D É C I S I O N

QUÉBEC **RÉGIE DE L'ÉNERGIE**

D-2026-081	R-4307-2025	30 juillet 2026

PRÉSENTS :

François Émond
Michel Simard
Louis Legault
Régisseurs

Hydro-Québec
Demanderesse

et

Intervenants dont les noms apparaissent ci-après

Décision finale – Volet 1

Demande du Distributeur pour la révision tarifaire des années 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029

Demanderesse :

Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur)
représentée par M^e^ Simon Turmel.

Intervenants :

Association Hôtellerie Québec et Association Restauration Québec (AHQ-ARQ)
représenté par M^e^ Steve Cadrin;

Association des redistributeurs d'électricité du Québec (AREQ)
représentée par M^es^ Paule Hamelin et Nicolas Dubé;

Association québécoise des consommateurs industriels d'électricité et Conseil de l'industrie forestière du Québec (AQCIE-CIFQ)
représenté par M^e^ Sylvain Lanoix;

Coalition des centres de données (Coalition)
représentée par M^es^ Jean-Philippe Therriault et Marie-Pierre Boudreau;

Fédération canadienne de l'entreprise indépendante (section Québec) (FCEI)
représentée par M^es^ André Turmel et Charles Turmel;

Groupe de recommandations et d'actions pour un meilleur environnement (GRAME)
représenté par M^e^ Geneviève Paquet;

Option consommateurs (OC)
représentée par M^e^ Éric McDevitt David;

Regroupement des organismes environnementaux en énergie (ROEÉ)
représenté par M^es^ Franklin S. Gertler et Gabrielle Champigny;

Regroupement national des conseils régionaux de l'environnement du Québec (RNCREQ)

représenté par M^e^ Jocelyn Ouellette;

Regroupement pour la transition, l'innovation et l'efficacité énergétiques (RTIEÉ)

représenté par M^e^ Dominique Neuman;

Union des consommateurs (UC)

représentée par M^e^ Serena Trifiro;

Union des producteurs agricoles (UPA)

représentée par M^e^ Rémi Jolicoeur.

TABLE DES MATIÈRES

1 INTRODUCTION 6

2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE 8

3 FIXATION DES TARIFS EN VIGUEUR AUX 1ER AVRIL 2027 ET 2028 9

3.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE 9

3.2 SUSPENSION DU VOLET 1 11

3.3 TAUX DE PERTES 17

3.4 MÉCANISME DE LISSAGE 18

3.5 CONFORMITÉ DE LA MISE À JOUR 27

4 DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS POUR LE VOLET 1 31

5 DEMANDES D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL DU DISTRIBUTEUR 35

DISPOSITIF 37

ANNEXE 40

1 INTRODUCTION

[1] Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose à la Régie de l'énergie (la Régie) une demande visant à fixer les tarifs d'électricité prévus à l'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec*[1] au 1er avril des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la Demande)[2]. La Demande est présentée notamment en vertu des articles 31, 32, 48, 49, de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la Loi)[3] et des articles 159, 160 et 161 de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives* (la Loi 24) sanctionnée le 7 juin 2025[4].

[2] Le 2 octobre 2025, la Régie rend sa décision procédurale D-2025-098[5] qui porte sur le cadre d'examen du dossier, les demandes d'intervention, les budgets de participation et le calendrier de traitement de la Demande. La Régie y précise que certains sujets seront traités ultérieurement et fixe les échéanciers à cet égard.

[3] Du 8 au 16 et les 20 et 21 janvier 2026, la Régie tient une audience sur le volet 1 de la Demande. La Régie entame son délibéré le 22 janvier 2026.

[4] Le 13 mars 2026, la Régie rend sa décision D-2026-033[6] sur le fond.

[5] Le 23 mars 2026, le Distributeur dépose la mise à jour des documents énumérés à la section 21 de la décision D-2026-033[7].

[6] Le 24 mars 2026, l'AQCIE-CIFQ demande que les causes de l'écart entre la hausse annuelle des tarifs généraux et du tarif L, évalué par le Distributeur, et la hausse estimée

---

1 RLRQ, c. H-5, telle que modifiée par la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2025, c. 24 (la Loi 24).

2 Pièce B-0002.

3 RLRQ, c. R-6.01, telle que modifiée par la Loi 24.

4 L.Q. 2025, c. 24.

5 Décision D-2025-098.

6 Décision D-2026-033.

7 Décision D-2026-033, section 21, p. 213.

par le Distributeur, pour chaque année du cycle tarifaire, soient identifiées, validées et expliquées, sur la base de la preuve au dossier[8].

[7] Le 26 mars 2026, la Régie rend sa décision D-2026-036[9] sur la mise à jour des informations relatives à l'établissement des tarifs d'électricité du cycle tarifaire 2026-2028 conformément aux ordonnances de la décision D-2026-033.

[8] Le 31 mars 2026, la Régie convoque les participants à une audience afin de compléter le témoignage du Distributeur sur l'application des modalités de lissage, conformément aux informations mises à jour et déposées par le Distributeur[10].

[9] Le 1er avril 2026, dans sa décision D-2026-038, la Régie approuve le texte des *Tarifs d'électricité* pour l'année 2026, dans ses versions française et anglaise, résultant des modifications soumises par le Distributeur aux pièces B-0207 et B-0210 et fixe au 1er avril 2026 la date de leur entrée en vigueur[11].

[10] Le 13 et le 14 avril 2026, la Régie tient l'audience afin de compléter le témoignage du Distributeur sur l'application des modalités de lissage, conformément aux informations mises à jour et déposées par ce dernier.

[11] Le 25 mai 2026, le Distributeur demande de suspendre le volet 1 du dossier jusqu'à ce que la formation au dossier R-4293-2025 rende sa décision en phase 2 de celui-ci, laquelle viendra notamment confirmer le montant associé à l'année tarifaire 2025 devant être récupéré[12].

[12] Le 3 juin 2026, l'AQCIE-CIFQ s'oppose à cette demande de suspension du volet 1 du présent dossier jusqu'à ce que la formation au dossier R-4293-2025 ait rendu sa décision en phase 2 quant aux « conséquences du rejet de la pratique comptable consistant à

8 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0027.
9 Décision D-2026-036.
10 Pièce A-0070.
11 Décision D-2026-038, pièces B-0207 et B-0210.
12 Pièce B-0249 et dossier R-4293-2025, pièce C-HQT-HQD-0021, p. 8.

capitaliser les dépenses d'entretien de la végétation sur les tarifs de transport et de distribution d'Hydro-Québec »[13].

[13] Le 8 juin 2026, le RTIEÉ appuie la demande du Distributeur de suspendre la finalisation de la fixation tarifaire 2026-2029 jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue sur la suite à donner à la décision D-2025-114 portant sur la capitalisation ou non des coûts de maîtrise de la végétation et leur éventuel mode d'amortissement par la formation du dossier de révision de la fixation tarifaire 2025-2026 du Distributeur ou, subsidiairement, sur la suite qui serait donnée à toute autre décision qui remplacerait éventuellement la Décision D-2025-114[14].

[14] Le 29 juillet 2026, la régisseuse Mme Sylvie Durand étant dans l'impossibilité d'agir, le régisseur M. François Emond, agissant au nom du président de la Régie en vertu d'une délégation de pouvoir, a désigné M[e] Louis Legault pour procéder à l'examen de la demande, conformément à l'article 16, al.2 de la Loi.

[15] La présente décision vise la demande de suspension du volet 1 du présent dossier, la réouverture d'examen pour compléter la validation des calculs de la hausse lissée des tarifs commerciaux et industriels et la fixation des tarifs pour les années tarifaires 2027 et 2028. Elle vise également le paiement des frais des intervenants et les ordonnances de traitement confidentiel du Distributeur du volet 1 du présent dossier.

2 CONCLUSION PRINCIPALE DE LA RÉGIE

[16] La Régie rejette la demande de suspension du volet 1 du présent dossier.

[17] En conséquence, la Régie approuve une hausse tarifaire moyenne applicable aux tarifs domestiques visés par le décret 1239-2025, de 2,9 % pour l'année témoin 2027, et de 2,6 % pour l'année témoin 2028. Elle approuve également une hausse tarifaire

13 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034.
14 Pièce C-RTIEÉ-0052.

moyenne applicable aux autres tarifs, lissée à 3,8%, afin de récupérer les revenus requis établis pour le cycle tarifaire 2026-2028, déduction faite de la part récupérée par les tarifs domestiques.

3 FIXATION DES TARIFS EN VIGUEUR AUX 1ER AVRIL 2027 ET 2028

3.1 CONTEXTE RÉGLEMENTAIRE

[18] La Régie a autorisé, dans sa décision D-2026-033, l'application des modalités prévues au mécanisme de lissage, jugeant que celui-ci offre une stratégie appropriée pour ce cycle tarifaire. Dans cette même décision, la Régie a demandé au Distributeur d'appliquer les modalités du mécanisme de lissage proposées, afin de préciser la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels, de telle sorte qu'elles permettent de récupérer les revenus requis établis pour le cycle tarifaire 2026-2028, déduction faite de la part récupérée par les tarifs domestiques selon les hausses tarifaires déterminées[15].

[19] À la suite des mises à jour des informations demandées, reflétant l'ensemble des directives et ordonnances de la Régie contenues dans la décision D-2026-033, le Distributeur ajuste la hausse tarifaire estimée par la Régie et évalue l'impact de l'application des modalités de lissage des tarifs généraux et industriels à 3,8 %[16].

[20] Dans sa décision D-2026-036, la Régie constate que l'impact de l'application des modalités de lissage par le Distributeur excède la hausse tarifaire appréhendée de 3,6 % dans sa décision D-2026-033[17].

---

15 Décision D-2026-033, p. 208.

16 Décision D-2026-033, p. 208 et pièce B-0221, p. 5.

17 Décision D-2026-036, p. 10.

[21] La Régie note la position défendue par l'AQCIE-CIFQ quant à l'écart entre la hausse tarifaire estimée par la Régie et celle évaluée par le Distributeur[18]. Par prudence et afin de préserver les droits des parties tout en se prononçant en temps utile pour la fixation de l'ensemble des tarifs visés par la révision tarifaire, la Régie recoure d'office à son pouvoir d'ordonnance de sauvegarde et fixe de manière provisoire les tarifs soumis à son examen pour les années témoins 2026, 2027 et 2028 de la façon suivante :

1. Tenant compte de l'impact d'un plafond maximal de 3 % applicable aux tarifs domestiques édictés par le décret 1239-2025, elle approuve les revenus s'établissant avant l'application des modalités de lissage, respectivement aux années témoins 2026, 2027 et 2028, à 15 751,9 M$, 16 386,1 M$ et 17 184,2 M$, comprenant des revenus additionnels requis, de l'ordre de 557,7 M$, 429,6 M$ et 407,6 M$, et des bases de tarification, selon la moyenne des 13 soldes, de 16 655,1 M$ pour l'année 2026, de 18 913,3 M$ pour l'année 2027 et de 20 697,5 M$ pour l'année 2028[19];
2. Elle approuve les hausses tarifaires demandées pour l'année témoin 2026 et fixe l'ensemble des prix des composantes tarifaires, de manière définitive, à compter du 1er avril 2026[20];
3. Elle approuve également le texte des *Tarifs d'électricité* pour l'année 2026, dans ses versions française et anglaise, résultant des modifications soumises par le Distributeur et fixe au 1er avril 2026 la date de leur entrée en vigueur[21];
4. Elle confère un caractère provisoire aux données, mises à jour :
   a) Établissant les revenus requis ajustés et les hausses tarifaires reflétant l'impact des modalités de lissage des années 2026, 2027 et 2028;
   b) Des grilles tarifaires des années témoins 2027 et 2028, intégrant les hausses tarifaires évaluées;
   c) Modifiant les *Tarifs d'électricité*, pour les trois années du cycle tarifaire[22].

[22] À la suite de sa décision D-2026-036, la Régie poursuit son examen du volet 1 du dossier dans le cadre d'une audience, en complétant le témoignage du Distributeur sur

---

18 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0027.
19 Décision D-2026-036, p. 9, par. 14.
20 Pièce B-0204 et décision D-2026-036, p. 11 et 12.
21 Pièces B-0207 et B-0210 et décision D-2026-038, p. 9.
22 Décision D-2026-036, p. 13 et 14.

l'application des modalités de lissage, pour lui permettre de statuer sur l'approbation et la fixation, de façon définitive, des :

- Revenus requis reflétant l'impact des modalités de lissage, telles qu'approuvées par la Régie dans sa décision D-2026-033 pour les années 2026, 2027 et 2028;
- Hausses tarifaires pour les années 2027 et 2028;
- Grilles tarifaires des années témoins 2027 et 2028;
- Textes des *Tarifs d'électricité* en vigueur les 1er avril 2027 et 2028.

3.2 SUSPENSION DU VOLET 1

[23] À la suite de la tenue de cette audience, le Distributeur informe la Régie avoir déposé dans le cadre de la Phase 2 du dossier R-4293-2025, conjointement avec le Transporteur[23], une proposition relative aux ajustements requis pour donner suite à la décision D-2025-114[24] rejetant, en révision de la décision D-2025-022[25], la demande d'Hydro-Québec visant à approuver une pratique comptable règlementaire autorisant la comptabilisation d'un actif règlementaire pour la totalité des coûts de l'activité Maîtrise de la végétation[26].

[24] Le Distributeur indique qu'il propose d'étaler la récupération du montant de 118,9 M$ (année tarifaire 2025) auprès des clients visés de façon prospective, sur une période de 24 mois débutant le 1er avril 2027 et demande la suspension du volet 1 du dossier, afin de permettre à la Régie de se prononcer, dans le dossier R-4293-2025, notamment sur le montant associé à l'année tarifaire 2025 devant être récupéré[27].

---

23 Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité.
24 Dossier R-4293-2025, décision D-2025-114, p. 56.
25 Dossier R-4270-2024 Phases 1 et 2, décision D-2025-022.
26 Correspondance du 25 mai 2026, pièce B-0249.
27 Correspondance du 25 mai 2026, pièce B-0249.

[25] Au soutien de sa demande, le Distributeur fait valoir que :

- L'approche qu'il privilégie, afin de donner suite à la décision D-2025-114, est celle qui est la plus à même de favoriser le respect du principe d'équité intergénérationnelle, tout en ne nécessitant pas de développement informatique et en permettant une stabilité tarifaire;
- Dans la mesure où la formation du dossier R-4293-2025 devait retenir sa proposition, il y a un risque de confusion pour la clientèle visée découlant d'une communication en deux temps des hausses de tarifs applicables pour les années tarifaires 2027 et 2028;
- la possibilité d'une publication de l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec* au présent dossier présentant des prix différents de ceux apparaissant à l'annexe qui serait déposée dans le dossier R-4293-2025 n'est pas souhaitable.

[26] Compte tenu de ces différents éléments, il demande la suspension du volet 1 du présent dossier, jusqu'à ce que la formation au dossier R-4293-2025 ait rendu sa décision en Phase 2, lui permettant de déposer au présent dossier une preuve faisant état des ajustements requis aux tarifs applicables aux années tarifaires 2027-2028 et 2028-2029 pour la clientèle visée, permettant ainsi la publication d'une seule version de l'annexe 1 pour les années tarifaires citées.

[27] L'AQCIE-CIFQ s'oppose à la demande de suspension[28]. L'intervenant fait notamment valoir que :

- La preuve est close et la présente formation a déjà rendu le 26 mars 2026 une décision finale (D-2026-036) quant aux revenus requis du Distributeur pour chacune des années du présent cycle tarifaire 2026-2028;
- Ayant épuisé sa compétence à l'égard de la fixation des revenus requis du Distributeur pour les trois années du cycle tarifaire, la Régie ne peut prendre en compte, aux fins de fixation des tarifs pour ledit cycle, des revenus requis additionnels qui seraient sollicités par le Distributeur au cours du présent cycle tarifaire;

---

28 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0034.

- Une telle demande vise à introduire tardivement dans le présent dossier des questions étrangères à ce qui en constitue l'objet;
- Faire droit à la demande du Distributeur reviendrait à l'autoriser à introduire une demande de revenus additionnels en cours de cycle tarifaire, ce que n'autorise pas l'article 48 de la Loi.

