



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



Les coûts évités et la tarification dynamique

**Rapport d'expertise
de Philip Raphals
pour le RNCREQ**

R-4057-2018

Régie de l'énergie

15 novembre 2018

révisé en date du 16 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	Les coûts évités en puissance	1
1.2	Les coûts évités en énergie	1
1.3	La tarification dynamique	3
1.4	Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements	5
1.4.1	Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux	5
1.4.2	Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre	6
2	INTRODUCTION	10
2.1	La tarification dynamique et les coûts évités	10
2.2	L'évolution des coûts évités du Distributeur	11
3	LES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE	13
3.1	Les coûts évités en puissance de long terme	13
3.2	Les coûts évités en puissance de court terme	13
4	LES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE DE COURT TERME	17
4.1	Approche analytique	20
4.2	Résultats — Données de 2017	20
4.2.1	2017 — Données réelles	20
4.2.1.1	8 760 heures	20
4.2.1.2	300 heures	20
4.2.1.3	100 heures	21
4.2.2	2017 — Scénario de référence	21
4.2.2.1	8760 heures	22
4.2.2.2	300 heures	22
4.2.3	Comparaison des données de 2017 réelles avec les données du Scénario de référence	23
4.3	Résultats — Données simulées de 2015	23
4.3.1	8 760 heures	24
4.3.2	300 heures	24
4.3.3	100 heures	24

4.4	Résultats — Données simulées de 2014	24
4.4.1.1	8 760 heures	24
4.4.1.2	300 heures	24
4.4.1.3	100 heures	25
4.5	Sommaire des résultats	25
5	LES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE, SELON DIFFÉRENTS FACTEURS DE DIFFÉRENCIATION	25
5.1	Annuel	25
5.2	Pointe/hors pointe (selon la définition du NYISO)	26
5.3	Saisonnier	26
5.4	Les coûts évités en énergie de fine pointe (Québec)	26
5.5	Sommaire et conclusions	27
6	LA TARIFICATION DYNAMIQUE	30
6.1	Simulation du programme de tarification dynamique pour l'année 2017	30
6.2	Discussion	34
7	LES INDICATEURS DE PERFORMANCE À L'ÉGARD DES APPROVISIONNEMENTS	35
7.1	Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché	35
7.2	Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre	38
8	ANNEXE A — SOURCES ET FIABILITÉ DES DONNÉES	41
8.1	Les données de 2017	41
8.1.1	Les caractéristiques particulières de l'année 2017	41
8.1.2	Le scénario de référence selon la Méthode A de la Régie	44
8.2	Les données simulées de 2014 et 2015	46

Table des graphiques

Graphique 1. Achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, réel)	21
Graphique 2. Prix d'achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, réel)	21
Graphique 3. Achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, scénario de référence)	22
Graphique 4 Prix d'achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, scénario de référence)	22
Graphique 5. Distribution des prix horaires (300h vs autres heures)	28
Graphique 6. Distribution des prix horaires (100h vs autres heures)	29
Graphique 7. Achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017	32
Graphique 8. Prix horaire des achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017	33
Graphique 9. Illustration de la relation entre les achats de court terme, les dépassements et l'ÉPI	40
Graphique 10. Achats de court terme de 2017 (réels)	42
Graphique 11. Dépassements de 2017 (réels)	42
Graphique 12. Achats de court terme de 2017 selon le Scénario de référence (simulé)	45
Graphique 13. Achats court terme réels (barres rouges) pour l'année 2014	48
Graphique 14. Achats de court terme simulés pour l'année 2014	48
Graphique 15. Achats de court terme horaires (simulés) pendant la journée de pointe, 2014	50

Table des tableaux

Tableau 1. Puissance UCAP 2014 à 2016	14
Tableau 2. Puissance UCAP, Hiver 2016-2017	15
Tableau 3. Puissance UCAP – Hiver 2017-2018	15
Tableau 4. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux	19
Tableau 5. Sommaire des données réelles et simulées (2017)	23
Tableau 6. Sommaire des données de 2014, 2015 et 2017	25
Tableau 7. Coût évité en énergie (court terme)	27
Tableau 8. Les 100h de plus grande charge en 2017	31
Tableau 9. Les blocs d'application des options de tarification dynamique en 2017	31
Tableau 10. Indicateur de prix de marché pour l'année 2017.	36
Tableau 11. Résumé des achats de court terme du Distributeur, 2017	38
Tableau 12. Électricité patrimoniale inutilisée réelle vs Scénario de référence	39
Tableau 13. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017	41

1 Sommaire

1.1 Les coûts évités en puissance

Les coûts évités en puissance de long terme ont été fixés en 2017 à 108 \$/kW-hiver basés sur le prix de la soumission gagnante en A/O 2015-01. La valeur de 112 \$/kW-hiver découle directement de cette décision antérieure, et semble être justifiée.

Toutefois, la pertinence du coût évité en puissance de long terme pour un programme de gestion de la puissance est en délibéré, dans le dossier R-4041-2018. Étant donné la similarité entre le programme GDP Affaires et celui de la tarification dynamique, il semble prudent d'attendre la décision en R-4041-2018 avant de traiter de cette question à l'égard de la tarification dynamique.

Concernant les coûts évités en puissance de court terme, il est difficile de justifier la valeur proposée de 20\$/kW-hiver (\$ 2018, indexé à l'inflation). Le contrat résultant de l'AO 2014-01, qui a donné lieu à des prix beaucoup plus élevés que les prix de court terme au marché UCAP à New York, se termine cette année et donc n'est plus pertinent par rapport aux coûts évités. Les prix payés par le Distributeur en vertu de son RFP 2017 étaient moins de 50 cents/kW-mois.

La Régie devrait exiger que le Distributeur dépose une prévision des prix futurs en puissance de court terme, avant de statuer sur le coût évité approprié.

1.2 Les coûts évités en énergie

Une analyse quantitative est présentée afin d'esquisser un portrait des coûts évités du Distributeur, en tenant compte de leur variabilité de saison en saison et d'heure en heure.

Des données horaires réelles sont disponibles pour l'année 2017 seulement, qui fut une année fort atypique. J'ai fait appel à l'approche d'un scénario de référence, présentée par le Distributeur, afin de régulariser les données de 2017.

J'ai aussi exploré les résultats avec les données simulées pour les années 2014 et 2015, préparées lors de dossiers antérieurs. Toutefois, ces données comportent des imprécisions importantes qui minent leur applicabilité à ce genre d'étude. L'ensemble des questions liées aux données et à leur qualité est traité à l'Annexe A.

Le Tableau 6, reproduit ici, résume les achats de court terme des années 2014, 2015 et 2017. On constate que les achats sont concentrés dans les heures de fine pointe, qui affichent aussi des prix sensiblement plus élevés que pour l'ensemble de l'année.

Tableau 6. Sommaire des données de 2014, 2015 et 2017

	8760h			300h		
	2017	2015	2014	2017	2015	2014
Heures avec achats de court terme	1071	3481	2643	300	299	241
Achat moyen (MW)	642	861	886	1206	1918	1015
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	75,8 \$	84,3 \$	180,2 \$	89,6 \$	97,5 \$	254,6 \$

J'ai ensuite comparé différents facteurs de différenciation. Le Tableau 7, reproduit ici, présente les résultats :

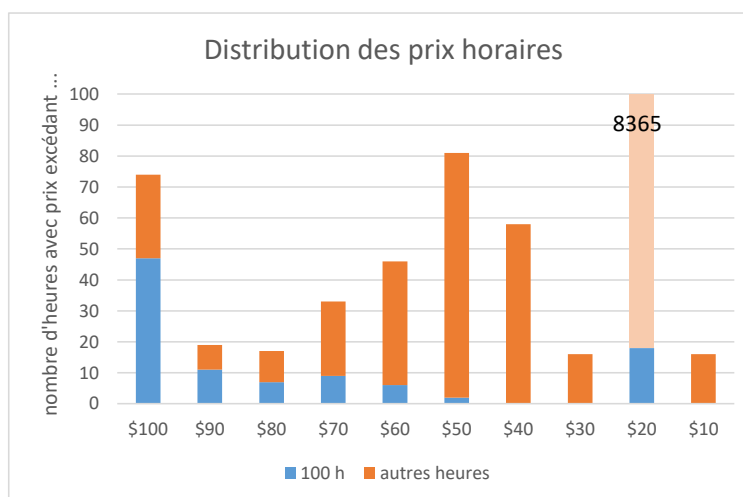
Tableau 7. Coût évité en énergie (court terme)

Facteur de différenciation	2017			2015			2014		
	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio
Annuel	\$45.6			\$84.3			\$180.2		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$53.3	\$38.6	38.1%	\$39.9	\$41.0	-2.7%	\$56.4	\$61.0	-7.5%
Hiver/Hors hiver	\$53.7	\$40.7	31.9%	\$56.5	\$32.9	71.7%	\$115.7	\$32.1	260.4%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$87.2	\$44.1	97.7%	\$87.9	\$38.7	127.1%	\$236.1	\$52.5	349.7%

Ces données indiquent que le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur.

Les données, prises dans leur ensemble, suggèrent qu'il existe par contre une réelle corrélation entre les coûts évités et le facteur de différenciation « hiver/hors hiver ». Cela dit, c'est la différenciation selon la fine pointe (300h) qui distingue plus clairement les heures de haut coût évité des autres heures. En 2017, les coûts évités en fine pointe étaient presque **deux fois plus grands** que ceux pour les autres heures de l'année. Selon les données simulées de 2014 et 2015, l'écart est encore plus grand : 127% et 350%, respectivement. Malgré les incertitudes importantes qui entourent ces simulations (voir l'Annexe A), ces résultats sont frappants. Ils reflètent et confirment les commentaires des experts Christensen (R-3972-2016) et Hopkins (R-3986-2016) à l'égard du profil général des coûts évités du Distributeur.

Une autre façon de voir cet effet est en relation avec la distribution des prix d'achat. Le Graphique 6 démontre que 80% des 100 heures les plus chargées affichent un coût évité de 60\$/MWh ou plus, et que seulement 18% sont au coût du patrimonial.



Graphique 6. Distribution des prix horaires (100h vs autres heures)

Il serait important de répéter cette analyse avec des données réelles des années antérieures, afin d'avoir des chiffres plus robustes. Étant donné que le Distributeur a maintenant ces données en main (voir l'Annexe A), nous recommandons que la Régie, par le biais d'une DDR, demande au Distributeur de produire les données horaires manquantes afin que les résultats de la présente analyse puissent être validés.

En l'absence d'autres informations, il est proposé que la Régie retienne, comme coût évité en énergie de court terme, les valeurs suivantes, tirées de l'étude des données de 2017 :

87,2 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme)
44,1 \$/MWh pour toutes les autres heures.

Ainsi, les facteurs de différenciation « hiver / hors hiver » et « pointe / hors pointe » auxquels le Distributeur fait référence traditionnellement seraient remplacé par une simple différenciation « fine pointe » et « autres heures ».

1.3 La tarification dynamique

Le rapport présente une simulation du programme de tarification dynamique pour l'année 2017. Comme mentionné auparavant, l'année 2017 montrait un profil très atypique, avec la totalité des heures de la fine pointe concentrée durant les derniers jours de l'année. Le Tableau 9 indique les blocs d'heures qui auraient été déclarées « heures critiques » pour la tarification dynamique, en présupant une connaissance parfaite par le Distributeur.

Tableau 9. Les blocs d'application des options de tarification dynamique en 2017

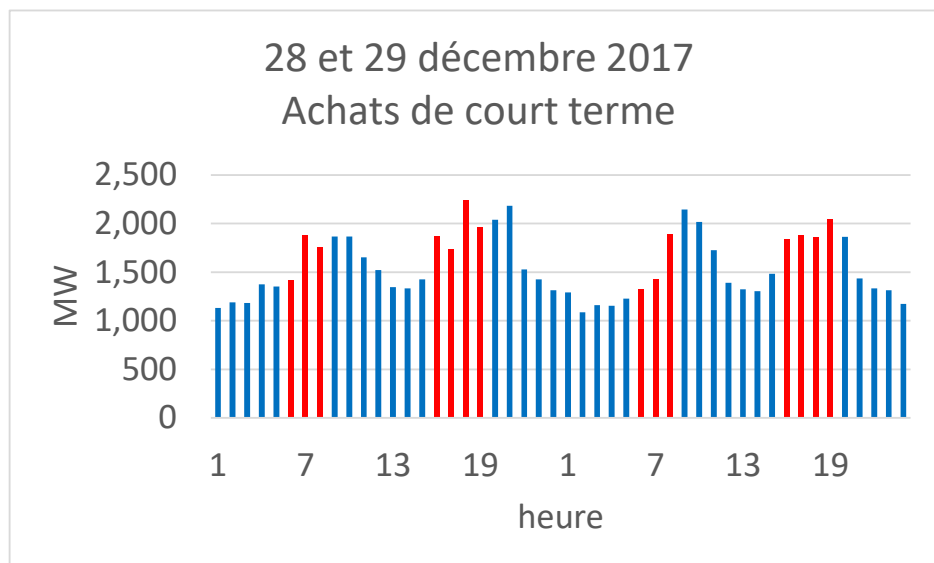
	6h à 9h	16h à 20h
9 janvier	CPC et TPC	
14 décembre		CPC et TPC
22 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
27 décembre		CPC et TPC
28 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
29 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
30 décembre	CPC	CPC
31 décembre	CPC	CPC

Il s'agit donc de 13 blocs d'heures, pour un total de 46 heures. Pour le CPC, les périodes critiques auraient inclus neuf blocs (matin et soir), pendant les cinq derniers jours de 2017. Pour le TPC, elles n'auraient inclus que cinq blocs, les journées de la fin de semaine du 30-31 décembre en étant exclues.

Ce constat est problématique à plusieurs égards. D'une part, il n'est pas évident jusqu'à quel point un consommateur inscrit au CPC sera en mesure de réduire significativement sa demande, matin et soir, jour après jour, par temps froid. Cela suggère un risque que la réponse aux appels s'effrite pendant une telle pointe prolongée.

Les clients au TPC, par contre, auraient pu se trouver confrontés à une consommation importante au prix dissuasif de 50 cents/kWh, s'ils avaient été incapables de rester au chaud du 27 au 29 décembre en évitant les « périodes critiques » de matin et soir.

En fait, mêmes si les besoins diminuent un peu entre les périodes critiques, ils demeurent très élevés, tel qu'on voit dans le Graphique 7. Dans la plupart des cas, le déplacement de la charge aux heures qui suivent immédiatement les périodes critiques aurait eu l'effet d'aggraver une pointe aussi importante.



Graphique 7. Achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017

Encore une fois, nous sommes aux prises avec la situation malheureuse de la disponibilité des données horaires pour une année seulement. Quoiqu'il semble probable que, généralement, il y ait un plus grand écart entre les périodes critiques et les heures avant et après, il est impossible, en ce moment, de valider cette prémisse.

1.4 Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements

Le rapport comment deux indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements qui font aussi l'objet de commentaires du Distributeur.

1.4.1 Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux

L'indicateur est reproduit ici :

INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2017

<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>		Indicateur de marché NY-NE	Coûts réels
Coût total	<i>M\$</i>	830,1	1 654,1
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	15,9	15,9
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	52,3	104,1
<i>Achats de long terme</i>			
Coût total	<i>M\$</i>	702,8	1 558,3
Quantités acquises	<i>TWh</i>	15,3	15,3
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	45,9	101,7
<i>Achats de court terme</i>			
Coût total de l'énergie	<i>M\$</i>	87,9	56,4
Quantités acquises	<i>TWh</i>	0,6	0,6
Coût moyen de l'énergie	<i>\$/MWh</i>	155,7	100,0

Le Distributeur souligne, avec raison, l'inutilité de l'indicateur Achats de long terme.

Cet indicateur de prix de marché est également problématique à l'égard des achats de court terme. La modification retenue en R-3980-2016 concernant l'utilisation des prix du marché de NE se fonde sur une prémisse douteuse, à l'effet que les achats au-delà de 1100 MW viendront en principe du marché NE. Or, cette prémisse néglige un facteur important des achats de court terme du Distributeur : Hydro-Québec Production. HQP est de loin le fournisseur le plus important des achats de court terme du Distributeur. En 2017, il a compté pour 40% des achats de court terme du Distributeur, comparé à seulement 10% pour le marché de NE, comme l'indique le Tableau 11.

