

CANADA
PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

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

No: R-4307-2025

HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
Demanderesse

- ET -

OPTION CONSOMMATEURS
Intervenante

MÉMOIRE D'OPTION CONSOMMATEURS

Table des matières

1. Introduction.....	4
2. Nouveau tarif pour les sur consommateurs de la clientèle domestique (tarifs DS et Flex DS).....	6
I. Calibration des tarifs DS et Flex DS.....	6
II. Analyse sur la structure proposée pour les tarifs DS et Flex DS	9
III. Clientèle visée par les nouveaux tarifs de surconsommation	11
IV. Autres structures de tarification à considérer	13
V. Recommandations.....	16
3. Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal	17
I. Analyse d'OC et recommandations.....	18
4. Approvisionnements en électricité.....	19
I. Analyse d'OC et recommandations.....	22
5. Introduction de frais pour la transmission de la facture papier	23
I. Coûts de l'envoi de facture papier.....	25
II. Inefficacité des stratégies de promotion.....	27
III. Préjudice pour les consommateurs vulnérables.....	30
IV. Conversion automatique vers la facturation numérique.....	33
V. Recommandations.....	36
6. Introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique	36
I. Contexte	37
II. Analyse d'OC et recommandations.....	38

7. Programmes en efficacité énergétique et de gestion de la puissance	40
I. Programmes de gestion de la demande de puissance.....	41
II. Programmes d'efficacité énergétique.....	42
III. Aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires	43
IV. Mesures de soutien et programmes en EÉ pour les ménages à faible revenu	46
V. Recommandations	48
8. Sommaire des recommandations.....	49
9. Annexe	52

Liste des Figures

Figure 1 - Tarifs domestiques proposés pour 2018, incluant la proposition d'un montant mensuel minimal pour la facture aux tarifs domestiques	37
---	----

Liste de Tableaux d'OC

Tableau OC - 1 : Évolution des composantes du tarif DS (2027-2028).....	7
Tableau OC - 2 : Évolution des composantes du tarif Flex DS (2027-2028)	7
Tableau OC - 3 : Impact du tarif DS pour une consommation de 87 427 kWh/an	9
Tableau OC - 4 : Proportion de clients résidentiels parmi la clientèle domestique, par tranches de consommation	12
Tableau OC - 5 : Impact du tarif DS pour un surconsommateur actuellement au tarif DP	12
Tableau OC - 6 : Croissance des inscriptions aux options de tarification dynamique (2020-2024)	18
Tableau OC - 7 : croissance des besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028	20
Tableau OC - 8 : croissance des besoins et approvisionnements en puissance, 2024-2028	20
Tableau OC - 9 : Coût des approvisionnements en électricité	21
Tableau OC - 10 : Évolution des envois, coûts totaux et coûts unitaires des factures papier (2016-2025).....	25
Tableau OC - 11 : Évolution des frais réglementés de Postes Canada (2014-2025)	26
Tableau OC - 12 : Impact d'une hausse de 4 % sur les deux tranches du prix de l'énergie et 0 % sur le frais d'accès au réseau sur la facture d'un client (kWh consommés par mois).....	39
Tableau OC - 13 : évolution des budgets et impact en puissance des programmes de GDP (M\$ et MW)	41
Tableau OC - 14 : Croissance des budgets annuels et des impacts énergétiques des mesures en efficacité énergétique (2024-2028)	42
Tableau OC - 15 : Prévisions du programme d'installation de panneaux solaires (MW), 2026-2028	43

Liste de Tableaux d'OC – Annexe

Tableau OC - A1 : croissance des besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028	52
Tableau OC - A2 : croissance des besoins et approvisionnements en puissance, 2024-2028	52

1. Introduction

Le 31 juillet 2025, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le « Distributeur »), a déposé auprès de 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* au 1er avril des années tarifaires 2026-2027, 2027-2028 et 2028-2029 (la « Demande »)¹. Cette Demande est présentée, notamment, en vertu des articles 31, 32, 48, 49, de la Loi sur la Régie de l'énergie (la « Loi » ou la « LRÉ ») 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 » ou « Loi sur la gouvernance responsable »)².

Le 28 août 2025, Option consommateurs (« OC ») a déposé une demande d'intervention³ accompagnée d'une liste des sujets qu'elle entend examiner dans le cadre de la présente cause tarifaire⁴. Les enjeux soulevés par OC sont les suivants :

- i. nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique - tarif DS ;
- ii. fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique ;
- iii. coûts des approvisionnements en électricité au long terme ;
- iv. évolution des budgets en efficacité énergétique (« EÉ ») ;
- v. aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires ;
- vi. mesures de soutien et programmes en EÉ pour les ménages à faible revenu ;
- vii. introduction de frais pour la transmission de la facture papier ;
- viii. prévision de la demande - secteur résidentiel ;
- ix. introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique.

Par la décision D-2025-098, la Régie a accordé à OC le statut d'intervenant et a circonscrit l'analyse du troisième sujet à l'estimation des coûts d'approvisionnement basée sur les bilans en puissance et en énergie présentés par le Distributeur pour l'établissement des revenus requis⁵.

¹ B-0002.

² RLRQ, c. H-5, tel que modifié par la Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives (la Loi 24)

³ C-OC-0002.

⁴ C-OC-0003.

⁵ Décision [D-2025-098](#), par. 10 et 47.

Elle a également limité le cinquième sujet aux représentations portant exclusivement sur le programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires⁶.

Après examen de cette décision, des pièces déposées, des réponses aux demandes de renseignements et des compléments de preuve, OC entend traiter les sujets énoncés dans sa liste de sujets en les classifiant dans les sections suivantes :

- Nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique - tarif DS (enjeu i) ;
- Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal (enjeu ii) ;
- Approvisionnements en électricité (enjeu iii) ;
- Introduction de frais pour la transmission de la facture papier (enjeu vii) ;
- Introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique (enjeu ix) ;
- Programmes en efficacité énergétique et de gestion de la puissance (enjeux iv, v et vi).

Par ailleurs, OC ne traitera pas l'enjeu viii (prévision de la demande) dans ce mémoire. En effet, les explications fournies par le Distributeur au sujet des sources de données utilisées pour l'établissement de la prévision de la demande, notamment en ce qui concerne la croissance liée aux véhicules électriques, ne soulèvent pas de questions supplémentaires ⁷de la part d'OC. De même, les précisions relatives aux prévisions de ventes des tarifs domestiques apparaissent bien fondées⁸. OC n'a pas d'autres commentaires à formuler sur le sujet.

Les recommandations formulées dans les sections suivants reposent sur les informations disponibles en date du 1^{er} décembre 2025. Si de nouveaux éléments de preuve devenaient disponibles, OC se réserve le droit d'ajuster ou de compléter ses observations en conséquence. Afin d'alléger le texte, le masculin est employé de manière générique dans ce document et ne présume d'aucune identité ou appartenance de genre.

⁶ Décision [D-2025-098](#), par 40.

⁷ B-0087, p. 43, l. 1-8.

⁸ B-0054, p. 54, l. 6-18.

2. Nouveau tarif pour les sur consommateurs de la clientèle domestique (tarifs DS et Flex DS)

Tel qu'annoncé dans le dossier tarifaire R-4270-2024⁹, le Distributeur soumet à la Régie sa proposition d'un nouveau tarif applicable aux surconsommateurs de la clientèle domestique, le « tarif DS »¹⁰. Ce tarif vise notamment à transmettre un signal de prix aux clients résidentiels énergivores afin de les inciter à réduire leur consommation d'électricité¹¹.

Depuis quelques années, le Distributeur observe une hausse des demandes d'alimentation pour des installations électriques dont l'intensité nominale du coffret de branchement principal dépasse 200 ampères (A), une situation qu'il attribue à l'augmentation de la superficie des logements au Québec¹². Cette évolution pourrait entraîner une augmentation des besoins d'approvisionnement et du coût moyen de l'électricité.

Étant donné que le coût marginal des nouveaux approvisionnements est nettement supérieur au coût moyen de l'électricité¹³, une hausse de la consommation contraint le Distributeur à obtenir des approvisionnements supplémentaires, ce qui pourrait engendrer une pression haussière sur les tarifs applicables à l'ensemble de la clientèle¹⁴.

I. Calibration des tarifs DS et Flex DS

Hydro-Québec propose d'appliquer le tarif DS aux clients assujettis aux tarifs D et DP dont la consommation annuelle est égale ou supérieure à 50 000 kWh, ce qui représente environ 50 000 clients pour la première année d'application prévue le 1er avril 2027¹⁵. La structure proposée consiste à ajouter une troisième tranche d'énergie applicable à toute consommation excédant ce seuil annuel¹⁶.

⁹ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 33-35, section 4.3.

¹⁰ B-0006, p. 13-21, section 4.1.

¹¹ Ibid.

¹² B-0006, p. 13, l. 4-7.

¹³ B-0087, p. 6, l. 6-8.

¹⁴ B-0006, p. 13, l. 9-18.

¹⁵ B-0006, p. 14, l. 24-31.

¹⁶ B-0006, p. 16, l. 1-4.

Tableau OC - 1 : Évolution des composantes du tarif DS (2027-2028)¹⁷

Composante	2027	2028	Variation (%) 2027-2028
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	46,154	46,154	0 %
Prix des 40 premiers kWh/jour (¢/kWh)	7,380	7,629	3,4 %
Prix des 95 kWh suivants/jour (¢/kWh)	11,385	11,769	3,4 %
Prix du reste des kWh (¢/kWh)	11,829	12,464	5,4 %

Le Distributeur précise qu'une partie des clients visés par le tarif DS participe déjà aux efforts de gestion de la pointe, notamment au tarif Flex D. Hydro-Québec souhaite préserver cette participation et estime que le signal de prix associé au tarif DS pourrait encourager ces clients à renforcer leurs efforts de gestion de leur consommation¹⁸.

Toutefois, les clients assujettis au tarif DS ne devraient pas être en mesure d'adhérer au tarif Flex D, celui-ci étant calibré par rapport au tarif D. Pour cette raison, le Distributeur propose de créer le tarif Flex DS, une déclinaison du tarif Flex D adaptée au tarif de surconsommation. Ses composantes reprennent celles du Flex D, mais une troisième tranche y est ajoutée et indexée à un taux annuel plus élevé, à l'image de la troisième tranche du tarif DS¹⁹.

Tableau OC - 2 : Évolution des composantes du tarif Flex DS (2027-2028)²⁰

Composante	2027	2028	Variation (%) 2027-2028
Frais d'accès au réseau (¢/jour)	46,154	46,154	0 %
Hors-hiver – Prix des 40 premiers kWh/jour (¢/kWh)	7,38	7,629	+3,4 %
Hors-hiver – Prix des 95 kWh suivants/jour (¢/kWh)	11,385	11,769	+3,4 %
Hors-hiver – Prix du reste des kWh (¢/kWh)	11,829	12,464	+5,4 %
Hiver – Prix des 40 premiers kWh/jour (¢/kWh)	5,103	5,275	+3,4 %
Hiver – Prix des 95 kWh suivants/jour (¢/kWh)	9,298	9,612	+3,4 %
Hiver – Prix du reste des kWh (¢/kWh)	10,281	10,886	+5,9 %
Hiver – Prix des kWh pendant les événements de pointe (¢/kWh)	48,189	49,815	+3,4 %

¹⁷ Données tirées des tableaux 11 et 12 de la pièce B-0006, p. 16.

¹⁸ B-0006, p. 19, l. 3-19.

¹⁹ Ibid.

²⁰ Données tirées des tableaux 14 et 15 de la pièce B-0006, p. 20.

Le Distributeur prévoit également une procédure automatisée de transfert entre les tarifs D et DS, ainsi qu'entre Flex D et Flex DS, afin de simplifier les communications avec la clientèle et de réduire les interventions manuelles²¹.

Au 1er avril de chaque année, le Distributeur déterminera le tarif applicable aux clients en tenant en compte la consommation des douze mois précédents, afin de déterminer si un client franchit ou non le seuil requis pour être assujéti au tarif de surconsommation. Comme 90 % des clients au tarif DP présentent une consommation annuelle supérieure à 50 000 kWh, ce tarif serait abrogé le 31 mars 2027, et ces clients seraient automatiquement transférés aux tarifs D, DS, Flex D ou Flex DS selon la règle d'assignation décrite ci-haut²².

Le Distributeur précise que, pour la première année d'application, la structure du tarif DS est calibrée pour que la facture moyenne des clients visés soit 2 % plus élevée que celle qui résulterait du tarif D²³. Pour les années subséquentes, l'ensemble des composantes suivra l'évolution du tarif D, à l'exception de la troisième tranche dont l'ajustement annuel sera majoré de 2 % au-delà de l'indexation appliquée à la deuxième tranche²⁴. La même logique de calibration s'applique pour le tarif Flex DS.

La conception des tarifs DS et Flex DS s'appuie notamment sur un sondage mené auprès d'un échantillon de plus de 1 350 clients des tarifs D, DT et Flex D, dont environ 350 ont été identifiés comme surconsommateurs, soit des clients consommant en moyenne 60 056 kWh par année²⁵. L'ensemble de l'échantillon présente quant à lui une consommation moyenne de 17 022 kWh, soit une valeur environ 3,5 fois inférieure à celle des surconsommateurs²⁶.

Les résultats du sondage montrent que les surconsommateurs se distinguent nettement de l'ensemble des clients domestiques : 96 % sont propriétaires et 98 % résident dans une maison individuelle, comparativement à 63 % et 54 % pour le reste de l'échantillon²⁷. Ils présentent également une prévalence plus élevée d'équipements domotiques et d'appareils énergivores,

²¹ B-0006, p. 17, l. 5-12.

²² Ibid.

²³ B-0006, p. 16, l. 1-4.

²⁴ B-0006, p. 16, l. 5-7.

²⁵ B-0061, p. 49.

²⁶ B-0061, p. 49.

²⁷ B-0061, p. 57-58.

notamment les thermostats intelligents (18 % contre 8 %), les spas (six fois plus fréquents) et les piscines (3,5 fois plus fréquentes)²⁸. Selon le Distributeur, ces caractéristiques démontrent que cette clientèle est particulièrement apte à modifier ses comportements de consommation et à réagir efficacement à un signal de prix²⁹.

Enfin, le Distributeur propose d'exclure les ménages à faible revenu (« MFR ») du tarif DS en s'appuyant sur son processus d'autodéclaration, lequel sert déjà à la gestion des ententes de recouvrement³⁰. Ces ménages seraient orientés vers des mesures ou programmes pouvant les aider à réduire leur consommation³¹.