[28] Pour sa part, le RTIEÉ appuie la demande de suspension du Distributeur[29]. Par ailleurs, il fait valoir que cette suspension devrait être maintenue jusqu'à ce que la Régie, dans le cadre du volet 2 du dossier R-4293-2025, dispose de l'ensemble des éléments contestés relatifs aux tarifs 2025-2026 du Distributeur, soit à l'issue des contestations judiciaires pendantes[30] ou jusqu'à ce qu'elle établisse un moyen de traitement des effets de ces dernières. Selon lui, il est nécessaire d'attendre une décision de la formation du dossier R-4293-2025 sur les coûts et comptes d'écarts de 2025 (maîtrise de la végétation et biénergie) afin que la formation au présent dossier puisse ensuite intégrer toute disposition de compte de frais reportés de 2025-2026 résultant de la décision finale au dossier R-4293-2025.

[29] De surcroit, il fait valoir que « les tarifs définitifs de 2026-2027 et provisoires de 2027-2028 et 2028-2029 décidés au Dossier R-4307-2025 intègrent déjà la non-capitalisation des coûts de maîtrise de la végétation de la décision D-2025-114, de même que la décision D-2025-124 du dossier R 4305-2025 plafonnant à 3% par année la hausse des charges d'exploitation en 2026, 2027 et 2028 »[31]. À l'issue de ces contestations, les décisions rendues pourraient être modifiées, justifiant ainsi la formation du présent dossier de maintenir la suspension pour permettre la comptabilisation des écarts encourus.

---

29 Pièce C-RTIEÉ-0052.

30 L'intervenant réfère à deux pourvois en contrôle judiciaire : *Hydro-Québec* c*. Régie de l'énergie, CSM 500-17-136724-252,* visant le traitement des coûts relatifs à la maîtrise de la végétation et *AQCIE-CIFQ* c. *Hydro-Québec*, CAM 500-09-030933-246, visant l'admissibilité des coûts liés à la Contribution GES.

31 Dossiers R-4293-2025, décision D-2025-114, et R-4305-2025, décision D-2025-124, visée par le pourvoi en révision judiciaire *Hydro-Québec* c*. Régie de l'énergie, CSM 500-17-136883-262*

3.2.1 OPINION DE LA RÉGIE

[30] **Pour les motifs qui suivent, la Régie rejette la suspension demandée par le Distributeur et conclut le volet 1 visant à fixer les tarifs des années 2027 et 2028 pour les fins de la révision tarifaire 2026-2028**.

[31] Tout d'abord, la Régie ne retient pas l'argument de l'AQCIE-CIFQ relatif à l'épuisement de sa compétence pour examiner la proposition du Distributeur. Elle juge que l'approche soumise par le Distributeur ne vise pas à modifier les décisions rendues sur les revenus requis des années-témoin visées par la révision tarifaire, mais qu'elle propose plutôt un moyen pour intégrer, de façon marginale, les sommes qui seront reconnues au dossier R-4293-2025 aux revenus requis préalablement autorisés, afin de refléter ces dépenses encourues en 2025 dans les hausses tarifaires 2027 et 2028.

[32] D'ailleurs, la Régie remarque que la demande du Distributeur s'apparente au complément d'examen auquel elle s'est prêtée afin de recueillir le témoignage du Distributeur sur l'application des modalités du mécanisme de lissage, lequel fait également l'objet de la présente décision.

[33] La Régie rappelle que les coûts de maîtrise de végétation ont été intégrés aux revenus requis 2025[32] à titre d'actifs réglementaires par la décision D-2025-022. En révoquant le traitement réglementaire et en qualifiant ces coûts de dépenses d'exploitation, la décision en révision D-2025-114 a eu pour effet de hausser le montant des coûts à considérer pour l'année tarifaire 2025 et de créer un écart avec les revenus requis déjà reconnus.

[34] La Régie reconnaît que l'approche proposée par le Distributeur, pour le traitement des ajustements requis pour prendre en compte l'effet de la décision D-2025-114 sur les coûts de maîtrise de végétation de l'année 2025, s'inscrit en cohérence avec le cadre réglementaire, les stipulations de la Loi, la portée des pouvoirs exercés dans chacun des dossiers[33]. De plus, elle évite l'application de tarifs rétroactifs et elle présente un avantage notable pour faciliter la communication des hausses tarifaires du Distributeur à ses clients.

---

[32] Établis par la décision D-2025-022.

[33] Dossiers R-4293-2025 et R-4307-2025.

[35] La Régie souligne, également, que la modification apportée à la qualification des coûts de maîtrise de végétation et le traitement réglementaire autorisé par la décision D-2025-114 n'a pas pour effet de priver le Distributeur de la récupération des coûts avérés, à plus forte raison que ces dépenses ont été encourues en 2025. D'ailleurs, elle convient qu'un dossier tarifaire est le cadre réglementaire approprié pour examiner la proposition du Distributeur.

[36] La Régie reconnait que la demande de suspension du Distributeur l'invite à considérer une approche coordonnée pour rencontrer la nécessité de trouver une façon permettant de donner suite à la décision D-2025-114[34].

[37] Celle-ci peut s'avérer justifiée, comme le Distributeur le souligne, pour éviter la confusion qui pourrait être générée par une publication de l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec* par plus d'une formation. En visant à donner le plein effet à la décision d'application attendue au dossier R-4293-2025 par une intégration des coûts de maîtrise de végétation dès 2027 et 2028, elle s'appuie sur le caractère exécutoire des décisions de la Régie.

[38] Par ailleurs, la Régie est sensible à l'argument du Distributeur fondé sur l'équité intergénérationnelle et juge qu'il est toujours préférable de tarifer la bonne génération de clients pour les coûts qu'elle encoure.

[39] Toutefois, avant d'accéder à la suspension demandée par le Distributeur, la Régie doit évaluer s'il est justifié de reporter la conclusion du présent dossier, qui vise la révision tarifaire triennale, en différant la décision finale du volet 1 et ainsi retarder la fixation des tarifs pour les années tarifaires 2027 et 2028 afin de favoriser l'application rapide et immédiate d'une décision qu'une autre formation doit rendre, à l'issue d'un examen en révision d'une décision du précédent dossier tarifaire[35].

[40] La Régie juge que la suspension demandée par le Distributeur constitue une mesure d'exception au processus tarifaire prospectif. En effet, le processus de révision s'effectue nécessairement en parallèle du régime réglementaire tarifaire normal et doit prévoir,

---

34 Pièce B-0250.

35 Dossier R-4293-2025 Phase 2.

pour cette raison, des modalités d'application qui donnent effet à la décision en révision, sans qu'il ne soit autrement requis de différer le cycle des révisions tarifaires prévues par la Loi.

[41] La Régie considère que la demande de suspension serait justifiée si elle permettait de remédier de façon définitive à l'écart de coûts pour l'année tarifaire 2025. Or, à l'instar des observations du RTIEÉ portant sur le caractère définitif des revenus requis de l'année tarifaire 2025, la Régie est préoccupée par le fait que l'approche du Distributeur ait pour effet de récupérer immédiatement, auprès de la clientèle, l'écart découlant de la révision du traitement réglementaire des coûts de la maîtrise de la végétation[36], alors que ces coûts demeurent incertains.

[42] Puisque cette mesure d'exception vise à accélérer la récupération d'un écart de coûts dont le caractère définitif n'est pas acquis, en raison de la contestation de la décision D-2025-114 en contrôle judiciaire, la Régie juge que la suspension est susceptible de mener à des tarifs qui ne soient pas justes et raisonnables pour la clientèle du Distributeur, puisqu'elle serait soumise à une hausse tarifaire pour des coûts qu'il conteste.

[43] Ainsi, si la Régie accordait la suspension et permettait que les clients assument la hausse tarifaire additionnelle pour couvrir ces coûts marginaux de 2025, il est possible, selon l'issue du pourvoi intenté par le Distributeur, que sa décision ait pour effet d'autoriser des hausses tarifaires permettant de récupérer des revenus plus élevés que ceux nécessaires pour couvrir ses coûts d'exploitation en maîtrise de la végétation auprès de la clientèle.

[44] Au surplus, le présent dossier a déjà capté l'impact du changement de traitement réglementaire des coûts liés à la maîtrise de la végétation pour le cycle tarifaire 2026-2028, lorsque la Régie a reconnu le rehaussement des revenus requis nécessaire pour intégrer l'effet de la décision D-2025-114.

[45] Dans les circonstances, la Régie juge que le principe tarifaire d'équité intergénérationnelle ne peut pas recevoir une valeur prépondérante en l'instance,

---

[36] La différence entre les coûts autorisés à titre d'actif réglementaire dans la décision D-2025-022 et le traitement de ces coûts découlant de la décision D-2025-114.

notamment en raison de l'incertitude qui persiste quant au caractère définitif de ces coûts.

[46] Considérant que la présente demande de suspension entrave la célérité réglementaire préconisée par le législateur et que, par ailleurs, le Distributeur peut se prévaloir d'autres moyens réglementaires pour permettre l'intégration des coûts découlant de la décision à rendre dans la Phase 2 du dossier R-4293-2025, notamment par la création d'un compte de frais reportés (CFR)[37], la Régie juge préférable de maintenir un traitement tarifaire prospectif qui favorise, en l'occurrence, un partage du risque associé au caractère incertain de ces coûts plus équitable entre le Distributeur et les clients visés.

[47] **Dans le contexte actuel, la Régie considère que la stabilité et la prévisibilité des revenus, tout comme celles des tarifs, justifient qu'elle s'abstienne d'altérer l'application prospective normale du processus réglementaire et qu'elle fasse preuve de retenue jusqu'à ce que la quantification de ces coûts soit avérée et certaine.**

[48] **Considérant un partage équitable du risque encouru par la contestation logée par le Distributeur, la Régie juge que les revenus requis actuellement établis, tels qu'approuvés pour les années tarifaires 2025 à 2028, sont raisonnables et suffisants, dans l'intervalle, pour prémunir le Distributeur à l'encontre du risque de préjudices excessifs à l'égard des coûts de la maîtrise de la végétation pour l'année tarifaire 2025, jusqu'à ce que l'incertitude sur leur caractère définitif soit levée.**

3.3 TAUX DE PERTES

[49] L'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ ont demandé au Distributeur d'assurer la cohérence de la répartition du coût de service pour les années du cycle tarifaire avec le taux de pertes de 7,1 % ordonné par la Régie[38].

---

37 Laquelle demande pourrait être formulée au dossier R-4293-2025.

38 Décision D-2026-033, p. 37.

[50] Lors de l'audience du 13 avril 2026, le Distributeur explique que la Régie a autorisé un taux de pertes de 7,1 % après la prise du décret concernant l'allocation[39], aux fins de la révision tarifaire effectuée par la Régie, pour chaque année tarifaire d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité commençant le 1er avril des années 2026, 2027 et 2028, du coût de l'électricité patrimoniale devant être récupéré dans les tarifs de distribution d'électricité auprès de catégories de consommateurs[40]. Ce décret considérait un taux de perte de 7,3 %[41].

[51] Le Distributeur souligne l'impossibilité, au moment de la publication de la décision D-2026-033, que le gouvernement prenne un nouveau décret avec un taux de perte de 7,1 %.

[52] Le Distributeur explique d'une part, avoir conservé dans la répartition des coûts par tarif un taux de pertes de 7,3 % et d'autre part, avoir évalué l'impact d'un taux de pertes de 7,1 % sur les revenus requis[42].

[53] La Régie est satisfaite des explications fournies sur la prise en compte du taux de perte autorisé sur les revenus requis du Distributeur.

3.4 MÉCANISME DE LISSAGE

3.4.1 POSITION DU DISTRIBUTEUR

[54] Le Distributeur soumet que le complément d'examen, traité lors de l'audience, vise uniquement à clarifier l'application des modalités de lissage aux revenus requis approuvés, conformément aux informations mises à jour aux pièces B-0200 à B-0221[43].

---

39 Décret 92-2026.
40 Décret 92-2026.
41 Pièces B-0201, B-0202 et B-0203.
42 Pièce A-0073, p. 71 à 74.
43 Pièce B-0235, p. 1.

[55] Il présente un tableau qui illustre comment la hausse tarifaire annuelle lissée des clients des tarifs généraux et industriels permet cette récupération :

TABLEAU 1[44]

CONCILIATION VENTES APRÈS HAUSSES AU 1ER AVRIL ET REVENUS REQUIS SELON LE MÉCANISME DE LISSAGE

En M$	2026	2027	2028	Total
Ventes après hausse au 1er avril	15 654,2	16 392,2	17 248,7	**49 295,1**
- Provision réglementaire année précédente	(133,3)	(153,2)	(157,8)	**(444,3)**
+ Provision réglementaire année courante	153,2	157,8	159,7	**470,7**
Ventes après hausse permettant de récupérer les revenus	**15 674,2**	**16 396,7**	**17 250,7**	**49 321,6**
Revenus requis	**15 750,4**	**16 385,3**	**17 185,9**	**49 321,6**
Écarts	***76,2***	***(11,4)***	***(64,8)***	***0,0***

[56] Le Distributeur explique comment, par itérations, il détermine la hausse tarifaire des clients aux tarifs généraux et industriels lissée pour les trois années tarifaires du cycle tarifaire visé par la présente demande[45].

[57] Il soutient que cet exercice doit se faire en cohérence et en conformité avec les décisions D-2026-033 et D-2026-036 rendues par la Régie et rappelle que cette dernière « a approuvé, aux fins du présent cycle tarifaire, les modalités du mécanisme de lissage proposé [et] a approuvé dans sa décision D-2026-036 les revenus requis à la suite du dépôt de la mise à jour du 23 mars 2026 par le Distributeur suivant la Décision sur le fond »[46].

[58] Selon le Distributeur, la fixation des tarifs demeure un exercice annuel, et ce, nonobstant l'inscription de ce processus dans un cycle tarifaire de trois ans, prévu par la Loi. Dans ce contexte, il est pleinement cohérent que le mécanisme de lissage, tel qu'approuvé par la Régie, soit appliqué uniquement après l'application du plafond tarifaire à la clientèle résidentielle, et ce, sur une base annuelle, afin de permettre une évaluation adéquate du lissage applicable aux tarifs généraux et industriels.

---

44 Tableau établi à partir de la pièce B-0228, p. 4.

45 Pièce B-0228, p. 5.

46 Pièce B-0228, p. 2.

[59] Il conclut en affirmant que la Régie a tout en main pour approuver les revenus requis et les tarifs pour le cycle tarifaire et, pour ce faire, lui demande de fixer, à compter des 1er avril 2026, 2027 et 2028 l'ensemble des tarifs du Distributeur conformément aux grilles tarifaires[47].

3.4.2 POSITION DES INTERVENANTS

[60] L'AHQ-ARQ soutient que la hausse tarifaire lissée pour les clients des tarifs généraux et industriels doit être évaluée à la lumière des hausses tarifaires annuelles moyennes globales de 4,0 %, 2,9 % et de 2,6 %, avant plafonnement et avant l'application des modalités de lissage des hausses des tarifs[48].

[61] L'intervenant soutient qu'en fixant les augmentations tarifaires de la clientèle domestique à moins de 3 % pour les deux dernières années du cycle tarifaire et la hausse lissée de 3,8 % pour les clientèles commerciales, institutionnelles et industrielles, la Régie subventionne certains tarifs domestiques au-delà de ce que permet la Loi[49].

[62] L'AHQ-ARQ soutient que, selon le décret 1240-2025, une hausse tarifaire lissée doit s'appliquer de façon uniforme à l'ensemble des tarifs pour les années tarifaires commençant le 1er avril des années 2026, 2027 et 2028[50].

[63] L'intervenant demande à la Régie de fixer les hausses tarifaires de la façon suivante[51] :

1. Établir les hausses tarifaires annuelles moyennes globales, avant plafonnement et avant l'application des modalités de lissage des hausses des tarifs;
2. Établir la hausse globale lissée pour les 3 années du cycle tarifaire;

---

47 Pièces B-0204, B-0205 et B-0206.
48 Décision D-2026-036, p. 9, par. 15 et pièce A-0076, p. 16 et 17.
49 Pièce A-0076, p. 34.
50 Pièce A-0076.
51 Pièce A-0076, p. 34.

3. Appliquer, si nécessaire, le taux maximal de 3 % à la hausse de certains tarifs domestiques de distribution d'électricité, conformément au décret 1239-2025[52];
4. Établir la hausse lissée pour les 3 années du cycle tarifaire des tarifs généraux de façon à récupérer l'ensemble des revenus requis établis par la Régie pour chacune des trois années du cycle tarifaire, conformément au décret 1240-2025[53].