Tableau 11. Résumé des achats de court terme du Distributeur, 2017

Fournisseur	GWh	\$ M CAD	% (GWh)	% (\$)	\$/MWh
Transactions bilatérales					
HQP	242.8	19.6	48%	40%	\$ 80.55
TransAlta	37.5	5.5	7%	11%	\$ 147.15
OPG	30.8	4.5	6%	9%	\$ 144.58
Soustrtotal	311.1	29.5	62%	61%	\$ 94.92
Bourses d'énergie					
IESO	57.5	2.8	11%	6%	\$ 47.91
NEISO	21.7	5.0	4%	10%	\$ 229.86
NYISO	114.7	11.4	23%	23%	\$ 99.74
Soustrtotal	193.9	19.2	38%	39%	\$ 98.93
TOTAL	505	48.7	100%	100%	\$ 96.46

Les achats auprès d'HQP ne sont pas limités par des contraintes d'interconnexion. Vu de cette perspective, il est difficile de voir comment la modification imposée au dossier R-3980-2016 est utile.

Il est donc recommandé :

- d'éliminer l'indicateur sur les achats de long terme;
- de revenir à l'indicateur de marché NY utilisé auparavant; et
- d'inclure dans chaque dossier tarifaire un tableau récapitulatif similaire au Tableau 11 ci-dessus.

1.4.2 Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre

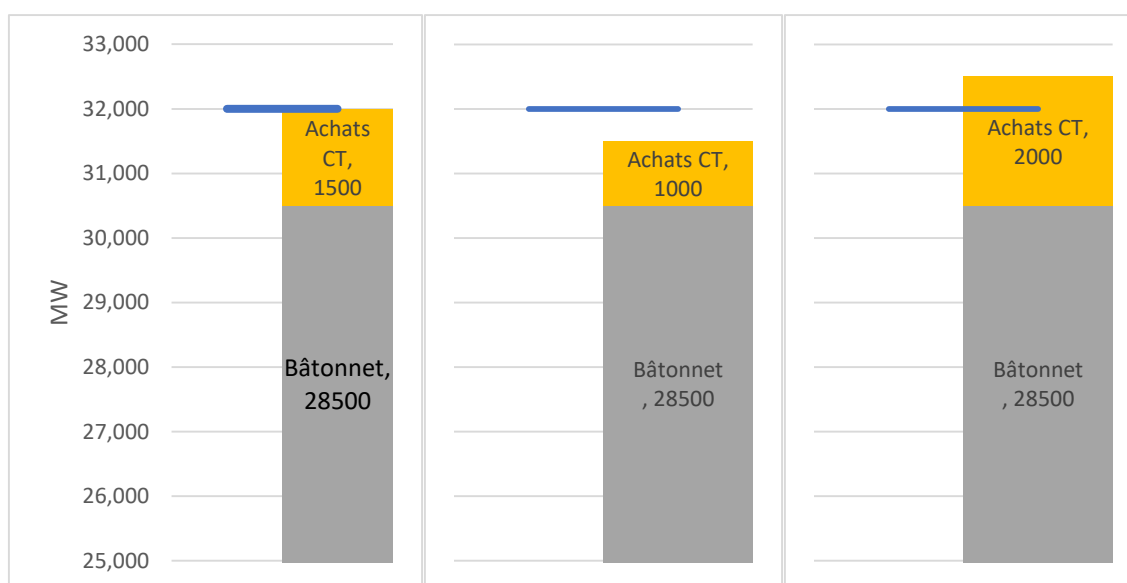
Le Distributeur présente un indicateur, suivant une suggestion de la Régie, quant aux méthodes *a posteriori* d'analyse des achats de court terme. Son indicateur compare les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) réelles avec celles selon un Scénario de référence. Il soulève plusieurs arguments quant à l'inutilité d'une telle analyse, et semble suggérer son abandon.

Il y a lieu d'améliorer l'indicateur proposé, plutôt que de le rejeter. Dans un premier temps, l'indicateur proposé par la Régie serait plus efficace si les calculs se faisaient en termes d'achats de court terme, en plus que de l'ÉPI. Autrement dit, l'indicateur serait plus informatif s'il présentait aussi, pour chaque année, **une comparaison de volumes et de coût total d'achats de court terme a) réel et b) selon le Scénario de référence.**

Cela dit, à mon avis, cet indicateur passe à côté de la véritable question, qui est : **jusqu'à quel point les achats de court terme ont-ils directement contribué à l'ÉPI?**

À chaque heure, HQD mobilise à titre d'énergie patrimoniale auprès d'HQP l'énergie requise pour satisfaire ses besoins, après réception de ses achats postpatrimoniaux (y compris ceux d'HQP). À titre d'illustration, prenons une heure hypothétique (Graphique 9), avec des besoins de 32 000 MW (la ligne bleue), des achats LT de 2000 MW, et 28 500 MW d'électricité patrimoniale.

Si les achats de court terme était de 1 500 MW (Graphique 9a), il n'y aura ni dépassement ni ÉPI. Toutefois, si les achats de court terme était de 1 000 MW (Graphique 9b), il y aura un dépassement de 500 MW. Et si les achats de court terme était de 2 000 MW (Graphique 9c), il y aura de l'ÉPI de 500 MW.



Graphique 9. Illustration de la relation entre les achats de court terme, les dépassements et l'ÉPI

Ces quantités sont totalement objectives, et découlent directement de la relation (connue seulement en fin d'année) entre les volumes d'achat de court terme et les bâtonnets affectés et ce, pour chaque heure de l'année. Suivre **les quantités d'ÉPI directement causées par les achats de court terme**, permettra de voir, année après année, jusqu'à quel point les stratégies d'achat de court terme ont été efficaces.

À ce titre, j'aimerais réitérer la recommandation faite dans ma preuve au Plan d'approvisionnement 2017-2026, selon laquelle **le Distributeur devrait indiquer chaque année les achats contribuant à l'électricité patrimoniale inutilisée (en GWh), pour l'année et pour les 300 heures ainsi que le coût de ces achats contribuant à l'ÉPI.**

1.5 Discussion

Cet examen des coûts évités horaires ne laisse pas de doute : les coûts évités pendant les 100h ou 300h de plus grande charge sont définitivement plus élevés que les valeurs proposées par le Distributeur à titre de « coût évité en énergie de court terme ».

Tel que mentionné auparavant, les mesures de tarification dynamique peuvent avoir des effets tant sur les coûts présents que futurs. Ainsi, pour évaluer leur bien-fondé, il faut tenir compte non seulement des coûts évités de long terme, mais aussi des coûts évités de court terme, qui se reflètent dans les coûts d'approvisionnement.

Sur la base de l'analyse des données horaires de 2017, la seule année pour laquelle des données horaires sont disponibles, j'ai proposé une valeur de **87,2 \$/MWh** comme coût évité de court terme pendant les 300 heures de plus grande charge. Dans la mesure où les mesures de tarification dynamique évitent la consommation d'électricité pendant ces périodes, ce coût évité peut se traduire en réduction des coûts d'approvisionnement.

La question n'est cependant pas si simple parce que, en général, les mesures de tarification dynamique *déplacent* la consommation plutôt que de la *réduire*. Tout dépend alors de jusqu'où cette consommation est déplacée.

Tel que détaillé à l'Annexe A, l'année 2017 était une année très particulière, où toutes les heures de pointe étaient regroupées dans les derniers jours de l'année. Malgré ce profil très atypique, il existe des creux entre les périodes critiques, mais ces heures creuses font quand même partie des 100h les plus chargées. Il s'en suit que, pour l'année 2017, la différence de coût évité entre les périodes critiques et les périodes juste avant et juste après est très petite.

Encore une fois, on est aux prises avec la situation malheureuse de la disponibilité des données horaires pour une seule année. Quoiqu'il semble probable que, généralement, il y ait un plus grand écart entre les périodes critiques et les heures avant et après, il est impossible, en ce moment, de valider cette prémisse.

Il y a donc des incertitudes importantes à plusieurs niveaux :

Coûts évités de puissance

La tarification dynamique crée des bénéfices sur le plan des coûts évités de puissance, mais il est difficile de dire exactement comment. Tel que mentionné plus tôt, la question du degré auquel un programme de gestion de la demande, sans engagement de long terme, crée un bénéfice en relation au bilan de puissance de long terme est déjà en délibéré au dossier R-4041-2018. Soulignons toutefois que, si l'on considère que le coût évité de long terme s'applique directement, la réduction d'un kW sur chacune des 100h de plus grande charge créerait un bénéfice de 108 \$ par hiver. Si on y appliquait un *derating* de 50%, ce qui réduirait le bénéfice à 54 \$ / kW-hiver ou 0,54\$ / kWh, on serait quand même dans l'ordre de grandeur du crédit proposé pour le CPC.

La tarification dynamique aura évidemment aussi un impact sur les besoins de puissance de court terme. Toutefois, la valeur de la puissance de court terme ne peut être fixée tant que le Distributeur n'aura pas présenté une proposition fondée sur une véritable appréciation de l'évolution prévue de ce marché. Les données récentes suggèrent néanmoins que cette valeur sera moins élevée que celle utilisée jusqu'ici.

Coûts évités de l'énergie

Tel que mentionné par le Distributeur, la tarification dynamique ne devrait pas avoir un impact significatif sur son bilan en énergie, et donc les coûts évités en énergie de long terme ne sont pas pertinents à son analyse. Toutefois, étant donné les niveaux élevés des coûts évités de court terme pendant les heures touchées par la tarification dynamique, il importe de bien comprendre les effets qu'elle pourrait avoir sur les coûts d'approvisionnement.

Si les 100 kWh de réduction annuelle d'un consommateur qui participe au CPC à la hauteur de 1 kW étaient véritablement des réductions de consommation, la réduction estimée des coûts d'approvisionnement serait d'environ $100 \text{ kWh} * 0,0872/\text{kWh}$, ou 8,72 \$, un bénéfice qui s'ajouterait à celui relatif à la puissance.

Toutefois, en présumant que cette consommation est déplacée plutôt qu'effacée, le bénéfice serait seulement l'écart entre le coût évité aux heures de la fine pointe et celui pour les heures de déplacement, avant ou après. Selon les données de 2017, cet écart est relativement mince. Toutefois, on peut présumer qu'il est généralement plus élevé, mais de combien, il est impossible de dire.

Ainsi, en présumant a) que les coûts évités de puissance de long terme sont jugés au moins partiellement applicables aux programmes de gestion de la demande, et b) qu'un écart non négligeable se confirme entre les coûts évités en énergie de court terme aux heures de fine pointe et ceux aux heures qui les précèdent et succèdent, il semble que le crédit de 50 cents/kWh pour l'effacement pendant les heures de la fine pointe proposé pour le CPC soit justifiable.

2 Introduction

2.1 La tarification dynamique et les coûts évités

Au présent dossier, le Distributeur propose pour la première fois de mettre en place deux options de tarification dynamique, le Crédit en pointe critique (CPC) et le Tarif de pointe critique (TPC).

Quoique la notion de tarification dynamique n'ait pas été soulevée par le Distributeur dans son dernier Plan d'approvisionnement, elle a fait l'objet de plusieurs discussions lors des audiences portant son l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel¹ (l'Avis). Dans cet Avis, la Régie cite une définition de la tarification dynamique proposée antérieurement par le Distributeur :

Tarification dynamique : La tarification dynamique implique une variation des prix de l'énergie en fonction de différentes périodes (saison, mois, jour, heure ou en pointe et hors pointe). Les prix reflètent alors la variabilité des coûts d'approvisionnement et, dans certains cas, se déclinent en fonction des périodes de pointe et hors pointe. La tarification dynamique inclut la *tarification différenciée* dans le temps (TDT), la tarification en temps réel (TTR) et la tarification pour *période critique* (TPC).² (nous soulignons)

La Régie proposait ce qui suit comme première piste de solution :

Piste de solution 1. Demander à Hydro-Québec de présenter des propositions d'options volontaires de tarification dynamique – heures critiques accessibles à toutes les catégories de consommateurs en vue d'une mise en application débutant à l'hiver 2018-2019³.

La Régie rajoutait que :

[77] Pour être efficace et atteindre ses objectifs, la structure tarifaire des options de tarification dynamique doit s'appuyer sur une étude détaillée des coûts marginaux pendant les heures de plus grande charge. (nous soulignons)

Au présent dossier, le Distributeur n'offre pas une telle étude en appui à sa proposition de tarification dynamique. Son analyse ne fait aucunement appel aux coûts évités en énergie pour ces périodes critiques, mais seulement aux coûts évités en puissance :

¹ R-3972-2016, A-0038, Avis A-2017-01.

² Ibid., p. 41.

³ Ibid., page 45.

Le programme GDP Affaires et les options de tarification dynamique ont été analysés et établis en utilisant le coût évité en puissance de long terme puisque ces interventions permettent de repousser le lancement d'un appel d'offres de long terme.

Par ailleurs, bien que ces moyens puissent contribuer en énergie, cette contribution n'est pas considérée dans la planification des approvisionnements du Distributeur. Par conséquent, un signal de coût évité d'énergie de fine pointe ne serait pas utile dans l'analyse de ce type d'options ou programmes.⁴ (nos soulignés)

Selon ce dernier paragraphe, la logique du Distributeur à l'égard des coûts évités applicables semble se baser sur l'impact de la tarification dynamique sur ses bilans de planification. Étant donné que celui-ci ne voit pas d'impact sur son bilan d'énergie, il conclut que les coûts évités en énergie ne sont pas pertinents.

Je ne partage pas entièrement ce point de vue. L'impact du programme sur les bilans du Distributeur est certes important. Toutefois, il importe également de connaître l'effet des mesures proposées sur les coûts du Distributeur. **Pour ce faire, il faut connaître les coûts évités applicables, y compris ceux de l'énergie.**

J'examinerai les coûts évités en puissance à la section 3 de ce rapport. La section 4 est dédiée à l'examen des coûts évités en énergie de court terme et la section 5 explore les différents facteurs de différenciation entre eux. La section 6 retourne à la question de la tarification dynamique, à la lumière des connaissances développées aux sections antérieures. Finalement, la section 7 commente deux indicateurs de performance proposés par le Distributeur en relation avec les approvisionnements.

Ce rapport est accompagné d'une annexe qui émet des observations sur les sources de données utilisées pour les études sur les coûts évités, ainsi que sur leur fiabilité.

2.2 L'évolution des coûts évités du Distributeur

En guise d'introduction à la question des coûts évités, il est pertinent de présenter un aperçu de l'évolution des coûts évités du Distributeur.

La première décision importante de la Régie concernant les coûts évités du Distributeur était dans le dossier R-3519-2003, sur l'approbation du budget 2004 du Plan global d'efficacité énergétique du Distributeur. Dans ce dossier, la Régie a consacré une audience à la question des coûts évités, dans laquelle j'ai agi comme expert pour un regroupement composé du RNCREQ, du ROÉÉ et de l'UC.

Dans sa décision D-2004-96, la Régie a établi la base conceptuelle qui depuis sous-tend les coûts évités.

- D-2004-96 (R-3519-2003)
 - Coût évité de fourniture et transport « extrapatrimonial », basé sur les prix des soumissions reçues dans le cadre d'appels d'offres antérieurs (page 15)

⁴ B-0066, page 64.

- Coût évité à la pointe : Pas de besoins spécifiques avant 2011. Après cette date, le Distributeur doit réintroduire une différenciation de coûts pointe/hors pointe (p. 16)
- Coûts évités de transport et de distribution : la particularisation en fonction de régions aux prises avec des besoins spécifiques d'investissement des réseaux de transport ou distribution n'est pas nécessaire pour le moment.

Toutefois, certaines modifications méthodologiques ont eu lieu au fil des ans, dont les plus importants sont résumés comme suit :

- D-2005-79 (R-3552-2004)
 - En suivi de D-2004-96, le Distributeur ajoute un coût évité en puissance à partir de 2011, ce qui est accepté sans commentaire par la Régie (page 12). Il se base sur le marché de court terme UCAP de New York (10,7\$/kW-an pour 2011), qu'il répartit de façon uniforme sur les 2 160 heures des trois mois de l'hiver, ce qui rajoute environ 0,5 cents/kWh aux coûts évités⁵.
- D-2007-12 (R-3610-2006)
 - Dans ce dossier, HQD a fait une présentation détaillée sur sa méthodologie de coûts évités qui demeure à la base de son approche aujourd'hui⁶.
 - Coût évité en énergie de long terme basé sur les prix des contrats signés d'énergie éolienne.
 - Différenciation de 1 cent/kWh entre pointe et hors pointe (définie selon les termes des marchés américains, sans égard à la fine pointe au Québec)
- D-2013-037 (R-3814-2012)
 - La Régie demande que, dans son prochain dossier, le Distributeur traite de la disparité entre ses coûts évités de puissance de court terme et les prix UCAP à New York.
- D-2016-033 (R-3933-2015)
 - Le Distributeur propose d'augmenter le coût évité de puissance de long terme de 45\$/kW-hiver à 106 \$/kW-hiver, basé sur le prix moyen des soumissions à l'appel d'offres antérieur. La Régie refuse cette modification, et fixe le coût évité à 50 % de cette valeur.
- D-2017-022 (R-3980-2016)
 - La Régie accepte cette fois-ci d'augmenter le coût évité de puissance de long terme à 108 \$/kW-hiver.

