



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



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

Les coûts évités et la tarification dynamique

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

R-4057-2018

Régie de l'énergie

**Deuxième révision
(complément de preuve)
13 décembre 2018**

TABLE DES MATIÈRES

AVANT-PROPOS	1
1 SOMMAIRE	1
1.1 Les coûts évités en puissance	2
1.2 Les achats de court terme en énergie	2
1.3 Les coûts évités en énergie de court terme	4
1.4 La tarification dynamique	9
1.5 Les indicateurs de performance à l'égard des approvisionnements	11
1.5.1 Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux	12
1.5.2 Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre	14
2 INTRODUCTION	16
2.1 La tarification dynamique et les coûts évités	16
2.2 L'évolution des coûts évités du Distributeur	17
3 LES COÛTS ÉVITÉS EN PUISSANCE	19
3.1 Les coûts évités en puissance de long terme	20
3.2 Les coûts évités en puissance de court terme	20
4 LES ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE	23
4.1 Achats de court terme de 2017	24
4.1.1 2017 — Données réelles	24
4.1.1.1 8 760 heures	26
4.1.1.2 300 heures	26
4.1.1.3 100 heures	26
4.1.2 2017 – Scénario de référence	26
4.1.2.1 8760 heures	27
4.1.2.2 300 heures	27
4.1.2.3 100 heures	27
4.1.3 Comparaison des données de 2017 réelles avec les données du Scénario de référence	28
4.2 Achats de court terme de 2016	28
4.2.1 8 760 heures	28

4.2.2	300 heures	29
4.2.3	100 heures	29
4.3	Achats de court terme de 2015	29
4.3.1	8 760 heures	29
4.3.2	300 heures	29
4.3.3	100 heures	30
4.4	Achats de court terme de 2014	30
4.4.1	8 760 heures	30
4.4.2	300 heures	30
4.4.3	100 heures	30
4.5	Achats de court terme de 2013	31
4.5.1	8 760 heures	31
4.5.2	300 heures	31
4.5.3	100 heures	31
4.6	Sommaire des résultats	31
5	LES COÛTS ÉVITÉS EN ÉNERGIE DE COURT TERME	32
5.1	L'approche analytique	32
5.1.1	L'approche du Distributeur	32
5.1.2	Les coûts évités horaires	36
5.2	Les Facteurs de différenciation	37
5.2.1	Annuel	37
5.2.2	Pointe/hors pointe (selon la définition du NYISO)	38
5.2.3	Hiver / Hors Hiver	38
5.2.4	Les 300h de plus grande charge nette (Québec)	39
5.2.5	Les 100h de plus grande charge nette (Québec)	39
5.3	Sommaire	39
5.4	Conclusions	42
6	LA TARIFICATION DYNAMIQUE	44
6.1	Simulation du programme de tarification dynamique	44
6.1.1	Année 2017	45
6.1.2	L'année 2016	46
6.1.3	L'année 2015	49
6.1.4	L'année 2014	51
6.1.5	L'année 2013	53
6.2	Sommaire	54

6.3	Discussion	55
7	LES INDICATEURS DE PERFORMANCE À L'ÉGARD DES APPROVISIONNEMENTS	57
7.1	Coût unitaire moyen des approvisionnements postpatrimoniaux et prix de marché	57
7.2	Degré d'utilisation de l'électricité patrimoniale et recours à l'entente globale cadre	60

