

**MÉMOIRE DE LA FÉDÉRATION CANADIENNE DE L'ENTREPRISE
INDÉPENDANTE (FCEI)**

**DEMANDE RELATIVE AUX MESURES DE SOUTIEN AU DÉVELOPPEMENT
DES SERRES**

**Préparé dans le cadre du dossier
R-4127-2020
de la Régie de l'énergie du Québec**

**Par
Antoine Gosselin**

Le 7 octobre 2020

Table des matières

1. Contexte.....	3
2. La rentabilité à court terme.....	4
2.1. Le coût évité de l'énergie.....	4
2.2. La rentabilité des clients ayant un appel de puissance inférieur à 300 kW.....	7
2.3. L'analyse de rentabilité pour les grands clients (tarif LG).....	8
3. La rentabilité à long terme	9
4. Position de la FCEI.....	10

1. Contexte

Le 8 juillet 2020, le Gouvernement du Québec émet le décret 759-2020 qui énonce ainsi ses préoccupations économiques sociales et environnementales.

« Que soient indiquées à la Régie de l'énergie les préoccupations économiques, sociales et environnementales suivantes à l'égard de la demande du distributeur d'électricité afin de fixer un nouveau tarif visant le développement de la production en serre :

1° Il y aurait lieu que la production en serre puisse être admissible à un nouveau tarif qui favorise l'utilisation de l'électricité pour des fins d'éclairage, de photosynthèse et de chauffage de l'espace d'entreprises serricoles;

2° Il y aurait lieu que ce tarif soit compétitif, de manière à permettre de :

- Contribuer à améliorer l'autonomie alimentaire et le développement de la production en serre au Québec;
- Favoriser la conversion des systèmes de chauffage vers l'électricité, contribuant ainsi à la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre;
- Favoriser le développement de nouveaux projets de serres soutenant ainsi la relance économique du Québec. »

À cet égard, le ministre de l'Énergie et des Ressources naturelles déclare :

« Notre gouvernement en est à la première étape d'un processus qui permettrait de soutenir le développement de l'industrie serriicole. Notre objectif est d'aider les petits et moyens producteurs. La demande déposée à la Régie, si elle est acceptée, pourrait leur faire bénéficier d'une économie de 40 % de leur facture d'énergie. Par l'adoption de ce décret, nous souhaitons appuyer la demande déposée par Hydro-Québec auprès de la Régie de l'énergie. De plus, la nouvelle mesure favoriserait une utilisation accrue de notre énergie renouvelable. Nous ferions ainsi un pas de plus dans l'atteinte de notre cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre, tout en soutenant la relance économique du Québec. »

Le 9 juillet 2020, le Distributeur dépose une demande de modification tarifaire relative aux mesures de soutien au développement des serres.

La demande du Distributeur consiste à élargir les critères d'admission à l'option d'électricité additionnelle pour éclairage de photosynthèse en abaissant le seuil d'admissibilité à l'option de 300 kW à 50 kW, permettant aux plus petites installations serres d'y adhérer et d'y ajouter l'usage de chauffage de l'espace. Il propose également d'ouvrir l'option d'électricité additionnelle à ces deux usages pour les clients du tarif LG.

