

Réponses du Distributeur à la demande de renseignements n° 1 de Google

REQUEST FOR INFORMATION NO. 1 FROM 9380-8566 QUÉBEC INC. AND GOOGLE CLOUD CANADA CORPORATION (GOOGLE) TO HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION REGARDING THE DISTRIBUTOR'S APPLICATION FOR THE ESTABLISHMENT OF RATES FOR DATA CENTRES AND FOR CRYPTOGRAPHIC USE APPLIED TO BLOCKCHAINS

1) BILL DETERMINATION

References:

- i. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 9: 21 – 23;
File R-4307-2025, B-0012, HQD-3, Document 3, page 5: 10 – 14, page 5: 17 – 21.
- ii. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 11: 1 – 4.
- iii. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 11: 5 – 9.
- iv. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 4.
- v. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 5.
- vi. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 5.
- vii. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 11: 1 – 4;
B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 53.

Preamble:

- i. In order to reflect the cost of new supplies, the Distributor relies on long-term avoided costs. In 2026, these are 12¢/kWh for energy and \$166/kW-year for power.

The long-term avoided [energy] cost signal reflects the supply and transport costs of contracts from tender A/O 2023-01.

The long-term avoided [energy] cost signal is 12¢/kWh (\$ 2026) indexed to inflation, that is 8.3¢/kWh (\$ 2026) for supply, plus transport costs and balancing of 3.7¢/kWh (\$ 2026).

The long-term avoided [power] cost signal is based on the power cost of the third and final bid retained in A/O 2015-01, as approved by the Board.

The long-term avoided [power] cost signal is \$166/kW-year (\$ 2026).

- ii. If, in a calendar year, the customer's largest actual power demand is less than 60% of the predicted power based on the committed ramp-up, the difference between these two values will be subject to an unused power premium of \$92.280/kW.
- iii. In addition, in order to encourage customers to commit to a ramp-up that adequately reflects their needs and to avoid undervaluation in order to circumvent the premium, the maximum power called may not exceed 110% of their committed ramp-up. Any consumption above this threshold will be charged at a price of 17.420¢/kWh, which is double the price of the energy component of the proposed tariff.

- iv. If, during a period of consumption, the maximum power demand exceeds the largest real power demand that is less than 5,000 kilowatts, Hydro-Quebec applies the power premium to the difference between the maximum power demand, up to a maximum of 5,000 kW, and the greatest real power call.
- v. The minimum power to be charged for each consumption period shall be 75 % of the maximum power drawn during a consumption period which is wholly within the winter period of the 12 consecutive monthly periods ending at the end of the consumption period concerned.
- vi. If a customer's previous 12 consecutive consumption periods do not reflect their usual consumption profile, Hydro-Quebec reserves the right to use any other method it deems more appropriate to calculate the maximum power demand.
- vii. If, in a calendar year, the customer's largest actual power demand is less than 60% of the predicted power based on the committed ramp-up, the difference between these two values will be subject to an unused power premium of \$92.280/kW.

The minimum power to be charged for each consumption period shall be 75% of the maximum power drawn during a consumption period which is wholly within the winter period of the 12 month consecutive monthly periods ending at the end of the consumption period concerned.

Questions:

1.1. Please provide the methodology, assumptions, source data, calculations, and all supporting work papers used to determine each of the following avoided cost signals (\$ 2026):

1.1.1. 8.3¢/kWh avoided cost of supply

Réponse :

1 **La demande de l'intervenante dépasse le cadre du présent dossier.**
2 **Toutefois, le Distributeur réfère l'intervenant à la pièce HQD-3, Document 3**
3 **[\(B-0012\)](#) du dossier R-4307-2025 et souligne que les coûts évités ainsi que leur**
4 **méthodologie ont été approuvés par la Régie.**

1.1.2. 3.7¢/kWh avoided cost of transportation and balancing

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

1.1.3. \$166/kW-year avoided cost of power

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.1.1.**

1.2. Please provide the basis and rationale the Distributor applied in selecting the unused power premium mechanism.

Réponse :

2 **Voir notamment la section 5.2 de la pièce révisée HQD-2, Document 2.1 ([B-0191](#))**
3 **du dossier R-4270-2024, phase 3. Au besoin, le Distributeur invite l'intervenante**
4 **à consulter l'ensemble de la preuve déposée à ce sujet dans le cadre de ce**
5 **même dossier.**

