Demande de modifications aux *Conditions de service*

Table des matières

1. Contexte 7
2. Modifications liées au dimensionnement des installations électriques des clients résidentiels 8
2.1. Situation actuelle 8
2.2. Proposition 12
2.2.1. Communication et commercialisation 15
2.2.2. Propositions complémentaires 16
3. Modifications liées au dimensionnement des postes distributeurs 17
3.1. Situation actuelle 17
3.2. Proposition 19
4. Modifications liées à l'encadrement du raccordement d'équipements de production d'électricité 20
4.1. Portée 22
4.2. Demande de raccordement d'une IPE 23
4.3. Exploitation d'une installation d'autoproduction 27
4.4. Fin de l'exploitation 28
4.5. Autres modifications 28
5. Modifications liées à l'encadrement de l'alimentation des stations de recharge rapide pour véhicules électriques 30
6. Modifications liées à la gestion du risque et au recouvrement 33
6.1. Modification du délai de transmission de l'avis de retard de paiement 34
6.2. Modification du délai de validité de l'avis d'interruption du service d'électricité 35
6.3. Modalités de gestion du risque dans certaines situations spécifiques 36
6.3.1. Modalités de gestion du risque en matière de vol d'électricité 36
6.3.2. Modalités de gestion du risque dans les cas de fraude ou de tentative de fraude 38
6.4. Ajout de modalités en lien avec les procédures d'interruption durant des événements climatiques extrêmes 39
6.5. Autres modifications 39
7. Modifications liées au service de base, au calcul du montant à payer pour les travaux non inclus dans le service de base et au traitement des demandes d'alimentation 41
7.1. Service de base applicable au prolongement d'une ligne de distribution 41
7.2. Montant à payer pour un équipement de mesurage en moyenne tension pour une installation de petite puissance (art. 9.7.1) 43
7.3. Montant à payer pour une installation électrique d'une puissance inférieure à 2 kW (art. 9.7.2 et 9.7.2.1) 43
7.4. Autres modifications 44
8. Modifications des frais et prix liés au service d'électricité 46
8.1. Ajout d'un prix pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique de moins de 2 kW (article 22.1.2) 47

8.2. Ajout d'un prix pour le déplacement d'un équipement de mesurage en moyenne tension (article 22.1.3) 48
8.3. Modification des prix par mètre pour le prolongement d'une ligne aérienne (article 22.2.2) 49
8.4. Modification des prix de remplacement des liaisons aérosouterraines et des sections de câble (articles 22.2.7 et 22.2.8) 51
8.5. Ajout de prix pour l'assemblage d'une section de câble en souterrain (article 22.2.8) 51
8.6. Modification des prix des transformateurs en souterrain (article 22.2.10) 52
8.7. Retrait de prix des équipements de sectionnement en souterrain en usage partagé (article 22.2.11) 53
8.8. Ajout de prix liés à une alimentation temporaire (article 22.2.12) 54
8.9. Ajout de prix liés au raccordement d'installation de production d'électricité (article 22.3.1) 57
9. Autres modifications diverses 58
10. Varia 60

Liste des figures

Figure 1 Évolution de la proportion des demandes d'alimentation visant des coffrets de branchement principaux d'une intensité nominale supérieure à 200 A, pour les années 2018 à 2025 9
Figure 2 Prévision du nombre de demandes de raccordement d'IPE traitées annuellement 21

Liste des tableaux

Tableau 1 Estimation de la puissance maximale appelée théorique (PMA) d'une résidence unifamiliale par superficie et par année de construction 10
Tableau 2 Appels de puissance par intensité nominale du coffret de branchement principal des installations électriques résidentielles pour l'année 2025 11
Tableau 3 Exemples du coût de travaux à facturer par le Distributeur pour un raccordement de plus de 200 A 14
Tableau 4 Modalités appliquées par d'autres distributeurs canadiens dans le cas de coffrets de branchements d'une intensité nominale supérieure à 200 A 15
Tableau 5 Valeur du service de base applicable au branchement du distributeur en basse tension alimentant une nouvelle installation électrique à partir d'un poste distributeur 19
Tableau 6 Étapes du traitement des demandes de raccordement des IPE applicable selon leur type 26
Tableau 7 Coût pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique de moins de 2 kW 48
Tableau 8 Coût pour le déplacement d'un équipement de mesurage en moyenne tension 48
Tableau 9 Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension sur un site accessible 50
Tableau 10 Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension en arrière-lot 50
Tableau 11 Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension en dehors d'un site accessible 51

Tableau 12 Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'une section de câble moyenne tension en souterrain (câble seulement)....52
Tableau 13 Coût en $/kW des chambres enfouies monophasées pour usage partagé en souterrain....53
Tableau 14 Coût en $/kW des chambres enfouies monophasées pour usage partagé en aérien....53
Tableau 15 Coût pour l'ajout de conducteurs basse tension entre deux poteaux....54
Tableau 16 Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en basse tension....55
Tableau 17 Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en moyenne tension....56
Tableau 18 Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un hauban ou d'un ancrage....56
Tableau 19 Coût au mètre pour l'ajout de câble d'aluminium au-delà des 30 premiers mètres....57
Tableau 20 Coût pour la mise en service d'une unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés....57
Tableau 21 Coût des interventions sur une unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés....58

1. Contexte

En 2024, le Distributeur a proposé une actualisation des *Conditions de service* (les « CS ») afin d'y apporter des précisions et clarifications pour faciliter leur compréhension et leur application, d'assurer un traitement équitable des clients et une gestion efficace des risques, et de les adapter au contexte énergétique[1]. Il a également proposé une mise à jour de la grille des frais et prix liés au service d'électricité des CS et une formule d'indexation afin de mettre à jour annuellement cette grille. Dans sa décision D-2026-060 rendue le 18 juin 2026, la Régie a approuvé l'ensemble des modifications apportées aux CS, y compris celles aux frais et prix liés au service d'électricité, sous réserve de certains éléments décisionnels[2] incluant le rejet de la demande relative aux engagements d'EÉ et de GDP pour la clientèle de grande puissance[3].

Les propositions contenues à la présente demande visent, quant à elles, principalement à :

- encourager la clientèle à réduire sa consommation et à consommer au bon moment, en cohérence avec la priorité 2 du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec et avec les orientations du Plan de gestion intégrée des ressources énergétiques du Québec pour la période 2026-2050 (« PGIRE ») (voir les sections 2 et 3) ;
- encourager l'autoproduction par la clientèle ou l'utilisation de batteries pour combler les besoins en période de pointe en cohérence avec la priorité 3 du Plan d'action 2035 d'Hydro-Québec (voir la section 4) ;
- encadrer l'alimentation des stations de recharge rapide pour véhicules électriques (voir la section 5) ;
- faire évoluer les CS selon l'évolution des contextes énergétique et d'affaires du Distributeur (voir les sections 6 à 9).

Le présent document décrit les modifications proposées aux modalités des CS et présente leurs justifications. Pour simplifier la lecture, les chapitres et les articles mentionnés dans le présent document sont ceux des CS proposées.

Les modifications au texte des articles des CS devant entrer en vigueur à compter du 1er octobre 2026[4] sont présentées en suivi des modifications (en vert) à la pièce HQD-1, Document 3. Cette pièce comprend également plusieurs modifications linguistiques, terminologiques ou de syntaxe qui ne sont pas présentées dans le présent document[5]. Les

1 Dossier R-4270-2024, redéposé dans le cadre du dossier R-4316-2025.
2 Voir paragraphe 20.
3 Voir à cet égard la lettre du Distributeur transmise à la Régie le 30 juin 2026 (B-0018) dans le cadre du dossier R-4316-2025.
4 Voir la lettre transmise à la Régie le 13 juillet 2026 (B-0029) et les pièces révisées HQD-3, Document 1.1 (B-0031) et HQD-3, Document 1.2 (B-0032) pour les versions française et anglaise, respectivement, du texte des CS ajusté pour tenir compte de la décision D-2026-060 rendue le 18 juin 2026, dans le cadre du dossier R-4316-2025.
5 La version anglaise sera produite lorsque l'examen du texte français des CS aura été complété et que la Régie aura rendu sa décision sur les modalités proposées.

modifications aux frais et prix des CS sont quant à elles présentées à la pièce HQD-1, Document 2.

2. Modifications liées au dimensionnement des installations électriques des clients résidentiels

Dans les dernières années, le Distributeur a proposé des modifications aux *Tarifs d'électricité* (les « Tarifs ») et aux CS visant à inciter la clientèle à faire une utilisation judicieuse de l'électricité, à considérer l'électricité comme une ressource précieuse et à mieux consommer.

Le Distributeur souhaite poursuivre dans cette voie et propose des modifications aux CS afin de limiter le service de base offert aux résidences unifamiliales aux coffrets de branchement principaux d'une intensité nominale d'au plus 200 A.

Le Distributeur souligne que sa proposition tient compte de la volonté du gouvernement du Québec de soumettre à la Régie des conditions de service de distribution d'électricité applicables à la clientèle domestique de manière à favoriser la diminution de la consommation d'électricité en période de pointe ou qui varient en fonction de l'intensité énergétique[6].

2.1. Situation actuelle

Le Distributeur a observé au fil des ans une hausse de la proportion des demandes d'alimentation visant des installations électriques dont l'intensité nominale du coffret de branchement principal est de plus de 200 A.

En 2025, le Distributeur a reçu 28 300 demandes d'alimentation qui avaient comme objet le raccordement d'une nouvelle installation électrique ou l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement principal d'une installation électrique existante[7]. De ce nombre, environ 10 600 demandes visaient une intensité nominale supérieure à 200 A (65 % visaient des nouvelles installations électriques et 35 % une augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement principal). L'ensemble de ces demandes ont bénéficié du service de base pour les travaux relatifs au branchement du distributeur en raison des modalités en vigueur du chapitre 8 des CS[8].

Plus précisément, entre 2018 et 2025, la proportion des demandes d'alimentation visant des résidences unifamiliales et des coffrets de branchement d'une intensité nominale supérieure à 200 A qui ont été mis en service durant cette période est passée d'environ 12 % à environ 25 %. Cette proportion est relativement stable depuis 2023.

---

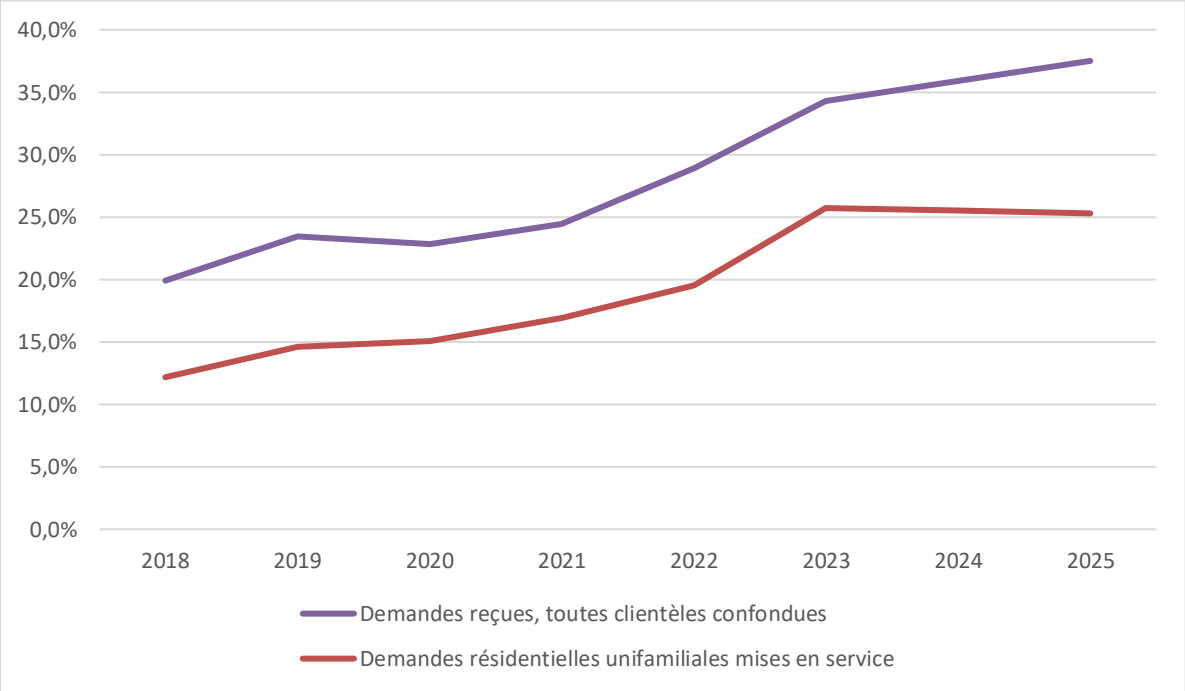
6 Dès 2026, comme prévu à la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*, L.Q. 2025, c. 24, art. 161 (1).

7 Ce nombre inclut uniquement les demandes visant des alimentations permanentes monophasées et mesurées. Les alimentations temporaires et triphasées sont donc exclues de ce nombre. De plus, d'autres demandes, comme les demandes de sécurisation de réseau, les demandes liées à l'éclairage public et les demandes visant une puissance de moins de 2 kW sont également exclues.

8 En vertu des modalités de l'article 8.2.1, le client a droit au service de base pour les travaux relatifs au branchement du distributeur si la demande d'alimentation vise une nouvelle installation électrique ou le remplacement, la modification ou le déplacement du branchement du distributeur à la suite de l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement principal ou de l'ajout d'un coffret de branchement principal ou d'un poste client.

Le figure 1 présente cette évolution.

Figure 1
Évolution de la proportion des demandes d'alimentation visant des coffrets de branchement principaux d'une intensité nominale supérieure à 200 A, pour les années 2018 à 2025



Or, le Distributeur est d'avis qu'un coffret de branchement principal d'une intensité nominale de 200 A est suffisant pour couvrir la totalité des besoins énergétiques d'une grande majorité des clients résidentiels, à l'exclusion des immeubles collectifs d'habitation.

D'une part, le Distributeur a estimé la puissance maximale appelée théorique[9] (« PMA ») d'une résidence unifamiliale dotée d'une borne de recharge pour véhicule électrique pour vérifier si cette PMA est inférieure à 38,4 kW, soit l'appel de puissance maximal sécuritaire pour un coffret de branchement d'une intensité nominale de 200 A[10]. Pour les fins de son estimation, le Distributeur a tenu compte d'hypothèses conservatrices, de la superficie de la résidence et de son année de construction[11]. Tel qu'il appert au tableau suivant, en prenant en considération une PMA de 38,4 kW, un coffret de branchement d'une intensité nominale de 200 A est suffisant pour répondre aux appels de puissance maximaux théoriques de la vaste

[9] La puissance maximale appelée théorique correspond à la somme des puissances des charges alimentées par l'installation électrique et ce, sans diversification (à l'exception des charges de climatisation et de chauffage). Autrement dit, le Distributeur a considéré que chacune des charges fonctionne à plein régime en même temps, ce qui est peu probable.

[10] Cette valeur est calculée conformément à la puissance maximale permise par le *Code de construction* : 200 A x 240 V x 80 % = 38 400 W ou 38,4 kW.

[11] Le Distributeur a notamment tenu compte d'hypothèses conservatrices et conformes au *Code de construction* : résidence unifamiliale alimentée en 240 V monophasé, chauffée à l'aide de plinthes électriques, borne de recharge de 11,5 kW, température de - 27 °C.

majorité des résidences unifamiliales si les consommations liées à la recharge de véhicule électrique sont optimisées, c'est-à-dire si elles sont dotées d'un système de gestion dynamique de charge lié au véhicule électrique ou de délesteur de charge. Le Distributeur souligne que les résidences du Québec ont une superficie moyenne variant entre 1 800 pi^2 et 2 100 pi^2[12].

Tableau 1
Estimation de la puissance maximale appelée théorique (PMA) d'une résidence unifamiliale par superficie et par année de construction

Superficie de la résidence (pi^2)	Résidence construite entre 1940 et 1980		Résidence construite entre 1980 et 2023		Résidence construite après 2023	
	PMA - sans optimisation (kW)	PMA - avec optimisation (kW)	PMA - sans optimisation (kW)	PMA - avec optimisation (kW)	PMA - sans optimisation (kW)	PMA - avec optimisation (kW)
1 000	38,3	26,8	34,1	22,6	31,1	19,6
1 500	42,8	31,3	36,8	25,3	33,1	21,6
2 000	48,3	36,8	39,8	28,3	36,1	24,6
2 500	52,8	41,3	43,8	32,3	37,8	26,3
3 000	58,3	46,8	47,1	35,6	40,3	28,8
3 500	62,8	51,3	50,1	38,6	41,8	30,3
4 000	68,3	56,8	53,3	41,8	44,3	32,8

D'autre part, le Distributeur constate que la moyenne des appels de puissance maximaux des clients résidentiels existants équipés d'un coffret de branchement d'une intensité nominale de 200 A s'élève à 15,2 kW.

À titre illustratif, le tableau 2 présente les appels de puissance maximaux moyens et médians des clients aux tarifs D et DP (excluant la clientèle agricole), par intensité nominale du coffret de branchement principal. Le tableau présente également la proportion des installations qui ont des appels de puissance maximaux inférieurs à 38,4 kW et pour lesquels un coffret de branchement principal de 200 A aurait suffi.

[12] *Enquête 2015 sur l'utilisation de l'énergie par les ménages*, tableau 2.5 – Superficie moyenne du logement par type de logement, données converties en pi^2. https://oee.nrcan.gc.ca/organisme/statistiques/bnce/apd/showTable.cfm?type=SHCMA&sector=aaa&juris=ca&year=2015&rn=9&page=1 .

Tableau 2
Appels de puissance par intensité nominale du coffret de branchement principal des installations électriques résidentielles pour l'année 2025

Intensité nominale du coffret de branchement principal	Nombre d'installations[1]	Moyenne des appels de puissance maximaux	Médiane des appels de puissance maximaux	Proportion des installations avec des appels de puissance moyens inférieurs à 38,4 kW
200 A[2]	73 404	15,2 kW	14,0 kW	N.A.
320 A	6 836	26,0 kW	25,9 kW	89,1 %
400 A	3 886	29,8 kW	27,4 kW	76,8 %
600 A	301	26,8 kW	21,6 kW	70,8 %

[1] Installations électriques résidentielles unifamiliales mises en service entre le 1er janvier 2020 et le 31 décembre 2025 (pour les coffrets de branchement d'une intensité nominale de 200 A) ou entre le 1er janvier 2023 et le 31 décembre 2025 (pour les coffrets de branchements d'une intensité nominale de plus de 200 A) et dont les PMA sont de 5 kW ou plus.