⁵ R-3552-2004, HQD-3, doc. 1, pages 36 et 37.

⁶ B-0076, page 3, réponse 1.2.

3 Les coûts évités en puissance

Le coût évité en puissance de long terme est pertinent à l'égard des options en tarification dynamique dans la mesure où ces options améliorent le bilan de puissance du Distributeur en réduisant les besoins à long terme. Elles permettent donc d'éviter ou de reporter un appel d'offres en puissance. Cette même logique, invoquée à l'égard du programme GDP Affaires, a fait l'objet d'une étude détaillée de la Régie au dossier R-4041-2017, où il était question notamment de la pertinence d'utiliser le coût évité en puissance de long terme, ou bien celui de court terme. Ce dossier étant maintenant en délibéré, il n'y a pas lieu d'examiner cette question en ce moment.

3.1 Les coûts évités en puissance de long terme

Le Distributeur précise que :

le signal de coût évité de long terme est de **112 \$/kW-an** (\$ 2018), indexé à l'inflation, basé sur le coût moyen de la puissance des soumissions retenues dans le cadre de l'appel d'offres de long terme A/O 2015-01.⁷

Étant donné les décisions antérieures de la Régie à l'effet que les coûts évités de long terme devraient être basés sur le prix moyen des soumissions au dernier appel d'offres⁸, cette valeur semble être justifiée.

3.2 Les coûts évités en puissance de court terme

Selon la preuve du Distributeur :

- le signal de coût évité de court terme est de **20 \$/kW-hiver** (\$ 2018), indexé à l'inflation, reflétant un approvisionnement en puissance de type UCAP⁹.

En complément de réponse à une DDR, il précise :

Le Distributeur précise que le prix de 20 \$/kW-hiver n'est pas déterminé selon un calcul précis. Toutefois, d'une part, ce signal repose sur la connaissance du Distributeur concernant les prix de puissance de produits de type UCAP sur le marché de New York, et notamment sur les prévisions d'*ESAI Power LLC* présentées dans le rapport *Capacity Watch*. Ce rapport ne peut être diffusé par le Distributeur pour des raisons de droits de licence. D'autre part, comme mentionné dans la réponse initiale, le Distributeur n'a pas directement accès aux encans pour ces produits et doit procéder par appels d'offres. Le Distributeur a observé que les prix qu'il obtient lors de ses appels d'offres pour des produits de puissance de court terme sont toujours plus élevés que ceux des

⁷ B-0015, page 10.

⁸ D-2017-022, para. 205.

⁹ Ibid.

encans pour le marché de New York pour les mêmes périodes. Le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan.

Ainsi, l'ensemble des évaluations du Distributeur, combiné à la volonté de maintenir un signal stable, justifie le maintien du signal à 20 \$/kW-hiver.

L'historique des achats du Distributeur de produits de type UCAP se résume dans les tableaux suivants, tirés de DDR de différents dossiers :

Tableau 1. Puissance UCAP 2014 à 2016¹⁰

TABLEAU R-1.1 :
PUISSANCE UCAP - HIVERS 2014-2015 ET 2015-2016

		AO 2014-01								RFP 2015	
		Decembre	Janvier	Février	Mars	Decembre	Janvier	Février	Mars	Janvier	Février
		2014	2015	2015	2015	2015	2016	2016	2016	2016	2016
Quantité recherchée	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Quantité offerte	MW	900	1175	1300	1300	600	600	600	900	450	450
Quantité acquise	MW	350	750	750	750	500	500	500	500	150	150
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	4,19	5,18	4,90	4,33	7,33	8,22	8,18	5,10	2,54	2,54
MIN	\$US / kW-mois	3,10	4,00	4,00	3,60	4,75	6,00	6,00	5,00	1,56	1,55
MAX	\$US / kW-mois	6,10	7,70	7,35	7,05	12,00	12,00	12,00	6,80	4,15	4,15
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	4,09	4,60	4,60	3,60	6,40	6,22	6,14	5,00	2,02	2,02
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	2,58	3,61	2,60	1,80	1,25	1,65	1,34	0,60	1,65	1,34
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	1,6	1,3	1,8	2,0	5,1	3,8	4,6	8,3	1,2	1,5

¹⁰ R-3980-2016, B-0076, page 4.

Tableau 2. Puissance UCAP, Hiver 2016-2017¹¹

TABLEAU R-8.2 :
PUISSANCE UCAP - HIVER 2016-2017

		AO 2014-01			
		Décembre 2016	Janvier 2017	Février 2017	Mars 2017
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500
Quantité offerte	MW	300	300	300	600
Quantité acquise	MW	300	300	300	300
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,15
MIN	\$US / kW-mois	5,85	7,45	7,10	6,00
MAX	\$US / kW-mois	12,00	12,00	12,00	7,05
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	9,99	10,53	10,41	6,00
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,80	0,85	0,39	0,20
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	12,5	12,4	26,7	30,0

Tableau 3. Puissance UCAP – Hiver 2017-2018¹²

TABLEAU R-12.1 :
PUISSANCE UCAP – HIVER 2017-2018

		AO 2014-01				RFP 2017	
		Décembre 2017	Janvier 2018	Février 2018	Mars 2018	Janvier 2018	Février 2018
Quantité recherchée	MW	500	500	500	500	200	200
Quantité offerte	MW	200	75	200	500	525	525
Quantité acquise	MW	50	50	50	50	175	175
Prix moyen offert	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,80	0,77
MIN	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,30	0,20
MAX	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	1,17	1,17
Prix moyen payé	\$US / kW-mois	15,00	15,00	15,00	7,00	0,49	0,43
Encan mensuel UCAP - ROS	\$US / kW-mois	0,30	0,25	0,25	0,15	0,25	0,25
Prix payé ÷ Encan mensuel	Ratio	50,00	60,0	60,0	46,7	2,0	1,7

Dans le complément de réponse précité, le Distributeur souligne qu'il n'a pas directement accès aux encans pour ces produits et doit procéder par appels d'offres. Il remarque aussi que les prix qu'il obtient

¹¹ R-4011-2017, B-0084, p. 13.

¹² B-0067, page 31.

lors de ses appels d'offres sont toujours plus élevés que ceux des encans pour le marché de New York pour les mêmes périodes. Dans ces trois tableaux, c'est la ligne « Prix payé / Encan mensuel » qui indique le ratio entre le prix réellement payé par le Distributeur et l'encan mensuel auquel il fait référence.

On constate que, pour les achats en vertu de l'AO 2014-01, le ratio était moins que deux à l'hiver 2014-2015. À l'hiver 2015-2016, il montait à entre trois et neuf. Le prochain hiver (2016-2017), il montait à entre 12 et 30, et pour cet hiver (2017-2018), entre 45 et 60.

En même temps, les ratios pour les RFP demeurent beaucoup plus bas : entre un et deux pour le RFP 2015, et aussi pour le RFP 2017.

Lors de l'attribution des contrats en vertu de l'AO 2014-01, Hydro-Québec annonçait un prix moyen de 6,93 \$CA/kW/mois¹³. Toutefois, dans une lettre à la Régie, le Distributeur expliquait :

Le Distributeur tient à préciser que le prix exprimé dans le communiqué de presse reflète le prix moyen pour l'ensemble des hivers. Les résultats de l'appel d'offres permettent également de constater une croissance annuelle des prix moyens presque linéaires de l'ordre de 40 % à 50 % par année, ce qui ne favorise absolument pas la mise en place d'un mécanisme de mise à jour automatique des crédits, comme le recommande UC. À titre d'exemple, le prix moyen passe de 18,65 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2014-2015 à 28,86 \$CA/kW/hiver pour l'hiver 2015-2016¹⁴. (nos soulignés)

Il semble donc que les prix payés selon l'AO 2014-01 étaient fixés lors de l'attribution du contrat, et qu'ils augmentaient d'année en année. Par ailleurs, ce contrat se termine cette année. Ses prix n'ont donc aucune pertinence pour la fixation des coûts évités.

Par ailleurs, il est difficile de comprendre le commentaire précité à l'effet que « Le prix payé par le Distributeur peut être jusqu'à cinq fois plus élevé que celui de l'encan ». Sous l'AO 2014-01, le prix payé en 2018 était jusqu'à soixante fois plus élevé que l'encan mensuel. Sous son RFP 2017, par contre, il n'était que deux fois plus cher.

Le coût évité de court terme doit se baser sur une estimation des prix de court terme que le Distributeur payera à l'avenir. Les seules informations au dossier qui peuvent informer une telle estimation sont celles du RFP 2017 au Tableau 3, qui suggère un coût évité bien en deçà de 5\$/kW-hiver.

La Régie devrait exiger que le Distributeur dépose une prévision des prix futurs en puissance de court terme, avant de statuer sur le coût évité approprié.

¹³ R-3891-2014, B-0023, page 1.

¹⁴ R-3891-2014, B-0024, page 1.

4 Les coûts évités en énergie de court terme

Les coûts évités en énergie de court terme sont établis par le Distributeur « en considérant les prix sur les marchés de court terme pour la période hivernale et le prix de l'électricité patrimoniale pour le reste de l'année, étant donné les surplus en énergie¹⁵ ». Hydro-Québec Distribution utilise cette approche depuis longtemps, qui reflète le fait que c'est surtout en hiver que le Distributeur doit faire des achats de court terme afin de suppléer à l'électricité patrimoniale.

Le Distributeur présente ses coûts évités au document B-0015 (HQD-4, doc. 3), où il écrit :

Malgré des surplus persistants, le Distributeur doit effectuer des achats en hiver sur les marchés de court terme pour combler les besoins de la clientèle québécoise, laquelle se caractérise par un niveau de consommation significativement plus élevé en hiver que le reste de l'année.

Ainsi, conformément au bilan en énergie présenté (tableau 1) :

- Le signal de coût évité pour la période d'hiver (décembre à mars) est de **4,1 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation. Il s'agit d'une annuité en dollars actualisés de 2018, basée sur les prix à terme des marchés de court terme de New York.
- Le signal de coût évité pour la période hors hiver (avril à novembre) est de **2,9 ¢/kWh** (\$ 2018), indexé à l'inflation, correspondant au coût de l'électricité patrimoniale¹⁶. (nos soulignés)

Les prix à terme représentent, en fait, le jugement du marché sur le prix moyen de l'énergie pendant la période en question, soit l'ensemble des heures de l'hiver. Dans un contexte de tarification dynamique, toutefois, ce sont les heures critiques qui nous préoccupent, plutôt que l'ensemble des heures de l'hiver. Dans la mesure où les heures de plus grande charge au Québec coïncident avec les heures de prix élevé, les coûts d'approvisionnements pendant ces heures seront nécessairement supérieurs aux prix à terme offerts plusieurs mois auparavant.

Au dossier tarifaire antérieur, le Distributeur définit les heures critiques comme suit :

Dans le contexte de la gestion par le Distributeur de l'équilibre offre-demande, les heures critiques correspondent généralement aux heures de fine pointe durant l'hiver où le réseau est très sollicité et où il doit recourir à des achats de court terme dans le but d'assurer la fiabilité des approvisionnements à la clientèle québécoise. Il s'agit d'un nombre d'heures qui varie, d'une année à l'autre, selon les conditions de l'équilibre offre-demande, lesquelles sont influencées par

¹⁵ R-4011-2017, B-0083, HQD-15, doc. 3, p. 23, R13.4.

¹⁶ B-0015, Coûts évités, page 8 de 25.

les différents aléas climatiques qui surviennent durant l'hiver. Par ailleurs, dans le contexte d'une tarification dynamique, les « heures critiques » correspondent à un nombre d'heures restreint durant lesquelles un signal de prix fort est appliqué afin d'inciter le client participant à réduire sa consommation ou à déplacer des charges en période hors pointe. Ce nombre d'heures peut être déterminé à l'avance ou variable. Il correspond généralement aux heures de fine pointe mais peut différer de ces heures pour des considérations commerciales¹⁷. (nous soulignons)

Invité à clarifier si son coût évité pour la période d'hiver devait s'appliquer à l'ensemble des heures d'hiver, le Distributeur renvoie¹⁸ à une longue réponse fournie à la Régie en R-4011-2017, reproduite en partie ici :

D'une part, les prix à terme sont la meilleure estimation disponible de la valeur de l'énergie sur les marchés limitrophes. Pour cette raison, ils ont été retenus comme signal du coût évité à court terme. Les prix à terme de l'électricité sur le marché de New York sont en général disponibles pour une période de deux à quatre années. Au-delà de cet horizon, la prévision des prix de l'électricité est basée sur la croissance des prix à terme du gaz naturel.

Afin d'atténuer la volatilité du signal du coût évité, le Distributeur collecte les prix à terme sur les douze derniers mois et calcule un prix moyen basé uniquement sur les mois d'hiver. Par la suite, le Distributeur ramène les prix annuels en annuité croissante afin d'obtenir un indicateur stable et « lissé ».

D'autre part, en ce qui a trait au prix des achats de court terme, celui-ci reflète la valeur de l'énergie que le Distributeur compte acquérir l'hiver prochain. Tant pour l'année 2017 que pour 2018, le nombre d'heures d'achats prévus est très limité et survient principalement durant la pointe en janvier, donc nécessairement à des prix plus élevés¹⁹. (nos soulignés)

Ainsi, le Distributeur semble reconnaître que les prix qu'il paye pour ses achats de court terme sont inévitablement plus élevés que la valeur qu'il retient comme coût évité en énergie en hiver. Le prochain tableau présente les estimations des coûts d'achats de court terme pour l'année témoin, comparés à ceux de l'année historique et de l'année de base. On constate que, pour l'année témoin, on prévoit seulement 2,7 M \$ en achats de court terme, comparé à 56,4 M \$ et 74,4 M \$ aux années 2017 et 2018, respectivement.

¹⁷ R-4011, B-0092, Réponses au DDR du RNCREQ, page 11.

¹⁸ B0076, page 4.

¹⁹ R-4011-2017, B-120, page 11.

Tableau 4. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux²⁰

COÛT DES APPROVISIONNEMENTS POSTPATRIMONIAUX

	2017			2018			2019		
	Année historique			Année de base			Année témoin		
	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh	TWh	M\$	\$/MWh
LONG TERME	15,3	1 558,3	101,7	16,6	1 687,1	101,4	17,1	1 810,3	106,0
COURT TERME	0,6	95,8	s.o.	0,8	108,4	s.o.	0,1	21,4	s.o.
Achats d'énergie ^{(1) (2)}	0,8	58,4	100,0	0,8	74,4	95,0	0,1	2,7	50,2
dont entente cadre	0,1	5,7	112,4	-	-	-	-	-	-
Achats de puissance	s.o.	39,4	s.o.	s.o.	34,1	s.o.	s.o.	18,7	s.o.
dont option d'électricité interruptible	s.o.	12,2	s.o.	s.o.	10,3	s.o.	s.o.	13,0	s.o.
dont interventions en GDP	s.o.	15,6	s.o.	s.o.	20,7	s.o.	s.o.	0,0	s.o.
TOTAL	15,9	1 654,1	104,1	17,4	1 795,5	103,1	17,1	1 831,7	106,9

(1) Incluant les montants relatifs à l'entente cadre et les frais de couverture des émissions de gaz à effet de serre.

(2) Incluant l'énergie de l'option d'électricité interruptible et du programme de gestion de la demande en puissance pour l'année historique et l'année de base.

Ces observations mènent à la conclusion que les coûts évités en hiver, tels que présentés par le Distributeur, ne sont pas utiles en relation aux achats de court terme, principalement parce qu'ils s'appliquent à l'ensemble des heures de l'hiver, plutôt qu'aux heures critiques. Cela confirme les commentaires précités de la Régie à l'effet qu'une nouvelle approche aux coûts évités est requise²¹.