6 **Cette prime, encadrée par l'article 5.20 des *Tarifs d'électricité*, a été approuvée**
7 **par la Régie dans sa décision [D-2025-033](#).**

8 **Le Distributeur souligne que la proposition au présent dossier constitue un**
9 **assouplissement par rapport aux modalités prévues à l'article 5.20.**

1.2.1. Please provide the basis for the 60% threshold for application of the unused power premium.

Réponse :

10 **Voir la réponse à la question 1.2.**

1.2.2. Please provide the cost-based derivation of the \$92.280/kW unused power premium, including all methodologies, assumptions, inputs, and supporting workpapers used to determine the premium.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 1.2.**

1.2.3. Additionally, please explain whether the premium exceeds the costs incurred by the Distributor due to unused capacity.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 1.2.**

1.3. Regarding the 17.420¢/kWh charge for maximum power calls exceeding 110% of a customer's committed ramp-up:

1.3.1. Please provide the basis for the 110% threshold for application of the 17.420¢/kWh charge.

Réponse :

1 Le Distributeur souhaite laisser une marge de manœuvre raisonnable au client
2 pour la fixation de son engagement de montée en charge et 10 % lui apparaît
3 approprié. Plus cette marge de manœuvre est importante, plus on s'éloigne du
4 but recherché, qui est d'inciter le client à s'engager de manière crédible quant
5 à son utilisation prévue de l'électricité.

6 Le Distributeur rappelle que la marge de manœuvre dont dispose le client
7 autour de sa montée en charge prévue, soit entre -40 % et +10 %, est
8 importante. Il est de la responsabilité du client d'établir une montée en charge
9 la plus réaliste possible à l'intérieur de cet intervalle.

1.3.2. Please provide the cost-based derivation of the 17.420¢/kWh charge, including all methodologies, assumptions, inputs, and supporting workpapers used to determine the charge.

Réponse :

10 Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements n° 1 d'OC à
11 la pièce HQD-6, Document 9.1.

1.3.3. Additionally, please explain whether the charge exceeds the costs incurred by the Distributor due to a customer's excess capacity use.

Réponse :

12 Le prix vise d'abord à encourager le respect des limites de la montée en charge.
13 Le Distributeur souligne que les *Tarifs d'électricité* comportent plusieurs
14 primes dissuasives visant des objectifs comparables.

1.4. Regarding the statement referenced in the preamble, please:

1.4.1. Confirm the power premium rate that will be applied in the circumstance described in the preamble.

Réponse :

15 Le Distributeur comprend que l'intervenante fait allusion au préambule iv.
16 Il s'agit d'un article déjà existant pour les tarifs de grande puissance du
17 Distributeur. Voir par exemple les articles 5.5 et 5.17 des [Tarifs d'électricité](#).
18 Cet article vise à transmettre un signal de prix afin que les clients maintiennent
19 un bon facteur de puissance malgré un appel de puissance inférieur à 5 000 kW.
20 Ce montant s'ajoute à la facturation de l'énergie et de la puissance.

1.4.2. Confirm that the rate will be applied to the difference between the customer's largest real power call during the period and the customer's largest real power call during the period from among all the customer's real power calls during that period that are less than 5,000 kW.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.4.1.**

2 **Le Distributeur ne croit pas que la compréhension de l'intervenante soit la**
3 **bonne. Il lui propose respectueusement de consulter la [version anglaise](#) de ses**
4 **Tarifs d'électricité, à l'article 5.17. Les principaux termes sont définis au**
5 **Chapitre 1.**

1.5. Please provide the basis and rationale for the minimum billing power provision of the proposed CD tariff. Additionally, please provide the basis for selecting the 75% value.

