

COMPLÉMENT DE PREUVE – ANALYSE ÉCONOMIQUE

TABLE DES MATIÈRES

LEXIQUE	5
1. INTRODUCTION	7
2. ANALYSE ÉCONOMIQUE	7
2.1. Hypothèses et paramètres économiques	9
2.2. Attribution des coûts marginaux.....	9
2.3. Analyse économique.....	12
2.4. Impact tarifaire	13
3. ANALYSES DE SENSIBILITÉ.....	14
3.1. Application du coût évité de long terme en énergie	14
3.2. Valeur du coût évité en énergie	15
3.3. Profil de consommation d'une serre de grande puissance	15
4. CONCLUSION.....	16

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Paramètres économiques et principales hypothèses	9
Tableau 2 : Caractéristiques de consommation des usages	10
Tableau 3 : Impact économique selon les coûts marginaux retenus	12
Tableau 4 : Impacts tarifaires des scénarios analysés	13
Tableau 5 : Analyse de sensibilité sur l'entrée en vigueur du signal de long terme en énergie	14
Tableau 6 : Analyse de sensibilité sur la valeur du coût évité en énergie	15
Tableau 7 : Impact économique pour un volume additionnel de 100 GWh au nouveau tarif pour des serres de grande puissance	16

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Profil horaire normalisé, usage éclairage de photosynthèse	8
Figure 2 : Profil horaire normalisé, usage chauffage conventionnel	8

LEXIQUE

GES	Gaz à effet de serre
VAN	Valeur actuelle nette

1. INTRODUCTION

1 Le 8 juillet 2020, le gouvernement indiquait à la Régie de l'énergie (la Régie), par la voie du
2 décret 2020-1570¹, ses préoccupations économiques, sociales et environnementales à l'égard
3 de mesures de soutien au développement des serres.

4 Le 10 juillet 2020, et à la suite de ce décret, Hydro-Québec dans ses activités de distribution
5 de l'électricité (le Distributeur) a exprimé sa volonté de contribuer à une plus grande autonomie
6 alimentaire du Québec par la présentation, à la Régie, de ses propositions².

7 Le Distributeur demande ainsi à la Régie d'approuver un nouveau tarif, en remplacement de
8 l'option d'électricité additionnelle (OÉA) pour l'éclairage de photosynthèse actuelle, qui
9 contient les mesures suivantes répondant aux préoccupations exprimées par le
10 gouvernement :

- 11 • abaissement du seuil d'admissibilité, par rapport à l'OÉA actuelle, de 300 kW à 50 kW
12 et élargissement aux serres admissibles au tarif LG ;
- 13 • admissibilité de ce nouveau tarif au chauffage des espaces pour la culture de végétaux.

14 Le 20 juillet 2020, la Régie rendait la décision D-2020-094, laquelle demandait au Distributeur
15 « de déposer au plus tard le 29 juillet 2020, à 12h, en complément de preuve, une analyse
16 économique démontrant l'impact tarifaire pour le reste de la clientèle, sur un horizon de 20 ans,
17 de sa proposition de nouveaux tarifs. Cette analyse devra présenter l'ensemble des
18 hypothèses utilisées par le Distributeur, expliquer le résultat des calculs effectués et offrir une
19 analyse de sensibilité autour des principales hypothèses retenues ».

20 Le Distributeur dépose donc la présente analyse économique afin de répondre à la demande
21 de la Régie et de l'informer de l'impact tarifaire des mesures proposées.

2. ANALYSE ÉCONOMIQUE

22 L'analyse économique a pour but d'estimer, à l'horizon 2040, l'impact tarifaire des mesures
23 contenues dans le nouveau tarif proposé par le Distributeur. Compte tenu de l'objectif des
24 Producteurs en serre du Québec (PSQ) de doubler leur production et du potentiel de
25 conversion, fonction de leur consommation actuelle de mazout, le Distributeur anticipe qu'un
26 plus grand accès au nouveau tarif proposé entraînera une hausse de la consommation
27 d'électricité de l'ordre de 450 GWh sur l'horizon analysé répartie de la façon suivante selon les
28 usages :