[2] Excluant les installations électriques avec un coffret de branchement principal inférieur à 200 A puisque la vaste majorité de ces installations n'utilisent pas l'électricité comme source principale de chauffage.

Tel qu'il appert du tableau ci-dessus, la vaste majorité des installations électriques résidentielles avec des coffrets de branchement principal d'une intensité nominale de 320, 400 ou 600 A aurait pu se satisfaire d'un coffret de branchement de 200 A. De plus, le Distributeur précise que pour 94 % des installations électriques résidentielles analysées équipées d'un coffret de branchement principal d'une intensité nominale de 200 A, l'appel de puissance maximal en 2025 a été inférieur à 25 kW. Pour ces cas, l'ajout d'une borne de recharge de 11,5 kW pourrait se faire sans que la consommation ne soit optimisée.

Le Distributeur a également analysé environ 200 demandes de clients résidentiels reçues en 2023 qui visaient l'augmentation de l'intensité nominale de leur coffret de branchement principal (de 200 A à 320 A ou 400 A) pour vérifier si, dans l'année suivant l'augmentation de l'intensité nominale, un coffret de branchement d'une intensité nominale de 200 A aurait été suffisant.

Ainsi, dans près de 80 % des demandes d'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement, la demande n'était pas justifiée : un an après l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement, le coffret de 200 A aurait suffi pour répondre aux besoins énergétiques du client.

Le Distributeur estime que le traitement des demandes visant une intensité nominale supérieure à 200 A (nouvelle installation ou installation existante) qui ne sont pas justifiées représente environ 26 000 heures en ingénierie (environ 20 ETC) et 43 000 heures en réalisation de travaux (environ 35 ETC), soit un coût de travaux d'environ 22 M$, par année.

Selon un sondage réalisé au printemps 2026 auprès de clients résidentiels ayant présenté une demande visant une intensité nominale supérieure à 200 A (le « Sondage »), 77 % des clients résidentiels qui ont requis un coffret de branchement de plus de 200 A l'ont fait par préférence

personnelle ou en prévision de besoins futurs[13]. Or, comme le démontre l'analyse ci-dessus, ces besoins futurs ne se sont pas concrétisés dans la vaste majorité des cas.

Par ailleurs, les nouvelles technologies disponibles, comme les contrôleurs de charge pour recharge de véhicule électrique[14], les appareils intelligents et les disjoncteurs intelligents, peuvent limiter le besoin d'un coffret de branchement d'une intensité nominale supérieure à 200 A dans la plupart des cas. Avec ces technologies, le client peut raccorder d'autres appareils et équipements à son installation électrique ou gérer l'utilisation et l'alimentation de ses appareils et équipements de façon optimale, et ce, sans augmenter l'intensité nominale de son coffret de branchement.

De plus, le coût d'installation de ces technologies par un maître électricien (généralement, 2 000 $ ou moins) est moindre que celui requis pour le remplacement d'un coffret de branchement principal (oscillant généralement entre 6 000 $ et 10 000 $).

Or, il appert du Sondage que 34 % des clients ont entendu parler des solutions alternatives à l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement et parmi eux, seuls 54 % les ont envisagées. Les raisons pour lesquelles les répondants n'ont pas considéré les solutions alternatives sont les suivantes :

- 74 % des clients indiquent avoir suivi la recommandation de leur maitre électricien ;
- 64 % des clients indiquent avoir des craintes quant à la fiabilité, la durabilité ou la performance des technologies alternatives ;
- 24 % des clients indiquent que le coût d'achat et d'installation des technologies alternatives était trop élevé.

Le Distributeur constate que la méconnaissance des technologies alternatives, notamment quant à leur performance et leur coût, explique en grande partie la résistance des clients à y adhérer. Le Distributeur souligne également que l'adhésion aux technologies alternatives en remplacement de l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement ne pourra pas se faire sans la participation des maitres électriciens.

2.2. Proposition

À la lumière des informations présentées ci-dessus, le Distributeur propose d'exclure du service de base les travaux relatifs au branchement du distributeur pour les coffrets de branchement principaux d'une intensité nominale de plus de 200 A pour les clients résidentiels.

---

[13] Les répondants devaient sélectionner toutes les réponses parmi les choix proposés qui expliquent pourquoi ils ont choisi de remplacer ou installer un panneau de plus de 200 A : 59% en prévision de besoins futurs, 43% par manque d'espace sur leur panneau, 19% en raison de l'agrandissement de leur résidence, 18% par préférence personnelle, 12% puisque c'était l'installation standard proposée lors de l'achat de leur résidence, 10% pour des raisons de sécurité ou fiabilité, 9% en raison de l'ajout d'un logement, 9% pour aucune de ces raisons.

[14] Cet appareil calcule en temps réel la consommation d'énergie du client. Il interrompt la borne de recharge lorsque la consommation totale excède 80 % de la capacité du coffret de branchement principal et la réalimente lorsque la consommation totale est inférieure à 80 % de la capacité du coffret de branchement principal pendant plus de 15 minutes. Voir notamment : https://rve.ca/fr/solution-dcc/dcc-12/

Plus spécifiquement, le Distributeur propose, pour des bâtiments résidentiels, à l'exception des immeubles collectifs d'habitation et des exploitations agricoles, l'ajout de frais qui seraient facturés dans le cas d'une demande d'alimentation, pour :

- une nouvelle installation électrique d'une intensité nominale plus de 200 A ; ou
- l'augmentation de l'intensité nominale d'un coffret de branchement principal à plus de 200 A.

Ces « frais de raccordement à plus de 200 A » ont un objectif double, soit :

- dissuader les clients d'installer un coffret de branchement dont l'intensité nominale est supérieure à 200 A ;
- inciter les clients à opter pour des travaux alternatifs à moindre coût.

Le Distributeur estime que le coût moyen des demandes d'alimentation visant un coffret de branchement de plus de 200 A, calculé à partir du coût complet de la main-d'œuvre, du temps moyen de réalisation, du matériel requis et du coût associé à la part des transformateurs requise pour répondre à ces demandes, s'élève à 5 380 $. Toutefois, le Distributeur propose de fixer les frais à 5 000 $[15].

Le Distributeur estime que la facturation de frais d'un montant de 5 000 $ est suffisante pour lui permettre d'avoir une plus grande efficience et une meilleure utilisation des ressources dans le traitement des demandes d'alimentation. Selon les données obtenues dans le Sondage, le Distributeur estime que l'imposition de frais de raccordement à plus de 200 A dissuaderait 66 % des clients de déposer une demande de raccordement d'un coffret de branchement de plus de 200 A[16], ce qui permettrait d'éviter de traiter 2 500 demandes de raccordement d'un coffret de branchement de plus de 200 A[17] représentant 31 ETC et 9 M$ en coût de travaux. La proposition du Distributeur permettrait également aux clients résidentiels de gérer leurs charges raccordées en faisant réaliser des travaux à leur installation électrique par un maître électricien, et ce, sans requérir l'intervention du Distributeur.

Le Distributeur précise que l'ajout des frais de raccordement à plus de 200 A ne modifierait en rien le traitement des demandes en fonction des chapitres 8 et 9 des CS. En effet, les modalités de ces chapitres continueraient d'être appliquées pour calculer du coût des travaux relatifs au branchement du distributeur ou, s'il y a lieu, au prolongement ou à la modification du réseau de distribution d'électricité. Les nouveaux frais seraient donc ajoutés au coût des travaux

---

[15] À cet effet, le Distributeur écrivait en 2016 que la facturation des frais de service (tableau A.1 actuel) :
« contribue à réduire les pressions à la hausse sur les tarifs de l'ensemble de la clientèle. Cette approche permet un traitement juste et uniforme de l'ensemble des clients. Elle incite de plus les clients à respecter leurs obligations. Ainsi, « le lien entre les frais facturés et les coûts du service n'est donc pas essentiel dans l'établissement du niveau de ces frais. Ces coûts peuvent cependant fournir une référence pour juger du caractère raisonnable des frais ». Dans sa décision D-2005-34, la Régie approuvait ces principes et maintenait « le statu quo pour l'ensemble des frais de service de nature administrative ».
R-3964-2016, pièce HQD-4, document 2 (B-0010), p. 5.

[16] Selon le Sondage, cette proportion passerait à 55 % si les frais s'élevaient à 3 000 $, et à 69 % si les frais s'élevaient à 7 000 $.

[17] Soit environ 3 800 demandes de raccordement de plus de 200 A traitées par le Distributeur en 2026 x 66 % de clients qui n'auraient pas déposé de demande compte tenu de l'imposition des frais spéciaux.

déterminé par l'application des chapitres 8 et 9 des CS. De plus, comme pour toute demande d'alimentation[18], les « frais d'intervention sur le réseau » seraient également facturés au client.

Le tableau 3 présente des exemples de coûts de travaux qui pourraient être facturés par le Distributeur, sur la base de situations courantes.

Tableau 3
Exemples du coût de travaux à facturer par le Distributeur pour un raccordement de plus de 200 A

Situations	Coût des travaux en vertu des chapitres 8 et 9 des CS	Frais de raccordement à plus de 200 A	Frais d'intervention sur le réseau	Total
Augmentation de l'intensité nominale à 320 A • Branchement du distributeur aérien en basse tension de 15 mètres	Aucuns frais	5 000 $	470 $	5 470$
Augmentation de l'intensité nominale à 320 A • Branchement du distributeur aérien en basse tension de 45 mètres	4 090 $	5 000 $	470 $	9 560 $
Augmentation de l'intensité nominale à 400 A • Branchement du distributeur aérien en basse tension de 75 mètres	5 380 $	5 000 $	470 $	10 850 $

Enfin, le Distributeur mentionne que d'autres distributeurs canadiens facturent déjà des frais supplémentaires pour des intensités nominales de plus de 200 A. Le tableau 4 présente quelques modalités applicables chez certains de ces distributeurs.

[18] Sous réserve des interventions simples applicables.

Tableau 4
Modalités appliquées par d'autres distributeurs canadiens dans le cas de coffrets de branchements d'une intensité nominale supérieure à 200 A

Distributeurs	Modalités
BC Hydro	Les frais minimaux de branchement sont supérieurs pour des coffrets de branchement d'une intensité nominale supérieure à 200 A. Les frais de mesurage sont également supérieurs dans ces cas. Voir les articles 11.1 et 11.2 du document Electric Tariff de BC Hydro.
Fortis BC	Le client est responsable des coûts relatifs à un service résidentiel de plus de 200 A, si Fortis BC autorise un tel service. Voir les articles 4.5, 6.3, 17.1 du document Electric Tariff de Fortis BC.
Manitoba Hydro	La facture minimale pour un abonnement associé à un coffret de branchement d'une intensité nominale de plus de 200 A est le double que celle pour une intensité nominale de 200 A et moins. Voir cette page Web du site Web de Manitoba Hydro.
Hydro Ottawa	Le « branchement de base » offert comprend un courant monophasé de 120/240 V à 3 fils jusqu'à 200 A par ligne aérienne, y compris la capacité de transformation, le mesurage standard aux fins de facturation et 30 m de conducteur aérien. Voir la section 4 et l'annexe G des Conditions de service de Hydro-Ottawa[19].

2.2.1. Communication et commercialisation

Dans le cadre de sa mission, la Corporation des maîtres électriciens du Québec (la « CMEQ ») est responsable de délivrer la licence permettant aux maîtres électriciens d'effectuer des travaux d'électricité au Québec. Ces derniers sont donc au cœur de la relation avec le client pour tous les travaux en lien avec son installation électrique : ils l'informent, le conseillent et réalisent les travaux demandés.

Pour assurer la pleine portée de la proposition, le Distributeur collaborera avec la CMEQ afin d'inciter les maîtres électriciens à mentionner aux clients, dans le cadre de leur relation, les travaux alternatifs aux augmentations d'intensité nominale des coffrets de branchement

[19] Par ailleurs, en 2023, l'Ontario Energy Board a publié un bulletin dans lequel elle mentionnait que fournir aux nouveaux clients résidentiels une capacité suffisante pour accueillir un service de 200 A dans le cadre de leur politique de branchement de base représente une bonne pratique. À cet effet, 38 distributeurs ontariens sur 58 limitent leur service de base à cette intensité nominale. De plus, elle mentionnait également que si un client a besoin d'une capacité de transformation supérieure à 200 A, le distributeur doit continuer d'évaluer si le client supportera les coûts supplémentaires engendrés.

pouvant être réalisés, le cas échéant. Le Distributeur entend également faciliter la consultation de la puissance maximale appelée historique du client par les maîtres électriciens, notamment en la rendant disponible en ligne, comme mesure complémentaire au calcul de charge afin de valider la capacité réellement disponible sur le coffret de branchement en fonction du profil de consommation du client.

2.2.2. Propositions complémentaires

Comme mentionné ci-dessus, en vertu des CS en vigueur, l'ajout d'une nouvelle installation électrique permet de bénéficier du service de base. Or, aucune modalité ne vient restreindre l'ajout d'une nouvelle installation électrique d'une même tension dans un bâtiment accessoire ou une dépendance, comme un garage ou un cabanon, situé sur la propriété déjà desservie. Ainsi, un client pourrait transmettre une demande d'alimentation visant l'ajout d'une deuxième installation électrique pour un autre bâtiment situé sur sa propriété et celui-ci bénéficierait alors d'un deuxième branchement du distributeur et d'un deuxième service de base.

Le Distributeur propose donc des modalités complémentaires qui répondent notamment aux objectifs suivants :

- Éviter que les clients contournent l'application des frais de raccordement à plus de 200 A ;
- Éviter que les clients aient deux abonnements et deux mesurages distincts, permettant de diviser la consommation d'électricité et de bénéficier potentiellement d'un tarif plus avantageux pour chacun de ces abonnements ;
- Inciter les clients à gérer leurs charges et les travaux en lien avec celles-ci de façon autonome ;
- Permettre une bonne utilisation des ressources du Distributeur.

À cet effet, le Distributeur propose les modifications suivantes :

- Ajouter à l'article 13.6.1 des CS une modalité afin de limiter le nombre de points de livraison qu'il peut fournir par propriété lorsque l'électricité est livrée à des fins d'usage domestique, à l'exception des immeubles collectifs d'habitation et des exploitations agricoles. Ainsi, un seul point de livraison serait autorisé par lieu de consommation à usage domestique, à moins que chaque point de livraison vise un tarif et un usage différents ou une tension différente ;
- Modifier, en cohérence avec la proposition ci-dessus, la définition de « lieu de consommation » du chapitre 23 des CS afin d'y incorporer, dans les cas où électricité est livrée à des fins d'usage domestique, à l'exception des immeubles collectifs d'habitation et des exploitations agricoles, les dépendances et les bâtiments situés à une même adresse civique dûment autorisés par une autorité municipale compétente ;
- Préciser à l'article 8.2.4 des CS que le Distributeur ne fournit pas de branchement du distributeur dans les cas où le lieu de consommation est déjà alimenté par un branchement du distributeur de même tension que celui faisant l'objet de la demande

d'alimentation. De plus, dans l'article 8.2.5, il est également précisé que le client ne peut fournir lui-même de branchement du client si un branchement du distributeur de même tension alimente déjà le lieu de consommation[20].

En vertu de ces propositions, si le client souhaite alimenter en électricité, pour une même tension, un même usage et un même tarif, un autre bâtiment situé sur sa propriété, celui-ci devra faire appel à un maître électricien pour réaliser les travaux requis pour relier ce bâtiment à son coffret de branchement principal.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications aux articles 8.2.1, 8.2.4 e), 8.2.5, 9.2.1, 13.6.1, ainsi qu'à la définition de « lieu de consommation » (23.1.1), comme présentées à la pièce HQD-1, Document 3.

3. Modifications liées au dimensionnement des postes distributeurs

Dans la même optique d'inciter la clientèle à faire une utilisation judicieuse de l'électricité, à considérer l'électricité comme une ressource précieuse et à mieux consommer, le Distributeur propose des modifications aux CS afin de limiter le service de base offert à la clientèle d'affaires pour l'installation de poste distributeur.

3.1. Situation actuelle

En basse tension, le Distributeur alimente les installations électriques dont le courant maximal appelé excède 500 A, mais ne dépasse pas 6 000 A, à partir d'un poste distributeur sur poteau, sur socle, sur une plateforme ou en chambre annexe (article 15.1.3 CS). La norme *E.21-11 – Service d'électricité en basse tension à partir des postes distributeurs* (le « Livre vert ») énonce les types de postes distributeurs disponibles en fonction des exigences techniques à respecter et de l'intensité nominale du coffret de branchement du client.

Or, l'intensité nominale du coffret de branchement est choisie par l'ingénieur-conseil ou le maitre électricien du client en fonction des critères du *Code de construction* (RLRQ, chapitre B-1.1, r. 2), Chapitre V – Électricité (le « Code »). Le Code fixe les critères minimaux à respecter pour dimensionner un coffret de branchement en fonction des charges à raccorder, mais ne fixe pas de limite maximale. Le Distributeur ne vérifie pas l'intensité nominale du coffret de branchement puisqu'il présume que le maitre électricien ou l'ingénieur conseil du client a complété la demande d'alimentation dans les règles de l'art et selon les prescriptions du Code.

[20] En cohérence avec l'article 1.2.3 de la norme *E.21-10 – Service d'électricité en basse tension* (Livre bleu) mise à jour en février 2021.

Par conséquent, les clients n'ont aucun incitatif à choisir un coffret de branchement principal de la plus petite intensité nominale possible pour suffire à leur besoin. Au contraire, le Distributeur observe une tendance des clients requérant un poste distributeur installé à partir d'une ligne triphasée (aérienne ou souterraine) à demander des postes distributeurs de capacité beaucoup plus élevée que leurs besoins en puissance[21].

Le Distributeur a analysé le facteur de demande[22] des postes distributeurs installés à travers la province entre 2012 et 2021[23] et constate que 66 % des postes distributeurs sur socle et 80 % des postes distributeurs en chambre annexe sont « surdimensionnés », c'est-à-dire qu'un poste distributeur du même type mais de plus petite capacité aurait suffi pour répondre au besoin en puissance du client. Ce surdimensionnement entraîne les conséquences suivantes :

- faire assumer au Distributeur des sommes plus élevées pour l'installation de postes distributeurs de plus grande capacité que celle réellement requise. Le Distributeur évalue que ce surcoût s'élève à 3,3 M$ par année[24] ;
- occasionner de plus grandes pertes électriques à vide[25]. Le Distributeur estime que le surdimensionnement des postes distributeurs installés entre 2012 et 2021 occasionne des pertes électriques supplémentaires de 10,7 GWh/an[26] ;
- biaiser la planification du déploiement de nouvelles portions du réseau de distribution d'électricité. En effet, les composants du réseau de distribution sont dimensionnés en fonction des puissances nominales des transformateurs qui devront être installés.