L'expert retenu par le Distributeur dans le dossier R-3972-2016 a reconnu la particularité de coûts marginaux de celui-ci. L'expert Christensen indique que les coûts marginaux du Distributeur sont très atypiques, sans profil durant la vaste majorité des heures. Il écrit :

Hydro-Québec's marginal costs are quite unusual, as mentioned previously. In all but about 300 hours, marginal costs are flat due to the effect of hydraulic dominance and transmission constraints. In remaining hours, in which imports from other jurisdictions are possible, marginal costs may vary, especially at times of low system reserves.²² (nos soulignés)

Dans le dossier R-3986-2016, l'expert Hopkins de Synapse a abondé dans le même sens :

HQD's marginal energy and capacity prices are nearly flat over all hours except around winter peaks.²³

Dans cette section, j'esquisse un portrait quantitatif des coûts évités du Distributeur, en tenant compte de leur variabilité de saison en saison et d'heure en heure.

²⁰ B-0017, page 10

²¹ A-2017-01, para. 77, cité à la page 2.

²² R-3972-2016, C-HQD-005, p. 46

²³ R-3986-2016, C-RNCREQ-0021, Hopkins, A., Best Practices in Utility Demand Response Programs, page 42.

4.1 Approche analytique

Le coût évité réel — le coût que le Distributeur peut éviter en réduisant ses besoins par un kWh — varie d'heure en heure, et est facilement calculable. Il s'agit du prix du dernier kWh consommé à l'heure en question. Il y a trois cas types :

- Pour une heure sans achat de court terme — c'est-à-dire, une heure où le bâtonnet affecté est suffisant pour répondre aux besoins (net des achats de long terme)—, le prix du dernier kWh (et donc le coût évité) est le coût d'un kWh patrimonial, soit 2,95 ¢;
- Pour une heure où un achat de court terme a eu lieu, le prix du dernier kWh (et donc le coût évité) est le prix du dernier kWh acheté pendant cette heure-là. Étant donné que nous n'avons pas d'information sur les prix des différents contrats à court terme qui auraient pu être en vigueur pendant l'heure en question, on doit simplement utiliser la valeur fournie par le Distributeur, soit le prix moyen payé pour les achats de court terme pendant l'heure en question;
- Dans certains cas, il faut attribuer un prix pour une heure où aucun achat de court terme n'a réellement eu lieu. Dans ce cas, le prix du dernier kWh (et donc le coût évité) est estimé sur la base du Prix de référence, fourni pour chaque heure dans le Relevé de l'Entente globale cadre. Toutefois, tel qu'expliqué à la section antérieure, nous avons constaté que les prix réellement payés tendent à être plus élevés que les Prix de référence rapportés. En 2017, cet écart était de 47%. Pour tenir compte de cet écart, nous appliquons une majoration équivalente au Prix de référence.

Les sections suivantes présentent les résultats de cette analyse, pour les 8 760 heures de l'année, pour les 300 heures dites « de fine pointe », et pour les 100 heures qui sont touchées par la tarification dynamique proposée.

4.2 Résultats — Données de 2017

4.2.1 2017 — Données réelles

L'année 2017 est la seule année pour laquelle le Distributeur a rendu publiques des données horaires (volume et prix) de ses achats de court terme.

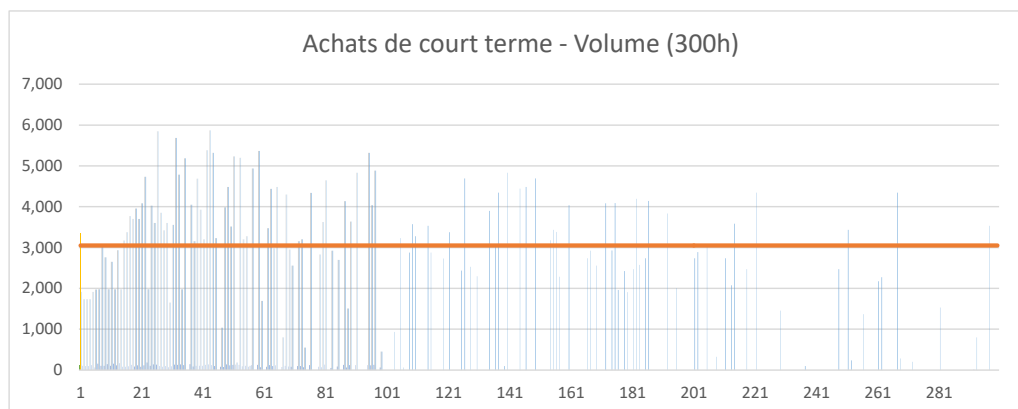
4.2.1.1 8 760 heures

Selon les données réelles, il y a eu **416 heures** comportant des achats de court terme en 2017. L'achat moyen était de **1 220 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **96,5 \$/MWh**.

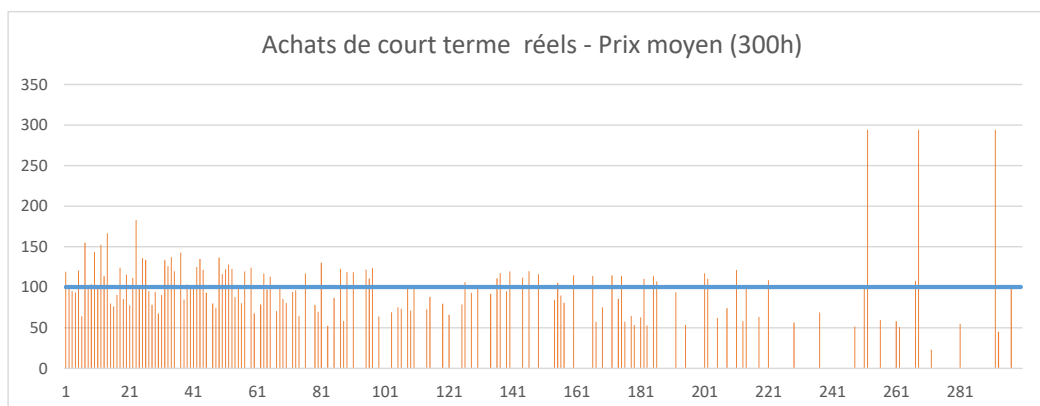
4.2.1.2 300 heures

Selon les données réelles de 2017, pendant les 300 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme), il y a eu **149 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **3 049 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **102,3 \$/MWh**, tel qu'on constate aux Graphiques 1 et 2.

(Dans les prochains graphiques, les heures sont triées selon le BRD net d'achats de long terme.)



Graphique 1. Achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, réel)



Graphique 2. Prix d'achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, réel)

4.2.1.3 100 heures

Selon les données réelles de 2017, pendant les 100 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme), il y a eu **82** heures comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **3 337 MW**, à un prix moyen pondéré de **108,7 \$/MWh**.

4.2.2 2017 – Scénario de référence

Tel qu'expliqué à l'Annexe A du présent rapport, l'utilité des données brutes de l'année 2017 pour une analyse des coûts évités demeure limitée. Par conséquent, il est préférable d'utiliser les données du « scénario de référence », que le Distributeur a développé suite aux recommandations de la Régie. Les prochaines sections présentent les résultats de 2017 basés sur ce scénario de référence, plutôt que sur les données réelles brutes.

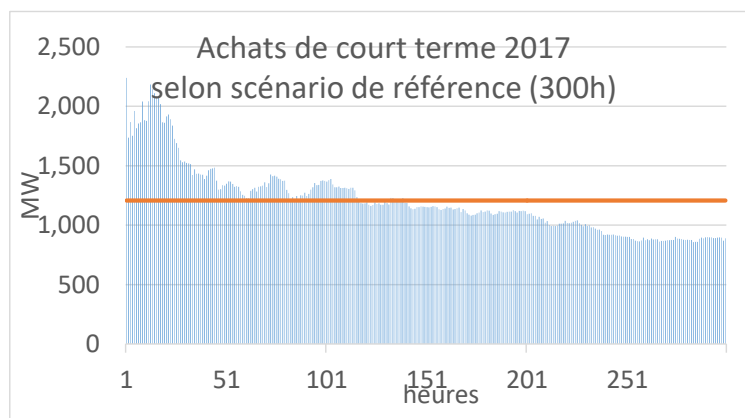
4.2.2.1 8760 heures

Selon le scénario de référence, le nombre d'heures avec achat de court terme aurait été plus élevé : **1 071 heures**. L'achat moyen serait aussi moins élevé, soit de **642 MW**, et le prix moyen pondéré aussi — **75,8 \$/MWh**.

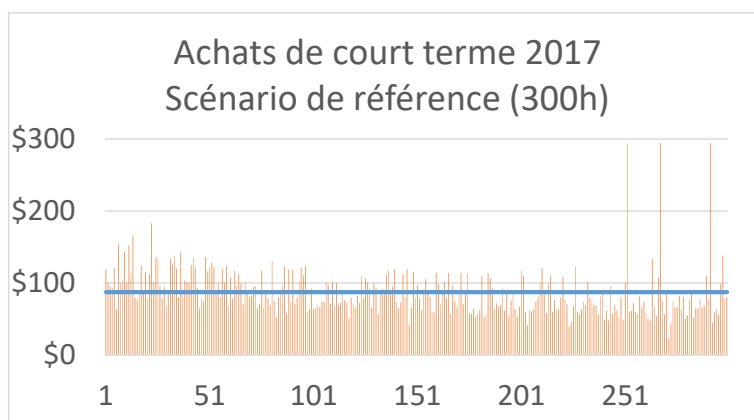
4.2.2.2 300 heures

Selon le scénario de référence, il y aurait eu des achats de court terme sur chacune des 300 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait été beaucoup moindre (**1 206 MW**), à un prix moyen pondéré aussi moindre, de **89,6 \$/MWh**, tel qu'on constate aux Graphiques 3 et 4.

Remarquons qu'ici, il y a des achats de court terme pendant l'ensemble des heures de la fine pointe, ce qui n'était pas le cas avec les données réelles (Graphiques 1 et 2).



Graphique 3. Achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, scénario de référence)



Graphique 4 Prix d'achats de court terme pendant les 300h de plus grande charge (2017, scénario de référence)

4.2.2.3 100 heures

Selon le scénario de référence, il y aurait eu des achats de court terme sur chacune des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait été réduit à moins que la moitié — **1 508 MW**, à un prix moyen pondéré de **102,5 \$/MWh**.

4.2.3 Comparaison des données de 2017 réelles avec les données du Scénario de référence

Le tableau 5 compare les données réelles de 2017 avec le Scénario de référence.

Tableau 5. Sommaire des données réelles et simulées (2017)

	8760h		300h		100h	
	Données réelles	Scénario de référence	Données réelles	Scénario de référence	Données réelles	Scénario de référence
Heures avec achats de court terme	416	1071	149	300	82	100
Achat moyen (MW)	1220	642	3049	1206	3337	1508
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	96,5	75,8	102,3	89,6	108,7	102,5

Ce tableau démontre que, en remplaçant les données réelles par les données du Scénario de référence :

- Le nombre d'heures avec achat de court terme augmente;
- Le volume moyen des achats (en MW) diminue, surtout pendant les périodes de pointe et ce, par un facteur de deux (sinon plus); et
- Le prix moyen pondéré de ces achats diminue aussi.

Cela indique que l'utilisation du Scénario de référence, en plus d'éliminer les aspects les plus atypiques de l'année 2017, donne aussi une vision conservatrice des coûts évités, avec des volumes et des prix moyens moins élevés que les données réelles. Dans les analyses et comparaisons dans les sections suivantes, nous utiliserons le Scénario de référence de 2017 plutôt que les données réelles.

4.3 Résultats — Données simulées de 2015

L'année 2015 affichait une quantité énorme d'achats de court terme, soit 2 995 GWh, pour un coût total de 252,4 M \$. Le Distributeur n'a jamais rendu publics les volumes et prix de ses achats de court terme pour 2015 sur une base horaire. Au dossier R-3986-2016, j'en ai fait une simulation basée sur les informations disponibles dans le Relevé de l'entente globale cadre et dans le Suivi d'achats sous dispense du Distributeur. Cette simulation est décrite plus en détails à la section 10.2 de l'Annexe.

Étant donné que ces données sont présentées sur une base journalière seulement, j'ai dû présumer que les achats étaient distribués de façon égale sur l'ensemble des heures couvertes par le contrat, ce qui n'est évidemment pas le cas.

Au présent dossier, le Distributeur a refusé de fournir les données horaires demandées pour les années 2013 à 2016, au motif que nos simulations réalisées dans des dossiers antérieurs étaient adéquates. Cette réponse est surprenante, en ce qu'elle diffère des propos tenus par lui lors des audiences en question. Faute d'avoir accès à des données plus précises, j'ai utilisé ces données simulées de 2015 pour réaliser les mêmes analyses que celles faites avec les données réelles de 2017. Il importe toutefois de mettre le lecteur en garde quant à la fiabilité de ces résultats.

4.3.1 8 760 heures

Selon les données simulées, il y a eu **3481 heures** comportant des achats de court terme en 2015. L'achat moyen était de **861 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **84,3 \$/MWh**.

4.3.2 300 heures

Selon les données simulées de 2015, pendant les 300 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme) il y a eu **299 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **1 918 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **97,5 \$/MWh**.

4.3.3 100 heures

Selon les données simulées de 2015, pendant les 100 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme) il y a eu **100 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **2 233 MW**, à un prix moyen de **105,5 \$/MWh**. Le prix moyen pondéré des achats était de **110,8 \$/MWh**.

4.4 Résultats — Données simulées de 2014

L'année 2014 affichait une quantité énorme d'achats de court terme, soit 2 675 GWh, pour un coût total de 481,9 M \$. Comme pour 2015, le Distributeur n'a jamais rendu publiques les données horaires sur ses achats de court terme en 2014, et j'ai préparé une simulation basée sur les informations disponibles. La simulation a été faite de la même façon que celle de 2015, décrite précédemment.

On présente ici les résultats des mêmes analyses que celles réalisées avec les données réelles de 2017, avec les données simulées de 2014. Pour les raisons expliquées auparavant, j'émets la même mise en garde à l'égard de la fiabilité des résultats.

4.4.1.1 8 760 heures

Selon les données simulées, il y a eu **2643 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen était de **886 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **180,2 \$/MWh**.

4.4.1.2 300 heures

Selon les données simulées de 2014, pendant les 300 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme) il y a eu **241 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était

de **1 015 MW**, à un prix moyen de **101,5 \$/MWh**. Le prix moyen pondéré des achats était de **130,4 \$/MWh**.

4.4.1.3 100 heures

Selon les données réelles de 2014, pendant les 100 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme) il y a eu **100 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **1 297 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **137,5 \$/MWh**.

4.5 Sommaire des résultats

Le tableau suivant présente les résultats pour les années 2014, 2015 et 2017. Pour 2014 et 2015, il reflète l'utilisation des données simulées que j'ai développées lors des dossiers antérieurs. Pour 2017, ce sont les résultats basés sur le Scénario de référence.

Tableau 6. Sommaire des données de 2014, 2015 et 2017

	8760h			300h		
	2017	2015	2014	2017	2015	2014
Heures avec achats de court terme	1071	3481	2643	300	299	241
Achat moyen (MW)	642	861	886	1206	1918	1015
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	75,8 \$	84,3 \$	180,2 \$	89,6 \$	97,5 \$	254,6 \$

On remarque que l'achat moyen (en MW) est beaucoup plus élevé pour les 300h qu'il l'est pour l'année au complet, et que le prix moyen pondéré est également plus élevé pour les 300h.

La conclusion — pas surprenante — est que les achats de court terme et les gros prix se concentrent sur les 300h de plus grande charge.

Est-ce aussi vrai pour les coûts évités? Y a-t-il un autre facteur de différenciation plus pertinent? La prochaine section se penche sur ces questions.

5 Les coûts évités en énergie, selon différents facteurs de différenciation

Cette section présente les coûts évités selon différents principes de différenciation, toujours selon l'approche décrite à la section 4.2.

5.1 Annuel

Sur une base annuelle, le coût évité en énergie de court terme pour 2017 serait de **45,6 \$/MWh** — près du coût évité en hiver proposé par le Distributeur, de 41 \$/MWh.

Nos données simulées de 2015 donnent une valeur du coût évité de court terme sur une base annuelle de **40,4 \$/MWh**. Pour celles de 2014, la valeur est de **58,8 \$/MWh**.

5.2 Pointe/hors pointe (selon la définition du NYISO)

Comme mentionné ci-dessus, depuis plusieurs années le Distributeur fait état de la différence entre les heures de pointe et hors pointe, selon la définition utilisée par le NYISO, selon laquelle les heures de pointe sont **de 8h à 22h, le lundi à vendredi**, toute l'année.