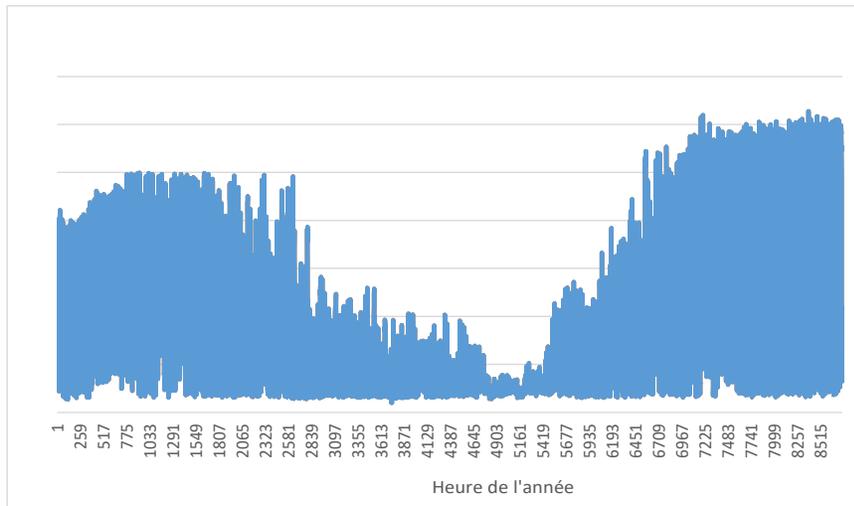
- 29 • Photosynthèse : + 150 GWh
- 30 • Chauffage des espaces : + 300 GWh

1 [Dossier R-4127-2020, pièce HQD-01, document 2 \(B-0005\)](#)

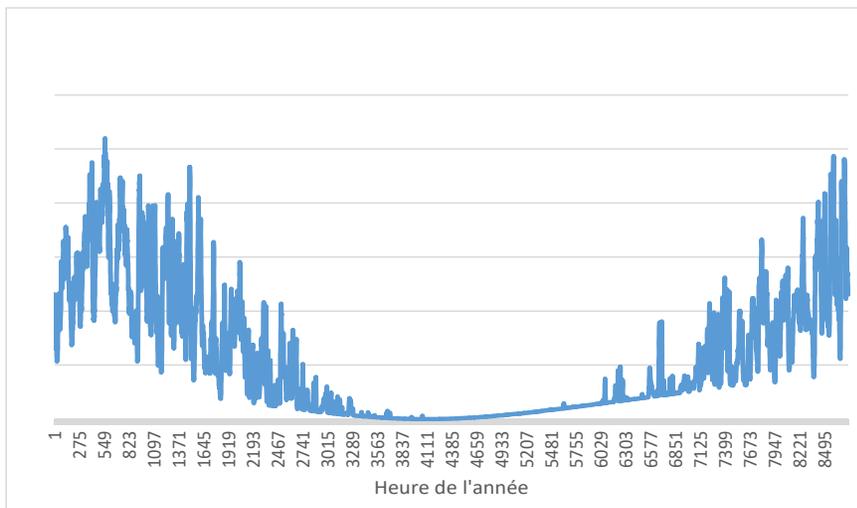
2 [Dossier R-4127-2020, pièce HQD-01, document 1 \(B-0004\)](#)

- 1 À cet égard, le Distributeur présente, aux figures 1 et 2, les profils de consommation horaire
- 2 de ces deux usages.

**FIGURE 1 :
PROFIL HORAIRE NORMALISÉ, USAGE ÉCLAIRAGE DE PHOTOSYTHÈSE**



**FIGURE 2 :
PROFIL HORAIRE NORMALISÉ, USAGE CHAUFFAGE CONVENTIONNEL**



- 3 Le Distributeur précise que l'analyse économique présentée dans les sections suivantes porte
- 4 sur la clientèle moyenne puissance ; l'analyse économique portant sur l'élargissement du
- 5 nouveau tarif à la clientèle admissible au tarif LG étant traité dans la section analyse de
- 6 sensibilité. De plus, dans la mesure où l'utilisation de l'électricité des producteurs en serre se

1 limite jusqu'à présent à l'éclairage de photosynthèse, le Distributeur ne dispose pas d'un profil
2 de consommation spécifique pour le chauffage des espaces chez cette clientèle. Par
3 conséquent, et afin d'être conservateur, le Distributeur a considéré un profil de chauffage
4 conventionnel pour effectuer la présente analyse économique. Le Distributeur est d'avis qu'il
5 est en effet probable qu'il constate un meilleur facteur d'utilisation pour le profil de chauffage
6 des espaces pour la culture de végétaux que pour le chauffage conventionnel.

2.1. Hypothèses et paramètres économiques

7 Le tableau 1 présente les principaux paramètres économiques et hypothèses utilisés aux fins
8 de la présente analyse.

TABLEAU 1 :
PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES ET PRINCIPALES HYPOTHÈSES

Taux d'actualisation nominal	5,489 % ³
Taux d'inflation long terme	2 % par an
Horizon d'analyse	20 ans (2020-2040)
Coût évité de fourniture en énergie	Été : 2,9 ¢/kWh (\$2020) Hiver : 4,9 ¢/kWh (\$2020) À compter de 2027 : 8,3 ¢/kWh (\$2020)
Coût évité de transport et distribution	Transport charge locale : 49,2 \$/kW-an (\$2020) Distribution : 17,0 \$/kW-an (\$2020)

9 Les coûts évités en puissance et en énergie⁴ utilisés, de même que les coûts évités de
10 transport et distribution⁵, sont ceux présentés dans le cadre de l'examen du Plan
11 d'approvisionnement 2020-2029 du Distributeur.