II. Analyse sur la structure proposée pour les tarifs DS et Flex DS

À l'instar de ses observations formulées lors de la phase 4, volet C, du dossier tarifaire R-4270-2024³², C reconnaît la nécessité pour le Distributeur de s'attaquer à la surconsommation d'énergie de la clientèle résidentielle et appuie l'implantation des tarifs DS et Flex DS. Certaines préoccupations subsistent toutefois quant à certains aspects de leur mise en œuvre.

La calibration initiale du tarif DS apparaît raisonnable : pour les deux premières années d'application, l'écart entre la deuxième et la troisième tranche demeure modéré, mais suffisamment marqué pour transmettre un signal de prix aux ménages surconsommateurs.

Tableau OC - 3 : Impact du tarif DS pour une consommation de 87 427 kWh/an³³

Année	Facture annuelle (tarif D)	Surcoût du tarif DS (en \$)	Surcoût du tarif DS (en %)
2026	9 233 \$	–	–
2027	9 728 \$	+188 \$	1,93 %
2028	10 150 \$	+294 \$	2,90 %

²⁸ Ibid.

²⁹ B-0006, p. 15, l. 16-17.

³⁰ B-0006. P. 17, l. 13-17.

³¹ Ibid.

³² Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [C-OC-0051](#), p. 21.

³³ Données tirées du tableau 16 de la pièce B-0006, p. 18. Le prix moyen initial de 10,55 ¢/kWh, sous une hypothèse de hausses annuelles moyennes de 3 % du tarif D sur l'ensemble de l'horizon.

L'impact réel du tarif DS sur les comportements de consommation se manifestera plutôt à long terme, les ajustements d'habitudes se réalisant graduellement. À cet égard, la littérature souligne l'existence d'une élasticité-prix de la demande d'électricité résidentielle à long terme. Une étude estime cette élasticité à -1,32 au Québec, ce qui signifie qu'une hausse tarifaire de 1 % entraînerait une réduction d'environ 1,3 % de la consommation résidentielle³⁴. D'autres recherches^{35 36} montrent également que les ménages qui modifient leurs habitudes parviennent à réduire leurs coûts d'électricité, surtout ceux avec des électroménagers programmables, ce qui confirme que la clientèle ciblée correspond bel et bien à la population qui réagit le plus à un signal de prix.

Par ailleurs, comme le tarif DS n'a aucune incidence sur l'admissibilité à l'option de crédit hivernal ou à Hilo³⁷, les clients visés peuvent poursuivre leur participation à ces programmes sans restriction. Toutefois, en l'absence d'un tarif Flex DS, les clients actuellement abonnés au Flex D et dont la consommation les ferait techniquement basculer vers le tarif DS ne percevraient aucun signal tarifaire additionnel les incitant à réduire leur consommation élevée. La création du tarif Flex DS apparaît donc cohérente, puisqu'elle permet aux surconsommateurs de maintenir leur participation aux mécanismes de gestion de la pointe tout en intégrant un signal de prix adapté à leur profil de consommation.

Il importe enfin de rappeler que, parmi l'ensemble des options de tarification dynamique, le tarif Flex D demeure celui affichant le taux de satisfaction le plus élevé chez ses abonnés³⁸, ce qui justifie de préserver une structure similaire pour les clients du futur Flex DS.

Même si la structure tarifaire proposée par le Distributeur pour les tarifs DS apparaît adéquatement calibrée et la proposition du tarif Flex DS permet aux ménages surconsommateurs de maintenir leur participation à la tarification dynamique à laquelle ils sont déjà inscrits, OC estime que trois enjeux demeurent :

³⁴ IDQ, Efficacité énergétique : incontournable pour décarboner le Québec [...], 2024, disponible [ici](#).

³⁵ CAVES D W, CHRISTENSEN L R, HERRIGES J A, Consistency of residential customer response in time-of-use electricity pricing experiments, *Journal of Econometrics*, 1984, 26(1-2), 179-203, [https://doi.org/10.1016/0304-4076\(84\)90017-4](https://doi.org/10.1016/0304-4076(84)90017-4).

³⁶ FARUQUI A, MALKO J R, The residential demand for electricity by time-of-use, A survey of twelve experiments with peak load pricing, *Energy*, 1983, 8(10), 781-795.

³⁷ B-0006, p. 19, l. 8-9.

³⁸ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 26, l. 8-10.

- Premièrement, certains clients agricoles assujettis au tarif D dépassent le seuil de 50 000 kWh par année. Le tarif DS, qui peut être perçu comme pénalisant, engloberait alors des consommateurs qui ne « surconsomment » pas au sens des exemples fournis par le Distributeur, mais qui exploitent plutôt des activités agricoles essentielles à l'économie québécoise.
- Deuxièmement, même si le Distributeur cherche à exclure MFR du tarif DS, son processus repose exclusivement sur l'autodéclaration. Sans s'attarder sur les enjeux de sous-détection des ménages MFR par ce mécanisme et de complexité opérationnelle pour le Distributeur d'obtenir davantage d'information sensible de la clientèle, il serait pertinent d'examiner d'autres avenues tarifaires avant d'envisager un abaissement progressif du seuil d'application du troisième palier du prix de l'électricité, comme l'évoque le Distributeur parmi les orientations du tarif DS³⁹.
- Troisièmement, l'élimination du tarif DP, et donc de la tarification fondée sur la puissance, retirerait au Distributeur un levier important de gestion de la demande. Bien qu'OC recommande l'adoption du tarif DS, il demeure essentiel que la tarification sur la puissance continue de faire partie des outils disponibles pour gérer les pointes de consommation.

III. Clientèle visée par les nouveaux tarifs de surconsommation

Afin de s'assurer que le tarif DS cible adéquatement la clientèle réellement visée, il est essentiel de distinguer, au sein de la clientèle domestique, les clients résidentiels des clients agricoles. Comme le tarif D regroupe ces deux catégories, OC juge nécessaire de déterminer la proportion véritablement résidentielle des clients dépassant le seuil de 50 000 kWh et qui serait, de ce fait, transférée vers le tarif DS.

À cette fin, le tableau ci-dessous, élaboré à partir d'une réponse du Distributeur à une DDR d'OC, présente la proportion de clientèle résidentielle au sein de la clientèle domestique, par tarif et par tranche de consommation.

³⁹ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 34, l. 28-29.

Tableau OC - 4 : Proportion de clients résidentiels parmi la clientèle domestique, par tranches de consommation⁴⁰

Tranche (kWh)	Ratio - tarif D et DP	Ratio – tarif D	Ratio – tarif DP
30 000 – 40 000	274 878 / 278 923 = 98,6 %	274 815 / 278 673 = 98,6 %	63 / 250 = 25,2 %
40 000 – 50 000	70 939 / 73 132 = 97,0 %	70 821 / 72 836 = 97,2 %	118 / 296 = 39,9 %
50 000 – 60 000	21 046 / 22 334 = 94,2 %	20 848 / 21 961 = 94,9 %	198 / 373 = 53,1 %
60 000 – 70 000	7 782 / 8 684 = 89,6 %	7 547 / 8 309 = 90,8 %	235 / 375 = 62,7 %
70 000 et plus	12 096 / 22 788 = 53,1 %	8 790 / 12 371 = 71,1 %	3 306 / 6 317 = 52,3 %

Nota : le numérateur correspond au nombre de clients résidentiels pour chaque tarif et chaque tranche, tandis que le dénominateur correspond au total des clients domestiques assujettis au même tarif et à la même tranche.

Les résultats montrent que, pour le tarif D, la grande majorité des clients ayant une consommation élevée sont des clients résidentiels. Entre 30 000 et 60 000 kWh/an, plus de 90 % des clients assujettis au tarif D sont des ménages résidentiels, et cette proportion demeure largement majoritaire (71,1 %) pour des niveaux de consommation supérieurs à 70 000 kWh.

La situation diffère cependant pour le tarif DP : entre 30 000 et 50 000 kWh/an, la majorité des abonnés sont des clients agricoles. Bien que la proportion résidentielle devienne majoritaire au-delà de ce seuil, les clients agricoles demeurent une part significative de la clientèle DP.

Le Distributeur affirme que si la puissance avait été intégrée au tarif DS, le signal de prix sur l'énergie aurait été affaibli, que ce soit sur les deux premières tranches alignées sur le tarif D ou sur la troisième tranche additionnelle propre au tarif DS⁴¹. À l'appui, il compare la facture au tarif DS et au tarif DP pour un surconsommateur type consommant 196 637 kWh/an et soumis à une hypothèse de croissance annuelle moyenne de 3 % du tarif DP entre 2026 et 2028.

Tableau OC - 5 : Impact du tarif DS pour un surconsommateur actuellement au tarif DP⁴²

Année	Facture annuelle – Tarif DP	Facture annuelle – Tarif DS	Surcoût du Tarif DS (\$)	Surcoût du Tarif DS (%)
2026	20 903 \$	20 903 \$	–	–
2027	21 530 \$	22 645 \$	+1 116 \$	5,19 %
2028	22 175 \$	23 758 \$	+1 582 \$	7,13 %

⁴⁰ B-0087, p. 7, Tableaux R-1.3.1- R-1.3.2.

⁴¹ B-0087, p. 9-10, l. 9-13 et 1-5.

⁴² Données tirées de la pièce B-0073, p. 51, Tableau R-23.4.

Bien que le tarif DS renforce le signal de prix, il a été conçu pour répondre à des enjeux propres à la surconsommation résidentielle et n'a jamais eu vocation à viser les clients agricoles. Par contraste, la tarification basée sur la puissance, même si elle ne repose pas sur des ajustements volontaires de comportement, constitue un outil éprouvé pour moduler la demande, réduire les pointes et atténuer la pression exercée sur le réseau électrique⁴³.

En outre, les critères d'admissibilité proposés pour le tarif DS n'entraîneraient pas un transfert automatique de l'ensemble des clients actuellement au tarif DP⁴⁴, mais ils impliqueraient le passage obligatoire vers les tarifs D ou DS des clients agricoles dont la consommation annuelle est inférieure à 50 MWh. Ces clients perdraient ainsi l'incitatif propre au tarif DP, soit la tarification de la puissance. Or, cette composante demeure un levier important de gestion de la demande, particulièrement pour les consommateurs dont la consommation est peu flexible. Les avantages associés à cette structure tarifaire seront examinés plus en détail dans la section suivante, mais l'analyse ci-dessus conduit OC à conclure que le tarif DP ne devrait pas être abrogé.

Par ailleurs, les ménages à faible revenu consommant plus de 50 MWh sont automatiquement exclus du tarif DS⁴⁵. Cependant, hormis le mécanisme d'autodéclaration, le Distributeur ne dispose que de très peu d'information pour identifier adéquatement les MFR susceptibles d'être touchés par ce nouveau tarif, puisque les tarifs d'électricité sont liés à la quantité de consommation et non au statut socioéconomique des occupants⁴⁶.

Pour ces raisons, OC réitère l'importance d'inclure systématiquement, dans toute communication relative aux tarifs DS et Flex DS (qu'il s'agisse des avis de transfert automatique ou des campagnes d'information), un rappel clair invitant les clients à communiquer avec le Distributeur afin d'entreprendre le processus d'autodéclaration.

IV. Autres structures de tarification à considérer

⁴³ MARTINS, Ysé, Tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel : selon l'heure ou la puissance ? Une étude comparative appuyée par la littérature et la modélisation comportementale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, Montréal, Septembre 2025, disponible [ici](#).

⁴⁴ B-0078, p. 53, l. 7-9.

⁴⁵ B-0078, p. 53, l. 12-13.

⁴⁶ B-0074, p. 10-15.

La tarification dynamique horaire, qu'il s'agisse de la TDT ou d'un tarif de gestion de la pointe hivernale comme le tarif Flex D, constitue un outil essentiel pour gérer les pics de demande, optimiser l'utilisation des infrastructures existantes et limiter la croissance des besoins en approvisionnement⁴⁷. Les ajustements comportementaux sont particulièrement marqués chez les ménages dotés de thermostats intelligents ou d'appareils électroménagers programmables, qui leur permettent de moduler plus efficacement leur consommation : cette modulation peut réduire la facture annuelle d'électricité entre 8 % et 12 %⁴⁸. Au Canada, une étude menée par BC Hydro en Colombie-Britannique confirme l'intérêt des consommateurs pour les tarifs fondés sur les horaires, ceux-ci offrant une flexibilité accrue et un meilleur contrôle sur la facture énergétique⁴⁹.

À cet égard, la clientèle ciblée par le Distributeur présente un profil favorable pour répondre au signal de prix transmis par les tarifs DS et Flex DS : selon le sondage d'Hydro-Québec, 18 % des surconsommateurs possèdent un thermostat intelligent, comparativement à 8 % pour l'ensemble de l'échantillon résidentiel. Par ailleurs, les clients qui n'en sont pas déjà équipés demeurent admissibles à l'appui financier du Distributeur dans le cadre du Programme de thermostats intelligents à 0 \$⁵⁰.

Cependant, ce type de tarification avantage principalement les consommateurs disposant d'horaires flexibles ou qui sont en mesure de transférer une part importante de leur consommation la nuit, tels que les propriétaires de véhicules électriques ou les ménages équipés d'appareils programmables⁵¹. L'étude de BC Hydro confirme d'ailleurs une préoccupation soulevée par OC dans le dossier tarifaire R-4270-2024⁵² : la tarification dynamique horaire peut pénaliser les travailleurs aux horaires atypiques, les ménages à faible revenu et les clients qui n'ont pas accès aux équipements nécessaires pour profiter des périodes tarifaires plus avantageuses.

⁴⁷ MARTINS, Ysé, Tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel : selon l'heure ou la puissance ? Une étude comparative appuyée par la littérature et la modélisation comportementale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, Montréal, Septembre 2025, disponible [ici](#).

⁴⁸ DATCHANAMOORTHY S, KUMAR S, OZTURK Y, LEE G, Optimal time-of-use pricing for residential load control, IEEE International Conference on Smart Grid Communications, 2011, pp. 375-380.

⁴⁹ BC HYDRO, Rate Design Application, Residential Service Rates, 2024.

⁵⁰ B-0007, p. 13, section 3.1.1.

⁵¹ MARTINS, Ysé, Tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel : selon l'heure ou la puissance ? Une étude comparative appuyée par la littérature et la modélisation comportementale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, Montréal, Septembre 2025, disponible [ici](#).

⁵² Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [C-OC-0051](#), p. 17-19.

Ces constats amènent OC à réitérer sa recommandation voulant que le Distributeur soumette une proposition de tarification différenciée dans le temps ne comportant pas de prix très bas la nuit⁵³. Ils justifient également notre proposition d'examiner la tarification sur la puissance comme un outil supplémentaire de gestion de la demande, d'autant plus que les orientations présentées par le Distributeur incluent la possibilité d'un abaissement progressif du seuil d'application du troisième palier du tarif d'énergie⁵⁴.