Selon cette définition, pour l'année 2017 :

Coût évité en énergie de court terme pendant les heures de pointe (NYISO) : **53,3 \$/MWh (2015 : 48,4)**

Coût évité en énergie de court terme pendant les heures hors pointe (NYISO) : **38,6 \$/MWh (2015 : 44,5)**

Avec les données simulées de 2015, les valeurs correspondantes sont de **39,8 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **41,0 \$/MWh** hors pointe.

Avec les données de 2014, les valeurs correspondantes sont de **56,4 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **61,0 \$/MWh** hors pointe.

5.3 Saisonnier

Distinguer entre les quatre mois d'hiver et les autres mois de l'année donne les résultats suivants :

Coût évité en énergie de court terme (mois d'hiver 2017) : **53,7 \$/MWh (2015 : 56,5)**

Coût évité en énergie de court terme (mois hors hiver 2017) : **40,7 \$/MWh (2015 : 32,9)**

On constate que c'est durant les mois **hors hiver** que le coût évité horaire de 2017 ressemble le plus à celui affecté par le Distributeur pour les mois d'hiver. Le coût évité horaire en hiver est en effet 38% plus élevé, soit de **53,7 \$/MWh**.

Avec les données simulées de 2015, les valeurs correspondantes sont de **56,5 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **32,9 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

Avec les données de 2014, les valeurs correspondantes sont de **115,7 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **32,1 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

5.4 Les coûts évités en énergie de fine pointe (Québec)

Au Québec, le terme « fine pointe » réfère généralement aux 300 heures de plus grande charge. Selon cette définition, le coût évité pour la fine pointe de 2017 serait de **87,2 \$/MWh**, toujours selon les données du Scénario de référence. (2015 : 87,9\$)

En utilisant cette même définition, le coût évité pour les autres heures en 2017 est de **44,1 \$/MWh**. (**38.7\$**)

Avec les données simulées de 2015, les valeurs correspondantes sont de **87,9 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **38,7 \$/MWh** hors fine pointe.

Avec les données simulées de 2014, les valeurs correspondantes sont de **236,1 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **52,5 \$/MWh** hors fine pointe.

Ces chiffres confirment les déclarations des experts Christensen et Hopkins citées à la section 4.1. Encore une fois, les coûts évités horaires pour les autres heures ressemblent à ceux proposés par le Distributeur pour les heures d'hiver.

5.5 Sommaire et conclusions

Ces résultats sont résumés au tableau 7 :

Tableau 7. Coût évité en énergie (court terme)

Facteur de différenciation	2017			2015			2014		
	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio
Annuel	\$45.6			\$84.3			\$180.2		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$53.3	\$38.6	38.1%	\$39.9	\$41.0	-2.7%	\$56.4	\$61.0	-7.5%
Hiver/Hors hiver	\$53.7	\$40.7	31.9%	\$56.5	\$32.9	71.7%	\$115.7	\$32.1	260.4%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$87.2	\$44.1	97.7%	\$87.9	\$38.7	127.1%	\$236.1	\$52.5	349.7%

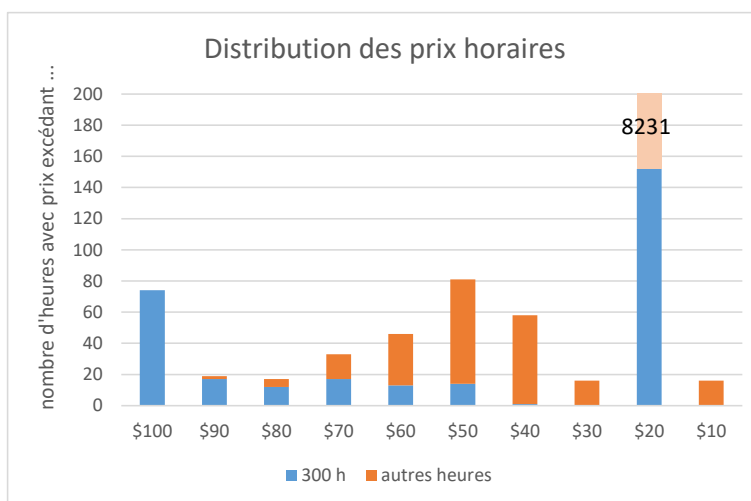
Ce tableau démontre que chacun des facteurs de différenciation permet effectivement de distinguer des périodes présentant des coûts évités moins grands d'une part, et plus grands de l'autre.

Ces données indiquent que le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisées dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur. Pour l'année 2017 (scénario de référence), il y a un écart de 38 % entre les coûts évités pour ces deux périodes. Toutefois, selon les données simulées de 2014 et 2015, les coûts évités auraient été même plus élevés en période hors pointe. Ces résultats suggèrent que toute coïncidence entre les heures de pointe (définition NYISO) et les heures de fort prix pour le Distributeur est fortuite.

Les données, prises dans leur ensemble, suggèrent qu'il existe par contre une réelle corrélation entre les coûts évités et le facteur de différenciation « hiver/hors hiver ». Quoiqu'en 2017 (une année de faibles achats de court terme) l'écart entre les deux n'est pas très prononcé, il l'est pour les années 2014 et 2015 (données simulées), qui étaient toutes les deux marquées par des niveaux d'achats de court terme très importants. Cette observation n'est pas surprenante, étant donné que, durant des années froides, lorsque le Distributeur doit avoir recours fréquent aux marchés de court terme, c'est surtout en hiver qu'il sera confronté avec des prix élevés.

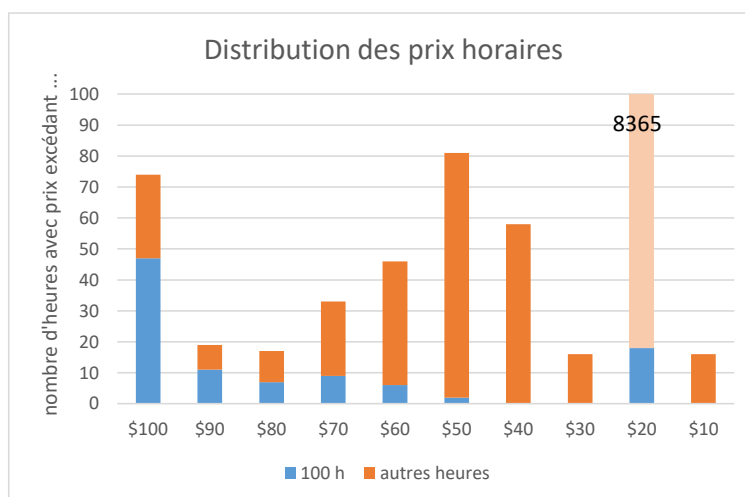
Cela dit, c'est la différenciation selon la fine pointe (300h) qui distingue plus clairement les heures de haut coût évité des autres heures. En 2017 (scénario de référence), les coûts évités en fine pointe étaient presque **deux fois plus grands** que ceux pour les autres heures de l'année. Selon les données simulées de 2014 et 2015, l'écart est encore plus grand : 127% et 350%, respectivement. Malgré les incertitudes importantes qui entourent ces simulations (voir l'Annexe A), ces résultats sont frappants. Ils reflètent et confirment les commentaires des experts Christensen et Hopkins, cités auparavant.

Une autre façon de regarder la différenciation des prix horaires est en relation avec leur distribution. Le Graphique 5 démontre que la presque totalité des heures avec des prix au-delà de 80\$/MWh en 2017 ont lieu pendant les 300h de plus grande charge. Toutefois, pour environ 50% des heures de la fine pointe, le coût évité était néanmoins celui de l'électricité patrimoniale.



Graphique 5. Distribution des prix horaires (300h vs autres heures)

Si le coût évité pendant la moitié des 300h est celui de l'électricité patrimoniale, cela suggère que la fine pointe est (du moins en 2017) encore plus mince. Le Graphique 6 fait une illustration similaire à l'égard des 100h de plus grande charge. Ici, on constate que 80% de ces heures affichent un coût évité de 60\$/MWh ou plus, et que seulement 18% sont au coût du patrimonial.



Graphique 6. Distribution des prix horaires (100h vs autres heures)

Cette observation vient appuyer la proposition de tarification dynamique du Distributeur, qui tente de réduire les besoins sur les 100 heures les plus chargées, seulement.

Comme mentionné à plusieurs reprises déjà, il serait important de répéter cette analyse avec des données réelles des années antérieures, afin d'avoir des chiffres plus robustes. Étant donné que le Distributeur a maintenant ces données en main (voir l'Annexe A), **nous recommandons que la Régie, par le biais d'une DDR, demande au Distributeur de produire les données horaires manquantes afin que les résultats de la présente analyse puissent être validés.**

En l'absence d'autres informations, **il est proposé que la Régie retienne, comme coût évité en énergie de court terme, les valeurs suivantes, tirées de l'étude des données de 2017 :**

**87,2 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme)
44,1 \$/MWh pour toutes les autres heures.**

Ainsi, les facteurs de différenciation « hiver / hors hiver » et « pointe / hors pointe » auxquels le Distributeur fait référence traditionnellement seraient remplacés par une simple différenciation « fine pointe » et « autres heures ».

6 La tarification dynamique

Dans sa preuve lors du dernier dossier tarifaire, le Distributeur a indiqué qu'il entendait introduire une option de tarification dynamique sur une base expérimentale, à l'hiver 2018-2019²⁴, ce qu'il fait au présent dossier pour 2019-2020.

Le Distributeur propose deux options tarifaires pour la clientèle domestique et les petits clients commerciaux, un Crédit de pointe critique (CPC) et un tarif de pointe critique (TPC). Ces nouvelles options s'appliqueraient à compter de l'hiver 2019-2020²⁵. Plus concrètement, il propose :

- Aux tarifs D et G, un Crédit de pointe critique (CPC), où :

Le Distributeur fait appel aux participants à l'option pour qu'ils réduisent leur consommation pendant un maximum de 100 heures en hiver. En contrepartie de cet effacement, les participants obtiennent un crédit de 50 ¢ par kWh effacé sur leur facture d'électricité, lors des événements de pointe critique. ...

... les événements de pointe critique peuvent avoir lieu en hiver, tous les jours de la semaine, de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h²⁶.

- Un tarif de pointe critique (TPC), aussi offert aux clients de tarifs D et G. Selon cette option, les abonnés auront droit à une réduction du tarif de la 1^{ère} et 2^e tranche en hiver seulement, en échange d'un tarif de 50 cents/kWh pendant les heures critiques. Ces périodes critiques sont aussi limitées aux périodes de 6 h à 9 h ou de 16 h à 20 h. Cette fois-ci, les fins de semaine sont exclues.

Il n'est pas clair si le Distributeur a fait des simulations afin de connaître en détail l'effet de ces mesures selon différents profils de la charge. Dans les prochaines pages, nous explorons les périodes critiques de 2017, la seule année pour laquelle les données nécessaires à l'analyse sont disponibles.

6.1 Simulation du programme de tarification dynamique pour l'année 2017

Malgré son caractère atypique (voir l'Annexe A), l'année 2017 peut néanmoins nous donner une idée des effets qu'auraient eus les options de tarification dynamique, si elles avaient été en vigueur pendant cette année.

Le Tableau 8 liste les 100 heures de plus grande charge de l'année 2017, qui se retrouvent dans une vingtaine de blocs horaires. (Les journées de fin de semaine, exclues du TPC, sont indiquées en jaune.)

²⁴ R-4011-2017, B-0047, page 7.

²⁵ B-0045, page 27.

²⁶ Ibid., page 28.

Tableau 8. Les 100h de plus grande charge en 2017

Données réelles	Heures en suivi	Heures en jour
9 janvier, 7h à 9h	3	7
9 janvier, 16h à 19h	4	
10 février, 8h	1	1
11 mars, 19h	1	1
13 mars, 8h	1	1
14 décembre, 7h à 8h	2	7
14 décembre, 17h à 21h	5	
15 décembre, 7h à 8h	2	
18 décembre, 8h à 9h	2	4
18 décembre, 17h à 18h	2	
22 décembre, 7h à 10h	4	7
22 décembre, 17h à 19h	3	
27 décembre, 8h à 10h	3	10
27 décembre, 16h à 22h	7	
28 décembre, 4h à 23h	20	20
29 décembre, 6h à 22h	17	17
30 décembre, 6h à 12h	7	14
30 décembre, 16h à 22h	7	
31 décembre, 7h à 10h	4	10
31 décembre, 17h à 22h	6	

En présumant des connaissances parfaites, le Distributeur aurait probablement fait appel aux options CPC et TPC de la manière indiquée au Tableau 9.

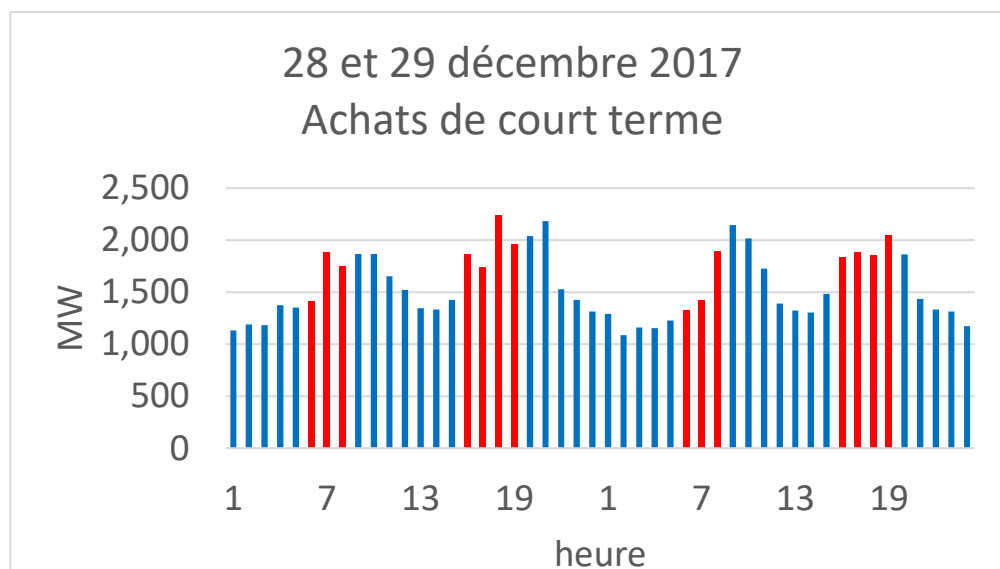
Tableau 9. Les blocs d'application des options de tarification dynamique en 2017

	6h à 9h	16h à 20h
9 janvier	CPC et TPC	
14 décembre		CPC et TPC
22 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
27 décembre		CPC et TPC
28 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
29 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
30 décembre	CPC	CPC
31 décembre	CPC	CPC

Il s'agit donc de 13 blocs d'heures, pour un total de 46 heures. Pour le CPC, les périodes critiques auraient inclus neuf blocs (matin et soir), pendant les cinq derniers jours de 2017. Pour le TPC, elles n'auraient inclus que cinq blocs, les journées de la fin de semaine du 30-31 décembre en étant exclues.

Quel aurait été le bénéfice réel pour le Distributeur d'une réduction de la charge pendant ces blocs d'heures?

Le Graphique 7 démontre les déficits horaires (achats de court terme²⁷) pendant les deux journées de pointe de l'année 2017, soit le 28 et le 29 décembre, toujours selon le Scénario de référence. Il indique donc la quantité de MWh qui auraient été requis, au-delà de l'électricité patrimoniale, si des achats avaient été faits tout au long de l'année de manière optimale. Les barres rouges indiquent les heures où le CPC et le TPC pourraient venir contribuer aux besoins additionnels (périodes critiques).