[64] L'AHQ-ARQ soutient que la Régie n'a pas approuvé le mécanisme de lissage dans les dispositifs des décisions D-2025-033 et D-2025-036 et, de ce fait, fait valoir que l'application alternative des modalités de lissage qu'il recommande ne constitue pas, à ses yeux, une demande de révision déguisée des décisions de la Régie.

[65] L'AQCIE-CIFQ soutient, pour sa part, que la mécanique de lissage proposée n'est ni exposée ni analysée dans la décision D-2026-036 et que la Régie n'approuve pas de modalités de lissage précises. Selon sa compréhension, la Régie se contente de faire des commentaires sur la raisonnabilité des modalités[54].

[66] L'intervenant fait valoir que la « Régie se prononcera sur le caractère juste et raisonnable des tarifs lorsqu'elle rendra sa décision finale sur la fixation des tarifs pour l'ensemble du cycle tarifaire, et que pour ce faire, elle n'est pas liée par la manière dont le Distributeur lui soumet que ce lissage doit s'effectuer »[55].

[67] Ce faisant, il comprend que dans sa décision D-2026-036 la Régie s'est réservé la possibilité de faire les ajustements requis aux tarifs 2027 et 2028, afin de tenir compte des écarts qui seraient constatés entre le lissage proposé par le Distributeur et le lissage qu'elle approuverait pour mener à des tarifs justes et raisonnables[56].

[68] L'AQCIE-CIFQ est d'avis qu'en déposant une mise à jour, qui s'écarte de la hausse annuelle uniforme attendue de 3,6 % pour les tarifs non domestiques, le Distributeur met en lumière, pour la première fois, en illustrant cet impact au moyen d'un taux unitaire (cent/kWh), que la méthode qu'il propose n'aura pas un effet tarifaire neutre sur les taux

---

52 Décret 1239-2025.
53 Décret 1240-2025.
54 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 2, par. 5 et 6.
55 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 2, par. 8.
56 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 2 à 4, par. 9 et 10.

des tarifs non domestiques. Il soutient plutôt que la méthode de lissage proposée se traduira, à la fin du cycle tarifaire, par des tarifs non domestiques plus élevés que s'il n'y avait pas eu de lissage[57].

[69] L'intervenant soutient que :

1. Le premier alinéa de l'article 48 de la Loi vise la répartition d'une hausse tarifaire sur trois ans et non la répartition des revenus requis du Distributeur;
2. Dans le cadre d'une opération de répartition d'une hausse tarifaire, peu importe ce que peut contenir un décret de préoccupations, c'est le caractère juste et raisonnable des tarifs, au sens de l'article 49 (7°) de la Loi, qui doit être le facteur final à considérer;
3. Dans le cadre d'une opération de répartition des hausses tarifaires au sens du premier aliéna de l'article 48 de la Loi, on ne peut considérer comme étant juste et raisonnable des hausses tarifaires menant à des tarifs plus élevés que s'il n'y avait pas eu de lissage[58].

[70] L'AQCIE-CIFQ fait valoir qu'il importe de déterminer s'il faut lisser les hausses tarifaires uniformes annuelles globales avant ou après l'application du taux maximal concernant la hausse des tarifs domestiques, une question devenue cruciale à analyser et à débattre considérant que la décision D-2026-033 a eu pour effet d'abaisser certaines des hausses annuelles globales sous le seuil de 3,0 %[59].

[71] Dans la mesure où la hausse tarifaire uniforme globale pour 2026 excède le plafond de 3,0 %, il soutient qu'il n'est pas trop tard pour la Régie d'approuver le lissage des hausses tarifaires uniformes annuelles globales avant l'application du taux maximal relatif à la hausse des tarifs domestiques sans contrevenir à ses décisions D-2026-036 et D-2026-038[60].

[72] L'intervenant est d'avis que l'objet du décret 1239-2025, instauré en vertu de l'article 52.4.1 de la Loi, vise à la fois de « s'assurer que les clients domestiques ne

---

57 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 4 et 5, section II.
58 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 4 et 5, section II.
59 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 6, par. 25.
60 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 6, par. 26.

recevront pas durant le cycle tarifaire une facture appliquant un taux unitaire représentant une hausse excède 3% du taux unitaire de l'année précédente » et d'établir la hausse facturable du taux unitaire des tarifs domestiques visés[61].

[73] Ainsi, il considère que cette disposition constitue une exception au principe de la vérité (causalité) des coûts et de l'équité (non-discrimination) entre les catégories de consommateurs et qu'elle doit être interprétée restrictivement[62].

[74] En conséquence, l'AQCIE-CIFQ demande à la Régie[63] :

1. De fixer la hausse des tarifs pour 2027 et 2028, en déterminant tout d'abord une hausse globale uniforme sur les trois années du cycle tarifaire de 3,16%;
2. D'appliquer, par la suite, le taux maximal de 3,0% décrété à l'égard des tarifs domestiques pour chacune des trois années du cycle tarifaire;
3. Appliquer aux tarifs non domestiques, pour 2027 et 2028, un pourcentage de hausse lissée réduit par rapport à 2026, afin de tenir compte du fait que la hausse pour ladite année 2026 a été fixée à 3,8%.

[75] La position d'OC se résume ainsi :

1. Le décret ne justifie pas une hausse tarifaire, indexée à 3 % pour les trois ans du cycle tarifaire, puisqu'il prévoit plutôt un plafonnement annuel de la hausse tarifaire des tarifs domestiques visés. L'intervenante est d'avis que l'indexation, telle que préconisée par l'AHQ-ARQ et l'AQCIE-CIFQ, n'est clairement pas l'intention du gouvernement exprimée dans le décret 1239-2025.
2. La réouverture d'enquête ne peut remettre en question les modalités du mécanisme de lissage, lesquelles ont déjà fait l'objet d'une séance de travail, ont été présentées lors de l'audience et ont été approuvées par la Régie dans sa décision D-2026-033.
3. Tel que présenté lors de l'audience, elle porte uniquement sur l'application du mécanisme, c'est-à-dire la vérification des calculs faits par Hydro-Québec, selon

---

61 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 6 et 7, par. 27 à 29.

62 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 6 et 7, par. 27 à 29.

63 Pièce C-AQCIE-CIFQ-0030, p. 7, par. 30 à 32.

la séquence logique expliquée en séance de travail, c'est-à-dire la détermination des revenus requis, suivi de l'application du plafonnement prévu par le décret 1239-2025 et, finalement, l'application du mécanisme de lissage.

4. En tentant d'inverser les deux dernières étapes, l'AQCIE-CIFQ et l'AHQ-ARQ contredisent la décision de la Régie[64].

[76] OC fait valoir que l'AQCIE-CIFQ et l'AHQ-ARQ tentent, par leurs recommandations, de faire une demande de révision déguisée, ce qui n'est pas conforme à la Loi et au droit applicable[65].

[77] Dans sa réplique, le Distributeur souscrit à la position d'OC sur le plafonnement prévu par le décret 1239-2025. Il fait valoir, en outre, que l'audience des 13 et 14 avril 2026 se limite à l'application du mécanisme de lissage et non à sa remise en cause[66].

3.4.3 OPINION DE LA RÉGIE

[78] En vertu de l'article 52.4.1 de la Loi, si le gouvernement se prévaut du pouvoir d'établir un taux maximal applicable à la hausse de certains tarifs domestiques d'électricité, il est prévu que la Régie est tenue de fixer les tarifs concernés de sorte que leur hausse n'excède pas ce taux[67].

[79] Ce faisant, la Régie juge que l'article 52.4.1 de la Loi, en réservant au gouvernement le pouvoir discrétionnaire d'établir un seuil maximal pour la hausse tarifaire des tarifs domestiques de distribution d'électricité et pour les années qu'il détermine, prévoit une exception législative à son pouvoir de fixer certains tarifs domestiques d'électricité, laquelle est susceptible d'entacher le respect des principes tarifaires de la vérité des coûts et de l'équité entre les catégories de consommateurs.

---

64 Pièce A-0076, p. 72 à 76.

65 Pièce A-0076, p. 76.

66 Pièce A-0076, p. 76 à 80.

67 RLRQ, c. R-6.01, art. 52.4.1.

[80] Cette disposition doit recevoir une interprétation restrictive de la part de la Régie, de façon à ne pas élargir la portée de l'exception prévue par le législateur[68] sur l'exercice de sa compétence discrétionnaire à fixer les tarifs d'électricité par laquelle elle veille au respect de l'application desdits principes tarifaires.

[81] Ainsi, dans sa décision D-2026-033, la Régie a tout d'abord pris acte du décret 1239-2025, pris par le gouvernement en vertu de l'article 52.4.1 de la Loi, par lequel celui-ci établit un taux maximal de 3% applicable à la hausse de certains tarifs domestiques de distribution d'électricité pour les années tarifaires commençant le 1er avril des années 2026, 2027 et 2028. Elle y a également constaté que la hausse annuelle des tarifs domestiques proposée par le Distributeur était de 3 %, ce qui reflétait le taux maximal établi par le décret du gouvernement[69].

[82] Par ailleurs, la Régie y a fixé au mérite les composantes des hausses tarifaires, en fondant sa décision sur les hausses tarifaires globales annuelles de 4,0 %, 3,1 % et 2,6 %[70], lesquelles reflètent les modifications apportées par sa décision aux revenus requis, puis a abaissé ces hausses tarifaires annuelles au niveau du taux maximal décrété pour certains tarifs domestiques de distribution d'électricité, conformément au décret 1239-2025[71], en estimant la hausse tarifaire de ces tarifs domestiques pour le cycle 2026-2028 à 3,0 %, 3,0 % et 2,6 %.

[83] Finalement, la Régie demande au Distributeur d'appliquer les modalités du mécanisme de lissage proposées, afin de préciser la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels, de telle sorte qu'elle permette de récupérer les revenus requis établis pour le cycle tarifaire, déduction faite de la part récupérée par les tarifs domestiques selon les hausses tarifaires déterminées. Elle y précise également que ces hausses doivent refléter les revenus requis précisés à la section 14 de la décision[72].

---

68 L'article 52.4.1 de la Loi réserve au gouvernement le pouvoir d'établir un taux maximal applicable à la hausse pour les tarifs domestiques de distribution d'électricité et les années qu'il détermine.

69 Décision D-2026-033, p. 206, par. 806 et 807.

70 Décision D-2026-033, p. 211, par. 834.

71 Décision D-2026-033, p. 211 et 212, par. 836.

72 Décision D-2026-033, p. 208, par. 819.

[84] Ainsi, contrairement à l'affirmation de l'AQCIE-CIFQ, la Régie a approuvé l'application des modalités de lissage précises et en a prévu l'application sur les composantes tarifaires prévues, dès sa décision D-2025-033 portant sur le fond.

[85] À la lumière des clarifications testimoniales fournies par le Distributeur, portant sur la mise à jour de sa preuve, la Régie est d'avis qu'il a appliqué correctement la méthodologie approuvée par sa décision D-2026-033, à l'égard des hausses annuelles applicables aux tarifs domestiques pour le cycle tarifaire 2026-2028, prenant compte de la limite établie par le taux maximal annuel décrété par le gouvernement, avant toute application du mécanisme de lissage sur les revenus requis résiduels.

[86] La Régie note les préoccupations soulevées par l'AQCIE-CIFQ quant à l'incidence du mécanisme de lissage sur les tarifs applicables à l'année tarifaire débutant le 1er avril 2028. Selon l'intervenant, le document préparatoire à l'audience mettait en évidence, pour la première fois, que la méthode proposée par le Distributeur ne produirait pas un effet tarifaire neutre sur les taux des tarifs non domestiques (¢/kWh) au cours de la dernière année du cycle tarifaire.

[87] La Régie retient du témoignage du Distributeur que la situation exposée par l'intervenant résulte de la récupération intégrale des revenus requis pour les années 2026 à 2028. Tel qu'il appert du tableau suivant, le mécanisme de lissage retenu, conjugué à des hausses tarifaires annuelles de 4,9 %, 2,9 % et 2,6 % applicables aux tarifs commerciaux et industriels, a pour effet que les ventes après la hausse lissée de 2026 ne permettent pas de couvrir les revenus requis de cette même année. Le déficit ainsi généré est compensé par des ventes après la hausse lissée excédant les revenus requis des années 2027 et 2028.

TABLEAU 2[73]

IMPACT DES ÉCARTS ENTRE LES HAUSSES ANNUELLES ET LA HAUSSE LISSÉE DES TARIFS COMMERCIAUX ET INDUSTRIELS

	2026	2027	2028	
Hausses tarifaires, après plafond maximal de 3 % applicable aux tarifs résidentiels , avant lissage de la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels	**4,9%**	**2,9%**	**2,6%**	
Hausses tarifaires, après plafond maximal de 3 % applicable aux tarifs résidentiels , après lissage de la hausse tarifaire annuelle des clients des tarifs généraux et industriels	**3,8%**	**3,8%**	**3,8%**	
En M$	**2026**	**2027**	**2028**	**Total**
Ventes après hausse permettant de récupérer les revenus requis	15 674,2	16 396,7	17 250,7	49 321,6
Revenus requis	15 750,4	16 385,3	17 185,9	49 321,6
Écarts	**76,2**	**(11,4)**	**(64,8)**	**0,0**

[88] La Régie note aussi que les tarifs commerciaux et industriels plus élevés, applicables à compter du 1er avril 2028, seront pris en compte dès la première année du cycle tarifaire suivant, soit à compter du 1er avril 2029, au moyen de la provision réglementaire.

[89] **La Régie se déclare satisfaite des explications du Distributeur quant à l'application des modalités de lissage, compte tenu des informations mises à jour versées à la pièce B-0221, et juge qu'elles ont été appliquées en conformité avec sa décision D-2026-033.**

3.5 CONFORMITÉ DE LA MISE À JOUR

[90] La Régie a pris connaissance des modifications apportées par la mise à jour des tableaux et textes révisés suivants, pour chacune des années témoins du cycle tarifaire, déposés par le Distributeur le 24 mars 2026[74] :

1. Revenus additionnels requis et hausse tarifaire aux 1er avril 2026, 2027 et 2028;
2. Impacts du mécanisme de lissage;

---

73 Tableau établi à partir de la pièce B-0228, p. 4.

74 Pièce B-0200, révisée par la pièce B-0221.

3. Sommaire des modifications apportées aux revenus requis et à la base de tarification;
4. Revenus prévus des ventes avant et après la hausse tarifaire et provision règlementaire;
5. Revenus requis détaillés annuels;
6. Base de tarification;
7. Encaisse règlementaire;
8. Répartition du coût de service par catégorie tarifaires;
9. Indices d'interfinancement;
10. Sommaire des modifications apportées aux textes des Tarifs d'électricité pour 2026, 2027 et 2028;
11. Grille des tarifs d'électricité aux 1er avril 2026, 2027 et 2028[75] ;
12. Modifications aux Tarifs d'électricité, dans leurs versions française et anglaise, pour 2026, 2027 et 2028 et justifications[76];
13. Répartition du coût du service autorisé[77];
14. La mise à jour de l'Annexe 1, tel que prévu à la *Loi sur Hydro-Québec*[78].

[91] **La Régie juge que ces modifications sont conformes aux instructions données dans sa décision D-2026-033.**

[92] La Régie rappelle avoir conféré un caractère provisoire aux données mises à jour :

- Établissant les revenus requis ajustés et les hausses tarifaires des années 2026, 2027 et 2028, reflétant l'impact des modalités de lissage, telles que soumises aux sections 3 et 4 du tableau 3 de la pièce B-0221;
- Intégrant les hausses tarifaires évaluées aux grilles tarifaires des années témoins 2027 et 2028;
- Modifiant les *Tarifs d'électricité*, pour les trois années du cycle tarifaire[79].

---

75 Pièces B-0204, B-0205 et B-0206.
76 Pièces B-0207, B-0208, B-0209, B-0210, B-0211 et B-0212.
77 Pièces B-0201, B-0202 et B-0203.
78 Pièces B-0213, B-0214, B-0215, B-0216, B-0217 et B-0218.
79 Décision D-2026-036, p. 14.

[93] Dans la même décision, la Régie a approuvé et fixé de manière définitive l'ensemble des composantes tarifaires 2026, telles que prévues à la grille tarifaire modifiée[80], et a fixé son entrée en vigueur au 1er avril 2026. Par la suite, elle a approuvé les textes des *Tarifs d'électricité* pour l'année 2026, entrant en vigueur au 1er avril 2026[81].