2. La rentabilité à court terme

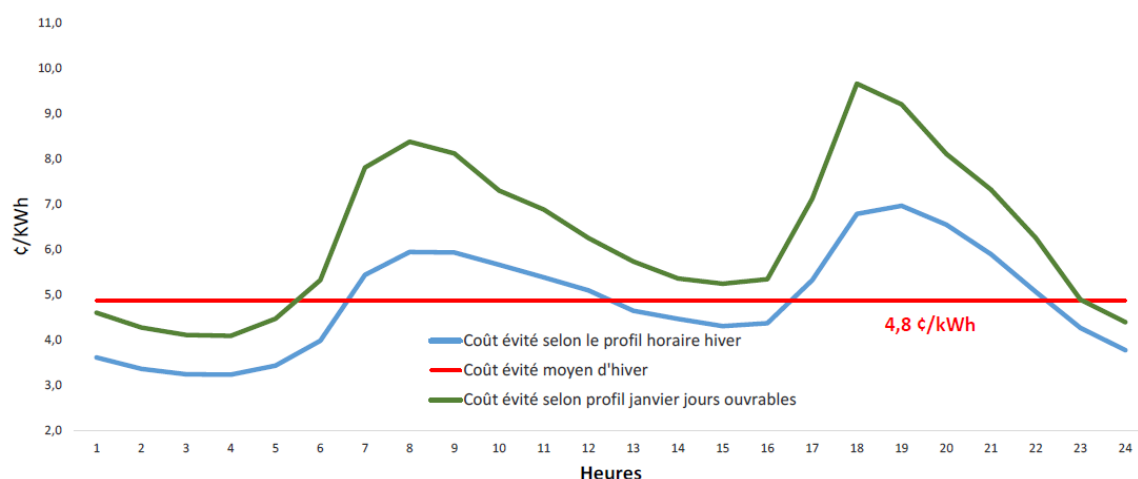
Le Distributeur présente une analyse de rentabilité sur un horizon de 20 années qui montre une rentabilité légèrement positive dans les premières années et sensiblement négative à partir de l'introduction des coûts évités de long terme en énergie. Cette analyse, ainsi que les analyses de sensibilité qui l'accompagnent, repose sur le profil de consommation des adhérents actuels à l'option d'électricité additionnelle pour photosynthèse (OÉA-P).

La FCEI aborde dans les sous-sections suivantes certaines limites de cette analyse.

2.1. Le coût évité de l'énergie

Le Distributeur calcule le coût évité en énergie sur la base d'une approche qui distingue la consommation d'électricité aux heures de pointe des réseaux voisins (6 h à 22 h) et celle en dehors de ces heures. Elle ne fait toutefois pas de distinction entre la consommation aux différentes heures à l'intérieur de ces deux périodes. Or, les données présentées par le Distributeur dans le dossier R-4110-2019 montrent que le coût de l'énergie en hiver varie de manière sensible entre ces heures et, notamment, qu'il est plus élevé aux heures de pointe du Distributeur.

Figure 1 : Coût évité horaire en énergie (en ¢/kWh)



La figure 1 reproduit le profil horaire des coûts évités sur le marché de court terme présenté par le Distributeur dans le cadre de ce dossier.¹ On peut y observer que le coût n'est pas uniforme entre 6 h et 22 h et qu'il atteint son maximum vers 19 h.

Le Distributeur a établi le profil réel de consommation des adhérents actuels à l'option d'électricité additionnelle pour photosynthèse. Le tableau 1 présente la répartition horaire moyenne de la consommation en hiver et en été. On peut y voir que la consommation d'électricité de cette clientèle se répartit à peu près à parts égales entre les quatre mois d'hiver et les huit mois d'été. On peut également y observer une baisse drastique de la consommation entre la 17^e et la 19^e heure, particulièrement en hiver, laquelle se poursuit jusqu'aux premières heures de la journée suivante où une reprise est observée. La FCEI comprend que cette baisse découle de l'interruption de l'éclairage de photosynthèse aux alentours de l'heure du coucher du soleil durant la période d'hiver.

La combinaison de ces profils de coût et de consommation nous permet de constater que la consommation pour photosynthèse est largement interrompue à un moment où le coût évité est à son maximum. En utilisant l'hypothèse que le coût évité est uniforme entre 6 h et 22 h, le Distributeur ne tient pas compte de cette coïncidence et tend à surestimer le coût évité de l'énergie en hiver. La FCEI recommande plutôt de combiner les coûts horaires présentés au dossier R-4110-2019 avec le profil horaire de consommation de manière à obtenir un coût davantage représentatif de cette clientèle.