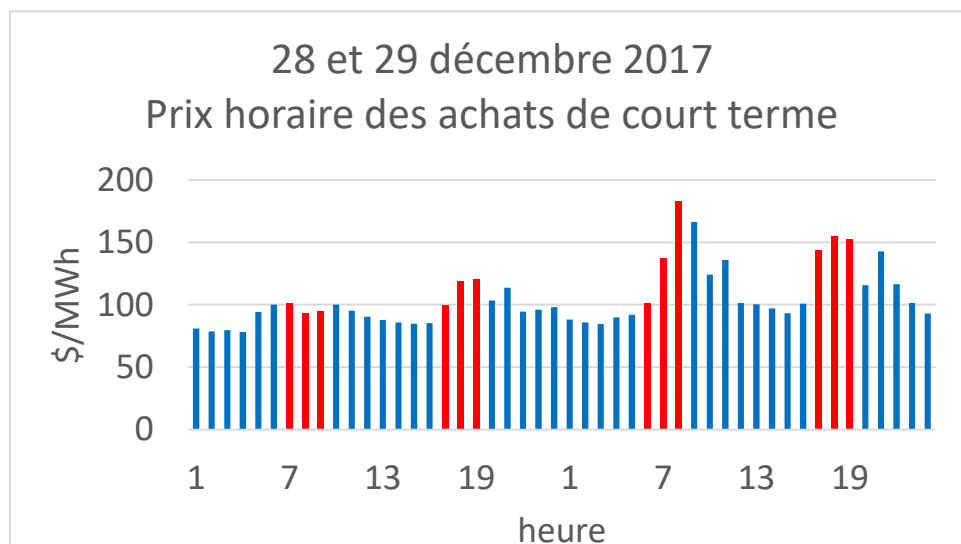


Graphique 7. Achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017

Le graphique indique que, effectivement, les périodes critiques où les options de tarification dynamique seraient appelées à contribuer auraient été les heures où elles sont les plus requises, afin de réduire les besoins en puissance et aussi les besoins en achats de court terme. Toutefois, il faut noter que, la plupart du temps, la charge n'a pas diminué dans les heures immédiatement après la fin de la période « critique ». Il y a donc un risque de déplacer la pointe plutôt que de l'effacer.

Ce phénomène se reflète également en termes des prix de tels achats. Le Graphique 8 indique les prix horaires réellement payés par le Distributeur pour ses achats de court terme pendant ces deux jours.

²⁷ Étant donné la présomption de connaissances parfaites, tout déficit devient un achat.



Graphique 8. Prix horaire des achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017

On remarque que, effectivement, les options de tarification dynamique viendraient contribuer à combler les besoins énergétiques précisément aux moments où le prix des achats est le plus élevé. Toutefois, le prix dans les heures avant et après la période « critique » demeurent également élevé — quoiqu'un peu moins.

Il faut toutefois se rappeler que les options de tarification dynamique ont surtout l'effet de déplacer la consommation plutôt que de la réduire, par exemple en déplaçant l'utilisation de la sècheuse ou en laissant la température descendre quelques degrés plus bas que la zone de confort. Il faut présumer que cette énergie sera quand même utilisée, avant ou après les heures d'appel de période critique.

Il y a donc toujours le danger que le déplacement de cette consommation aux heures immédiatement avant ou après la période critique puisse avoir l'effet de déplacer la pointe plutôt que de la réduire.

Encore une fois, la disponibilité des données pour une année seulement limite la portée des conclusions. Si cet effet s'observait souvent, il y aurait peut-être lieu de rallonger les périodes critiques. Alternativement, le Distributeur pourrait faire chevaucher les périodes critiques parmi différents groupes de consommateurs, afin d'étendre la période d'effacement.

Cet exercice mène à une autre question : Est-ce raisonnable de présumer que les consommateurs peuvent réduire leur consommation huit heures par jour, jour après jour, pendant une grande vague de froid ? Selon le Tableau 6, les périodes critiques pour le CPC comportent 9 blocs consécutifs, matin et soir, pendant cinq jours consécutifs. Pour le TPC, les périodes critiques comportent 5 blocs consécutifs, matin et soir, pendant trois jours consécutifs. Le rapport sur la consultation ne donne aucune indication à l'effet

qu'une telle possibilité aurait été soulevée auprès des groupes consultés²⁸. Est-ce que ce scénario se produit régulièrement, ou est-ce que l'année 2017 était vraiment exceptionnelle à cet égard? Ces questions demeurent pour l'instant sans réponse.

6.2 Discussion

Notre examen des coûts évités horaires ne laisse pas de doute : les coûts évités pendant les 100h ou 300h de plus grande charge sont définitivement plus élevés que les valeurs proposées par le Distributeur à titre de « coût évité en énergie de court terme ».

Tel que mentionné auparavant, les mesures de tarification dynamique peuvent avoir des effets tant sur les coûts présents que futurs. Ainsi, pour évaluer leur bien-fondé, il faut tenir compte non seulement des coûts évités **de long terme**, mais aussi **des coûts évités de court terme, qui se reflètent dans de leurs effets sur** les coûts d'approvisionnement.

Sur la base de l'analyse des données horaires de 2017, la seule année pour laquelle des données horaires sont disponibles, j'ai proposé une valeur de **87,2 \$/MWh** comme coût évité de court terme pendant les 300 heures de plus grande charge. Dans la mesure où les mesures de tarification dynamique évitent la consommation d'électricité pendant ces périodes, ce coût évité peut se traduire en réduction des coûts d'approvisionnement.

La question n'est pas si simple, cependant, parce que, en général, les mesures de tarification dynamique *déplacent* la consommation plutôt que de la *réduire*. Tout dépend, alors, de jusqu'où cette consommation est déplacée.

Tel que détaillé à l'Annexe, l'année 2017 était une année très particulière, avec toutes les heures de pointe regroupées dans les derniers jours de l'année. Malgré ce profil très atypique, il existe des creux entre les périodes critiques, mais ces heures creuses font quand même partie des 100h les plus chargées. Il s'en suit que, pour l'année 2017, la différence de coût évité entre les périodes critiques et les périodes juste avant et juste après est très petite.

Encore une fois, on est aux prises avec la situation malheureuse de la disponibilité des données horaires pour une seule année. Quoiqu'il semble probable que, généralement, il y ait un plus grand écart entre les périodes critiques et les heures avant et après, il est impossible, en ce moment, de valider cette prémisse.

Il y a donc des incertitudes importantes à plusieurs niveaux :

Coûts évités de puissance

La tarification dynamique crée des bénéfices sur le plan des coûts évités de puissance, mais il est difficile de dire exactement comment. Tel que mentionné plus tôt, la question du degré auquel un programme de gestion de la demande, sans engagement de long terme, crée un bénéfice en relation au bilan de puissance

²⁸ B-0076, pages 23 à 177. Toutefois, les outils de recherches n'ont pas été produits.

de long terme est déjà en délibéré au dossier R-4041-2018. Soulignons toutefois que, si l'on considère que le coût évité de long terme s'applique directement, la réduction d'un kW sur chacune des 100h de plus grande charge créerait un bénéfice de 108 \$ par hiver, soit $108\$ / 100h = 1,08 \$$ par kWh. Si on y appliquait un *derating* de 50%, ce qui réduirait le bénéfice à 54 \$ / kW-hiver ou 0,54\$ / kWh, on serait quand même dans l'ordre de grandeur du crédit proposé pour le CPC.

La tarification dynamique aura évidemment aussi un impact sur les besoins de puissance de court terme. Toutefois, la valeur de la puissance de court terme ne peut être fixée tant que le Distributeur n'aura pas présenté une proposition fondée sur une véritable appréciation de l'évolution prévue de ce marché. Les données récentes suggèrent néanmoins que cette valeur sera moins élevée que celle utilisée jusqu'ici.

Coûts évités de l'énergie

Tel que mentionné par le Distributeur, la tarification dynamique ne devrait pas avoir un impact significatif sur son bilan en énergie, et donc les coûts évités en énergie de long terme ne sont pas pertinents à son analyse. Toutefois, étant donné les niveaux élevés des coûts évités de court terme pendant les heures touchées par la tarification dynamique, il importe de bien comprendre les effets qu'elle pourrait avoir sur les coûts d'approvisionnement.

Si les 100 kWh de réduction annuelle d'un consommateur qui participe au CPC à la hauteur de 1 kW étaient véritablement des réductions de consommation, la réduction estimée des coûts d'approvisionnement serait d'environ $100 \text{ kWh} * 0,0872/\text{kWh}$, ou 8,72 \$, un bénéfice qui s'ajouterait à celui relatif à la puissance.

Toutefois, en présumant que cette consommation est déplacée plutôt qu'effacée, le bénéfice serait seulement l'écart entre le coût évité aux heures de la fine pointe et celui pour les heures de déplacement, avant ou après. Selon les données de 2017, cet écart est relativement mince. Toutefois, on peut présumer qu'il est généralement plus élevé, mais de combien, il est impossible de dire.

Ainsi, en présumant a) que les coûts évités de puissance de long terme sont jugés au moins partiellement applicables aux programmes de gestion de la demande, et b) qu'un écart non négligeable se confirme entre les coûts évités en énergie de court terme aux heures de fine pointe et ceux aux heures qui les précèdent et succèdent, il semble que le crédit de 50 cents/kWh pour l'effacement pendant les heures de la fine pointe proposé pour le CPC soit justifiable.

7 Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements

À la section 3.1.2 du document sur les Approvisionnements (B-0017), le Distributeur présente et commente les indicateurs demandés par la Régie afin de suivre et analyser ses activités d'approvisionnement.

7.1 Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché

Au dossier R-3980-2016, la Régie a modifié l'indicateur des coûts et prix de marché qui était déjà en place depuis plusieurs années. La modification consiste en l'utilisation des prix du marché de la

Nouvelle-Angleterre (NE) pour les achats de court terme lorsque les achats dépassent les 1100 MW, ce qui est présumé être le maximum que le Distributeur peut acheter sur le marché de New York, étant donné la limite des interconnexions.

Tableau 10. Indicateur de prix de marché pour l'année 2017.²⁹

		Indicateur de marché NY-NE	Coûts réels
INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2017			
<i>Total pour les approvisionnements postpatrimoniaux</i>			
Coût total	<i>M\$</i>	830,1	1 654,1
Besoins postpatrimoniaux	<i>TWh</i>	15,9	15,9
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	52,3	104,1
<i>Achats de long terme</i>			
Coût total	<i>M\$</i>	702,8	1 558,3
Quantités acquises	<i>TWh</i>	15,3	15,3
Coût moyen	<i>\$/MWh</i>	45,9	101,7
<i>Achats de court terme</i>			
Coût total de l'énergie	<i>M\$</i>	87,9	56,4
Quantités acquises	<i>TWh</i>	0,6	0,6
Coût moyen de l'énergie	<i>\$/MWh</i>	155,7	100,0

Dans sa preuve, le Distributeur commente l'inutilité de l'indicateur des Achats de long terme, qui compare les coûts encourus à ce titre avec les coûts qui auraient été encourus si les mêmes quantités avaient été achetées sur les marchés. Il soulève, avec raison, que a) les interconnexions ne permettraient pas l'achat de telles quantités d'énergie, et b) un tel scénario est d'autant plus impossible, étant donné l'obligation d'acquérir les approvisionnements de long terme par le biais d'appels d'offres.

À mon avis, ces commentaires sont bien-fondés. Il est donc difficile de voir en quoi l'indicateur de prix de marché est utile, en ce qui concerne les Achats de long terme.

Cet indicateur de prix de marché est également problématique à l'égard des achats de court terme. La modification retenue en R-3980-2016 concernant l'utilisation des prix du marché de NE se fonde sur une prémisse douteuse, à l'effet que l'ensemble des achats au-delà de 1100 MW viendront en principe du marché NE.

²⁹ B-0017, page 12

Lorsque la Régie a approuvé cette modification, elle a reconnu que l'indicateur n'était pas parfait :

[228] La Régie reconnaît que le nouvel indicateur des prix de marché pour les approvisionnements postpatrimoniaux proposés par le Distributeur n'est pas parfait. Cependant, elle n'est pas convaincue qu'il constitue un recul significatif au point de justifier son rejet. Les achats de court terme impliquent un nombre de contraintes très important. Selon la Régie, l'examen du suivi des achats de court terme déposé par le Distributeur constitue le meilleur outil pour s'assurer du respect de sa stratégie d'approvisionnement de court terme.³⁰

Par ailleurs, la Régie a spécifiquement suggéré que l'amélioration de l'indicateur soit considérée ultérieurement :

[229] Par ailleurs, la Régie est d'avis que cet indicateur peut être amélioré à nouveau et considère que son examen dans le dossier du Plan d'approvisionnement 2017-2026 du Distributeur permettra de clarifier dans quelle mesure cet indicateur peut être amélioré, le cas échéant.

Toutefois, cet indicateur n'a pas été mentionné dans la décision dudit dossier.

La prémisse à l'effet que l'ensemble des achats au-delà de 1100 MW viendront en principe du marché NE néglige un facteur important des achats de court terme du Distributeur : Hydro-Québec Production. Selon les Suivis d'activités d'achat sous dispense du Distributeur, HQP est de loin le fournisseur le plus important des achats de court terme du Distributeur. Comme l'indique le Tableau 8, en 2017 HQP a compté pour 40% de ses achats de court terme, comparé à seulement 10% du marché de NE³¹.

³⁰ D-2017-022.

³¹ Source : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_AutresSuivis/HQD_SuiviActivitesAchatVente2017_01oct2018.pdf

Tableau 11. Résumé des achats de court terme du Distributeur, 2017

Fournisseur	GWh	\$ M CAD	% (GWh)	% (\$)	\$/MWh
Transactions bilatérales					
HQP	242.8	19.6	48%	40%	\$ 80.55
TransAlta	37.5	5.5	7%	11%	\$ 147.15
OPG	30.8	4.5	6%	9%	\$ 144.58
Soustrtotal	311.1	29.5	62%	61%	\$ 94.92
Bourses d'énergie					
IESO	57.5	2.8	11%	6%	\$ 47.91
NEISO	21.7	5.0	4%	10%	\$ 229.86
NYISO	114.7	11.4	23%	23%	\$ 99.74
Soustrtotal	193.9	19.2	38%	39%	\$ 98.93
TOTAL	505	48.7	100%	100%	\$ 96.46

Évidemment, les achats auprès d'HQP ne sont limités par aucune contrainte d'interconnexion. Vu de cette perspective, il est difficile de voir comment la modification imposée au dossier R-3980-2016 est utile.

Il est donc recommandé :

- d'éliminer l'indicateur sur les achats de long terme;
- de revenir à l'indicateur de marché NY utilisé auparavant; et
- d'inclure dans chaque dossier tarifaire un tableau récapitulatif similaire au Tableau 11 ci-dessus.

7.2 Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre

Toujours, dans la section 3.1.2 du document sur les Approvisionnements (B-0017), le Distributeur suit pour la première fois la suggestion de la Régie, à l'annexe 1 de la décision D-2018-025, quant aux méthodes *a posteriori* d'analyse des achats de court terme.

Il présente le Tableau 12³², qui compare les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) réelles avec celles selon les Scénarios de référence, tels que décrits à la section 4.2.2 ci-dessus. Il soulève plusieurs arguments quant à l'inutilité d'une telle analyse, et semble suggérer son abandon.

³² B-0017, page 13

Tableau 12. Électricité patrimoniale inutilisée réelle vs Scénario de référence

ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE RÉELLE VS DE RÉFÉRENCE (GWh)

	ÉPI réel (1)	ÉPI de référence (2)	Écart (1)-(2)=(3)	% (3)/(2)
2013	4 808	4 359	453	10,39%
2014	6 725	6 171	555	8,99%
2015	12 087	11 291	796	7,05%
2016	11 770	11 687	84	0,72%
2017	11 132	11 043	90	0,81%

Je suis d'accord avec le Distributeur que cet indicateur, tel que formulé et mis en pratique ici, est de peu d'utilité. Toutefois, je ne partage pas sa position à l'effet qu'aucun indicateur *a posteriori* ne peut être utile.

Le Distributeur a raison lorsqu'il indique que le volume d'ÉPI est influencé par plusieurs facteurs autres que les achats de court terme³³. Toutefois, il ne s'en suit pas que « L'information *a posteriori* n'est pas pertinente pour évaluer la performance des stratégies liées aux approvisionnements de court terme à l'égard de l'ÉPI³⁴ ». Il est vrai que, même avec les meilleurs modèles de prévision, ceux-ci ne pourront pas prévoir exactement les besoins du Distributeur pour les 8 760 heures de l'année. Toutefois, la gestion des achats de court terme peut avoir un effet important sur l'ÉPI, de la même façon qu'elle peut impacter les dépassements. En termes de transparence et afin de pouvoir évaluer, sur un plan continu, l'adéquation de la stratégie d'achats de court terme, il est essentiel de pouvoir faire référence à des évaluations *a posteriori*.

Dans un premier temps, l'indicateur proposé par la Régie serait plus efficace si les calculs se faisaient en termes d'achats de court terme, en plus que de l'ÉPI. Autrement dit, l'indicateur serait plus informatif s'il présentait aussi, pour chaque année, **une comparaison de volumes et de coût total d'achats de court terme a) réel et b) selon le Scénario de référence.**

Cela dit, à mon avis, cet indicateur passe à côté de la véritable question, qui est : **jusqu'à quel point les achats de court terme ont-ils directement contribué à l'ÉPI?**

Évidemment, le Distributeur doit gérer ses approvisionnements de court terme dans un environnement de très grande incertitude, qui découle de la structure même du contrat patrimonial. Il est donc inévitable que ses choix, nécessairement imparfaits, contribuent à augmenter soit les dépassements, soit l'électricité patrimoniale inutilisée. Toutefois, un bon gestionnaire devrait vouloir connaître ses résultats. Il est donc pertinent de savoir, d'année en année, jusqu'à quel point ces décisions en temps réels sur les achats de court terme ont contribué à un résultat ou à l'autre, et dans quelle mesure.