[21] Le surdimensionnement n'a pas été observé auprès des clients requérant un poste distributeur installé à partir d'une ligne monophasée (aérienne ou souterrain) puisque ces postes ont des capacités plus limitées (167 kVA ou 200 kVA).

[22] Le facteur de demande correspond au rapport de la puissance maximale appelée sur la puissance nominale du poste distributeur ou, autrement dit, le ratio d'utilisation d'un poste distributeur.

[23] Le Distributeur n'a pas considéré les postes distributeurs installés après 2021 pour ne pas tenir compte de poste distributeur alimentant des installations électriques n'ayant pas complété leur montée en charge.

[24] Pour procéder à cette estimation, le Distributeur a recensé tous les postes distributeurs sur socle et en chambre annexe installés entre 2012 et 2021. Pour chacun d'eux, le Distributeur a évalué si le poste distributeur installé était correctement dimensionné ou non en fonction du facteur de demande du poste. Pour tous les postes surdimensionnés, le Distributeur a calculé la différence entre le coût d'installation du poste distributeur effectivement installé et le coût d'installation du poste distributeur qui aurait suffi (en utilisant les coûts de l'année de l'installation du poste). L'estimation fourni par le Distributeur correspond à la somme de ces différences de coût d'installation, divisé par 10 années.

[25] Le terme « pertes à vide » signifie les pertes d'énergie produites lorsqu'un transformateur est alimenté, même lorsqu'il ne fournit pas d'électricité, en raison de la résistance du cœur métallique du transformateur. Ces pertes sont indépendantes de la charge, mais varie en fonction de la capacité du transformateur.

[26] Pour procéder à cette estimation, le Distributeur a soustrait à la capacité (en kVA) des transformateurs installés la capacité (en kVA) des transformateurs de capacité suffisante pour répondre à la demande. Le Distributeur a multiplié le résultat par le nombre d'heures dans une année et par le ratio de perte à vide, variant entre 0,08 % et 0,11 % selon la capacité du transformateur installé.

3.2. Proposition

Afin d'inciter les clients à choisir un coffret de branchement principal de la plus petite intensité nominale pour satisfaire leurs besoins, le Distributeur propose de baliser le service de base applicable au branchement du distributeur en basse tension alimentant une nouvelle installation électrique à partir d'un poste distributeur.

Le Distributeur propose ainsi d'inclure dans le service de base la totalité des travaux relatifs au branchement du distributeur (sous réserve que l'installation du poste distributeur soit la solution technique optimale déterminée par le Distributeur) dans l'une ou l'autre des situations suivantes :

- Le poste distributeur est aérien ; ou
- Le poste distributeur est monophasé ; ou
- Le poste distributeur est alimenté à partir d'une ligne de distribution souterraine et nécessite la plus petite unité de transformation disponible pour le type de poste.

Dans les autres situations, le client devra payer la différence entre le coût d'installation de son poste distributeur et le coût d'installation du poste distributeur inclus dans le service de base.

Pour plus de clarté, le Distributeur chiffre dans le tableau suivant la valeur du service de base décrit précédemment selon le cas qui s'applique (en fonction des prix qui entreront en vigueur le 1er octobre 2026).

Tableau 5
Valeur du service de base applicable au branchement du distributeur en basse tension alimentant une nouvelle installation électrique à partir d'un poste distributeur

Ligne à partir de laquelle le poste distributeur est installé		Poste distributeur nécessaire pour répondre à la demande				
		Sur poteau ou sur plateforme	Sur socle, monophasé	Sur socle, triphasé	Chambre annexe, monophasé	Chambre annexe, triphasée
Aérienne	Monophasée	Tout inclus*	Tout inclus*	s.o.	Tout inclus*	s.o.
	Triphasée	Tout inclus*	Tout inclus*	51 040 $[1]	Tout inclus*	51 040 $[1]
Souterraine	Monophasée	s.o.	Tout inclus*	s.o.	Tout inclus*	s.o.
	Triphasée	s.o.	Tout inclus*	107 600 $[2]	Tout inclus*	113 500 $[3]

[1] Correspond à la somme du prix d'un transformateur de 500 kVA, matériel seulement (tableau G.5, ligne 1), du prix pour l'installation d'un transformateur triphasé, main-d'œuvre seulement (tableau G.1, ligne 2) et du prix d'un coupe-circuit de 500 kVA, matériel seulement (tableau G.5, ligne 2).

[2] Correspond au prix pour l'installation d'un transformateur sur socle triphasé, 750 kVA (tableau M.2, ligne 4).

[3] Correspond au prix pour l'installation d'un transformateur en chambre annexe triphasé, 500 kVA (tableau M.3, ligne 1).

* Sous réserve que l'installation du poste distributeur soit incluse dans la solution technique optimale déterminée par le Distributeur.

Pour les demandes d'alimentation rencontrant les critères de l'article 8.2.1, premier alinéa, paragraphe b) des CS, le Distributeur propose d'inclure dans le service de base un montant équivalant au coût d'installation du transformateur desservant déjà l'installation électrique, y compris le coût de la main-d'œuvre et du matériel nécessaires.

En faisant assumer aux clients l'excédent des coûts d'installation des postes distributeurs inclus dans le service de base, le Distributeur est d'avis qu'il les incitera à mieux évaluer leurs besoins en puissance et à mieux dimensionner leurs coffrets de branchement par rapport à leurs besoins réels. Cependant, pour ne pas pénaliser injustement les clients qui ont des besoins justifiant l'installation d'un poste distributeur de plus grande capacité que celui inclus dans le service de base, le Distributeur propose d'effectuer un suivi de la puissance maximale appelée annuelle des clients au terme des cinq années suivant la mise sous tension de l'installation électrique.

Les clients pour lesquels la moyenne des trois puissances maximales appelées annuelles les plus élevées[27] pour cette période est égale ou supérieure à la puissance nominale de transformation d'un poste distributeur de plus grande capacité que celui inclus dans le service de base auront droit à un remboursement. Celui-ci sera calculé en soustrayant le coût de l'appareil de transformation inclus dans le service de base au coût de la plus petite unité de transformation qui aurait permis de répondre au besoin du client. Les clients pourraient ainsi bénéficier d'un remboursement partiel ou complet du montant qu'ils ont payé pour l'installation de leur poste distributeur si celui-ci est correctement dimensionné.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications aux articles 8.2.2, 9.2.1, 9.2.2 et l'ajout de l'article 10.5, comme présentés à la pièce HQD-1, Document 3.

4. Modifications liées à l'encadrement du raccordement d'équipements de production d'électricité

Comme énoncé au Plan d'action 2035, le Distributeur souhaite favoriser l'autoproduction par la clientèle, l'utilisation de batteries pour combler des besoins en période de pointe, ainsi qu'accélérer l'adoption de l'énergie solaire. Pour ce faire, le Distributeur a déjà mis en place un nouveau programme d'aide financière pour l'acquisition et l'installation de panneaux solaires[28] et souhaite offrir des solutions de résilience en fournissant une alimentation électrique d'appoint (par exemple : batteries et accumulateurs de chaleur) à la clientèle qui souhaite se prémunir contre l'impact des interruptions de service.

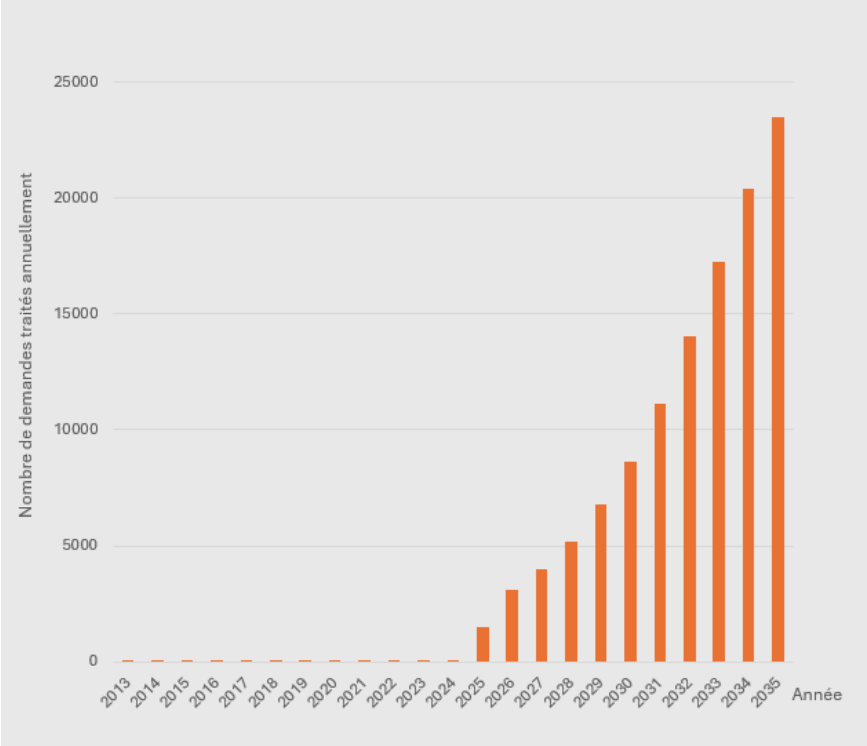
[27] Le Distributeur propose de tenir compte des trois puissances maximales appelées annuelles les plus élevées de la durée du suivi de cinq ans, et non de chacune des puissances maximales appelées annuelles pour ne pas pénaliser les clients qui ont des périodes de montées en charge.

[28] Communiqué : https://nouvelles.hydroquebec.com/nouvelles/communiques/tout-quebec/hydro-quebec-lance-nouveaux-appuis-financiers-destines-soutenir-clients-residentiels-affaire-veulent-installer-panneaux-solaires.html.

Par ailleurs, le Distributeur anticipe que la structuration du marché d'offre d'équipements de production d'électricité, notamment l'arrivée de produits de production d'électricité solaire branchables et certifiés, ainsi que la diminution du coût d'achat des produits d'autoproduction, inciteront les clients à adhérer en plus grand nombre à l'autoproduction.

Pour ces raisons, le Distributeur estime qu'il fera rapidement face à une augmentation importante du nombre de demandes de raccordement d'installation de production d'électricité (« IPE »). À titre indicatif, entre 2013 et 2025, le Distributeur a traité près de 2 400 demandes de raccordement d'IPE. D'ici 2035, le Distributeur prévoit en traiter 10 fois plus par année. La figure suivante illustre la progression du nombre de demandes de raccordement d'IPE que le Distributeur prévoit traiter annuellement d'ici 2035.

Figure 2
Prévision du nombre de demandes de raccordement d'IPE traitées annuellement



Par conséquent, le Distributeur souhaite préciser les CS afin, d'une part, de faciliter le traitement des demandes de raccordement d'IPE de petite capacité et, d'autre part, d'assurer une intégration harmonieuse de la production décentralisée de masse au réseau de distribution d'électricité.

Néanmoins, le Distributeur souligne que ses propositions de modalités aux CS ne doivent pas être interprétées comme une obligation pour le Distributeur d'accepter le raccordement d'une IPE ou d'assumer des coûts additionnels pour l'installation d'équipements ou le renforcement du réseau de transport ou de distribution afin de desservir une IPE. Comme mentionné dans le dossier R-4270-2024, le Distributeur se réserve le droit de refuser le raccordement d'IPE ou

de limiter la capacité de production demandée en fonction des impacts potentiels sur l'exploitation et la conception du réseau de distribution d'électricité[29].

4.1. Portée

Actuellement, seuls les articles 15.2.5 et 15.2.6 des CS encadrent le raccordement des équipements de production d'électricité exploités en synchronisme avec le réseau de distribution d'électricité et des groupes électrogènes de secours.

D'emblée, le Distributeur propose de remplacer les expressions « équipements de production d'électricité exploités en parallèle du réseau de distribution d'électricité » et « groupes électrogènes de secours » respectivement par « installation d'autoproduction » et « système d'alimentation de secours ». Par souci de clarté et de pérennité, le Distributeur propose de définir ces deux dernières expressions comme suit :

- « Installation d'autoproduction » : Installation utilisée pour combler une partie ou la totalité des besoins d'un client et/ou pour injecter dans le réseau de distribution d'électricité les surplus de production électrique et dont les équipements de production d'électricité sont normalement opérés en synchronisme avec le réseau du Distributeur. À titre d'exemple, les appareils de stockage d'énergie et les systèmes de recharge bidirectionnels de véhicule électrique font partie des installations d'autoproduction ;
- « Système d'alimentation de secours »[30] : Équipements destinés à alimenter temporairement les charges essentielles d'une installation électrique à l'aide d'une source d'alimentation de secours (par exemple : une génératrice). La distinction entre un système d'alimentation de secours et une source d'alimentation de secours réside en ce que le premier est raccordé au réseau de distribution d'électricité, tandis que la seconde n'est pas normalement opérée en synchronisme avec le réseau de distribution.

Lorsque le Distributeur désigne indistinctement les installations d'autoproduction et les systèmes d'alimentation de secours, il emploie l'expression « installation de production d'électricité » ou « IPE » qui désigne donc tous les équipements destinés à la production d'énergie électrique.

Les propositions de modifications aux CS détaillées ci-après visent donc toutes les IPE (comme le font actuellement les articles 15.2.5 et 15.2.6), mais apportent de nouvelles distinctions selon qu'on soit en présence d'une installation d'autoproduction (simple ou autre) ou d'un système d'alimentation de secours (dotée d'appareil de commutation avec ou sans coupure).

---

[29] Dossier R-4270-2024, pièce HQD-2, Document 2.1 (B-0191), p. 62; voir également la réponse à la question 2.4 de la demande de renseignements nº 1 de l'AREQ à la pièce HQD-13, Document 5.1 (B-0350) (pièces versées au dossier R-4312-2025, à la pièce HQD-1, Document 1 (B-0004)).

[30] Un système d'alimentation de secours peut être équipée d'un appareil de commutation avec coupure (dit aussi « transition ouverte »), soit un système qui déconnecte les charges critiques avant de passer d'une source d'alimentation à l'autre, ou d'un appareil de commutation sans coupure (dit aussi « transition fermée »), soit un système qui raccorde à la fois la source d'alimentation de secours et le réseau de distribution aux charges critiques pour passer d'une source d'alimentation à l'autre.

Le Distributeur précise que ses propositions visent tous les clients qui produisent de l'électricité à partir d'une IPE qu'ils possèdent et exploitent pour combler, en tout ou en partie, leurs propres besoins. À la différence de l'option de mesurage net prévue aux *Tarifs d'électricité*, les CS viseront tous les clients qui exploitent une IPE, sans distinction quant à la source de l'énergie qu'ils produisent ou leur capacité maximale de production.

4.2. Demande de raccordement d'une IPE

Le Distributeur maintient le principe selon lequel il doit autoriser le raccordement de toute IPE au réseau de distribution d'électricité. Les articles 15.2.5 et 15.2.6 des CS prévoient actuellement que le raccordement des installations d'autoproduction et le raccordement des systèmes d'alimentation de secours à transition fermée doivent être autorisés par le Distributeur après qu'il ait analysé les documents fournis par le client attestant la conformité de l'installation. Les systèmes d'alimentation de secours à transition ouverte sont de facto autorisés par le Distributeur puisque le couplage du groupe électrogène au réseau de distribution d'électricité est impossible.

Il est nécessaire que le Distributeur donne son autorisation préalablement au raccordement d'une IPE afin d' :

1. Assurer la sécurité des représentants du Distributeur qui travaillent sur des portions de réseau auxquelles des IPE sont raccordées

   En situation normale, un autoproducteur ne devrait pas continuer à alimenter le réseau de distribution lorsqu'il n'y a plus de tension sur la ligne de distribution. Le Distributeur doit donc s'assurer que l'IPE qui sera raccordée au réseau de distribution sera dotée d'une protection anti-îlotage et des réglages de déclenchement appropriés qui permettent d'assurer l'arrêt automatique de la production pour éviter toute réalimentation involontaire. Autrement, des représentants du Distributeur pourraient croire qu'une portion du réseau est hors tension alors qu'elle est toujours alimentée par des autoproducteurs. Cette situation augmente le risque d'accident de travail et pourrait, sous certaines conditions, être la cause d'une électrocution.

2. Assurer la qualité de la tension et la fiabilité du réseau du réseau de distribution d'électricité

   D'une part, le Distributeur doit s'assurer que l'onduleur[31] d'une IPE est correctement configuré afin de se déconnecter automatiquement en cas de surtension sur le réseau de distribution. Autrement, l'IPE pourrait faire monter la tension au-delà des limites acceptables, propager la surtension sur le réseau de distribution local et endommager les appareils électriques du Distributeur et des autres clients.

   D'autre part, le Distributeur doit s'assurer que l'onduleur de l'IPE demeure en service lors de perturbations temporaires (en tension ou en fréquence) sur le réseau de

[31] L'onduleur est l'équipement permettant de convertir le courant continu en courant alternatif et fait partie de l'installation de production d'électricité.

distribution d'électricité. Autrement, le Distributeur s'exposerait à une déconnexion massive des IPE qui pourrait déstabiliser tout le réseau de distribution d'électricité.

3. Assurer le suivi de la localisation et de la production électrique des IPE raccordées

   Le Distributeur doit connaitre l'emplacement des IPE raccordées au réseau de distribution afin de les répertorier dans ses systèmes de cartographie et d'exploitation pour suivre la capacité d'accueil disponible pour de nouvelles sources d'autoproduction.

   De plus, le Distributeur doit assurer le suivi et la gestion des IPE en exploitation afin notamment d'interrompre leur production au besoin lors de travaux sur le réseau.

   Enfin, le Distributeur doit suivre la production électrique en temps réel des installations d'autoproduction afin d'évaluer correctement la charge du réseau et de lui permettre d'assurer de façon optimale l'équilibre entre la production électrique et la consommation des clients. L'absence de ce suivi entrainerait une sous-évaluation de la charge qui pourrait avoir des conséquences importantes sur la stabilité du réseau de distribution et de transport dans le cas d'une contribution importante de l'autoproduction au bilan de puissance.

Corolairement, le Distributeur propose de préciser que s'il constate qu'une IPE a été raccordée au réseau de distribution d'électricité sans autorisation, il peut exiger que cesse immédiatement l'exploitation de l'IPE et que celle-ci soit déconnectée du réseau de distribution. À défaut d'obtempérer, le client pourrait voir son service d'électricité interrompu. Une inspection réalisée par un maître-électricien pour attester la déconnexion de l'IPE pourrait être requise, aux frais du client.