Revenus requis ajustés

[94] Dans sa décision D-2026-036, la Régie a déjà approuvé une base de tarification (moyenne des 13 soldes) de 16 655,1 M$ pour l'année 2026, de 18 913,3 M$ pour l'année 2027 et de 20 697,5 M$ pour l'année 2028.

[95] **En conséquence, tenant compte de l'impact d'un plafond maximal de 3 % applicable aux tarifs domestiques visés par le décret 1239-2025, la Régie approuve les revenus requis ajustés suivant l'application des modalités de lissage, tels que soumis à la pièce B-0221[82], et s'établissant pour les années témoins 2026, 2027 et 2028, respectivement à 15 750,4 M$, 16 385,3 M$ et 17 185,9 M$, comprenant des revenus additionnels requis ajustés, de l'ordre de 556,2 M$, 486,0 M$ et 439,9 M$.**

Hausses tarifaires

[96] Dans sa décision D-2026-036, la Régie a jugé que l'établissement des hausses tarifaires annuelles moyennes globales de 4,0 %, 2,9 % et de 2,6 % permettaient de récupérer la totalité des revenus requis des années 2026 à 2028, avant l'application du taux maximal plafonnant les tarifs domestiques visés par le décret 1239-2025 et des modalités de lissage des hausses tarifaires[83].

[97] Elle a également reconnu qu'après l'application du plafond maximal de 3 % visant les tarifs domestiques[84], les hausses tarifaires annuelles des tarifs commerciaux et

---

80 Pièce B-0204.

81 Décision D-2026-038, p. 9.

82 Pièce B-0221, tableau 3, section 3, p. 8.

83 Décision D-2026-036, p. 9, par. 15 et pièce B-0221, section 1 du tableau 3, p. 8.

84 Décret 1239-2025.

industriels s'élevaient à 4,9 %, 2,9 % et 2,6 %, sur le cycle tarifaire, afin de permettre la récupération des revenus requis des années témoins 2026, 2027 et 2028[85].

[98] La mise à jour de la preuve du Distributeur présente l'impact de l'application des modalités de lissage aux tarifs généraux et industriels et porte l'ajustement de la hausse tarifaire de ces tarifs à 3,8 % pour les trois années du cycle tarifaire[86].

[99] À la suite de l'examen du témoignage complémentaire du Distributeur, la Régie considère que la hausse tarifaire lissée établie, telle que présentée dans la mise à jour de ses données, est conforme aux modalités de lissage présentées par ce dernier dans le cadre du présent dossier et approuvées par la Régie dans sa décision D-2026-033. Elle juge également que cette dernière respecte les préoccupations gouvernementales[87].

[100] **La Régie approuve les hausses tarifaires moyennes de 2,9 % et de 2,6 %, pour les années 2027 et 2028, applicables aux tarifs D, DP, DM, DT, Option de crédit hivernal – Tarif D, Flex D, DN, Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak, Révision des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak et Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques. La Régie approuve également la hausse tarifaire des tarifs commerciaux et industriels, lissée à 3,8 % pour les années 2027 et 2028.**

Fixation des Tarifs d'électricité

[101] La Régie a pris connaissance des modifications apportées par le Distributeur aux composantes de prix de la grille tarifaire, applicables au 1er avril 2027[88] et au 1er avril 2028[89], ainsi que les textes des *Tarifs d'électricité*, dans leurs versions française et anglaise, résultant des modifications soumises, pour l'année 2027, aux pièces B-0208 et B-0211 et, pour l'année 2028, aux pièces B-0209 et B-0212.

[102] **La Régie approuve les modifications apportées par le Distributeur.**

---

85 Décision D-2026-033, p. 9, par. 16 et pièce B-0221, section 2 du tableau 3, p. 8.

86 Pièce B-0221, tableau 1, p. 6.

87 Décret 1240-2025.

88 Pièce B-0205.

89 Pièce B-0206.

[103] **En conséquence, la Régie fixe les tarifs de distribution selon le texte des Tarifs d'électricité, dans leurs versions française et anglaise, résultant des modifications pour l'année 2027, aux pièces B-0208 et B-0211, et pour l'année 2028, aux pièces B-0209 et B-0212, ainsi que leur l'entrée en vigueur respective au 1er avril 2027 et au 1er avril 2028[90].**

[104] La Régie demande au Distributeur de mettre à jour les textes des *Tarifs d'électricité* pour les années 2027 et 2028, dans leurs versions française et anglaise, et de les déposer au dossier au plus tard le **14 août 2026, à 12 h**.

[105] Elle lui ordonne également de les publier, sur son site internet, au plus tard 60 jours avant leur entrée en vigueur respective et d'en aviser la Régie.

[106] La Régie prend acte des modifications apportées à l'annexe 1 de la *Loi sur Hydro-Québec*, pour 2027 et 2028, qui reflètent les décisions D-2026-033, D-2026-036 et la présente. La Régie s'en déclare satisfaite. Ces modifications sont reproduites en annexe de la présente décision et seront publiées à la Gazette officielle du Québec, avec la précision que les tarifs fixés par ces décisions entrent respectivement en vigueur les 1er avril 2027 et 2028[91].

4 DEMANDES DE PAIEMENT DE FRAIS POUR LE VOLET 1

[107] Selon l'article 36 de la Loi[92], la Régie peut ordonner au Distributeur de payer tout ou partie des frais aux personnes dont elle juge la participation utile à ses délibérations, sans limiter son pouvoir discrétionnaire de juger du caractère nécessaire et raisonnable des frais encourus.

---

90 Pièces B-0208, B-0209, B-0211 et B-0212.

91 Pièces B-0214, B-0215, B-0217 et B-0218.

92 RLRQ, c. R-6.01.

[108] Le *Règlement sur la procédure de la Régie de l'énergie*[93], le *Guide de paiement des frais 2020* et son annexe 1 (le Guide)[94] encadrent les demandes de paiement de frais que la Régie peut ordonner de payer.

[109] La Régie évalue le caractère nécessaire et raisonnable des frais réclamés en tenant compte des critères prévus à l'article 11 du Guide. Elle évalue également l'utilité de la participation des intervenants à ses délibérations, en tenant compte des critères prévus à l'article 12 du Guide. Le remboursement des taxes est effectué en fonction du statut fiscal de chaque intervenant.

[110] Le 7 novembre 2025, la Régie fait part des modifications au Guide qui entreront en vigueur à compter du 1er décembre 2025, en ce qui a trait aux taux des honoraires notamment des avocats, des analystes et experts qui participent aux travaux de la Régie[95].

[111] Du 19 au 24 février 2026, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ, la FCEI, le GRAME, OC, le RNCREQ, le ROEÉ, le RTIEÉ, UC et l'UPA transmettent à la Régie leurs demandes de remboursements de frais pour la période se terminant le 21 janvier 2026[96].

[112] Bien que le Distributeur constate, dans sa correspondance du 27 février 2026, que les frais réclamés par le RTIEÉ sont particulièrement élevés compte tenu du caractère balisé de son intervention, il s'en remet à la Régie pour juger du caractère nécessaire, conforme et raisonnable des frais réclamés par les intervenants, de l'utilité de leur participation ainsi que du respect des balises fournies par la Régie[97].

---

93 RLRQ, c. R-6.01, r. 4.1.

94 *Guide de paiement des frais 2020* et annexe 1, taux des honoraires révisés le 1er décembre 2025.

95 *Mise à jour du Guide de paiement des frais 2020 – Taux des honoraires avocats, analystes et experts*.

96 Pièces C-AHQ-ARQ-0030, C-AHQ-ARQ-0032, C-AQCIE-CIFQ-0022, C-AQCIE-CIFQ-0024, C-FCEI-0025, C-FCEI-0027, C-GRAME-0022, C-GRAME-0024, C-OC-0025, C-OC-0027, C-ROEÉ-0028, C-ROEÉ-0029, C-RNCREQ-0026, C-RNCREQ-0027, C-RTIEÉ-0032 (révisée à la pièce C-RTIEÉ-0048), C-RTIEÉ-0034 (révisée à la pièce C-RTIEÉ-0049), C-UC-0035, C-UC-0036, C-UPA-0020 et C-UPA-0022.

97 Pièce B-0185.

[113] Le 9 mars 2026, le RTIEÉ répond aux commentaires du Distributeur sur sa demande de remboursement de frais[98].

[114] Du 13 au 15 mai 2026, l'AHQ-ARQ, l'AQCIE-CIFQ et OC transmettent à la Régie leurs demandes de remboursements de frais pour la période se terminant le 14 avril 2026[99].

[115] Le 1er juin, le RTIEÉ transmet à la Régie des versions rectifiées de ses demandes de remboursements de frais pour la période se terminant le 14 avril 2026[100].

[116] Le 12 juin, UC transmet à la Régie des versions rectifiées de ses demandes de remboursements de frais pour la période se terminant le 14 avril 2026[101].

[117] Les frais admissibles pour la participation des intervenants au volet 1 du présent dossier, s'élèvent à 979 788,76 $ (taxes incluses) et se déclinent de la façon suivante.

TABLEAU 3

FRAIS RÉCLAMÉS ET FRAIS ADMISSIBLES

(TAXES INCLUSES)

Intervenants	Frais réclamés	Frais admissibles
AHQ/ARQ	153 456,82	153 456,82
AQCIE/CIFQ	144 101,85	144 101,85
FCEI	90 301,06	90 301,06
GRAME	77 749,89	77 749,89
OC	85 049,10	85 049,10
RNCREQ	86 824,37	86 824,37
ROEÉ	94 090,17	94 090,17
RTIEÉ	118 137,56	118 137,56
UC	105 711,23	105 711,23
UPA	24 366,71	24 366,71
SOMMAIRE	**979 788,76**	**979 788,76**

98 Pièce C-RTIEÉ-0042.

99 Pièces C-AHQ-ARQ-0038, C-AQCIE-CIFQ-0032, C-FCEI-0034 et C-OC-0031.

100 Pièces C-RTIEÉ-0048, C-RTIEÉ-0049, C-RTIEÉ-0050 et C-RTIEÉ-0051.

101 Pièces C-UC-0042, C-UC-0043, C-UC-0044 et C-UC-0045.

[118] Tous les frais réclamés sont admissibles.

[119] La Régie estime que les interventions ont été utiles à ses délibérations. Toutefois, elle est d'avis qu'en fonction du nombre de sujets traités, le nombre d'heures que les analystes du RTIEÉ ont consacré au volet 1 du présent dossier est élevé.

TABLEAU 4

NOMBRE D'HEURES RÉCLAMÉES

Intervenants	Avocates et avocats			Analystes		
	Nombre d'heures (h)			Nombre d'heures (h)		
	prép.	aud.	tot.	prép.	aud.	tot.
AHQ-ARQ	97,00	28,50	125,50	383,25	65,25	448,50
AQCIE-CIFQ	140,80	50,60	191,40	318,00	103,50	421,50
FCEI	98,00	50,00	148,00	105,50	50,00	155,50
GRAME	71,50	36,42	107,92	90,28	39,87	130,15
OC	105,35	51,00	156,35	231,50	57,50	289,00
RNCREQ	89,20	44,10	133,30	121,50	35,00	156,50
ROEÉ	98,42	47,50	145,92	98,00	84,00	182,00
RTIEÉ	59,00	46,50	105,50	106,00	127,30	233,30
UC	105,50	42,50	148,00	138,75	62,50	201,25
UPA	48,20	30,70	78,90	85,00	21,00	106,00
Total	**912,97**	**427,82**	**1 340,79**	**1 677,78**	**645,92**	**2 323,70**

[120] Compte tenu du nombre restreint des sujets d'interventions du RTIEÉ, la Régie est d'avis que le nombre d'heures alloué à la préparation de l'audience par les analystes du RTIEÉ est plus élevé que ceux d'autres intervenants ayant traité d'un nombre plus élevé de sujets. La Régie constate également que trois analystes ont assisté ou participé à la majeure partie de l'audience tenue entre le 8 et le 21 janvier 2026.

[121] La Régie réduit à 85 heures le nombre d'heures de préparation réalisées par les analystes du RTIEÉ. Elle réduit également de 50% le nombre d'heures de participation à l'audience de ces analystes. Les frais octroyés par la Régie au RTIEÉ, incluant les taxes, s'élèvent ainsi à 91 926,89 $.

[122] Le tableau suivant résume les frais réclamés par les intervenants et les frais octroyés par la Régie.

TABLEAU 5

FRAIS ADMISSIBLES ET OCTROYÉS

(AVEC TAXES)

Intervenants	Frais admissibles	Frais octroyés
AHQ/ARQ	153 456,82	153 456,82
AQCIE/CIFQ	144 101,85	144 101,85
FCEI	90 301,06	90 301,06
GRAME	77 749,89	77 749,89
OC	85 049,10	85 049,10
RNCREQ	86 824,37	86 824,37
ROEÉ	94 090,17	94 090,17
RTIEÉ	118 137,56	91 926,89
UC	105 711,23	105 711,23
UPA	24 366,71	24 366,71
SOMMAIRE	**979 788,76**	**953 578,09**

[123] La Régie souligne que les frais, dont elle ordonne le remboursement, par la présente décision ne pourront être réclamés à nouveau dans le cadre du volet 2 du présent dossier.

5 DEMANDES D'ORDONNANCES DE TRAITEMENT CONFIDENTIEL DU DISTRIBUTEUR

[124] Le Distributeur demande à la Régie de rendre une ordonnance de traitement confidentiel, en vertu de l'article 30 de la Loi, à l'égard des informations caviardées relatives au suivi de l'actif réglementaire lié à la suspension de TransCanada Energy (TCE) contenues à l'annexe F de la pièce publique B-0027 et sa version confidentielle à la pièce B-0005, sans restriction quant à sa durée. Cette demande vise également les informations

caviardées contenues à la ligne « TCE » du tableau A-1 « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028 » des pièces citées.

[125] Au soutien de sa demande, le Distributeur dépose l'affirmation solennelle de monsieur Ryan Laverty, « Director, Power & Solutions Commercial » de TCE[102] et précise que la Régie a déjà reconnu le caractère confidentiel de ces informations, notamment dans ses décisions D-2010-151, D-2011-144, D-2012-119, D-2013-148, D-2014-029, D-2014-160, D-2015-153 et D-2016-135, D-2017-121, D-2018-140 et D-2025-088.

[126] Il dépose également l'affirmation solennelle de M. Alexandre Patte, chef de la direction financière de Kruger Énergie Bromptonville Inc. (Kruger), agissant pour et au nom de Kruger Energie Bromptonville, S.E.C., à titre de commandité, au soutien du traitement confidentiel des informations caviardées contenues à la ligne « Kruger » du tableau A-1 de l'annexe A, des pièces B-0005 et B-00027[103].

[127] À la lecture des déclarations solennelles de TCE et de Kruger, la Régie reste dubitative par la démonstration de l'intérêt public important qui devait être protégé par sa demande de confidentialité. Par ailleurs, la Régie note que le droit a évolué ces dernières années avec les trois conditions qui doivent être appliquées au test applicable découlant de l'arrêt Sherman.

[128] La Régie juge que cet enjeu devra être étudié de manière plus détaillée lors de la signature des nouveaux contrats et du prochain dossier de révision tarifaire.

[129] Cependant, en conformité avec sa jurisprudence, la Régie accueille les ordonnances demandées, sans restriction quant à leur durée, relatives :

- Aux informations caviardées contenues à l'annexe F des pièces B-0005 et B-0027;
- Aux informations caviardées contenues aux lignes « TCE » et « Kruger » du tableau A-1 « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028 » des pièces B-0005 et B-0027.