Table des graphiques

Graphique 1. Achats de court terme de 2017	24
Graphique 2. Dépassements de 2017 (réels)	25
Graphique 3. Achats de court terme de 2017 selon le Scénario de référence (simulé)	27
Graphique 4. Coûts évités horaires de 2017 (scénario de référence)	37
Graphique 5. Distribution des prix horaires (300h vs autres heures)	41
Graphique 6. Distribution des prix horaires (100h vs autres heures)	41
Graphique 7. Coûts évités 2013 à 2017, pour les 300h et les 100h de plus grande charge	42
Graphique 8. Achats de court terme de 2017 (réels)	45
Graphique 9. Achats de court terme, du 27 au 31 décembre 2017	46
Graphique 10. Achats de court terme, 2016	47
Graphique 11. Achats de court terme, du 13 au 15 février 2016	48
Graphique 12. Achats de court terme, du 16 au 20 décembre 2016	49
Graphique 13. Achats de court terme, 2015	49
Graphique 14. Achats de court terme, du 19 au 26 février 2015	51
Graphique 15. Achats de court terme, 2014	51
Graphique 16. Achats de court terme, du 2 au 4 janvier 2014	52
Graphique 17. Achats de court terme, du 21 au 24 janvier 2014	53
Graphique 18. Achats de court terme, du 4 au 5 décembre 2014	53
Graphique 19. Achats de court terme, 2013	54
Graphique 20. Illustration de la relation entre les achats de court terme, les dépassements et l'ÉPI	62

Table des tableaux

Tableau 1. Puissance UCAP 2014 à 2016	21
Tableau 2. Puissance UCAP, Hiver 2016-2017	21
Tableau 3. Puissance UCAP – Hiver 2017-2018	22
Tableau 4. Achats de court terme, 2013 à 2017	23
Tableau 5. Sommaire des données réelles et du scénario de référence (2017)	28
Tableau 6. Sommaire des données de 2013 à 2017 – Selon les scénarios de référence	32
Tableau 7. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux	35
Tableau 8. Coûts évités en énergie (court terme)	40
Tableau 9. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2017)	46
Tableau 10. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2016)	47
Tableau 11. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2016)	48
Tableau 12. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2015)	50
Tableau 13. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2015)	50
Tableau 14. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2014)	52
Tableau 15. Indicateur de prix de marché pour l'année 2017.	58
Tableau 16. Résumé des achats de court terme du Distributeur, 2017	59
Tableau 17. Électricité patrimoniale inutilisée réelle vs Scénario de référence	60

Avant-propos

La version originale de ce rapport, datée du 15 novembre 2018, ainsi que la version révisée du 16 novembre, se basait sur les données de 2017, la seule année pour lesquelles les données horaires réelles de volumes et de prix d'achats de court terme avaient été rendues publiques par le Distributeur. Le rapport tirait des conclusions sur les coûts évités en énergie du Distributeur pendant les heures de grande charge, mais soulignait les faiblesses de conclusions basées sur une seule année.

Ce rapport mentionnait que, dans un complément de réponse à la FCÉI, le Distributeur avait produit sous forme graphique les volumes horaires d'achats de court terme pour les années 2013 à 2016, inclusivement. Je suggérais à la Régie de demander, par le biais d'une DDR, ces mêmes informations en format Excel, en indiquant qu'avec ces données, je pourrais produire un complément de preuve qui tiendrait compte d'un historique plus complet.

La Régie a effectivement émis une telle DDR et, en réponse, le Distributeur a fourni les fichiers Excel demandés. Le présent rapport constitue le complément de preuve annoncé. Il incorpore l'historique de cinq ans nouvellement disponible. Les calculs qui avaient été effectués à partir de données simulées ont été refaits avec les données réelles. J'ai choisi de le présenter sous forme de rapport révisé, afin de simplifier la consultation en rassemblant toute l'information dans un seul document.

Pour faciliter la lecture, les changements sont indiqués par une barre en marge. Une version en mode suivi des modifications est également déposée.

1 Sommaire

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).

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.**

L'approche utilisée maintenant par le Distributeur, faisant référence aux prix à terme du marché de New York pour fixer le signal de coût évité de court terme en hiver, date de 2010 environ. Toutefois, cette approche est en continuité avec celle adoptée par la Régie en 2003, et aussi avec celle utilisée par Hydro-Québec depuis bien avant la mise en place de la séparation fonctionnelle à l'an 2000.

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 achats de court terme en énergie

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 énergie¹ ».

