

COMPLÉMENTS DE PREUVE

TABLE DES MATIÈRES

1. INTRODUCTION	5
2. AUDIT SUPPLÉMENTAIRE DE TECHNOSIM	6
3. GUIDE DU PARTICIPANT.....	7
4. MAFM	7
5. ANALYSE ÉCONOMIQUE	8

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Coûts évités de l'énergie	8
Tableau 2 : Analyse économique intégrant la mise à jour des coûts évités de l'énergie	9
Tableau 3 : Analyse économique intégrant les coûts évités mis à jour et les coûts d'exploitation et de commercialisation	10
Tableau 4 : Analyse de sensibilité.....	10

1. INTRODUCTION

1 Le 18 janvier 2021, le Distributeur dépose, en suivi de la décision D-2020-147¹ et
2 conformément aux directives subséquentes de la Régie², la pièce HQD-6, document 2
3 (B-0085) dans laquelle il présente sa proposition d'une nouvelle option tarifaire de gestion de
4 la demande de puissance (l'Option).

5 Le 2 février 2021, le Distributeur dépose également les pièces HQD-6, document 3 (B-0090)
6 et HQD-6, document 4 (B-0091) lesquelles présentent les modifications au texte des Tarifs,
7 dans ses versions française et anglaise respectivement, nécessaires à l'application de
8 l'Option.

9 Le 5 février 2021, le Distributeur dépose, à la pièce HQD-6, document 5 (B-0094), le rapport
10 d'audit supplémentaire de Technosim (Audit supplémentaire).

11 Dans sa décision D-2021-010 émise le 9 février 2021, la Régie demande au Distributeur de
12 produire d'ici le 19 février 2021 des compléments de preuve qui incluent les informations
13 suivantes :

- 14 • les ajustements à sa preuve (B-0085) en lien avec l'Audit supplémentaire, le cas
15 échéant ;
- 16 • la mise à jour du Guide du participant (le « Guide ») ;
- 17 • une formule de détermination du montant d'appui financier minimal (le « MAFM ») qui
18 serait basée sur :
 - 19 a) la puissance d'effacement prévue au contrat, validée par le Distributeur avant
20 le début de chaque hiver ;
 - 21 b) un coefficient multiplicateur plus élevé que le 15 % de la formule actuelle.

22 Elle demande au Distributeur d'élaborer sur les avantages et inconvénients d'une telle
23 formule.

- 24 • l'analyse économique établie en fonction des coûts évités en énergie approuvés par la
25 Régie dans la décision D-2019-027 ; d'y inclure les coûts d'exploitation ou de
26 commercialisation ou, le cas échéant, de justifier leur exclusion de l'analyse ; de mettre
27 à jour les points morts en fonction des exigences précitées.

28 La présente pièce présente les informations demandées par la Régie.

¹ Paragraphe 37.

² Pièces A-0057 et A-0058

2. AUDIT SUPPLÉMENTAIRE DE TECHNOSIM

1 Comme il l'indiquait dans sa preuve du 18 janvier 2021, le Distributeur a mandaté Technosim
2 afin de sonder des clients, tant des participants actuels au Programme (« participants ») que
3 des clients potentiels (« non-participants ») quant au niveau d'appui financier récurrent
4 minimal qui leur serait nécessaire pour maintenir leur adhésion, accroître leur participation ou
5 adhérer à l'Option, et qui compenserait à la fois les coûts directs et les coûts indirects ou
6 intangibles liés à une telle adhésion, de même qu'une juste rémunération représentative de
7 l'effort qu'ils consentent ou auraient à consentir, des risques encourus et des pertes financières
8 subies. Le Distributeur est d'avis que les résultats de cet exercice pourraient permettre de
9 mieux juger de la justesse des prix établis pour l'Option.

