



*Une expertise en énergie
au service de l'avenir*



Analyse du Programme proposé sur l'Usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs

**Rapport d'analyse externe
de Philip Raphals
pour le RNCREQ**

R-4045-2018

Régie de l'énergie

**version révisée,
le 1^{er} novembre 2018**

326, boul. Saint-Joseph Est, bureau 100
Montréal (Québec) Canada H2T 1J2

Téléphone : (514) 849 7900
Télécopieur : (514) 849 6357
sec@centrehelios.org

www.centrehelios.org

TABLE DES MATIÈRES

1	Sommaire	1
1.1	Définition d'une nouvelle catégorie de consommateurs	1
1.2	Conséquences sur les coûts d'approvisionnement	1
1.2.1	<i>La gestion de l'énergie patrimoniale.....</i>	<i>1</i>
1.2.2	<i>L'analyse économique.....</i>	<i>2</i>
1.2.3	<i>Analyse de l'optimalité des paramètres du Programme proposé</i>	<i>4</i>
1.3	Investissements requis dans les réseaux de transport et de distribution ..	5
2	Introduction	7
3	Définition d'une nouvelle catégorie de consommateurs	8
3.1.1	<i>Chelan County PUD, à l'État de Washington.....</i>	<i>9</i>
3.1.2	<i>L'État de New York.....</i>	<i>11</i>
3.2	La limite de 50 kW	11
3.3	Conclusions et recommandations	13
4	Conséquences sur les coûts d'approvisionnement.....	13
4.1	La preuve du Distributeur	13
4.2	La gestion de l'énergie patrimoniale	16
4.3	Les achats au-delà des besoins	19
4.4	Implications pour le Programme	20
4.4.1	<i>Projections basées sur l'année 2017.....</i>	<i>21</i>
4.4.2	<i>Projections basées sur l'année 2015.....</i>	<i>23</i>
4.4.3	<i>Conclusions et recommandations</i>	<i>25</i>
4.5	L'analyse économique	26
4.5.1	<i>L'analyse présentée par le Distributeur</i>	<i>26</i>
4.5.2	<i>Modèle d'analyse.....</i>	<i>26</i>
4.5.3	<i>Analyse de rentabilité du Programme proposé.....</i>	<i>27</i>
4.5.3.1	<i>Selon le profil de 2017.....</i>	<i>28</i>
4.5.3.2	<i>Selon le profil de 2015.....</i>	<i>28</i>
4.5.4	<i>Analyse de l'optimalité des paramètres du Programme proposé</i>	<i>30</i>
4.5.4.1	<i>L'optimalité du nombre de MW alloué au Programme.....</i>	<i>30</i>

	<i>4.5.4.2 L'optimalité du niveau d'effacement proposé (300h).....</i>	<i>31</i>
	<i>4.5.4.3 Le nombre optimal de MW à allouer au Programme avec un effacement de 1000h.....</i>	<i>35</i>
	<i>4.5.5 Conclusions et recommandations</i>	<i>36</i>
4.6	Traitement réglementaire des coûts additionnels d'approvisionnement .	37
5	Investissements requis dans les réseaux de transport et de distribution	38
5.1	Conclusions et recommandations	41

Table des graphiques

Graphique 1. Rentabilité du Programme selon la période d'effacement (profils 2015 et 2017)	4
Graphique 2. Dépassements de 2017 (ordre chronologique)	18
Graphique 3. Achats de court terme excédentaires (2017).....	20
Graphique 4. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre chronologique)	21
Graphique 5. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre classée)	22
Graphique 6. Dépassements dus au Programme (profil de 2015, ordre chronologique)	24
Graphique 7. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre classée)	24
Graphique 8. Rentabilité du Programme selon l'ampleur (profils 2015 et 2017)	31
Graphique 9. Achats court terme (profil 2017, selon ordre de puissances classées)	32
Graphique 10. Achats court terme (profil 2015, selon ordre de puissances classées)	33
Graphique 11. Rentabilité du Programme selon la période d'effacement (profils 2015 et 2017)	34
Graphique 12. Rentabilité du Programme selon l'ampleur à effacement de 1000h (profils 2015 et 2017)	36

Table des tableaux

Tableau 1. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017	2
Tableau 2. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2017)	3
Tableau 3. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2015)	3
Tableau 4. Dépassements et ÉPI, 2013 à 2017	17
Tableau 5. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017	25
Tableau 6. Rentabilité du Programme selon le Distributeur	26
Tableau 7. Rentabilité du Programme selon le Distributeur (avec prix et coût unitaire)	28
Tableau 8. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2017)	28
Tableau 9. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2015)	28
Tableau 10. Rentabilité du Programme avec effacement de 1000h (profil 2017).....	34
Tableau 11. Rentabilité du Programme à 1000 MW avec effacement de 1000h (profil 2015)	36

1 Sommaire

1.1 Définition d'une nouvelle catégorie de consommateurs

La définition proposée de la nouvelle catégorie de consommateurs est à la fois trop précise et trop vague. D'une part, elle se limite à une utilisation précise, en excluant d'autres utilisations semblables. D'autre part, il ne serait pas facile de vérifier si un consommateur y appartient ou non. Il serait souhaitable de raffiner la définition afin de la clarifier et la préciser, en intégrant des éléments qui font appel aux caractéristiques de consommation ainsi qu'à l'utilisation finale.

Afin de ne pas exclure la possibilité de réglementer des usages cryptographiques de moins de 50 kW, nous recommandons aussi de ne pas inclure cette limite inférieure dans la définition même de la nouvelle catégorie de consommateurs. Il serait plutôt souhaitable :

- a) D'obliger les consommateurs à **déclarer** tout usage cryptographique, même inférieures à 50 kW, et
- b) D'obliger les consommateurs qui font cette activité à petite échelle à s'effacer pendant les heures critiques.

1.2 Conséquences sur les coûts d'approvisionnement

La preuve du Distributeur sur ce sujet ne présente aucune analyse justifiant la rentabilité réclamée. Il indique que l'énergie pour desservir le Programme viendrait « essentiellement » de l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI), sans en faire la démonstration.

Sur la base des profils horaires réels de deux années (2015 et 2017¹), nous analysons les conséquences détaillées du Programme proposé, en termes de coûts d'approvisionnement.

1.2.1 La gestion de l'énergie patrimoniale

D'abord, nous passons en revue l'histoire des dernières cinq années en termes de dépassements, achats de court terme et ÉPI. Le tableau suivant résume les données présentées pour les années 2013 à 2017.

¹ Des informations complètes sont disponibles uniquement pour l'année 2017. L'analyse basée sur l'année 2015 comporte certaines estimations qui en réduisent la précision.

Tableau 1. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Dépassements (MWh)	5,017	4,026	712	10	50,700
ÉPI (MWh)	5,329,174	7,343,071	12,579,990	11,613,500	11,184,400
Achats court terme (MWh)	2,338,046	2,675,037	2,995,808	115,171	504,916
Achats court terme - (\$)	\$156,838,970	\$481,939,878	\$252,468,143	\$9,703,549	\$48,709,203
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$67.1	\$180.2	\$84.3	\$84.3	\$96.5
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	220,702	483,857	760,312	n/d	30,824
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	9.4%	18.1%	25.4%	n/d	6.1%

De ce tableau, on peut tirer quelques constats :

- le volume des achats de court terme varie énormément. Il était presque **dix fois** plus grand en 2015 qu'en 2016;
- le coût total des achats de court terme varie encore plus — il a été **cinquante fois** plus grand en 2014 qu'en 2016;
- le coût unitaire moyen des achats de court terme varie aussi, mais beaucoup moins. Il a été presque deux fois plus grand en 2015 qu'en 2017. Même à son plus faible, il était deux fois plus cher que l'électricité patrimoniale ; et
- le pourcentage des achats de court terme qui contribuaient à l'ÉPI varie aussi — trois fois plus grand en 2014 qu'en 2013.

Ces constats démontrent qu'on ne peut tirer des conclusions solides sur la base des profils basés sur une année ou deux. On ne peut pas simplement extrapoler les résultats de 2015 ou de 2017 pour les cinq prochaines années afin d'estimer les coûts additionnels qui découleraient du Programme proposé. En l'absence d'un examen rigoureux qui permettra d'encadrer les risques sur le plan des coûts d'approvisionnements, il serait hasardeux d'aller de l'avant avec le Programme, tel que proposé.

1.2.2 L'analyse économique

Quoique le Distributeur prévoit un bénéfice annuel d'environ 56 M \$, notre analyse suggère des bénéfices de 86,2 M \$ selon le profil de 2017, et de 83,2 M \$ selon le profil 2015, tel que l'indiquent les deux tableaux suivants :

Tableau 2. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2017)

			volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie		4,237,975	34.46	146,057,221
	demande		500,000	158.64	79,320,825
	Total		4,737,975		225,378,046
Coûts additionnelles	patrimoniale		3,790,370	29.5	111,815,927
	achats court terme		435,411	58.1	25,303,274
	ACT supplémentaires		71,407	28.6	2,043,220
	total		4,297,188		139,162,422
Impact					86,215,623

Tableau 3. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2015)

			volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie		4,237,975	34.46	146,057,221
	demande		500,000	158.64	79,320,825
	Total		4,737,975		225,378,046
Coûts additionnelles	patrimonial		3,921,990	29.5	115,698,712
	achats court terme		315,985	76.1	24,048,385
	ACT supplémentaires		51,822	46.6	2,415,201
	total		4,289,797		142,162,298
Impact					83,215,748

Il va de soi que, dans les deux cas, la vente au Programme d'un kWh qui autrement aurait été de l'ÉPI crée un bénéfice pour l'ensemble de la clientèle. Toutefois, c'est le contraire si le kWh vendu au Programme est acheté dans le marché de court terme — il crée un fardeau additionnel à supporter. L'analyse des coûts et bénéfices du Programme dépend donc intimement de l'équilibre entre l'ÉPI et les achats de court terme, dans l'alimentation des ventes additionnelles.

L'analyse du Distributeur semble se baser sur la prémisse que l'ÉPI fournira toute l'énergie requise au Programme. **Notre analyse démontre par contre qu'environ 10% de la fourniture viendra d'achats de court terme additionnels, qui compteront pour environ 19% des coûts de la fourniture.**

Il importe aussi de souligner que, même si les analyses économiques basées sur les années 2015 et 2017 ont montré chacune un impact économique positif sur les coûts d'approvisionnement, rien ne garantit que cela sera le cas dans le futur.

Avec la croissance graduelle de la demande au Québec, le pourcentage fourni par des achats de court terme additionnels risque probablement de croître. Une hausse, même modérée, des prix des marchés avoisinants pourrait facilement convertir les impacts positifs en impacts négatifs. **Ce n'est qu'en modifiant le Programme pour minimiser son impact sur les achats de court terme futurs que nous**

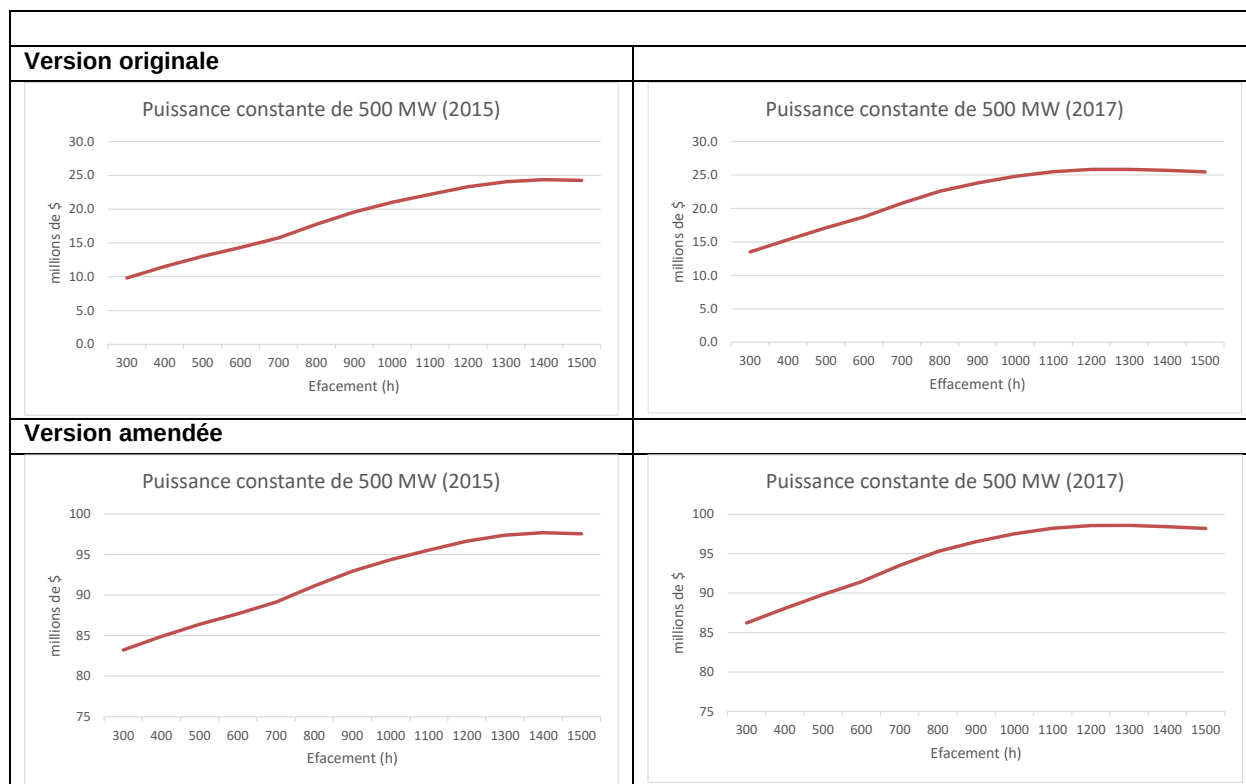
pourrons nous assurer que le but visé — de réduire les ÉPI au profit de l'ensemble de la clientèle — sera atteint.