Ce type de tarification a déjà démontré son efficacité dans plusieurs juridictions où la consommation est caractérisée par une forte saisonnalité. En Norvège, une étude a estimé une réduction moyenne de 5 % de la consommation de pointe pour les clients adhérant à une tarification à la puissance, avec des diminutions particulièrement marquées durant les périodes de demande maximale⁵⁵. En Suède, une autre étude rapporte des baisses de consommation en période de pointe variant entre 11,7 % et 25,4 %⁵⁶. Aux États-Unis, *Alaska Electric Light & Power* offre une tarification résidentielle intégrant un tarif de puissance. Cette structure combine une charge fixe annuelle, un prix par kilowatt de puissance souscrite et un prix de l'électricité variant selon la saison, où la période de pointe, allant de novembre à mai, est facturée sensiblement plus cher que la période creuse qui va de juin à octobre⁵⁷.

Même si la tarification de la puissance ne transmet pas un signal de prix direct, elle tend à avantager plusieurs ménages à plus faibles revenus. Une étude montre que 75 % d'entre eux en sortiraient gagnants, avec des économies mensuelles moyennes de 6 %⁵⁸. Cette approche protège également les petits consommateurs puisque, contrairement à une hausse des frais fixes, la charge liée à la puissance demeure proportionnelle au niveau de puissance souscrite⁵⁹.

Selon une étude récente de la Chaire de gestion du secteur de l'énergie de HEC Montréal, qui compare différents profils de ménages québécois soumis à diverses structures tarifaires, les tarifications horaires, ainsi que la tarification à la puissance, entraînent, en l'absence

⁵³ Ibid.

⁵⁴ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 34, l. 28-29.

⁵⁵ STOKKE, A. V., DOORMAN, G. L., ERICSON, T., An analysis of a demand charge electricity grid tariff in the residential sector, *Energy Efficiency*, 2010, 3(3), 267–282.

⁵⁶ BARTUSCH, C., WALLIN, F., ODLARE, M., VASSILEVA, I., WESTER, L., Introducing a demand-based electricity distribution tariff in the residential sector: Demand response and customer perception, *Energy Policy*, 2011, 39(9), 5008–5025.

⁵⁷ ALASKA ELECTRIC LIGHT & POWER, Residential Rates, Juneau, 2024, disponible [ici](#).

⁵⁸ HLEDIK R, Rediscovering Residential Demand Charges, *The Electricity Journal*, vol 27 no 7, 2014, pp 82-96.

⁵⁹ Ibid.

d'ajustements comportementaux, une hausse significative des factures pour les ménages énergivores, particulièrement lors des périodes de pointe⁶⁰. Toutefois, dès que les consommateurs modifient légèrement leurs habitudes, ces trois modèles deviennent avantageux, permettant des réductions de coûts même pour les foyers à forte consommation. Globalement, la tarification à la puissance s'avère la plus efficace pour réduire les pointes individuelles et coïncidentes, alors que les tarifs horaires conviennent principalement aux ménages capables de déplacer leur consommation hors pointe⁶¹.

OC considère que le maintien du tarif DP est essentiel et estime que le Distributeur devrait privilégier la tarification sur la puissance plutôt que de réduire le seuil de la troisième tranche d'énergie du tarif DS, comme il l'envisage.

V. Recommandations

Advenant une décision favorable de la Régie permettant la mise en place des nouveaux tarifs DS et Flex DS, il sera essentiel d'assurer un suivi rigoureux de leurs premières années d'application. Le Distributeur devrait rendre compte du nombre de clients transférés vers le tarif DS, de ceux ayant réduit leur consommation en 2028 au point d'en sortir, ainsi que du nombre de ménages à faible revenu qui se seront déclarés comme tels à la suite d'une inscription automatique. Ce suivi permettra de mesurer plus précisément l'efficacité des nouveaux tarifs comme incitatifs à la réduction de la consommation et d'évaluer leurs impacts sur les ménages à faible revenu.

Tenant compte des arguments, OC recommande à la Régie de :

- Accepter la demande du Distributeur d'introduire les tarifs DS et Flex DS pour la clientèle résidentielle, selon les modalités décrites dans la pièce B-0006 ;
- Refuser la demande du Distributeur d'abroger le tarif DP et ainsi maintenir l'accès à ce tarif pour la clientèle agricole;

⁶⁰ MARTINS, Ysé, Tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel : selon l'heure ou la puissance ? Une étude comparative appuyée par la littérature et la modélisation comportementale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, Montréal, Septembre 2025, disponible [ici](#).

⁶¹ MARTINS, Ysé, Tarification de l'électricité dans le secteur résidentiel : selon l'heure ou la puissance ? Une étude comparative appuyée par la littérature et la modélisation comportementale, Chaire de gestion du secteur de l'énergie – HEC Montréal, Montréal, Septembre 2025, disponible [ici](#).

- Demander au Distributeur d'inclure, dans toute communication relative aux tarifs DS et Flex DS, un rappel clair invitant les clients à communiquer avec Hydro-Québec afin d'entreprendre le processus d'autodéclaration ;
- Encourager le Distributeur à considérer la tarification sur la puissance comme prochaine étape dans ses démarches d'élaboration de tarifs favorisant la sobriété énergétique ;
- Exiger du Distributeur qu'il transmette, lors de la prochaine cause tarifaire, un suivi de la mise en place des tarifs DS et Flex DS, incluant le nombre de clients intégrés ou retirés du tarif DS selon leur niveau de consommation, et le nombre de ménages à faible revenu ayant procédé à une autodéclaration.

3. Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal

Afin de contrer les comportements opportunistes de certains clients inscrits au crédit hivernal, le Distributeur a proposé de modifier la méthode d'estimation du crédit hivernal dans la cause tarifaire R-4270-2024⁶². Celui-ci affirmait que certains consommateurs ajustaient leur consommation de référence pour accroître artificiellement le montant du crédit appliqué à leur facture d'électricité⁶³. De plus, Hydro-Québec avait annoncé son intention de favoriser les tarifs dynamiques basés sur une consommation mesurée⁶⁴.

Tel qu'approuvée par la Régie⁶⁵, l'application d'un plafond proportionnel pour les effacements de 40 kWh et plus vise à limiter les abus liés à la méthode de calcul « 3 de 5 ». Selon la Régie et le Distributeur, cette mesure permet d'éviter que certains clients gonflent artificiellement leur consommation durant la période d'ancrage afin d'augmenter leur consommation de référence et, par le fait même, le crédit auquel ils ont droit⁶⁶.

Dans la présente cause tarifaire, le Distributeur propose de fermer l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance à toute nouvelle inscription à partir du 31 mars

⁶² Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 34, section 4.2.3.

⁶³ Ibid.

⁶⁴ Ibid.

⁶⁵ Décision [D-2025-091](#), par. 89.

⁶⁶ Ibid.

2026⁶⁷. Il affirme également que même s'il n'entend pas forcer les clients ayant adhéré à l'option de crédit hivernal à s'inscrire à d'autres options de tarification dynamique⁶⁸, il encouragera ceux-ci à migrer vers le tarif Flex ou la TDT⁶⁹. Il souligne que le programme d'installation gratuite de thermostats intelligents vise précisément à renforcer la capacité des clients à réussir cette transition vers une tarification dynamique mesurée⁷⁰.

I. Analyse d'OC et recommandations

OC considère que la proposition du Distributeur est prématurée et qu'il devrait attendre au moins à la prochaine cause tarifaire avant de demander la fermeture des inscriptions au crédit hivernal. Les changements à la méthode d'estimation « 3 de 5 », déjà approuvés par la Régie, diminuent les risques de manipulations malveillantes du calcul des récompenses. Ces modifications n'ont pas encore fait l'objet d'une analyse sur le comportement des ménages, puisque l'hiver 2025–2026 sera la première période d'application de la nouvelle méthode.

Le crédit hivernal, une option de TD sans risque pour les clients, demeure particulièrement populaire auprès de la clientèle domestique : au 31 mars 2024, il représentait 89 % des inscriptions à l'offre de TD, soit un total de 271 165 clients ayant adhéré à cette option de TD⁷¹. Le Distributeur n'a pas démontré, dans sa preuve, qu'un ralentissement des inscriptions serait observé ni qu'un changement d'opinion notable se manifesterait parmi les clients inscrits dans les années à venir.

Tableau OC - 6 : Croissance des inscriptions aux options de tarification dynamique (2020-2024)⁷²

Option	Variation totale 2020-2024	Variation annuelle moyenne 2020-2024
Crédit hivernal – Nombre	+1 488 %	+86,6 %
Flex D – Nombre	+1 327 %	+82,5 %
Total – Nombre	+1 470 %	+85,9 %

⁶⁷ B-0006, p. 21, l. 12-14.

⁶⁸ B-0087, p. 11, l. 1.

⁶⁹ B-0006, p. 21, l. 12-14.

⁷⁰ B-0006, p. 21, l. 15-18.

⁷¹ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 26, Tableau 8.

⁷² Données tirées du dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [B-0191](#), p. 26, Tableau 8.

OC recommande donc à la Régie de rejeter la demande du Distributeur et de lui demander de produire une analyse de l'impact de la modification de la méthode « 3 de 5 » sur le comportement des ménages. Dans l'éventualité où la Régie approuverait la demande du Distributeur, OC tient à souligner que le crédit hivernal demeure une option sans risques pour les clients et que cette option de TD devrait, à tout le moins, rester accessible aux ménages en entente de paiement, afin de leur offrir un outil sans risque pour contribuer aux mesures de gestion de la consommation.

Tenant compte des arguments, OC recommande à la Régie de :

- Refuser la demande du Distributeur de fermer les inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance ;
- Demander au Distributeur de produire, lors de la prochaine cause tarifaire, un suivi de l'application de la nouvelle méthode « 3 de 5 » et de ses effets sur le comportement des ménages, afin d'évaluer l'efficacité réelle des ajustements récemment approuvés.

Dans l'éventualité où la Régie accepterait la fermeture proposée par le Distributeur, OC recommande à la Régie de :

- Maintenir l'accès au crédit hivernal pour les ménages en entente de paiement, afin de préserver une option de gestion de la consommation sans risque pour les clients vulnérables.

4. Approvisionnements en électricité

La *Loi sur la gouvernance responsable* a profondément transformé le cadre applicable aux approvisionnements en électricité en redéfinissant les outils dont dispose le Distributeur pour atteindre les objectifs de décarbonation et de développement économique du Québec⁷³. Elle élargit la mission d'Hydro-Québec en lui confiant l'obligation de disposer des approvisionnements nécessaires pour atteindre la cible établie par le PGIRE, soit 255 TWh d'ici 2035⁷⁴. La Loi met

⁷³ B-0027, p. 5, l. 1-4.

⁷⁴ B-0027, p. 5, l. 1-5-11.

également fin à la séparation fonctionnelle entre le Producteur et le Distributeur, confiant désormais à ce dernier la responsabilité de déterminer la stratégie optimale pour combler les besoins en approvisionnement dépassant l'électricité patrimoniale⁷⁵.

Les besoins et approvisionnements en énergie pour la période 2024 à 2028, regroupés selon les horizons de long et de court terme, sont présentés dans les tableaux ci-dessous. Les tableaux détaillant la ventilation des besoins de court et long terme figurent à l'Annexe du présent mémoire.

Tableau OC - 7 : croissance des besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028⁷⁶

Catégorie	2024	2025	2026	2027	2028	Var. totale 2024-2028	Var. annuelle 2024-2028	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Besoins	189,4	198,1	199,3	202,7	207,4	9,5 %	2,3 %	4,7 %	1,5 %
Besoins postpatrimoniaux	17,7	22,4	21,9	24,1	28,5	61,0 %	12,6 %	27,2 %	8,4 %
Long terme	17,2	18,5	19,8	22,3	26	51,2 %	10,9 %	40,5 %	12,0 %
Court terme	0,5	3,9	2	1,8	2,5	400 %	49,5 %	-35,9 %	-13,8 %

Tableau OC - 8 : croissance des besoins et approvisionnements en puissance, 2024-2028⁷⁷

Catégorie	2025-2026	2026-2027	2027-2028	Var. 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Besoins réguliers du Distributeur	40 599	40 933	41 548	2,3 %	0,8 %
Besoins postpatrimoniaux	7 944	8 481	9 335	17,5 %	5,5 %
Approvisionnements - long terme	3 811	4 365	4 756	24,8 %	7,7 %
Approvisionnements - court terme	4 133	4 096	4 555	10,2 %	3,3 %

De manière générale, on observe une progression plus soutenue des approvisionnements de long terme par rapport à ceux de court terme, tant pour l'énergie que pour la puissance. Selon Hydro-Québec, la contribution attendue des approvisionnements postpatrimoniaux de long terme pour la période 2026 à 2028 repose principalement sur le remplacement progressif de plusieurs contrats arrivant à échéance⁷⁸. Hydro-Québec anticipe par ailleurs le maintien des volumes d'approvisionnement provenant des parcs éoliens et des centrales de cogénération, sous

⁷⁵ B-0027, p. 5, l. 12-19.

⁷⁶ Données tirées de la pièce B-0027, p. 6-7, Tableau 1.

⁷⁷ Données tirées de la pièce B-0027, p. 6-7, Tableau 2.

⁷⁸ B-0027, p. 8-9, l. 1-6 et l. 1-9.

l'hypothèse d'une indexation des prix qui sera ajustée ultérieurement avec les fournisseurs⁷⁹. Certains projets connaissent toutefois des décalages de mise en service, notamment le parc de la Forêt domaniale, reporté à décembre 2027⁸⁰, ainsi que la centrale de Bedford, désormais prévue pour décembre 2026⁸¹. Enfin, pour les petites centrales hydroélectriques, les mises en service prévues sont repoussées au-delà de l'horizon tarifaire⁸². Les coûts des approvisionnements en électricité se trouvent dans le tableau OC – 9.