---

102 Pièce B-0125.

103 Pièce B-0239.

[130] **En conséquence, la Régie accueille les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Distributeur relatives à ces informations et en interdit la divulgation, la publication et la diffusion, sans restriction à l'égard de sa durée.**

[131] **Pour ces motifs**,

La Régie de l'énergie :

REJETTE la demande de suspension du volet 1**;**

EST SATISFAITE de l'application des modalités de lissage, en conformité avec sa décision D-2026-033;

APPROUVE les revenus requis ajustés pour tenir compte de l'application des modalités de lissage, s'établissant pour les années témoins 2026, 2027 et 2028, respectivement, à 15 750,4 M$, 16 385,3 M$ et 17 185,9 M$ et comprenant des revenus additionnels requis ajustés, de l'ordre de 556,2 M$, 486,0 M$ et 439,9 M$;

APPROUVE les hausses tarifaires moyennes, applicables aux tarifs D, DP, DM, DT, Option de crédit hivernal – Tarif D, Flex D, DN, Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak, Révision des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak et Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques, de 2,9 % pour 2027 et de 2,6 % 2028;

APPROUVE la hausse tarifaire des tarifs commerciaux et industriels, lissée à 3,8 %, pour les années 2027 et 2028;

FIXE les tarifs de distribution selon le texte des Tarifs d'électricité, dans leurs versions française et anglaise, résultant des modifications pour l'année 2027, aux pièces B-0208 et B-0211, et pour l'année 2028, aux pièces B-0209 et B-0212, et **FIXE** leur l'entrée en vigueur respective au **1er avril 2027** et au **1er avril 2028;**

DEMANDE au Distributeur de mettre à jour les textes des *Tarifs d'électricité* pour les années 2027 et 2028, dans leurs versions française et anglaise, au plus tard le **14 août 2026, à 12 h**;

ORDONNE de les publier, sur son site internet, au plus tard 60 jours avant leur entrée en vigueur respective et d'en aviser la Régie;

PREND ACTE des modifications apportées à l'annexe I de la Loi sur Hydro-Québec, pour les années 2027 et 2028 et reproduites en annexe de la présente décision;

OCTROIE aux intervenants les montants des frais indiqués dans la présente décision;

ORDONNE au Distributeur de payer aux intervenants, dans un délai de 30 jours, les montants octroyés par la présente décision;

ACCUEILLE les demandes d'ordonnances de traitement confidentiel du Distributeur;

INTERDIT la divulgation, la publication et la diffusion, sans restriction à l'égard de la durée :

- Des informations caviardées contenues à l'annexe F des pièces B-0005 et B-0027;
- Des informations caviardées contenues aux lignes « TCE » et « Kruger » du tableau A-1 « Volumes et coûts des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme, 2024-2028 » de la pièce B-0005;

ORDONNE au Distributeur de se conformer à tous les éléments décisionnels contenus à la présente décision.

François Émond
Régisseur

Michel Simard
Régisseur

Louis Legauilt
Régisseur

ANNEXE

Annexe
(37 pages)

F. É. ___

M. S. ___

L. L. ___

L'annexe I de la *Loi sur Hydro-Québec* est modifiée par la présente, à l'intitulé de son en-tête et par les modifications apportées, lesquels reflètent les décisions D-2026-033, D-2026-038 et D-2026-081 de la Régie.

ANNEXE I

(*Article 22.0.1)*

TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

1er avril 2027

Les composantes des tarifs autres que les prix indiqués dans la présente annexe correspondent à celles qui ont été approuvées par la Régie de l'énergie dans les décisions D-2026-033, D-2026-038 et D-2026-081.

Tarif	Description	Prix
D	Frais d'accès au réseau par jour	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour	7,221 ¢
	Reste de l'énergie	11,636 ¢
DP	Premiers 1 200 kWh par mois	7,078 ¢
	Reste de l'énergie	10,761 ¢
	Prime de puissance, été (> 50 kW)	5,525 $
	Prime de puissance, hiver (> 50 kW)	7,477 $
	Minimum par mois – monophasée	13,833 $
	Minimum par mois – triphasée	20,750 $
DM	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	7,221 ¢
	Reste de l'énergie	11,636 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,477 $
DT	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	Prix de l'énergie : T° ≥ -12 °C ou -15 °C	5,299 ¢
	Prix de l'énergie : T° < -12 °C ou -15 °C	30,979 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,477 $
Mesurage net pour autoproducteur ou autoproductrice – Option I	Solde non utilisé de la banque de surplus, rémunéré au coût moyen de fourniture	4,800 ¢
Option de crédit hivernal – D	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	60,186 ¢
Flex D	Frais d'accès au réseau par jour	46,154 ¢
	En période d'hiver :	
	40 premiers kWh par jour, en dehors des événements de pointe	4,993 ¢
	Reste de l'énergie, en dehors des événements de pointe	9,503 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	47,810 ¢
	En période d'été :	
	40 premiers kWh par jour	7,221 ¢
	Reste de l'énergie	11,636 ¢

Tarif	Description	Prix
G	Frais d'accès au réseau par mois	16,014 $
	Prime de puissance (> 50 kW)	22,912 $
	Jusqu'à 15 090 kWh d'énergie par mois	12,859 ¢
	Reste de l'énergie	9,897 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
G – Courte durée	Majoration des frais d'accès au réseau et du montant mensuel minimal	16,014 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	7,830 $
Option de crédit hivernal – G	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	64,941 ¢
Flex G	Frais d'accès au réseau parmois	16,014 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	10,561 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	58,669 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	12,859 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
M	Prime de puissance	18,937 $
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,532 ¢
	Reste de l'énergie	4,844 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
M – Courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	16,014 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	7,830 $
G9	Prime de puissance	5,494 $
	Prix de l'énergie	13,091 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,443 $
G9 – Courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	16,014 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	7,830 $
GD	Prime de puissance	6,870 $
	Prix de l'énergie – Période d'été	8,119 ¢
	Prix de l'énergie – Période d'hiver	20,118 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
Tarif de relance industrielle – Moyenne puissance	Prix plancher : prix de la 2e tranche d'énergie au tarif M	4,844 ¢

Tarif	Description	Prix
BR	Énergie associée aux 50 premiers kW de puissance maximale appelée	13,600 ¢
	Énergie associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW	26,432 ¢
	Reste de l'énergie	18,091 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
Flex M	Prime de puissance	18,937 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	4,117 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	64,941 ¢
	En période d'été :	
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,532 ¢
	Reste de l'énergie	4,844 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
Flex G9	Prime de puissance	5,494 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	10,519 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	64,941 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	13,091 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,443 $
L	Prime de puissance	15,600 $
	Prix de l'énergie	3,967 ¢
	Prime de dépassement quotidienne	9,144 $
	Prime de dépassement mensuelle	27,427 $
LG	Prime de puissance	17,202 $
	Prix de l'énergie	4,488 ¢
	Prime pour puissance disponible inutilisée	39,969 $
H	Prime de puissance	6,870 $
	Énergie – Jours autres que jours de semaine en hiver	6,954 ¢
	Énergie – Jours de semaine en hiver	23,482 ¢
LD – Option ferme	Prime de puissance	6,870 $
	Énergie – Jours autres que jours de semaine en hiver	6,954 ¢
	Énergie – Jours de semaine en hiver	23,482 ¢
LD – Option non ferme	Prime de puissance par jour – Interruptions planifiées	0,687 $
	Prime de puissance par jour – Interruptions non planifiées	1,374 $
	Prix de l'énergie	6,954 ¢
	Prime de puissance – Maximum par mois	6,870 $
LD – Option non ferme	Prix par kWh consommé sans autorisation	64,941 ¢
LP	Redevance annuelle	1 298,815 $
	Prix par kWh consommé sans autorisation	64,941 ¢

Tarif	Description	Prix
Option de gestion de la demande de puissance – Engagement	Sous-option I	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	53,883 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option II	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	56,038 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option III	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	53,883 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option IV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	56,038 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option V	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	70,048 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option VI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,203 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option VII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	70,048 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option VIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,203 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option IX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,203 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option X	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,358 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option XI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,203 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option XII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,358 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option XIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,358 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option XIV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	76,513 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢

Tarif	Description	Prix
	Sous-option XV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,358 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option XVI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	76,513 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option XVII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	76,513 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option XVIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	78,668 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,389 ¢
	Sous-option XIX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	76,513 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Sous-option XX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	78,668 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	37,718 ¢
	Crédit pour engagement pluriannuel :	
	Engagement pour 2 périodes d'hiver consécutives : crédit fixe effectif × 5 %	
	Engagement pour 3 périodes d'hiver consécutives : crédit fixe effectif × 10 %	
	Prime pour non-respect de l'engagement pluriannuel :	
	Crédit fixe effectif de l'année d'abandon × nombre d'années restant à l'engagement × 50 %	
	Crédit pour préavis plus court (par kWh)	75,436 ¢
	Premier événement de pointe non respecté :	
	Prime (par kW)	1,628 $
	Montant par kW pour calcul de la prime maximale	6,520 $
	Événements de pointe non respectés subséquents :	
	Prime (par kW)	4,644 $
	Montant par kW pour calcul de la prime maximale	18,579 $

Tarif	Description	Prix
Option de gestion de la demande de puissance – Latitude	Prime pour inscription en cours d'hiver applicable au total des crédits : Entre le 1er et le 31 décembre : 25 % Entre le 1er et le 31 janvier : 50 % Entre le 1er et le 28 ou le 29 février : 75 % Entre le 1er et le 31 mars : 100 %	
	Sous-option I : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	46,339 $
	Sous-option II : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	77,591 $
	Sous-option III : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	88,367 $
	Sous-option IV : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	95,911 $
	Sous-option V : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	103,455 $
	Sous-option FDS : Crédit nominal fixe pour la période d'hiver pour une interruption durant un événement de pointe de 3 heures (par kW en fin de semaine)	1,951 $
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver pour une interruption durant un événement de pointe de 4 heures (par kW en fin de semaine)	2,608 $
	Crédit nominal si aucun avis d'événement de pointe n'est transmis pendant la période d'hiver, équivalent à la moins élevée des valeurs suivantes : – 15 % de la puissance maximale appelée pendant la période d'hiver × – ou	77,743 $ 23 558,326 $
Électricité additionnelle – Moyenne puissance	Prix plancher : prix moyen de la 2e tranche d'énergie au tarif M à 25 kV avec FU de 100 %	7,280 ¢
Électricité additionnelle – Grande puissance	Prix plancher : prix moyen de l'énergie au tarif L à 120 kV avec FU de 100 %	5,654 ¢
Électricité additionnelle – Moyenne et grande puissance	Prix du kWh au-delà de la puissance de référence en période non autorisée	1,078 $

Tarif	Description	Prix
Électricité additionnelle – Photosynthèse ou chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux	Abonnements aux tarifs D, DM, DP, G, G9 ou M : Prix plancher : prix moyen de la 2e tranche d'énergie au tarif M à 25 kV avec FU de 100 % Abonnements au tarif LG : Prix plancher : prix moyen de l'énergie au tarif L à 120 kV avec FU de 100 %	 7,280 ¢ 5,654 ¢
Tarif de développement économique	Réduction tarifaire initiale de 20 %	
Tarif de relance industrielle – Grande puissance	Prix plancher : prix de l'énergie au tarif L Prix du kWh au-delà de la puissance de référence en période de restriction	3,966 ¢ 1,077 $
Rodage de nouveaux équipements – Moyenne puissance	Majoration de 4 % du prix moyen	
Rodage de nouveaux équipements – Grande puissance – 12 périodes ou plus	Majoration maximale du prix moyen : 4 % Majoration minimale du prix moyen : 1 %	
Rodage de nouveaux équipements – Grande puissance – 12 périodes ou moins	Majoration de 4 % du prix moyen	
Rodage de nouveaux équipements	Prix par kWh consommé sans autorisation	64,941 ¢
Essais d'équipements – Moyenne et grande puissance	Multiplicateur (par kWh)	12,989 ¢
CB – Moyenne puissance	Prime de puissance Jusqu'à 210 000 kWh par mois pour de la consommation d'énergie autorisée Reste de la consommation d'énergie autorisée Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée Minimum par mois – Monophasée Minimum par mois – Triphasée	18,937 $ 6,532 ¢ 4,844 ¢ 19,482 ¢ 16,014 $ 48,041 $
CB – Grande puissance	Prime de puissance Prix de l'énergie pour la consommation autorisée Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée	17,202 $ 4,488 ¢ 19,482 ¢
CB – Moyenne et grande puissance	Prix de l'énergie au-delà du seuil de 5 % en période de restriction	1,077 $
Tarif biénergie de petite puissance pour le chauffage des espaces	En période de chauffage : Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C En période sans chauffage : Prime de puissance (> 50 kW) Jusqu'à 15 090 kWh d'énergie par mois Reste de l'énergie	 7,262 ¢ 64,941 ¢ 22,912 $ 12,859 ¢ 9,897 ¢

Tarif	Description	Prix
Tarif biénergie de moyenne puissance pour le chauffage des espaces	En période de chauffage :	
	Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C	7,262 ¢
	Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C	64,941 ¢
	En période sans chauffage :	
	Prime de puissance	18,937 $
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,532 ¢
	Reste de l'énergie	4,844 ¢
Tarif biénergie de moyenne puissance pour le chauffage des espaces – Faible facteur d'utilisation	En période de chauffage :	
	Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C	7,262 ¢
	Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C	64,941 ¢
	En période sans chauffage :	
	Prime de puissance	5,494 $
	Prix de l'énergie	13,091 ¢
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,443 $
DN	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	7,221 ¢
	Reste de l'énergie	53,918 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,477 $
G, G9, M, MA – Réseaux autonomes au nord du 53e parallèle	Consommation d'énergie non autorisée	101,711 ¢
MA	Centrale au diesel lourd	
	– Par kW au-delà de 900 kW	40,794 $
	– Par kWh au-delà de 390 000 kWh	
	(22,504 ¢/kWh au 1er avril 2026)	variable
	Autres cas – Par kW au-delà de 900 kW	80,150 $
	Autres cas – Par kWh au-delà de 390 000 kWh	
	(57,027 ¢/kWh au 1er avril 2026)	variable
MA – Révision des prix de l'énergie	A – Centrale au diesel lourd – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	3,622 ¢
	B – Centrale au diesel lourd – Coût de l'énergie établi pour 2024 : 20,039 ¢/kWh	
	C – Prix moyen du diesel no 6 (1 % s)	variable
	D – Prix moyen de référence du diesel lourd no 6 (1 % s) : 102,54 $/baril	
	E – Autres cas – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	3,622 ¢
	F – Autres cas – Coût de l'énergie établi pour 2006 : 26,44 ¢/kWh	
	G – Prix moyen du diesel no 1	
	(124,55 ¢/litre en date d'octobre 2025)	variable
	H – Prix moyen de référence du diesel no 1 : 61,51 ¢/litre	
Mesurage net pour autoproducteur ou autoproductrice – Option III	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au mazout lourd (par kWh)	22,080 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au diesel léger (par kWh)	42,860 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au diesel arctique (par kWh)	62,343 ¢

Tarif	Description	Prix
Électricité interruptible avec préavis – Réseaux autonomes	Crédit fixe (par kW)	7,793 $
Électricité interruptible avec préavis – Réseaux autonomes	Composantes du crédit variable : A – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh) B – Coût de l'énergie pour l'année de référence 2012 (par kWh) : – Au nord du 53e parallèle (54,50 ¢/ kWh) – Au sud du 53e parallèle (35,50 ¢/kWh) C – Prix moyen du diesel n° 1 (124,55 ¢/ litre en date d'octobre 2025) D – Prix moyen de référence du diesel nº 1 (87,66 ¢/ litre)	3,586 ¢ variable
Électricité interruptible sans préavis – Réseaux autonomes	Crédit (par kW) Crédit maximal (par kW)	1,560 $ 43,291 $
Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur Premiers 40 kWh par jour par multiplicateur Reste de l'énergie Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	46,154 ¢ 7,221 ¢ 21,064 ¢ 7,477 $
Révision des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak	Frais d'accès au réseau Prix de la 1re tranche d'énergie Prime de puissance A – Prix moyen du mazout au Nunavik pour la saison 2020-2021 (hors TPS et TVQ), publié par la Régie de l'énergie dans le *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* de la première semaine de mars 2022 : 142,60 ¢ par litre B – Prix moyen du mazout au Nunavik pour la saison 2021-2022 (hors TPS et TVQ), publié par la *Régie de l'énergie dans le Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* de la première semaine de mars 2022 : 153,38 ¢ par litre C – Valeur calorifique de l'électricité : 3,6 MJ par kWh D – Valeur calorifique du mazout : 37,5 MJ par litre E – Taux d'efficacité du système biénergie en mode mazout : 75 % Indice de référence au 1er décembre 2022 : 1,0 Majoration de l'indice de référence le 1er avril de chaque année à compter de 2023, en fonction de la variation annuelle moyenne de l'Indice des prix à la consommation au Québec par rapport à l'indice moyen des prix de l'année civile précédente	46,154 ¢ 7,221 ¢ 7,477 $ variable
Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak	Consommation d'énergie non autorisée	53,918 ¢
Tarif F	Prime de puissance par mois	58,136 $