Le Distributeur propose de clarifier qu'il doit également autoriser les augmentations de la capacité de production d'une IPE existante. Afin de stabiliser son réseau, le Distributeur doit assurer l'équilibre entre la capacité de production d'électricité raccordée sur une ligne de distribution et la charge minimale qu'elle alimente : la première ne peut jamais être supérieure à la seconde. Par conséquent, il doit être informé de toute augmentation de la capacité de production sur son réseau et peut devoir refuser une augmentation si celle-ci déséquilibre son réseau de distribution d'électricité.

Également dans l'esprit d'assurer la fiabilité du réseau de distribution, le Distributeur doit être informé et doit autoriser toutes modifications matérielle ou logicielle (par exemple : changement d'onduleur ou modification des réglages électroniques d'un onduleur) aux équipements d'une IPE existante afin de s'assurer que celle-ci se comportera adéquatement en cas d'événements sur le réseau de distribution.

Pour obtenir l'autorisation de raccorder une IPE, les clients doivent compléter et transmettre au Distributeur une demande de raccordement d'une IPE (demande similaire à une demande d'alimentation). Conformément aux exigences techniques, cette demande de raccordement doit être complétée par une personne mandatée ou autorisée par le propriétaire de l'installation électrique (par exemple : maitre électricien ou ingénieur conseil).

Par souci de transparence, le Distributeur souhaite préciser dans les CS le traitement des demandes de raccordement des IPE, à commencer par les renseignements devant être fournis au soutien de la demande. À cet effet, le Distributeur propose de bonifier l'annexe I des CS pour y ajouter les informations nécessaires pour initier la demande de raccordement d'une IPE[32].

Le Distributeur propose également de détailler les principales étapes du traitement des demandes de raccordement des IPE applicables selon leur type. L'expérience du Distributeur l'amène à constater que le processus d'autorisation et de traitement d'une demande de raccordement d'une IPE peut être allégé pour les installations d'autoproduction dites « simples » et les systèmes d'alimentation de secours dotés d'un appareil de commutation avec coupure

Les installations d'autoproduction simples sont celles qui rencontrent les critères suivants :

- raccordées au réseau de distribution d'électricité en basse tension ;
- raccordées à l'aide d'un ou plusieurs onduleurs certifiés ;
- ayant une puissance totale cumulative de 100 kW et moins ;
- qui ne sont pas munies d'un transformateur entre l'onduleur et le point de raccordement du client.

Les installations d'autoproduction simples sont généralement moins complexes et ne nécessitent donc pas d'étude particularisée. Le Distributeur estime que la vaste majorité des demandes de raccordement d'IPE qu'il recevra correspondront aux installations d'autoproduction simple.

Les systèmes d'alimentation de secours dotés d'un appareil de commutation avec coupure ont un dispositif mécanique d'interverrouillage rendant impossible le couplage de la source d'alimentation et du réseau de distribution. Leur raccordement ne représente pas de risque pour la fiabilité du réseau de distribution d'électricité et la sécurité des représentants du Distributeur. Par conséquent, il est proposé de les dispenser de fournir une étude de raccordement et de réaliser des essais de vérification. La vérification effectuée par le Distributeur se limitera dans ce cas à vérifier la conformité technique de la certification de l'appareil de commutation utilisé par le client.

Le Distributeur présente sommairement les étapes du traitement des demandes de raccordement des IPE dans le tableau suivant.

[32] Voir les ajouts proposés à l'annexe I des CS et présentés à la pièce HQD-1, Document 3.

Tableau 6
Étapes du traitement des demandes de raccordement des IPE applicable selon leur type

Étapes	Installation d'autoproduction		Système d'alimentation de secours		Précisions
	Simple	Autre	Commutation sans coupure	Commutation avec coupure	
1. Transmission au Distributeur de la demande de raccordement	Applicable, sans frais.	Applicable, sans frais.	Applicable, sans frais.	Applicable, sans frais.	
2. Analyse de la demande et réalisation de l'étude d'intégration[1] par le Distributeur	Applicable, sans frais.	Applicable, aux frais du client.	Analyse aux frais du client. Pas d'étude d'intégration requise.	Analyse sans frais. Pas d'étude d'intégration requise.	Possibilité de refuser le raccordement ou d'autoriser une capacité maximale de production inférieure à celle demandée (incapacité du réseau à accueillir l'IPE[2], capacité de production supérieure à la puissance maximale appelée, etc.),
3. Transmission par le client de l'étude de raccordement pré-essais[3]	Dispensé.	Applicable, aux frais du client.	Applicable, aux frais du client.	Non applicable.	
4. Délivrance par le Distributeur de l'autorisation de raccordement conditionnelle	Applicable, durée maximale de 12 mois.	Applicable, durée déterminée au cas par cas.	Applicable, durée déterminée au cas par cas.	Non applicable.	Autorisation conditionnelle à la conformité aux exigences techniques et à la satisfaction des essais de vérification. À défaut, le Distributeur peut exiger la déconnexion de l'IPE du réseau.
5. Travaux de raccordement	Réalisés par le client à ses frais.	Réalisés par le client à ses frais.	Réalisés par le client à ses frais.	Réalisés par le client à ses frais.	
6. Essais de vérification	Réalisés par maitre électricien du client, à ses frais.	Réalisés par l'ingénieur du client, à ses frais.	Réalisés par l'ingénieur du client, à ses frais.	Non applicable.	Essais servant à vérifier que l'IPE est dûment protégée et se déclenche conformément aux exigences techniques. Le client doit permettre à un représentant du Distributeur d'y assister.
7. Transmission des essais de vérification au Distributeur	Résultats transmis via le rapport de vérification des onduleurs.	Résultats transmis via l'étude de raccordement finale.	Résultats transmis via l'étude de raccordement finale.	Non applicable.	
8. Délivrance par le Distributeur de l'autorisation de raccordement finale	Applicable.	Applicable.	Applicable.	Non applicable.	Autorisation conditionnelle à ce que le Distributeur se déclare satisfait des essais de vérification et de toute la documentation transmise.

[1] L'étude d'intégration permet de déterminer la capacité du réseau de distribution d'électricité d'accueillir l'électricité qui sera produite par l'installation, la solution technique optimale pour la raccorder (si des travaux sont requis) et de confirmer la capacité maximale d'autoproduction autorisée. Cette étude permet donc au Distributeur d'évaluer s'il est possible d'accueillir l'installation d'autoproduction visée.

[2] Sous réserve des autres caractéristiques du réseau de distribution d'électricité, la capacité maximale d'autoproduction ne peut pas dépasser :
- Si l'installation électrique est alimentée en basse tension en monophasé 120/240 V : 40 kW ;
- Si l'installation électrique est alimentée en basse tension en triphasé 347/600 V : 5 000 kW ;
- Si l'installation électrique est alimentée en moyenne tension en triphasé 25 kV : 24 000 kW.

[3] L'étude de raccordement consigne toutes les informations techniques requises au sujet du raccordement de l'IPE au réseau de distribution d'électricité. Elle permet au Distributeur de vérifier comment l'IPE du client se comportera une fois mise en service. Elle contient les éléments listés dans l'annexe F de la norme E.12-01 – *Exigences relatives au raccordement de la production décentralisée au réseau de distribution d'Hydro-Québec* : <https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/e_12-01_17_novembre_2025.pdf>.

4.3. Exploitation d'une installation d'autoproduction

Actuellement, les CS ne prévoient pas de modalités encadrant l'exploitation d'une IPE une fois celle-ci en service. Or, avec l'intégration plus importante d'IPE à son réseau, le Distributeur estime nécessaire de poser certaines balises à l'exploitation d'une IPE pour assurer la sécurité de ses représentants et du public, la qualité de la tension et la continuité du service.

Pour ce faire, le Distributeur propose de prévoir qu'il peut, en tout temps et sans préavis, modifier à distance les réglages de protection en tension, de protection en fréquence, de régulation de la tension et de régulation de la fréquence des équipements de production d'électricité du client. Les réglages des onduleurs sont configurés dans le logiciel de l'appareil. Le Distributeur doit donc pouvoir modifier les réglages des équipements de production d'électricité. Une modification de réglage peut consister, par exemple, à modifier le délai de déclenchement de l'IPE. La modification des réglages des équipements du client n'a aucun impact sur sa capacité de production ou le fonctionnement de ses autres équipements.

Dans la même optique, le Distributeur peut devoir limiter la capacité maximale d'autoproduction ou exiger la déconnexion de l'installation d'autoproduction dans le cadre de la gestion et de l'exploitation de son réseau, afin d'en assurer la sécurité ou durant la réalisation de travaux pour les raisons détaillées à la section 4.2.

Par ailleurs, les installations d'autoproduction nécessitent une connectivité constante entre le Distributeur et l'installation d'autoproduction assurée par un lien de télécommunication afin de permettre à ce dernier de communiquer avec l'onduleur dans le cadre de l'exploitation du réseau de distribution d'électricité.

Toutefois, les IPE avec une capacité d'injecter dans le réseau une puissance de 250 kW et plus nécessitent l'installation d'une unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés (« UTAPP »). L'UTAPP est une armoire électrique fournie et installée par le Distributeur et qui est raccordée au circuit de commande du disjoncteur principal de l'équipement de production. Bien qu'elle puisse être installée en aval du point de raccordement, elle demeure la propriété du Distributeur. L'UTAPP permet d'assurer une connectivité plus fiable entre l'IPE et le réseau du Distributeur, permet au Distributeur de commander à distance l'ouverture et le verrouillage du disjoncteur du client, de confirmer l'état du disjoncteur (ouvert et fermé) et d'effectuer des lectures de courant, de puissance et de tension de l'installation de production d'électricité.

Par conséquent, le Distributeur propose de préciser que la fourniture et l'installation d'une UTAPP par le Distributeur est obligatoire dans les cas qu'il détermine[33] et que celle-ci demeure sa propriété.

[33] Une analyse au cas par cas des installations d'autoproduction permet de déterminer si une UTAPP est requise, mais normalement, l'installation d'une UTAPP est requise si l'installation d'autoproduction a la capacité d'injecter 250 kW et plus dans le réseau de distribution d'électricité.

4.4. Fin de l'exploitation

Actuellement, aucune modalité des CS n'encadre la fin de l'exploitation d'une IPE. Or, tel que mentionné précédemment, tant qu'une IPE est raccordée au réseau, le Distributeur réserve une capacité d'accueil sur son réseau de distribution pour s'assurer que la capacité de production totale raccordée à une ligne n'excède pas la charge minimale alimentée par cette même ligne. Si une portion de réseau est à pleine capacité, le Distributeur pourrait se voir obligé de refuser le raccordement d'autres IPE à cette portion de réseau. Par conséquent, le Distributeur propose de préciser qu'un client doit l'informer lorsqu'il cesse d'exploiter une installation d'autoproduction ou un système d'alimentation de secours doté d'un appareil de commutation sans coupure. Si l'installation n'est plus exploitée depuis plus de 12 mois, le Distributeur souhaite pouvoir exiger sa déconnexion du réseau pour libérer la capacité d'accueil du réseau.

4.5. Autres modifications

Suivant les modifications proposées à la section 4, le Distributeur propose de retirer les articles 15.2.5 et 15.2.6 des CS et de les remplacer par un nouveau chapitre 16 intitulé « Modalités de raccordement d'une installation de production d'électricité » regroupant les modifications détaillées précédemment. Par souci de cohérence, le Distributeur propose également les modifications suivantes :

- **Article 3.2.1 « Demande de compteur non communicant » et l'article 3.2.2 « Installation d'un compteur communicant en cours d'abonnement » :** retirer la possibilité pour un client de faire une demande de compteur non communicant pour un lieu de consommation où est raccordée une IPE. Pour les raisons détaillées plus haut, le Distributeur doit connaitre en temps réel la quantité d'énergie injectée par l'autoproducteur sur son réseau, soit la différence entre l'énergie totale produite et l'énergie autoconsommée par l'autoproducteur. Seul le compteur communicant est en mesure de fournir au Distributeur cette donnée en temps réel ;
- **Article 7.1.1 « Cas d'interruption du service d'électricité sans avis », paragraphes b) et e) :** permettre au Distributeur de refuser ou d'interrompre le service d'électricité sans avis si l'IPE a été raccordé au réseau sans l'autorisation du Distributeur ou s'il y a eu manipulation ou dérangement de l'UTAPP ;
- **Article 7.1.2 « Cas d'interruption du service d'électricité sans avis », paragraphes e), g), h) et k) :** permettre au Distributeur de refuser ou d'interrompre le service d'électricité avec avis si l'IPE n'a pas été approuvée ou autorisée par une autorité compétente, le client n'utilise pas l'électricité de l'IPE conformément aux caractéristiques techniques prévues à l'article 15.2.1, l'IPE n'est pas conforme aux exigences techniques ou causes des perturbations sur le réseau. Le Distributeur propose également d'ajouter, au paragraphe k), la possibilité de refuser ou d'interrompre le service d'électricité si le client n'a pas obtenu l'autorisation préalable du Distributeur avant d'apporter une modification à l'IPE ;

- **Articles 11.3 « Information relative à l'abonnement ou à la facturation » et 11.4 « Notifications en cas de défectuosité technique » :** prévoir l'obligation pour le client d'informer le Distributeur de tout changement dans les caractéristiques techniques de l'IPE ou de toute défectuosité technique ;
- **Articles 12.3 « Protection contre les incidents électriques » et 12.4 « Absence de garantie » :** prévoir l'obligation pour les clients de prémunir leur IPE contre les incidents électriques et la précision à l'effet que le raccordement du réseau du Distributeur à une IPE ne constitue pas une garantie de leur valeur fonctionnelle, de leur rendement ou de leur sécurité ;
- **Article 14.1 « Propriété des installations et des équipements » :** préciser que le client est propriétaire de l'IPE et est responsable de sa mise aux normes, son entretien, son ajout et son remplacement ;
- **Article 14.3 « Droit d'accès d'Hydro-Québec à ses installations » :** prévoir le droit pour les représentants du Distributeur d'accéder à la propriété desservie pour vérifier si l'installation et l'exploitation de l'IPE est conforme aux exigences techniques ;
- **Article 15.2.1 « Installation électrique du client » :** étendre les obligations applicables à l'installation électrique du client à l'IPE ;
- **Ajouter les définitions suivantes :** « commutation avec coupure », « commutation sans coupure », « étude de raccordement », « étude d'intégration », « installation d'autoproduction », « installation d'autoproduction simple », « installation de production d'électricité », « onduleur », « source d'alimentation de secours », « système d'alimentation de secours » et « unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés » ;
- **Modifier les définitions existantes** suivantes :
  - « **client, cliente** » : préciser qu'une personne qui exploite une IPE pour combler une partie ou la totalité de ses besoins, ou encore qui demande le raccordement d'une IPE est un client au sens des CS ;
  - « **demande d'alimentation** » : préciser que la demande de raccordement d'une IPE ne constitue pas une demande d'alimentation ;
  - « **exigences techniques** » : préciser que tout ce qui est exigé pour que l'IPE soit compatible avec le réseau du Distributeur constitue une exigence technique ;
  - « **installation électrique** » : modifier la définition en mentionnant que l'installation électrique ne comprend pas l'IPE. Par ailleurs, le Distributeur profite de l'occasion pour arrimer sa définition avec celle de la Régie du bâtiment en précisant que l'installation électrique comprend « tout équipement électrique servant à acheminer l'électricité aux appareils nécessitant l'électricité pour fonctionner ».

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications suivantes aux CS, comme présentées à la pièce HQD-1, Document 3 :

- **le retrait des articles 15.2.5 et 15.2.6 actuels ;**
- **l'ajout du nouveau chapitre 16 ;**
- **l'ajout des définitions suivantes : « commutation avec coupure », « commutation sans coupure », « étude de raccordement », « étude d'intégration », « installation d'autoproduction », « installation d'autoproduction simple », « installation de production d'électricité », « onduleur », « source d'alimentation de secours », « système d'alimentation de secours » et « unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés » ;**
- **la modification des articles 3.2.1, 7.1.1, 7.1.2, 11.3, 12.3, 14.1, 14.3, 15.2.1 ; et**
- **la modification des définitions suivantes : « client, cliente », « demande d'alimentation », « exigences techniques » et « installation électrique ».**

5. Modifications liées à l'encadrement de l'alimentation des stations de recharge rapide pour véhicules électriques

En date du 1er janvier 2026, le Distributeur dénombrait plus de 830 stations de recharge rapide pour véhicules électriques (« Station[34] ») comprenant au total près de 2 500 bornes de recharge rapide à courant continu (« BRCC »), soit d'une puissance de 25 kW et plus.

Dans le cadre de la *Stratégie québécoise sur la recharge de véhicules électriques*, le gouvernement du Québec a énoncé que, pour combler les besoins des électromobilistes, 6 700 BRCC devront être installées à l'horizon 2030, et 12 600 BRCC devront être installées à l'horizon 2035[35]. En considérant les BRCC déjà installées, c'est plus de 3 300 BRCC additionnelles qui doivent être installées d'ici 2030, et 9 200 BRCC d'ici 2035. Le Distributeur estime donc que l'ajout de ces BRCC représente un potentiel d'un peu plus de 1 800 nouvelles Stations.

Le Distributeur anticipe donc un important volume de demandes visant l'alimentation de nouvelles Stations dans les prochaines années. Or, le raccordement des Stations présente plusieurs particularités :

---

[34] Pour plus de précision, une « Station » signifie l'espace situé sur un lot et occupé par :
- une ou plusieurs bornes de recharge, dont au moins une borne de recharge rapide à courant continu, exploitées par un client ; et
- le parc de stationnement destiné à la recharge de véhicules électriques desservi par ces bornes ; et
- les équipements électriques appartenant au client ou à la cliente situés en aval du ou des points de raccordement servant à l'alimentation de ces bornes.

[35] Stratégie québécoise sur la recharge de véhicules électriques, p. 18. https://cdn-contenu.quebec.ca/cdn-contenu/environnement/vehicules-electriques/recharge/Strategie-quebecoise-recharge-vehicules-electriques.pdf.