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

Tableau 5. Achats de court terme, 2013 à 2017²

		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

¹ R-4011-2017, B-0083, HQD-15, doc. 3, p. 23, R13.4.

² 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.

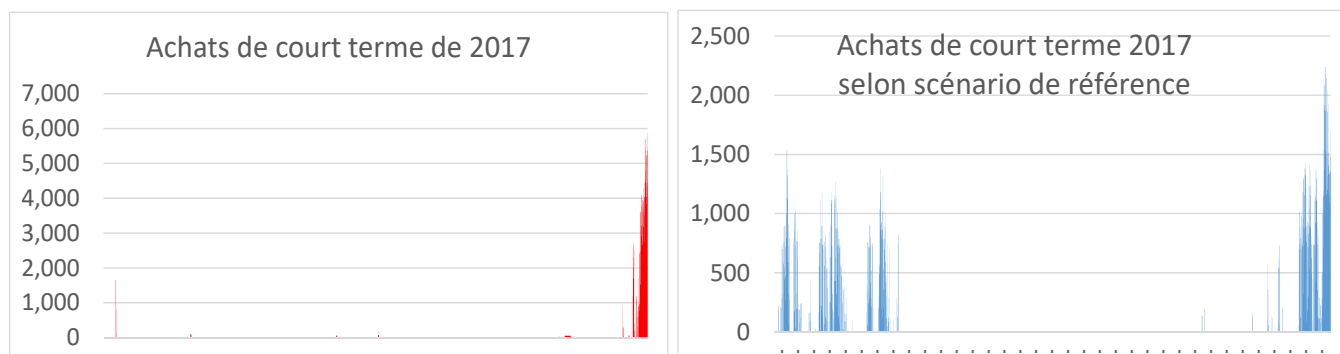
On constate une très grande variabilité, qui découle non seulement des aléas climatiques mais aussi, dans une moindre mesure, de ceux des marchés avoisinants.

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.

Cette analyse fait appel à un type de « scénario de référence », développé par le Distributeur suite aux recommandations de la Régie. Ce scénario reflète les aléas du climat et des marchés, mais optimise les achats en presumant une connaissance parfaite du futur de la part du Distributeur. Il reproduit en quelque sorte les choix que le Distributeur 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 le produire, 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.

Les graphiques suivants démontrent la différence entre les données réelles de 2017 et celles du scénario de référence.



Le prochain tableau résume les achats de court terme des années 2013 à 2017, selon les scénarios de référence. 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 2013 à 2017

	8760h					300h				
	2017	2016	2015	2014	2013	2017	2016	2015	2014	2013
Heures avec achats de court terme	1071	176	1712	2580	2 916	300	176	300	300	300
Achat moyen (MW)	642	288	1 356	924	724	1 206	288	2 076	2 009	1 808
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	75,8 \$	111,1 \$	77,1 \$	161,9 \$	62,7 \$	89,6 \$	111,1 \$	112,8 \$	325,3 \$	108,0 \$

À l'égard des données sur l'année complète (8 760 heures), on remarque que, selon les scénarios de référence :

- le nombre d'heures avec achats de court terme varie entre 1 000 et 3 000 (sauf en 2016);
- l'achat moyen varie entre 280 et 1 000 MW (sauf en 2015); et
- le prix moyen pondéré varie entre 60 \$ et 165 \$/MWh.

À l'égard des données sur les 300 heures de plus grande charge, on remarque que, toujours selon les scénarios de référence :

- l'achat moyen (en MW) est deux ou trois fois plus élevé qu'il l'est pour l'année au complet (sauf en 2016); et
- le prix moyen pondéré est de 50% à 100% plus élevé qu'il l'est pour l'année au complet (sauf en 2016).