Tableau OC - 9 : Coût des approvisionnements en électricité

Catégorie	2025 TWh	2026 TWh	2027 TWh	2028 TWh	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
Patrimonial	175,6	177,5	178,7	178,9	1,9 %	0,6 %
Postpatrimonial long terme	18,5	19,8	22,3	26	40,5 %	12 %
Postpatrimonial court terme	3,9	2	1,8	2,5	-35,9 %	-13,8 %
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	22,4	21,9	24,1	28,5	27,2 %	8,4 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	198	199,3	202,7	207,4	4,7 %	1,6 %
Catégorie	2025 M\$	2026 M\$	2027 M\$	2028 M\$	Var, totale 2025-2028	Var, annuelle 2025-2028
Patrimonial	5 904	6 060,7	6 223,2	6 354,2	7,6 %	2,5 %
Postpatrimonial long terme	2 165,4	2 338,8	2 409,4	2 725,3	25,9 %	8 %
Postpatrimonial court terme	617	383,3	358,9	419,9	-31,9 %	-12,0 %
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	2 782,4	2 622,2	2 768,3	3 145,2	13,0 %	4,2 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	8 686,4	8 682,9	8 991,4	9 499,4	9,4 %	3 %
Catégorie	2025 \$/MWh	2026 \$/MWh	2027 \$/MWh	2028 \$/MWh	Var, totale 2025-2028	Var, annuelle 2025-2028
Patrimonial	33,6	34,1	34,8	35,5	5,7 %	1,9 %
Postpatrimonial long terme	116,8	113	108,1	105,4	-9,8 %	-3,4 %
Postpatrimonial court terme	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
TOTAL – Approvisionnements postpatrimoniaux	124	119,7	113,8	109,7	-11,5 %	-4 %
TOTAL – Approvisionnements en électricité	43,9	43,6	44,3	45,8	4,3 %	1,4 %

⁷⁹ B-0027, p. 9, l. 10-21.

⁸⁰ B-0027, p. 9, l. 14-15.

⁸¹ B-0027, p. 9, l. 20-21.

⁸² B-0027, p. 9, l. 22-23.

I. Analyse d'OC et recommandations

Tenant compte de la hausse importante des besoins à long terme découlant des cibles ambitieuses du Plan d'action 2035, OC considère que l'augmentation des coûts d'approvisionnement demeure dans une fourchette raisonnable. En effet, tant les coûts totaux que les coûts par MWh des approvisionnements patrimoniaux et de l'ensemble des approvisionnements évoluent autour de 2 % par année, soit un rythme comparable aux prévisions d'inflation de la Banque du Canada.

Il est naturel que les approvisionnements postpatrimoniaux progressent à un rythme plus élevé, puisqu'ils constituent le principal levier par lequel le Distributeur pourra répondre à la croissance anticipée de la demande en électricité et sont plus coûteux que les approvisionnements du bloc patrimonial. Bien que les volumes et les coûts des approvisionnements postpatrimoniaux à long terme affichent des hausses importantes entre 2025 et 2028, soit 12 % pour les TWh et 8 % pour les coûts totaux, OC note toutefois une diminution du coût unitaire, dont le ratio \$/MWh baisse de près de 3,4 % sur la période.

De plus, malgré la croissance marquée des volumes postpatrimoniaux à long terme, l'ensemble des approvisionnements, toutes catégories confondues, connaît une hausse modérée de 1,6 % en TWh et 1,4 % en coûts totaux sur l'horizon 2025-2028. La stabilité relative du coût moyen de l'électricité, qui passe de 43,9 \$/MWh en 2025 à 45,8 \$/MWh en 2028, témoigne d'une évolution maîtrisée des coûts d'approvisionnement à l'échelle du portefeuille global.

Tenant compte de ces arguments, OC trouve la preuve présentée par le Distributeur suffisante et recommande à la Régie de prendre acte de la hausse des coûts d'approvisionnement tels que présentés par le Distributeur.

Par ailleurs, OC considère que la proposition du Distributeur d'établir les coûts des approvisionnements de court terme, désormais fournis par Hydro-Québec, constitue une approche intéressante. Elle reflète adéquatement les activités récentes de transactions énergétiques de court terme et permet de définir une formule de prix de référence avantageuse

pour la clientèle⁸³. La stratégie privilégie les achats dans les marchés les moins coûteux, soit : d'abord le prix observé à l'interconnexion avec l'Ontario pour l'heure visée, puis celui observé à l'interconnexion de New York, et enfin le prix constaté à la frontière avec la Nouvelle-Angleterre⁸⁴.

Cette nouvelle méthode permet de déterminer *a posteriori* le coût des volumes d'approvisionnement de court terme. Bien que certains besoins d'importation demeurent nécessaires pour faire face aux aléas à court terme et maintenir l'équilibre de l'offre et la demande d'électricité, le coût précis de ces transactions ne serait plus intégré aux coûts d'approvisionnement servant à alimenter la clientèle du Distributeur. Cette approche favoriserait ainsi une utilisation accrue de l'électricité patrimoniale, tout en réduisant l'incertitude liée aux fluctuations climatiques et à la variabilité de la demande.

En somme, même si OC considère que cette proposition est pertinente, elle n'a pas indiqué son intention de formuler des observations supplémentaires à ce sujet et préfère s'en remettre à la Régie.

5. Introduction de frais pour la transmission de la facture papier

Dans sa stratégie clientèle, le Distributeur présente une série de modifications aux Conditions de service (« CS »)⁸⁵. Il propose notamment d'introduire des frais pour l'envoi des factures papier, soit un montant de 1,40 \$ pour chaque facture émise en format papier à partir du 1^{er} octobre 2026⁸⁶. Advenant une décision favorable de la Régie, le Distributeur modifiera l'article 4.2.1 des CS de la façon suivante :

« 4.2.1 Fréquence et modes de transmission

Bloc Fréquence de transmission

[...]

b) Tous les 60 jours environ :

⁸³ B-0027, p. 10-11, l. 33-35 et l. 1-12.

⁸⁴ B-0027, p. 11, l. 3-12.

⁸⁵ B-0009.

⁸⁶ B-0009, p. 9, l. 1-2.

– si votre abonnement est à un tarif en vertu duquel seule l'énergie est facturée et que vous n'êtes pas inscrit au Mode de versements égaux, décrit dans l'article 4.4. »

[...]

« **Bloc Modes de transmission**

Hydro-Québec transmet vos factures dans votre Espace client ou par la poste. Toutefois, si vous avez un abonnement de grande puissance, vos factures sont transmises seulement dans votre Espace client.

À compter du 1er octobre 2026, si vous maintenez le choix de recevoir vos factures par la poste ou optez pour ce mode de transmission, vous devez payer les « frais de transmission d'une facture papier » indiqués dans le tableau I-A du chapitre 20 pour chaque facture d'électricité transmise, sauf si vous êtes dans l'une ou l'autre des situations suivantes et que vous faites, par téléphone à Hydro-Québec, une demande d'exemption de ces frais :

a) vous êtes une personne physique âgée de 75 ans ou plus ;

b) vous ne disposez pas de service Internet à domicile ou de données mobiles.

Hydro-Québec se réserve également le droit de ne pas facturer de frais dans le cas de situations particulières, notamment en cas de problèmes informatiques ou techniques dont Hydro-Québec est à l'origine. »⁸⁷

Le Distributeur fera également l'ajout suivant à l'article 20.1 des CS :

« 10 Frais de transmission d'une facture papier 1,40\$ »⁸⁸ [notre soulignement]

Le Distributeur cite plusieurs raisons à l'appui de cette mesure⁸⁹. D'abord, il avance que malgré l'augmentation constante d'abonnés qui adhèrent à la facturation numérique, le coût de l'émission de factures sous format papier impose une charge financière importante, affirmant ainsi que « même si le nombre d'adhésions de la clientèle à la Facture Internet devait poursuivre sa croissance dans les prochaines années, les coûts postaux demeureront élevés⁹⁰. Ensuite, il affirme qu'il « ne croit pas que de nouvelles campagnes publicitaires ou de nouvelles promotions [de la facture numérique] permettraient d'augmenter significativement l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet et de réduire les coûts postaux⁹¹ ».

⁸⁷ B-0009, p. 16-17.

⁸⁸ B-0009, p. 18.

⁸⁹ B-0009, p. 5-9. Section 1.1.

⁹⁰ B-0009, p. 7, l. 12-13.

⁹¹ B-0009, p. 8, l. 1-8.

I. Coûts de l'envoi de facture papier

OC est d'avis que le Distributeur surévalue ses préoccupations relatives aux coûts de l'envoi des factures papiers à ses clients. Pour la période 2016-2024, le Distributeur affirme que les coûts postaux totaux liés à la facture papier demeurent relativement stables, autour de 17 M\$ par année⁹². Or, comme l'indique le tableau OC-1, nous observons plutôt une diminution moyenne d'environ 2 % des coûts totaux sur la même période. Cette baisse suit la diminution moyenne de 5,2 % du nombre d'envois de factures papier et démontre une tendance à la baisse, tant pour le volume d'envois que pour les coûts totaux.

Tableau OC - 10 : Évolution des envois, coûts totaux et coûts unitaires des factures papier (2016-2025)⁹³

Année	Envois (M)	Var. des envois (%)	Coûts (M\$)	Var. des coûts totaux (%)	Coût unitaire (\$/envoi)	Var. du coût unitaire (%)
2016	23,3	N/A	19	N/A	0,82 \$	N/A
2017	21,9	-6 %	17,9	-5,8 %	0,82 \$	0,2 %
2018	20,6	-5,9 %	18,6	3,9 %	0,90 \$	10,5 %
2019	19,2	-6,8 %	17,8	-4,3 %	0,93 \$	2,7 %
2020	18,2	-5,2 %	17,1	-3,9 %	0,94 \$	1,3 %
2021	17,4	-4,4 %	17	-0,6 %	0,98 \$	4,0 %
2022	16,1	-7,5 %	17	0 %	1,06 \$	8,1 %
2023	16	-0,6 %	16,9	-0,6 %	1,06 \$	0 %
2024	15,2	-5 %	16,2	-4,1 %	1,07 \$	0,9 %
2025	14,7	-3,3 %	20,5	26,5 %	1,39 \$	30,8 %
Var. moyenne (2016-2024)		-5,2 %		-2 %		3,4 %
Var. moyenne (2016-2025)		-5 %		0,8 %		6,1 %

Nota : Les variations moyennes sont calculées en utilisant le taux de croissance annuel composé pour les deux périodes respectives.

Quant aux coûts unitaires, leur hausse est attendue puisque la réduction du volume d'envois limite les économies d'échelle. La hausse des coûts postaux suit les tendances de Postes Canada, qui se trouvent dans le tableau OC-2. De plus, même si les frais liés aux enveloppes, aux coûts de la main-d'œuvre requise pour gérer le contrat cadre relatif à la préparation et l'envoi des factures papier, ainsi que des coûts en biens et services dudit contrat ont également augmenté, ceux-ci

⁹² B-0009, p. 7, l.1-4.

⁹³ Ibid.

ne représentent que 10 % des coûts postaux⁹⁴ et expliquent l'écart entre la croissance des coûts observée par Hydro-Québec et celle des coûts postaux facturés par Postes Canada.

Tableau OC - 11 : Évolution des frais réglementés de Postes Canada (2014-2025)

Année	Timbre en carnet (\$)	Variation annuelle (%) *	Timbre à l'unité (\$)	Variation annuelle (%) *
2014	0,85	N/A	1	N/A
2015	0,85	0 %	1	0 %
2016	0,85	0 %	1	0,0 %
2017	0,85	0 %	1	0,0 %
2018	0,85	0 %	1	0,0 %
2019	0,90	5,9 %	1,05	5,0 %
2020	0,92	2,2 %	1,07	1,9 %
2021	0,92	0 %	1,07	0,0 %
2022	0,92	0 %	1,07	0,0 %
2023	0,92	0 %	1,07	0,0 %
2024	0,99	7,6 %	1,15	7,5 %
2025	1,24	25,3 %	1,44	25,2 %
Var. moyenne (2016-2024)		1.9%	1.8%	
Var. moyenne (2016-2025)		4.8%	4.7%	

Nota : les tarifs avaient augmenté le 31 mars 2014⁹⁵, puis revu à la hausse en 2019⁹⁶ et 2020⁹⁷. En 2021, Postes Canada a maintenu les prix des timbres au niveau de 2020 malgré quelques ajustements mineurs ailleurs dans sa structure tarifaire⁹⁸.

Enfin, même si le taux de croissance du coût unitaire se place à 3,4 % pour la période, celui-ci s'approche de l'inflation moyenne de 2,8 % observée au Québec sur cette période⁹⁹. Le plus important reste que la variation des coûts totaux, quant à elle, se place en deçà de la moyenne annuelle de l'inflation pour 2016-2024 (et pour la période 2016-2025), même en tenant compte de la hausse de 25 % des tarifs réglementés des envois poste-lettres proposée par Postes Canada.

⁹⁴ B-00087, p.21, l. 4-9.

⁹⁵ CISION CANADA, [Communiqué](#), Le prix d'un timbre du régime intérieur passera de 85 ¢ à 90 ¢ le 14 janvier, Ottawa, juin 2018.

⁹⁶ Ibid.

⁹⁷ POSTES CANADA, [Communiqué](#), Le prix d'un timbre du régime intérieur passera de 90 ¢ à 92 ¢, Ottawa, 10 janvier 2020.

⁹⁸ POSTES CANADA, [Communiqué](#), Postes Canada maintient le prix des timbres aux niveaux de 2020 tout en limitant l'incidence d'autres changements tarifaires, Ottawa, 21 novembre 2021.

⁹⁹ L'IPC au Québec est passé de 125,6 en 2016 à 157,2 en 2024. Source : INSTITUT DE LA STATIQUE DU QUÉBEC, *Indice des prix à la consommation (IPC), indice d'ensemble, Canada, Québec, RMR de Montréal et RMR de Québec, moyennes annuelles (2002=100)*, disponible [ici](#).

Par ailleurs, il est important de tenir compte du fait que Postes Canada traverse une situation financière difficile qui l'a amenée à augmenter le prix des timbres afin de refléter la hausse du coût de prestation du service postal en 2025¹⁰⁰. L'année 2025 devrait donc être considérée comme atypique puisque Postes Canada ne continuera pas d'augmenter les frais du timbre pour les envois au Canada au même niveau chaque année. En effet, afin d'éviter des hausses brusques, la société d'État a débuté une révision du processus d'augmentation des tarifs réglementés des timbres-poste afin de le rendre plus simple et plus rapide¹⁰¹.

II. Inefficacité des stratégies de promotion

OC n'est pas convaincu que les efforts et les initiatives pour promouvoir la facture numérique ne sont plus efficaces pour inciter des clients à y adhérer.

D'emblée, OC note que le Distributeur affirme que de telles campagnes n'ont été réalisées que dans l'intervalle allant de 2016 à 2020¹⁰². Il est donc surprenant que le Distributeur conclue que les campagnes ne sont plus efficaces alors qu'il a cessé de mener de telles initiatives il y a cinq ans. OC estime que le ralentissement de la croissance du taux d'adhésion à la facture numérique au cours des cinq dernières années pourrait partiellement trouver son explication dans le fait qu'il n'y a pas eu de nouvelles campagnes promotionnelles.