- Les Stations se multiplient rapidement partout à travers la province de manière désordonnée : plusieurs exploitants se font la course pour déployer des Stations aux endroits les plus achalandés de sorte que le Distributeur observe régulièrement l'implantation de plusieurs Stations à l'intérieur d'un faible rayon. Ceci, jumelé au fait que les Stations ont une forte concentration de charges raccordées par rapport au peu d'espace occupé et que la puissance des nouvelles bornes est en hausse, risque de contraindre le Distributeur à modifier constamment son réseau de distribution d'électricité pour répondre aux demandes d'alimentation successives des nouvelles Stations qui s'implantent près les uns des autres ;
- La configuration initiale des Stations prévoit généralement des charges modestes et, au fur et à mesure que leur achalandage augmente, des BRCC sont ajoutées. Il en résulte que le Distributeur reçoit plusieurs demandes d'alimentation successives visant l'ajout ou l'augmentation de l'intensité nominale du coffret de branchement principal d'une même Station dans les premières années suivant son implantation. Pour y répondre, le Distributeur doit parfois fournir plusieurs branchements du distributeur ou appareils de transformation pour alimenter une même Station, encombrant par le fait même le réseau de distribution d'électricité. Dans certains cas, le Distributeur doit réaliser des travaux importants pour reconfigurer le réseau de distribution d'électricité, voire fournir plusieurs branchements du distributeur pour un même Site ;
- Les Stations sont souvent implantées sur des terrains n'appartenant pas à leur exploitant, par exemple, lorsqu'ils sont installés dans le stationnement d'un commerce existant. En application des CS actuelles, la portion de réseau de distribution d'électricité située sur la propriété du commerçant qui n'alimentait que ce dernier et qui, suivant l'ajout d'une Station, alimente plusieurs bâtiments, devient une ligne de distribution devant être protégée par une servitude (voir l'article 8.1.2, bloc « Servitude requise pour une propriété privée » et la définition de « ligne de distribution »).

Par conséquent, le Distributeur estime nécessaire d'encadrer spécifiquement le raccordement des Stations afin de faciliter l'implantation de nouvelles Stations et d'inciter les exploitants à planifier leurs besoins électriques à moyen terme, et ce, dans un souci d'efficience et de bonne utilisation des ressources du Distributeur.

Les présentes propositions de modifications des CS visent autant les sites publics de recharge rapide pour véhicules électriques exploités par un client, que les sites de recharge privés, qui comprennent au moins une BRCC.

Afin d'éviter les risques de multiplication des branchements alimentant une même Station ou la multiplication des branchements alimentant plusieurs Stations exploitées par un même client à des endroits rapprochés, le Distributeur propose de limiter à un seul branchement du distributeur et un seul point de branchement sur la ligne par lot sur lequel se trouve une Station. Toutefois, le Distributeur propose des allègements :

- lorsque les branchements sont à une tension différente. Dans ce cas, le Distributeur offrirait un second branchement pour une même Station, conformément au Livre bleu (voir l'article 1.2.3.1 par a) ;
- dans les cas où le Distributeur s'entend avec le client. En effet, le Distributeur reconnait que certaines configurations de lots peuvent justifier l'implantation de plus d'une Station sur un même lot (par exemple, de très grands lots), auxquels cas il fournirait un branchement du distributeur pour chacun des Sites.

Afin d'inciter les clients à estimer convenablement leurs besoins électriques requis sur un horizon d'au moins cinq ans, le Distributeur propose également de limiter le service de base applicable au branchement du distributeur dans les cas de demandes d'alimentation visant une installation électrique existante. Dans ces cas, les travaux requis seraient inclus dans le service de base à la condition que la mise sous tension initiale ou la dernière augmentation de la puissance apparente de la Station ait eu lieu cinq ans ou plus avant la date de la demande d'alimentation. Toutefois, si la mise sous tension initiale ou la dernière augmentation de la puissance apparente de la Station a eu lieu moins de cinq ans avant la date de la demande d'alimentation, les travaux nécessaires pour répondre à la demande d'alimentation ne seraient pas inclus dans le service de base et le Distributeur calculerait le montant à payer de la façon suivante :

- le coût des travaux effectués pour répondre à la première demande d'alimentation visant la Station et qui ne serviront plus pour répondre à la nouvelle demande d'alimentation ; plus
- le coût des travaux de démantèlement des installations qui ne serviront plus pour répondre à la nouvelle demande d'alimentation ; moins
- la valeur des équipements et du matériel récupérables.

Les demandes d'alimentation visant l'ajout d'un poste distributeur pour alimenter une Station seraient incluses dans le service de base si cette Station est déjà alimentée par un poste distributeur dont la capacité maximale du type de poste[36] installé est atteinte. Ainsi, lorsque la Station est alimentée par un poste distributeur dont la capacité maximale est atteinte, l'ajout d'un second poste distributeur alimentant une même Station est souvent moins dispendieux pour le Distributeur que le remplacement du poste existant par un autre type de poste de plus grande capacité. Pour le client, l'ajout d'un second poste distributeur est également avantageux puisque cela lui évite la construction de certains ouvrages civils.

Autrement dit, si une Station est alimentée par un poste distributeur sur socle d'une capacité inférieure à 2 500 kVA et que le client demande un accroissement de charge à l'intérieur des 5 années suivant sa mise sous tension, les travaux requis pour modifier le poste distributeur

[36] Les types de postes et leur capacité maximale sont : sur poteau (600 kVA), sur plateforme (2 000 kVA), sur socle (5 000 kVA) et en chambre annexe (5 000 kVA). Toutefois, la capacité maximale d'un poste sur socle pour alimenter un Site s'élève à 2 500 kVA et non 5 000 kVA, puisque pour obtenir une capacité de transformation de 5 000 kVA, il faut installer deux transformateurs parallèles de 2 500 kVA. À noter également qu'il n'est généralement pas possible d'installer un poste en chambre annexe sur une Station.

ne seront pas inclus dans le service de base. Toutefois, si ce même client est alimenté par un poste distributeur sur socle d'une capacité de 2 500 kVA et que ce poste est utilisé à pleine capacité, les travaux requis pour ajouter un second poste distributeur sur socle seront inclus dans le service de base.

Finalement, afin d'éviter qu'un branchement alimentant un poste distributeur existant devienne une ligne de distribution suivant l'ajout d'une Station sur le même terrain, le Distributeur propose de :

- préciser dans la définition de « station de recharge rapide pour véhicules électriques » qu'une Station est considérée comme un seul bâtiment. Cette précision évite toute confusion quant à l'application de la notion de bâtiment, notamment dans les cas où plusieurs espaces destinés à la recharge de véhicules électriques sont situés sur un même lot ;
- préciser dans la définition de « ligne de distribution » qu'une portion de réseau de distribution d'électricité située sur une seule propriété privée alimentant plus d'un bâtiment n'est pas considérée comme une ligne de distribution si l'un des bâtiments est une Station ;
- préciser dans la définition de « branchement du distributeur » que, s'il alimente une Station, il couvre la distance entre le point de branchement sur la ligne et tous les points de raccordement requis qui alimentent la Station. Cette précision évite toute confusion quant à la notion de branchement du distributeur dans les cas où une même Station est alimentée par plusieurs branchements du client, par exemple, lorsque le Distributeur installe plusieurs appareils de transformation.

Si ces branchements du distributeur devaient être considérés comme de la ligne, non seulement le Distributeur devrait acquérir des servitudes pour protéger ces portions de réseau, mais il devrait également se porter acquéreur de tous les équipements qui le composent, incluant les ouvrages civils appartenant aux clients.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver l'ajout du nouveau chapitre 21 et d'une définition de « station de recharge rapide pour véhicules électrique », ainsi que les modifications aux définitions de « branchement du distributeur » et de « ligne de distribution », comme proposés à la pièce HQD-1, Document 3.

6. Modifications liées à la gestion du risque et au recouvrement

Afin d'accroître sa capacité à mitiger son risque financier, le Distributeur propose de bonifier et d'ajouter certaines dispositions visant des situations spécifiques, lesquelles sont présentées dans les sections ci-dessous.

De plus, le Distributeur propose d'ajouter des modalités en lien avec les événements climatiques extrêmes lors desquels l'utilisation de l'électricité peut être bénéfique pour la santé des clients.

6.1. Modification du délai de transmission de l'avis de retard de paiement

En vertu de l'article 7.2.1 des CS, si le client n'a pas payé sa facture à l'échéance et que le Distributeur a l'intention d'interrompre le service d'électricité, ce dernier doit transmettre un avis de retard de paiement (l'« avis de retard ») en respectant les délais suivants :

- Abonnement à des fins d'usage domestique : au moins 16 jours avant l'envoi de l'avis d'interruption du service d'électricité (l'« avis d'interruption ») aux clients visés ;
- Abonnement à des fins d'usage autre que domestique : au moins 9 jours avant l'envoi de l'avis d'interruption aux clients visés.

Aucun avis de retard n'est transmis si l'abonnement est à des fins d'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs (l'« Usage cryptographique ») ou s'il s'agit d'un abonnement de grande puissance très risqué.

Le Distributeur constate que le taux de réponse à l'avis de retard, soit le paiement partiel ou complet du solde dû ou la prise d'une entente de paiement, est de 28 % entre les jours 1 à 9 et de 17 % entre les jours 10 à 16 suivant la transmission de cet avis. De plus, les deux tiers des 55 % des clients qui ne réagissent pas à l'avis de retard réagissent à l'avis d'interruption[37].

Par ailleurs, les clients inscrits à la Facture Internet peuvent également s'inscrire au courriel de rappel de paiement afin de recevoir un message cinq jours avant la date d'échéance de leur facture, si celle-ci n'est toujours pas payée. En date du 1er avril 2026, près de 60 % des clients qui avaient au moins un abonnement actif à cette date étaient inscrits au courriel de rappel de paiement.

Pour ces raisons et afin de réduire le nombre de jours de la période de risque assumée par le Distributeur[38], ce dernier propose d'uniformiser, pour tous les types d'abonnements, le délai de transmission de l'avis de retard à au moins neuf jours avant la transmission de l'avis d'interruption. Le Distributeur estime à environ 3,3 M$[39] les sommes dues relatives à l'électricité livrée qui seraient potentiellement réduites en raison de la réduction du délai proposée.

---

37 Constats établis sur la base des données de l'année 2025.

38 Avec la proposition, la période de risque assumée par le Distributeur pour un client résidentiel facturé aux 60 jours environ passerait de 106 jours à 99 jours (délai de paiement de 21 jours + délai d'avis de retard de 9 jours + délai de 9 jours pendant lequel le Distributeur ne peut interrompre le service d'électricité suivant la transmission de l'avis d'interruption).

39 Soit 54 600 interruptions (réalisées en 2025) x 61 $, c'est-à-dire la consommation moyenne des clients interrompus pour une période de 7 jours.

6.2. Modification du délai de validité de l'avis d'interruption du service d'électricité

Les modalités en lien avec l'avis d'interruption sont prévues à l'article 7.2.2 des CS. En vertu de cet article, l'avis d'interruption transmis par le Distributeur a une période de validité de 45 jours à compter de sa date de transmission. De plus, le Distributeur ne peut pas interrompre le service d'électricité dans les neuf premiers jours de cette période de validité.

Dans le cas d'un défaut de paiement, si le Distributeur procède à l'interruption du service d'électricité à l'intérieur de cette période de 45 jours, le client demeure interrompu tant qu'il n'a pas remédié à sa situation en payant le solde échu à son compte ou en concluant avec le Distributeur une entente de paiement[40]. Le rétablissement du service d'électricité est fait une fois le solde dû ou le premier versement attendu de l'entente de paiement payé.

Or, si le Distributeur constate, une fois la période de 45 jours terminée, que le solde dû ou le premier versement de l'entente de paiement, selon le cas, n'a pas été payé, soit notamment en raison d'un rappel de paiement fait par le client ou en raison d'informations erronées transmises par ce dernier, ou que l'entente de paiement a pris fin puisque ses modalités n'ont pas été respectées, le processus d'interruption doit être repris du début et un nouvel avis d'interruption doit être transmis au client afin de pouvoir interrompre à nouveau le service d'électricité. À titre informatif, 28 % des ententes de paiement qui ont été conclues en 2025 à l'intérieur du délai de 45 jours n'ont pas été respectées.

De plus, si la période de validité de l'avis d'interruption expire sans que le Distributeur n'ait pu interrompre le service d'électricité et que le client n'ait pu régulariser sa situation, un deuxième avis d'interruption doit être transmis. En 2025, 35 % des avis d'interruption transmis n'ont pas eu les résultats escomptés à l'intérieur de la période de validité, ce qui représente des sommes dues non recouvrées de 54 M$. Ces cas ont dû faire l'objet d'un deuxième processus d'interruption.

Ainsi, la transmission d'un nouvel avis d'interruption ajoute une nouvelle période d'au moins neuf jours pendant laquelle le Distributeur ne peut agir pour recouvrer les sommes dues à un client toujours en situation de défaut de paiement et qui n'a pas remédié complétement à la situation ayant motivé la transmission de l'avis l'interruption, ce qui représente des sommes dues de 3,2 M$[41]. Pour remédier à cette problématique, le Distributeur propose que l'avis d'interruption demeure valide tant que le client n'a pas respecté l'ensemble des modalités de l'entente de paiement ou qu'il n'a pas entièrement payé le montant dû.

Le Distributeur constate par ailleurs que l'avis final de recouvrement transmis par Énergir ne comporte aucune période de validité et que cet avis demeure valide tant que le client n'a pas acquitté l'entièreté du montant dû[42].

---

[40] Sous réserve des modalités de l'article 7.1.3 relatif au rétablissement du service d'électricité en période d'hiver.

[41] Soit 42 000 avis d'interruption transmis en 2025 et n'ayant pas eu les effets escomptés x 78 $, c'est-à-dire la consommation moyenne de ces clients pour une période de 9 jours.

[42] Voir les articles 9.4.1 à 9.4.3 des *Conditions de service et tarifs* d'Énergir.

6.3. Modalités de gestion du risque dans certaines situations spécifiques

En 2024, le Distributeur a réalisé une série d'inspections dans l'objectif de brosser un portrait de la situation de fraude monétaire et identitaire de la part de ses clients. Cette démarche s'est principalement concentrée sur les situations suivantes :

- La consommation anormalement élevée d'électricité ;
- Les changements multiples de responsabilité d'abonnement ;
- Les situations de vol d'électricité présumé.

Les principaux constats de cette démarche sont les suivants :

- L'éventail de conséquences permises par les CS dans ces situations est limité ;
- La quasi-totalité des inspections réalisées pour des consommations anormalement élevées et des refus d'inspection par les clients ont résulté en la découverte de serres de cannabis ou d'installations de cryptomonnaie non déclarées.

Suivant ces constats, le Distributeur propose des modifications aux CS en lien avec deux types de situation, soit le vol d'électricité et la fraude ou la tentative de fraude dont les principaux objectifs sont les suivants :

- Limiter les tentatives de fraudes probables et réduire les pertes monétaires ;
- Limiter la consommation illégitime d'électricité ;
- Assurer une équité entre les clients au niveau de la facturation et de la tarification.

6.3.1. Modalités de gestion du risque en matière de vol d'électricité

En vertu des articles 6.1.1 et 6.1.2 des CS, le Distributeur peut exiger un dépôt de garantie à un client pour les motifs prévus à ces articles. Toutefois, aucun motif n'est prévu pour la manipulation ou le dérangement de l'appareillage de mesure de manière à altérer le mesurage et la contravention à l'article 13.4 des CS (un « Vol d'électricité »). Dans ces cas, un dépôt ne peut être exigé que si le client a reçu un avis de retard (article 6.1.1) ou a eu au moins un retard de paiement (article 6.1.2) dans les 24 derniers mois. Si aucune de ces situations n'est survenue, le Distributeur n'est donc pas en droit d'exiger un dépôt aux clients fautifs.

Or, le Distributeur est d'avis qu'un Vol d'électricité représente un risque financier assez important nécessitant de le mitiger.

À titre illustratif, le Distributeur mentionne que près de 300 clients ont été interrompus entre 2022 et 2025 pour Vol d'électricité. Au moment de l'interruption, 156 d'entre eux avaient un solde dû supérieur à 100 $, soit 121 clients résidentiels et 35 clients d'affaires, et le solde dû moyen était de 2 228 $ et de 10 949 $, respectivement. Un an après l'interruption et le rétablissement du service d'électricité une fois la mise en conformité effectuée, 166 clients avaient un solde dû supérieur à 100 $, soit 130 clients résidentiels et 36 clients d'affaires, et le solde dû moyen était désormais de 8 388 $ et 23 559 $, respectivement. Il en ressort que le risque financier que représentent ces clients pour le Distributeur, en raison de non-paiement

des factures d'électricité, ne cesse pas après la détection du Vol d'électricité et une première interruption de service, au contraire.

Par ailleurs, entre 2022 et 2025, le Distributeur a facturé un montant total de 3,7 M$ lié à une situation de Vol d'électricité (incluant les frais d'inspection). De ce montant, 0,5 M$ ont, en date d'avril 2026, été radiés pour cause de faillite. Durant cette même période, pour la clientèle résidentielle, le montant moyen issu de la rétrofacturation pour Vol d'électricité effectuée conformément à l'article 4.5 des CS a été de 28 k$ (médiane de 20 k$), pour une période de correction visée moyenne de six années. Pour la clientèle affaires, le montant moyen issu de la rétrofacturation pour Vol d'électricité a été de 82 k$, pour une période de correction visée moyenne de six années. Le Distributeur constate donc que les cas de Vol d'électricité s'échelonnent sur une longue période avant qu'il puisse les détecter et que son risque financier pour chacun d'entre eux est important.

Dans bon nombre de situations, le Distributeur est confronté au déguerpissement du client ou à la résiliation de l'abonnement visé une fois la rétrofacturation transmise ou une fois le Vol d'électricité découvert. Deux ans après l'interruption, près du tiers des clients interrompus pour Vol d'électricité n'avaient plus d'abonnement actif.

En conséquence, le Distributeur propose d'ajouter des modalités aux articles 6.1.1 et 6.1.2 lui permettant d'exiger un dépôt à la suite d'un constat de Vol d'électricité. Le dépôt serait exigé préalablement au rétablissement du service d'électricité une fois la mise en conformité effectuée (et donc à la transmission de la rétrofacturation au client) et permettrait au Distributeur de se prémunir contre le non-paiement partiel ou complet de celle-ci, le cas échéant. Par conséquent, le Distributeur propose de fixer le montant du dépôt exigé au double du montant facturable pour une année historique de consommation du client. Ce montant est justifié eu égard :

- au délai moyen de rétrofacturation dans les cas de Vol d'électricité qui s'élève à un peu plus d'un an, soit 400 jours[43]. Or, c'est le coût du service d'électricité de cette période que le Distributeur souhaite sécuriser ; et
- au fait que l'historique de consommation considéré pour l'établissement du montant du dépôt n'est pas représentatif du montant facturable pour le service d'électricité en raison du Vol d'électricité. Or, le Distributeur observe qu'en moyenne le montant qui aurait dû être facturé est le double du montant effectivement facturé au client.