¹ R-4110-2019, B-0021, p. 6, figure 2

Tableau 1 :
Profil de consommation horaire
clientèle OÉA-P (%)

Heure	Hiver	Été
1	1.239	0.960
2	1.673	1.454
3	2.055	1.708
4	2.207	2.131
5	2.400	2.406
6	2.726	3.690
7	3.239	3.642
8	3.231	3.330
9	2.997	2.896
10	2.727	2.535
11	2.500	2.375
12	2.417	2.221
13	2.428	2.279
14	2.483	2.343
15	2.747	2.685
16	2.901	2.972
17	2.860	2.962
18	2.077	2.031
19	0.987	1.475
20	0.907	1.331
21	0.750	1.044
22	0.630	0.882
23	0.452	0.719
24	0.578	0.720
Total	49.210	50.790

Source : Compilation des données horaires de la pièce B-0035

Le Distributeur utilise un coût évité en été de 2,86 ¢/kWh hors pointe, soit le prix de l'électricité patrimoniale. Toutefois, lors des heures de pointe en été, il utilise un coût évité de 3,523 ¢/kWh. Selon la FCEI, ce prix est trop élevé considérant que le Distributeur continue de disposer de surplus importants en été et ne réalise presque aucun achat de court terme en dehors de la période d'hiver. Lorsque de tels achats surviennent, ils sont le plus souvent dus à des situations qui sont indépendantes de l'équilibre global des approvisionnements. La FCEI recommande donc plutôt l'utilisation du tarif patrimonial sur l'ensemble de la période d'été, ce qui est par ailleurs cohérent avec l'hypothèse utilisée pour calculer le prix de l'électricité additionnelle.

En combinant ces deux hypothèses, la FCEI obtient un coût d'énergie moyen annuel de 3,87 ¢/kWh pour le profil photosynthèse et de 4,31 ¢/kWh pour le profil chauffage. Cette modification fait passer la rentabilité du scénario réaliste du Distributeur de 1,1 M\$ à 2,7 M\$ en 2026.

Toutefois, d'autres éléments soulèvent des doutes sur la validité des coûts de l'énergie retenus par le Distributeur. D'abord, le profil photosynthèse inclut la consommation de base, ce qui est susceptible de mener à une surpondération des achats d'été pour la photosynthèse et, donc, à une sous-estimation du coût de l'énergie. Afin de tester l'impact potentiel de ce biais, la FCEI a calculé le prix de l'énergie en supposant que la photosynthèse n'était présente que sur la période hivernale. Il en découle un coût unitaire de 4,86 ¢/kWh, ce qui ramène la rentabilité en 2026 à 0,3 M\$ dans le scénario réaliste.

De plus, le profil de charge de photosynthèse utilisé par le Distributeur est basé sur un groupe de clients qui n'est pas fixe dans le temps. En effet, en réponse à une question de l'AHQ-ARQ, le Distributeur indique que l'échantillon utilisé pour produire le profil horaire inclut des clients en montée de charge. Il est probable que cela fausse la répartition de la consommation d'énergie dans l'année. La FCEI recommande que le Distributeur produise une analyse du coût évité basé sur un échantillon de clients stables.

2.2. La rentabilité des clients ayant un appel de puissance inférieur à 300 kW

Le profil de photosynthèse retenu par le Distributeur, s'il est représentatif des adhérents actuels à l'OÉA-P, ne capte pas adéquatement la réalité de beaucoup des plus petits clients qui sont visés par l'abaissement du seuil d'admissibilité à 50 kWh. D'ailleurs, selon la preuve soumise par l'UPA², il semble que beaucoup d'adhérents potentiels ne produisent pas 12 mois par année, certains ne produisant pas du tout durant la période d'hiver. Il en découle que le coût de l'énergie calculé sur 12 mois accorde un poids trop grand à la consommation d'électricité en hiver et surestime le coût réel en énergie pour approvisionner ce type de production. Les scénarios présentés par l'UPA portent sur des périodes de production de 5,5, 8 et 12 mois. De toute évidence, une production sur 5,5 mois ne fait pas appel à l'éclairage de photosynthèse et le besoin de chauffage est peu susceptible d'affecter les besoins en puissance liés au transport et à la distribution. Cela est peut-être aussi applicable en partie à la production sur 8 mois.