Le Distributeur indique dans sa preuve que pour l'année en cours, la proportion de clients ayant adhéré à la facture électronique n'a augmenté que d'un pour cent au 30 juin 2025, et il compare cette variation à celles observées sur douze mois lors des années antérieures¹⁰³. Toutefois, cette comparaison induit en erreur puisqu'elle oppose une année partielle à des années complètes. En réponse à une DDR d'OC¹⁰⁴, le Distributeur présente plutôt la variation de la proportion de clients adhérant à la Facture Internet pour les six premiers mois de chaque année de la période 2020-2025, laquelle révèle une hausse similaire à celles des années précédentes, tel qu'illustrée dans le tableau reproduit ci-dessous :

¹⁰⁰ POSTES CANADA, [Communiqué](#), *Le prix du timbre pour les envois au Canada augmente de 25 cents*, Ottawa, 13 janvier 2025.

¹⁰¹ POSTES CANADA, [Communiqué](#), *Postes Canada enregistre une perte avant impôt record de 541 millions de dollars au troisième trimestre*, Ottawa, 21 novembre 2025.

¹⁰² B-0087, p. 19, l. 18-24.

¹⁰³ B-0009, p. 6, Tableau 1.

¹⁰⁴ B-0087, p. 21, Tableau R-4.3.

Tableau R-4.3
Évolution de l'adhésion de la clientèle à la Facture Internet entre 2020 et 2025, au 30 juin et au 31 décembre pour chacune des années

Année	Nombre de clients adhérent à la Facture Internet		Proportion de clients adhérent à la Facture Internet (%)		Variation de la proportion de clients (%)	
	Au 30 juin	Au 31 déc.	Au 30 juin	Au 31 déc.	Au 30 juin	Au 31 déc.
2020	1 710 159	1 819 508	49 %	52 %	ND	+ 5 %
2021	1 890 425	1 991 097	54 %	56 %	+ 5 %	+ 4 %
2022	2 058 540	2 146 096	58 %	59 %	+ 4 %	+ 3 %
2023	2 205 336	2 281 101	61 %	62 %	+ 3 %	+ 3 %
2024	2 329 002	2 451 159	64 %	67 %	+ 3 %	+ 5 %
2025	2 496 241	ND	67 %	ND	+ 3 %	ND

En somme, ce n'est pas l'efficacité des campagnes promotionnelles qui est en jeu, mais plutôt leur absence. À titre comparatif, nous notons également qu'Énergir, qui a mené des programmes de sensibilisation en 2022, a obtenu une hausse de 13 %¹⁰⁵ des adhésions à la facture électronique pour cette même année, une croissance plus importante que celle observée par le Distributeur d'électricité pour la même année¹⁰⁶.

En outre, OC remet en question la pertinence des données que le Distributeur donne à l'appui de son affirmation à l'effet que les campagnes de promotions sont inefficaces, puisque ces données n'évaluent pas les impacts des initiatives menées de 2016 à 2020.

Le Distributeur cite d'abord des statistiques tirées d'un sondage de 2025 selon lequel « environ 30 % des clients résidentiels recevant la facture papier demeureront à ce type de facturation malgré l'introduction de frais¹⁰⁷ » et que « 49 % des clients passeraient à la Facture Internet si des frais de 1,50 \$ étaient facturés.¹⁰⁸ » Or, OC estime que ces statistiques n'ont pas de pertinence pour déterminer l'efficacité des stratégies publicitaires menées par le Distributeur puisqu'elles ne s'intéressent qu'à l'impact d'une éventuelle tarification de la facture papier. Plus

¹⁰⁵ Dossier R-4257-2024, pièce [B-0121](#), p. 9-10, Tableau Q-3.2.

¹⁰⁶ Dossier R-4257-2024, pièce [C-OC-0011](#), p. 16.

¹⁰⁷ B-0009, p. 8, l. 2-3.

¹⁰⁸ B-0009, p. 9, l. 5, note de bas de page 9.

encore, ces données indiquent aussi que la tarification du papier pourrait être une stratégie ineffective pour convaincre une part de la clientèle d'adhérer à la facture numérique.

Le Distributeur cite également d'autres statistiques tirées du même sondage de 2025 qui s'intéressent à la proportion de ses clients qu'elle peut joindre via Internet, affirmant qu'« environ 30 % des clients n'ont toujours pas d'Espace client¹⁰⁹ » et qu'« environ 10 % des dossiers clients ne contiennent aucune adresse courriel.¹¹⁰ » Cependant, ces données traitent du nombre de clients qui ont un lien numérique avec le Distributeur et non de l'efficacité des mesures de promotion de l'adhésion à la facture électronique. Rien n'empêche le Distributeur de poursuivre ses efforts de sensibilisation pour inviter les consommateurs désignés dans ces statistiques à s'inscrire à l'Espace client, puis à la facture électronique.

Dans sa réponse à une demande de renseignements d'OC, le Distributeur clarifie qu'il fonde sa conclusion de l'inefficacité des campagnes sur un seul autre sondage réalisé en 2022 par l'entremise du panel « Hydro et moi ». Ce sondage indique que « 98 % des panélistes qui étaient inscrits à la Facture Internet se disaient « très satisfait » ou « assez satisfait » de celle-ci¹¹¹ » et qu'environ « 30 % des panélistes qui recevaient la facture par la poste et qui étaient peu ou pas intéressés à migrer à la Facture Internet ont répondu qu'il était probable qu'ils migrent vers la Facture Internet si des frais de 2 \$ étaient appliqués.¹¹² »

Encore ici, comme exposé ci-haut, OC considère que ces données n'ont pas de pertinence pour soutenir l'affirmation du Distributeur sur l'inefficacité des stratégies publicitaires, puisqu'elles portent sur la satisfaction quant à la facturation numérique et à l'impact de la tarification. Le même sondage indique également que moins « de 20 % des panélistes qui recevaient la facture par la poste étaient « très intéressés » ou « assez intéressés » à migrer à la Facture Internet¹¹³ ». Toutefois, rien n'indique que les clients appartenant au 80 % restants ne pourraient pas changer d'opinion si on les sensibilisait davantage; c'est d'ailleurs là l'objectif d'une campagne de promotion.

¹⁰⁹ B-0009, p. 8, l. 4.

¹¹⁰ B-0009, p. 8, l. 5.

¹¹¹ B-0087, p. 24, l. 21-22.

¹¹² B-0087, p. 24, l. 26-29.

¹¹³ B-0087, p. 24, l. 23-25.

Il importe également de souligner que le sondage réalisé par le Distributeur repose sur 584 réponses admissibles, soit un taux de réponse de 35 % des personnes ciblées¹¹⁴. Pour être admissible à ce sondage réalisé par l'entremise du panel « Hydro et moi », un client doit être âgé de 18 ans ou plus, résider au Québec, disposer d'une adresse courriel valide et avoir accès à l'internet¹¹⁵. Or, il est probable qu'une partie des clients qui reçoivent encore la facture papier n'ait pas un accès régulier à Internet, notamment parmi les personnes aînées et celle ayant peu de littératie numérique. La proportion de clients déclarant qu'il serait « peu probable » ou « pas du tout probable » de passer à la facture électronique à la suite de l'application de frais pourrait donc être sous-estimée dans le sondage.

III. Préjudice pour les consommateurs vulnérables

OC appréhende les impacts négatifs de l'approche proposée par le Distributeur sur les consommateurs plus vulnérables. Dans un sondage du CEFRIO de 2016, 20 % des répondants ont dit qu'ils se sentent peu habiles pour faire des transactions en ligne; les répondants les moins à l'aise sont les personnes âgées de 55 ans et plus, ceux ayant un niveau de scolarité primaire ou secondaire et ceux à faible revenu¹¹⁶. Un rapport de recherche de 2014 du PIAC fait des liens entre le fait d'être à faible revenu et la dépendance à la facture papier¹¹⁷. Le PIAC cite notamment un sondage de 2013 dans lequel 48 % des répondants avec un revenu familial de moins de 30 000 \$ ont dit payer leurs factures en personne ou par la poste. Puisque plusieurs entreprises peuvent imposer des frais pour la facturation papier à ces ménages déjà défavorisés, ce type de tarification pourrait ainsi constituer pour eux un poids budgétaire non négligeable.

En outre, des consommateurs en situation de handicap peuvent avoir besoin de recourir à la facture papier. En 2022, le Conseil de la radiodiffusion et des télécommunications canadiennes (« CRTC ») concluait, dans une décision sur le droit d'exiger la facture papier, que les personnes ayant certains handicaps rencontrent des enjeux d'accessibilité et qu'ils peuvent « avoir de la

¹¹⁴ B-0087, p. 22, l. 8-13.

¹¹⁵ Ibid.

¹¹⁶ CEFRIO, [Compétences numériques des adultes québécois, NETendances 2016](#), vol. 7 - no 2, p. 11.

¹¹⁷ Jonathan BISHOP, [How to Pay the Piper: A Primer on Additional Charges to Consumers in Canada for Paper Billing](#), rapport de recherche réalisé par le PIAC, 2014, p. 25.

difficulté à utiliser la facturation en ligne¹¹⁸. » Or, ces facteurs de vulnérabilité sont bien plus larges et diffus que les critères que le Distributeur propose pour avoir droit à la gratuité de la facture papier. En effet, le Distributeur mentionne uniquement deux catégories de clients qui pourraient s'exempter, à leur demande, des frais applicables : les clients qui n'ont pas de service Internet à domicile ou de données mobiles et les clients âgés de 75 ans ou plus.

OC estime que ces deux catégories d'exemptions n'englobent pas toutes les situations où des personnes vulnérables pourraient être impactées négativement par la tarification de la facture papier. En conséquence, des personnes qui éprouvent des difficultés à utiliser les technologies numériques, pour divers motifs, pourraient être pénalisées par la mesure proposée par le Distributeur en raison de leur dépendance au support papier – et ce, même si elles ont accès à Internet et qu'elles ont moins de 75 ans. En somme, l'approche du Distributeur risque de créer de nombreux laissés-pour-compte qui n'auraient alors pas un accès adéquat à leurs documents.

OC considère qu'il est complexe d'établir des catégories précises de personnes vulnérables qui pourraient être pénalisées par la mesure proposée par le Distributeur. Ces groupes diffus et chevauchants incorporent plusieurs facteurs, tels que le revenu, le niveau d'éducation ou le handicap, qui ne cadrent pas toujours avec des définitions préétablies. C'est sans compter que des consommateurs dans d'autres situations peuvent également être négativement impactés par la transition vers le numérique :

- Pour certains consommateurs, le papier leur permet de réviser, de consulter et d'archiver leurs documents plus aisément que le numérique. En guise d'illustration, dans un sondage mené par Consumer Action en 2018 aux États-Unis, 78 % des répondants ont affirmé qu'ils révisent leurs transactions lorsqu'elles se trouvent sur un relevé papier; cette proportion ne s'élève qu'à 43 % lorsque le relevé est en ligne¹¹⁹.
- Les transactions numériques peuvent comporter des risques de bris de sécurité. Un consommateur qui a été victime d'une fuite de données ou d'un piratage informatique pourrait souhaiter protéger sa vie privée en ligne en choisissant la facturation papier comme mode de protection.

¹¹⁸ CRTC, [Décision de télécom et de radiodiffusion CRTC 2022-28](#), 10 février 2022, par. 61-69.

¹¹⁹ Ruth SUSSWEIN, [Paper or digital?](#), *Consumer Action*, hiver 2018-2019.

Par pragmatisme, et considérant que le taux d'adhésion à la facture numérique continue d'augmenter d'année en année même sans recourir à la tarification du papier, nous estimons donc qu'il est préférable de maintenir la gratuité universelle du papier. Rappelons aussi, tel que vu plus haut, qu'OC considère que le Distributeur n'a pas démontré que les stratégies promotionnelles sont inefficaces; OC l'invite donc à favoriser ce type de démarches qui ne pénalisent pas les clients.

Dans certains secteurs ou juridictions, l'approche de la gratuité universelle du papier a d'ailleurs été la solution préconisée :

- Dans le secteur des télécommunications, l'article 27.2 de la *Loi sur les télécommunications* interdit à un fournisseur de services d'imposer des frais pour une facture papier¹²⁰.
- La législation de l'état de New York interdit aux entreprises de facturer des frais supplémentaires pour les factures papier, afin de protéger les consommateurs qui préfèrent recevoir leurs relevés par la poste¹²¹.
- En Pennsylvanie, la *Pennsylvania Public Utilities Commission* a décidé que les services publics ne peuvent pas facturer de frais supplémentaires pour l'envoi de factures papier, soulignant que cette pratique serait déraisonnable pour les consommateurs sans accès à l'internet^{122 123}.

À noter que bien que la facture papier dans le secteur des télécommunications canadien doive être universellement gratuite, seulement certaines catégories d'utilisateurs ont le droit d'en *exiger* l'obtention. En 2022, le CRTC a ainsi instauré l'obligation que les fournisseurs de services donnent une facture papier, à leur demande, aux consommateurs qui se définissent comme des personnes handicapées, les clients sans service d'accès à l'internet et les personnes âgées de 65 ans ou plus¹²⁴. OC tire deux enseignements pertinents de cette décision du CRTC quant à la présente affaire :

¹²⁰ [Loi sur les télécommunications](#) (L.C. 1993, ch. 38), article 27.2.

¹²¹ <https://www.nysenate.gov/legislation/laws/GBS/399-ZZZ>

¹²² [PUC Finalizes Paper Billing Fee Rulemaking | PA PUC](#)

¹²³ [52 Pa. Code § 53.85 - Paper billing fees | State Regulations | US Law | LII / Legal Information Institute \(cornell.edu\)](#)

¹²⁴ CRTC. « Le CRTC rend obligatoire la facturation papier pour certains consommateurs canadiens. » Disponible [ici](#).

- D'abord, le CRTC a instauré des critères plus larges que ceux que propose le Distributeur, en établissant un âge minimal plus bas (65 ans) et en s'intéressant aux personnes en situation de handicap. En ce sens, la décision du CRTC de 2022, qui repose sur une consultation des parties prenantes, pointe vers le fait que le Distributeur a proposé des critères trop étroits.
- Ensuite, le fait que le CRTC ait décidé de limiter le droit d'exiger la facture papier uniquement à certaines catégories d'abonnés ne devrait pas être un argument pour en décider autant dans la présente affaire. En effet, la justification du CRTC de ne pas rendre cette obligation universelle repose sur des arguments liés à la concurrence du marché des télécommunications, voulant que « les consommateurs puissent choisir un fournisseur de services qui fournit des factures papier s'ils le souhaitent¹²⁵ ». Or, compte tenu la situation de monopole du Distributeur, ce même argument ne peut se transposer en l'espèce; un consommateur québécois n'a pas l'option de migrer vers un autre fournisseur d'électricité qui offrirait la facture papier.