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

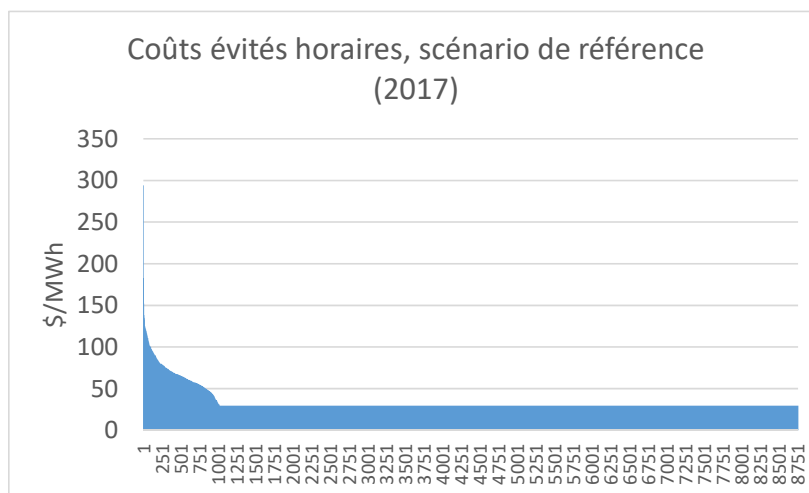
1.3 Les coûts évités en énergie de court terme

En d'autres dossiers, les experts Christensen et Hopkins ont tous les deux souligné le fait que, au Québec, les coûts marginaux sont « plats » sur toutes les heures de l'année, sauf pendant la pointe d'hiver.

En fait, dans le régime en vigueur au Québec, le coût évité varie d'heure en heure. Durant les heures où le Distributeur fait des achats de court terme, c'est le prix de ces achats qui peut être évité³. Pendant les autres heures, c'est le prix de l'électricité patrimoniale qui peut être évité. Il y a donc, pour chaque heure, une valeur précise qui représente le coût évité horaire.

³ Techniquement, c'est le prix du dernier achat effectué dans l'heure qui serait à la marge, mais, étant donné la non-disponibilité de ces données, utilisons le prix moyen des achats. Lorsque ces prix ne sont pas disponibles, utilisons le prix de référence publié par le Distributeur, majoré par un multiplicateur calculé en fonction des coûts totaux engagés pour l'année à titre d'achats de court terme.

À titre indicatif, le graphique suivant présente les coûts évités horaires de l'année 2017 (scénario de référence), en ordre décroissant.



Graphique 5. Coûts évités horaires de 2017 (scénario de référence)

Ce graphique démontre que, selon le scénario de référence de 2017, les coûts évités auraient été extrêmement élevés pendant quelques heures et seraient restés entre 50 \$ et 100 \$/MWh pendant environ 1 000 heures. Pendant les autres 7 760 heures, les coûts évités auraient été égaux au prix de l'électricité patrimoniale.

Le prochain tableau présente les coûts évités selon différents principes de différenciation. L'ensemble de ces coûts évités sont calculés en fonction des scénarios de référence, afin de refléter les coûts qui découlent des profils climatiques et les conditions de marché réels, sans tenir compte des erreurs de prévision qui découlent inévitablement de l'obligation du Distributeur de gérer ses approvisionnements en temps réels, sans connaître les conditions qui s'appliquent plus tard dans l'année.

Tableau 8. Coût évité en énergie (court terme)

	2013			2014			2015			2016			2017		
Facteur de différenciation	Coûts évités (\$/MWh)	ratio		Coûts évités (\$/MWh)	ratio		Coûts évités (\$/MWh)	ratio		Coûts évités (\$/MWh)	ratio		Coûts évités (\$/MWh)	ratio	
Annuel	\$36.4			\$53.9			\$37.0			\$30.4			\$34.1		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$38.0	\$34.9	8.9%	\$54.8	\$53.1	3.2%	\$37.9	\$36.2	4.7%	\$31.2	\$29.9	4.3%	\$35.3	\$33.0	7.0%
Hiver/Hors hiver	\$47.9	\$30.6	56.5%	\$100.2	\$30.8	225.3%	\$52.1	\$29.6	76.0%	\$33.2	\$29.5	12.5%	\$42.9	\$32.5	32.0%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$102.8	\$34.0	202.4%	\$315.2	\$44.7	605.1%	\$113.0	\$34.3	229.4%	\$65.8	\$29.5	123.1%	\$80.5	\$32.4	148.5%
Période de tarification dynamique (100h) /autres heures	\$138.8	\$35.2	294.3%	\$385.4	\$50.1	669.3%	\$143.8	\$35.8	301.7%	\$108.2	\$29.8	263.1%	\$106.4	\$33.2	220.5%