12 À noter que comme il s'agit ici d'une analyse pour des ventes additionnelles, l'expression
13 « coût marginal » sera utilisée dans le reste du document plutôt que l'expression « coût évité ».

2.2. Attribution des coûts marginaux

14 L'attribution des coûts marginaux par usage et par catégorie de consommateurs est faite selon
15 la méthodologie utilisée par le Distributeur dans ses dossiers tarifaires⁶.

16 Le tableau 2 présente les caractéristiques de consommation spécifiques des profils d'éclairage
17 de photosynthèse et de chauffage utilisés dans l'attribution des coûts marginaux selon cette
18 méthodologie.

³ [Dossier R-4057-2018, pièce HQD-4, document 2.2 \(B-0132\), page 8](#)

⁴ [Dossier R-4110-2019, pièce HQD-4, document 4 \(B-0032\), pages 5 et 6](#)

⁵ [Dossier R-4110-2019, pièce HQD-4, document 4 \(B-0032\), page 8](#)

⁶ Voir notamment le [dossier R-4057-2018, pièce HQD-4, document 3 \(B-0015\), page 11](#)

**TABLEAU 2 :
 CARACTÉRISTIQUES DE CONSOMMATION DES USAGES**

	Éclairage de photosynthèse	Chauffage
Tarif non ferme (clients moyenne puissance)	5,59 ¢/kWh (prix plancher)	
Volumes supplémentaires	150 GWh	300 GWh
Facteur d'utilisation 300 hrs	60 %	28 %
% kWh de janvier, février, mars et décembre sur total annuel	49 %	73 %
% de la consommation à la pointe des marchés voisins (6h à 22h)	79 %	70 %
Taux de pertes	1,88 %	2,15 %

1 *2.2.1 Coûts marginaux de fourniture en énergie*

2 Le nouveau tarif proposé étant un tarif non ferme, les clients admissibles auront l'obligation
 3 d'interrompre leur consommation lors des périodes de restriction décrétées par le Distributeur.
 4 Compte tenu du caractère non ferme de ce tarif, la consommation d'électricité additionnelle
 5 engendre uniquement un coût marginal en énergie.

6 *2.2.2 Coûts marginaux en transport et distribution*

7 Le nouveau tarif proposé étant considéré comme un service non ferme, ses modalités
 8 prévoient un effacement de la charge des clients admissibles lors des pointes les plus
 9 chargées du réseau. Ce nouveau tarif doit donc être analysé en tenant compte des modalités
 10 d'effacement prévues⁷ pour l'attribution des coûts marginaux en transport et en distribution.

11 Afin de maximiser la contribution complémentaire de l'ensemble des moyens de gestion de la
 12 demande en puissance dans leur planification à long terme des investissements en
 13 croissance, le Distributeur et le Transporteur mettront en place différentes initiatives. Cet
 14 objectif s'inscrit par ailleurs dans le cadre de la transition énergétique dont Hydro-Québec est
 15 partie prenante⁸.

16 Une des initiatives mises en place consiste à mesurer l'impact des différents programmes et
 17 options tarifaires sur les reports d'investissements en croissance sur les réseaux de transport
 18 et de distribution dans les prochaines années. À cet égard, le Distributeur a présenté, dans
 19 son Plan d'approvisionnement 2020-2029, l'avancement des travaux relatifs à l'attribution des
 20 coûts de transport et de distribution en fonction du service rendu par un effacement à la pointe⁹.

7 [Dossier R-4127-2020, pièce HQD-1, document 1 \(B-0004\), page 31](#)

8 [Plan stratégique 2020-2024 d'Hydro-Québec « Voir grand avec notre énergie propre », page 15](#)

9 [Dossier R-4110-2019, pièce HQD-04 document 4 \(B-0032\) pages 8 à 11](#)

1 Dans son analyse économique relative au présent dossier, le Distributeur présente trois
2 scénarios selon différents impacts de l'effacement du nouveau tarif proposé sur les
3 investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution :

- 4 • un scénario restrictif où les investissements en croissance ne peuvent être reportés ;
- 5 • un scénario idéal où les investissements en croissance peuvent être complètement
6 reportés (valorisation à 100 % la valeur des coûts évités, ce qui équivaut à des coûts
7 marginaux nuls en transport et distribution).
- 8 • un scénario réaliste où les investissements en croissance peuvent être reportés selon
9 les services rendus (pondération des coûts marginaux) ;

10 *Scénario restrictif : sans report des investissements en croissance en transport et distribution*

11 Dans ce scénario, on considère que le nouveau tarif proposé ne peut garantir un report des
12 investissements en croissance sur les réseaux de transport et de distribution. Les résultats de
13 ce scénario correspondent donc à une situation dans laquelle les ventes additionnelles aux
14 producteurs en serre admissibles au nouveau tarif induisent la totalité des coûts marginaux en
15 transport et distribution.