1.2.3 Analyse de l'optimalité des paramètres du Programme proposé

Cette section se penche sur les deux questions suivantes :

- 1) Est-ce que le nombre de MW alloué au Programme est optimal, du point de vue des autres consommateurs? et
- 2) Est-ce que le niveau d'effacement (300h) exigé par le Programme est optimal, du point de vue des autres consommateurs?

Nos analyses démontrent clairement que la période d'effacement de 300h est trop courte pour permettre de conclure qu'il n'y aura pas d'impact sur les coûts d'approvisionnements de la clientèle existante. **Les deux profils étudiés suggèrent qu'une période d'effacement de 1000h serait plus appropriée.**



Graphique 1. Rentabilité du Programme selon la période d'effacement (profils 2015 et 2017)

En termes du traitement réglementaire des coûts additionnels d'approvisionnement, nous recommandons à la Régie de s'inspirer de la solution mise en place par la New York State Public Service Commission. Dans son Rider A, elle écrit :

HDL Purchased Power Adjustment (“HDL PPA”). The energy rates for electric service under this Rider shall be increased per the amount per kWh of the purchased power cost incurred by the Utility to serve all customers under this Rider.²

Ainsi, le tarif d'énergie pour la nouvelle catégorie de consommateurs (« HDL ») n'est pas fixé en avance, mais est plutôt déterminé en fonction des coûts réels encourus pour les desservir.

Connaissant le volume et le prix des achats de court terme, et en présumant que les clients du Programme sont « à la marge », il n'est pas difficile de déterminer les coûts réels d'approvisionnement additionnels qu'ils occasionnent.

Si leurs tarifs reflétaient ces montants précis, par le biais d'un compte réglementaire qui les régularise d'année en année, la clientèle existante serait protégée de tout impact sur ses propres coûts d'approvisionnement.

L'utilisation d'une période d'effacement de 1000h contribuerait grandement à protéger la clientèle existante des surcoûts reliés au Programme. **Cela dit, nous recommandons à la Régie de suivre l'exemple du NYSPSC et de s'assurer que l'ensemble des coûts d'approvisionnements qui découle de la nouvelle catégorie de consommateurs y soit affecté directement.**

1.3 Investissements requis dans les réseaux de transport et de distribution

Le Distributeur semble indiquer que, selon sa proposition, le client doit payer l'ensemble des coûts associés à son raccordement, n'importe où dans les réseaux de transport et de distribution et ce, avant même le début des travaux. Toutefois, il indique également que la section C de l'appendice J des *Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec* s'applique pour toute croissance de la charge entraînant des ajouts sur le réseau de transport, en visant le Distributeur.

Cela signifie que, pour les ajouts sur le réseau de transport allant jusqu'à 631 \$/kW (ou 315,5 M \$ pour le Programme dans son ensemble), les coûts seraient absorbés par le Transporteur et intégrés dans ses revenus requis. Étant donné que c'est le Distributeur qui paye la vaste majorité des revenus requis du Transporteur, cela signifie que les coûts annuels de ces ajouts seraient transférés à l'ensemble de ses consommateurs.

Cette conséquence semble inévitable, dans la mesure où l'Appendice J s'applique aux modifications requises en vertu du Programme. La seule issue semble être d'exempter des travaux sur le réseau de transport requis par le Programme de l'application de l'Appendice J. Ainsi, le coût de ces travaux serait payable directement (*pass-through*) par le Distributeur, avant même que les travaux ne commencent. Ainsi, le Distributeur pourrait, dans son tour, faire payer ces coûts par ses clients du Programme, comme

² C-RNCREQ-8, page 2

tous les autres coûts de raccordement. Cette approche aurait l'avantage additionnel de permettre le partage des coûts reliés aux travaux sur le réseau de transport parmi plusieurs clients du Programme, selon leur contribution à la nécessité de ces travaux.

Nous recommandons donc d'exempter tous travaux sur le réseau de transport requis par le Programme de l'application de l'Appendice J.

2 Introduction

Préalablement à l'audience tenue les 26 et 27 juin 2018, le RNCREQ a déposé des observations à l'effet que le processus de sélection des demandes d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de bloc, s'il est en définitive jugé utile d'en établir un, doit être la conséquence d'une série de décisions à prendre en réponse aux questions suivantes :

1. La Régie devrait-elle créer une nouvelle catégorie de consommateurs par rapport à la cryptomonnaie?
2. Comment cette catégorie devrait-elle être définie?
3. Quelles seraient les conséquences, à l'égard du coût de service total du Distributeur, de l'ajout de différents niveaux de charges de ce type, tenant compte des approvisionnements à la pointe et à d'autres moments de l'année (les bâtonnets), ainsi que les infrastructures de distribution et de transport ?
4. Est-ce que les coûts additionnels causés par cette catégorie de consommateurs seront à sa charge, ou seront-ils socialisés parmi l'ensemble des consommateurs?
5. Quelles contraintes devraient être imposées à cette catégorie de consommateurs (p. ex. effacement obligatoire à la pointe ou à d'autres moments lorsque nécessaire pour éviter des dépassements ou d'autres coûts)?
6. Tenant compte des décisions prises sur l'ensemble de ces questions, combien de MW de charge de cryptomonnaie peuvent être rajoutés sans créer des coûts importants à la charge des autres consommateurs?
7. Si cette quantité est moindre que la demande pressentie, quel mécanisme devrait être utilisé afin de choisir parmi eux?³

Dans sa décision D-2018-116, la Régie cite cette liste et écrit :

[16] Le RNCREQ est d'avis que la quantité de mégawatts (MW) de charge permise et le processus de sélection sont clairement tributaires des décisions sur les éléments antérieurs de cette liste. Donner priorité à cette dernière étape, comme le demande le Distributeur, équivaldrait à présumer des réponses à l'ensemble des questions antérieures et irait à l'encontre d'un processus sain de régulation économique.

[17] La Régie convient de l'importance de dissiper rapidement l'incertitude relative à l'encadrement de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. Cette incertitude n'est cependant pas limitée aux éléments du processus de sélection. Elle concerne d'abord la création

³ C-RNCREQ-0013, p. 5.

d'une nouvelle catégorie de consommateurs, d'un bloc dédié de 500 MW et l'énergie associée en usage non ferme à la catégorie de consommateurs d'électricité pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs, ainsi que de l'adoption d'un tarif dissuasif. Ces enjeux doivent donc être traités de façon préalable ou simultanée au choix des éléments du processus de sélection.

Afin de contribuer aux réflexions de la Régie sur ces enjeux, le présent rapport se concentre sur les questions 2 à 6 de la liste présentée ci-dessus.

Ainsi, la section 2 traite de la question de comment définir cette nouvelle catégorie de consommateurs (question 2).

La section 3 traite des conséquences, à l'égard du coût de service total du Distributeur, de l'ajout de différents niveaux de charges de ce type (question 3). Nous y présentons une analyse quantitative, sur la base des données historiques, qui vise à évaluer les conséquences sur les coûts d'approvisionnement d'un bloc de 500 MW, tel que défini dans la proposition du Distributeur, ainsi que de blocs d'autres grandeurs. Cette section aborde également les questions 4 à 6.

Finalement, la section 5 aborde le traitement des coûts d'investissement dans les réseaux de transport et de distribution rendus nécessaires par le Programme proposé.

3 Définition d'une nouvelle catégorie de consommateurs

Selon la proposition du Distributeur, la nouvelle catégorie de consommateurs sera définie comme « l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs », où « **chaîne de blocs** » signifie :

« une base de données distribuée et sécurisée, dans laquelle sont stockées chronologiquement, sous forme de blocs liés les uns aux autres, les transactions successives effectuées entre ses utilisateurs depuis sa création, selon ses variantes actuelles et futures »,

et « **usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs** » signifie :

« un usage de l'électricité pour l'exploitation d'équipements informatiques aux fins de calculs cryptographiques permettant notamment de valider les transactions successives effectuées entre utilisateurs de chaîne de blocs ».⁴

Il s'agit donc d'une activité très spécifique, et un tarif dissuasif salé est proposé pour l'utilisation non autorisée. Par ailleurs, selon l'art. 2 des Tarifs et conditions provisoires,

⁴ B-007, page 3.

Un abonnement assujetti aux tarifs M ou LG est considéré comme étant pour un usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs si la puissance installée correspondant à cet usage est d'au moins 50 kilowatts.

Il semble donc que le Distributeur n'entende aucunement limiter les installations cryptographiques de moins de 50 kW.

Cette définition soulève plusieurs questions :

- La catégorie de consommateurs devrait-elle être définie en termes d'une utilisation précise, ou plutôt en termes de certaines caractéristiques de consommation? S'il est opportun de la définir en termes d'une utilisation précise, est-ce que la définition proposée pour l'utilisation d'électricité est adéquate?
- Le Distributeur devrait-il laisser les installations cryptographiques de moins de 50 kW sans restriction? Même si la réponse est positive, est-ce approprié de le faire en les excluant carrément de la définition de la catégorie de consommateurs?

Il n'y a pas de solution simple ou évidente à ces questions. Afin de contribuer aux réflexions de la Régie, nous décrivons les mesures prises par deux régulateurs de deux états américains, Washington et New York.

3.1.1 Chelan County PUD, à l'État de Washington

À notre connaissance, c'est le régulateur du Chelan County dans l'État de Washington qui a le plus exploré cette question. On constate que la réponse n'est pas évidente pour lui non plus.

Tel qu'expliqué dans les observations du RNCREQ du 26 juin,⁵ l'expérience du Chelan County PUD avec les mineurs de cryptomonnaie date de 2014. Depuis ce temps, le Chelan County PUD étudie le phénomène du minage de cryptomonnaie et essaie de trouver une solution réglementaire adéquate.

En décembre 2014, le Chelan County PUD impose un moratoire sur toute nouvelle charge plus grande que 1 MW et, un an plus tard, il limite ce moratoire aux « server farms and similar technology operations with intense energy use of 250 kilowatt hours (kWh) per square-foot or more per year, such as 'bitcoin miners.' »⁶

⁵ R-4045-2018, C-RNCREQ-0003.

⁶ PUD No. 1 of Chelan County, Minutes, Meeting of December 7, 2015.

En juillet 2016, son *staff* publie un rapport⁷ qui propose la création d'une nouvelle catégorie de consommateurs, identifiée comme un « high density rate class », composé de tout client qui consomme en moyenne plus que 250 kWh/an par pied carré. Deux jours plus tard, le Chelan County PUD adopte une nouvelle catégorie de consommateurs, applicable à des charges allant jusqu'à 5 MW. Elle est définie comme suit :

This Schedule applies to server farms and similar technological operations with an energy use intensity (EUI) of 250 kWh/ft²/year or more and with average electrical loads up to and including 5 annual aMWs at a single Point of Delivery, where:

- *“Energy Use Intensity” or “EUI” means the annual kilowatt-hours of Energy usage divided by the operating space square footage used by the Energy consuming activity as determined by the District; and*
- *“Server farm” means an entity whose Energy use serves mostly one or more computer server machines and any ancillary loads including HVAC, UPS, power systems, and lighting.⁸*

Ainsi, la définition inclut tant des aspects de l'utilisation de l'électricité (« applies to server farms and similar technological operations ») que de paramètres de consommation (intensité d'utilisation d'électricité, par pieds carré).

Toutefois, cet été, le *staff* du Chelan County PUD a proposé une modification de cette définition, qui en retire le seuil précis de l'intensité d'utilisation d'électricité. La nouvelle définition proposée se lit :

Cryptocurrency and Blockchain Processing and Similar Loads

This Schedule applies to any amount of computing or data processing load related to cryptocurrency mining, Bitcoin, blockchain, proof-of-work or other loads having, in the District's determination, similar characteristics including any of the following: high energy use density, high load factor, requires abnormal alterations to Electric Service Facilities in order to maintain safety, units of load that are portable and distributable, volatile load growth and load reduction as an individual customer and in aggregate with similar customers in the District's service area, able to relocate quickly in response to short-term economic signals, high exposure to volatile commodity or asset prices, or part of an industry with potential to become a large concentration of power demand in the District's service area.⁹

⁷ C-RNCREQ-005.

⁸ Chelan County PUD, Cryptocurrency Moratorium Public Hearing, Aug. 6, 2018, page 7.
<http://www.chelanpud.org/docs/default-source/default-document-library/cryptocurrency-moratorium-hearing.pdf>

⁹ Chelan County PUD Staff, Developing a Cryptocurrency Rate Class, July 9, 2018

Ainsi, quoique cette proposition fasse toujours appel au concept de densité d'utilisation, elle met maintenant l'accent sur l'utilisation finale plutôt que sur ce paramètre quantitatif. Elle donne explicitement au PUD la discrétion de déterminer si une utilisation correspond à la définition, et elle s'applique à des charges de n'importe quelle grandeur.