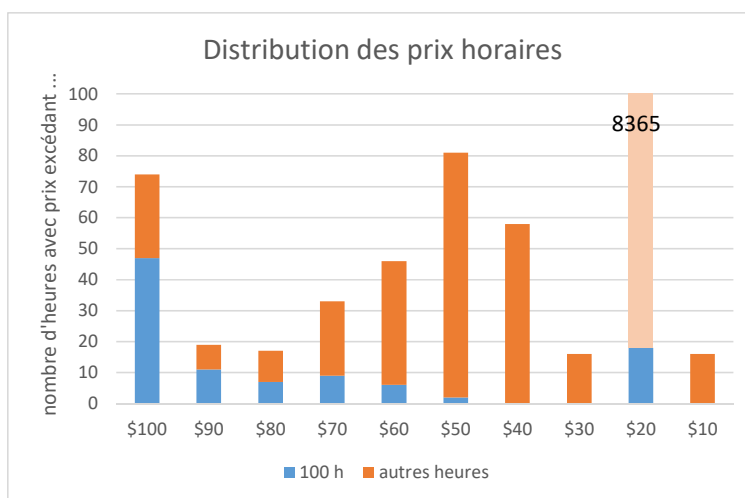
Ces données indiquent que le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisée dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur. L'écart entre les coûts évités pour ces deux périodes varie entre 3% et 9 %, seulement. Ces résultats suggèrent que la relation entre les heures de pointe (définition NYISO) et les heures de fort prix pour le Distributeur est très faible.

Concernant le facteur de différenciation « hiver/hors hiver », les données indiquent une corrélation réelle. Quoique cet écart ne soit pas très prononcé en 2016 ni en 2017 (12,5 % et 32 %, respectivement) — deux années de faibles achats de court terme —, il varie entre 55% et 225% pour les années 2013, 2014 et 2015, des années marquées par des achats de court terme très importants. Cette observation n'est pas surprenante, étant donné que, durant des années froides, lorsque le Distributeur doit avoir fréquemment recours aux marchés de court terme, c'est surtout en hiver qu'il sera confronté à des prix élevés.

Cela dit, la différenciation selon la fine pointe (300h) distingue les coûts évités encore plus clairement. Les coûts évités pendant la fine pointe dépassaient ceux pendant les autres heures par environ 120% à 150%, dans les années de faibles achats de court terme, et de 200% à 605% dans les années de forts achats. Ces résultats frappants reflètent et confirment les commentaires des experts Christensen et Hopkins, cités auparavant.

L'effet est encore plus marqué pour les 100h. Les coûts évités pendant ces heures dépassaient ceux pendant les autres heures par **220% à 260%** dans les années de faibles achats de court terme, et par **300% à 670%** dans les années de forts achats.

Une autre façon de voir cet effet est en relation avec la distribution des prix d'achat. Le Graphique 6, qui reflète les données réelles de 2017, 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)

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. Il n'est donc pas surprenant que les coûts évités pendant les **100h de plus grande charge** permettent une différenciation encore plus grande, passant d'un minimum de **220 %** en 2017 jusqu'à **670 %** en 2014.