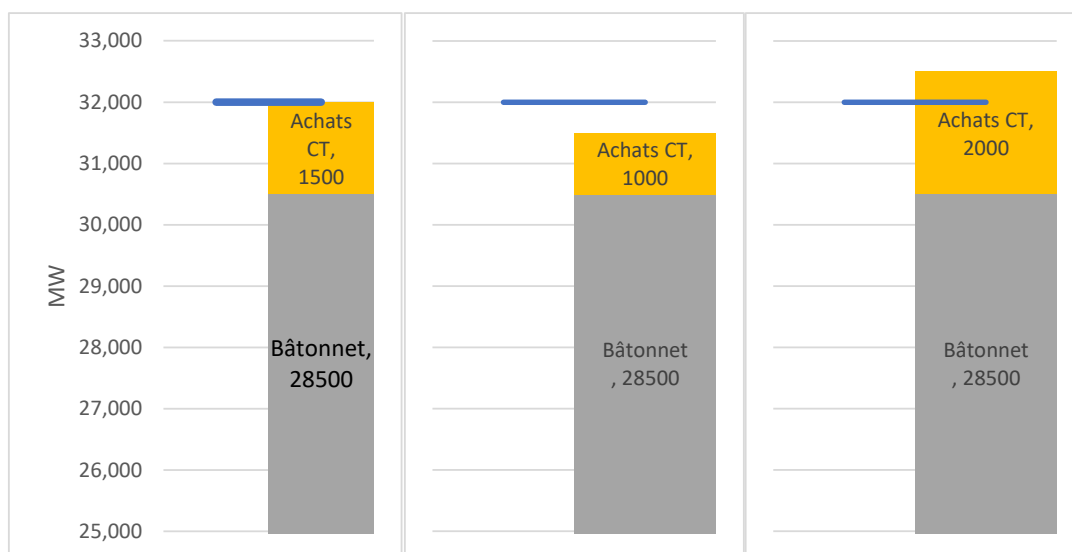
³³ Ibid., page 14.

³⁴ Ibid.

Le Scénario de référence, tel que décrit par le Distributeur, représente en fait la série parfaite de choix d'achats de court terme, qui évite tout dépassement et qui réduit au minimum l'ÉPI. Il n'est toutefois pas utile pour savoir combien des MWh d'achats de court terme ont été inutiles.

À chaque heure, HQD mobilise à titre d'énergie patrimoniale auprès d'HQP l'énergie requise pour satisfaire ses besoins, après réception de ses achats postpatrimoniaux (y compris ceux d'HQP). À titre d'illustration, prenons une heure hypothétique (Graphique 9), avec des besoins de 32 000 MW (la ligne bleue), des achats LT de 2000 MW, et 28 500 MW d'électricité patrimoniale.

Si les achats de court terme était de 1 500 MW (Graphique 9a), il n'y aura ni dépassement ni ÉPI. Toutefois, si les achats de court terme était de 1 000 MW (Graphique 9b), il y aura un dépassement de 500 MW. Et si les achats de court terme était de 2 000 MW (Graphique 9c), il y aura de l'ÉPI de 500 MW.



Graphique 9. Illustration de la relation entre les achats de court terme, les dépassements et l'ÉPI

Ces quantités sont totalement objectives, et découlent directement de la relation (connue seulement en fin d'année) entre les volumes d'achat de court terme et les bâtonnets affectés et ce, pour chaque heure de l'année. Suivre **les quantités d'ÉPI directement causées par les achats de court terme**, permettra de voir, année après année, jusqu'à quel point les stratégies d'achat de court terme ont été efficaces.

À ce titre, j'aimerais réitérer la recommandation faite au Plan d'approvisionnement 2017-2026, selon laquelle **le Distributeur devrait indiquer chaque année les achats contribuant à l'électricité patrimoniale inutilisée (en GWh), pour l'année et pour les 300 heures ainsi que le coût de ces achats contribuant à l'ÉPI³⁵**. La méthode est précisée aux pages 14 et 15 (section 4.2) du même document.

³⁵ R-3986-2016, C-RNCREQ-022, page 37.

8 Annexe A – Sources et fiabilité des données

Le présent rapport contient une mise en garde au lecteur quant à l'utilisation des données brutes de 2017 et des données simulées de 2014 et 2015. Cette annexe présente une discussion sur les sources et la fiabilité des données, et les choix méthodologiques qui en ont découlé.

Le tableau suivant résume les données principales des années 2013 à 2017 à l'égard des achats de court terme.

Tableau 13. Dépassements, ÉPI et Achats de court terme, 2013 à 2017³⁶

		2013	2014	2015	2016	2017
Dépassements	(1)	5,000	4,000	700	10	50,700
ÉPI (MWh)	(2)	4,668,200	6,682,100	11,919,000	11,613,500	11,184,400
Achats court terme (MWh)	(3)	2,338,046	2,674,947	2,995,808	115,171	504,916
Achats court terme (\$)	(4)	\$ 156,838,970	\$ 481,939,878	\$ 252,468,143	\$ 9,703,549	\$ 48,712,702
Achats court terme - prix moyen (\$/MWh)	(5)	\$67.1	\$180.2	\$84.3	\$84.3	\$96.5
Achats contribuant à l'ÉPI (MWh) (estimés)	(6)	220,702	483,857	760,312	n/d	30,824
% des achats contribuant aux ÉPI (MWh)	(7)	9.4%	18.1%	25.4%	n/d	6.1%

On constate une très grande variabilité, qui découle non seulement des aléas climatiques mais aussi, dans une moindre mesure, de ceux des marchés avoisinants.

La présente étude utilise des données des années 2017, 2015 et 2014, mais ces données varient beaucoup en termes de qualité et de fiabilité. Les raisons qui sous-tendent cette situation sont décrites dans les sections suivantes.

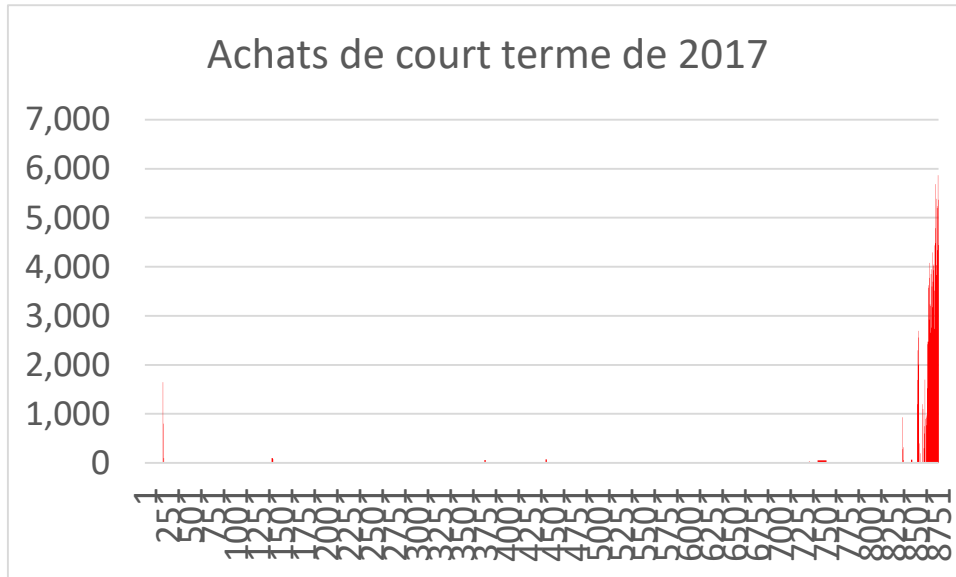
8.1 Les données de 2017

8.1.1 Les caractéristiques particulières de l'année 2017

On constate que 2017 semble relativement typique à l'égard des volumes d'achats de court terme (504 GWh) et le prix moyen de ces achats (96,5\$/MWh). Toutefois, elle est atypique à l'égard des volumes de dépassements (50,7 GWh), beaucoup plus élevés que toutes les autres années ensemble.

Un regard sur la distribution temporelle des achats de court terme de 2017 démontre aussi les particularités de cette année :

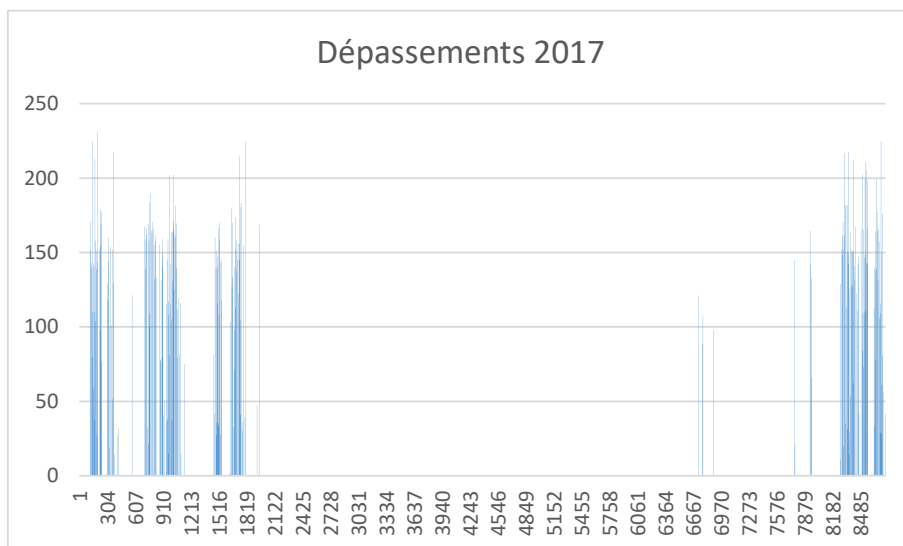
³⁶ Sources : lignes (1) et (2), Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1^{er} janvier au 31 décembre 2017, page 4; lignes (3) et (4), Suivis des activités d'achat du Distributeur, 2013 à 2017; ligne (5) = ligne (4) / ligne (3) ; lignes (6) et (7) des analyses présentées aux dossiers antérieurs.



Graphique 10. Achats de court terme de 2017 (réels)

Ainsi, on constate qu’il n’y a presque pas eu d’achats de court terme pendant la quasi-totalité de l’année, sauf pendant la dernière semaine de décembre. Typiquement, les achats de court terme se font surtout en janvier et février.

L’année était aussi surprenante à l’égard des dépassements. Quoique, pendant déjà plusieurs années, le Distributeur n’ait eu presque aucun dépassement, on constate du Graphique 4 qu’il y a eu des dépassements importants dans tous les mois d’hiver de 2017.



Graphique 11. Dépassements de 2017 (réels)

En réalité, ces deux observations surprenantes sont interreliées et s'expliquent par le même fait météorologique : l'année 2017 était généralement moins froide que prévu, sauf à la toute fin de l'année, où il a fait beaucoup plus froid que normalement.

Le Distributeur l'explique ainsi :

Au début janvier, le Distributeur anticipait une demande annuelle d'environ 181,5 TWh. De janvier jusqu'au début de mars 2017, des températures au-dessus de la normale ont inféré une baisse des besoins à approvisionner pour l'année 2017. Les températures sous la normale pour le mois de mars ont eu comme impact de relever la prévision annuelle par rapport à celle prévue en début d'année. En fin d'année, la vague de froid de décembre a haussé de façon importante l'anticipation des besoins annuels.³⁷

Le Distributeur n'a pas fait d'achats de court terme en janvier, février ou mars parce que, selon ses prévisions, les bâtonnets disponibles pour ces mois seraient adéquats pour couvrir ses besoins. Toutefois, le grand froid en fin de décembre a accaparé les grands bâtonnets, malgré les achats de court terme importants, donnant lieu, *post facto*, à des dépassements importants au printemps. C'est la substitution, dans l'allocation finale, de bâtonnets plus petits que ceux qui avaient été appliqués de façon provisoire qui explique ces dépassements.

Toutefois, malgré l'affectation de ces grands bâtonnets en fin de décembre, les achats de court terme réellement effectués par le Distributeur pendant cette dernière semaine de décembre étaient insuffisants pour répondre à la demande réelle, donnant lieu aussi à des dépassements importants. Rendu à la fin de décembre, il n'y a normalement plus d'incertitude à l'égard du placement des bâtonnets. Pourquoi n'a-t-il pas pu estimer correctement ses besoins en achats de court terme, quand l'historique de l'année était déjà connu?

L'explication réside peut-être dans une erreur dans les données du Transporteur, constatée seulement après la fin de l'année.³⁸ Quoique la nature de cette erreur n'ait pas encore été précisée, elle pourrait expliquer le fait que le Distributeur n'ait pas fait des achats de court terme suffisamment grand en fin décembre pour éviter des dépassements.

³⁷ B-0017, p. 14.

³⁸ Ibid., p. 12.

8.1.2 Le scénario de référence selon la Méthode A de la Régie

Étant donné ces aspects relativement uniques de l'année 2017, l'utilité de ces données brutes pour une analyse des coûts évités demeure limitée, même à titre indicatif. Heureusement, en s'inspirant d'une méthode suggérée par la Régie, le Distributeur propose un « scénario de référence » qui permettrait en quelque sorte de régulariser ces données.

Le Distributeur élabore sur cette situation dans sa discussion d'un indicateur sur le degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et du recours à l'entente globale cadre³⁹. Cet indicateur fait suite à une demande de la Régie dans le dossier R-3897-2014 sur le MRI du Distributeur :

[422] C'est pourquoi la Régie demande au Distributeur de développer, durant le terme du MRI, un indicateur de performance rattaché à la gestion optimale de l'approvisionnement en électricité patrimoniale. Cet indicateur devra établir un lien quantitatif entre les achats de court terme, en énergie et en puissance, et l'électricité patrimoniale inutilisée. Ce nouvel indicateur pourrait être utilisé dans le cadre de la seconde génération du MRI.⁴⁰

Ensuite, dans la décision du dernier dossier tarifaire, « dans le but de favoriser la discussion », la Régie propose « deux méthodes permettant de mesurer la performance de la gestion active du Distributeur, c'est-à-dire des achats de court terme en énergie et en puissance ainsi que de l'approvisionnement en électricité patrimoniale du Distributeur⁴¹ ».

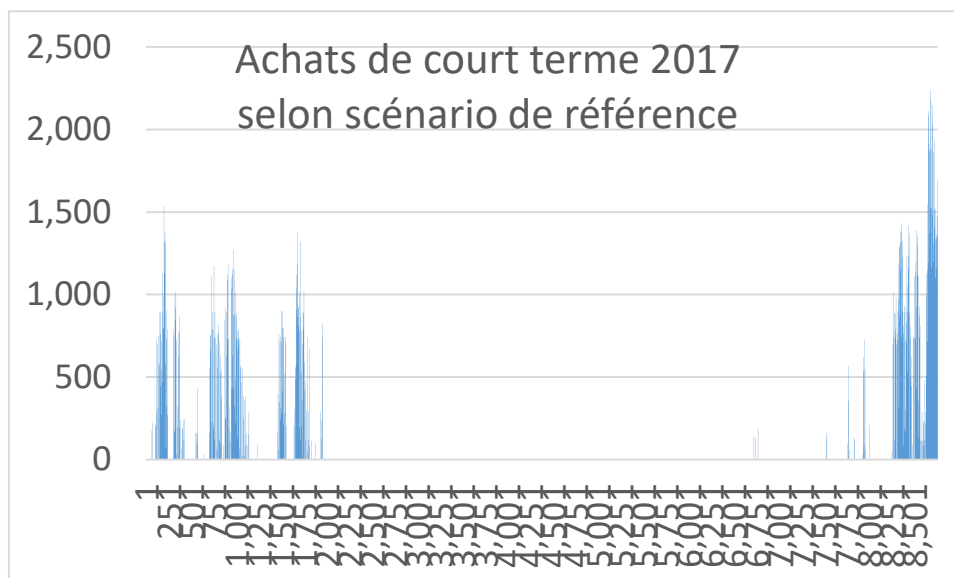
Dans sa preuve, le Distributeur a procédé selon la Méthode A suggérée par la Régie. Selon cette méthode, il développe un « scénario de référence », qui reproduit en quelque sorte les choix qu'il aurait faits à l'égard d'achats de court terme si, en temps réel, il avait eu une parfaite connaissance du restant de l'année.