Réponse :

6 **Cet article est une reproduction de l'article 5.18 des *Tarifs d'électricité* visant le**
7 **tarif LG, auxquels sont déjà assujettis les centres de données.**

1.6. Please explain:

1.6.1. How the Distributor will determine what constitutes a customer's "usual" consumption profile.

Réponse :

8 **Cet article est une reproduction de l'article 5.20 des *Tarifs d'électricité* visant le**
9 **tarif LG, auquel sont déjà assujettis les centres de données.**

10 **Pour l'application de cet article, le Distributeur vérifie si l'historique des appels**
11 **de puissance est cohérent avec le profil habituel du client. Le Distributeur**
12 **regarde notamment s'il y a des appels non récurrents, par exemple liés à des**
13 **équipements sans contrôle de charge, à des mises à l'essai ou à des situations**
14 **exceptionnelles. Le Distributeur peut engager des discussions avec les clients**
15 **pour confirmer la nature des appels non récurrents. Si les 12 dernières périodes**
16 **de consommation ne sont pas représentatives, l'analyse est faite au cas par cas**
17 **afin de déterminer une méthode plus adéquate.**

1.6.2. How the Distributor will determine that a customer's previous 12 consecutive consumption periods do not reflect the customer's usual consumption profile.

Réponse :

18 **Voir la réponse à la question 1.6.1.**

1.6.3. Whether the Distributor may develop customer-specific or ad hoc calculation methodologies, or whether it may choose only a prescribed set of existing calculation methodologies.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.6.1.**

1.6.4. Whether the customer will be notified of, and permitted to participate in, the new methodology selection process.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 1.6.1.**

1.6.5. If the Distributor may develop customer-specific or ad hoc methodologies, whether the customer will be permitted to participate in the development of that methodology.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 1.6.1.**

1.6.6. If the Distributor may choose from a prescribed set of existing methodologies, please provide a description of each available methodology and the circumstances in which each methodology may be used.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 1.6.1.**

1.7. Please:

1.7.1. Considering that the unused power premium applies to peak demand within a calendar year, while the minimum billing demand is based on peak demand over a rolling 12-month retrospective period, confirm whether demand in a given month could trigger application of both an unused power premium and the minimum billing power provision.

Réponse :

5 **Ce serait théoriquement possible mais peu probable. Il faudrait :**

- 6 • **que la demande pour un mois donné soit inférieure à 75 % de la**
- 7 **consommation au cours des mois de décembre à mars de l'hiver**
- 8 **précédent ;**
- 9 • **que la demande de ce même mois soit inférieure à 60 % de la montée en**
- 10 **charge soumise par le client ;**

- 1 • qu'en aucun moment au cours des 12 mois précédents, la puissance
2 appelée par le client n'ait atteint 60 % de la montée en charge.

3 Ceci impliquerait à la fois que le client ait largement surestimé sa montée en
4 charge, ce que la clause relative à la puissance disponible inutilisée vise
5 justement à éviter, et qu'il connaisse une baisse substantielle de sa demande.

1.7.2. Confirm whether the unused power premium would be charged following the conclusion of a given calendar year. If not, specify the timing of charges associated with the unused power premium.

Réponse :

6 **Voir la réponse à la question 3.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
7 **Coalition à la pièce HQD-6, Document 5.1.**

2) FINANCIAL SECURITY REQUIREMENTS

References:

- i. Hydro-Quebec Conditions of Service, April 1, 2021 Edition, Chapter 6, page 24 – 26.

Preamble:

- i. Situations in which Hydro-Quebec may require a deposit.

Questions:

2.1. Please:

- 2.1.1. Confirm whether there are financial security requirements specific to data centers, beyond those detailed in Chapter 6 of the Distributor's Conditions of Service, that would apply under the CD tariff.

Réponse :

8 **Les dépôts de garantie indiqués au chapitre 6 des CS sont exigibles auprès de**
9 **l'ensemble de la clientèle lorsqu'un abonnement représente un risque financier**
10 **pour le Distributeur dans les cas précisés à l'article 6.1. Le Distributeur n'exige**
11 **aucune garantie financière spécifique aux centres de données.**

12 **Voir la réponse à la question 3.9 de la demande de renseignements n° 1 de**
13 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1**

2.1.2. Identify such financial security requirements.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 2.1.1.**

2.1.3. Identify the process by which the Distributor determines the amount, form, and timing of such financial security requirements.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 2.1.1.**

3) MARKUP CLAUSE

References:

- i. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 6.
- ii. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 6: 4 – 6.

Preamble:

- i. If a customer wishes to pay more for the supply of renewable electricity, they may include an offer to do so in their power demand.
- ii. The rate will be set at a cost that reflects the costs of new supplies, while remaining competitive on a North American scale, particularly given that the electricity provided is fully renewable.