10 Les résultats de l'Audit supplémentaire présentés à la pièce HQD-6, document 5 (B-0094) sont
11 basés sur les informations transmises par un échantillon de 39 clients sélectionnés de la façon
12 suivante :

- 13 • 10 participants parmi les 37 clients déjà sollicités aux fins de l'Audit (B-0080) ; et
- 14 • 29 non-participants parmi une liste, fournie par le Distributeur, de 106 clients ayant un
15 ou des abonnements de moyenne puissance et œuvrant dans divers secteurs
16 d'activités ; Toutefois, seuls 18 d'entre eux ont quantifié un seuil minimal d'appui
17 financier.

18 Le Distributeur constate que les résultats de cet exercice sont en ligne avec ceux obtenus lors
19 d'échanges antérieurs avec les clients ainsi que les partenaires du marché afin de déterminer
20 l'appui financier nécessaire pour atteindre les objectifs visés du Programme³. En effet, les
21 résultats du sondage font état d'un seuil minimal d'appui financier requis pour adhérer à
22 l'Option qui est en moyenne égal (participants) ou supérieur (non-participants) à l'appui
23 financier moyen de 60 \$/kW proposé par le Distributeur. Par ailleurs, ce seuil est en moyenne
24 beaucoup plus élevé pour les non-participants (97 \$/kW)⁴ que pour les participants (60 \$/kW)⁵.

25 À la lumière de ces résultats, le Distributeur soutient que l'appui financier moyen proposé au
26 montant de 60 \$/kW est adéquat et centré, d'autant plus que ce sont surtout les non-
27 participants qu'il cherche à convaincre d'adhérer à l'Option pour faire croître l'effacement tiré
28 de ce moyen aux fins de son équilibre énergétique. Conséquemment, le Distributeur estime
29 qu'il n'y a pas lieu d'apporter d'ajustements à sa preuve déposée le 18 janvier dernier.

³ Voir la réponse à la question 3.1 de la demande de renseignements n° 1 de la Régie à la pièce HQD-2, document 1 (B-0015).

⁴ HQD-06, document 5 (B-0094), tableau 1, page 5.

⁵ *Ibid.*, tableau 2, page 6.

3. GUIDE DU PARTICIPANT

1 Au paragraphe 31 de la décision D-2021-2010, la Régie note que le Distributeur a omis de lui
2 soumettre une mise à jour du Guide, tel qu'ordonné dans ses décisions D-2019-164 et
3 D-2020-147.

4 Le Distributeur rappelle que le Guide a été développé dans le cadre d'un programme
5 commercial de gestion de la demande en puissance. Comme outil de soutien à la clientèle, ce
6 guide se voulait un document explicatif contenant à la fois les obligations du Distributeur pour
7 offrir ce programme, les obligations et conditions des participants pour y adhérer ainsi les
8 modalités afférentes du programme.

9 Dans le cadre d'une option tarifaire, ces obligations, conditions et modalités se retrouvent dans
10 les Tarifs, tels qu'approuvés par la Régie. Que ce soit par l'entremise d'un Guide ou par un
11 libellé tarifaire, les clients participants à l'option sont assurés de recevoir un encadrement
12 précis de leurs droits et obligations.

13 Par conséquent, le Distributeur est d'avis qu'il n'est pas opportun de mettre à jour le Guide
14 puisque, dans le cadre d'une option tarifaire, cette mise à jour est contenue dans le texte des
15 Tarifs proposé aux pièces HQD-6, document 3 (B-0090) et HQD-6, document 4 (B-0091), dans
16 ses versions française et anglaise respectivement.

4. MAFM

17 Au paragraphe 60 de la décision D-2021-2010, la Régie se questionne sur la méthodologie
18 utilisée pour déterminer le MAFM et ordonne au Distributeur de déposer une formule de
19 détermination du MAFM basée sur :

- 20 • la puissance d'effacement prévue au contrat d'engagement, validée par le
21 Distributeur avant le début de chaque hiver, plutôt que sur la puissance
22 maximale au cours des 12 mois précédents correspondant à la consommation
23 totale de l'abonné ;
- 24 • un coefficient multiplicateur plus élevé que le 15 % de la formule actuelle.