Tarif	Description	Prix
Tarif FP	Si la puissance installée est inférieure ou égale à 50 kW : Prime de puissance par mois	1,396 $
	Si la puissance installée est supérieure à 50 kW : Prime de puissance par mois	6,449 $
	Minimum par mois – Monophasée	16,014 $
	Minimum par mois – Triphasée	48,041 $
Éclairage public – Service général	Prix de l'énergie	13,457 ¢
Éclairage public – Service complet	Vapeur de sodium : 5 000 lumens (ou 70 W) – Par luminaire	29,224 $
	Vapeur de sodium : 8 500 lumens (ou 100 W) – Par luminaire	31,836 $
	Vapeur de sodium : 14 400 lumens (ou 150 W) – Par luminaire	34,367 $
	Vapeur de sodium : 22 000 lumens (ou 250 W) – Par luminaire	40,329 $
	Diodes électroluminescentes : 6 100 lumens (ou 65 W) – Par luminaire	30,119 $
Éclairage Sentinelle – Avec poteau	7 000 lumens (ou 175 W) – Par luminaire	54,045 $
	20 000 lumens (ou 400 W) – Par luminaire	71,227 $
Éclairage Sentinelle – Sans poteau	7 000 lumens (ou 175 W) – Par luminaire	42,471 $
	20 000 lumens (ou 400 W) – Par luminaire	61,214 $
Crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension	Tension ≥ 5 kV, mais < 15 kV	0,7402 $
	Tension ≥ 15 kV, mais < 50 kV	1,1863 $
	Tension ≥ 50 kV, mais < 80 kV	2,6484 $
	Tension ≥ 80 kV, mais < 170 kV	3,2397 $
	Tension ≥ 170 kV	4,2810 $
Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques	Tension ≥ 5 kV	0,2900 ¢
Rajustement pour pertes de transformation	Réduction mensuelle de la prime de puissance	21,477 ¢
Service Signature – Service de base	Frais annuels par point de livraison	6 818,780 $
Service Signature – Options	Frais annuels pour le suivi des harmoniques	6 494,074 $
	Frais annuels pour le bilan des indicateurs et le balisage du comportement des charges	6 494,074 $

SCHEDULE I

(Section *22.0.1*)

ELECTRICITY DISTRIBUTION RATES

April 1, 2027

The rate components other than those set out in this schedule are those approved by the Régie de l'énergie in the decisions D-2026-033, D-2026-036 ad D-2026-081.

Rate	Description	Price
D	System access charge per day	46,154¢
	First 40 kWh per day	7,221¢
	Remaining energy consumption	11,636¢¢
DP	First 1,200 kWh per month	7,078¢
	Remaining energy consumption	10,761¢
	Demand charge – Summer period (> 50 kW)	$5,525
	Demand charge – Winter period (> 50 kW)	$7,477
	Minimum monthly bill – Single-phase	$13,833
	Minimum monthly bill – Three-phase	$20,750
DM	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	First 40 kWh per day, times the multiplier	7,221¢
	Remaining energy consumption	11,636¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW × multiplier)	$7,477
DT	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	Energy price – Temperature ≥ -12°C or -15°C	5,299¢
	Energy price – Temperature < -12°C or -15°C	30,979¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW × multiplier)	$7,477
Net Metering for Self-Generators – Option I	Unused balance of surplus bank, credited at the average cost of electricity supply, per kWh	4,800¢
Winter Credit Option – D	Credit for energy curtailed (per kWh)	60,186¢
Flex D	System access charge per day	46,154¢
	Winter period:	
	First 40 kWh per day outside peak demand events	4,993¢
	Remaining energy consumption outside peak demand events	9,503¢
	Energy consumption during peak demand events	47,810¢
	Summer period:	
	First 40 kWh per day	7,221¢
	Remaining energy consumption	11,636¢
G	System access charge per month	$16,014
	Demand charge (> 50 kW)	$22,912
	Energy consumption up to 15,090 kWh per month	12,859¢
	Remaining energy consumption	9,897¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
G – Short-term contract	Increase in system access charge and minimum monthly bill	$16,014
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$7,830
Winter Credit Option – G	Credit for energy curtailed (per kWh)	64,941¢

Rate	Description	Price
Flex G	System access charge per month	$16,014
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	10,561¢
	Energy consumption during critical peak events	58,669¢
	Summer period:	
	Energy consumption	12,859¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
M	Demand charge	$18,937
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,532¢
	Remaining energy consumption	4,844¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
M – Short-term contract	Increase in minimum monthly bill	$16,014
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$7,830
G9	Demand charge	$5,494
	Energy price	13,091¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
	Increase for inadequate power factor	$13,443
G9 – Short-term contract	Increase in minimum monthly bill	$16,014
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$7,830
GD	Demand charge	$6,870
	Energy price – Summer period	8,119¢
	Energy price – Winter period	20,118¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
Industrial Revitalization Rate – Medium-power	Floor price: 2nd-tier energy price at Rate M	4,844¢
BR	Energy consumption associated with the first 50 kW of maximum power demand	13,600¢
	Energy consumption associated with maximum power demand exceeding 50 kW	26,432¢
	Remaining energy consumption	18,091¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
Flex M	Demand charge	$18,937
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	4,117¢
	Energy consumption during critical peak events	64,941¢
	Summer period:	
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,532¢
	Remaining energy consumption	4,844¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
Flex G9	Demand charge	$5,494
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	10,519¢
	Energy consumption during critical peak events	64,941¢
	Summer period:	
	Energy consumption	13,091¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
	Increase for inadequate power factor	$13,443
L	Demand charge	$15,600

Rate	Description	Price
	Energy price	3,967¢
	Daily optimization charge	$9,144
	Monthly optimization charge	$27,427
LG	Demand charge	$17,202
	Energy price	4,488¢
	Charge for unused available power	$39,969
H	Demand charge	$6,870
	Energy consumption outside winter weekdays	6,954¢
	Energy consumption on winter weekdays	23,482¢
LD – Firm Option	Demand charge	$6,870
	Energy consumption outside winter weekdays	6,954¢
	Energy consumption on winter weekdays	23,482¢
LD – Non-Firm Option	Daily demand charge – Planned interruptions	$0,687
	Daily demand charge – Unplanned interruptions	$1,374
	Energy price	6,954¢
	Monthly maximum demand charge	$6,870
LD – Non-Firm Option	Unauthorized energy consumption (per kWh)	64,941¢
LP	Annual charge	$1298,815
	Unauthorized energy consumption (per kWh)	64,941¢
Demand Response– Commitment Option	Sub-option I:	
	Fixed nominal credit for winter period	$53,883
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option II:	
	Fixed nominal credit for winter period	$56,038
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option III:	
	Fixed nominal credit for winter period	$53,883
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option IV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$56,038
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option V:	
	Fixed nominal credit for winter period	$70,048
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option VI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,203
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option VII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$70,048
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option VIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,203
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option IX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,203
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option X:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,358
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option XI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,203

Rate	Description	Price
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option XII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,358
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option XIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,358
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option XIV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$76,513
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option XV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,358
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option XVI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$76,513
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option XVII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$76,513
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option XVIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$78,668
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,389¢
	Sub-option XIX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$76,513
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Sub-option XX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$78,668
	Variable nominal credit per peak demand event hour	37,718¢
	Multi-year commitment credit:	
	Commitment for 2 consecutive winter periods:	
	Fixed effective credit × 5%	
	Commitment for 3 consecutive winter	
	periods: Fixed effective credit × 10%	
	Deduction for termination of multi-year commitment:	
	Fixed effective credit for year of termination x years remaining in commitment × 50%	
	Credit for shorter notice (per kWh)	75,436 ¢
	Overrun during first peak demand event:	
	Deduction (per kW)	$1,628
	Amount per kW for calculation of maximum deduction	$6,520
	Overrun during subsequent peak demand events:	
	Deduction (per kW)	$4,644
	Amount per kW for calculation of maximum deduction	$18,579
Demand Response – Leeway Option	Sign-up between December 1 and December 31: 25%	
	Sign-up between January 1 and January 31: 50%	
	Sign-up between February 1 and February 28 or 29: 75%	
	Sign-up between March 1 and March 31: 100%	
	Sub-option I: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$46,339
	Sub-option II: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$77,591
	Sub-option III: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$88,367

Rate	Description	Price
	Sub-option IV: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$95,911
	Sub-option V: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$103,455
	Sub-option WE:	
	Fixed nominal credit for winter period for curtailment during each 3-hour peak demand event (per kW on weekends)	$1,951
	Fixed nominal credit for winter period for curtailment during each 4-hour peak demand event (per kW on weekends)	$2,608
	Nominal credit if no weekday peak event notification is sent during the winter period, equal to the lesser of the following values:	
	– 15% of maximum power demand during the winter period ×	$77,743
	– or	$23558,326
Additional Electricity Option – Medium-power	Floor price: Average 2nd-tier energy price at Rate M for 25 kV and 100% load factor	7,280¢
Additional Electricity Option – Large-power	Floor price: Average energy price at Rate L for 120 kV and 100% load factor	5,654¢
Additional Electricity Option – Medium/large-power	Price per kWh beyond reference power during unauthorized periods	$1,078
Additional Electricity Option – Photosynthetic lighting or space heating to raise crops	Service contracts at Rate D, DM, DP, G, G9 or M:	
	Floor price: Average 2nd-tier energy price at Rate M for 25 kV and 100% load factor	7,280¢
	Service contracts at Rate LG:	
	Floor price: Average energy price at Rate L for 120 kV service and 100% load factor	5,654¢
Economic Development Rate	Initial rate reduction: 20%	
Industrial Revitalization Rate – Large-power	Floor price: Rate L energy price	3,966¢
	Price per kWh beyond reference power during unauthorized periods	$1,077
Running-in of New Equipment – Medium-power	Average price increase: 4%	
Running-in of New Equipment – Large-power – 12 periods or more	Average price – Maximum increase: 4% Average price – Minimum increase: 1%	
Running-in of New Equipment – Large-power – Fewer than 12 periods	Average price increase: 4%	
Running-in of New Equipment	Unauthorized energy consumption (per kWh)	64,941¢
Equipment Testing – Medium/large-power	Multiplier (per kWh)	12,989 ¢
CB – Medium-power	Demand charge	$18,937
	Up to 210,000 kWh per month of authorized energy consumption	6,532¢
	Remaining authorized energy consumption	4,844¢
	Energy consumption above or other than authorized consumption	19,482¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,014
	Minimum monthly bill – Three-phase	$48,041
CB – Large-power	Demand charge	$17,202
	Energy price for authorized consumption	4,488¢
	Energy price for consumption above or other than authorized consumption	19,482¢
CB – Medium/large-power	Energy price for consumption above 5% limit during curtailment periods	$1,077

Rate	Description	Price
Small-Power Dual-Energy Rate for Space Heating	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,262¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	64,941¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge (> 50 kW)	$22,912
	Energy consumption up to 15,090 kWh per month	12,859¢
	Remaining energy consumption	9,897¢
Medium-Power Dual-Energy Rate for Space Heating	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,262¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	64,941¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge	$18,937
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,532¢
	Remaining energy consumption	4,844¢
Medium-Power Dual-Energy Rate for Space Heating – Contracts with low load factors	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,262¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	64,941¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge	$5,494
	Energy price	13,091¢
	Increase for inadequate power factor	$13,443
DN	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	First 40 kWh per day, times the multiplier	7,221¢
	Remaining energy consumption	53,918¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW x multiplier)	$7,477
G, G9, M, MA – Off-grid systems north of 53rd parallel	Unauthorized energy consumption	101,711¢
MA	Heavy diesel power plant	
	– Per kW exceeding 900 kW	$40,794
	– Per kWh exceeding 390,000 kWh:	
	(22.504¢ per kWh as of April 1, 2026)	variable
	Other cases – Per kW exceeding 900 kW	$80,150
	Other cases – Per kWh exceeding 390,000 kWh	
	(57.027¢ per kWh as of April 1, 2026)	variable
MA – Energy price revision	A – Heavy diesel power plant – Operating and maintenance cost (per kWh)	3,622¢
	B – Heavy diesel power plant – Energy cost set for 2024: 20.039¢ per kWh	
	C – Average price of No. 6 diesel (1% S)	variable
	D – Average reference price of No. 6 diesel (1% S): $102.54 per barrel	
	E – Other cases: Operating and maintenance cost (per kWh)	3,622¢
	F – Other cases: Energy cost for 2006: 26.44¢ per kWh	
	G – Average price of No. 1 diesel	variable
	H – Average reference price of No. 1 diesel: 61.51¢ per liter	
Net Metering for Customer-Generators – Option III	Price for electricity injected – Heavy diesel power plant (per kWh)	22,080¢
	Price for electricity injected – Light diesel power plant (per kWh)	42,860¢
	Price for electricity injected – Arctic diesel power plant (per kWh)	62,343¢
Interruptible Electricity Option with Advance Notice – Off-grid systems	Fixed credit (per kW)	$7,793
Interruptible Electricity Option with Advance Notice – Off-grid systems	Variable credit components:	
	A – Operating and maintenance cost (per kWh)	3,586¢
	B – Energy cost for the reference year 2012 (per kWh):	

Rate	Description	Price
	– North of 53rd parallel: 54.50¢ per kWh – South of 53rd parallel: 35.50¢ per kWh C – Average price of No. 1 diesel D – Average reference price of No. 1 diesel: 87.66¢ per liter	variable
Interruptible Electricity Option Without Advance Notice – Off-grid systems	Credit (per kW) Maximum credit (per kW)	$1,560 $43,291
Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	System access charge per day, times the multiplier First 40 kWh per day, times the multiplier Remaining energy consumption Demand charge (> 50 kW or 4 kW x multiplier)	46,154¢ 7,065¢ 21,064¢ $7,266
Price adjustments under Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	System access charge First-tier energy price Demand charge A – Average price of oil in Nunavik for the 2020–2021 season published by the Régie de l'énergie in the *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* in the first week of March 2022, excluding GST and QST: 142.60¢ per liter B – Average price of oil in Nunavik for the 2021–2022 season published by the Régie de l'énergie in the *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* in the first week of March 2022, excluding GST and QST: 153.38¢ per liter C – Calorific value of electricity: 3.6 MJ per kWh D – Calorific value of oil: 37.5 MJ per litre E – Efficiency rate of dual-energy system in fuel mode: 75% Reference index as at December 1, 2022: 1.0 Adjustment of the reference index on April 1 of each year starting in 2023, based on the average year-over-year variation of the Consumer Price Index in Québec, on a calendar year basis	46,154¢ 7,221¢ $7,477 variable
Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	Unauthorized energy consumption	53,918¢
Rate F	Monthly demand charge	$58,136
Rate FP	If the installed capacity is less than or equal to 50 kW, Monthly demand charge If the installed capacity is more than 50 kW Monthly demand charge Minimum monthly bill – Single-phase Minimum monthly bill – Three-phase	 $1,396 $6,449 $16,014 $48,041
Public lighting – General service	Energy price	13,457¢
Public lighting – Complete service	Sodium-vapour: 5,000 lumens (or 70 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 8,500 lumens (or 100 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 14,400 lumens (or 150 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 22,000 lumens (or 250 W) – Per luminaire Light-emitting diode: 6,100 lumens (or 65 W) – Per luminaire	$29,224 $31,836 $34,367 $40,329 $30,119
Sentinel lighting – With poles	7,000 lumens (or 175 W) – Per luminaire 20,000 lumens (or 400 W) – Per luminaire	$54,045 $71,227
Sentinel lighting – Without poles	7,000 lumens (or 175 W) – Per luminaire 20,000 lumens (or 400 W) – Per luminaire	$42,471 $61,214
Credit for supply at medium or high voltage	Voltage ≥ 5 kV, but < 15 kV Voltage ≥ 15 kV, but < 50 kV Voltage ≥ 50 kV, but < 80 kV	$0,7402 $1,1863 $2,6484

Rate	Description	Price
	Voltage ≥ 80 kV, but < 170 kV	$3,2397
	Voltage ≥ 170 kV	$4,2810
Credit for supply – Domestic rates	Voltage ≥ 5 kV	0,2900¢
Adjustment for transformation losses	Monthly discount on demand charge	21,477¢
Signature service – Basic	Annual charge per delivery point	$6818,780
Signature service – Options	Annual charge for harmonics tracking	$6494,074
	Annual charge for review of indicators and load behavior analysis	$6494,074

ANNEXE I

(*Article 22.0.1)*

TARIFS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ

1er avril 2028

Les composantes des tarifs autres que les prix indiqués dans la présente annexe correspondent à celles qui ont été approuvées par la Régie de l'énergie dans la décision D-2026-033, D-2026-038 et D-2026-081.