Pour ce faire, il soustrait, pour chaque heure de l'année, les achats de long terme des Besoins réguliers du Distributeur (BRD), pour déterminer les BRD nets. Ensuite, il affecte les bâtonnets d'électricité patrimoniale de façon optimale aux BRD nets, pour déterminer la quantité d'électricité qu'il aurait achetée chaque heure, s'il était omniscient. Ce processus crée un Scénario de référence pour l'année 2017, qui corrige le profil d'achats de court terme afin d'éliminer les dépassements, toujours en reflétant le profil réel de la demande pour l'année. Les achats de court terme selon ce Scénario de référence, présentés au Graphique 12, sont en fait beaucoup plus « normal » que les achats réels indiqués au Graphique 10 à la page 42.

³⁹ B-0017, p. 12.

⁴⁰ D-2017-043, page 100.

⁴¹ D-2018-025, p. 232.



Graphique 12. Achats de court terme de 2017 selon le Scénario de référence (simulé)

Il reste la question des coûts de ces achats. Le Relevé de l'Entente globale cadre fournit les coûts unitaires moyens d'achats de court terme pour les heures auxquelles des achats ont réellement eu lieu, mais le scénario de référence attribue des achats de court terme à d'autres heures pour lesquelles des coûts réels n'existent pas.

Depuis longtemps, dans les Relevés de l'Entente globale cadre, le Distributeur fournit un prix de référence pour chaque heure de l'année. Ce prix de référence est basé sur le prix horaire sur le marché DAM de New York, ajusté selon les différents frais qui s'appliquent à des achats de court terme⁴².

Est-ce que ce prix de référence reflète bien les prix réels payés par le Distributeur? Une comparaison des prix moyens réellement encourus indique que ceux-ci sont généralement plus élevés que les Prix de référence pour les mêmes heures. En 2017, les prix réels dépassent les Prix de référence, en moyenne, par 47,5 %.

Pour les fins de l'analyse présentée ici, nous avons donc majoré les Prix de référence par 47,5% pour les heures sans prix réel, afin d'estimer les prix qu'aurait payés le Distributeur pour les achats de court terme selon le scénario de référence.

⁴² Il s'agit de la colonne R de l'onglet « EC horaire », et est égal à « DAM HQ + TSC NYPA-HQ + NTAC + SC NYISO)
* T (\$/MWh).

8.2 Les données simulées de 2014 et 2015

Dans le dossier R-3933-2015, j'ai présenté pour la première fois certaines analyses des achats de court terme du Distributeur. Dans ma preuve dans ce dossier, j'ai expliqué la démarche utilisée :

Comme tout autre montant qui compose les revenus requis, les achats d'énergie de court terme sont assujettis à la vérification et l'approbation de la Régie. Toutefois, il est extrêmement difficile d'en trouver le détail. Étant donné l'importance des montants en question, un niveau de détail et de surveillance plus élevé semble approprié.

Afin de mieux comprendre cette situation, nous avons consulté deux documents de suivi déposés auprès de la Régie qui ne font pas partie du dossier tarifaire : le « Relevé des livraisons d'énergie en vertu de l'entente globale cadre pour la période du 1er janvier au 31 décembre 2014 »⁴³ (Suivi Entente cadre 2014), et le « Suivi détaillé des activités d'achat et de vente du Distributeur 2014 »⁴⁴ (Suivi achats 2014).

Ce dernier document fournit une liste des transactions effectuées en 2014. Pour chaque transaction, il présente le fournisseur, les dates de début et de fin de la transaction, le type de transaction (pointe, 24h, etc.) le nombre de MWh total et le prix moyen (\$/MWh). À partir de ces informations, nous avons pu, par le biais d'une programmation en VBA, produire des tableaux indiquant, pour chacune des 8760 heures de 2014, le nombre de MW acheté à court terme par fournisseur, et le prix payé⁴⁵.

Conscient des imprécisions inhérentes à cette méthode, que le Distributeur avait d'ailleurs soulignées dans le dossier R-3986-2016,⁴⁶ j'ai demandé en DDR d'avoir accès aux données réelles pour les années 2013 à 2016. Le Distributeur a refusé de répondre à cette demande au motif suivant :

En effet, contrairement aux allégations de l'intervenant, le suivi détaillé des activités d'achat du Distributeur sous dispense permet à l'intervenant d'estimer le nombre d'heures d'achat pour les années 2013 à 2016. Ce suivi présente, pour les transactions boursières, les dates de début et de fin des livraisons et pour les transactions bilatérales, le produit acheté par le Distributeur (pointe, 24 heures et autres). Aussi, ce suivi fournit pour chaque transaction la quantité acquise et le prix moyen déboursé. De plus, il est aisé de constater si le Distributeur fait régulièrement des achats de court terme hors hiver, puisqu'il est possible de calculer le nombre de transactions réalisées

⁴³ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2013-206.html.

⁴⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD2014-205_AutresSuivis/HQD_SuiviDetailleActivitesAchatVente2014_12mai2015.pdf.

⁴⁵ R-3933-2015, C-RNCREQ-0016, pages 5-6.

⁴⁶ Voir R-3986-2016, N.S., vol. 4, p. 48-54.

d'avril à novembre, ainsi que le nombre de jours d'achat. Par ailleurs, le même suivi présente le prix moyen obtenu pour chacune des transactions.

Le Distributeur constate par ailleurs qu'au dossier R-4045-2018, à la pièce C-RNCREQ-0018, page 2, tableau 1, l'intervenant présente les données agrégées des achats de court terme. Ces données ont vraisemblablement été compilées à la suite d'une analyse exhaustive des suivis auxquels il est fait référence dans la réponse du Distributeur.⁴⁷

Il importe de souligner que le tableau présenté au dossier R-4045-2018 auquel fait référence le Distributeur est identique au Tableau 10 ci-dessus⁴⁸.

Le Distributeur semble donc avoir oublié les faiblesses inhérentes à ces simulations, et semble reconnaître maintenant la validité des analyses. Néanmoins, leurs faiblesses clairement identifiées dans mes témoignages sont réelles, et sont encore plus pertinentes à l'égard de la question des coûts évités qui nous préoccupe ici que des montants totaux dont il était question lors des dossiers tarifaires antérieurs. L'importance de faire ces analyses sur la base de données horaires réelles plutôt que simulées demeure donc.

Le complément de réponse du Distributeur à la DDR numéro 10.2 du FCÉI démontre que le Distributeur détient maintenant les données demandées. En effet, les graphiques indiquent, sur une base horaire, les achats de court terme des années 2013 à 2016 inclusivement.⁴⁹ Le graphique pour l'année 2014 est reproduit ci-dessous au Graphique 13. Un graphique semblable, fait avec mes données simulées pour la même année, se trouve au Graphique 14.

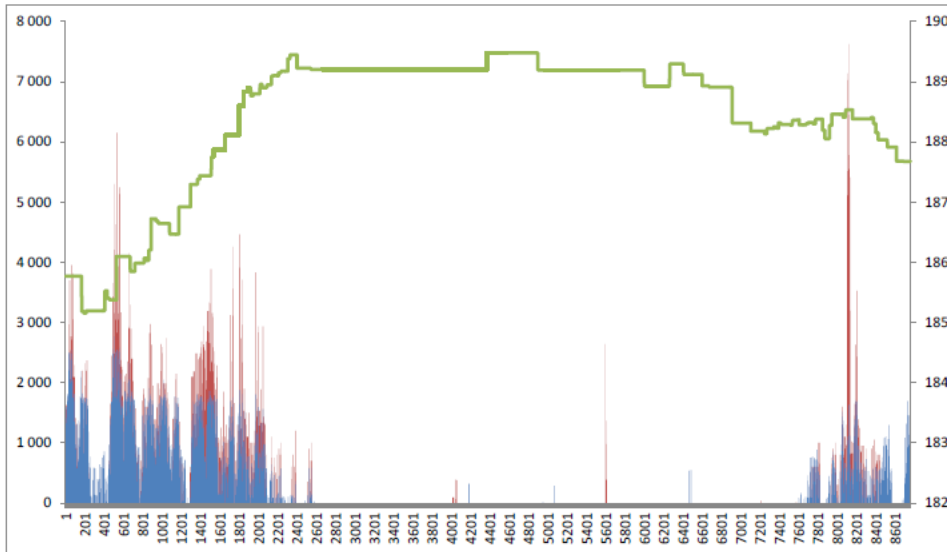
En regardant ces deux graphiques, il semble à première vue que la simulation a produit des résultats tout à fait exacts. Les profils des achats de court terme semblent essentiellement similaires dans les deux graphiques.

⁴⁷ B-0081, page 5.

⁴⁸ Les valeurs d'ÉPI ont été corrigées afin de se conformer avec le plus récent Relevé de l'entente globale cadre.

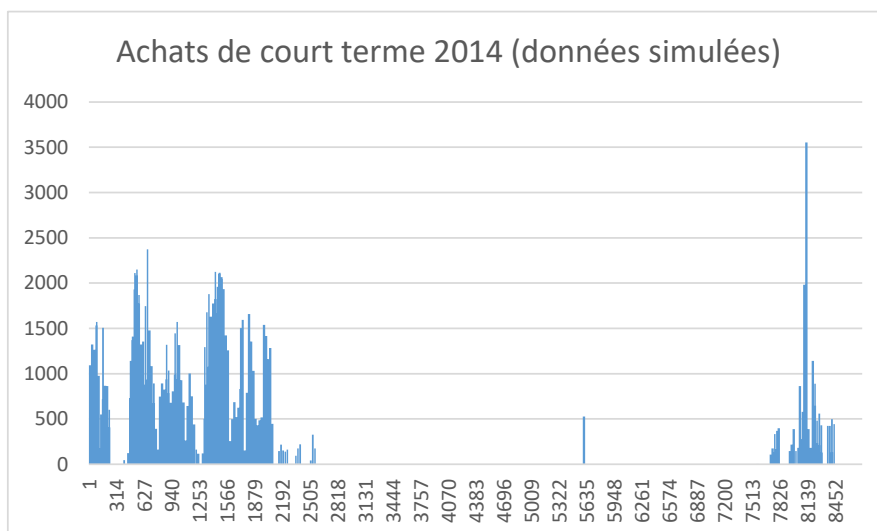
⁴⁹ B-0086, pages 5-8.

FIGURE R-10.2-C :
ACHATS HORAIRES COURT TERME RÉELS ET DE RÉFÉRENCE POUR L'ANNÉE 2014 (MW) /
PRÉVISION DES BESOINS RÉGULIERS ANNUELS À DIFFÉRENTS MOMENTS DE L'ANNÉE 2014 (TWh)



Note : achats réels en rouge, achats du scénario de référence en bleu et BRD à approvisionner en vert.

Graphique 13. Achats court terme réels (barres rouges) pour l'année 2014 ⁵⁰



Graphique 14. Achats de court terme simulés pour l'année 2014

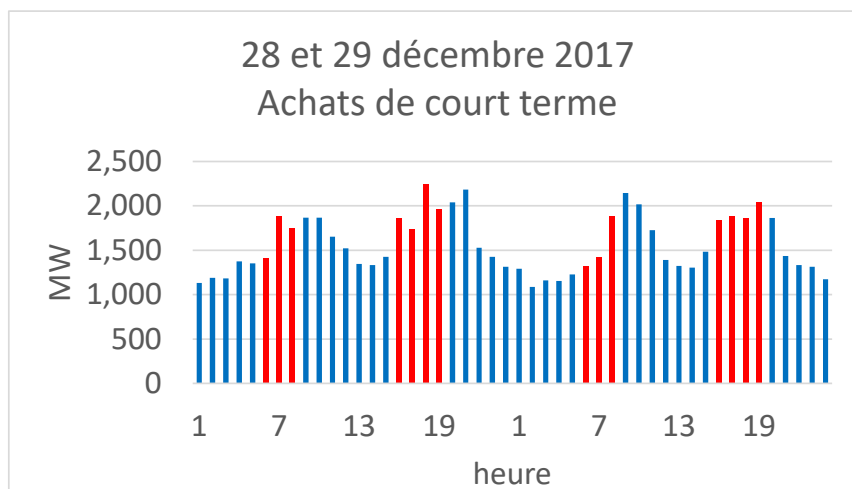
⁵⁰ B-0086, page 5.

Un regard plus attentif indique toutefois des différences importantes. Selon les données simulées, l'achat le plus important était en décembre, pour environ 3500 MW. Les achats les plus grands en début d'année étaient d'environ 2400 MW.

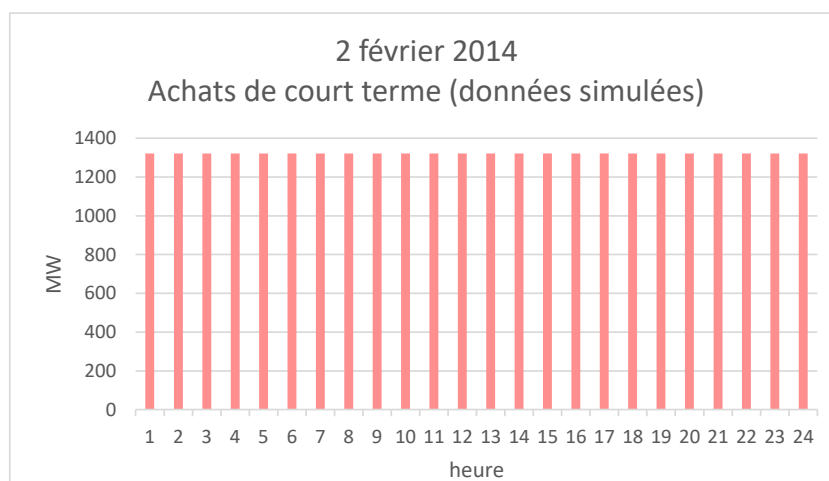
Toutefois, les barres rouges (réelles) au graphique 11 indiquent des achats atteignant 5000 MW en début d'année, et 7000 MW en décembre. Ces informations ne se trouvent pas dans les données simulées, sans doute parce que, dans des données simulées sur une base journalière plutôt qu'horaire, ces achats de quelques heures étaient dilués dans les heures les précédant et les suivants.

C'est précisément cette absence d'information horaire qui limite grandement l'utilité des données simulées sur les questions qui nous préoccupent ici, qui sont de nature horaire. Afin d'illustrer cet enjeu, on n'a qu'à reprendre le Graphique 10 à la page 42 qui présente les achats de court terme, heure par heure, qui se trouvent pour la journée de fine pointe de l'année 2017 (scénario de référence), et le comparer avec des données similaires pour l'année 2014 (données simulées).

Afin de faciliter la comparaison, le Graphique 10 est reproduit ici. Ensuite, le Graphique 15 présente les achats court terme de fine pointe de l'année 2014, selon les données simulées.



Graphique 10. Achats de court terme, 28 et 29 décembre 2017



Graphique 15. Achats de court terme horaires (simulés) pendant la journée de pointe, 2014

Évidemment, ces données simulées ne fournissent aucun éclairage ni sur les besoins de pointe, ni sur les coûts évités pendant les heures de pointe, pour la simple raison qu'elles n'intègrent aucune résolution plus fine que la journalière. Par ailleurs, sur la base de ces données, on ne peut pas avoir confiance que le 2 février était en réalité le jour où les besoins réguliers du Distributeur, net des achats de long terme, étaient les plus élevés — étant donné que la seule façon de calculer cette valeur nette est de soustraire de la colonne « Achats + Électricité interruptible – Reventes » la valeur présumée d'achats de court terme pour chaque heure — précisément la valeur qui est, sans aucun doute, erronée.

Ces illustrations démontrent que les données simulées produites lors des dossiers antérieurs, aussi utiles qu'elles soient, ne sont pas adéquates afin de comprendre les coûts évités horaires.

Le Distributeur n'aurait pas pu produire les graphiques présentés à la réponse R-10.2 à la FCEI sans l'aide des données horaires. Tout ce qui manque afin de remplacer les chiffres simulés présentés ci-dessus par des valeurs réelles sont les chiffres utilisés pour produire ces graphiques. Dès que le Distributeur les rend publics, il deviendrait possible d'amender le présent rapport avec des chiffres réels, ce qui augmentera significativement sa valeur probante.

Par ailleurs, si le Distributeur dispose également des prix moyens réellement payés pour ces achats horaires, comme il doit dorénavant le fournir dans ses Relevés de l'entente globale cadre, l'accès à ces données viendra améliorer davantage la précision des résultats.