IV. Conversion automatique vers la facturation numérique

OC remet en question non seulement la proposition du Distributeur de tarifier la facture papier, mais aussi les moyens qu'il emploie pour convertir automatiquement certains de ses clients à la facture numérique.

Dans sa preuve, le Distributeur affirme qu'il « inscrit automatiquement les clients à la Facture Internet s'ils créent un Espace client ou s'ils transfèrent le service d'électricité à une nouvelle adresse par le biais de leur Espace client.¹²⁶ » Dans le cadre de la grève des postes de l'automne 2025, le Distributeur a « pris l'initiative de faire migrer à la Facture Internet les clients résidentiels¹²⁷ » déjà inscrits à l'Espace client, sans leur consentement, en leur transmettant un courriel informatif à cet effet. Cette mesure a touché, selon les dires du Distributeur, environ 150

¹²⁵ CRTC, [Décision de télécom et de radiodiffusion CRTC 2022-28](#), 10 février 2022, par. 51-53. Voir aussi : CRTC, [Décision de télécom CRTC 2020-80](#), 3 mars 2020, par. 53-56.

¹²⁶ B-0087, p. 19, l. 22-24.

¹²⁷ B-0087, p. 32, l. 7-8.

000 clients¹²⁸. Certains consommateurs inscrits à la facture papier ont d'ailleurs contacté OC dernièrement pour signaler cette pratique d'Hydro-Québec.

OC estime que cette conversion automatique de clients sans leur consentement est contraire à l'article 11.2 des CS du Distributeur, qui traite du mode de communication avec les clients :

« Lorsqu'Hydro-Québec vous transmet un avis, elle utilise un moyen de communication qui lui permet de faire la preuve de sa transmission, y compris par voie électronique si vous avez fourni votre adresse courriel et que vous avez donné votre consentement à Hydro-Québec pour qu'elle utilise cette adresse pour communiquer avec vous. » [Nos soulignements]

Dans la mesure où les consommateurs ayant reçu un avis de modification unilatérale de changement du mode de facturation n'ont pas eu l'occasion de donner leur consentement, OC estime que cette disposition n'a pas été respectée par le Distributeur. Rappelons de plus que l'article 29 de la *Loi concernant le cadre juridique des technologies de l'information* énonce que « nul n'est tenu d'accepter de recevoir un document sur un autre support que le papier ou au moyen d'une technologie dont il ne dispose pas¹²⁹ ».

Possible, le contexte de force majeure qu'est la grève de la poste pourrait justifier que le Distributeur se tourne vers des moyens temporaires pour tenter de faire parvenir à sa clientèle leurs documents. Toutefois, il est à noter que la mesure entreprise par le Distributeur à l'automne 2025 n'est pas temporaire; tous les clients ont été inscrits à la facturation numérique de manière permanente.

OC estime par ailleurs que les méthodes employées par le Distributeur pour inscrire des clients à la facture numérique s'apparentent à des « interfaces truquées », soit des mécanismes de conception qui limitent l'autonomie du consommateur et influencent son processus décisionnel¹³⁰. Un exemple typique d'une « interface truquée » tient dans les formules d'abonnement automatique qui demandent un processus actif et plus complexe pour se désinscrire. Dans son Baromètre de confiance 2024, OC a d'ailleurs constaté que près de la moitié des abonnés à un

¹²⁸ B-0087, p. 32, l. 13-14.

¹²⁹ [Loi concernant le cadre juridique des technologies de l'information](#) (RLRQ c C-1.1), art. 29 al. 2.

¹³⁰ <https://ised-isde.canada.ca/site/bureau-consommation/fr/interfaces-truquees>

service qui fonctionne avec un contrat à option négative (*opt-out*) ont déjà oublié de s'en désabonner; près du quart ont dû poursuivre l'abonnement en raison de la difficulté de s'en désabonner¹³¹. Pour ces raisons, le faible taux de réinscription à la facture papier allégué par le Distributeur n'est pas une justification quant à l'acceptabilité de l'emploi de méthodes d'inscription unilatérales ou un indice à l'effet que les clients sont satisfaits de cette pratique.

Encore ici, OC soumet que les méthodes d'adhésion forcée employées par le Distributeur pourraient entraîner des conséquences négatives sur les consommateurs vulnérables :

- Certains consommateurs peuvent avoir un courriel valide ainsi qu'un compte sur l'Espace client, mais n'utiliser que peu ou pas les technologies numériques. Ces consommateurs pourraient ne pas réaliser qu'elles ont été désinscrites de la facturation papier. En conséquence, elles pourraient manquer des paiements en raison du changement ou éprouver des difficultés à accéder à leurs états de compte.
- Même s'il est techniquement possible de revenir à la facture papier via l'Espace client, certaines clientèles plus vulnérables pourraient avoir de la difficulté à effectuer cette démarche pour des raisons diverses (accès limité à Internet ou à un appareil électronique, fracture numérique, langue, etc.).

OC mentionne que l'approche de conversion unilatérale mise en œuvre par le Distributeur, sans l'obtention du consentement des personnes concernées, s'inscrit à contrecourant de certaines dispositions de protection du consommateur :

- Dans la *Loi sur la protection du consommateur*, un contrat devant être constaté par écrit doit être rédigé sur support papier, à moins que le consommateur « donne son autorisation expresse¹³² » à ce qu'il soit rédigé sur un support numérique.
- Cette même loi prévoit également que les états de compte d'une carte de crédit ne peuvent être envoyés à l'adresse technologique (courriel) du consommateur que « si celui-ci a donné son autorisation expresse¹³³ ».

¹³¹ OPTION CONSOMMATEURS, [Baromètre de confiance d'Option consommateurs](#), Étude réalisée auprès de la population canadienne par Léger, 2024, p. 36.

¹³² [Loi sur la protection du consommateur](#) (RLRQ c P-40.1), art. 25.

¹³³ [Loi sur la protection du consommateur](#) (RLRQ c P-40.1), art. 127.

- En Europe, le *Règlement sur les services numériques* interdit les interfaces en ligne conçues, organisées ou exploitées « de façon à tromper ou à manipuler les destinataires de leur service ou de toute autre façon propre à altérer ou à entraver substantiellement la capacité des destinataires de leur service à prendre des décisions libres et éclairées¹³⁴ ».

OC estime en conséquence que les consommateurs devraient pouvoir choisir expressément le mode de facturation lié à leur compte, et que toute modification à ce sujet devrait faire l'objet d'un consentement exprès du consommateur.

V. Recommandations

OC recommande à la Régie de :

- Exiger au Distributeur de maintenir l'envoi gratuit des factures papier pour les clients qui choisissent de recevoir leurs factures par la poste, garantissant ainsi l'accès sans frais supplémentaires à ce service ;
- Encourager le Distributeur à reprendre ses campagnes de sensibilisation visant à promouvoir l'option électronique, tout en assurant le consentement explicite des clients pour cette transition, afin de respecter leur préférence individuelle ;
- Demander que le Distributeur obtienne le consentement explicite des clients avant toute modification de leur préférence d'envoi de la facture.

6. Introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique

Dans sa décision D-2025-072, la Régie a décidé de reporter un des sujets qui avait été abordé par OC dans le dossier R-4270-2024, le montant mensuel minimal¹³⁵. La présente section constitue un rappel des éléments abordés par OC au cours de la Phase 4, volet C, du dossier R-

¹³⁴ *Règlement (UE) 2022/2065 du Parlement européen et du Conseil du 19 octobre 2022 relatif à un marché unique des services numériques et modifiant la directive 2000/31/CE (Règlement sur les services numériques)*, art. 25(1.).

¹³⁵ Décision [D-2025-072](#), par. 6.

4270-2024¹³⁶ et contient l'analyse et des recommandations d'OC concernant l'introduction éventuelle d'un montant mensuel minimal de facture pour les clients résidentiels.

I. Contexte

Le débat sur l'instauration d'un montant mensuel minimal de la facture des clients domestiques s'inscrit dans la continuité de la décision D-2017-022, rendue dans le dossier R-3980-2016. Dans cette décision, la Régie avait affirmé que la proposition d'instaurer un montant minimal constituait une orientation souhaitable et avait reporté l'introduction d'une facture minimale afin de mieux analyser son impact sur les factures¹³⁷. C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec avait déposé, au dossier R-4011-2017, une proposition formelle visant à mettre en œuvre un tel mécanisme¹³⁸. La figure ci-dessous reproduit la proposition de 2018 du Distributeur qui inclut le montant mensuel minimal pour la facture aux tarifs domestiques.

Figure 1 - Tarifs domestiques proposés pour 2018, incluant la proposition d'un montant mensuel minimal pour la facture aux tarifs domestiques¹³⁹

Composantes tarifaires	Tarifs 2017	Tarifs 2018	Écart
Tarif D			
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	-
Seuil de la 1 ^{re} tranche d'énergie (kWh/jour)	33	36	3
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,98	2,7%
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,8%
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	s.o.
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	s.o.

Selon le Distributeur, cette proposition permettait :

- de mieux récupérer les coûts fixes auprès de certains clients occasionnels, tels que les propriétaires de résidences secondaires ou les ménages s'absentant fréquemment¹⁴⁰ ;
- d'éviter une hausse du frais d'accès au réseau pour les ménages à faible revenu (MFR), qui sont plus sensibles aux augmentations de cette composante¹⁴¹.

¹³⁶ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [C-OC-0057](#), section V, par. 46-56.

¹³⁷ Décision [D-2017-022](#), par. 807.

¹³⁸ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), section 3.1.

¹³⁹ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 10.

¹⁴⁰ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 15, l. 21-27.

¹⁴¹ Ibid.

Dans sa dernière version, la proposition s'appliquait majoritairement aux clients consommant très peu ou pas du tout d'électricité¹⁴². Pour la grande majorité des ménages résidentiels, les différentes composantes tarifaires demeuraient inchangées. Le Distributeur estimait qu'une telle structure pourrait générer 2,6 M\$ dès la première année et 16 M\$ à terme¹⁴³. Bien que la Régie ait rejeté la proposition initiale, elle avait expressément invité Hydro-Québec à revenir avec une version améliorée dans une cause ultérieure, en tenant compte des commentaires des intervenants¹⁴⁴.

Or, dans la cause tarifaire R-4270-2024, Hydro-Québec modifie sa position et demandait à la Régie de considérer le suivi de cette mesure comme caduc, en affirmant que l'introduction d'un montant minimal entraînerait une baisse du prix de l'énergie et complexifierait la facture¹⁴⁵. Lors de l'audience du 9 décembre 2024, Hydro-Québec a ajouté que toute modification à une composante tarifaire se répercuterait nécessairement sur une autre¹⁴⁶. Toutefois, selon OC, un montant minimal n'aurait d'incidence que pour une minorité de clients et permettrait justement de protéger les petits consommateurs contre les hausses du frais d'accès au réseau, qui représente la composante la plus importante dans la facture des ménages à faible consommation.

II. Analyse d'OC et recommandations

OC souligne que ce revirement de position d'Hydro-Québec survient malgré des discussions prometteuses tenues avec les intervenants dans le cadre du dossier R-4011-2017. À l'époque, le Distributeur reconnaissait explicitement que la proposition du montant mensuel minimal permettait de mieux répartir les coûts fixes entre les clients et contribuait à la stabilité tarifaire.

Les simulations réalisées par OC et présentées lors de l'audience de la phase 3 de la cause R-4270-2024 démontrent d'ailleurs qu'une hausse de 4 % du prix de l'énergie, en plus d'un gel du frais d'accès au réseau, entraîne malgré tout une hausse de facture pour l'ensemble des niveaux de consommation.

¹⁴² Dossier R-4011-2017, pièce [B-0047](#), p. 20, l. 1-13.

¹⁴³ Dossier R-4011-2017, pièce [B-0115](#), p. 59, l. 1-4.

¹⁴⁴ Décision [D-2018-025](#), par. 648-651.

¹⁴⁵ Dossier R-4270-2024, Phase 3, pièce [B-0026](#), Annexe D, section 2.

¹⁴⁶ Dossier R-4270-2024, Phase 3, [NS](#) du 9 décembre 2024, p. 66-69.

Tableau OC - 12 : Impact d'une hausse de 4 % sur les deux tranches du prix de l'énergie et 0 % sur le frais d'accès au réseau sur la facture d'un client (kWh consommés par mois)¹⁴⁷

kWh	Frais d'accès au réseau (\$)	1ère tranche (\$)	2ème tranche (\$)	Total (\$)	c/kWh	Écart (\$)	Hausse totale sur la facture %
625	13,44	43,58	0,00	57,02	9,12	1,68	3,03%
750	13,44	52,29	0,00	65,73	8,76	2,01	3,16%
1000	13,44	69,72	0,00	83,16	8,32	2,68	3,33%
2000	13,44	83,67	86,05	183,16	9,16	6,53	3,70%
3000	13,44	83,67	193,61	290,71	9,69	10,66	3,81%
4000	13,44	83,67	301,16	398,27	9,96	14,80	3,86%
5000	13,44	83,67	408,72	505,83	10,12	18,94	3,89%

Selon OC, le montant mensuel minimal présente plusieurs avantages. Premièrement, il améliore l'équité tarifaire en assurant que chaque client contribue à récupérer les coûts fixes du réseau, en plus aux propriétaires de deuxièmes résidences ou des logements d'investissement qu'aux petits consommateurs. Deuxièmement, le montant mensuel peut aider à réduire les chocs tarifaires pour les ménages vulnérables, notamment en limitant les augmentations du frais d'accès au réseau. Finalement, la mesure n'empêche aucunement l'envoi de signaux de prix efficaces.

OC rappelle également que la Régie a démontré un intérêt pour la mesure en demandant une analyse plus approfondie de ses impacts, laissant la porte ouverte à une version améliorée, mieux documentée et mieux calibrée.

À la lumière des éléments présentés ci-dessus, OC recommande à la Régie de :

- Refuser la demande du Distributeur visant à mettre un terme au suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal de facture ;
- Demander à Hydro-Québec de revenir, dans la prochaine cause tarifaire, avec une proposition mise à jour, qui tient compte des préoccupations exprimées par la Régie dans les dossiers R-4011-2017 ;

¹⁴⁷ Dossier R-4270-2024, Phase 4, Volet C, pièce [C-OC-0056](#), p. 17.

- Inviter le Distributeur à organiser des séances de travail avec les intervenants concernés, afin d'effectuer une analyse complète, transparente et collaborative des impacts potentiels de ce mécanisme sur les clients au tarif D.