Questions:

3.1. Please explain what information must be included in a customer's offer under the markup clause and how the Distributor will determine whether to accept such an offer.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 8.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

3.2. Please confirm:

3.2.1. Whether the assertion that the “electricity provided [by the Distributor] is fully renewable” applies to customers that do not submit an offer, or whose offers are not accepted, under the markup clause.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 8.7 de la demande de renseignements n° 1 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

3.2.2. If the answer to subpart a) is yes, please explain what incremental benefit the markup clause provides to a customer whose offer is accepted by the distributor.

Réponse :

3 **Voir les réponses aux questions 4.3 et 8.3 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

4) RAMP-UP AND CONTRACT TERM**References:**

- i. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 3,
B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 10: 19 – 20, page 11: 1;
Hydro-Quebec Conditions of Service, April 1, 2021 Edition, Chapter 5, page 21 — 24.

Preamble:

- i. The CD tariff applies to an annual subscription under which all or part of the electricity is delivered for the operation of a data center, if the authorized power is at least 5,000 kilowatts.

Thus, all data centers with a maximum authorized power of at least 5 MW will have to commit to the Distributor the meet a load increase over a 10-year horizon.

Questions:

4.1. Please explain:

- 4.1.1. Whether a customer taking service under the CD tariff may terminate service on an annual basis, or whether the CD tariff requires the customer to commit to a minimum service term exceeding one year.

Réponse :

5 **Un client est loisible d'annuler son abonnement. Dans le cas d'un abonnement**
6 **au tarif CD, ceci impliquerait l'abandon du bloc d'énergie qui lui aurait été alloué**
7 **et de la PDA correspondante, sans toutefois le libérer des obligations qui le**
8 **lient au Distributeur par l'entremise de son Entente de contribution.**

9 **Voir également la réponse à la question 4.1.3.**

4.1.2. If the CD tariff requires a minimum service term exceeding one year, please identify the minimum service term and state whether that term includes the 10-year ramp-up period.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.1.**

4.1.3. Whether there are restrictions or financial obligations specific to data centers, beyond those detailed in Chapter 5 Termination of Contract of the Distributor's Conditions of Service, that would apply under the CD tariff if a customer terminated service prematurely or reduced operations.

Réponse :

2 **Actuellement, le Distributeur n'impose aucune restriction ou obligation**
3 **financière relative à la résiliation d'un abonnement au service d'électricité**
4 **spécifique aux centres de données et ne prévoit pas en imposer.**

5 **En vertu de l'entente conclue entre le Distributeur et les clients préalablement**
6 **au début des travaux nécessaires à l'alimentation des clients visés par**
7 **l'article 1.2 des CS, si, pendant la période d'engagement prévue à l'entente :**

8 • **le client résilie son abonnement : le Distributeur facture une pénalité**
9 **proportionnelle au nombre de kilowatts restant à l'engagement de**
10 **puissance en lien avec le coût des travaux couvert par l'allocation, le**
11 **cas échéant ;**

12 • **le client réduit ses activités ayant pour effet de réduire sa demande en**
13 **puissance : le Distributeur exige que le client lui rembourse au prorata**
14 **le montant de l'allocation qu'il lui a versé en trop.**

4.1.4. The timing and cadence by which a customer's committed ramp-up is determined. For example, must a customer commit to a full 10-year ramp schedule at the onset of service?

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 3.6 de la demande de renseignements n° 1 de la**
16 **Coalition à la pièce HQD-6, Document 5.1.**

4.1.5. Whether the Distributor proposes any mechanisms by which a customer may modify its annual predicted power after the initial predicted power has been established.

Réponse :

17 **La proposition du Distributeur ne comporte pas une telle disposition.**

5) CAPACITY ALLOCATION

References:

- i. B-0021, HQD-5, Document 1, page 7: 27 – 31.

Preamble:

- i. Although the demand for data centers was not as sudden as the demand for blockchain at the time, its importance was undeniable. It is contained in particular thanks to the energy block allocation process put in place by the Government of Quebec, which prevents the emergence of a demand to which the Distributor would not be able to respond.

Questions:

5.1. Please explain:

- 5.1.1. The referenced energy block allocation process, including its relevance to the proposed CD tariff.