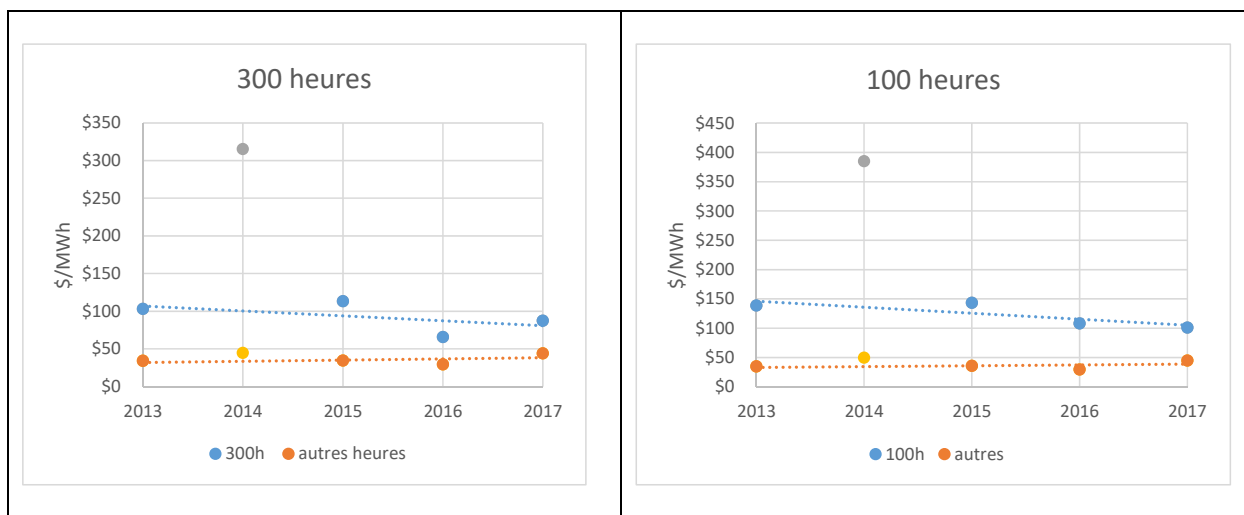
Si l'on compare les moyennes de ces cinq ans, on arrive aux valeurs suivantes pour les coûts évités horaires en énergie :

**136,8 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme),
et
37,3 \$/MWh pour les autres heures.**

ou

**175,5 \$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, et
39,2 \$/MWh pour les autres heures.**

Toutefois, on constate que les coûts évités dérivés des données de 2014 sont beaucoup plus élevés que les autres années. Les prix de cette année étaient exceptionnellement élevés — décrits parfois comme le résultat d'une « tempête parfaite ». Le graphique suivant démontre que, en excluant les prix de 2014, les coûts évités varient dans une fourchette relativement étroite, tant pour les 300h que pour les autres heures.



En traitant les données de 2014 comme des *outliers* et en les excluant de l'analyse, on obtient les résultats conservateurs suivants :

**92,2 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge, et
35,5 \$/MWh pour les autres heures.**

ou

**123,0 \$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, et
36,4 \$/MWh pour 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 ». Si on définit la « fine pointe » selon le 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), le coût évité serait de 92,2 \$, et celui pour les autres heures serait de 35,5 \$/MWh.

Pour les 100h de plus grande charge, le coût évité serait de 123 \$/MWh.

Baser sur ces coûts évités, le coût évité par la réduction d'une charge d'un kW sur chaque heure de l'année serait de **3,7 ¢/kWh⁴**, comparé au **3,3 ¢/kWh** selon l'approche du Distributeur.

Le fait que les coûts évités moyens sur l'année et sur l'hiver soient du même ordre de grandeur que ceux proposés par le Distributeur signifie que l'adoption de cette approche ne bouleverserait pas les analyses

⁴ = $((300h * 9,22) + (8460h * 3,55)) / 8760$

faites par le Distributeur sur la base de ses coûts évités actuels. Elle permettrait par contre une appréciation beaucoup plus juste des mesures qui affectent principalement les heures de la fine pointe.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- **pour les fins du présent dossier et à l'avenir :**
 - **adopte une structure de coûts évités en énergie de court terme composée d'un coût évité pour les 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), et un coût évité pour les autres heures;**
- **pour les fins du présent dossier :**
 - **adopte des coûts évités de 9,22 ¢/kWh pour les 300h, et de 3,55 ¢/kWh pour les autres heures;**
- **pour le prochain dossier tarifaire :**
 - **invite le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300h et les autres heures.**