Par ailleurs, le Distributeur constate que les *Conditions de service et Tarifs* (les « CST ») d'Énergir contiennent, aux articles 8.1.1 et 8.1.2, des modalités en lien avec les dépôts applicables en matière de manipulation des équipements. Le libellé des modifications proposées par le Distributeur aux articles 6.1.1 et 6.1.2 des CS est donc similaire à celui actuellement utilisé dans les CST d'Énergir.

[43] Ce délai est constitué généralement par les actions suivantes : une inspection, l'analyse du ou des dossiers clients visés par le Vol d'électricité, l'analyse des factures à corriger et la correction des factures.

Proposition complémentaire

Le Distributeur propose également d'ajouter à l'article 13.4, par souci de clarté, une présomption à l'encontre du propriétaire dans les cas où un Vol d'électricité est constaté. Cette présomption serait applicable dans les cas de lieu de consommation alimenté sans abonnement pour la période visée. À l'instar de ce qui est actuellement prévu à l'article 13.4 des CS en vigueur, le propriétaire pourrait démontrer que la situation a eu lieu hors de sa connaissance.

6.3.2. Modalités de gestion du risque dans les cas de fraude ou de tentative de fraude

À l'heure actuelle, si le client refuse d'offrir les accès requis au Distributeur pour réaliser l'inspection du lieu de consommation et la vérification de l'utilisation de l'électricité conformément à l'article 14.3 des CS, tente d'éviter l'application d'une modalité des Tarifs ou des CS ou fait un paiement frauduleux, les conséquences peuvent être les suivantes, selon le cas :

- Refus de la demande d'abonnement ou de résiliation d'abonnement (articles 2.1, 5.1.1) ;
- Correction de la facture (article 4.5) ;
- Refus ou interruption du service d'électricité (article 7.1.2).

Or, le Distributeur est d'avis que ces situations envoient des signaux forts sur le risque financier que peut représenter le client, et ce, non seulement pour le présent, mais également pour l'avenir.

Par ailleurs, le Distributeur souligne que les situations ci-dessus peuvent requérir des actions telles qu'une ou plusieurs visites d'un représentant sur les lieux de consommation, des communications écrites et par téléphone, des enquêtes notamment en lien avec la responsabilité de l'abonnement, et, le cas échéant, des corrections rétroactives de la facture, des interruptions du service d'électricité et des procédures judiciaires.

En conséquence, pour mitiger dans une plus grande mesure son risque, le Distributeur propose d'ajouter des modalités aux articles 6.1.1 et 6.1.2 des CS lui permettant d'exiger un dépôt dans les situations suivantes :

- Le client s'est vu refuser une demande d'abonnement ou une demande de résiliation d'abonnement conformément aux dispositions des articles 2.1 et 5.1.1 pour l'un ou l'autre de ses abonnements ;
- Le client a refusé que le Distributeur vérifie l'utilisation qu'il fait de l'électricité conformément à l'article 14.3 des CS dans les cas où la consommation est anormalement élevée par rapport à son historique ou à celui d'autres clients comparables. Dans ce cas, en plus de pouvoir exiger un dépôt, le Distributeur propose d'ajouter un paragraphe à l'article 7.1.1 des CS afin de pouvoir interrompre le service d'électricité sans préavis suivant le refus du client. Comme mentionné ci-dessus, l'expérience du Distributeur démontre que la grande majorité des inspections

effectuées pour cause de consommation anormalement élevée a résulté en la découverte d'une utilisation non-déclarée, et parfois illicite, de l'électricité ;

- Le client a fait un paiement frauduleux[44]. Sur ce sujet, le Distributeur constate que les CST d'Énergir contiennent, aux articles 8.1.1 et 8.1.2, des modalités en lien avec les dépôts applicables en matière de paiement frauduleux. Le libellé proposé par le Distributeur est donc similaire à celui actuellement utilisé dans les CST d'Énergir.

6.4. Ajout de modalités en lien avec les procédures d'interruption durant des événements climatiques extrêmes

Depuis quelques années, lors de périodes de chaleur accablante, le Distributeur procède au rétablissement du service d'électricité des clients qui le demandent[45]. Le Distributeur propose de codifier cette pratique et d'ajouter à l'article 7.2.2 des CS une modalité qui a trait au rétablissement du service d'électricité des clients résidentiels durant des événements climatiques extrêmes tels qu'un épisode de chaleur accablante, une inondation ou un feu de forêt.

Plus précisément, le Distributeur propose qu'entre le 1er avril et le 30 novembre de chaque année, durant un événement climatique extrême, il rétablit temporairement le service d'électricité des clients résidentiels qui en font la demande afin de limiter les impacts sanitaires. Dans ce cas, le service d'électricité est interrompu à nouveau dès la fin de l'événement climatique extrême si le client n'a toujours pas remédié à la situation ayant motivé l'interruption.

Le Distributeur précise que cette modalité viserait les mêmes situations que celles prévues à l'article 7.1.3 des CS relatif au rétablissement du service d'électricité en période d'hiver, soit les paragraphes a) à d) de l'article 7.1.2.

Une définition d'« événement climatique extrême » est également ajoutée au chapitre 23 des CS, laquelle s'énonce comme suit « un événement climatique rare et intense reconnu par un organisme compétent en la matière comme présentant un risque pour la santé publique et pour lequel le maintien du *service d'électricité* permet de limiter les impacts sanitaires ».

6.5. Autres modifications

Le Distributeur propose également les modifications suivantes :

- **Article 6.1.1 « Dépôt exigé pour les abonnements à des fins d'usage domestique » :** ajout d'une référence à la *Loi sur la médiation en matière d'endettement agricole*[46] comme motif pouvant permettre au Distributeur d'exiger un dépôt dans le cadre d'un abonnement à des fins d'usage domestique, par souci de cohérence avec l'article 8.1.2.2 des CST d'Énergir ;

---

44 Voir la section 6.2 pour des exemples de paiement frauduleux pouvant être fait par un client.

45 Voir la page Web : https://www.hydroquebec.com/residentiel/espace-clients/paiement/options-difficultes-paiement.html.

46 L.C. 1997, ch. 21.

- **Article 6.1.2 « Dépôt exigé pour les abonnements à des fins d'usage autre que domestique » :** ajout, d'un paragraphe permettant au Distributeur d'exiger un dépôt dans le cadre d'un abonnement à des fins d'usage autre que domestique si le client a eu recours ou a été sous l'effet des dispositions de la *Loi sur la faillite et l'insolvabilité*[47], de la *Loi sur les arrangements avec les créanciers des compagnies*[48], ou de la *Loi sur la médiation en matière d'endettement agricole*[49] par souci de cohérence avec l'article 8.1.2.2 des CST d'Énergir ;
- **Article 7.1.1 « Cas d'interruption du service d'électricité sans avis » :** ajout, par souci de clarté et de prévisibilité, d'une modalité clarifiant que le Distributeur peut refuser le service d'électricité ou l'interrompre dans les cas où le Distributeur n'a pas obtenu l'autorisation de distribuer de l'électricité, notamment en vertu de l'article 76 de la *Loi sur la Régie de l'énergie* (« LRÉ »);
- **Article 10.1.5 « Modalités de paiement » :** modification afin de préciser que le choix de payer le montant de la contribution au coût des travaux en plusieurs versements n'est pas offert aux clients qui représentent un risque financier, donc tous ceux visés par l'une ou l'autre des situations décrites à l'article 6.1.1 ;
- **Articles 10.2 « Engagements du client ou de la cliente pour une demande d'alimentation visant une puissance disponible inférieure à 5 MW, y compris la puissance installée » et 20.2.1 « Engagement du client en lien avec le coût des travaux » :** modification afin de préciser que le Distributeur peut exiger le solde de l'engagement de consommation du client pour la période restante du suivi si, au cours des cinq années suivant la date de mise sous tension initiale de l'installation électrique, la consommation cesse de façon définitive, le client résilie son abonnement ou se trouve en situation d'insolvabilité en vertu d'une loi applicable ;
- **Article 18.2.1 « Établissement du niveau de risque à partir des cotes d'agences de notation » :** modification afin de tenir compte en tout temps de la dernière cote de crédit émise par l'une ou l'autre des agences de notation mentionnées, et ce, même si cette cote de crédit a été émise il y a plus de 12 mois. En effet, une cote de crédit émise il y a plus de 12 mois demeure valide et représentative du niveau de risque du client tant qu'elle n'est pas remplacée ou corrigée par l'agence de notation. L'article 18.2.2 est également modifié en cohérence avec cette modification.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver la modification des articles 6.1.1, 6.1.2, 6.2, 7.1.1, 7.1.2, 7.2.1, 7.2.2, 7.3, 10.1.5, 10.2, 13.4, 18.2.1, 18.2.2, 20.2.1, comme présentée à la pièce HQD-1, Document 3.

[47] L.R.C. 1985, ch. B-3.
[48] L.R.C. 1985, ch. C-36.
[49] L.C. 1997, ch. 21.

7. Modifications liées au service de base, au calcul du montant à payer pour les travaux non inclus dans le service de base et au traitement des demandes d'alimentation

Dans un souci d'amélioration continue, le Distributeur propose plusieurs modifications aux modalités des chapitres 8, 9 et 10 des CS.

7.1. Service de base applicable au prolongement d'une ligne de distribution

Depuis le 1er avril 2018, en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout, le service de base applicable au prolongement d'une ligne de distribution aérienne comprend le nombre de mètres de ligne requis pour répondre à la demande d'alimentation visant une installation électrique permanente, que la ligne soit monophasée ou triphasée (article 8.3.1 des CS). Il en va de même si la demande d'alimentation nécessite le remplacement d'une ligne de distribution aérienne monophasée par une ligne de distribution aérienne triphasée ou l'ajout d'une tension triphasée (article 8.4.1, 2e alinéa, des CS). En 2018, le Distributeur était d'avis que la présence d'infrastructures d'aqueduc ou d'égout lui donnait une assurance raisonnable que les revenus des ventes d'électricité permettraient de couvrir les coûts de prolongement de ligne[50].

Or, le Distributeur observe que cette approche a pour conséquence de socialiser des coûts importants pour le prolongement de ligne de distribution aérienne triphasée ou l'ajout d'une tension triphasée à une ligne existante afin de desservir des installations électriques qui ne génèrent pas toujours des revenus de ventes d'électricité justifiant ces investissements. En effet, certaines installations consommant peu d'électricité emploient des équipements nécessitant une alimentation en triphasée (par exemple, des stations de pompage, des ateliers de soudure ou de mécanique automobile, des haltes routières, etc.).

À titre indicatif, entre le 1er avril 2019 et le 30 septembre 2025, le Distributeur a traité 689 demandes d'alimentation nécessitant le prolongement d'une ligne de distribution aérienne en triphasée ou la modification d'une ligne de distribution existante pour y ajouter une tension triphasée en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout. La totalité des travaux requis pour répondre à ces demandes était donc incluse dans le service de base en application de l'article 8.3.1, bloc « en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout » des CS. Le Distributeur estime qu'il a ainsi assumé 14,3 M$ en coût de travaux qui, n'eut été du service de base, aurait été facturable aux clients, pour un total de 190 kilomètres de ligne de distribution prolongée ou modifiée.

Afin d'assurer un meilleur équilibre entre la portion du coût des travaux payée par les clients et la portion socialisée pour les demandes nécessitant la modification ou le prolongement de ligne de distribution triphasée, le Distributeur propose de revenir à l'approche utilisateur-payeur qui prévalait avant le 1er avril 2018 pour ces demandes (pour référence, voir l'article 16.9 des CS en vigueur le 1er avril 2015). Ainsi, plutôt que d'inclure la totalité des travaux dans le service de base en présence d'aqueduc ou d'égout, le Distributeur propose d'appliquer aux demandes

[50] R-3964-2016, pièce HQD-1, document 1 (B-0105), p. 36.

visant la modification ou le prolongement de ligne de distribution aérienne triphasée la même allocation en réduction du coût des travaux que celle applicable pour le prolongement de ligne de distribution aérienne en l'absence d'aqueduc ou d'égout, soit :

- jusqu'à 100 m de ligne de distribution aérienne par coffret de branchement principal ou poste client à alimenter, si la puissance projetée est comprise entre 2 et 50 kW ; ou
- 2 m de ligne de distribution aérienne par kW de puissance projetée, si celle-ci est supérieure à 50 kW et inférieure à 5 MW, jusqu'à un maximum de 1 000 m par coffret de branchement principal ou poste client à alimenter.

Le Distributeur est d'avis que le retour à cette ancienne approche permettra de lui assurer que la portion des travaux qu'il assume dans le cadre de son service de base sera mieux corrélée aux revenus des ventes d'électricité.

À titre indicatif, le Distributeur estime que s'il avait appliqué l'allocation proposée aux demandes nécessitant la modification ou le prolongement de ligne de distribution aérienne triphasée en présence d'aqueduc ou d'égout entre le 1er avril 2019 et le 30 septembre 2025 :

- 63 % des demandes d'alimentation, représentant 55 kilomètres de ligne de distribution aérienne prolongée ou modifiée, auraient été entièrement incluses dans le service de base. Autrement dit, l'allocation aurait couvert la totalité du coût des travaux facturables. Ces demandes auraient totalisé 4,2 M$ assumés par le Distributeur ;
- 37 % de demandes d'alimentation, représentant 135 kilomètres de ligne de distribution aérienne prolongée ou modifiée, auraient eu un excédant au service de base payable par les clients. Le total des contributions payables pour ces demandes se serait élevé à environ 10,1 M$, soit une contribution moyenne par demandes de 40 000 $.

Par ailleurs, le Distributeur propose de préciser que les modalités du service de base sont applicables distinctement pour les portions de ligne de distribution en présence ou en l'absence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout. La rédaction actuelle est équivoque et peut laisser croire que si l'installation électrique à desservir ou une portion de la ligne de distribution prolongée est en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout, l'entièreté du coût du prolongement est incluse dans le service de base. Or, si la ligne de distribution prolongée est partiellement en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout, seule cette portion est incluse entièrement dans le service de base. L'autre portion de ligne de distribution aura droit à l'allocation en réduction du coût des travaux applicable en l'absence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout.

7.2. Montant à payer pour un équipement de mesurage en moyenne tension pour une installation de petite puissance (art. 9.7.1)

Pour une installation de petite puissance de 500 A et moins, l'installation électrique peut être mesurée en basse ou moyenne tension :

- Pour celles mesurées en basse tension, le service de base comprend alors l'installation par le Distributeur d'un transformateur nécessaire pour abaisser la tension de l'électricité livrée de la moyenne vers la basse tension et l'installation de l'équipement de mesurage en basse tension de l'installation électrique ; ou
- Pour celles mesurées en moyenne tension, le Distributeur installe aux frais du client l'équipement de mesurage en moyenne tension (art. 9.7.1 des CS) en aval duquel le client installe lui-même ses équipements pour abaisser la tension de l'électricité qui lui est livrée de la moyenne vers la basse tension, en contrepartie du crédit d'alimentation (art. 12.1 des Tarifs d'électricité).

Or, le Distributeur constate que l'installation d'équipement de mesurage en moyenne tension s'avère dans la vaste majorité des cas moins dispendieuse que l'installation d'équipements pour abaisser la tension et de mesurage en basse tension comprise dans le service de base. Pour cette raison, le frais de « mesurage moyenne tension pour une installation électrique de petite puissance » n'a été facturé que 3 fois entre les années 2019 et 2024.

Par conséquent, le Distributeur propose de retirer des CS l'article 9.7.1 et le frais de « mesurage moyenne tension pour une installation électrique de petite puissance » indiqué au tableau C.2 de l'article 22.1.3.

7.3. Montant à payer pour une installation électrique d'une puissance inférieure à 2 kW (art. 9.7.2 et 9.7.2.1)

Depuis 2018, aucun service de base ne s'applique aux demandes d'alimentation qui visent une puissance de 2 kW ou moins et le Distributeur ne fournit ni ne construit de branchement du distributeur (articles 8.2.2 et 8.2.4 c) des CS). C'est donc le client qui doit fournir un branchement jusqu'à la ligne de distribution, à ses frais. Cette modification avait pour but d'éviter le déploiement d'un réseau de distribution pour lequel des coûts importants seraient engendrés, alors que l'alimentation de l'installation électrique pourrait se faire par le biais d'une autre source d'alimentation[51].

Le Distributeur propose de remplacer les expressions « puissance projetée » par « estimation de la moyenne des puissances maximales mensuelles » et « puissance à facturer prévue dans les *Tarifs* » par « moyenne des puissance maximales mensuelles » aux articles 8.1.2 bloc « Travaux inclus dans le service de base », 8.2.4 c), 8.4.1 d), 8.4.2 d), 9.7.2 et 9.7.2.1 ainsi que 10.4 bloc « Admissibilité » des CS.

En effet, « puissance projetée » est définie dans les CS comme « l'estimation de la puissance moyenne annuelle à facturer, exprimée en kilowatts (kW), calculée par Hydro-Québec en

[51] R-3964-2016, HQD-1, document 1 (B-0105), p. 34 et 49.

tenant compte de la *puissance à installer* ». Or, selon les Tarifs d'électricité, aucune puissance n'est facturée en bas de 50 kW (article 2.5 des Tarifs). Par conséquent, les critères de « puissance projetée » et de « puissance à facturer » ne sont pas applicables aux installations de 2 kW et moins.

7.4. Autres modifications

Le Distributeur propose également les modifications suivantes aux chapitres 8 à 10 :

- **Articles 8.1.2, 8.3.1, 9.4.1 et 20.1.1:** Remplacer l'expression « en emprise publique » et « située sur un site inaccessible » par « situé sur un *site accessible* » ou « en dehors d'un *site accessible* » respectivement. Le Distributeur souhaite mieux refléter dans les CS que pour bénéficier du service de base, le site visé par la demande de travaux doit être accessible[52]. Or, l'expression « en emprise publique » peut porter à confusion dans les cas où, par exemple, une portion de réseau est en emprise mais inaccessible par fardier. À l'inverse, des portions de réseau peuvent être situées à l'extérieur d'une emprise publique et être accessible.
- **Articles 8.4.1 et 8.4.2 :** Fusionner ces articles et les regrouper dans l'article 8.4 puisque, suivant le retrait du paragraphe f) de l'article 8.4.2, approuvé par la Régie dans le cadre du dossier R-4316-2025, les articles 8.4.1 et 8.4.2 sont presqu'identiques. En complément, le Distributeur propose de reformuler le paragraphe e) afin de le clarifier. L'objectif de la modalité demeure le même, soit d'inclure dans le service de base les coûts des travaux pour la modification d'une ligne à la condition qu'il n'y ait pas eu de mise sous tension pour le même lieu de consommation dans les cinq années précédant la demande d'alimentation ;
- **Article 8.5 et 9.7.5 « Travaux de sécurisation du réseau » :** Retirer l'article 8.5 puisqu'il dédoublait l'article 9.7.5 et, en étant prévu au chapitre 8, donnait l'impression que les frais d'intervention sur le réseau pouvaient être facturés pour ce type de demande, ce qui n'est pas le cas. Modifier l'article 9.7.5 afin de clarifier que les travaux supplémentaires demandés par les clients dans le cadre d'une demande de sécurisation et qui ne sont pas compris dans la solution technique optimale déterminée par le Distributeur sont à leurs frais. Pour plus de clarté, le Distributeur propose d'indiquer clairement le traitement des demandes les plus courantes et qui excèdent la solution technique optimale, soit :
    - le client demande des travaux additionnels qui ne sont pas requis pour la sécurisation du réseau. Par exemple, une sécurisation de réseau peut consister à sa mise hors tension et un client pourrait exiger tout de même le démantèlement d'une portion de la ligne pour faciliter l'accès à son bâtiment ;

[52] R-3964-2016, HQD-1, document 1 (B-0105), p. 31.