Réponse :

1 **Le Distributeur réfère l'intervenante à l'information disponible auprès du**
2 **gouvernement du Québec¹.**

3 **Voir également la réponse à la question 4.1 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

- 5.1.2. Whether the Distributor proposes any provisions that would allow a customer to receive partial or interruptible service under the CD tariff if insufficient energy blocks are available to accommodate the customer's requested power demand.

Réponse :

5 **Voir la réponse à la question 4.4 de la demande de renseignements n° 1 de**
6 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

- 5.1.3. Whether the Distributor proposes any provisions that would allow a customer to take service under the CD tariff, despite insufficient energy blocks, if the customer provides or funds additional power or supply resources to serve its requested demand?

Réponse :

7 **Voir la réponse à la question 4.4 de la demande de renseignements n° 1 de**
8 **l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-6, Document 2.1.**

¹ <https://www.quebec.ca/agriculture-environnement-et-ressources-naturelles/energie/production-appvisionnement-distribution/autorisation-projet-electrique>

6) APPLICATION SCOPE

References:

- i. B-0006, HQD-2, Document 1.1, page 3.
- ii. B-0004, HQD-1, Document 1.1, page 12: 6 – 8.

Preamble:

- i. The DC tariff applies to an annual subscription under which all or part of the electricity is delivered for the operation of a data center, if the authorized power is at least 5,000 kilowatts.
- ii. The Distributor proposes to revise the CB tariff and its terms and conditions to reflect the strategic nature and lower economic benefits of this activity compared to data centers.

Questions:

- 6.1. Please provide the cost-based justification for distinguishing data centers from other customers with authorized power of at least 5,000 kW for purposes of rate determination under the CD tariff.

Réponse :

1 **Les motifs justifiant la création de la nouvelle catégorie tarifaire ont été exposés**
2 **à la section 1 de la pièce HQD-1, Document 1.1 ([B-0004](#)).**

3 **Voir également la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements**
4 **n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce HQD-6, Document 3.1.**

- 6.2. Please confirm whether the distributor considered the economic benefits associated with non-cryptographic data center activities in designing the proposed CD tariff rates and provisions. If so, please identify how those benefits were reflected.

Réponse :

5 **Le Distributeur rappelle, comme il l'a indiqué, que le nouveau tarif CB a été fixé**
6 **à un prix unitaire 50 % supérieur à celui du tarif CD, notamment pour les raisons**
7 **invoquées par l'intervenante.**

8 **Voir également la réponse à la question 5.3 de la demande de renseignements**
9 **n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1 ainsi que la réponse à la**
10 **question 9.3 de la demande de renseignements n° 1 de l'AQCIE-CIFQ à la pièce**
11 **HQD-6, Document 3.1.**

7) DATA CENTER RATE MARKUP

References:

- i. B-0005, HQD-1, Document 1.2, Sommaire (i).
- ii. B-0005, HQD-1, Document 1.2, page 15 – 16.
- iii. B-0005, HQD-1, Document 1.2, page 18.

Preamble:

- i. In order to...contextualize a possible request to the Regie de l'Energie, Hydro-Quebec commissioned Dunsy Energie + Climat (Dunsy) to answer two questions:
 - a) are there rates for data centers elsewhere in North America, and what are their high-level terms of application and commitment;
 - b) how would a price of 13¢/kWh compare to what data centers in other jurisdictions, which could compete with Quebec in this market, pay?
- ii. Contractual Terms

Three trends are intensifying in terms of contractual conditions to reduce risks for energy suppliers and their regular customers: financial guarantees, long-term contracts with strict exit conditions, and "take-or-pay".

We observe the strengthening of 3 practices in the contractual modalities. These approaches aim in particular to reduce the financial exposure of public services and to reduce the risks associated with the required investments (network infrastructure, connections, capacity building), by ensuring that the additional costs are borne by new large consumers rather than socialized with regular customers.

These business practices include:

- a) Requirement for upstream financial guarantees (e.g., deposits, proof of ability to pay, letters of credit) to ensure funding for necessary network enhancements.
 - b) Implementation of long-term contracts (often 10-15 years or more) with exit fees or warranty requirements, so that a data centre that reduces operations or withdraws prematurely continues to cover the costs of the infrastructure built to serve it.
 - c) "Take-or-pay" type mechanisms with a minimum demand charged, ensuring that a data centre pays for a high share of its contracted capacity, whether used or not.
- iii. 13¢/kWh is an average of those observed in neighboring jurisdictions and major development hubs.