² C-UPA-0011, pp. 17 à 19

Dans le cas extrême où toute la consommation serait faite au prix de l'électricité patrimoniale et seulement pour la portion chauffage du scénario réaliste, la FCEI calcule une rentabilité de 5,0 M\$ en 2026 et 7,4 M\$ lorsque les coûts évités en puissance sont exclus. Cela se compare à une rentabilité nulle pour la seule portion chauffage lorsque le profil utilisé par le Distributeur est retenu. La différence est significative.

En somme, la FCEI estime que les analyses produites par le Distributeur comportent certains biais qui sont susceptibles d'en affecter le résultat. L'impact potentiel sur la rentabilité dans les premières années de l'analyse peut être de quelques millions de dollars sur la base des ventes prévues par le Distributeur. De plus, le scénario utilisé par le Distributeur ne représente pas adéquatement la réalité opérationnelle d'une large part des clients actuels et de ceux susceptibles de s'ajouter dans le futur.

Par contre, toutes les analyses de sensibilité basées sur le scénario réaliste produisent une rentabilité positive ou nulle chez la clientèle ayant des appels de puissance inférieurs à 300 kW.

2.3. L'analyse de rentabilité pour les grands clients (tarif LG)

L'analyse principale du Distributeur porte sur une croissance de la demande chez la clientèle des tarifs de petite et moyenne puissance. Le Distributeur présente cependant une analyse de sensibilité portant sur la clientèle du tarif LG. Cette analyse présente une rentabilité légèrement négative dans les premières années de l'horizon. Le déficit de rentabilité est évalué à -0,8 M\$ en 2026. L'utilisation de coût en énergie basé sur le profil horaire tel qu'évalué à la section 2.1 réduit ce déficit à -0,4 M\$.

Par ailleurs, l'analyse du Distributeur repose sur l'hypothèse que les clients au tarif LG utiliseraient l'électricité pour le chauffage de l'espace. La FCEI n'est pas convaincue que cette hypothèse reflète le scénario le plus probable pour différentes raisons. Premièrement, il est à l'heure actuelle plus économique d'utiliser le gaz naturel pour le chauffage que l'OÉA-P proposée au tarif LG. TD securities projette que le coût du gaz naturel à Dawn demeurera sous les 3\$/GJ pour les quatre prochaines années.³ Deuxièmement, l'EIA prévoit que le prix du gaz naturel à Henry Hub atteindra environ 3,8\$CAD/GJ d'ici 2026.⁴ Considérant

³ R-4119-2020, B-0005, p. 29

⁴ <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2020%20Full%20Report.pdf>, p.24. Prix du gaz naturel basé sur une lecture visuelle du graphique. Calcul basé sur un taux de change de 0,75USD/CAD.

l'inflation du prix plancher de l'OÉA-P d'ici 2026, cette augmentation du prix du gaz naturel risque d'être insuffisante pour justifier l'utilisation de l'électricité. Une analyse plus complète incluant également l'inflation des tarifs de distribution, de transport et SPEDE d'Énergir serait nécessaire pour établir adéquatement la position concurrentielle. Troisièmement, les serres de grande dimension nécessitent un apport de CO₂ pour assurer le développement optimal des plantes.⁵ La FCEI comprend que cet apport est généralement assuré en totalité ou en partie par la récupération de CO₂ issu de la combustion du gaz naturel pour le chauffage. Dans le cas de l'utilisation du chauffage électrique, le CO₂ doit être obtenu d'une autre source ce qui peut entraîner des coûts additionnels. La FCEI estime que cet aspect devrait être considéré dans le calcul de la position concurrentielle de l'OÉA-P face au gaz naturel. Considérant ce qui précède, la FCEI craint que l'analyse de sensibilité relative au tarif LG incluant les besoins de chauffage puisse être indûment conservatrice.