- le client insiste pour que le Distributeur sécurise une portion de réseau, alors que ce dernier a préalablement déterminé qu'aucune mesure de sécurisation n'est nécessaire (par exemple, les distances minimales de dégagement sont respectées) ;
- le client demande de conserver le service d'électricité à son lieu de consommation, alors que la solution technique optimale de sécurisation déterminée par le Distributeur consiste à la mise hors tension de la ligne alimentant l'installation du client. Dans ces cas, le Distributeur peut devoir construire une nouvelle portion de ligne pour maintenir le service d'électricité.

- **Article 10.1.5 « Modalités de paiement » :** Retirer la possibilité pour les clients en situation de défaut de paiement ou en situation d'insolvabilité en vertu d'une loi applicable de payer le coût des travaux requis pour répondre à leur demande d'alimentation en 30 versements. Limiter la possibilité de payer le montant des travaux en 30 versements aux demandes visant un nouveau bâtiment comme le prévoyait l'article 16.5 des CS applicables avant 2018[53] ;
- **Article 10.4, bloc « Limite du remboursement » :** Retirer la mention selon laquelle les coûts liés aux travaux de déboisement ne sont pas remboursables. Bien que ces coûts soient, en principe, aux frais du client (articles 8.1.2 et 9.1.1 des CS), le Distributeur ne les facture pas lorsque tous les travaux électriques sont inclus dans le service de base (prolongement de ligne de distribution en présence d'un réseau municipal d'aqueduc ou d'égout visé par l'article 8.3.1 ou modification d'une ligne de distribution visé par l'article 8.4). Par souci d'équité dans le traitement de sa clientèle, le Distributeur propose, dans les cas où il les facture, de les ajouter au montant maximal auquel ces clients ont droit au remboursement ;
- **Article 10.4, bloc « Priorité de remboursement » :** Préciser que le Distributeur déduit du montant du remboursement le solde à payer pour les travaux si le client qui a droit au remboursement a choisi de payer les travaux de prolongement ou de modification de ligne de distribution en 30 versements bimestriels et a un solde à payer.

[53] Avant l'entrée en vigueur des CS en 2018, la possibilité de payer la contribution en 30 versements était offerte uniquement dans les cas de demandes de prolongement de ligne de distribution autre que celles des promoteurs. L'article 10.1.5 entré en vigueur en 2018 n'a pas repris cette distinction. Or, le Distributeur souhaite maintenir la pratique qui prévalait avant 2018, soit d'offrir des modalités de paiement plus souples aux clients souhaitant raccorder de nouvelles installations.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications suivantes aux CS, comme présentées à la pièce HQD-1, Document 3 :

- **la modification des articles 8.1.2, 8.2.4, 8.3.1, 8.4.1, 8.4.2, 9.4.1, 9.7.1, 9.7.2, 9.7.2.1, 9.7.5, 10.1.5, 10.4, 20.1.1, ainsi que la définition de « site inaccessible » ;**
- **la fusion des articles 8.4.1 et 8.4.2, et la fusion des articles 8.5 et 9.7.5.**

8. Modifications des frais et prix liés au service d'électricité

La *Grille des frais et prix liés au service d'électricité* des CS qui entrera en vigueur le 1er octobre 2026 a été calculée en fonction des derniers intrants autorisés[54] et a été indexée à la hauteur d'un taux correspondant à la variation annuelle de l'indice moyen d'ensemble, pour le Québec, des prix à la consommation, sans les boissons alcoolisées, les produits du tabac et articles pour fumeurs et le cannabis récréatif (« IPC Québec »), pour la période de 12 mois qui s'est terminée le 30 septembre 2025, soit 2,1 %[55], conformément à la méthode d'indexation approuvée par la Régie.

D'emblée, le Distributeur demande d'étendre l'application de la formule d'indexation aux « frais spéciaux de raccordement à un réseau autonome »[56] afin que ceux-ci conservent leur aspect dissuasif.

Le Distributeur profite également de la présente demande pour demander de retirer le crédit qu'il accorde sur le coût des matériaux et des biens et services relatifs au plantage des poteaux et des haubans présumés être en usage en commun.

En 2018, par souci de simplicité, le Distributeur a retiré la notion de « sans usage en commun » de sa *Grille des frais et prix liés au service d'électricité* des CS[57]. Depuis, les prix reposent sur l'hypothèse que l'ensemble des poteaux et haubans sont partagés avec d'autres propriétaires de parc de poteaux. Ainsi, le Distributeur ne facture au client que 61 % du coût des poteaux et des haubans et de leur plantage, tandis que les autres propriétaires facturent aux clients la différence.

Or, le Distributeur a renouvelé en 2026 ses contrats sur l'usage en commun des poteaux avec ses partenaires et ces nouveaux contrats prévoient que le Distributeur sera désormais le seul propriétaire de tous les nouveaux poteaux et haubans plantés dans la province. Il n'y a donc

---

54 Mise à jour des frais et prix au 1er avril 2025 telle qu'approuvée par la Régie dans sa décision D-2026-060, paragraphe 144.

55 *Supra* note 4, sauf exceptions indiquées au paragraphe 148 de la décision D-2026-060.

56 Plutôt qu'une révision ponctuelle, au besoin, comme initialement envisagé. En effet, le montant des frais spéciaux est demeuré inchangé depuis 1996 et sa mise à jour nécessiterait une analyse comparative des coûts d'installation d'un système de chauffage au mazout et d'un système de chauffage alimenté par des centrales à moteurs diesels. Les efforts requis pour la mise à jour du frais seraient disproportionnés par rapport au peu de fois qu'il est facturé.

57 Dossier R-3964-2016, pièce HQD-4, Document 3 (B-0112), p. 19 et 44.

plus lieu d'accorder un crédit sur le prix des poteaux et haubans et leur plantage. Le Distributeur souligne que le retrait de ce crédit se traduit par une hausse significative des prix contenus aux tableaux B.2, D.1, D.2, E.1, E.2 et F.3 du chapitre 22 des CS. Toutefois, la hausse attribuable au retrait du crédit d'usage en commun ne désavantage pas les clients puisqu'ils se trouveront à ne payer que le Distributeur pour le coût des poteaux et des haubans et non plus les autres propriétaires de poteaux et haubans.

Par ailleurs, dans l'optique d'assurer une meilleure prévisibilité des coûts et de simplifier le traitement des demandes, le Distributeur propose l'ajout de certains frais et prix, la modification de prix existants trop difficiles à appliquer et le retrait de prix inutilisés. Par souci de cohérence, les nouveaux prix proposés par le Distributeur ont été calculés à l'aide des derniers intrants autorisés auxquels l'IPC Québec pour la période de 12 mois qui s'est terminée le 30 septembre 2025 a été appliqué à moins d'indication contraire.

Les modifications aux frais et prix des CS sont présentées à la pièce HQD-1, Document 2. Le Distributeur précise que les prix y apparaissant devront être indexés en fonction de l'IPC Québec calculé pour la période de 12 mois qui se terminera le 30 septembre 2026 en prévision d'une entrée en vigueur souhaitée le 1er avril 2027.

8.1. Ajout d'un prix pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique de moins de 2 kW (article 22.1.2)

Présentement, le montant à payer pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique dont la puissance projetée est inférieure à 2 kW est calculé en additionnant les prix applicables indiqués aux articles 22.2.3 et 22.2.4 des CS. Cette méthode ne permet pas aux clients de connaitre à l'avance le montant qu'ils devront payer et nécessite un calcul personnalisé pour chaque demande.

Dans l'optique d'offrir aux clients de la prévisibilité quant aux frais applicables, le Distributeur souhaite indiquer aux CS un prix forfaitaire applicable à ces travaux uniquement si les conditions suivantes sont réunies :

- il n'y a aucun ajout ou enlèvement de poteau ou d'ancrage ;
- il y a ajout d'au plus 2 portées de conducteurs *basse tension* sur la *ligne de distribution* aérienne, s'il y a lieu ;
- la capacité du transformateur aérien ajouté, au besoin, ne dépasse pas 25 kVA.

Le Distributeur présente au tableau 7 le prix proposé pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique de moins de 2 kW.

Tableau 7
Coût pour la modification d'une ligne de distribution aérienne pour une installation électrique de moins de 2 kW

	Taux	Installation	Enlèvement et remplacement
Main-d'œuvre	218 $	282 $	647 $
Matériel		418 $	0 $
Frais applicables au matériel (1)	32 %	134 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (2)	22 %	184 $	142 $
Provision pour l'exploitation et entretien futurs (3)	21 %	175 $	0 $
Sous-total		1 193 $	789 $
		1 982 $	
Indexation IPC 2025	2,1 %	42 $	
Total		**2 024 $**	
Prix proposés arrondis		**2 020 $**	

(1) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(2) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 3 premières lignes.
(3) Provision pour l'exploitation et entretien futur (21 %) applicable sur le total des 3 premières lignes en installation.

8.2. Ajout d'un prix pour le déplacement d'un équipement de mesurage en moyenne tension (article 22.1.3)

Le Distributeur propose d'ajouter un prix pour le déplacement d'un équipement de mesurage pour les installations électriques alimentées en moyenne tension. Actuellement, le calcul du montant à payer dans ces situations est prévu à l'article 9.3.1 d) des CS, lequel prévoit que la somme des prix des tableaux 22.2.3 et 22.2.4 est facturée au client. Or, aucun de ces prix ne trouve application pour les installations alimentées en moyenne tension. Le Distributeur propose donc d'ajouter au tableau 22.1.3 un prix applicable aux installations alimentées en moyenne tension, calculé comme suit :

Tableau 8
Coût pour le déplacement d'un équipement de mesurage en moyenne tension

	Taux	Déplacement
Main-d'œuvre	166 $	3 652 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (1)	22 %	803 $
Sous-total		4 455 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	94 $
Total		**4 549 $**
Prix proposés arrondis		**4 550 $**
(1) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le montant de la première ligne.		

8.3. Modification des prix par mètre pour le prolongement d'une ligne aérienne (article 22.2.2)

Dans le dossier R-3964-2016, le Distributeur expliquait que le prolongement d'une ligne de distribution aérienne en moyenne tension comporte deux architectures possibles : l'une sans basse tension dans les zones de plus faible densité et l'autre avec basse tension lorsque la densité de population est plus forte et les largeurs des lots sont plus étroites[58]. La présence de basse tension sur la ligne de distribution prolongée nécessite plus d'équipements et de matériaux pour une même distance. Par conséquent, les prix pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension du tableau E.1 distinguent les réseaux avec et sans basse tension incluse.

Dans l'optique de faciliter l'application des prix pour le prolongement et de permettre aux clients de plus facilement estimer le coût des travaux, le Distributeur propose d'éliminer la distinction en fonction de la présence de basse tension sur la portion de ligne de distribution prolongée. Ainsi, les prix proposés comprennent les coûts de main-d'œuvre, des biens et services et des matériaux utilisés autant pour les prolongements de ligne de distribution aérienne en moyenne tension avec et sans basse tension. Afin de s'assurer de facturer le juste montant, le Distributeur a pondéré les éléments de coût en fonction de la proportion du réseau moyenne tension comprenant également de la basse tension. À cet effet, le Distributeur constate que, depuis 2019, 53 % du réseau moyenne tension monophasé prolongé inclut de la basse tension et que 5 % du réseau moyenne tension triphasé prolongé inclut de la basse tension.

Les prix pour le prolongement de ligne de distribution en moyenne tension sont calculés comme indiqué aux tableaux 9 à 11.

[58] Dossier R-3964-2016, pièce HQD-4 document 3 (B-0112), p. 18 et suivantes.

Tableau 9
Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension sur un site accessible

	Taux	Monophasée	Triphasée
Main-d'œuvre	218 $	28 357 $	35 294 $
Biens et services		30 648 $	28 509 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	1 839 $	1 711 $
Matériel		22 837 $	25 207 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	7 308 $	8 066 $
Provision pour le réinvestissement en fin de vie utile	NA	0 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (3)	22 %	20 017 $	21 733 $
Provision pour l'exploitation et entretien futurs (4)	18 %	16 378 $	17 782 $
Sous-total (construction d'un kilomètre)		127 384 $	138 302 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	2 675 $	2 904 $
Total (construction d'un kilomètre)		**130 059 $**	**141 206 $**
Total (au mètre)		**130 $**	**141 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.
(4) Provision pour l'exploitation et entretien futur (18 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.

Tableau 10
Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension en arrière-lot

	Taux	Monophasée	Triphasée
Main-d'œuvre	218 $	34 726 $	43 328 $
Biens et services		37 473 $	35 611 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	2 248 $	2 137 $
Matériel		27 751 $	34 365 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	8 880 $	10 997 $
Provision pour le réinvestissement en fin de vie utile (3)	12 %	13 329 $	15 172 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (4)	22 %	24 437 $	27 816 $
Provision pour l'exploitation et entretien futurs (5)	23 %	25 548 $	29 081 $
Total (construction d'un kilomètre)		174 392 $	198 507 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	3 662 $	4 169 $
Total (construction d'un kilomètre)		**178 054 $**	**202 676 $**
Total (au mètre)		**178 $**	**203 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Provision pour le réinvestissement en de vie utile (12 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.
(4) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.
(5) Provision pour l'exploitation et entretien futur (23 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.

Tableau 11
Coût pour le prolongement d'une ligne aérienne en moyenne tension en dehors d'un site accessible

	Taux	Monophasée	Triphasée
Main-d'œuvre	218 $	48 937 $	58 681 $
Biens et services		42 392 $	41 590 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	2 544 $	2 495 $
Matériel		22 546 $	29 576 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	7 215 $	9 464 $
Provision pour le réinvestissement en fin de vie utile (3)	12 %	14 836 $	17 017 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (4)	22 %	27 199 $	31 198 $
Provision pour l'exploitation et entretien futurs (5)	23 %	28 436 $	32 616 $
Total (construction d'un kilomètre)		194 105 $	222 637 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	4 076 $	4 675 $
Total (construction d'un kilomètre)		**198 181 $**	**227 312 $**
Total (au mètre)		**198 $**	**227 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Provision pour le réinvestissement en de vie utile (12 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.
(4) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.
(5) Provision pour l'exploitation et entretien futur (23 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.

8.4. Modification des prix de remplacement des liaisons aérosouterraines et des sections de câble (articles 22.2.7 et 22.2.8)

Le Distributeur propose de corriger une erreur dans le prix de remplacement des liaisons aérosouterraines (indiqué au tableau J.1) et des sections de câble et jonction (indiqué au tableau K.1). Ces prix comprennent la provision pour l'exploitation et l'entretien futurs et la provision pour le réinvestissement en fin de vie utile appliquées sur le coût du matériel. Or, ces provisions ont été facturées au client lors de l'installation initiale de la liaison aérosouterraine ou de la section de câble et jonction et ne devrait pas être facturées à nouveau lors du remplacement de ces équipements.

8.5. Ajout de prix pour l'assemblage d'une section de câble en souterrain (article 22.2.8)

L'article 22.2.8 comprend les prix applicables à l'installation et l'enlèvement des sections de câble souterrain (comparable à la notion de portée entre deux poteaux dans le cas du réseau aérien). Pour chaque section de câble, les prix incluent le coût de la main-d'œuvre nécessaire aux travaux de tirage de câble, le coût de la fourniture et de la main-d'œuvre pour l'installation ou l'enlèvement d'une jonction à une extrémité d'une section de câble dans une chambre de raccordement, un puits d'accès ou une chambre de transformation, ou les deux. Ces prix ont été conçus pour le déploiement de section de câble en réseau.

Or, le déploiement de sections de câble en moyenne tension alimentant un poste distributeur peut comporter certaines particularités selon l'architecture du réseau :

- possibilité de devoir installer quatre câbles monophasés à la place d'un câble torsadé ;
- l'installation de jonction peut ne pas être requise.

En raison de ces particularités, les prix à l'article 22.2.8 sont rarement applicables au déploiement de section de câble en moyenne tension alimentant un poste distributeur ce qui contraint le Distributeur à recourir à la méthode du calcul détaillée du coût des travaux pour calculer la contribution du client.

Par souci d'efficience dans le calcul des contributions et de prévisibilité pour les clients, le Distributeur propose l'ajout de prix pour l'installation et l'enlèvement d'une section de câble moyenne tension comprenant quatre câbles monophasés (main-d'œuvre seulement : les coûts du matériel se trouve au tableau 22.2.9), calculés comme présenté au tableau 12.

Tableau 12
Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'une section de câble moyenne tension en souterrain (câble seulement)

	Taux	Moyenne tension quatre câbles monophasés	
		Installation	Enlèvement
Main-d'œuvre	218 $	5 697 $	3 561 $
Provision pour le réinvestissement en fin de vie utile (1)	22 %	1 253 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (2)	26 %	1 807 $	926 $
Provision pour l'exploitation et entretien futurs (3)	12 %	684 $	0 $
Sous-total		9 441 $	4 487 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	198 $	94 $
Total		**9 639 $**	**4 581 $**
Prix proposés arrondis		**9 640 $**	**4 580 $**

(1) Provision pour le réinvestissement en de vie utile (22 %) applicable sur le montant de la première ligne
(2) Frais d'ingénierie (26 %) applicable sur le total des 2 premières lignes.
(3) Provision pour l'exploitation et entretien futur (12 %) applicable sur le montant de la première ligne.

8.6. Modification des prix des transformateurs en souterrain (article 22.2.10)

Depuis 2018, le Distributeur facture le coût des équipements majeurs souterrains et des structures civils nécessaires à ces équipements en utilisant un prix en $/kW applicable sur la puissance projetée afin que le premier client requérant un prolongement de ligne souterraine n'assume que le coût associé à la part des équipements qui lui est réellement dédiée[59].