16 Toutefois, ce scénario est considéré restrictif dans la mesure où, et comme mentionné
17 précédemment, il n'est pas en phase avec l'objectif du Distributeur de prendre en compte dans
18 les prochaines années l'apport de l'effacement de l'ensemble des moyens de gestion et
19 options tarifaires sur les investissements sur les réseaux. Ainsi, le Distributeur juge que ce
20 scénario n'est pas le plus probable.

21 *Scénario idéal : avec report de 100 % des investissements en croissance en transport et
22 distribution*

23 Dans le scénario idéal, le nouveau tarif permettrait un effacement garanti à 100 % et un
24 contrôle de la reprise après effacement et après panne. Ce scénario idéal figure parmi les
25 scénarios présentés dans la prochaine section, tout comme le scénario restrictif. Bien que le
26 Distributeur vise le scénario idéal à terme et a initié plusieurs réflexions à cet effet, il demeure
27 peu probable à court terme.

28 *Scénario de référence réaliste : avec report des investissements en croissance en transport et
29 distribution selon services rendus*

30 En phase avec les réflexions du comité technique et afin de mieux représenter l'impact des
31 moyens de gestion de la demande et des options tarifaires sur la durée d'analyse de 20 ans
32 du nouveau tarif proposé, le scénario de référence tient compte d'une contribution de
33 l'effacement du nouveau tarif sur le report des investissements en croissance futurs sur les
34 réseaux de transport et de distribution.

35 Sans présumer des conclusions à venir du comité technique, le Distributeur considère dans
36 ce scénario que l'effacement des clients adhérant au nouveau tarif permettra de valoriser à
37 hauteur de 80 % le coût évité de transport et de 32 % du coût évité de distribution, en se basant
38 sur les hypothèses suivantes :

- 1 • l'absence de coïncidence parfaite entre les pointes des différents postes est reflétée
 2 par l'application d'un facteur de pondération aux coûts évités en transport et
 3 distribution ;
- 4 • une part des clients adhérant au nouveau tarif feront un effacement « pur », c'est-à-
 5 dire sans préchauffage et sans période de reprise. D'autres mécanismes pourront être
 6 mis en place afin d'éviter de déplacer la pointe en amont ou en aval de l'événement de
 7 gestion de la demande en puissance ;
- 8 • pour l'instant il n'est pas envisagé que le nouveau tarif puisse offrir le service de reprise
 9 après panne sur le réseau de distribution¹⁰.

10 Les coûts marginaux retenus dans le scénario de référence réaliste, pour les ventes
 11 additionnelles et valorisant les services rendus par l'effacement des clients admissibles au
 12 nouveau tarif, sont donc de 20 % (1-80 %) des coûts évités pour le transport et de 68 %
 13 (1-32 %) des coûts évités pour la distribution.

2.3. Analyse économique

14 Le Distributeur dépose les différents scénarios (référence et de sensibilité), incluant l'ensemble
 15 des calculs détaillés, dans les fichiers Excel au soutien du présent document.

16 Le tableau 3 présente le sommaire de l'analyse économique selon les coûts marginaux
 17 considérés dans les différents scénarios.

TABLEAU 3 :
IMPACT ÉCONOMIQUE SELON LES COÛTS MARGINAUX RETENUS

Impact des ventes additionnelles (VAN 2020-2040) (en \$2020)	Scénarios : selon les <u>coûts marginaux</u> de transport et distribution retenus					
	Restrictif : (100 % transport et distribution)		Réaliste : (20 % transport et 68 % distribution)		Idéal : (0 % transport et distribution)	
	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$
Revenus	5,59	269,7	5,59	269,7	5,59	269,7
Coûts de fourniture en énergie	7,03	386,1	7,03	386,1	7,03	386,1
Coûts de puissance (transport et distribution)	2,23	107,3	0,72	34,7	-	-
Impact économique	(3,67)	(223,8)	(2,16)	(151,2)	(1,44)	(116,5)

- 18 Les tableaux détaillés de chacun de ces scénarios sont également présentés à l'annexe A.
- 19 Sur l'horizon d'analyse de 20 ans et selon le scénario de référence réaliste, le nouveau tarif
 20 proposé par le Distributeur aurait un impact économique de -151 M\$.
- 21 Il est à noter que pour l'ensemble des scénarios présentés, et tel qu'il apparaît dans les
 22 tableaux en annexe, le nouveau tarif proposé a un impact favorable sur la période 2020-2026.
 23 Ce n'est que par la suite, avec l'arrivée du coût évité de long terme en énergie, que l'impact

¹⁰ [Dossier R-4110-2019, pièce HQD-04 document 4 \(B-0032\) pages 8 à 11](#)

1 devient défavorable puisque le coût de tout approvisionnement en énergie à la marge est
2 supérieur aux revenus générés à compter de 2027.