25 Le Distributeur rappelle qu'en vertu de l'Option, il n'y a pas d'engagement de réduction de la
26 puissance de la part des clients adhérents, contrairement aux options d'électricité interruptible
27 qui exigent des participants un engagement de puissance interruptible et pour lequel des
28 pénalités peuvent être exigées en cas de défaut de non-interruption.

29 De plus, sous le Programme, les participants fournissaient lors de l'inscription du projet un
30 estimé de leur réduction de puissance, sujet à validation par le Distributeur pour notamment
31 son niveau de raisonabilité. Cet estimé était utile pour des fins de planification des
32 approvisionnements, particulièrement alors que le Distributeur cherchait à créer un bassin de
33 participants au Programme. Toutefois, les participants n'étaient pas tenus d'atteindre une
34 réduction de puissance précise.

1 La méthode de calcul proposée par la Régie ne pourrait donc être envisagée puisque qu'elle
2 repose sur une donnée, la puissance d'effacement prévue par le client, qui sera inconnue du
3 Distributeur au moment de l'adhésion du client à l'Option. De surcroît, si le Distributeur devait
4 demander aux clients, ainsi qu'il le faisait dans le cadre du Programme, de soumettre un estimé
5 de leur réduction de puissance et que celui-ci servait à établir leur MAFM, les clients auraient
6 tout intérêt à surestimer sa valeur.

7 Quant à l'application d'un coefficient multiplicateur plus élevé que le 15 % de la formule
8 actuelle, le Distributeur comprend qu'elle est liée à la proposition de la Régie d'utiliser la
9 puissance d'effacement prévue au contrat d'engagement. Or, cette approche ne peut être
10 retenue pour les motifs invoqués aux paragraphes précédents.

5. ANALYSE ÉCONOMIQUE

Coûts évités de l'énergie

11 Au paragraphe 63 de la décision D-2021-010, la Régie demande au Distributeur de déposer
12 « l'analyse économique établie en fonction des coûts évités en énergie en vigueur à ce jour,
13 soit ceux approuvés par la Régie dans sa décision D-2019-027^[note omise] ».

14 Tout comme pour les coûts évités de la puissance, le Distributeur utilise la mise à jour des
15 coûts évités⁶ présentée dans l'*État d'avancement 2020 du Plan d'approvisionnement*
16 *2020-2029*. Ceux-ci sont présentés au tableau 1.

**TABLEAU 1 :
COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE**

Paramètres	Valeur
Coût évité de court terme pour la période d'hiver	4,5 ¢/kWh (\$2020)
Coût évité de long terme	8,4 ¢/kWh (\$2020)
Différenciation pointe et hors pointe	13,26 \$/MWh (\$2020)

17 Pour les années 2021 à 2026, le Distributeur utilise le coût évité de court terme pour la période
18 d'hiver, en période de pointe, soit :

19
$$4,5 \text{ ¢/kWh} + \frac{1}{2} \times 1,326 \text{ ¢/kWh} = \mathbf{5,2 \text{ ¢/kWh} (\$2020)}$$

20 Le tableau 2 présente l'analyse économique intégrant ces coûts évités, comme demandé par
21 la Régie.

⁶ Le Distributeur rappelle qu'il a également utilisé une mise à jour des coûts évités aux fins de l'analyse économique dans le cadre du dossier R-4127-2020.

**TABLEAU 2 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LA MISE À JOUR DES COÛTS ÉVITÉS DE L'ÉNERGIE**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Gain net (M\$)	43	122	(6)	(7)	(10)	10	11	14	15	17	17

- 1 L'impact des changements demandés est de -0,6 M\$ sur la valeur actuelle nette (VAN) 10 ans
 2 et de -0,2 M\$ sur la VAN 20 ans.