Toutefois, le Distributeur a omis de prévoir des prix applicables aux chambres enfouies monophasées. Le Distributeur propose d'ajouter des prix en $/kW des chambres enfouies monophasées pour usage partagé calculés comme indiqué aux tableaux 13 et 14.

[59] R-3964-2016, pièce HQD-4 document 3 (B-0112), p. 37.

Tableau 13
Coût en $/kW des chambres enfouies monophasées pour usage partagé en souterrain

Type d'appareil	Capacité en kVA	Coût	Taux d'utilisation	Puissance moyenne sur puissance maximale	kW de puissance projetée	Répartition en %	Coût par kW
Transformateur	167 kVA	72 500 $	65,8 %	90 %	99	10 %	71 $
Transformateur	250 kVA	54 900 $	65,8 %	90 %	148	15 %	57 $
Transformateur	333 kVA	70 700 $	65,8 %	90 %	197	75 %	269 $
					Total coût par kW souterrain :		**397 $**

Tableau 14
Coût en $/kW des chambres enfouies monophasées pour usage partagé en aérien

Type d'appareil	Capacité en kVA	Coût	Taux d'utilisation	Puissance moyenne sur puissance maximale	kW de puissance projetée	Répartition en %	Coût par kW
Transformateur	100 kVA	12 430 $	68,6 %	90 %	62	87 %	175 $
Transformateur	167 kVA	19 460 $	68,6 %	90 %	103	13 %	25 $
					Total coût par kW souterrain :		**200 $**

Par ailleurs, le Distributeur s'est aperçu que depuis 2018, il n'a jamais utilisé le prix en $/kW applicable à la construction de la structure civile nécessaire à une chambre enfouie alimentée en triphasée. Le Distributeur explique cette non-utilisation du prix par le fait que la construction de nouvelles chambres enfouies se fait généralement dans une zone où la densité électrique minimale a été atteinte et donc sans frais pour le client. Par conséquent, le Distributeur propose de retirer ce prix du tableau M.1 de l'article 22.2.10.

Finalement, le Distributeur propose de retirer des prix de remplacement des transformateurs contenus dans les tableaux M.2, M.3 et M.4 le coût des transformateurs eux-mêmes et des provisions associées. En effet, les transformateurs remplacés sont réutilisables. Le Distributeur ne peut donc pas recourir aux prix des tableau M.2, M.3 et M.4 pour ne pas facturer une deuxième fois le coût des transformateurs.

8.7. Retrait de prix des équipements de sectionnement en souterrain en usage partagé (article 22.2.11)

Le Distributeur propose de retirer les prix des équipements de sectionnement en souterrain en usage partagé (les prix du tableau N.1 à l'article 22.2.11 actuel). Ces prix ont été ajoutés en 2018[60] afin que le premier client requérant le prolongement d'une ligne en souterrain n'assume que le coût associé à la part des équipements de transformation et de sectionnement qui lui est réellement dédiée. Le Distributeur constate que ces prix n'ont jamais été utilisés depuis

[60] R-3964-2016, HQD-4, document 3 (B-0112), p. 37 et suivantes.

2019. En effet, le Distributeur a installé ces équipements en réponse à des demandes d'alimentation pour lesquelles les charges étaient suffisamment importantes pour que ces équipements soient entièrement dédiés à un seul client.

Par ailleurs, il est peu probable que ces prix soient utilisés puisque leur emploi revient plus onéreux pour les clients que la facturation des prix des appareils à usage exclusif des tableaux N.2 ou N.3 de l'article 22.2.11 auxquels on crédite le service de base. Advenant que cela s'avère nécessaire, le Distributeur privilégierait cette dernière alternative à l'emploi des prix du tableau N.1.

8.8. Ajout de prix liés à une alimentation temporaire (article 22.2.12)

Afin de simplifier le calcul des contributions en limitant le recours à la méthode de calcul détaillé du coût des travaux, le Distributeur propose les modifications suivantes aux tableaux O.1 et O.2 de l'article 22.2.12 :

- Le remplacement des prix pour l'« ajout d'au maximum 2 portées de câble basse tension » par les prix pour l'« ajout de conducteurs basse tension entre deux poteaux » (ligne 1 du tableau O.1 actuel). Ces prix ont été conçus pour facturer l'ajout d'une ou de deux portées de câble. Par conséquent, dès qu'une alimentation temporaire requiert l'ajout de plus de 2 portées de câbles en basse tension, le Distributeur doit calculer la contribution selon la méthode de calcul détaillé du coût des travaux. Le Distributeur propose donc de remplacer ces prix par des prix visant uniquement l'ajout d'une portée de câble qui pourront être facturés autant de fois qu'il y a d'ajout de portées de câble, tel qu'il appert du calcul présenté au tableau 15.

Tableau 15
Coût pour l'ajout de conducteurs basse tension entre deux poteaux

	Taux	Ajout de conducteurs basse tension entre deux poteaux	
		Monophasée	Triphasée
Main-d'œuvre	218 $	1 704 $	1 840 $
Matériel		278 $	327 $
Frais applicables au matériel (1)	32 %	89 $	105 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (2)	22 %	456 $	500 $
Sous-total		2 527 $	2 772 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	53 $	58 $
Total		**2 580 $**	**2 830 $**
Prix proposés arrondis		**2 580 $**	**2 830 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(2) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 3 premières lignes.

- Le retrait des prix pour l'« ajout d'au maximum 2 portées de câble basse tension et ajout d'un transformateur » de 25 ou 50 kVA (lignes 4 et 5 du tableau O.1 actuel). Ces prix sont utiles dans l'économie actuelle du tableau O.1, mais avec la modification proposée au point précédent, les prix pour l'« ajout de conducteurs basse tension entre deux poteaux » pourront être additionnés aux prix pour l'ajout d'un transformateur de 25 ou 50 kVA des lignes 2 et 3 du tableau O.1. Les prix de la ligne 4 et 5 du tableau O.1 actuel ne sont donc plus nécessaires.
- L'ajout de prix pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en basse tension ou moyenne tension au tableau O.1. Aucun prix de l'article 22.2.12 ne permet de calculer la contribution à payer si l'alimentation temporaire nécessite l'installation ou l'enlèvement d'un poteau. Le Distributeur présente aux tableaux 16 et 17 le détail du calcul du prix pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en basse ou en moyenne tension.

Tableau 16
Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en basse tension

	Taux	Poteau basse tension			
		Installation		Enlèvement	
		Mono	Triphasé	Mono	Triphasé
Biens et services		1 164 $	1 164 $	499 $	499 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	70 $	70 $	30 $	30 $
Matériel		343 $	343 $	0 $	0 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	110 $	110 $	0 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (3)	22 %	371 $	371 $	116 $	116 $
Sous-total		2 058 $	2 058 $	645 $	645 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	43 $	43 $	14 $	14 $
Total		**2 101 $**	**2 101 $**	**659 $**	**659 $**
Prix proposés arrondis		**2 100 $**	**2 100 $**	**660 $**	**660 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 4 premières lignes.

Tableau 17
Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un poteau en moyenne tension

	Taux	Poteau moyenne tension			
		Installation		Enlèvement	
		Mono	Triphasé	Mono	Triphasé
Main d'œuvre	218 $	710 $	1 683 $	426 $	872 $
Biens et services		1 651 $	1 652 $	499$	499 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	99 $	99 $	30 $	30 $
Matériel		741 $	1 063 $	0 $	0 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	237 $	340 $	0 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (3)	22 %	756 $	1 064 $	210 $	308 $
Sous-total		4 194 $	5 901 $	1 165 $	1 709 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	88 $	124 $	24 $	36 $
Total		**4 282 $**	**6 025 $**	**1 189 $**	**1 745 $**
Prix proposés arrondis		**4 280 $**	**6 030 $**	**1 190 $**	**1 750 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.

- L'ajout de prix pour l'installation ou l'enlèvement d'un hauban ou d'un ancrage au tableau O.1. Comme pour les travaux d'installation ou d'enlèvement de poteau, aucun prix de l'article 22.2.12 ne permet de calculer la contribution à payer si l'alimentation temporaire nécessite l'installation ou l'enlèvement d'un hauban ou d'un ancrage. Le Distributeur propose donc l'ajout de prix pour facturer ces travaux, lesquels correspondent aux prix des lignes 5 et 6 du tableau F.3 desquels les provisions ont été soustraites puisqu'elles sont non applicables pour les travaux temporaires. Le Distributeur présente au tableau 18 le détail du calcul du prix pour l'installation ou l'enlèvement d'un hauban ou d'un ancrage.

Tableau 18
Coût pour l'installation ou l'enlèvement d'un hauban ou d'un ancrage

	Taux	Hauban		Ancrage	
		Installation	Enlèvement	Installation	Enlèvement
Main-d'œuvre	218 $	213 $	175 $	0 $	0 $
Biens et services		0 $	0 $	654 $	221 $
Frais applicables aux biens et service (1)	6 %	0 $	0 $	39 $	13 $
Matériel		46 $	0 $	141 $	0 $
Frais applicables au matériel (2)	32 %	15 $	0 $	45 $	0 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (3)	22 %	60 $	38 $	194 $	51 $
Sous-total		334 $	213 $	1 073 $	285 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	7 $	4 $	23 $	6 $
Total		**341 $**	**217 $**	**1 096 $**	**291 $**
Prix proposés arrondis		**340 $**	**220 $**	**1 100 $**	**290 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %) et frais de gestion de contrat (3 %).
(2) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (20 %) et frais de matériel mineur (9 %).
(3) Frais d'ingénierie (22 %) applicable sur le total des 5 premières lignes.

- L'ajout d'un prix au mètre pour l'ajout de câble en souterrain au-delà des 30 premiers mètres au tableau O.2. Aucun prix de l'article 22.2.12 ne permet de calculer la contribution à payer pour l'excédent des 30 premiers mètres de câbles en souterrain. Le Distributeur présente au tableau 19 le détail du calcul du coût au mètre pour l'ajout de câble d'aluminium au-delà des 30 premiers mètres.

Tableau 19
Coût au mètre pour l'ajout de câble d'aluminium au-delà des 30 premiers mètres

	Taux	Excédent 30m (coût au mètre)		
		200 A et moins	201 A à 400 A	401 A à 800 A
Main-d'œuvre	218 $	1 572 $	1 573 $	1 573 $
Matériel		452 $	821 $	1 619 $
Frais applicables au matériel (1)	30 %	136 $	246 $	255 $
Frais d'ingénierie et de gestion des demandes (2)	26 %	562 $	687 $	896$
Sous-total pour 40m		2 722 $	3 327 $	4 343 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	57 $	70 $	91 $
Total pour 40 m		**2 779 $**	**3 397 $**	**4 434 $**
Coût au mètre		**69 $**	**85 $**	**111 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (11 %) et frais de matériel mineur (16 %).
(2) Frais d'ingénierie (26 %) applicable sur le total des 3 premières lignes.

8.9. Ajout de prix liés au raccordement d'installation de production d'électricité (article 22.3.1)

En lien avec les nouvelles modalités proposées pour encadrer le raccordement d'installation de production d'électricité détaillées à la section 4, le Distributeur propose d'ajouter de nouveaux prix au chapitre 22.

D'abord, pour les cas prévus à l'article 16.2.4 où le Distributeur installe et fournit une UTAPP aux frais du client, le Distributeur propose de facturer un montant établi comme indiqué au tableau 20.

Tableau 20
Coût pour la mise en service d'une unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés

	Taux	Mise en service
Main-d'œuvre	166 $	1 563 $
Matériel		13 005 $
Frais applicables au matériel (1)	32 %	4 162 $
Sous-total		18 730 $
Indexation IPC 2025 (2)	2,1 %	33 $
Total		**18 763 $**
Prix proposés arrondis		**18 800 $**

(1) Frais d'acquisition (3 %), frais de gestion des matériaux (6 %) et frais de matériel mineur (4 %)
(2) Indexation appliquée sur la main d'œuvre seulement, le coût du matériel datant de 2026.

Dans les cas où l'UTAPP n'assure plus la connectivité entre l'installation d'autoproduction et le réseau du Distributeur et ce celui-ci requiert son arrêt, le Distributeur propose de facturer un montant établi comme indiqué au tableau 21.

Tableau 21
Coût des interventions sur une unité de télécommande et d'acquisition des producteurs privés

	Taux	Diagnostic et essais de fonctionnement	Ouverture et cadenassage du point de sectionnement
Main-d'œuvre (techniciens)	166 $	931 $	0 $
Main d'œuvre (métiers)	218 $		586 $
Sous-total		931 $	586 $
Indexation IPC 2025	2,1 %	20 $	12 $
Total		**951 $**	**598 $**
Prix proposés arrondis		**950 $**	**600 $**

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications et les ajouts proposés aux frais et prix décrits dans la section 8 et la nouvelle grille de frais et prix présentée à la pièce HQD-1, Document 2.

9. Autres modifications diverses

Suivant l'entrée en vigueur, le 7 juin 2025, de la *Loi assurant la gouvernance responsable des ressources énergétiques et modifiant diverses dispositions législatives*[61] (ci-après « *Loi sur la gouvernance responsable* » *ou* « *Loi 24* »), le Distributeur propose les modifications suivantes :

- **Ajout d'un nouvel article 4.2 « Montant de la facture » :** préciser les informations pouvant être utilisées par le Distributeur dans le cadre de l'établissement de la facture du client, soit notamment les données de consommation provenant du compteur, les frais et prix applicables du chapitre 20 des CS, les prix applicables prévus aux Tarifs, ainsi que les prix des services liés à des programmes et des mesures de gestion de la demande de puissance et d'efficacité énergétique dans un lieu de consommation d'électricité[62] ;

[61] L.Q. 2025, c. 24.
[62] Conformément à l'article 52.4.2 de la LRÉ.

- **Article 13.1 « Revente d'électricité » :** étendre l'exemption à l'interdiction de revente d'électricité aux entreprises de distribution visées par la LRÉ. En effet, celle-ci prévoit désormais à son nouvel article 167.1 que Rio Tinto Alcan inc., la Société en commandite hydroélectrique Manicouagan et toute personne autorisée par le gouvernement peuvent distribuer l'électricité à d'autres personnes (sous certaines conditions) ;
- **Annexe I « Renseignements requis de la clientèle » :** permettre au Distributeur d'exiger aux clients, lors du traitement d'une demande d'abonnement ou d'alimentation, tout renseignement requis pour l'application de l'article 76 de la LRÉ. Il peut notamment s'agir de renseignements nécessaires pour permettre au Distributeur de vérifier si la demande est visée par l'un des cas ou conditions où il doit obtenir l'autorisation du ministère de l'Économie, de l'Innovation et de l'Énergie pour distribuer de l'électricité. Par ailleurs, pour lui permettre de faciliter la planification des travaux et l'exploitation de son réseau, le Distributeur propose d'exiger que les clients qui déposent une demande d'alimentation lui indique :
  - La date de début et de fin des travaux ;
  - Le type et la nature des travaux (par exemple, nouveau raccordement permanent ou temporaire, modification d'un branchement existant, ajout de charge, etc.) ;
  - La présence de contrôleur de charge ou d'un dispositif de gestion de la puissance dans l'installation électrique ;

Le Distributeur propose également les modifications suivantes :

- **Article 3.2.1 « Demande de compteur non communicant » :** préciser, par l'ajout d'une condition à cet article, que le client ne peut pas demander de compteur non communicant si l'utilisation d'un compteur communicant est une condition d'admissibilité du tarif ou de l'option tarifaire de l'abonnement visé par sa demande. À l'heure actuelle, une telle condition d'admissibilité est présente pour les tarifs et options tarifaires en lien avec la gestion de la demande de puissance ;
- **Article 3.2.2 « Installation d'un compteur communicant en cours d'abonnement » :** ajouter un bloc à cet article permettant au Distributeur de remplacer le compteur non communicant par un compteur communicant si le client modifie le tarif ou l'option tarifaire de son abonnement par un tarif ou une option tarifaire requérant l'utilisation d'un compteur communicant ;
- **Article 10.5 « Crédit pour usage en commun » :** retirer cet article qui n'est désormais plus utile puisque toutes les conventions sans usage en commun signées avant le 1er avril 2018 sont arrivées à leur terme ;
- **Article 11.2 « Modes de communication entre Hydro-Québec et sa clientèle » et de la définition « par écrit » :** modification afin de permettre au Distributeur de communiquer et de transmettre des avis à sa clientèle en lien avec l'application des CS par message texte (un «SMS ») si le client a fourni son numéro de téléphone

cellulaire. L'article 11.2 est également modifié pour permettre la transmission d'avis par voie électronique si le client a fourni son adresse courriel et a un Espace client. Le client conserverait la possibilité de refuser que le Distributeur utilise l'un ou l'autre de ces moyens, s'il le demande ;

- **Article 13.8 « Transformateurs de mesure appartenant au client ou à la cliente » :** permettre aux clients qui souhaitent se prémunir d'un système de gestion de l'énergie des véhicules électriques sur leur installation électrique d'installer des transformateurs en amont de l'appareillage de mesure du Distributeur. En effet, pour permettre la gestion des bornes de recharge, ces clients doivent installer des transformateurs pour la gestion de la charge ou l'indication du courant à titre de référence ;
- **Article 15.2.1 « Installation électrique du client ou de la cliente », paragraphe d) :** clarifier que le dépassement des limites permises pour l'émission des harmoniques, de papillotement et de variations rapides de tension constitue une perturbation au réseau de distribution d'électricité.

Le Distributeur demande à la Régie d'approuver les modifications aux articles 4.2, 3.2.1, 3.2.2, 10.5, 11.2, 13.1, 13.8, 15.2.1 et à l'Annexe I, ainsi que la définition de « par écrit », comme présentées à la pièce HQD-1, Document 3.

10. Varia

Le Distributeur demande par la présente que la Régie mette fin au suivi administratif de la décision D-2011-042 relatif au bilan des plaintes, réclamations et règlements liés à la qualité de l'onde (« Suivi – Qualité de l'onde »). En effet, les cinq suivis administratifs réalisés au cours des quinze dernières années n'ont révélé aucun enjeu spécifique ni suscité de préoccupations particulières de la part des intervenants ou de la Régie[63].

Le Distributeur demande à la Régie de mettre fin au Suivi - Qualité de l'onde.

[63] Le dernier suivi portant sur les années 2023, 2024 et 2025 a été déposé le 16 avril 2026 : voir suivi-administratif-d-2011-042-annees-2023-2024-et-2025-bilan-qualite-de-londe-avril-2026.pdf.