2.4. Impact tarifaire

3 Comme le montre le tableau 4, l'impact économique de -151 M\$ du scénario de référence
4 réaliste se traduira par un ajustement tarifaire de 109,4 M\$ pour ce scénario, sur la
5 période 2020-2040. Il s'agit ici d'une illustration des coûts additionnels qui seront récupérés
6 dans les tarifs de l'ensemble de la clientèle sur 20 ans, compte tenu du nouveau cadre
7 réglementaire en vigueur depuis la sanction de la *Loi visant à simplifier le processus*
8 *d'établissement des tarifs de distribution d'électricité*¹¹.

**TABLEAU 4 :
IMPACTS TARIFAIRES DES SCÉNARIOS ANALYSÉS**

Impact des ventes additionnelles	Scénarios : selon les <u>coûts marginaux</u> de transport et distribution retenus		
	Restrictif : (100% transport et distribution)	Réaliste : (20% transport et 68% distribution)	Idéal : (0% transport et distribution)
Rentabilité du nouveau tarif (VAN 2020-2040 en M\$ 2020)	(223,8)	(151,2)	(116,5)
Part assumée par HQD (VAN 2020-2040 en M\$ 2020)	54,6	41,8	35,7
Part récupérée via les tarifs - <i>rebasings</i> au 5 ans (VAN 2020-2040 en M\$ 2020)	169,1	109,4	80,8
Impact tarifaire à l'horizon 2025 (en %)	0,03%	-0,01%	-0,02%
Impact tarifaire à l'horizon 2040 (en %)	0,60%	0,41%	0,32%

9 *Méthode de calcul de l'impact tarifaire*

10 Pour les années où le Distributeur déposera une demande relative à l'établissement des tarifs
11 d'électricité (années de « *rebasings* »), soit lors des années 2025, 2030, 2035 et 2040, la
12 différence entre les revenus et les coûts associés au nouveau tarif proposé par le Distributeur
13 se traduit par un ajustement au revenu requis du Distributeur et donc par un ajustement
14 tarifaire (voir la ligne correspondant à « l'impact tarifaire – *rebasings* aux 5 ans » sur les tableaux
15 de l'annexe A). Cet ajustement tarifaire est pris en considération dans la demande tarifaire
16 subséquente.

17 En revanche, entre deux années de *rebasings*, la différence entre les revenus générés par le
18 nouveau tarif et les coûts occasionnés par les ventes additionnelles a un impact direct sur le
19 bénéfice net du Distributeur.

20 L'impact tarifaire présenté au tableau 4 correspond, quant à lui, à la différence entre le revenu
21 requis estimé avec et sans l'impact économique du nouveau tarif¹² en 2025 et en 2040.

22 À la lumière de ces résultats, il appert que le tarif aura un impact nul à court terme et limité à
23 plus long terme. L'impact tarifaire maximal est estimé à 25,6 M\$ en 2040 pour le scénario
24 réaliste, soit un ajustement tarifaire de +0,41 % à terme.

¹¹ [LQ 2019, chapitre 27](#)

¹² Pour estimer le revenu requis sans le nouveau tarif, le revenu requis utilisé est celui approuvé par la Régie dans la décision D-2019-037 du dossier R-4057-2018. Par la suite, il évolue annuellement à l'inflation.

3. ANALYSES DE SENSIBILITÉ

1 L'analyse de sensibilité a pour but de mesurer la robustesse des résultats du scénario de
 2 référence réaliste face à la variabilité de certains intrants.

3.1. Application du coût évité de long terme en énergie

3 Comme indiqué dans les sections précédentes, le nouveau tarif proposé est rentable jusqu'à
 4 l'application du coût évité de long terme en énergie, moment où le signal en énergie pour les
 5 ventes additionnelles est presque multiplié par deux. Cette application du signal de long terme
 6 en énergie a donc un impact important sur les résultats de l'analyse.

7 Ainsi, le Distributeur présente deux scénarios (favorable et défavorable) dans lesquels l'année
 8 d'application du coût évité de long terme varie. En effet, au cours des cinq dernières années,
 9 l'application du signal de long terme en énergie a été déplacée sur une fenêtre de trois ans.
 10 Selon le dernier bilan, ce signal est appliqué à partir de 2027¹³.

11 Ainsi, dans le scénario « favorable », le coût évité de long terme en énergie est appliqué
 12 seulement à partir de 2030, soit trois ans plus tard que dans le scénario de référence réaliste.
 13 Dans le scénario « défavorable », ce coût est appliqué à partir de 2024.