3.1.2 L'État de New York

Le 19 mars 2018, sur demande de la New York Municipal Power Association (NYMPA), le New York State Public Service Commission (NYSPSC) adopte un cavalier (Rider A) concernant les chaînes de bloc¹⁰. Toutefois, la définition de la clientèle ne fait aucune mention de cette utilisation d'électricité. Le cavalier s'applique à tout client (nouveau ou existant) de n'importe quelle catégorie qui :

- A une « densité de la charge » de plus que 250 kWh/pied carré/an¹¹;
- A une demande maximale de plus que 300 kW; et
- Ne se qualifie pas pour le New York Power Authority Municipal and Rural Cooperative Economic Development Program.

Plus récemment, le NYSPSC a adopté un tarif distinct pour le Massena Electric District, qui est également membre de NYMPA. Ce nouveau tarif ne remplace pas le Rider A, mais s'y ajoute. Il permet la négociation d'ententes de service individuelles avec des consommateurs de type HDL, dans les cas où le MED considère qu'ils ont des caractéristiques bénéfiques au système — notamment lorsqu'ils s'installent sur des lieux ayant une capacité excédentaire.

3.2 La limite de 50 kW

Le choix d'exclure de la catégorie de consommateurs toute installation de moins de 50 kW est surprenant, étant donné la capacité de fractionnement de cette technologie.

Selon la proposition, l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs non autorisé entraîne un prix d'énergie de 15 cents par kWh, mais seulement pour des installations de 50 kW ou plus.

¹⁰ R-4045-2018, C-RNCREQ-008.

¹¹ La demande indique que seules les installations de « cryptocurrency » rencontreraient ce critère.

Cette façon de définir la catégorie de consommateurs donne au Distributeur le fardeau de vérifier le nombre de kW installée « correspondant à cet usage ». Comment va-t-il le faire? Questionné à ce sujet, il répond :

[E]n vertu de l'article 14.3 des *Conditions de service*, le Distributeur doit pouvoir accéder à la propriété desservie pour vérifier si l'utilisation de l'électricité du client est conforme aux modalités prévues aux conditions de service. Ainsi, à défaut d'en avoir été informé par le client, le Distributeur peut procéder à des inspections lorsqu'il suspecte une consommation dédiée à l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs¹².

Si on pense à une nouvelle installation, qui ne contient que des ordinateurs et qui porte un nom commençant par « Bit ... », l'utilisation serait assez évidente. Mais quoi faire si on constate un certain changement dans le profil de consommation d'un client existant au tarif M, qui possède toute une variété de machines et d'ordinateurs, dont la puissance souscrite est de 2 MW et qui fonctionne 24h par jour? Comment le Distributeur pourra-t-il savoir s'il a commencé à faire usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs sur quelques-uns de ses ordinateurs existants? Comment peut-il savoir si la puissance dédiée à cette activité excède les 50 kW? Dans son inspection, Le Distributeur doit-il enquêter sur la nature des logiciels qui roulent sur chaque ordinateur? À quelle fréquence doit-il mener ses inspections?

Dans son témoignage le 26 juin 2018, M. Rémi Dubois a dit :

... je pense que la caractéristique de cette industrie-là, puis c'est cité par plusieurs, c'est le fractionnement ou la divisibilité, donc on peut aller aussi bas qu'une machine puis aussi gros que des centaines, voire des milliers de mégawatts¹³.

Le lendemain, le directeur nord-américain de Quoine a décrit la rentabilité de l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs. Il indiquait qu'une machine qui tire une puissance de 1,5 kW produit typiquement 1/4 d'un bitcoin chaque année pour un revenu d'environ 2000,00\$, qui équivaut à environ 14 cents par kWh consommé.¹⁴ Selon ces chiffres, une installation de 48 kW installés (32 machines) produirait des revenus d'environ 64 000 \$ par année.

Au coût d'énergie à la marge (tarif M) de 3,70¢/kWh, l'énergie additionnelle ne coûterait que 15 000 \$/an, pour un revenu annuel net de quelques 49 000 \$ — environ 1000\$ par kW installé — avant les autres dépenses qui peuvent être encourues. Selon notre compréhension de la proposition du Distributeur, celle-ci ne limite aucunement le droit de mettre en place des installations de cette grandeur et n'y impose aucune obligation d'effacement à la pointe.

¹² B-0052, p. 5, R1.3.2.

¹³ N.S. du 26 juin 2018, p. 66.

¹⁴ N.S. du 27 juin 2018, p. 142.

3.3 Conclusions et recommandations

La définition proposée de la nouvelle catégorie de consommateurs est à la fois trop précise et trop vague. D'une part, elle se limite à une utilisation précise, en excluant d'autres utilisations semblables. D'autre part, il ne serait pas facile de vérifier si un consommateur y appartient ou non. Il serait souhaitable de raffiner la définition afin de la clarifier et la préciser, en intégrant des éléments qui font appel aux caractéristiques de consommation ainsi qu'à l'utilisation finale.

Afin de ne pas exclure la possibilité de réglementer des usages cryptographiques de moins de 50 kW, nous recommandons de ne pas inclure cette limite inférieure dans la définition même de la nouvelle catégorie de consommateurs. Il serait plutôt souhaitable :

- c) D'obliger les consommateurs à **déclarer** tout usage cryptographique, même inférieures à 50 kW, et
- d) D'obliger les consommateurs qui font cette activité à petite échelle à s'effacer pendant les heures critiques.

4 Conséquences sur les coûts d'approvisionnement

4.1 La preuve du Distributeur

Dans une réponse à la DDR #2 de la Régie, le Distributeur écrit :

En ce qui concerne les scénarios avec effacement, le Distributeur réitère qu'il privilégie le scénario de 500 MW correspondant à une consommation annuelle d'environ 4,5 TWh. Ces besoins seraient essentiellement comblés par de l'électricité patrimoniale inutilisée, tout en laissant une marge de manoeuvre suffisante pour faire face à une hausse de la demande dans d'autres secteurs. De plus, il génère des gains pour la clientèle du Distributeur, se traduisant ainsi par un impact potentiel favorable d'environ 56 M\$ sur les revenus requis de 2019.

Selon les résultats du processus de sélection et la décision D-2018-084 concernant les réseaux municipaux, le Distributeur pourrait revoir et ajuster en conséquence les volumes destinés à ce secteur d'activité. Ce processus de sélection permettra au Distributeur de sonder le marché et d'acquérir une connaissance relative aux propositions des soumissionnaires.

En effet, sur un horizon de cinq ans, le Distributeur serait en mesure d'approvisionner ses nouveaux clients pour des volumes au-delà du 500 MW à partir des volumes inutilisés de l'électricité patrimoniale, donc à moindre coût.¹⁵

¹⁵ B-0040, page 8.

Dans une DDR subséquente, la Régie demande des précisions au Distributeur :

Veuillez fournir les hypothèses utilisées et détailler le calcul permettant d'évaluer l'impact potentiel de la proposition du Distributeur, favorable d'environ 56 M\$ sur les revenus requis de 2019, tel que souligné au préambule, ainsi qu'à terme dans 5 ans. Veuillez spécifier les hypothèses utilisées concernant les clients existants et préciser l'hypothèse de majoration en ¢/kWh utilisée ainsi que l'impact de cette majoration sur le résultat.¹⁶

Le Distributeur répond :

L'impact potentiel favorable de 56 M\$ sur les revenus requis de 2019 s'explique, d'une part, par des ventes additionnelles de près de 4,2 TWh¹⁷ correspondant à des revenus supplémentaires estimés à 204 M\$ et, d'autre part, par des achats supplémentaires liés à ces ventes, lesquels sont estimés à 148 M\$, incluant l'ajustement des contrats spéciaux¹⁸.

Voici les hypothèses retenues aux fins du calcul de l'impact sur le revenu requis :

- ajout à la marge de ventes additionnelles pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs de 4,2 TWh ;
- effacement de 95 % pour cet usage durant les 300 pointes horaires les plus fortes du Distributeur ;
- aucune majoration du revenu unitaire pour les ventes additionnelles.

Le Distributeur rappelle que l'impact potentiel de 56 M\$, à la marge de l'année témoin 2019, est à titre illustratif. À cet effet, voir la réponse à la question 10.1¹⁹.

Le dernier boulet de cette réponse laisse comprendre que les revenus estimés de 204 M \$ sont calculés au tarif régulier (LG et M). Tel que discuté plus loin, nous n'avons pu vérifier ces calculs.

Faisant référence à cette même question de la DDR #2 de la Régie, le RNCREQ demande :

¹⁶ B-0049, page 15.

¹⁷ L'écart entre les 4,2 TWh mentionnés ici and les 4,5 TWh mentionné à la réponse 10.1 aux DDR #3 de la Régie (B-0049) n'a pas été expliqué.

¹⁸ Ces ajustements n'ont pas été expliqués.

¹⁹ B-0049, page 15. Nous n'avons pas non plus réussi à concilier les chiffres de sa réponse 10.1 avec ceux de la réponse 7.2 de ce même document.

3.1 Veuillez fournir des feuilles de calcul détaillées, en format Excel, justifiant la prévision des gains de 56 M\$ sur les revenus requis pour le scénario de 500 MW avec effacement, précisant toutes les prémisses, dont :

- La distribution de ces 500 MW entre les différentes classes tarifaires;
- La majoration moyenne obtenue en fonction de l'appel d'offres;
- Le nombre d'heures où le Distributeur aura besoin d'avoir recours au marché de court terme pour fournir l'énergie additionnelle requise, au-delà du bâtonnet accordé, et le prix moyen de ces achats;

La réponse est un renvoi à la réponse fournie à la Régie, qu'on vient de citer²⁰, qui ne contient aucune des informations demandées.

Le Distributeur nous indique qu'en général, l'énergie requise pour desservir un programme de 500 MW avec effacement viendra de l'énergie patrimoniale inutilisée (ÉPI). Plus spécifiquement, il indique que, en 2019, les conséquences d'un tel programme incluraient des revenus supplémentaires de 204 M \$ et des coûts supplémentaires (achats d'énergie) de 148 M \$, pour un impact potentiel positif de 56 M \$ — impact qu'il qualifie comme « à titre indicatif ».

Il est décevant que le Distributeur ne présente aucune analyse détaillée à l'appui des affirmations que a) l'énergie requise viendra « essentiellement » de l'énergie patrimoniale inutilisée, et que b) les revenus additionnels excéderont les dépenses additionnelles par 56 M \$. Il est aussi surprenant qu'il ne présente aucune analyse qui tient compte des risques et incertitudes liées aux coûts d'approvisionnement qu'un tel programme peut occasionner. Nous examinerons cette question en détail plus loin.

Quoiqu'il soit vrai que les volumes d'énergie patrimoniale inutilisée (ÉPI) sont devenus très importants, il importe de se rappeler que l'ÉPI n'est pas fongible; lorsque l'énergie patrimoniale réellement consommée dans une heure donnée est moindre que le « bâtonnet » affecté à cette même heure, l'excédant — l'ÉPI — ne peut être transféré à une autre heure.

Dans le cas où l'ÉPI serait distribuée de façon relativement égale sur l'ensemble des heures de l'année (à l'exception des 300h de plus grande charge), cette énergie serait certainement suffisante pour alimenter le Programme. Toutefois, il n'y a aucune raison de croire que c'est systématiquement le cas.

Dans la prochaine section, nous faisons un rappel rapide au sujet des « bâtonnets » et du système en place pour les gérer, ainsi qu'un brève démonstration de l'importance des aléas de la demande.

Ensuite, à la section 4.3, nous regardons l'effet des achats de court terme et, à la section 4.4, leurs impacts sur la rentabilité d'un tel Programme.

²⁰ B-0060, p. 7.

4.2 La gestion de l'énergie patrimoniale

Le décret patrimonial (décret 1277-2001) précise, à son Annexe A, le profil annuel de l'électricité patrimoniale. Ce profil est constitué de 8 760 puissances horaires auxquelles le Distributeur aura droit pendant une année non bisextile, à titre d'électricité patrimoniale. Il n'y a aucune contrainte à l'égard de l'ordre dans laquelle ces « bâtonnets » peuvent être utilisés.

Il a été démontré que l'ordonnancement optimal est celui qui résulte de l'affectation des bâtonnets selon les puissances réellement mobilisées par le Distributeur à titre d'électricité patrimoniale. Autrement dit, le bâtonnet le plus grand (numéro 1) est affecté à l'heure où le Distributeur a mobilisé le plus d'électricité à titre d'électricité patrimoniale, et ainsi de suite.

Il en découle que c'est seulement à la fin de l'année que l'ordonnancement des bâtonnets peut être connu avec certitude. En conséquence, il est impossible de savoir en temps réel²¹ combien de MW d'électricité patrimoniale seront disponibles à une heure donnée.

L'électricité mobilisée par le Distributeur à titre d'électricité patrimoniale est équivalente à sa consommation, plus les pertes de transport, moins ses achats d'électricité post patrimoniale (d'HQP et de tiers). Il s'en suit que, outre ses propres mesures pour contrôler la demande (électricité interruptible, programmes de GDP, etc.), le seul moyen dont le Distributeur dispose à court terme pour influencer le volume d'électricité qu'il mobilise à titre d'électricité patrimoniale est de recourir à des achats de court terme.

Selon l'Entente globale cadre, le Distributeur peut acheter du Producteur « d'électricité mobilisée par le Distributeur en dépassement de l'électricité patrimoniale », mais seulement « en dernier recours » et « après avoir utilisé de façon raisonnable tous les moyens d'approvisionnement » à sa disposition. Ainsi, si le bâtonnet applicable à une heure donnée (selon l'ordonnancement fait après la fin de l'année calendrier) n'est pas suffisant pour couvrir l'électricité réellement mobilisée par le Distributeur à titre de l'électricité patrimoniale, la différence (le « dépassement ») est facturée selon les termes de l'Entente globale cadre²². Le Distributeur a indiqué à maintes reprises qu'il doit prendre toutes les mesures possibles pour éviter des dépassements.

