables advenant une croissance des ventes réelles inférieure à celle prévue, qui se traduirait par un manque à gagner significatif.

Il est pertinent, tant pour les parties intéressées qu'en vue de la décision que devra rendre la Régie, de savoir quelles seront les options réglementaires envisageables au cours du cycle tarifaire triennal (outre la compilation des écarts dans un éventuel MTSM) pour prévenir l'accumulation d'un manque à gagner trop important.

À la lumière de ce qui précède, UC demande à HQD de répondre aux demandes faisant l'objet de ses contestations.

Espérant le tout conforme, veuillez agréer, chère consœur, nos salutations les plus distinguées.

(s) Serena Trifiro

Me Serena Trifiro

Avocate

T. 514.878.3263

F. 514.878.5763

strifiro@dgchait.com

c. c. Maxime Dorais, codirecteur général d'UC, Viviane de Tilly et Jean-François Blain, analystes