Coûts d'exploitation et de commercialisation

- 3 Au paragraphe 65 de la décision D-2021-010, la Régie demande au Distributeur de fournir des
 4 coûts d'exploitation et de commercialisation associés à l'option tarifaire. Les coûts
 5 d'exploitation annuels associés au programme GDP Affaires ont oscillé aux environs de 350 k\$
 6 entre 2018 et 2020. En raison de la cessation du recrutement de nouveaux adhérents, les
 7 coûts de commercialisation étaient nuls ces années. Dans les circonstances, le Distributeur
 8 juge qu'une hypothèse de 0,5 M\$ à titre de coûts d'exploitation et de commercialisation
 9 annuels est raisonnable. Ces coûts sont indexés aux fins de l'analyse économique.
- 10 Le tableau 3 présente l'analyse économique intégrant les coûts évités mis à jour, de même
 11 que les coûts d'exploitation et de commercialisation.

**TABLEAU 3 :
ANALYSE ÉCONOMIQUE INTÉGRANT LES COÛTS ÉVITÉS MIS À JOUR
ET LES COÛTS D'EXPLOITATION ET DE COMMERCIALISATION**

	VAN 10 ans	VAN 20 ans	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2029- 2030	2034- 2035	2039- 2040	2040- 2041
Impact de l'Option											
puissance (MW)			150	170	220	240	260	300	300	300	300
énergie (GWh)			4	4	6	6	7	8	8	8	8
Coûts évités de fourniture											
\$/kW			17	17	18	104	106	115	127	140	143
M\$	175	372	3	3	4	25	28	35	38	42	43
¢/kWh			5,27	5,37	5,48	5,59	5,70	10,04	11,08	12,24	12,48
M\$	4	8	0	0	0	0	0	1	1	1	1
Appui financier											
\$/kW			(60)	(61)	(62)	(64)	(65)	(70)	(78)	(86)	(87)
M\$	(133)	(253)	(9)	(10)	(14)	(15)	(17)	(21)	(23)	(26)	(26)
Perte de revenus											
¢/kWh			(4,44)	(4,53)	(4,62)	(4,71)	(4,81)	(5,20)	(5,74)	(6,34)	(6,47)
M\$	(2)	(5)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)	(0)
Coûts d'exploitation											
M\$	(4)	(8)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)	(1)
Gain net (M\$)	39	114	(7)	(8)	(10)	9	10	13	15	16	16

- 1 Après intégration de tous les changements demandés par la Régie, la VAN 10 ans atteint
2 39 M\$ et celle de 20 ans, 114 M\$.

Analyse de sensibilité

- 3 Le tableau 4 présente la mise à jour de l'analyse de sensibilité à la suite des changements
4 demandés par la Régie, comme demandé au paragraphe 68 de la décision D-2021-010.

**TABLEAU 4 :
ANALYSE DE SENSIBILITÉ**

Facteur	10 ans	20 ans
Signal de prix de long terme	2027-2028	2030-2031
Coûts évités de la puissance	- 22 %	- 31 %
Appui financier	+ 29 %	+ 45 %

- 5 Comme demandé par la Régie, les calculs de ces points morts apparaissent au chiffrier
6 électronique joint au présent complément de preuve.
- 7 La détermination du point mort relatif aux coûts évités et à l'appui financier est très simple. Le
8 Distributeur rappelle qu'il s'agit de déterminer quelle variation de ces paramètres amène une
9 VAN du gain net nulle. Pour ce faire, il suffit de diviser la VAN du gain net par la VAN spécifique
10 des paramètres. À titre d'exemple, le point mort pour les coûts évités (10 ans) est de 39 M\$ ÷
11 175 M\$, soit une variation de 22 %.

- 1 Quant au point mort pour le signal de prix de long terme, il correspond à l'année d'application
- 2 du signal de coût évité de long terme pour laquelle la VAN du gain net devient négative. Ce
- 3 calcul peut être réalisé très simplement dans le chiffrier électronique joint.