On vient de préciser que, si le bâtonnet affecté à une heure donnée est moindre que le volume d'électricité réellement mobilisée par le Distributeur à titre d'électricité patrimoniale, la différence constitue un **dépassement**. Suivant la même logique, si le bâtonnet affecté à une heure donnée est **plus grand** que le volume d'électricité réellement mobilisée par le Distributeur à titre d'électricité patrimoniale, la

²¹ Dans cette section, on utilise le terme « temps réel » pour inclure aussi les quelques jours avant chaque heure de livraison, quand la plupart des décisions sur les achats de court terme sont prises.

²²²² Les taux fixés en 2017 sont de 300\$/MWh (ou plus, selon les conditions du marché) pendant les 300h de plus grande charge, de 29\$/MWh pendant les 40h de plus faible charge, et de 103,40\$/MWh pendant toutes les autres heures.

différence constitue de **l'électricité patrimoniale inutilisée (l'ÉPI)**. Ce volume d'électricité patrimoniale inutilisée ne peut être utilisé à un autre moment. Ainsi, pour chaque MWh d'ÉPI, le Distributeur perd le droit d'acheter un MWh au prix de l'électricité patrimoniale. Étant donné que les achats de court terme comportent généralement des prix unitaires substantiellement plus élevés que celui de l'électricité patrimoniale, le Distributeur doit essayer de minimiser ces achats.

Ainsi, le Distributeur doit prendre des décisions sur ses achats de court terme dans un contexte d'incertitude. Il doit acheter sur les marchés de court terme afin de diminuer le risque de dépassements, mais les achats se font en temps réel et l'affectation des bâtonnets est seulement connue après la fin de l'année.

Le Distributeur a mis en place des outils sophistiqués afin de gérer cette incertitude, qu'il a décrits dans une séance de travail exigée par la Régie en lien avec son dernier Plan d'approvisionnement²³.

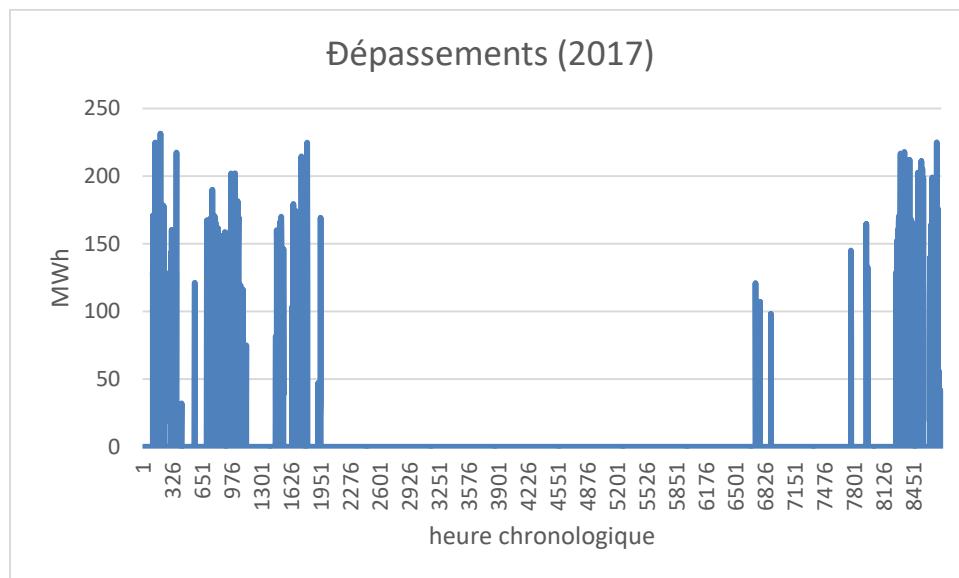
Chaque année, le Distributeur dépose à la Régie un Relevé des livraisons selon l'Entente globale cadre, qui fait état de ces volumes. On constate, depuis plusieurs années, que le volume annuel de dépassements tend à diminuer (avec l'exception de 2017). L'ÉPI annuel a beaucoup augmenté mais plafonne depuis 2015, comme on le constate au tableau suivant :

Tableau 4. Dépassements et ÉPI, 2013 à 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Dépassements	5,017	4,026	712	10	50,700
ÉPI	5,329,174	7,343,071	12,579,990	11,613,500	11,184,400

Le volume de dépassements en 2017 est surprenant. Le graphique suivant démontre sa disposition temporelle :

²³ R-3986-2016, B-0023. http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/389/DocPri/R-3986-2016-B-0023-SeanceTrav-Doc-2017_02_24.pdf



Graphique 2. Dépassements de 2017 (ordre chronologique)

On constate que ces dépassements se trouvent dispersés un peu partout pendant l'hiver (janvier à mars, et décembre). Ce fait s'explique en grande partie par la vague de froid qui a eu lieu dans les dernières semaines de l'année. Malgré le niveau très élevé des achats de court terme pendant cette période, 116 des 300 bâtonnets les plus grands ont été utilisés à la fin de décembre. Il est fort probable que le Distributeur avait planifié ses achats en début d'année en presumant qu'il utiliserait un grand nombre de ces bâtonnets en janvier et février. Ce serait donc la non disponibilité de ces bâtonnets dans l'affectation *post facto* qui a donné lieu à ces dépassements importants en début d'année.

Dans son dossier tarifaire, le Distributeur présente aussi l'explication suivante :

Les dépassements à l'Entente résultent en grande partie d'un écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année. Cet écart a posteriori a fait augmenter les besoins pour l'année 2017 entraînant une hausse des approvisionnements patrimoniaux sur toute l'année ainsi que des dépassements à l'Entente aux heures où l'utilisation de l'électricité patrimoniale était déjà maximisée²⁴.

Il n'est pas clair en quoi consiste cet « écart entre les données officialisées en fin d'année par le Transporteur et les données opérationnelles fournies par celui-ci en cours d'année », ni comment il influe sur les achats de court terme.

²⁴ R-4057-2018, B-0017, page 12.

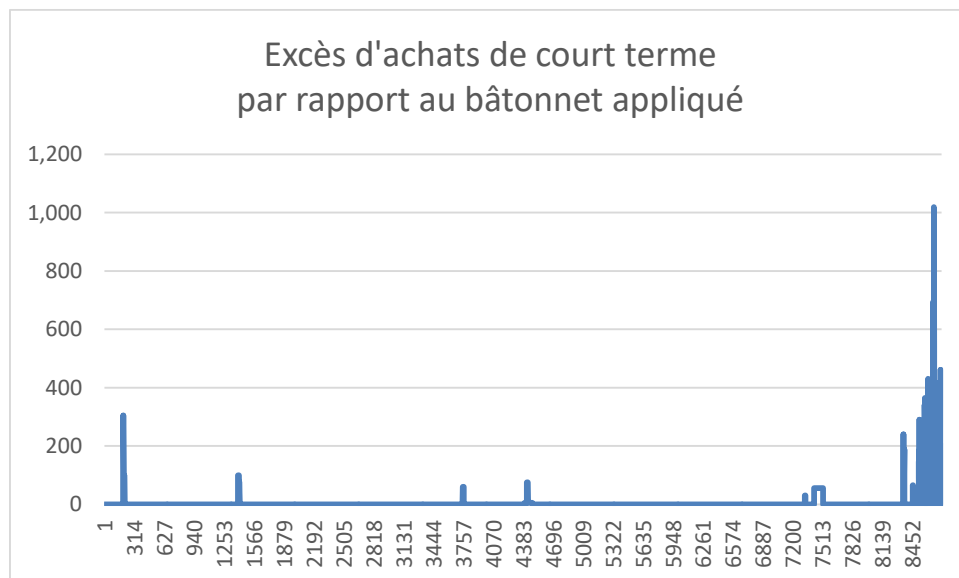
Cet exemple démontre jusqu'à quel point l'affectation des bâtonnets, et donc le besoin d'achats de court terme afin d'éviter des dépassements, est assujetti à des aléas importants.

4.3 Les achats au-delà des besoins

Le fait qu'il y ait des achats de court terme et de l'ÉPI dans une même année n'a rien de surprenant, en presumant qu'il y a des heures où l'électricité patrimoniale est insuffisante et d'autres heures où il y en a trop. Toutefois, lorsqu'il y a de l'ÉPI et un achat de court terme **dans une même heure**, il est clair que, dans les faits, on a trop acheté.

Il est aisé de calculer les quantités d'ÉPI dans une heure donnée, en soustrayant la quantité d'électricité réellement mobilisée à titre d'électricité patrimoniale du bâtonnet affecté — ces deux informations étant disponible dans le Relevé des livraisons en vertu de l'Entente globale cadre et ce, depuis longtemps. Toutefois, c'est seulement depuis l'année 2017 que le Relevé fournit aussi une indication de **la quantité précise d'achats de court terme sur chaque heure**²⁵. Avec ces données, on peut connaître avec précision les moments où les achats à court terme ont contribué directement à l'ÉPI, et pour combien. En 2017, sur une base chronologique, le profil de ces achats excédentaires est comme suit :

²⁵ Tel que l'exige la décision D-2017-140. Pour les années 2013, 2014 et 2015, nous avons développé un outil pour calculer ces valeurs, mais les résultats demeurent approximatifs dû à des imprécisions dans les données disponibles. Voir nos preuves en R-4033-2016, R-3986-2016 et R-4011-2017.



Graphique 3. Achats de court terme excédentaires (2017)

Cela démontre que, à quelques exceptions près, c'est seulement à la fin de décembre 2017 que le Distributeur a trop acheté. Dans les faits, il faisait très froid à la fin de décembre, et le Distributeur achetait entre 3000 et 5000 MW sur presque toutes les heures des dernières journées de décembre. Les achats excédentaires étaient donc modestes par rapport aux volumes achetés.

Étant donné le grand niveau d'incertitude dans lequel le Distributeur doit faire ses choix à l'égard des achats de court terme, on ne peut s'attendre à ce que les quantités achetées correspondent exactement aux volumes requis pour utiliser chaque bâtonnet. Le fait que, de temps en temps, les achats de court terme mènent à de l'ÉPI est inévitable, étant donné la structure de l'électricité patrimoniale. Par ailleurs, le fait que les volumes d'ÉPI excèdent de loin les volumes de dépassements démontrent de façon éloquent que, étant donné le libellé de l'Entente globale cadre, le Distributeur privilégiera des achats excédentaires à des achats insuffisants.

4.4 Implications pour le Programme

Quelles sont les implications de tout cela pour le Programme proposé?

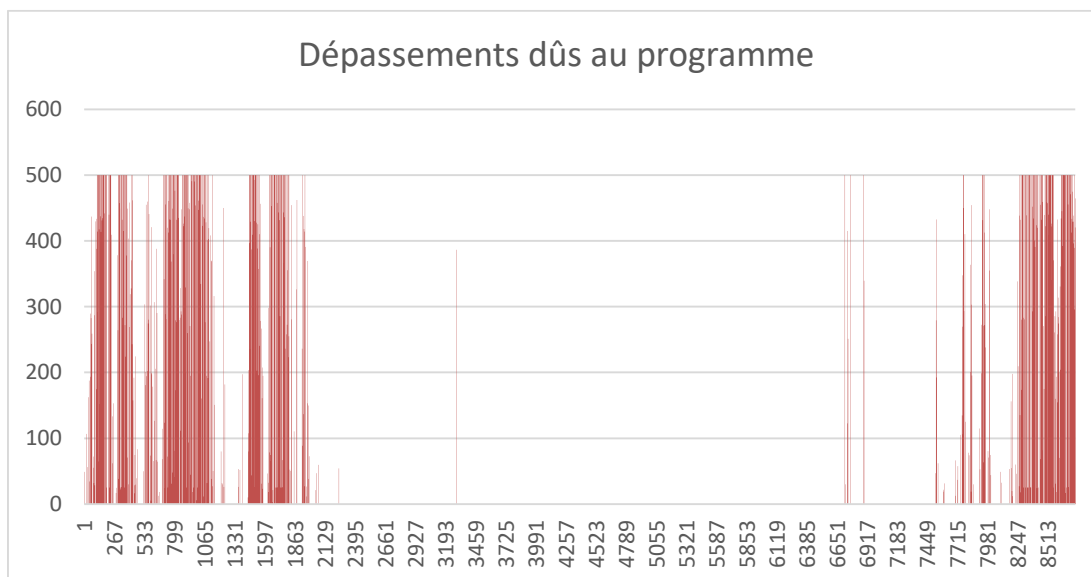
À notre connaissance, le Distributeur indique simplement que le Programme sera alimenté à partir de l'ÉPI, sans reconnaître qu'il n'existe pas de l'ÉPI sur toutes les heures de l'année. Il en découle que, pendant un certain nombre d'heures, le Distributeur aura à faire des achats de court terme additionnels afin d'alimenter le Programme. On ne peut comprendre les impacts tarifaires du Programme sans estimer l'ampleur de ces achats et de leurs coûts.

4.4.1 Projections basées sur l'année 2017

Tel que mentionné ci-dessus, 2017 est la seule année pour laquelle le Distributeur a rendu public les volumes et coûts moyens²⁶ des achats de court terme sur une base horaire.