7. Programmes en efficacité énergétique et de gestion de la puissance

Afin d'aider sa clientèle à mieux consommer de l'électricité, le Distributeur prévoit investir près de 10 G\$ d'ici 2035 pour déployer des mesures d'efficacité énergétique (« EÉ ») et de gestion de la demande de puissance (« GDP ») ambitieuses inscrites dans le Plan d'action 2035¹⁴⁸. Selon Hydro-Québec, la cible en approvisionnement, fixée à 255 TWh au 1er janvier 2035¹⁴⁹, ne sera atteignable qu'à condition que les mesures d'EÉ soient pleinement mises en œuvre.

Dans ce contexte, le Distributeur soutient « qu'une flexibilité additionnelle est dorénavant nécessaire dans la gestion des budgets de ses programmes¹⁵⁰ », notamment dans un environnement économique et réglementaire incertain. Il propose donc d'abandonner une approche fondée sur des projections détaillées par programme et de privilégier une gestion par portfolios, l'un pour l'EÉ et l'autre pour la GDP¹⁵¹. Hydro-Québec affirme que cette approche est mieux adaptée au nouveau cycle tarifaire triennal¹⁵².

La Régie a toutefois précisé que, pour être en mesure d'apprécier la raisonnable des budgets des programmes d'EÉ et de GDP au regard des impacts énergétiques attendus, les données globales fournies par le Distributeur demeurent insuffisantes¹⁵³. Elle a en conséquence exigé un complément de preuve, lequel constitue l'un des fondements de la présente section¹⁵⁴.

À cet égard, OC invite la Régie à demander qu'Hydro-Québec fournisse, dans les futurs dossiers tarifaires, le niveau de détail et d'information comparable à celui présenté dans la pièce B-0076. Le passage à un cycle tarifaire triennal ne devrait en aucun cas se traduire par une synthétisation

¹⁴⁸ HYDRO QUÉBEC, Mieux consommer ensemble – Trajectoire en efficacité énergétique, mai 2025, ISBN: 978-2-555-01078-9

¹⁴⁹ B-0075, p. 5, l. 20-21.

¹⁵⁰ B-0087, p. 32, l. 13-14.

¹⁵¹ B-0075, p.6, l. 1-15.

¹⁵² Ibid.

¹⁵³ A-0007.

¹⁵⁴ B-0076.

excessive de l'information transmise au régulateur. Le Distributeur devrait également présenter l'information sur les nouveaux programmes et mesures envisagées pour les trois années tarifaires, tel qu'indiqué à la pièce B-0078¹⁵⁵, afin de donner un portrait des programmes qui pourraient être lancés ou modifiés durant le cycle tarifaire.

I. Programmes de gestion de la demande de puissance

OC appuie fermement le déploiement des solutions de thermostats intelligents à 0 \$ et de chauffe-eaux intelligents à 0 \$, deux initiatives lancées en 2025¹⁵⁶. Leur mise en œuvre explique en partie la hausse du budget et de l'impact en puissance projetés pour cette année. Cette évolution demeure néanmoins raisonnable, puisque ces programmes ont été introduits simultanément et visent à produire des effacements de la demande en puissance.

Tableau OC - 13 : évolution des budgets et impact en puissance des programmes de GDP (M\$ et MW) ¹⁵⁷

Catégorie	2025 (Projeté)	2028	Variation totale 2025-2028	Variation annuelle moyenne
Charges (M\$)	54,4	33,9	-37,6 %	-14,6 %
Investissements (M\$)	51,5	57,5	11,7 %	3,8 %
Total (M\$)	105,8	91,4	-13,6 %	-4,8 %
Puissance (MW)	191	211	10,5 %	3,4 %

Nous constatons par ailleurs que, malgré une réduction graduelle des budgets de GDP sur la période tarifaire, l'impact en puissance continue d'augmenter, passant de 191 MW en 2025 à 211 MW en 2028. Les tests économiques démontrent également que le portfolio des programmes de GDP maintient un ratio TNT supérieur à 1 tout au long du cycle tarifaire, avec des valeurs de 1,2 en 2026, 1,3 en 2027 et 1,3 en 2028¹⁵⁸.

Dans ce contexte, et considérant que la preuve déposée par le Distributeur démontre la pertinence et la performance attendue des programmes de GDP, OC estime que les éléments essentiels sont satisfaits et choisit de concentrer son analyse sur les mesures d'efficacité énergétique.

¹⁵⁵ B-0078, p. 7-9, Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A, R-3.1.3-B et R-3.1.3-C.

¹⁵⁶ B-0075, p. 13-14, section 3.1.

¹⁵⁷ Données tirées de la pièce B-0044, p. 6, Tableau 1.

¹⁵⁸ B-0076, p. 8-9, Tableaux 3A, 3B et 3C.

II. Programmes d'efficacité énergétique

Le budget total pour les années 2026 à 2028 en EÉ se chiffre à 1 832,6 M\$ pour l'ensemble des marchés, générant des économies d'énergie de 4 652 GWh¹⁵⁹. Le tableau ci-dessous montre l'évolution des budgets annuels et des impacts énergétiques des mesures en efficacité énergétique.

Tableau OC - 14 : Croissance des budgets annuels et des impacts énergétiques des mesures en efficacité énergétique (2024-2028)¹⁶⁰

Catégorie	2024 (Historique)	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026 Témoïn	2027 Témoïn	2028 Témoïn	Var. totale 2024- 2028	Var. annuelle 2024- 2028	Var. totale 2025- 2028	Var. annuelle 2025- 2028
Investissements	456,2	362,4	491	565,3	568,7	593,3	30,1 %	6,8 %	63,7 %	17,9 %
Charges	20,7	56,5	24,1	32,7	35,5	37,2	79,7 %	15,8 %	-34,2 %	-13,0 %
Budget total	476,9	418,9	515	597,9	604,2	630,5	32,2 %	7,2 %	50,5 %	14,6 %

Catégorie	2024 (Historique)	2025 (Autorisé)	2025 (Projeté)	2026 Témoïn	2027 Témoïn	2028 Témoïn	Var. totale 2024- 2028	Var. annuelle 2024- 2028	Var. totale 2025- 2028	Var. annuelle 2025- 2028
GWh	1 107	936	1 139	1 509	1 554	1 589	43,5 %	9,5 %	69,8 %	19,3 %
MW	22	6	22	25	23	23	4,5 %	1,1 %	283,3 %	56,5 %

La hausse des budgets pour l'année projetée 2025, par rapport au montant autorisé, s'explique par l'engouement important pour ses programmes d'EÉ pour l'ensemble de la clientèle du Distributeur¹⁶¹. Il affirme que l'écart est lié au programme LogisVert, pour lequel des appuis financiers plus importants sont prévus être versés, considérant une prévision à la hausse des demandes d'appuis financiers¹⁶².

Les résultats du programme sont d'ailleurs encourageants : l'installation de près de 89 000 thermopompes a été réalisée en 2024 pour un montant d'appui financier de 147,6 M\$, avec des économies d'énergie, incluant la réserve, estimées à 170,9 GWh¹⁶³. Les résultats des tests

¹⁵⁹ B-0075, p. 6, l. 23-30.

¹⁶⁰ Données tirées de la pièce B-0044, p. 7, Tableaux 1 et 2.

¹⁶¹ B-0076, p. 35, l. 1- 12.

¹⁶² Ibid.

¹⁶³ B-0078, p. 13, l. 11-14.

économiques de LogisVert pour l'année historique 2024¹⁶⁴, ainsi que pour les valeurs estimées pour la période 2026-2028¹⁶⁵, restent positives pour la clientèle résidentielle.

OC recommande à la Régie d'approuver les budgets des programmes d'ÉÉ totalisant 597,9 M\$ pour 2026, 604,2 M\$ pour 2027 et 630,5 M\$ pour 2028, tel que présenté dans les pièces B-0075 et B-0076. OC se centrera maintenant sur deux volets spécifiques d'ÉÉ pour la clientèle résidentielle : le programme à l'achat et l'installation de panneaux solaires et les programmes destinés aux clients MFR.

III. Aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires

Dans son Plan d'action, le Distributeur réaffirme sa volonté d'accélérer l'adoption de l'énergie solaire en soutenant l'installation de systèmes photovoltaïques chez l'équivalent de 125 000 clients résidentiels d'ici 2035¹⁶⁶. À cette fin, il entend mettre en œuvre un nouveau programme d'aide financière destiné à l'acquisition et à l'installation de panneaux solaires, conçu pour structurer un marché encore émergent¹⁶⁷. En plus des modifications à l'option de mesurage net, ce programme cherche à contribuer à diversifier le portefeuille énergétique du Distributeur et à préparer le Québec à l'intégration progressive de cette filière¹⁶⁸. Le Distributeur a d'ailleurs estimé la puissance installée potentielle des panneaux, tel qu'indiqué dans le tableau ci-dessous, avec une production potentielle de 1 TWh de la part des clients d'ici 2035¹⁶⁹.

Tableau OC - 15 : Prévisions du programme d'installation de panneaux solaires (MW), 2026-2028¹⁷⁰

Marché	2026 (MW)	2027 (MW)	2028 (MW)	Variation totale 2026- 2028	Variation moyenne annuelle
Résidentiels	16	24	28	75 %	32 %
Affaires	3	5	6	100 %	41,4 %

¹⁶⁴ B-0078, p. 13, Tableau R-7.3.

¹⁶⁵ B-0076, p. 7-8, Tableaux 2A, 2B et 2C.

¹⁶⁶ HYDRO-QUÉBEC, Plan d'action 2035 – Vers un Québec décarboné et prospère. Montréal, 2023.

¹⁶⁷ B-0075, p. 9, section 2.1.1.

¹⁶⁸ B-0075, p. 9, l. 15-17.

¹⁶⁹ B-0087, p. 37, l. 3-5.

¹⁷⁰ Données tirées de la pièce B-0088, p. 26, Tableau R-17.1.

Le programme offre un appui financier sera de 1 000 \$/kW-installé, sous réserve d'un maximum de 40 % du coût total d'installation¹⁷¹, en collaboration avec les acteurs clés du secteur, tels que la Corporation des maîtres électriciens (« CMEQ »), la Régie du bâtiment du Québec (« RBQ ») et certains organismes associatifs (CanRea et Énergie solaire Québec)¹⁷².

Quant à la rentabilité du programme, même si les tests économiques sont négatifs à ce stade¹⁷³, le Distributeur considère que l'appui financier proposé demeure pertinent. Il vise, selon lui, à réduire la période de retour sur investissement pour les clients, stimulant ainsi l'adoption des systèmes photovoltaïques résidentiels¹⁷⁴. Le Distributeur soutient également que la croissance de ce marché pourrait, à moyen terme, entraîner une diminution des coûts d'acquisition et d'installation, grâce à la consolidation d'un écosystème local et aux effets d'apprentissage¹⁷⁵. Cette baisse anticipée des coûts pourrait éventuellement améliorer la rentabilité pour les clients malgré les résultats défavorables observés actuellement.

Le Distributeur explique que l'établissement et le suivi de ses programmes d'ÉÉ et de GDP reposent sur quatre principes directeurs :

1. Créer des conditions de marché favorables à l'adoption des mesures d'ÉÉ et de GDP. Le Distributeur vise à lever les principaux freins à l'adoption des mesures souhaitées, notamment les coûts initiaux élevés, les délais de retour sur investissement et l'absence d'un écosystème structuré appuyant le déploiement de technologies performantes¹⁷⁶.
2. Assurer l'accessibilité des programmes à tous les segments de clientèle. Selon le Distributeur, les programmes sont conçus pour rejoindre l'ensemble de la clientèle, y compris les ménages à faible revenu, les locataires, les petits commerces et les clients des réseaux autonomes¹⁷⁷.
3. Aligner les programmes avec le portefeuille d'investissements d'Hydro-Québec. Le Distributeur considère les investissements en ÉÉ et en GDP comme une source d'approvisionnement avantageuse à long terme et calibre ainsi ses programmes sur la

¹⁷¹ B-0087, p. 37, l. 7-9.

¹⁷² B-0087, p. 37, l. 10-13.

¹⁷³ B-0078, p. 7-9, Tableaux R-3.1, R-3.1.3-A, R-3.1.3-B et R-3.1.3-C.

¹⁷⁴ B-0078, p. 9, l. 1-9.

¹⁷⁵ Ibid.

¹⁷⁶ B-0007, p. 5, l. 29-30.

¹⁷⁷ B-0076, p. 5, l. 20-23.

base des coûts évités et évalue leur performance sur l'ensemble du cycle tarifaire triennal¹⁷⁸.

4. Ajuster périodiquement les appuis financiers selon l'évolution des marchés et la performance observée. Le Distributeur indique qu'il ajuste de manière proactive les appuis financiers pour maintenir la rentabilité globale de ses portefeuilles et intégrer les innovations et évolutions technologiques pertinentes¹⁷⁹.

Même si les résultats des tests économiques du programme de panneaux solaires témoignent d'une faible rentabilité à court terme, OC considère qu'il serait prématuré d'en tirer des conclusions définitives. La Régie devrait attendre la prochaine cause tarifaire pour évaluer adéquatement l'impact réel du programme et sa performance. Il importe également de rappeler que le Distributeur a déposé des modifications à l'Option de mesurage net, lesquelles pourraient améliorer la rentabilité et l'adoption du programme.

En conséquence, OC recommande à la Régie d'approuver le Programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires et de demander au Distributeur de déposer, à la prochaine cause tarifaire, un rapport complet sur sa performance. Ce rapport devrait inclure les résultats des tests économiques, le nombre de clients ayant bénéficié du programme, la puissance installée, les coûts engagés, ainsi que toute proposition de modification jugée pertinente par Hydro-Québec.

OC profite également de l'occasion pour revenir sur certaines propositions présentées dans le dossier R-4298-2025¹⁸⁰ qui invite la Régie à demander au Distributeur de poursuivre sa réflexion sur les moyens d'accroître la participation du secteur résidentiel à la production d'énergie solaire. Deux extraits du mémoire d'OC¹⁸¹, reproduits ci-dessous, illustrent des initiatives mises en œuvre dans d'autres juridictions et qui pourraient inspirer le développement de mesures complémentaires au Québec :

¹⁷⁸ B-0076, p. 5, l. 21-23.

¹⁷⁹ B-0076, p. 5, l. 26-31.

¹⁸⁰ Dossier R-4298-2025, pièce [C-OC-0009](#).

¹⁸¹ Ibid.