14 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 5.

**TABLEAU 5 :
 ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR L'ENTRÉE EN VIGUEUR
 DU SIGNAL DE LONG TERME EN ÉNERGIE**

Impact des ventes additionnelles (VAN 2020-2040)	Scénarios : entrée en vigueur du signal de long terme en énergie					
	Défavorable (2024)		Réaliste : (2027)		Favorable (2030)	
	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$
Revenus	5,59	269,7	5,59	269,7	5,59	269,7
Coûts de fourniture en énergie	7,72	414,8	7,03	386,1	6,40	345,8
Coûts de puissance (transport et distribution)	0,72	34,7	0,72	34,7	0,72	34,7
Impact économique	(2,85)	(179,9)	(2,16)	(151,2)	(1,54)	(110,8)

15 Étant donné que le nouveau tarif est rentable jusqu'à l'entrée en vigueur du signal de long
 16 terme en énergie, tout report de cette date améliorera la rentabilité du nouveau tarif. À l'inverse,
 17 si le signal de long terme en énergie est devancé, la rentabilité du tarif serait réduite davantage.

¹³ [Dossier R-4110-2019, pièce HQD-4, document 4 \(B-0032\) page 5](#)

3.2. Valeur du coût évité en énergie

- 1 Le Distributeur présente deux scénarios (favorable et défavorable) dans lesquels la valeur du
 2 coût évité de fourniture en énergie varie. Les deux scénarios se fondent sur le taux de variation
 3 moyen des cinq dernières années du coût évité en énergie¹⁴, soit une réduction de 3 %.
- 4 Ainsi, dans le scénario « favorable », la valeur du coût évité en énergie est réduite de 3 %.
 5 Dans le scénario « défavorable », cette variation est inversée.
- 6 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 6.

**TABLEAU 6 :
 ANALYSE DE SENSIBILITÉ SUR LA VALEUR DU COÛT ÉVITÉ EN ÉNERGIE**

Impact des ventes additionnelles (VAN 2020-2040)	Scénarios : variation coût évité en énergie					
	Défavorable (+3%)		Réaliste : (0%)		Favorable (-3%)	
	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$	¢/kWh (annuité)	M\$
Revenus	5,59	269,7	5,59	269,7	5,59	269,7
Coûts de fourniture en énergie	7,24	397,7	7,03	386,1	6,82	374,6
Coûts de puissance (transport et distribution)	0,72	34,7	0,72	34,7	0,72	34,7
Impact économique	(2,37)	(162,7)	(2,16)	(151,2)	(1,95)	(139,6)

- 7 Toute variation du coût marginal de fourniture en énergie similaire à celle observée au cours
 8 des cinq dernières années se traduit par un impact de l'ordre de plus ou moins 12 M\$ sur
 9 l'analyse économique du nouveau tarif.

3.3. Profil de consommation d'une serre de grande puissance

- 10 Compte tenu que le Distributeur demande également à ce que le nouveau tarif soit offert à la
 11 clientèle admissible au tarif LG, une analyse de sensibilité a été réalisée afin de mesurer
 12 l'impact d'une vente additionnelle dont le revenu serait de 4,67 ¢/kWh plutôt que 5,59 ¢/kWh.
- 13 Le Distributeur considère peu plausible que l'élargissement du nouveau tarif à la clientèle de
 14 grande puissance entraîne une augmentation de 450 GWh de ventes additionnelles. Le
 15 Distributeur présente ainsi un scénario dans lequel l'énergie additionnelle vendue à des
 16 producteurs en serre admissibles au tarif LG atteint 100 GWh par année à l'horizon 2030. La
 17 répartition entre les usages chauffage de l'espace servant à la culture des végétaux et
 18 éclairage de photosynthèse est la même que pour les autres analyses. De plus, les
 19 caractéristiques de consommation propres à l'éclairage de photosynthèse d'une serre de

¹⁴ [Dossier R-3905-2014, pièce HQD-4 document 4 \(B-0018\) page 5 ;](#)
[Dossier R-3933-2015, pièce HQD-4 document 4 \(B-0021\) page 5 ;](#)
[Dossier R-3980-2016, pièce HQD-4 document 4 \(B-0021\) page 5 ;](#)
[Dossier R-4011-2017, pièce HQD-4 document 4 \(B-0019\) page 5 ;](#)
[Dossier R-4057-2018, pièce HQD-4 document 3 \(B-0015\) pages 8 et 9 ;](#)
[Dossier R-4110-2019, pièce HQD-4, document 4 \(B-0032\), pages 5 et 6](#)

- 1 grande puissance ont été utilisées, notamment leur impact à la pointe qui est plus important
- 2 que pour les serres moyenne puissance.
- 3 Les résultats de ces analyses sont présentés au tableau 7.