Ainsi, il est simple de simuler les conséquences du Programme s'il avait existé en 2017. Il suffit d'ajouter 500 MW à la charge sur toutes les heures, sauf les 300h de plus grande charge, où l'ajout serait de 25 MW.

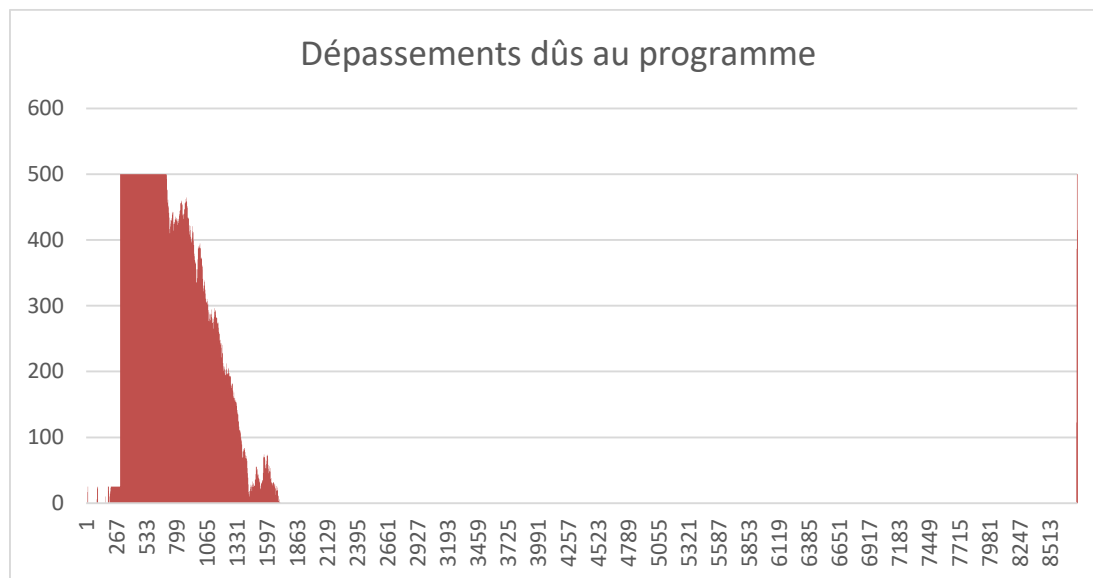
L'ajout de ces charges, sans rien ajouter aux achats de court terme, mènerait à une augmentation importante des dépassements, tel que l'indique le graphique suivant (en ordre chronologique). Pour chaque heure, ce graphique indique les dépassements additionnels dus au programme, c'est-à-dire au-delà des dépassements réellement vécus en 2017. Ces dépassements additionnels monteraient à 434 GWh.



Graphique 4. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre chronologique)

Le prochain graphique montre ces mêmes dépassements en ordre de charge décroissante. On constate que la vaste majorité des dépassements — et donc des besoins additionnels d'achats de court terme — se présentent pendant les heures de haute charge, à l'exception des 300h de plus grande charge, pour lesquelles le Programme prévoit de l'effacement.

²⁶ Il est approprié de parler des « coûts moyens ... sur une base horaire » parce que, souvent, plusieurs contrats d'achat de court terme sont en vigueur simultanément, négociés avec des fournisseurs et à des prix différents.



Graphique 5. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre classée)

Ce graphique suggère que le problème d'alimentation du Programme ne se limite pas aux 300h de plus grande charge. On constate que, pendant 1527 des 8760 heures de l'année (presque une heure sur six), l'ÉPI ne suffit pas à fournir l'énergie requise au Programme, et que cela n'arrive que pendant les heures de grande charge. Nous explorons cette question en détail plus loin.

Cette même analyse démontre que, en termes d'énergie, l'ÉPI aurait pu fournir environ 90% de l'énergie requise par le programme. Toutefois, afin d'éviter des dépassements pour les **434 GWh** qui ne peuvent pas être fournis par l'ÉPI, le Distributeur aurait dû procéder à des achats de court terme supplémentaires, à un prix moyen de 96\$/MWh.

Il faut également reconnaître que, en réalité, les achats de court terme additionnels, qui auraient eu lieu si le Programme avait été en vigueur en 2017, auraient été encore plus élevés que ces 434 GWh. Comme on l'a expliqué dans la section 3.3 ci-dessus, les grandes incertitudes qui planent sur l'affectation ultime des bâtonnets font en sorte que le Distributeur fait inévitablement des achats en quantité plus grande que ses véritables besoins, afin de minimiser le risque de dépassements. Il faut donc non seulement estimer les quantités d'achat de court terme additionnelles requises, mais aussi les achats excédentaires qui auraient sans doute eu lieu.

4.4.2 Projections basées sur l'année 2015

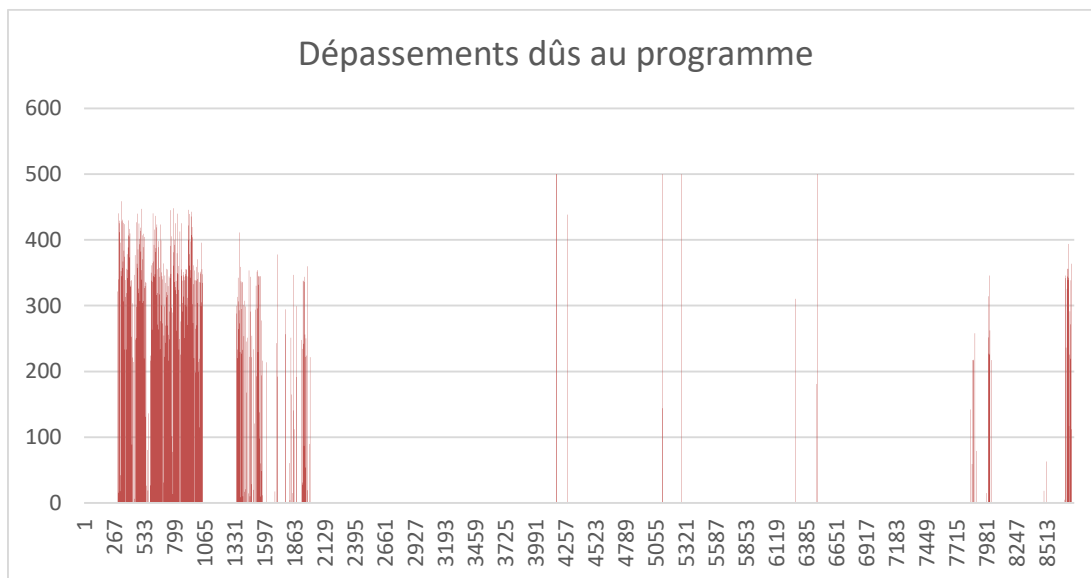
Dans le dossier R-3986-2016, phase 1, nous avons élaboré une analyse des achats de court terme de 2015.²⁷ Tel qu'expliqué dans notre preuve, nous avons dû procéder à une simulation laborieuse afin de palier l'absence de données horaires sur le volume et le coût unitaire des achats de court terme, qui sont dorénavant disponibles. Cette simulation comportait certaines imprécisions, et donc ne peut être utilisée qu'à titre indicatif.

Cela dit, nous considérons utile de refaire appel à ces données, parce que les conditions climatiques et de marché étaient très différentes en 2015 qu'en 2017. Même avec les imprécisions inévitables, un regard sur ces deux profils différents pourrait nous aider à mieux comprendre l'incertitude inhérente à une telle analyse.

Ainsi, comme nous l'avons fait pour 2017, nous avons simulé l'impact qu'aurait eu le Programme, s'il avait existé en 2015. On a rajouté 500 MW à la charge sur toutes les heures, sauf les 300h de plus grande charge, où l'ajout serait de 25 MW.

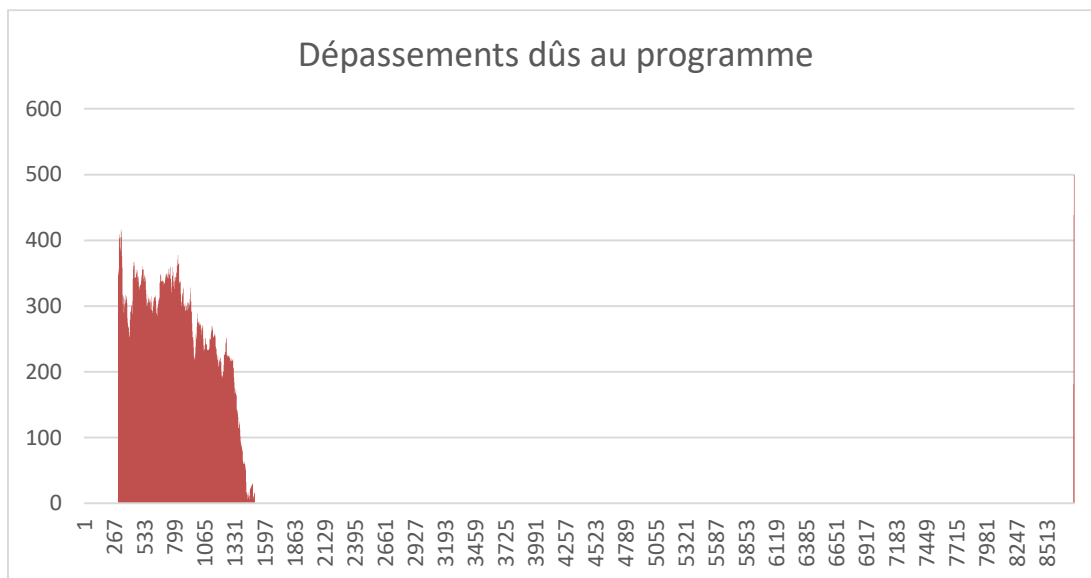
L'ajout de ces charges, sans rien ajouter aux achats de court terme, mènerait à une augmentation importante des dépassements, tel que l'indique le graphique suivant (en ordre chronologique). Pour chaque heure, ce graphique indique les dépassements additionnels dus au programme, c'est-à-dire au-delà des dépassements réellement vécus en 2015. Ces dépassements additionnels monteraient à 259 GWh. Comme en 2017, ils se concentrent au début de l'année mais se présentent aussi en décembre et à quelques autres moments durant l'année.

²⁷ R-3986-2016, phase 1, C-RNCREQ-0022, p. 23 à 26.



Graphique 6. Dépassements dus au Programme (profil de 2015, ordre chronologique)

Le prochain graphique montre ces mêmes dépassements en ordre de charge décroissante. On constate que la vaste majorité des dépassements — et donc des besoins additionnels d'achats de court terme — se présentent pendant les heures de haute charge, et ils demeurent élevés pendant plus que 1300h, toujours à l'exception des 300h de plus grande charge, pour lesquelles le Programme prévoit de l'effacement.



Graphique 7. Dépassements dus au Programme (profil de 2017, ordre classée)

On constate que, pendant 962 des 8760 heures de l'année (11% du temps), l'ÉPI ne suffit pas à fournir l'énergie requise au Programme.

Cette même analyse démontre que, en termes d'énergie, l'ÉPI aurait pu fournir 3,8 TWh, soit environ 93% de l'énergie requise par le programme. Toutefois, afin d'éviter des dépassements pour les **259 GWh** qui ne peuvent pas être fournis par l'ÉPI, le Distributeur aurait dû procéder à des achats de court terme supplémentaires, à un prix moyen de 84,3\$/MWh.

4.4.3 Conclusions et recommandations

Le tableau suivant résume les données présentées pour les années 2013 à 2017 au tableau 2 ci-dessus, et ajoutent des données sur les achats de court terme²⁸.

Tableau 5. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017

	2013	2014	2015	2016	2017
Dépassements (MWh)	5,017	4,026	712	10	50,700
ÉPI (MWh)	5,329,174	7,343,071	12,579,990	11,613,500	11,184,400
Achats court terme (MWh)	2,338,046	2,675,037	2,995,808	115,171	504,916
Achats court terme - (\$)	\$156,838,970	\$481,939,878	\$252,468,143	\$9,703,549	\$48,709,203
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	\$67.1	\$180.2	\$84.3	\$84.3	\$96.5
Achats contribuant à l'ÉPI - (MWh)	220,702	483,857	760,312	n/d	30,824
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	9.4%	18.1%	25.4%	n/d	6.1%

De ce tableau, on peut tirer quelques constats :

- le volume des achats de court terme varie énormément. Il était presque **dix fois** plus grand en 2015 qu'en 2016;
- le coût total des achats de court terme varie encore plus — il a été **cinquante fois** plus grand en 2014 qu'en 2016;
- le coût unitaire moyen des achats de court terme varie aussi, mais beaucoup moins. Il a été presque deux fois plus grand en 2015 qu'en 2017. Même à son plus faible, il était deux fois plus cher que l'électricité patrimoniale ; et
- le pourcentage des achats de court terme qui contribuaient à l'ÉPI varie aussi — trois fois plus grand en 2014 qu'en 2013.

Ces constats démontrent qu'on ne peut tirer des conclusions solides sur la base des profils basés sur une année ou deux. On ne peut pas simplement extrapoler les résultats de 2015 ou de 2017 pour les cinq prochaines années afin d'estimer les coûts additionnels qui découleraient du Programme proposé. En

²⁸ Les données (volumes et coût) sur les achats de court terme de chaque année viennent des Suivi des activités d'achat sous dispense, déposés annuellement par le Distributeur en suivi de ses Plans d'approvisionnement. Le prix moyen est calculé sur la base de ces données. La seule ligne qui ne vient pas directement des rapports annuels du Distributeur est celle d'« Achats contribuant à l'ÉPI », où les valeurs découlent du modèle décrit à la note 25.

l'absence d'un examen rigoureux qui permettra d'encadrer les risques sur le plan des coûts d'approvisionnements, il serait hasardeux d'aller de l'avant avec le Programme, tel que proposé.