[...] À titre d'exemple, le programme microFIT, administré par la Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité de l'Ontario (« IESO »), visait principalement le déploiement de systèmes photovoltaïques résidentiels, offrant aux producteurs admissibles un contrat standardisé de 20 ans avec un prix fixe pour l'électricité injectée au réseau à partir d'installations de moins de 10 kW¹⁸². Ce programme, en vigueur de 2009 à 2017, a permis le développement d'un nombre considérable d'installations solaires, en offrant une prévisibilité des revenus à long terme pour les producteurs¹⁸³. Même si l'Ontario n'utilise plus sur ce modèle pour encadrer ses appels d'offres, cela demeure un précédent intéressant qui a permis une participation importante du secteur résidentiel dans le développement de production d'énergie solaire.

Aux États-Unis, dans le cadre du programme solaire NY-SUN de l'État de New York, le sous-programme Community Solar permet aux projets d'une capacité maximale de 5 MW de répartir la production entre plusieurs abonnés, lesquels reçoivent des rabais sur leur facture d'électricité grâce au mécanisme de net crediting¹⁸⁴. Ce programme vise les propriétaires d'immeubles résidentiels unifamiliaux et multifamiliaux, les locataires et les petits commerces, leur permettant de bénéficier de l'énergie solaire sans avoir à installer de panneaux sur tous les bâtiments¹⁸⁵. Par ailleurs, le programme Solar For All offre des abonnements gratuits à des parcs solaires communautaires subventionnés pour les ménages à faible revenu ou à revenu fixe¹⁸⁶. Cela étant, ces exemples suggèrent que ce type de mécanisme pourrait plutôt compléter l'option de mesurage net, laquelle sort du cadre de l'A/O 2025-01.

IV. Mesures de soutien et programmes en ÉÉ pour les ménages à faible revenu

Quant aux mesures d'efficacité énergétique destinées aux ménages à faible revenu, plusieurs programmes ont été revus et renforcés afin de mieux répondre aux enjeux persistants de précarité énergétique. Le Distributeur a d'abord bonifié son programme de rénovations énergétiques en partenariat avec la SHQ, programme qui n'avait que très peu évolué depuis 2006 et dont la participation avait chuté de manière marquée¹⁸⁷. Cette bonification, qui inclut une révision des mesures admissibles et un rehaussement des appuis financiers, vise à accélérer l'implantation d'améliorations écoénergétiques dans les HLM, à réduire les factures d'électricité et à améliorer

¹⁸² IESO, [MicroFIT Program](#).

¹⁸³ IESO, MicroFIT Program, [FAQs](#).

¹⁸⁴ NY-Sun, [Solar Community](#).

¹⁸⁵ Ibid.

¹⁸⁶ NY-Sun, [Solar for All](#).

¹⁸⁷ B-0075, p. 9, l. 18-22.

le confort thermique des occupants dès la fin de 2025¹⁸⁸. Plus précisément, les appuis financiers ont été doublés pour certaines mesures d'isolation, notamment des murs principaux, des toits et des murs de fondation¹⁸⁹.

Parallèlement, deux projets pilotes sont lancés. Le premier concerne l'installation de thermopompes dans les logements sociaux, en collaboration avec le MELCCFP, avec un objectif de 500 installations en 2025 et 4 000 sur quatre ans¹⁹⁰. L'autre programme, mené avec l'ACEF Montérégie-Est, vise le remplacement de réfrigérateurs énergivores chez les MFR¹⁹¹. Enfin, le Distributeur prévoit également déployer une nouvelle initiative d'assistance directe aux ménages vulnérables, incluant un appui financier pour l'installation clé en main de mesures d'efficacité énergétique. Le déploiement progressif de ces mesures s'échelonnara de l'automne 2025 au printemps 2026¹⁹².

De manière générale, OC appuie l'ensemble des nouvelles mesures proposées par le Distributeur. Celui-ci démontre qu'il tient compte des préoccupations exprimées par les ACEF dans le cadre de la Table de travail en matière de recouvrement. Toutefois, plusieurs des initiatives annoncées demeurent en cours de développement, ce qui appelle un suivi attentif de leur conception et de leur déploiement :

- Projet pilote d'installation de thermopompes dans les logements sociaux : le lancement est prévu d'ici la fin de l'année 2025. Un rapport sera transmis au MELCCFP dans le cadre du suivi du Plan pour une économie verte¹⁹³.
- Bonification du programme de Rénovation énergétique – MFR : la bonification du programme ne visera que les offices d'habitation, mais le Distributeur évalue la possibilité de bonifier son offre pour l'élargir aux groupes communautaires¹⁹⁴.
- Projet pilote de remplacement de réfrigérateurs MFR (Montérégie) : une entente pour la mise en œuvre du programme est en vigueur avec l'ACEF de la Montérégie jusqu'à la fin

¹⁸⁸ B-0075, p. 9, l. 23-30.

¹⁸⁹ B-0087, p. 40, l. 1-2.

¹⁹⁰ B-0075, p. 10, l. 1-6.

¹⁹¹ B-0075, p. 10, l. 7-16.

¹⁹² B-0075, p. 10, l. 17-27.

¹⁹³ B-0087, p. 40, l. 3-5.

¹⁹⁴ B-0087, p. 40, l. 6-9.

de 2025. Le diagnostic attendu à l'automne 2025 doit être réalisé et pourra guider la conception d'un programme élargi, le cas échéant¹⁹⁵.

- Nouvelle initiative d'appuis financiers pour ménages en situation de précarité énergétique : le Distributeur est toujours en attente des confirmations de financement gouvernemental. Les modalités du programme seront précisées après réception de ces réponses. Le déploiement est prévu entre l'automne 2025 et le printemps 2026¹⁹⁶.
- Mesure temporaire liée aux ententes personnalisées : reconduite pour 2025, mais sans confirmation quant au maintien de l'élargissement des critères d'admissibilité pour le cycle tarifaire 2026-2028. Le Distributeur précise d'ailleurs que cette mesure visait principalement à soutenir les ménages affectés par la hausse du coût de la vie depuis la pandémie de 2020¹⁹⁷.

Compte tenu de l'état d'avancement de ces initiatives, OC juge prématuré de présenter des recommandations substantielles dans le cadre du présent mémoire et préfère formuler ses commentaires lors de l'audience.

V. Recommandations

Pour les motifs exposés dans la présente section, OC recommande à la Régie de :

- Demander au Distributeur de fournir, dans les futurs dossiers tarifaires, un niveau de détail comparable à celui présenté aux pièces B-0076 et B-0078 dans la présentation de sa preuve relative aux programmes d'ÉÉ et de GDP ;
- Approuver les budgets des programmes d'ÉÉ totalisant 597,9 M\$ pour 2026, 604,2 M\$ pour 2027 et 630,5 M\$ pour 2028 ;
- Approuver le Programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires ;
- Demander au Distributeur de déposer, à la prochaine cause tarifaire, un rapport complet sur la performance du Programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires.

¹⁹⁵ B-0087, p. 40, l. 10-13.

¹⁹⁶ B-0087, p. 41, l. 1-3.

¹⁹⁷ B-0087, p. 41, l. 7-11.

8. Sommaire des recommandations

OC recommande à la Régie de :

Nouveau tarif pour les surconsommateurs de la clientèle domestique

- Accepter la demande du Distributeur d'introduire un tarif de surconsommation pour la clientèle résidentielle (les tarifs DS et Flex DS), selon les modalités décrites dans la pièce B-0006 ;
- Refuser la demande du Distributeur d'abroger le tarif DP et ainsi maintenir l'accès à ce tarif pour la clientèle agricole ;
- Demander au Distributeur d'inclure, dans toute communication relative aux tarifs DS et Flex DS, un rappel clair invitant les clients à communiquer avec Hydro-Québec afin d'entreprendre le processus d'autodéclaration ;
- Encourager le Distributeur à considérer la tarification sur la puissance comme prochaine étape dans ses démarches d'élaboration de tarifs favorisant la sobriété énergétique ;
- Exiger du Distributeur qu'il transmette, lors de la prochaine cause tarifaire, un suivi de la mise en place des tarifs DS et Flex DS, incluant le nombre de clients intégrés ou retirés du tarif DS selon leur niveau de consommation, et le nombre de ménages à faible revenu ayant procédé à une autodéclaration.

Fermeture des inscriptions à l'option de crédit hivernal

- Refuser la demande du Distributeur de fermer les inscriptions à l'option de crédit hivernal pour la clientèle domestique et de petite puissance ;
- Demander au Distributeur de produire, lors de la prochaine cause tarifaire, un suivi de l'application de la nouvelle méthode « 3 de 5 » et de ses effets sur le comportement des ménages, afin d'évaluer l'efficacité réelle des ajustements récemment approuvés ;
- Dans l'éventualité où la Régie accepterait la fermeture proposée par le Distributeur, maintenir l'accès au crédit hivernal pour les ménages en entente de paiement, afin de préserver une option de gestion de la consommation sans risque pour les clients vulnérables.

Approvisionnements en électricité

- Prendre acte de la hausse des coûts d'approvisionnement tels que présentés par le Distributeur.

Introduction de frais pour la transmission de la facture papier

- Exiger au Distributeur de maintenir l'envoi gratuit des factures papier pour les clients qui choisissent de recevoir leurs factures par la poste, garantissant ainsi l'accès sans frais supplémentaires à ce service ;
- Encourager le Distributeur à reprendre ses campagnes de sensibilisation visant à promouvoir l'option électronique, tout en assurant le consentement explicite des clients pour cette transition, afin de respecter leur préférence individuelle ;
- Demander que le Distributeur obtienne le consentement explicite des clients avant toute modification de leur préférence d'envoi de la facture.

Introduction d'un montant mensuel minimal de la facture domestique

- Refuser la demande du Distributeur visant à mettre un terme au suivi relatif à l'introduction d'un montant mensuel minimal de facture ;
- Demander à Hydro-Québec de revenir, dans la prochaine cause tarifaire, avec une proposition mise à jour, qui tienne compte des préoccupations exprimées dans les dossiers R-4011-2017 et R-4270-2024 ;
- Inviter le Distributeur à organiser des séances de travail avec les intervenants concernés, afin de mener une analyse rigoureuse, transparente et collaborative des impacts potentiels de ce mécanisme sur les clients au tarif D.

Programmes en efficacité énergétique et de gestion de la puissance

- Demander au Distributeur de fournir, dans les futurs dossiers tarifaires, un niveau de détail comparable à celui présenté aux pièces B-0076 et B-0078 dans la présentation de sa preuve relative aux programmes d'ÉÉ et de GDP ;
- Approuver les budgets des programmes d'ÉÉ totalisant 597,9 M\$ pour 2026, 604,2 M\$ pour 2027 et 630,5 M\$ pour 2028 ;
- Approuver le Programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires ;

- Demander au Distributeur de déposer, à la prochaine cause tarifaire, un rapport complet sur la performance du Programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires.

Le tout respectueusement soumis.

9. Annexe

Tableau OC - A1 : croissance des besoins et approvisionnements en énergie, 2024-2028

Catégorie	2024 Historique	2025 Base	2026 Témoïn	2027 Témoïn	2028 Témoïn	Var. totale 2024-2028	Var. annuelle 2024-2028	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
BESOINS	189.4	198.1	199.3	202.7	207.4	9.5%	2.3%	4.7%	1.5%
moins électricité patrimoniale	178.9	178.9	178.9	178.9	178.9	0%	0%	0%	0%
plus électricité patrimoniale inutilisée	7.1	3.2	1.4	0.2	0	-100%	-100%	-100%	-100%
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	17.7	22.4	21.9	24.1	28.5	61.0%	12.6%	27.2%	8.4%
LONG TERME	17.2	18.5	19.8	22.3	26	51.2%	10.9%	40.5%	12.0%
Hydro-Québec dans ses activités de production	3.4	4.6	5.3	4.9	7.2	111.8%	20.6%	56.5%	16.1%
Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement	3.1	3.7	3.9	2.1	3.7	19.4%	4.5%	0%	0%
Énergie rappelée, suivi de Base hivernale	0.2	0.8	1.2	1.3	1.9	850%	75.6%	137.5%	33.4%
Contrats de puissance HQP	0	0.2	0.2	0.2	0.2	N/A	N/A	0%	0%
A/O 2021-01 - HQP	0	0	0.1	1.4	1.4	N/A	N/A	N/A	N/A
Autres contrats de long terme	13.8	13.9	14.5	17.3	18.8	36.2%	8%	35.3%	10.6%
Éolien	11.4	11.4	11.7	14.5	15.9	39.5%	8.7%	39.5%	11.7%
Cogénération et petite hydraulique	2.4	2.5	2.8	2.9	2.9	20.8%	4.8%	16%	5.1%
COURT TERME	0.5	3.9	2	1.8	2.5	400%	49.5%	-35.9%	-13.8%
Énergie des moyens de gestion	0.02	0.09	0.04	0.04	0.05	150%	25.7%	-44.4%	-17.8%
Achats de court terme	0.5	3.8	2	1.7	2.4	380%	48%	-36.8%	-14.2%

Tableau OC - A2 : croissance des besoins et approvisionnements en puissance, 2024-2028

Catégorie	2025-2026	2026-2027	2027-2028	Var. totale 2025-2028	Var. annuelle 2025-2028
BESOINS RÉGULIERS DU DISTRIBUTEUR	40599	40933	41548	2.3%	0.8%
plus réserve requise	4787	4990	5230	9.3%	3%
moins électricité patrimoniale	37442	37442	37442	0%	0%
BESOINS POSTPATRIMONIAUX	7944	8481	9335	17.5%	5.5%
APPROVISIONNEMENTS - LONG TERME	3811	4365	4756	24.8%	7.7%
Hydro-Québec dans ses activités de production	1900	2059	2259	18.9%	5.9%
Base et Cyclable, suivi de Cyclable seulement	600	600	600	0%	0%
Puissance rappelée suivie de Base hivernale	800	800	1000	25%	7.7%
Contrats de puissance (A/O 2015-01)	500	500	500	0%	0%
A/O 2021-01 - HQP	0	159	159	N/A	N/A
Autres contrats de long terme	1911	2306	2497	30.7%	9.3%
Éolien	1486	1872	2062	38.8%	11.5%
Cogénération	321	331	331	3.1%	1%
Petite hydraulique	103	103	103	0%	0%
APPROVISIONNEMENTS - COURT TERME	4133	4096	4555	10.2%	3.3%
Gestion de la demande de puissance	2598	2710	2868	10.4%	3.4%
GDP Engagement	1060	1065	1070	0.9%	0.3%
GDP Affaires / GDP Latitude	930	935	940	1.1%	0.4%
Tarifification dynamique	608	710	858	41.1%	12.2%
Autres moyens	785	785	785	0%	0%
OÉA/TRI	255	255	255	0%	0%
Chaînes de blocs	280	281	282	0.7%	0.2%
Abaissement de tension	250	250	250	0%	0%
Contribution des marchés de court terme	750	600	900	20%	6.3%