En limitant l'analyse au seul usage de photosynthèse, la FCEI trouve que la rentabilité de cette option tarifaire est nulle d'ici à 2026. Le retrait de l'usage du chauffage a également un impact important sur la rentabilité de l'horizon d'analyse complet. Celle-ci passe de - 46,5 M\$ à - 14,7 M\$ sur l'horizon d'analyse lorsque seul l'usage photosynthèse est considéré pour une superficie de serre équivalente.

3. La rentabilité à long terme

Si la rentabilité de la proposition du Distributeur est approximativement neutre sur l'horizon 2020-2026, elle devient rapidement négative lorsque les années 2027 et suivantes sont considérées. Dans le scénario réaliste du Distributeur, elle est de -151 M\$ sur 20 ans, soit environ -7,5 M\$ par année en moyenne. Comme le mentionne le Distributeur, cela est dû au coût évité en énergie qui augmente de manière brusque à partir de 2027. Un report de l'introduction du coût évité de long terme entraînerait une amélioration de la rentabilité, mais à moins que le report ne soit de plusieurs années, elle demeurerait négative.

⁵ <http://www.omafra.gov.on.ca/french/crops/facts/00-078.htm>

La rentabilité à long terme est également affectée par les problématiques soulevées plus tôt relativement à la rentabilité de court terme. Outre l'impact du retrait de l'usage du chauffage sur la rentabilité pour le tarif LG mentionné à la section précédente, la rentabilité à long terme est vraisemblablement aussi sous-estimée pour les petites serres qui ne produisent pas 12 mois par année. Cela dit, le niveau du coût évité de long terme est tel que la rentabilité de ces scénarios demeurerait négative malgré ces ajustements.

4. Position de la FCEI

Bien que la FCEI reconnaisse l'importance des analyses de rentabilité en général, elle recommande à la Régie d'approuver la demande du Distributeur eu égard à la réduction du seuil d'admissibilité à 50 kW et à l'ajout de l'usage chauffage en dépit de l'évaluation négative de la rentabilité. Plusieurs raisons motivent cette recommandation.

Premièrement, la proposition est associée à un décret gouvernemental qui demande d'offrir un tarif compétitif au secteur serricole pour les usages de chauffage et de photosynthèse. La FCEI est d'avis que la proposition du Distributeur offre aux petits serriculteurs qui souhaitent augmenter leur production des conditions plus favorables à l'utilisation de la photosynthèse. Elle pourra également leur permettre de réduire leur facture de chauffage et de déplacement, une part importante de leurs besoins de chauffage d'un combustible fossile vers l'électricité. Ces deux modifications sont susceptibles d'améliorer la compétitivité de ces entreprises et d'en permettre la croissance.

Deuxièmement, la FCEI estime que le refus de cette proposition sur les bases de la rentabilité serait inéquitable envers les petits producteurs en serres. La FCEI rappelle que l'option d'électricité additionnelle pour photosynthèse a été approuvée initialement lors du dossier R-3854-2013. Dans le cadre de ce dossier, le Distributeur demandait d'établir le seuil d'accès à l'option à 400 kW. L'UPA avait alors demandé à la Régie de fixer plutôt ce seuil à 100 kW.⁶ Le Distributeur estimait pour sa part qu'il n'était pas judicieux d'offrir cette option aux clients de moins de 400 kW. La Régie n'avait alors pas retenu la proposition de l'UPA. Il est important de noter que, dans le cadre de ce dossier, la Régie n'avait pas exigé d'analyse de rentabilité à long terme. Elle avait plutôt retenu un argument basé sur des considérations de court terme.