Toutefois, les analyses détaillées dans les prochaines sections offrent des pistes de solution.

4.5 L'analyse économique

4.5.1 L'analyse présentée par le Distributeur

Tel qu'indiqué à la section 3.1, l'analyse économique proposée par le Distributeur est fragmentaire. À la réponse 5.1 de la DDR #3 de la Régie, il semble proposer que l'impact du Programme sur ses revenus requis pour 2019 serait comme suit²⁹ :

Tableau 6. Rentabilité du Programme selon le Distributeur

	MWh	\$
Ventes additionnelles	4,237,500	204,000,000
Coûts additionnelles	4,237,500	148,000,000
Impact favorable		56,000,000

Cela implique un revenu unitaire moyen de 48,1\$/MWh pour les ventes au programme, et un coût unitaire moyen de 34,9 \$/MWh.

Rappelons que le Distributeur n'a pas cru bon de fournir ses calculs détaillés en appui de ces chiffres, tel que demandé par le RNCREQ dans sa DDR 3.1.³⁰ De plus, quoiqu'il serait surprenant que le Distributeur n'ait pas procédé à des analyses détaillées afin de déterminer tant l'ampleur optimale du Programme, du point de vue des autres consommateurs, que le niveau optimal d'effacement à y exiger, rien au dossier n'indique qu'il l'a fait.

Dans ce contexte, nous avons procédé à nos propres analyses de la rentabilité et de l'optimalité du programme proposé.

4.5.2 Modèle d'analyse

Voici un résumé de nos hypothèses, prémisses et méthodes :

²⁹ La réponse 10.1 du même document propose des chiffres très différentes : 820 GWh sur les ventes et 42 M\$ sur les revenus pour 2019. Il n'est pas toute à fait clair pourquoi les valeurs sont différentes.

³⁰ R-4045-2018, B-0060, p. 7

Revenus :

Selon notre compréhension de la réponse 10.1 du Distributeur à la DDR #3 de la Régie, nous présumons que 6.1% des ventes selon le Programme seront au tarif M et 93,9% au tarif LG. Nous avons utilisé ces proportions pour pondérer le prix en 2018 du kWh (14,46\$/kW-mois au tarif M et 13,14\$/kW-mois au tarif LG) et du kWh au 2^e bloc (3,70\$/MWh au tarif M et 3,43\$/MWh au tarif LG). Étant donné la faible différence entre ces taux, les résultats ne sont pas très sensibles aux proportions des ventes aux tarifs M et LG.

Coûts d'approvisionnement :

Pour la partie des ventes qui utilise des MW qui auraient autrement été de l'ÉPI, nous appliquons le prix de l'énergie patrimoniale (29,50\$/MWh).

Pour les MW qui auraient été en dépassement en l'absence d'achats de court terme additionnels, nous estimons le coût unitaire de cet achat en appliquant sur chaque heure où de tels achats auraient lieu le prix de référence théorique (basé sur le prix DAM à New York) qui est affiché pour chaque heure dans le Relevé, ajusté pour tenir compte de l'écart entre ces prix de référence et les prix réellement payé par le Distributeur en 2017.

Afin de déterminer cet ajustement, nous avons calculé — pour chaque heure où il y a eu un achat de court terme — le ratio entre le coût réel de cet achat et le prix de référence. En 2017, ce ratio était de 1,47 — c'est-à-dire que le coût réel de chaque achat de court terme était, en moyenne, 47% plus élevé que le prix de référence affiché dans le Relevé. En 2015, il était 1,3, ou 30% plus élevé.

Nous avons également ajouté une certaine quantité d'achats supplémentaires, suite à l'observation que, dû au fait que le Distributeur doit gérer ses approvisionnements en temps réel sans connaître la disposition ultime des bâtonnets, d'une part, et son obligation d'utiliser l'ensemble des moyens à sa disposition afin d'éviter des dépassements, de l'autre, celui-ci achète chaque année plus d'énergie de court terme que ses véritables besoins. Pour ce volume additionnel d'achats de court terme — qui en réalité devient de l'ÉPI — nous avons utilisé le pourcentage moyen des années 2013 à 2017, soit 16,4 %. Étant donné qu'un tel achat remplace celui d'un kWh patrimonial avec un kWh importé, le coût utilisé pour cet ajustement est la différence entre le coût moyen d'achats de court terme et le coût patrimonial.

4.5.3 Analyse de rentabilité du Programme proposé

Rappelons que le Distributeur présente l'analyse suivante de la rentabilité du Programme :

Tableau 7. Rentabilité du Programme selon le Distributeur (avec prix et coût unitaire)

	MWh	\$	\$/MWh
Ventes additionnelles	4,237,975	204,000,000	48.1
Coûts additionnelles	4,237,975	148,000,000	34.9
Impact favorable		56,000,000	

Il n'a pas fourni de précisions sur ces calculs. En fait, notre analyse arrive à des valeurs très différentes tant sur les revenus que sur les coûts.

4.5.3.1 Selon le profil de 2017

Selon le modèle d'analyse décrit ci-dessus, la rentabilité du Programme est décrite au tableau suivant. Soulignons que cette analyse incorpore uniquement les coûts d'approvisionnements.

Tableau 8. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2017)

		volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie	4,237,975	34.46	146,057,221
	demande	500,000	158.64	79,320,825
	Total	4,737,975		225,378,046
Coûts additionnelles	patrimoniale	3,790,370	29.5	111,815,927
	achats court terme	435,411	58.1	25,303,274
	ACT supplémentaires	71,407	28.6	2,043,220
	total	4,297,188		139,162,422
Impact				86,215,623

Ainsi, cette analyse démontre un impact positif du Programme de 86,2 M \$ — encore plus élevé que les 56 M \$ annoncé par le Distributeur.

4.5.3.2 Selon le profil de 2015

Avec le profil de 2015, les revenus sont similaires, mais les coûts sont légèrement plus élevés. Cela est dû surtout au fait que, malgré le fait que la réduction de l'ÉPI soit légèrement plus élevée, ce qui donne un volume additionnel au prix de l'électricité patrimoniale, le coût additionnel relié aux achats de court terme est plus élevé.

Tableau 9. Rentabilité du Programme selon analyse (profil 2015)

		volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie	4,237,975	34.46	146,057,221
	demande	500,000	158.64	79,320,825
	Total	4,737,975		225,378,046
Coûts additionnelles	patrimonial	3,921,990	29.5	115,698,712
	achats court terme	315,985	76.1	24,048,385
	ACT supplémentaires	51,822	46.6	2,415,201
	total	4,289,797		142,162,298
Impact				83,215,748

Ainsi, cette analyse démontre un impact positif du Programme de 83,2 M \$.

Il va de soi que, dans les deux cas, la vente au Programme d'un kWh qui autrement aurait été de l'ÉPI crée un bénéfice pour l'ensemble de la clientèle. Toutefois, c'est le contraire si le kWh vendu au Programme est acheté dans le marché de court terme — il crée un fardeau additionnel à supporter. L'analyse des coûts et bénéfices du Programme dépend donc intimement de l'équilibre entre l'ÉPI et les achats de court terme, dans l'alimentation des ventes additionnelles.

L'analyse du Distributeur semble se baser sur la prémisse que l'ÉPI fournira essentiellement toute l'énergie requise au Programme. **Notre analyse démontre par contre qu'environ 10% de la fourniture requise viendra d'achats de court terme additionnels, qui comptent pour environ 19% des coûts de fourniture additionnelle.**

Contribution des achats de court terme à l'alimentation du Programme

	2015	2017
En quantité d'énergie	8.6%	11.8%
En coût	18.6%	19.7%

Il importe aussi de souligner que, même si les analyses économiques basées sur les années 2015 et 2017 ont montré chacune un impact économique positifs sur les coûts d'approvisionnement, rien ne garantit que cela sera le cas dans le futur. Soulignons que le coût unitaire moyen des achats de court terme en 2014 étaient deux fois plus élevé que celui de 2015 (Tableau 5).

Avec la croissance graduelle de la demande au Québec, le pourcentage fourni par des achats de court terme additionnels risque probablement de croître. Une hausse, même modérée, des prix des marchés avoisinants pourrait facilement convertir les impacts positifs en impacts négatifs. **Ce n'est qu'en modifiant le Programme pour minimiser son impact sur les achats de court terme futurs que nous pourrions nous assurer que le but visé — de réduire les ÉPI au profit de l'ensemble de la clientèle — sera atteint.**

4.5.4 Analyse de l'optimalité des paramètres du Programme proposé

Dans cette section, on essaye de répondre aux deux questions mentionnées auparavant, soit :

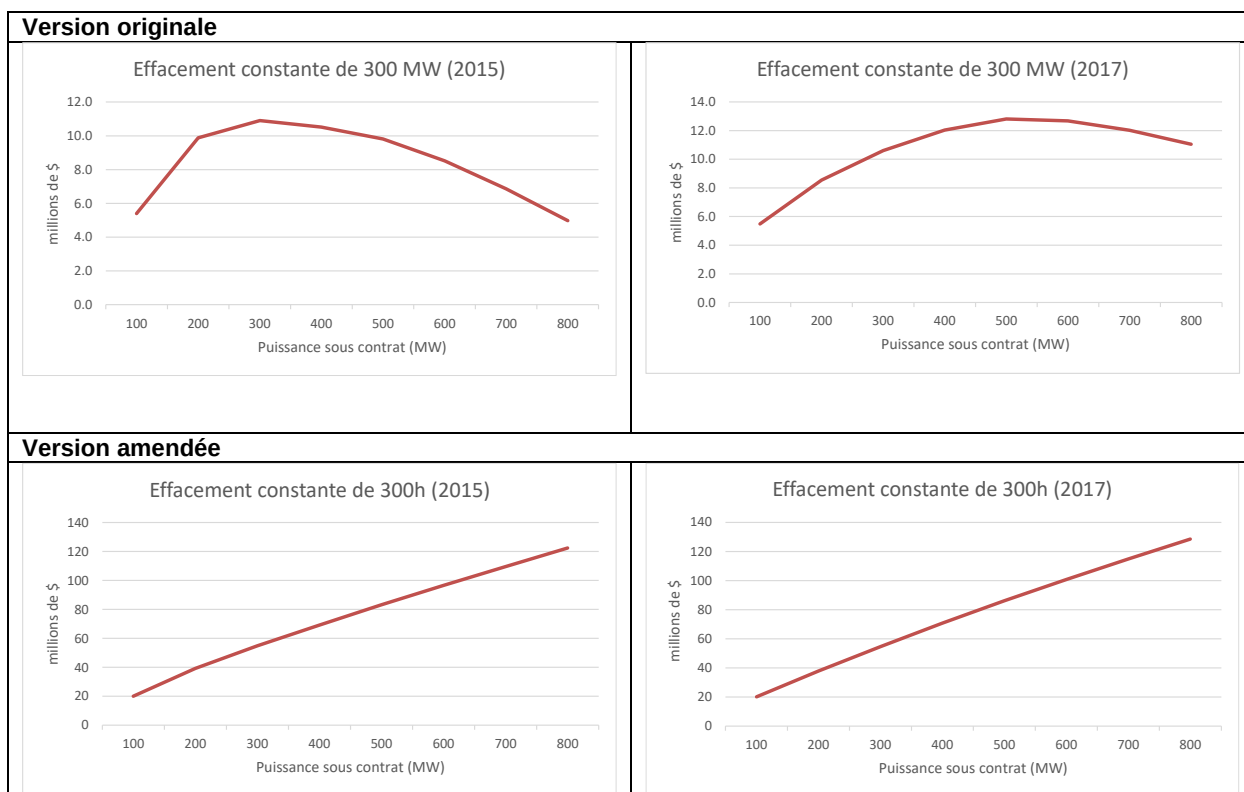
- 3) Est-ce que le nombre de MW alloué au Programme est optimal, du point de vue des autres consommateurs? et
- 4) Est-ce que le niveau d'effacement (300h) exigé par le Programme est optimal, du point de vue des autres consommateurs?

Nous abordons ces deux questions dans les prochaines sections.

4.5.4.1 L'optimalité du nombre de MW alloué au Programme

Nous n'avons pas trouvé au dossier une justification détaillée du choix de 500 MW pour l'ampleur du Programme. Est-ce optimal, du point de vue des autres consommateurs? Est-ce que les bénéfices seraient plus grands, ou les risques moins élevés, si le Programme était de 300 MW, ou de 700?

Afin de répondre à cette question, nous avons répété l'analyse décrite ci-dessus en modifiant l'ampleur du Programme, par tranche de 100 MW, entre 100 MW et 800 MW, avec les données de 2015 et de 2017. Le niveau d'effacement est maintenu constant à 300h. Les résultats se trouvent au prochain graphique.