**TABLEAU 7 :
IMPACT ÉCONOMIQUE POUR UN VOLUME ADDITIONNEL DE 100 GWH
AU NOUVEAU TARIF POUR DES SERRES DE GRANDE PUISSANCE**

Impact des ventes additionnelles au tarif LG (VAN 2020-2040 en M\$ 2020)	LG-nouveau tarif (4,67 ¢/kWh en 2020)	
	¢/kWh (annuité)	M\$
Revenus	4,40	46,3
Coûts de fourniture en énergie	7,02	85,5
Coûts de puissance (transport et distribution)	0,75	8,0
Impact économique	(3,37)	(47,3)

Note: l'annuité de revenus est inférieure à 4,67 ¢/kWh car ce tarif augmente à un taux plus faible que l'inflation.

- 4 Étant donné un prix inférieur au prix offert à la clientèle de moyenne puissance, l'impact
- 5 économique par kilowattheure est plus fort pour une serre de grande puissance que pour une
- 6 serre de moyenne puissance. Cependant, dans la mesure où le Distributeur anticipe que la
- 7 part de la consommation des serres de grande puissance dans le potentiel de ventes de
- 8 450 GWh est limitée, l'élargissement aux serres admissibles au tarif LG aura ainsi un impact
- 9 aussi limité.

4. CONCLUSION

10 Par les différents résultats de la présente analyse économique, le Distributeur démontre que
11 les possibles risques sur les approvisionnements, engendrés par le nouveau tarif proposé,
12 sont sous contrôle, mais aussi que l'impact tarifaire qui en découle est mitigé¹⁵ et raisonnable,
13 notamment compte tenu de l'importance des objectifs poursuivis par le décret 2020-1570, à
14 savoir :

- 15 • améliorer l'autonomie alimentaire et le développement de la production en serre au
- 16 Québec ;
- 17 • contribuer à l'atteinte de la cible de réduction des émissions de gaz à effet de serre du
- 18 Québec par la conversion de systèmes de chauffage aux combustibles vers l'électricité
- 19 et ;
- 20 • soutenir la relance économique du Québec.

¹⁵ [Dossier R-4127-2020, pièce HQD-01, document 1, \(B-0004\)](#)

ANNEXE A

Évolution prévue des ventes par usage pour des serres de moyenne puissance

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Ventes additionnelles profil chauffage												
Énergie (GWh)	-	10	40	80	135	195	240	270	285	293	300	300
Puissance (sans effacement) (MW)	-	4	16	33	55	79	98	110	116	119	122	122
Ventes additionnelles profil photosynthèse												
Énergie (GWh)	-	5	15	30	55	85	110	130	140	145	150	150
Puissance (sans effacement) (MW)	-	1	3	6	10	16	21	25	27	28	29	29
Ventes additionnelles totales												
Énergie (GWh)	-	15	55	110	190	280	350	400	425	438	450	450
Puissance sans effacement (MW)	-	5	19	38	65	95	119	135	143	147	151	151

Scénario restrictif : sans report d'investissements en croissance en transport et distribution

	VAN 2020-2040	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Revenu additionnel (¢/kWh)		5,59	5,70	5,82	5,93	6,05	6,17	6,30	6,42	6,55	6,68	6,81	8,31
Coût marginal profil chauffage énergie (¢/kWh)		4,75	4,84	4,93	5,02	5,11	5,21	5,31	10,03	10,23	10,43	10,63	12,90
Coût marginal profil chauffage puissance (\$/kW)		66,2	67,5	68,9	70,3	71,7	73,1	74,6	76,0	77,6	79,1	80,7	98,4
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		49,2	50,2	51,2	52,2	53,3	54,3	55,4	56,5	57,7	58,8	60,0	73,1
Puissance distribution		17,0	17,3	17,7	18,0	18,4	18,8	19,1	19,5	19,9	20,3	20,7	25,3
Coût marginal profil photosynthèse énergie (¢/kWh)		4,39	4,47	4,55	4,63	4,72	4,80	4,89	10,13	10,33	10,53	10,73	12,99
Coût marginal profil photosynthèse puissance (\$/kW)		66,2	67,5	68,9	70,3	71,7	73,1	74,6	76,0	77,6	79,1	80,7	98,4
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		49,2	50,2	51,2	52,2	53,3	54,3	55,4	56,5	57,7	58,8	60,0	73,1
Puissance distribution		17,0	17,3	17,7	18,0	18,4	18,8	19,1	19,5	19,9	20,3	20,7	25,3
Revenu total (M\$)	269,7	-	0,9	3,2	6,5	11,5	17,3	22,0	25,7	27,8	29,3	30,7	37,4
Coût fourniture énergie (M\$)	386,1	-	0,7	2,7	5,4	9,5	14,2	18,1	40,3	43,6	45,8	48,0	58,2
Coût puissance (fourniture T&D) (M\$)	107,3	-	0,3	1,3	2,7	4,7	7,0	8,8	10,2	11,1	11,6	12,1	14,8
Rentabilité (M\$)	(223,8)	-	(0,2)	(0,8)	(1,6)	(2,7)	(3,9)	(4,9)	(24,8)	(26,8)	(28,2)	(29,5)	(35,6)
Impact tarifaire - rebasing au 5 ans (M\$)	169,1	-	-	-	-	-	3,9	3,9	3,9	3,9	3,9	29,5	35,6
Hausse tarifaire - Illustration (%)							0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,03%	0,23%	0,60%