⁶ C-UPA-0010, p. 15

« [127] La Régie note que l'option d'électricité additionnelle existe déjà et que sa rentabilité est confirmée par le Distributeur : « La rentabilité de cette option tarifaire, pour le Distributeur, est basée sur le prix que le Distributeur paierait s'il achetait de l'énergie sur le marché de New York ou sur le prix que le Distributeur obtiendrait s'il vendait sur le marché de New York, évidemment en tenant compte de tous les coûts inhérents à ces transactions-là ». De plus, « [l]e Distributeur offre déjà un programme d'électricité additionnelle avec des clients dont la consommation en puissance est d'au moins mille kilowatts (1000 kW), au lieu de la limite de quatre cents kilowatts (400 kW) évoquée ici ». La Régie est ainsi d'avis que le Distributeur n'assume pas de risque supplémentaire en offrant cette option à l'éclairage de photosynthèse des exploitations agricoles. » (notes omises)⁷

Sur la base de ce même critère, les modifications présentées par le Distributeur aujourd'hui apparaîtraient toutes rentables. Refuser la demande du Distributeur dans le présent dossier sur la base de la rentabilité de long terme serait incohérent avec la décision D-2013-175 et inéquitable pour les petits producteurs en serres qui, en rétrospective, auraient probablement pu se voir offrir un accès à l'option dès 2013.

Troisièmement, la FCEI souhaite souligner que le niveau des coûts évités de long terme à partir de 2027 n'affecte pas seulement la rentabilité des ajouts de clients visés par la demande du Distributeur, mais bien celle de l'ensemble la clientèle. De toute évidence, si le Distributeur évaluait aujourd'hui la rentabilité d'ajouter un client serricole qui rencontre le seuil de 300 kW, il trouverait un résultat tout aussi négatif que pour l'ajout des clients qui se situent dans le seuil proposé de 50 kW et 300 kW. Seulement, puisque ce tarif existe déjà, le client est raccordé sans que la question de la rentabilité soit soulevée. Dans la plus récente évaluation de son bilan en puissance, le Distributeur prévoit une croissance importante du secteur serricole avec un impact sur le besoin en pointe d'environ 200 MW sur 10 ans.⁸ L'essentiel de cette croissance est indépendant des modifications demandées dans le présent dossier et aurait vraisemblablement, pour ce qui est des clients optant pour l'OÉA, un impact tarifaire négatif significativement plus important que celui calculé au présent dossier si elle était soumise à une analyse de rentabilité comparable.

⁷ D-2013-174

⁸ R-4045-2018, B-0244, p. 8

De manière plus générale, la plupart des tarifs actuellement en vigueur ne résisteraient pas au test de rentabilité appliqué dans le présent dossier si on les y soumettait. À titre d'exemple, le revenu moyen du tarif L est d'environ 5 ¢/kWh, soit moins que le revenu marginal de l'OÉA-P proposé dans le présent dossier. En supposant un niveau de consommation annuelle similaire à celui utilisé dans le scénario réaliste du Distributeur culminant à 450 GWh à partir de 2030, un CU de 100%, des pertes de distribution nulle et un service ferme, la FCEI obtient une rentabilité négative de 224 M\$ sur 20 ans. Il en résulte inévitablement que n'importe quel raccordement d'un nouveau client industriel ne pourrait se révéler que largement non rentable face au coût évité de long terme d'environ 10 ¢/kWh en 2027.

Quatrièmement, l'élargissement de l'admissibilité aux puissances de 50 kW à 300 kW vise directement les tarifs G et M. Ces tarifs présentent depuis de nombreuses années un interfinancement défavorable qui demeure encore aujourd'hui à environ 18% et 25% respectivement. Cet interfinancement nuit à la compétitivité des PME. La proposition permet de compenser l'impact négatif de cet interfinancement pour le secteur d'activité ciblé.

Pour ce qui est de l'élargissement de l'OÉA-P au tarif LG, la FCEI note que la Régie a refusé une demande semblable du Distributeur il y a un peu plus d'un an. Elle avait jugé alors que le Distributeur n'avait pas démontré la nécessité d'offrir l'OÉA-P à ce tarif.