Tarif	**Description**	**Prix**
D	Frais d'accès au réseau par jour	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour	7,365 ¢
	Reste de l'énergie	12,097 ¢
DP	Premiers 1 200 kWh par mois	7,265 ¢
	Reste de l'énergie	11,044 ¢
	Prime de puissance, été (> 50 kW)	5,670 $
	Prime de puissance, hiver (> 50 kW)	7,673 $
	Minimum par mois – monophasée	13,833 $
	Minimum par mois – triphasée	20,750 $
DM	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	7,365 ¢
	Reste de l'énergie	12,097 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,673 $
DT	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	Prix de l'énergie : T° ≥ -12 °C ou -15 °C	5,454 ¢
	Prix de l'énergie : T° < -12 °C ou -15 °C	31,888 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,673 $
Mesurage net pour autoproducteur ou autoproductrice – Option I	Solde non utilisé de la banque de surplus, rémunéré au coût moyen de fourniture	4,920 ¢
Option de crédit hivernal – D	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	61,751 ¢
Flex D	Frais d'accès au réseau par jour	46,154 ¢
	En période d'hiver :	
	40 premiers kWh par jour, en dehors des événements de pointe	5,099 ¢
	Reste de l'énergie, en dehors des événements de pointe	9,899 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	49,060 ¢
	En période d'été :	
	40 premiers kWh par jour	7,365 ¢
	Reste de l'énergie	12,097 ¢

Tarif	Description	Prix
G	Frais d'accès au réseau par mois	16,624 $
	Prime de puissance (> 50 kW)	23,786 $
	Jusqu'à 15 090 kWh d'énergie par mois	13,349 ¢
	Reste de l'énergie	10,275 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
G – Courte durée	Majoration des frais d'accès au réseau et du montant mensuel minimal	16,624 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	8,127 $
Option de crédit hivernal – G	Crédit pour l'énergie effacée (par kWh)	67,415 ¢
Flex G	Frais d'accès au réseau parmois	16,624 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	10,963 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	60,904 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	13,349 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
M	Prime de puissance	19,658 $
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,781 ¢
	Reste de l'énergie	5,029 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
M – Courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	16,624 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	8,127 $
G9	Prime de puissance	5,703 $
	Prix de l'énergie	13,590 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,955 $
G9 – Courte durée	Majoration du montant mensuel minimal	16,624 $
	Majoration de la prime de puissance mensuelle en période d'hiver	8,127 $
GD	Prime de puissance	7,140 $
	Prix de l'énergie – Période d'été	8,426 ¢
	Prix de l'énergie – Période d'hiver	20,877 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
Tarif de relance industrielle – Moyenne puissance	Prix plancher : prix de la 2e tranche d'énergie au tarif M	5,029 ¢

Tarif	Description	Prix
BR	Énergie associée aux 50 premiers kW de puissance maximale appelée	14,100 ¢
	Énergie associée à la puissance maximale appelée excédant 50 kW	27,448 ¢
	Reste de l'énergie	18,780 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
Flex M	Prime de puissance	19,658 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	4,274 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	67,415 ¢
	En période d'été :	
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,781 ¢
	Reste de l'énergie	5,029 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
Flex G9	Prime de puissance	5,494 $
	En période d'hiver :	
	Énergie consommée en dehors des événements de pointe	10,920 ¢
	Énergie consommée pendant les événements de pointe	67,415 ¢
	En période d'été :	
	Énergie consommée	13,590 ¢
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,955 $
L	Prime de puissance	16,194 $
	Prix de l'énergie	4,118 ¢
	Prime de dépassement quotidienne	9,492 $
	Prime de dépassement mensuelle	28,472 $
LG	Prime de puissance	17,858 $
	Prix de l'énergie	4,659 ¢
	Prime pour puissance disponible inutilisée	41,492 $
H	Prime de puissance	7,140 $
	Énergie – Jours autres que jours de semaine en hiver	7,216 ¢
	Énergie – Jours de semaine en hiver	24,377 ¢
LD – Option ferme	Prime de puissance	7,140 $
	Énergie – Jours autres que jours de semaine en hiver	7,216 ¢
	Énergie – Jours de semaine en hiver	24,377 ¢
LD – Option non ferme	Prime de puissance par jour – Interruptions planifiées	0,714 $
	Prime de puissance par jour – Interruptions non planifiées	1,428 $
	Prix de l'énergie	7,216 ¢
	Prime de puissance – Maximum par mois	7,140 $
LD – Option non ferme	Prix par kWh consommé sans autorisation	67,415 ¢
LP	Redevance annuelle	1 348,300 $
	Prix par kWh consommé sans autorisation	67,415 ¢

Tarif	Description	Prix
Option de gestion de de la demande de puissance – Engagement	Sous-option I	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	55,936 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option II	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	58,173 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option III	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	55,936 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option IV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	58,173 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option V	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,717 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option VI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,954 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option VII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	72,717 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option VIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,954 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option IX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,954 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option X	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	77,191 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option XI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	74,954 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option XII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	77,191 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option XIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	77,191 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option XIV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	79,428 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢

Tarif	Description	Prix
	Sous-option XV	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	77,191 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option XVI	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	79,428 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option XVII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	79,428 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option XVIII	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	81,665 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	5,594 ¢
	Sous-option XIX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	79,428 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Sous-option XX	
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver	81,665 $
	Crédit nominal variable pour chaque heure d'événement de pointe	39,155 ¢
	Crédit pour engagement pluriannuel : Engagement pour 2 périodes d'hiver consécutives : crédit fixe effectif × 5 % Engagement pour 3 périodes d'hiver consécutives : crédit fixe effectif × 10 % Prime pour non-respect de l'engagement pluriannuel : Crédit fixe effectif de l'année d'abandon × nombre d'années restant à l'engagement × 50 %	
	Crédit pour préavis plus court (par kWh)	78,310 ¢
	Premier événement de pointe non respecté :	
	Prime (par kW)	1,690 $
	Montant par kW pour calcul de la prime maximale	6,768 $
	Événements de pointe non respectés subséquents :	
	Prime (par kW)	4,821 $
	Montant par kW pour calcul de la prime maximale	19,287 $

Tarif	Description	Prix
Option de gestion de la demande de puissance – Latitude	Prime pour inscription en cours d'hiver applicable au total des crédits : Entre le 1er et le 31 décembre : 25 % Entre le 1er et le 31 janvier : 50 % Entre le 1er et le 28 ou le 29 février : 75 % Entre le 1er et le 31 mars : 100 %	
	Sous-option I : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	48,105 $
	Sous-option II : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	80,547 $
	Sous-option III : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	91,734 $
	Sous-option IV : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	99,565 $
	Sous-option V : crédit nominal fixe pour la période d'hiver (par kW en semaine)	107,397 $
	Sous-option FDS : Crédit nominal fixe pour la période d'hiver pour une interruption durant un événement de pointe de 3 heures (par kW en fin de semaine)	2,025 $
	Crédit nominal fixe pour la période d'hiver pour une interruption durant un événement de pointe de 4 heures (par kW en fin de semaine)	2,707 $
	Crédit nominal si aucun avis d'événement de pointe n'est transmis pendant la période d'hiver, équivalent à la moins élevée des valeurs suivantes : – 15 % de la puissance maximale appelée pendant la période d'hiver × – ou	80,705 $ 24 455,898 $
Électricité additionnelle – Moyenne puissance	Prix plancher : prix moyen de la 2e tranche d'énergie au tarif M à 25 kV avec FU de 100 %	7,557 ¢
Électricité additionnelle – Grande puissance	Prix plancher : prix moyen de l'énergie au tarif L à 120 kV avec FU de 100 %	5,869 ¢
Électricité additionnelle – Moyenne et grande puissance	Prix du kWh au-delà de la puissance de référence en période non autorisée	1,119 $

Tarif	Description	Prix
Électricité additionnelle – Photosynthèse ou chauffage d'espaces destinés à la culture de végétaux	Abonnements aux tarifs D, DM, DP, G, G9 ou M : Prix plancher : prix moyen de la 2e tranche d'énergie au tarif M à 25 kV avec FU de 100 % Abonnements au tarif LG : Prix plancher : prix moyen de l'énergie au tarif L à 120 kV avec FU de 100 %	 7,557 ¢ 5,869 ¢
Tarif de développement économique	Réduction tarifaire initiale de 20 %	
Tarif de relance industrielle – Grande puissance	Prix plancher : prix de l'énergie au tarif L Prix du kWh au-delà de la puissance de référence en période de restriction	4,117 ¢ 1,118 $
Rodage de nouveaux équipements – Moyenne puissance	Majoration de 4 % du prix moyen	
Rodage de nouveaux équipements – Grande puissance – 12 périodes ou plus	Majoration maximale du prix moyen : 4 % Majoration minimale du prix moyen : 1 %	
Rodage de nouveaux équipements – Grande puissance – 12 périodes ou moins	Majoration de 4 % du prix moyen	
Rodage de nouveaux équipements	Prix par kWh consommé sans autorisation	67,415 ¢
Essais d'équipements – Moyenne et grande puissance	Multiplicateur (par kWh)	13,484 ¢
CB – Moyenne puissance	Prime de puissance Jusqu'à 210 000 kWh par mois pour de la consommation d'énergie autorisée Reste de la consommation d'énergie autorisée Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée Minimum par mois – Monophasée Minimum par mois – Triphasée	19,658 $ 6,781 ¢ 5,029 ¢ 20,224 ¢ 16,624 $ 49,871 $
CB – Grande puissance	Prime de puissance Prix de l'énergie pour la consommation autorisée Prix de l'énergie pour toute consommation au-delà de ou autre que la consommation autorisée	17,858 $ 4,659 ¢ 20,224 ¢
CB – Moyenne et grande puissance	Prix de l'énergie au-delà du seuil de 5 % en période de restriction	1,118 $
Tarif biénergie de petite puissance pour le chauffage des espaces	En période de chauffage : Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C En période sans chauffage : Prime de puissance (> 50 kW) Jusqu'à 15 090 kWh d'énergie par mois Reste de l'énergie	 7,539 ¢ 67,415 ¢ 23,786 $ 13,349 ¢ 10,275 ¢

Tarif	Description	Prix
Tarif biénergie de moyenne puissance pour le chauffage des espaces	En période de chauffage :	
	Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C	7,539 ¢
	Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C	67,415 ¢
	En période sans chauffage :	
	Prime de puissance	19,658 $
	Jusqu'à 210 000 kWh d'énergie par mois	6,781 ¢
	Reste de l'énergie	5,029 ¢
Tarif biénergie de moyenne puissance pour le chauffage des espaces – Faible facteur d'utilisation	En période de chauffage :	
	Prix de l'énergie : T° ≥ –12 °C ou –15 °C	7,539 ¢
	Prix de l'énergie : T° < –12 °C ou –15 °C	67,415 ¢
	En période sans chauffage :	
	Prime de puissance	5,703 $
	Prix de l'énergie	13,590 ¢
	Majoration pour mauvais facteur de puissance	13,955 $
DN	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur	46,154 ¢
	40 premiers kWh par jour par multiplicateur	7,365 ¢
	Reste de l'énergie	57,139 ¢
	Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	7,673 $
G, G9, M, MA – Réseaux autonomes au nord du 53e parallèle	Consommation d'énergie non autorisée	105,586 ¢
MA	Centrale au diesel lourd	
	– Par kW au-delà de 900 kW	42,348 $
	– Par kWh au-delà de 390 000 kWh	
	(22,504 ¢/kWh au 1er avril 2026)	variable
	Autres cas – Par kW au-delà de 900 kW	83,204 $
	Autres cas – Par kWh au-delà de 390 000 kWh	
	(57,027 ¢/kWh au 1er avril 2026)	variable
MA – Révision des prix de l'énergie	A – Centrale au diesel lourd – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	3,760 ¢
	B – Centrale au diesel lourd – Coût de l'énergie établi pour 2024 : 20,039 ¢/kWh	
	C – Prix moyen du diesel nº 6 (1 % s)	variable
	D – Prix moyen de référence du diesel lourd nº 6 (1 % s) : 102,54 $/baril	
	E – Autres cas – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh)	3,760 ¢
	F – Autres cas – Coût de l'énergie établi pour 2006 : 26,44 ¢/kWh	
	G – Prix moyen du diesel nº 1	
	(124,55 ¢/litre en date d'octobre 2025)	variable
	H – Prix moyen de référence du diesel nº 1 : 61,51 ¢/litre	
Mesurage net pour autoproducteur ou autoproductrice – Option III	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au mazout lourd (par kWh)	22,921 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au diesel léger (par kWh)	44,493 ¢
	Prix pour l'électricité injectée – Centrale au diesel arctique (par kWh)	64,718 ¢

Tarif	Description	Prix
Électricité interruptible avec préavis – Réseaux autonomes	Crédit fixe (par kW)	8,090 $
Électricité interruptible sans préavis – Réseaux autonomes	Composantes du crédit variable : A – Coût d'entretien et d'exploitation (par kWh) B – Coût de l'énergie pour l'année de référence 2012 (par kWh) : – Au nord du 53e parallèle (54,50 ¢ par kWh) – Au sud du 53e parallèle (35,50 ¢ par kWh) C – Prix moyen du diesel n° 1 (124,55 ¢ par litre en date d'octobre 2025) D – Prix moyen de référence du diesel nº 1 (87,66 ¢ par litre)	3,723 ¢ variable
Électricité interruptible sans préavis – Réseaux autonomes	Crédit (par kW) Crédit maximal (par kW)	1,619 $ 44,940 $
Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak	Frais d'accès au réseau par jour par multiplicateur Premiers 40 kWh par jour par multiplicateur Reste de l'énergie Prime de puissance (> 50 kW ou 4 kW × multiplicateur)	46,154 ¢ 7,365 ¢ 21,064 ¢ 7,673 $
Révision des prix du tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak Tarif domestique biénergie – Réseau d'Inukjuak	Frais d'accès au réseau Prix de la 1re tranche d'énergie Prime de puissance A – Prix moyen du mazout au Nunavik pour la saison 2020-2021 (hors TPS et TVQ), publié par la Régie de l'énergie dans le *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* de la première semaine de mars 2022 : 142,60 ¢ par litre B – Prix moyen du mazout au Nunavik pour la saison 2021-2022 (hors TPS et TVQ), publié par la *Régie de l'énergie dans le Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* de la première semaine de mars 2022 : 153,38 ¢ par litre C – Valeur calorifique de l'électricité : 3,6 MJ/kWh D – Valeur calorifique du mazout : 37,5 MJ/litre E – Taux d'efficacité du système biénergie en mode mazout : 75 % Indice de référence au 1er décembre 2022 : 1,0 Majoration de l'indice de référence le 1er avril de chaque année à compter de 2023, en fonction de la variation annuelle moyenne de l'Indice des prix à la consommation au Québec par rapport à l'indice moyen des prix de l'année civile précédente	46,154 ¢ 7,365 ¢ 7,673 $ variable
	Consommation d'énergie non autorisée	57,139 ¢
Tarif F	Prime de puissance par mois	60,351 $

Tarif	Description	Prix
Tarif FP	Si la puissance installée est inférieure ou égale à 50 kW :	
	Prime de puissance par mois	1,449 $
	Si la puissance installée est supérieure à 50 kW :	
	Prime de puissance par mois	6,695 $
	Minimum par mois – Monophasée	16,624 $
	Minimum par mois – Triphasée	49,871 $
Éclairage public – Service général	Prix de l'énergie	13,970 ¢
Éclairage public – Service complet	Vapeur de sodium : 5 000 lumens (ou 70 W) – Par luminaire	30,337 $
	Vapeur de sodium : 8 500 lumens (ou 100 W) – Par luminaire	33,049 $
	Vapeur de sodium : 14 400 lumens (ou 150 W) – Par luminaire	35,676 $
	Vapeur de sodium : 22 000 lumens (ou 250 W) – Par luminaire	41,866 $
	Diodes électroluminescentes : 6 100 lumens (ou 65 W) – Par luminaire	31,267 $
Éclairage Sentinelle – Avec poteau	7 000 lumens (ou 175 W) – Par luminaire	56,104 $
	20 000 lumens (ou 400 W) – Par luminaire	73,941 $
Éclairage Sentinelle – Sans poteau	7 000 lumens (ou 175 W) – Par luminaire	44,089 $
	20 000 lumens (ou 400 W) – Par luminaire	63,546 $
Crédit d'alimentation en moyenne ou en haute tension	Tension ≥ 5 kV, mais < 15 kV	0,7684 $
	Tension ≥ 15 kV, mais < 50 kV	1,2314 $
	Tension ≥ 50 kV, mais < 80 kV	2,7493 $
	Tension ≥ 80 kV, mais < 170 kV	3,3631 $
	Tension ≥ 170 kV	4,4441 $
Crédit d'alimentation aux tarifs domestiques	Tension ≥ 5 kV	0,2976 ¢
Rajustement pour pertes de transformation	Réduction mensuelle de la prime de puissance	22,295 ¢
Service Signature – Service de base	Frais annuels par point de livraison	7 078,576 $
Service Signature – Options	Frais annuels pour le suivi des harmoniques	6 741,498 $
	Frais annuels pour le bilan des indicateurs et le balisage du comportement des charges	6 741,498 $

SCHEDULE I

(Section *22.0.1*)

ELECTRICITY DISTRIBUTION RATES

April 1, 2028

The rate components other than those set out in this schedule are those approved by the Régie de l'énergie in the decisions D-2026-033, D-2026-036 et D-2026-081.