Graphique 8. Rentabilité du Programme selon l'ampleur (profils 2015 et 2017)

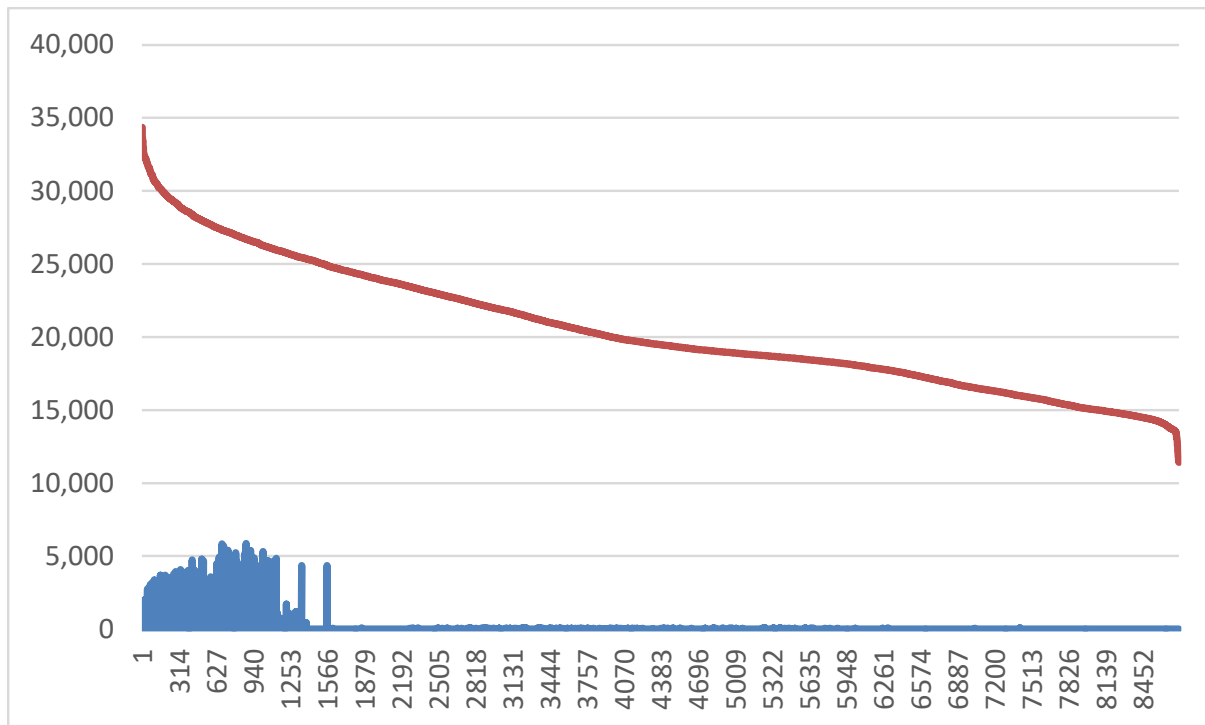
On constate que, dans les deux exemples, la rentabilité du Programme augmente avec son ampleur.

4.5.4.2 L'optimalité du niveau d'effacement proposé (300h)

Depuis longtemps, Hydro-Québec a utilisé un « règle de pouce » à l'effet que les 300h heures de plus grande charge constituent sa fine pointe. Cette règle de pouce est sans doute très utile, mais elle ne signifie pas que 300 est un chiffre magique qui distingue les heures de fine pointe des autres heures.

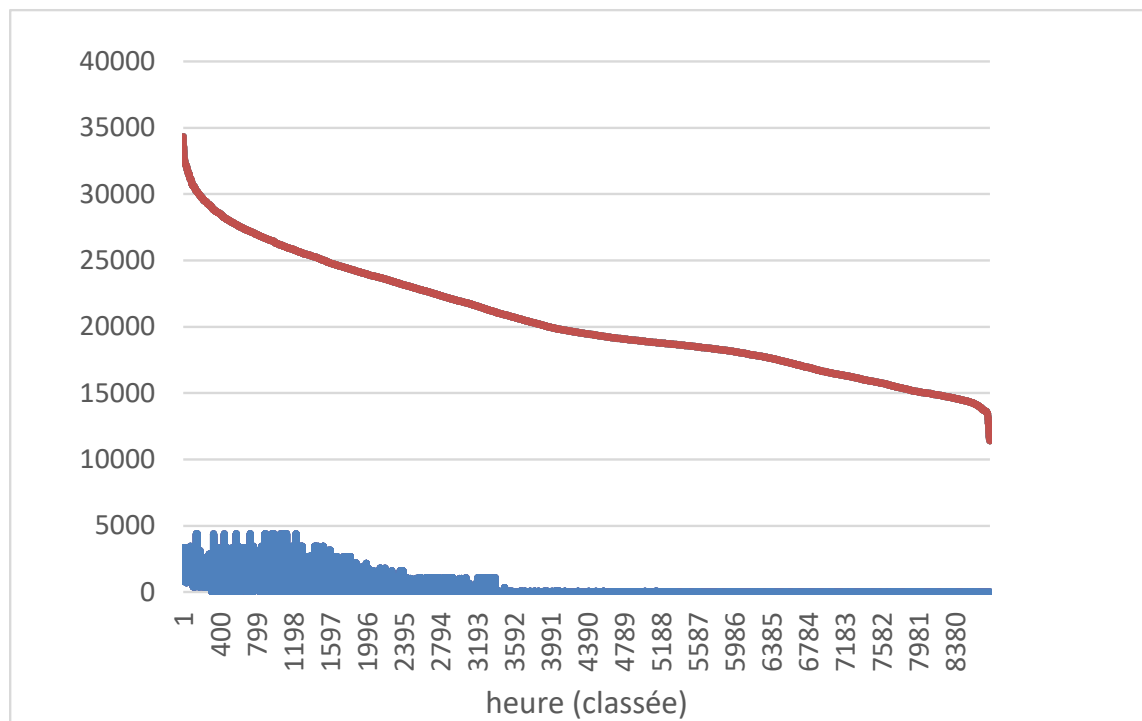
Dans le contexte actuel, c'est sans doute la nécessité d'acheter sur les marchés de court terme qui distingue les heures de pointe, ou de fine pointe, au Québec. Il y a aussi effectivement des achats qui ont lieu dans les autres heures, mais en général ces achats se concentrent aux heures de plus grande charge.

Le graphique suivant indique les achats de court terme de 2017, classés en fonction de la charge. On constate que les achats de court terme sont regroupés presque exclusivement aux heures de plus grande charge, mais ils ne se limitent pas aux 300h. Au contraire, les achats de court terme demeurent importants pendant plus que 1000h.



Graphique 9. Achats court terme (profil 2017, selon ordre de puissances classées)

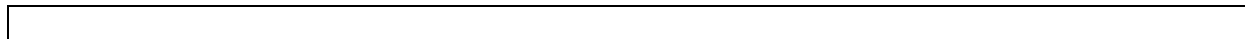
En 2015, les achats de court terme s'étendaient sur une période encore plus longue, allant jusqu'à plus que 3000h. On note cependant que le volume a également commencé à baisser autour de 1200h.

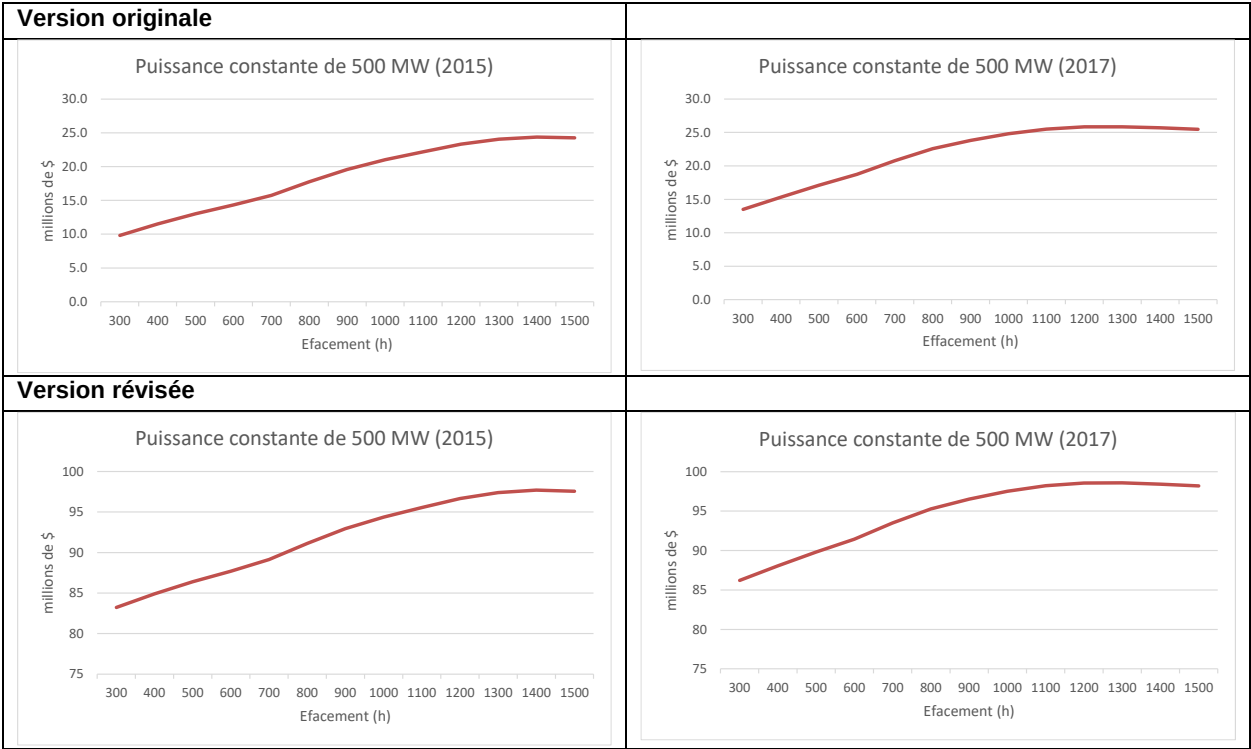


Graphique 10. Achats court terme (profil 2015, selon ordre de puissances classées)

Ces observations soulèvent des questionnements en ce qui concerne la durée optimale de l'effacement selon le Programme. Est-ce que la modification de cette durée d'effacement pourrait améliorer la rentabilité du Programme?

Afin de répondre à cette question, nous avons répété la même analyse de rentabilité, en utilisant les profils de 2015 et de 2017, toujours avec un Programme de 500 MW, mais en modifiant la durée de la période d'effacement. Les résultats se trouvent au prochain graphique.





Graphique 11. Rentabilité du Programme selon la période d’effacement (profils 2015 et 2017)

Selon les profils des deux années, on constate qu’un effacement de 300h est loin d’être optimal. La rentabilité du Programme augmente de façon presque linéaire avec l’augmentation de la période d’effacement, pour atteindre un plateau autour de 1300h selon le profil de 2015, et de 1000h selon le profil de 2017.

À titre d’exemple, le prochain tableau présente la rentabilité d’un programme de 500 MW avec une période d’effacement de 1000h, selon le profil de 2017. L’impact positif serait sensiblement plus grand qu’avec un effacement de seulement 300h.

Tableau 10. Rentabilité du Programme avec effacement de 1000h (profil 2017)

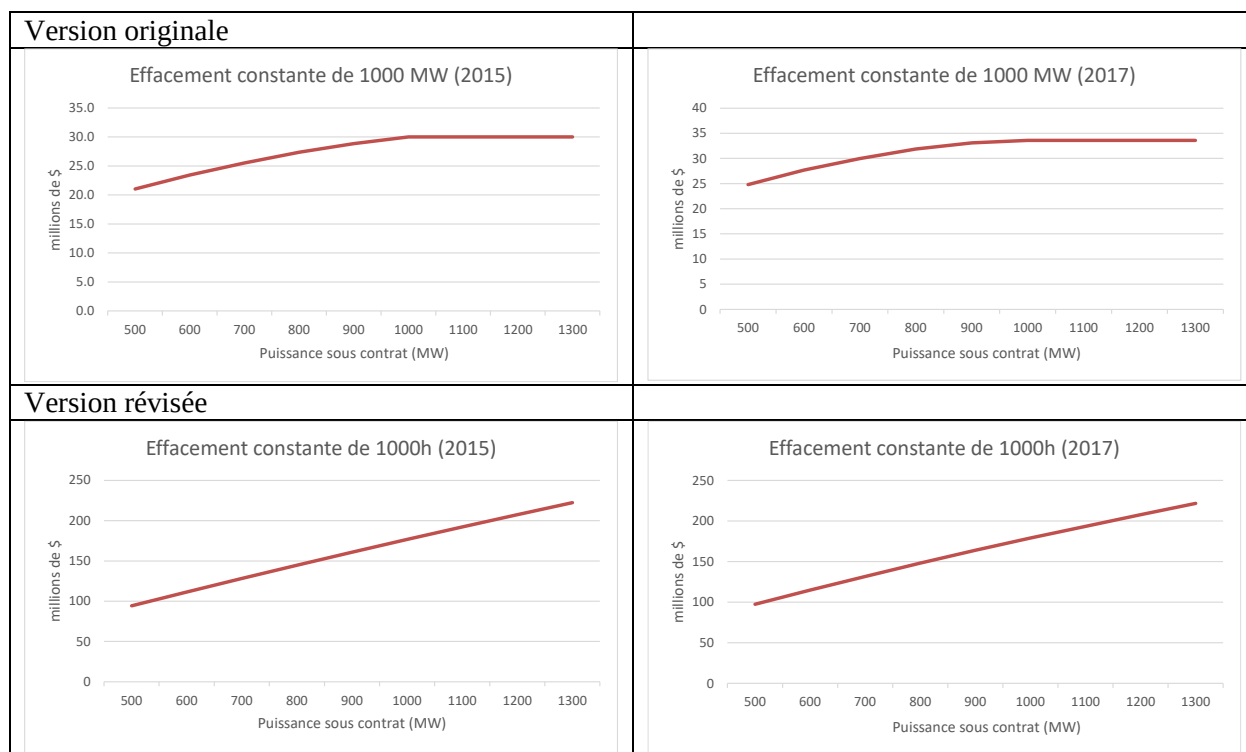
			volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie		3,905,475	34.46	134,597,968
	demande		500,000	158.64	79,320,825
	Total		4,405,475		213,918,793
Coûts additionnelles	patrimoniale		3,774,763	29.5	111,355,515
	achats court terme		118,518	40.7	4,828,251
	ACT supplémentaires		19,437	11.2	218,444
	total		3,912,718		116,402,210
Impact					97,516,583

Ces résultats suggèrent fortement que l'effacement proposé de 300h n'est pas suffisant afin d'atténuer les impacts de la charge additionnelle sur les coûts d'approvisionnement post patrimoniaux.