« [718] La Régie note, par ailleurs, que le tarif LG constitue le tarif où l'avantage concurrentiel par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord est le plus grand parmi les tarifs généraux et industriel, comme le Distributeur le démontrait dans le cadre de l'Avis 2017-01.

[719] À l'opposé, le tarif M où se retrouve la très grande majorité des producteurs en serre, soit 12 sur 14, constitue le tarif où l'avantage concurrentiel est le plus faible par rapport aux autres tarifs en Amérique du Nord. Cette réalité se traduit également dans l'indice d'interfinancement, le tarif M contribuant davantage à interfinancer les tarifs domestiques, à hauteur d'environ 127 %, tandis que le tarif LG est celui qui interfinance le moins les tarifs domestiques, soit à environ 101,6 %.

[720] La Régie considère que le Distributeur n'a pas démontré la nécessité d'offrir l'option d'électricité additionnelle pour l'éclairage de photosynthèse aux clients du tarif LG, déjà très avantageux par rapport aux autres tarifs. En conséquence, elle rejette la proposition du Distributeur d'étendre cette option au tarif LG. »⁹ (notes omises)

Pour sa part, la FCEI n'est pas non plus convaincue de la nécessité d'élargir l'OÉA-P au tarif LG. En particulier, elle doute de la nécessité d'offrir un taux par kWh inférieur à celui du tarif M, soit 5,59 ¢/kWh. Le décret indique à la Régie de fixer un tarif qui soit compétitif afin de favoriser le développement de nouveaux projets. Or, l'évolution de la participation à cette option au cours des cinq dernières années¹⁰ et les prévisions du Distributeur quant à la croissance rapide du secteur serricole au cours des dix prochaines années¹¹ semblent indiquer que l'offre actuelle du Distributeur est compétitive et satisfaisante à cet égard. En effet, le nombre de participants est passé de 9 à 19 entre 2015 et 2019. Sur la même période, la consommation d'énergie a, quant à elle, été multipliée par plus de six, passant de 28 GWh à 162 GWh.

Considérant ce qui précède, la FCEI recommande à la Régie, si elle devait accepter l'ajout de cette option au tarif LG, que le prix par kWh soit fixé au même niveau que celui offert pour l'OÉA-P pour des tarifs D, G et M. Ainsi, le prix de l'énergie pour l'OÉA-P serait uniforme à travers l'ensemble des tarifs ce qui serait cohérent avec le fait qu'elle est utilisée pour un usage et selon des profils généralement semblables à travers les tailles de clientèle. Cette proposition fait en sorte qu'il y aurait malgré tout une économie associée au passage du tarif M au tarif L puisque le coût de sa consommation de référence serait facturé à un tarif moindre autant en puissance qu'en énergie.

En somme, la FCEI formule les recommandations suivantes.

- Demander au Distributeur d'appliquer les recommandations de la FCEI eu égard au calcul des coûts de l'énergie et de la rentabilité entre 2020 et 2026, soit
 - le calcul des coûts évités sur la base du profil horaire réel des clients plutôt que sur la méthode pointe/hors-pointe et l'utilisation du tarif patrimonial sur l'ensemble de la période d'été tel que présenté à la section 2.1;

⁹ D-2019-027, p. 166

¹⁰ B-0004, p. 11 tableau 2

¹¹ R-4045-2018, B-0244, p. 8

- le calcul des coûts évités sur la base d'un profil représentatif d'une clientèle stable (exempte de montée en charge) ;
- calculer la rentabilité des clients dont la production ne couvre pas 12 mois sur la base de leur profil de consommation propre.
- Approuver la demande du Distributeur eu égard à l'élargissement de l'OÉA-P aux clients dont les appels de puissance se situent entre 50 kW et 300 kW ainsi qu'au chauffage.
- Dans l'éventualité où elle autorise l'OÉA-P pour le tarif LG, fixer le prix de l'énergie consommée en vertu de cette option au même niveau que pour le tarif M.