Rate	Description	Price
D	System access charge per day	46,154¢
	First 40 kWh per day	7,365¢
	Remaining energy consumption	12,097¢
DP	First 1,200 kWh per month	7,265¢
	Remaining energy consumption	11,044¢
	Demand charge – Summer period (> 50 kW)	$5,670
	Demand charge – Winter period (> 50 kW)	$7,673
	Minimum monthly bill – Single-phase	$13,833
	Minimum monthly bill – Three-phase	$20,750
DM	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	First 40 kWh per day, times the multiplier	7,365¢
	Remaining energy consumption	12,097¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW × multiplier)	$7,673
DT	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	Energy price – Temperature ≥ -12°C or -15°C	5,454¢
	Energy price – Temperature < -12°C or -15°C	31,888¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW × multiplier)	$7,673
Net Metering for Self-Generators – Option I	Unused balance of surplus bank, credited at the average cost of electricity supply, per kWh	4,920¢
Winter Credit Option – D	Credit for energy curtailed (per kWh)	61,751¢
Flex D	System access charge per day	46,154¢
	Winter period:	
	First 40 kWh per day outside peak demand events	5,099¢
	Remaining energy consumption outside peak demand events	9,899¢
	Energy consumption during peak demand events	49,060¢
	Summer period:	
	First 40 kWh per day	7,365¢
	Remaining energy consumption	12,097¢
G	System access charge per month	$16,624
	Demand charge (> 50 kW)	$23,786
	Energy consumption up to 15,090 kWh per month	13,349¢
	Remaining energy consumption	10,275¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
G – Short-term contract	Increase in system access charge and minimum monthly bill	$16,624
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$8,127
Winter Credit Option – G	Credit for energy curtailed (per kWh)	67,415¢

Rate	Description	Price
Flex G	System access charge per month	$16,624
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	10,963¢
	Energy consumption during critical peak events	60,904¢
	Summer period:	
	Energy consumption	13,349¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
M	Demand charge	$19,658
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,781¢
	Remaining energy consumption	5,029¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
M – Short-term contract	Increase in minimum monthly bill	$16,624
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$8,127
G9	Demand charge	$5,703
	Energy price	13,590¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
	Increase for inadequate power factor	$13,955
G9 – Short-term contract	Increase in minimum monthly bill	$16,624
	Increase in monthly demand charge – Winter period	$8,127
GD	Demand charge	$7,140
	Energy price – Summer period	8,426¢
	Energy price – Winter period	20,877¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
Industrial Revitalization Rate – Medium-power	Floor price: 2nd-tier energy price at Rate M	5,029¢
BR	Energy consumption associated with the first 50 kW of maximum power demand	14,100¢
	Energy consumption associated with maximum power demand exceeding 50 kW	27,448¢
	Remaining energy consumption	18,780¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
Flex M	Demand charge	$19,658
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	4,274¢
	Energy consumption during critical peak events	67,415¢
	Summer period:	
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,781¢
	Remaining energy consumption	5,029¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
Flex G9	Demand charge	$5,703
	Winter period:	
	Energy consumption outside critical peak events	10,920¢
	Energy consumption during critical peak events	67,415¢
	Summer period:	
	Energy consumption	13,590¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
	Increase for inadequate power factor	$13,955
L	Demand charge	$16,194

Rate	Description	Price
	Energy price	4,118¢
	Daily optimization charge	$9,492
	Monthly optimization charge	$28,472
LG	Demand charge	$17,858
	Energy price	4,659¢
	Charge for unused available power	$41,492
H	Demand charge	$7,140
	Energy consumption outside winter weekdays	7,216¢
	Energy consumption on winter weekdays	24,377¢
LD – Firm Option	Demand charge	$7,140
	Energy consumption outside winter weekdays	7,216¢
	Energy consumption on winter weekdays	24,377¢
LD – Non-Firm Option	Daily demand charge – Planned interruptions	$0,714
	Daily demand charge – Unplanned interruptions	$1,428
	Energy price	7,216¢
	Monthly maximum demand charge	$7,140
LD – Non-Firm Option	Unauthorized energy consumption (per kWh)	67,415¢
LP	Annual charge	$1348,300
	Unauthorized energy consumption (per kWh)	67,415¢
Demand Response– Commitment Option	Sub-option I:	
	Fixed nominal credit for winter period	$55,936
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option II:	
	Fixed nominal credit for winter period	$58,173
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option III:	
	Fixed nominal credit for winter period	$55,936
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option IV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$58,173
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option V:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,717
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option VI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,954
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option VII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$72,717
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option VIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,954
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option IX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,954
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option X:	
	Fixed nominal credit for winter period	$77,191
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option XI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$74,954

Rate	Description	Price
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option XII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$77,191
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option XIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$77,191
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option XIV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$79,428
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option XV:	
	Fixed nominal credit for winter period	$77,191
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option XVI:	
	Fixed nominal credit for winter period	$79,428
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option XVII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$79,428
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option XVIII:	
	Fixed nominal credit for winter period	$81,665
	Variable nominal credit per peak demand event hour	5,594¢
	Sub-option XIX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$79,428
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Sub-option XX:	
	Fixed nominal credit for winter period	$81,665
	Variable nominal credit per peak demand event hour	39,155¢
	Multi-year commitment credit: Commitment for 2 consecutive winter periods: Fixed effective credit × 5% Commitment for 3 consecutive winter periods: Fixed effective credit × 10% Deduction for termination of multi-year commitment: Fixed effective credit for year of termination x years remaining in commitment × 50%	
	Credit for shorter notice (per kWh)	78,310 ¢
	Overrun during first peak demand event:	
	Deduction (per kW)	$1,690
	Amount per kW for calculation of maximum deduction	$6,768
	Overrun during subsequent peak demand events:	
	Deduction (per kW)	$4,821
	Amount per kW for calculation of maximum deduction	$19,287
Demand Response – Leeway Option	Sign-up between December 1 and December 31: 25% Sign-up between January 1 and January 31: 50% Sign-up between February 1 and February 28 or 29: 75% Sign-up between March 1 and March 31: 100%	
	Sub-option I: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$48,105
	Sub-option II: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$80,547
	Sub-option III: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$91,734

Rate	Description	Price
	Sub-option IV: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$99,565
	Sub-option V: Fixed nominal credit for winter period (per kW on weekdays)	$107,397
	Sub-option WE:	
	Fixed nominal credit for winter period for curtailment during each 3-hour peak demand event (per kW on weekends)	$2,025
	Fixed nominal credit for winter period for curtailment during each 4-hour peak demand event (per kW on weekends)	$2,707
	Nominal credit if no weekday peak event notification is sent during the winter period, equal to the lesser of the following values:	
	– 15% of maximum power demand during the winter period ×	$80,705
	– or	$24455,898
Additional Electricity Option – Medium-power	Floor price: Average 2nd-tier energy price at Rate M for 25 kV and 100% load factor	7,557¢
Additional Electricity Option – Large-power	Floor price: Average energy price at Rate L for 120 kV and 100% load factor	5,869¢
Additional Electricity Option – Medium/large-power	Price per kWh beyond reference power during unauthorized periods	$1,119
Additional Electricity Option – Photosynthetic lighting or space heating to raise crops	Service contracts at Rate D, DM, DP, G, G9 or M:	
	Floor price: Average 2nd-tier energy price at Rate M for 25 kV and 100% load factor	7,557¢
	Service contracts at Rate LG:	
	Floor price: Average energy price at Rate L for 120 kV service and 100% load factor	5,869¢
Economic Development Rate	Initial rate reduction: 20%	
Industrial Revitalization Rate – Large-power	Floor price: Rate L energy price	4,117¢
	Price per kWh beyond reference power during unauthorized periods	$1,118
Running-in of New Equipment – Medium-power	Average price increase: 4%	
Running-in of New Equipment – Large-power – 12 periods or more	Average price – Maximum increase: 4% Average price – Minimum increase: 1%	
Running-in of New Equipment – Large-power – Fewer than 12 periods	Average price increase: 4%	
Running-in of New Equipment	Unauthorized energy consumption (per kWh)	67,415¢
Equipment Testing – Medium/large-power	Multiplier (per kWh)	13,484 ¢
CB – Medium-power	Demand charge	$19,658
	Up to 210,000 kWh per month of authorized energy consumption	6,781¢
	Remaining authorized energy consumption	5,029¢
	Energy consumption above or other than authorized consumption	20,224¢
	Minimum monthly bill – Single-phase	$16,624
	Minimum monthly bill – Three-phase	$49,871
CB – Large-power	Demand charge	$17,858
	Energy price for authorized consumption	4,659¢
	Energy price for consumption above or other than authorized consumption	20,224¢
CB – Medium/large-power	Energy price for consumption above 5% limit during curtailment periods	$1,118

Rate	Description	Price
Small-Power Dual-Energy Rate for Space Heating	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,539¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	67,415¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge (> 50 kW)	$23,786
	Energy consumption up to 15,090 kWh per month	13,349¢
	Remaining energy consumption	10,275¢
Medium-Power Dual-Energy Rate for Space Heating	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,539¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	67,415¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge	$19,658
	Energy consumption up to 210,000 kWh per month	6,781¢
	Remaining energy consumption	5,029¢
Medium-Power Dual-Energy Rate for Space Heating – Contracts with low load factors	During the heating season:	
	Energy price – Temperature ≥ –12°C or –15°C	7,539¢
	Energy price – Temperature < –12°C or –15°C	67,415¢
	During the non-heating season:	
	Demand charge	$5,703
	Energy price	13,590¢
	Increase for inadequate power factor	$13,955
DN	System access charge per day, times the multiplier	46,154¢
	First 40 kWh per day, times the multiplier	7,221¢
	Remaining energy consumption	53,918¢
	Demand charge (> 50 kW or 4 kW x multiplier)	$7,477
G, G9, M, MA – Off-grid systems north of 53rd parallel	Unauthorized energy consumption	101,711¢
MA	Heavy diesel power plant	
	– Per kW exceeding 900 kW	$40,794
	– Per kWh exceeding 390,000 kWh:	
	(22.504¢ per kWh as of April 1, 2026)	variable
	Other cases – Per kW exceeding 900 kW	$80,150
	Other cases – Per kWh exceeding 390,000 kWh	
	(57.027¢ per kWh as of April 1, 2026)	variable
MA – Energy price revision	A – Heavy diesel power plant – Operating and maintenance cost (per kWh)	3,622¢
	B – Heavy diesel power plant – Energy cost set for 2024: 20.039¢ per kWh	
	C – Average price of No. 6 diesel (1% S)	variable
	D – Average reference price of No. 6 diesel (1% S): $102.54 per barrel	
	E – Other cases: Operating and maintenance cost (per kWh)	3,622¢
	F – Other cases: Energy cost for 2006: 26.44¢ per kWh	
	G – Average price of No. 1 diesel	variable
	H – Average reference price of No. 1 diesel: 61.51¢ per liter	
Net Metering for Customer-Generators – Option III	Price for electricity injected – Heavy diesel power plant (per kWh)	22,080¢
	Price for electricity injected – Light diesel power plant (per kWh)	42,860¢
	Price for electricity injected – Arctic diesel power plant (per kWh)	62,343¢
Interruptible Electricity Option with Advance Notice – Off-grid systems	Fixed credit (per kW)	$8,090
Interruptible Electricity Option with Advance Notice – Off-grid systems	Variable credit components:	
	A – Operating and maintenance cost (per kWh)	3,723¢
	B – Energy cost for the reference year 2012 (per kWh):	

Rate	Description	Price
	– North of 53rd parallel: 54.50¢ per kWh – South of 53rd parallel: 35.50¢ per kWh C – Average price of No. 1 diesel D – Average reference price of No. 1 diesel: 87.66¢ per liter	variable
Interruptible Electricity Option Without Advance Notice – Off-grid systems	Credit (per kW) Maximum credit (per kW)	$1,619 $44,940
Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	System access charge per day, times the multiplier First 40 kWh per day, times the multiplier Remaining energy consumption Demand charge (> 50 kW or 4 kW x multiplier)	46,154¢ 7,365¢ 21,064¢ $7,673
Price adjustments under Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	System access charge First-tier energy price Demand charge A – Average price of oil in Nunavik for the 2020–2021 season published by the Régie de l'énergie in the *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* in the first week of March 2022, excluding GST and QST: 142.60¢ per liter B – Average price of oil in Nunavik for the 2021–2022 season published by the Régie de l'énergie in the *Relevé hebdomadaire des prix du mazout léger* in the first week of March 2022, excluding GST and QST: 153.38¢ per liter C – Calorific value of electricity: 3.6 MJ per kWh D – Calorific value of oil: 37.5 MJ per litre E – Efficiency rate of dual-energy system in fuel mode: 75% Reference index as at December 1, 2022: 1.0 Adjustment of the reference index on April 1 of each year starting in 2023, based on the average year-over-year variation of the Consumer Price Index in Québec, on a calendar year basis	46,154¢ 7,365¢ $7,673 variable
Dual-Energy Domestic Rate – Inukjuak System	Unauthorized energy consumption	57,139¢
Rate F	Monthly demand charge	$60,351
Rate FP	If the installed capacity is less than or equal to 50 kW, Monthly demand charge If the installed capacity is more than 50 kW Monthly demand charge Minimum monthly bill – Single-phase Minimum monthly bill – Three-phase	 $1,449 $6,695 $16,624 $49,871
Public lighting – General service	Energy price	13,970 ¢
Public lighting – Complete service	Sodium-vapour: 5,000 lumens (or 70 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 8,500 lumens (or 100 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 14,400 lumens (or 150 W) – Per luminaire Sodium-vapour: 22,000 lumens (or 250 W) – Per luminaire Light-emitting diode: 6,100 lumens (or 65 W) – Per luminaire	$30,337 $33,049 $35,676 $41,866 $31,267
Sentinel lighting – With poles	7,000 lumens (or 175 W) – Per luminaire 20,000 lumens (or 400 W) – Per luminaire	$56,104 $73,941
Sentinel lighting – Without poles	7,000 lumens (or 175 W) – Per luminaire 20,000 lumens (or 400 W) – Per luminaire	$44,089 $63,546
Credit for supply at medium or high voltage	Voltage ≥ 5 kV, but < 15 kV Voltage ≥ 15 kV, but < 50 kV Voltage ≥ 50 kV, but < 80 kV	$0,7684 $1,2314 $2,7493

Rate	Description	Price
	Voltage ≥ 80 kV, but < 170 kV	$3,3631
	Voltage ≥ 170 kV	$4,4441
Credit for supply – Domestic rates	Voltage ≥ 5 kV	0,2976¢
Adjustment for transformation losses	Monthly discount on demand charge	22,295¢
Signature service – Basic	Annual charge per delivery point	$7078,576
Signature service – Options	Annual charge for harmonics tracking	$6741,498
	Annual charge for review of indicators and load behavior analysis	$6741,498