4.5.4.3 Le nombre optimal de MW à allouer au Programme avec un effacement de 1000h

À la lumière de ce constat, nous sommes retournés à la première question sur l'ampleur optimale du Programme. Si la période d'effacement était de 1000h plutôt que de 300h, est-ce qu'il serait justifié d'aller au-delà de 500 MW?

Effectivement, il ressort de notre analyse que, avec une période d'effacement de 1000h, la rentabilité augmente avec la taille du Programme, à des niveaux plus élevés qu'avec une période d'effacement de 300 heures.



Graphique 12. Rentabilité du Programme selon l'ampleur à effacement de 1000h (profils 2015 et 2017)

Le tableau suivant présente la rentabilité d'un Programme de 1000 MW, avec un effacement de 1000h :

Tableau 11. Rentabilité du Programme à 1000 MW avec effacement de 1000h (profil 2017)

			volume	coût unitaire	coût
Ventes additionnelles	énergie		7,810,950	34.46	269,195,937
	demande		1,000,000	158.64	158,641,649
	Total		8,810,950		427,837,586
Coûts additionnelles	patrimoine		7,048,154	29.5	207,920,549
	achats court terme		750,102	51.0	38,276,636
	ACT supplémentaires		123,017	21.5	2,648,376
	total		7,921,273		248,845,560
Impact					178,992,026

4.5.5 Conclusions et recommandations

Ces analyses démontrent clairement que la période d'effacement de 300h n'est pas optimal en termes d'impact sur les coûts d'approvisionnements de la clientèle existante. **Les deux profils étudiés suggèrent qu'une période d'effacement de 1000h serait plus appropriée.**

4.6 Traitement réglementaire des coûts additionnels d'approvisionnement

Selon la proposition du Distributeur, les contributions des clients du Programme aux coûts additionnels d'approvisionnement seraient définies selon leurs propres offres, au moment de l'appel d'offres. Il est présumé que la majoration offerte, d'un minimum d'un cent/kWh, sera suffisante pour protéger la clientèle existante d'impacts à la hausse sur les coûts d'approvisionnements causés par le Programme.

L'analyse présentée ci-dessus démontre, surtout, le degré auquel les coûts d'approvisionnements additionnels réels dans une année donnée dépendront d'une multitude de facteurs difficilement prévisibles. Il y a évidemment les aléas climatiques et des marché, mais il y a aussi l'interaction tout à fait imprévisible entre eux.

Évidemment, cette analyse préliminaire basée sur les données réelles de 2017 et sur les données estimées de 2015 ne peut être conclusive. Ceci dit, même si le Distributeur se donnait la tâche d'étudier la question à fonds, avec ses ressources et son accès illimités à ses propres données, le résultat demeurerait probabilistique.

Pour éviter cette incertitude, il serait peut-être sage de s'inspirer de la solution mise en place par la New York State Public Service Commission. Dans son Rider A (C-RNCREQ-8, page 2), elle écrit :

HDL Purchased Power Adjustment ("HDL PPA"). The energy rates for electric service under this Rider shall be increased per the amount per kWh of the purchased power cost incurred by the Utility to serve all customers under this Rider.

Ainsi, le tarif d'énergie pour la nouvelle catégorie de consommateurs (« HDL ») n'est pas fixé en avance, mais est plutôt déterminé en fonction des coûts réels encourus pour les desservir.

Tel qu'on l'a vu dans notre analyse, sachant le volume et le prix des achats de court terme, et en présumant que les clients du Programme sont « à la marge », il n'est pas difficile de déterminer les coûts réels d'approvisionnement additionnels qu'ils occasionnent.

Si leur tarifs reflétaient ces montants précis, par le biais d'un compte réglementaire qui les régularise d'année en année, la clientèle existante serait protégée de tout impact sur ses propres coûts d'approvisionnement.

L'utilisation d'une période d'effacement de 1000h irait sans doute loin à protéger la clientèle existante des surcoûts reliés au Programme. **Cela dit, nous recommandons à la Régie de suivre le pas du NYSPSC et de s'assurer que l'ensemble des coûts d'approvisionnements qui découle de la nouvelle catégorie de consommateurs y soit affecté directement.**

5 Investissements requis dans les réseaux de transport et de distribution

Dans la section précédente, nous avons analysé les conséquences du Programme proposé sur les coûts d'approvisionnement du Distributeur. L'ajout d'un bloc puissance peut aussi requérir des investissements additionnels dans les réseaux de transport ou de distribution, même si la charge s'efface pendant les heures de plus grande charge. Ces investissements incluent les coûts de raccordement directs, d'autres modifications locales sur le réseau de distribution, mais aussi potentiellement des modifications ou ajouts ailleurs sur le réseau.

Il n'est pas totalement clair, dans la preuve du Distributeur, comment ces coûts seraient récupérés. D'une part, il indique que « la totalité des coûts associés aux travaux de raccordement aux réseaux de transport et de distribution, le cas échéant, seront à la charge du client et perçus avant la réalisation des travaux³¹ ».

Toutefois, il ajoute :

7.2 (Régie DDR #3) En ce qui concerne les investissements en infrastructure de distribution et de transport, cet aspect sera pris en compte implicitement lors de l'évaluation économique des soumissions. Un projet qui nécessite de nouvelles constructions ou installations ou encore des modifications aux réseaux de transport ou de distribution ne pourrait vraisemblablement pas être raccordé dans de courts délais et, par conséquent, serait désavantagé lors de son évaluation économique, comme expliqué en réponse à la question 7.1³².

Dans une autre réponse, il indique :

1.18 (CREE)

- a) Les coûts de raccordement représentent les coûts à payer pour l'ensemble des travaux nécessaires afin de répondre à une demande d'alimentation et alimenter en électricité une installation électrique. Pour le réseau de distribution, cela comprend les coûts pour le branchement et le prolongement ou la modification d'une ligne de distribution. Ces mêmes travaux peuvent être requis sur le réseau de transport.

Par ailleurs, si l'ajout de transformateurs dans un poste satellite est nécessaire pour répondre à la demande d'alimentation, le client devra payer les coûts associés à ces travaux.

...

³¹ B-0049, page 22, réponse 7.2.

³² Ibid.

- d) Comment et à quelle vitesse envisagez-vous, selon les ententes, que les coûts de raccordement au réseau de distribution ou de transport soient payés par le soumissionnaire ? Ces coûts seraient-ils tous payables à HQD ? Veuillez expliquer.

Réponse : Les coûts seront payables au Distributeur avant le début des travaux.

- e) Si des ajouts au réseau de transport sont requis est ce que la politique d'ajout au réseau s'applique ? Si oui, comment ? Que votre réponse soit positive ou négative, veuillez expliquer.

Réponse : La section C de l'appendice J des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec s'applique pour toute croissance de la charge entraînant des ajouts sur le réseau de transport. Elle vise le client du service de charge locale, soit le Distributeur³³.

Finalement, dans une réponse à l'AHQ-ARQ il indique:

2.6 (AHQ-ARQ). Selon la proposition du Distributeur, le client doit payer la totalité des coûts de prolongement, de modification et de renforcement requis pour le raccordement de son installation électrique aux réseaux de transport et de distribution. Le Distributeur demandera le paiement du coût des travaux avant le début de ceux-ci, et non pas la fourniture de garanties financières³⁴.

La plupart de ces réponses suggèrent que, selon la proposition du Distributeur, le client doit payer l'ensemble des coûts associés à son raccordement, n'importe où dans les réseaux de transport et de distribution et ce, avant même le début des travaux. Une telle exigence serait cohérente avec les textes réglementaires cités ci-dessus des États de Washington et de New York, et serait nécessaire, dû aux incertitudes inhérentes à l'industrie de cryptomonnaies. Toutefois, à notre connaissance, aucun texte réglementaire à cet effet n'a encore été présenté.

Ces réponses soulèvent également certaines questions.

La réponse 7.2 à la Régie indique que ces coûts seront pris en compte implicitement dans le processus de sélection. Cela n'est peut-être pas incompatible avec la réponse à AHQ-ARQ, mais mérite clarification.

Plus préoccupante est la réponse 18 e) au CREE. L'application de l'Appendice J à l'égard de toute modification ou ajout requis au réseau de transport soulève plusieurs difficultés. D'une part, elle suggère que c'est le Distributeur et non le client qui sera redevable face à TransÉnergie pour les coûts de toute modification au réseau de transport. De quelle façon le Distributeur recouvrera-t-il ces montants auprès du client? Aura-t-il connaissance de l'ensemble de ces coûts au moment de la signature avec le client? Cette question mérite d'être clarifiée.

³³ B-0058, page 25, réponse 1.18 a) à d).

³⁴ B-0053, page 9, réponse 2.6.

Par ailleurs, que ferait le Distributeur lorsque ce sont les charges de plusieurs clients en vertu du Programme qui, ensemble, deviennent la cause d'un ajout au réseau de transport? Dans ce cas, le coût serait causé par le Programme, mais pas par un client en particulier. Que ferait-il pour s'assurer que ces coûts soient transférés aux clients du Programme, plutôt qu'à l'ensemble de la clientèle?

Finalement, il y a la question de la structure même de l'appendice J. Les Tarifs et conditions du Transporteur indiquent :

L'ensemble des coûts relatifs aux ajouts au réseau, selon l'arrangement électrique proposé par le Transporteur, sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence du montant maximal indiqué à la section E ci-dessous, sous réserve toutefois du coût des équipements de mesurage et du poste de raccordement du client qui font l'objet de dispositions tarifaires distinctes des présentes³⁵.

La Section E indique :

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur pour des ajouts au réseau visant à répondre aux besoins des services de transport offerts en vertu des Parties II, III et IV des Tarifs et conditions des services de transport est égal à 631 \$/kW, multiplié par la nouvelle puissance maximale en kW à transporter sur le réseau. Ce montant est établi selon la méthodologie décrite ci-dessous et il peut être ajusté conformément aux décisions de la Régie³⁶.

Autrement dit, les coûts relatifs aux ajouts au réseau sont assumés par le Transporteur jusqu'à concurrence de 631\$/kW. Pour un ajout de charge de 500 MW, cette limite serait donc de $500\,000 * 631 = 315,5 \text{ millions de \$}$. Évidemment, étant donné que le Distributeur paye la vaste majorité des revenus requis du Transporteur, les coûts annuels occasionnés par ces investissements se rajouteraient à ses propres revenus requis, sans être identifiés en relation au Programme.

Comment ce montant maximal est-il établi?

Le montant maximal pouvant être assumé par le Transporteur est obtenu à partir de la valeur actualisée sur vingt (20) ans du tarif point à point pour une livraison annuelle indiqué à l'annexe 9 des présentes, duquel on retranche un montant de 19 % pour tenir compte de la valeur actualisée sur vingt (20) ans des coûts d'exploitation et d'entretien des ajouts au réseau effectués, ainsi que les montants applicables pour tenir compte de la Taxe sur le capital et de la Taxe sur les services publics applicables³⁷.

Autrement dit, il est calculé pour faire en sorte que l'impact sur les tarifs de transport soit nul, tenant compte des revenus de transport additionnels qui en découleraient **pendant 20 ans**. Or, si le Distributeur exige paiement de l'ensemble des travaux de raccordement et d'intégration avant le début des travaux,

³⁵ TransÉnergie, Tarifs et conditions, page 181.

³⁶ Ibid., page 182.

³⁷ Ibid.

c'est parce que il est reconnu que le futur de l'industrie de la cryptomonnaie est incertain. On ne peut certainement pas présumer que ces clients resteront en place pendant 20 ans. Dans ce sens, l'application de l'Appendice J ferait en sorte que, malgré les affirmations citées antérieurement, toute modification requise au réseau de transport due au Programme serait, dans les faits, supportée par l'ensemble de la clientèle et non pas par les clients participants.

Cette conséquence semble inévitable, dans la mesure où l'Appendice J s'applique aux modifications requises en vertu du Programme. La seule sortie semble être d'exempter des travaux sur le réseau de transport requis par le Programme de l'application de l'Appendice J. Ainsi, le coût de ces travaux serait payable directement (*pass-through*) par le Distributeur, avant même que les travaux ne commencent. Ainsi, le Distributeur pourra, dans son tour, faire payer ces coûts par ses clients du Programme, comme tous les autres coûts de raccordement. Cette approche aurait l'avantage additionnel de permettre le partage des coûts reliés aux travaux sur le réseau de transport parmi plusieurs clients du Programme, selon leur contribution à la nécessité de ces travaux.

5.1 Conclusions et recommandations

Nous recommandons donc d'exempter tous travaux sur le réseau de transport requis par le Programme de l'application de l'Appendice J.