Questions:

7.1. Please:

- 7.1.1. Explain how the findings, conclusions, recommendations, or comparative-jurisdiction evidence in Dunsky's report affected the development of the Distributor's proposed CD tariff.

Réponse :

1 **D'une part, le rapport Dunsky a permis d'illustrer que l'impact des centres de**
2 **données sur les autres clients est un problème auquel font face de nombreux**
3 **distributeurs en Amérique du Nord. D'autre part, il a permis de constater que le**
4 **tarif proposé se compare à celui observé dans d'autres juridictions**
5 **nord-américaines.**

6 **Le rapport n'avait pas pour objectif d'identifier les intrants visant à définir la**
7 **structure du tarif ou ses modalités, notamment parce que cet aspect dépend**
8 **fortement du contexte réglementaire et tarifaire de chaque distributeur.**

9 **Voir également les réponses aux questions 4.1, 4.2 et 4.3 de la demande de**
10 **renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-6, Document 1.1.**

- 7.1.2. Where possible, identify the specific elements of the CD tariff that were influenced by Dunsky's report, including the relevant report page or section on which the Distributor relied.

Réponse :

11 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

- 7.1.3. If Dunsky's report did not affect the development of any specific element of the proposed CD tariff, explain the purpose of incorporating the report into the record in this proceeding.

Réponse :

12 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

- 7.2. For each of the following contractual or tariff mechanisms discussed in Dunsky's report, please explain whether the Distributor considered incorporating the mechanism into the proposed CD tariff. Please state whether the mechanism was adopted, modified, or rejected in the proposed CD tariff with an explanation as to why.

- 7.2.1. Financial guarantees, including deposits, proof of ability to pay, or letters of credit

Réponse :

13 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

7.2.2. A minimum contract term or long-term service commitment

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

7.2.3. Exit fees or other financial obligations for CD tariff customers that reduce operations or withdraw prematurely

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

7.2.4. A minimum demand charge or “take-or-pay” obligation based on a CD tariff customer’s contracted capacity

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

7.3. Please explain the role that rates observed in neighboring jurisdictions and major development hubs played in establishing the proposed CD rate. In particular, please clarify whether the jurisdictional comparison was used only as a reasonableness check for a cost-based rate, or whether the Distributor would have considered adjusting the proposed rate if the cost-based result had materially differed from rates in competing jurisdictions.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 7.1.1.**

8) COST OF ENERGY FOR DATA CENTERS

References:

- i. B-0005, HQD-1, Document 1.2, page 19, Figure 5;
B-0005, HQD-1, Document 1.2, page 19.

Preamble:

- i. To determine the price values for each jurisdiction, our team relied on different sources with the following prioritization, depending on the availability of the data:
 - a) P1. Data Centre/Large Load pricing details are publicly available (see Table 1).
 - b) P2. Hydro-Québec's markup for electricity price comparison in major North American cities. This source has the merit of distinguishing the different classes of high-power client.

- c) P3. For the remaining states, a search for the tariff structure of a large industrial customer for the most populous city of the state. Portland, ME (Central Maine Power Company); Burlington, VT (Burlington Electric Department) and Las Vegas, NV (NVEnergy). Note: there may be differences between the cost within a large city and the cost over the entire state. Nevertheless, the majority of data center projects are located on the outskirts of major cities, hence the logic of looking at the tariffs of distributors operating in these areas.
- d) P4. As a last resort, we used EIA data, which provides an average cost for the industry segment by state.

Questions:

- 8.1. Please provide the workpapers containing all inputs, assumptions, calculations, and sources used to derive the rates illustrated in Figure 1, whether those rates were calculated by Dunsky or taken, adapted, or relied upon from Hydro-Quebec's markup for electricity price comparison in Major North American cities, as is referenced in footnote 22.

Réponse :

- 1 **Toutes les références pertinentes sont disponibles dans le rapport.**
2 **L'intervenante est loisible de les consulter.**
3 **En ce qui a trait à la [Comparaison des prix de l'électricité 2024](#), tous les**
4 **paramètres sont détaillés dans le rapport.**