Scénario idéal : avec report de 100 % des investissements en croissance en transport et distribution

	VAN 2020-2040	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Revenu additionnel (¢/kWh)		5,59	5,70	5,82	5,93	6,05	6,17	6,30	6,42	6,55	6,68	6,81	8,31
Coût marginal profil chauffage énergie (¢/kWh)		4,75	4,84	4,93	5,02	5,11	5,21	5,31	10,03	10,23	10,43	10,63	12,90
Coût marginal profil chauffage puissance (\$/kW)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance distribution		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Coût marginal profil photosynthèse énergie (¢/kWh)		4,39	4,47	4,55	4,63	4,72	4,80	4,89	10,13	10,33	10,53	10,73	12,99
Coût marginal profil photosynthèse puissance (\$/kW)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance distribution		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Revenu total (M\$)	269,7	-	0,9	3,2	6,5	11,5	17,3	22,0	25,7	27,8	29,3	30,7	37,4
Coût fourniture énergie (M\$)	386,1	-	0,7	2,7	5,4	9,5	14,2	18,1	40,3	43,6	45,8	48,0	58,2
Coût puissance (fourniture T&D) (M\$)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rentabilité (M\$)	(116,5)	-	0,1	0,5	1,1	2,0	3,0	3,9	(14,6)	(15,8)	(16,6)	(17,3)	(20,8)
Impact tarifaire - re-basing au 5 ans (M\$)	80,8	-	-	-	-	-	(3,0)	(3,0)	(3,0)	(3,0)	(3,0)	17,3	20,8
Hausse tarifaire - Illustration (%)							-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	-0,02%	0,09%	0,32%

Scénario de référence réaliste : avec report des investissements en croissance en transport et distribution selon les services rendus

	VAN 2020-2040	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040
Revenu additionnel (¢/kWh)		5,59	5,70	5,82	5,93	6,05	6,17	6,30	6,42	6,55	6,68	6,81	8,31
Coût marginal profil chauffage énergie (¢/kWh)		4,75	4,84	4,93	5,02	5,11	5,21	5,31	10,03	10,23	10,43	10,63	12,90
Coût marginal profil chauffage puissance (\$/kW)		21,4	21,8	22,3	22,7	23,2	23,6	24,1	24,6	25,1	25,6	26,1	31,8
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		9,8	10,0	10,2	10,4	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,8	12,0	14,6
Puissance distribution		11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,5	13,8	14,1	17,2
Coût marginal profil photosynthèse énergie (¢/kWh)		4,39	4,47	4,55	4,63	4,72	4,80	4,89	10,13	10,33	10,53	10,73	12,99
Coût marginal profil photosynthèse puissance (\$/kW)		21,4	21,8	22,3	22,7	23,2	23,6	24,1	24,6	25,1	25,6	26,1	31,8
Puissance fourniture		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Puissance transport		9,8	10,0	10,2	10,4	10,7	10,9	11,1	11,3	11,5	11,8	12,0	14,6
Puissance distribution		11,6	11,8	12,0	12,3	12,5	12,8	13,0	13,3	13,5	13,8	14,1	17,2
Revenu total (M\$)	269,7	-	0,9	3,2	6,5	11,5	17,3	22,0	25,7	27,8	29,3	30,7	37,4
Coût fourniture énergie (M\$)	386,1	-	0,7	2,7	5,4	9,5	14,2	18,1	40,3	43,6	45,8	48,0	58,2
Coût puissance (fourniture T&D) (M\$)	34,7	-	0,1	0,4	0,9	1,5	2,3	2,9	3,3	3,6	3,8	3,9	4,8
Rentabilité (M\$)	(151,2)	-	0,0	0,1	0,3	0,5	0,8	1,1	(17,9)	(19,4)	(20,3)	(21,3)	(25,6)
Impact tarifaire - re-basing au 5 ans (M\$)	109,4	-	-	-	-	-	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	(0,8)	21,3	25,6
Hausse tarifaire - Illustration (%)							-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	-0,01%	0,14%	0,41%