1.4 La tarification dynamique

Ce rapport présente des simulations du programme de tarification dynamique pour les années 2013 à 2017. Depuis de nombreuses années, le Distributeur doit prendre des décisions en temps réel, tout au long de l'année, basées sur ses prévisions — nécessairement inexactes — des besoins pour le restant de l'année. Ces simulations supposent que, pour les années 2013 à 2017, le Distributeur aurait eu accès au programme de tarification dynamique comme outil additionnel pour gérer les besoins d'achats sur les marchés de court terme. Pour cette raison, ces simulations sont fait sur la base de données réelles, plutôt que des scénarios de référence.

Des cinq années étudiées, trois (2013, 2014 et 2015) comportaient un niveau très élevé d'achats de court terme (entre 2 000 et 3 000 GWh), tandis que les années 2016 et 2017 comportaient très peu d'achats (entre 100 et 500 GWh).

En 2017, la presque totalité des achats de court terme se trouvait pendant une courte période à la fin de décembre. Pendant cette année, il semble qu'il n'y aurait probablement pas eu d'appel au CPC ni au TPC avant décembre. Au total, on aurait eu, de toute évidence, un total de 10 périodes critiques pour le CPC, et 6 périodes pour le TPC.

En 2016, il y a également eu très peu d'achats de court terme. On identifie au maximum 15 périodes critiques CPC, et 11 périodes TPC.

En 2015, il y avait beaucoup d'achats de court terme, concentrés en janvier et février. J'ai identifié 15 périodes critiques CPC et 9 périodes TPC parmi les 100h de plus grands achats, mais il est fort possible que, en temps réel, le Distributeur aurait fait appel aux mesures de tarification dynamique plus souvent.

L'année 2014 était une autre année très froide, qui montrait aussi des prix très élevés dans les marchés externes. Les 100h de plus grands achats étaient en janvier, mais il est probable que, en temps réel, des périodes critiques auraient été également déclenchées au mois de février et décembre.

En 2013, aussi une année froide, les 100h de plus grande charge se trouvaient également en décembre, mais avec la différence qu'il a eu également des achats de court terme importants en janvier et février. On peut donc présumer qu'il y aurait eu des appels de CPC et TPC pendant ces mois-là.

On peut en conclure que, pendant les années de grand froid, les mesures de tarification dynamique auraient eu l'effet escompté. Toutefois, pendant des années plus clémentes, l'utilisation des mesures risque d'être sensiblement moins fréquente que prévu. Ce n'est peut-être pas important pour le CPC, qui fournit quand même une assurance de puissance et qui n'a pas de coût, outre les coûts d'administration, lorsqu'il n'est pas utilisé. Toutefois, pour le TPC, ce constat peut en affecter la calibration, étant donné que cette mesure crée une perte de revenus lorsqu'elle n'est pas utilisée.

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.

L'analyse des données horaires suggère une valeur de **92,2 \$/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 directement en réduction des coûts d'approvisionnement.

La question n'est pas si simple, cependant, parce que, dans une certaine mesure, les mesures de tarification dynamique *déplacent* la consommation plutôt que de la *réduire*. Pour les consommateurs résidentiels, où la plus grande partie de la consommation pendant les heures de pointe représente le chauffage des espaces et de l'eau, il faut présumer qu'une grande partie des réductions accomplies pendant les heures critiques seraient déplacées aux heures avant ou après. Toutefois, pour la clientèle affaires, ce n'est pas nécessairement le cas — si par exemple un commerce change ses heures d'opération ponctuellement en raison d'une période critique, sa consommation ne serait pas nécessairement déplacée.

Dans la mesure où la tarification dynamique mène au déplacement de la charge, il importe d'éviter de déplacer la pointe aussi.

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 auparavant, le Distributeur considère que 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.

Basé sur le coût évité de 123\$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, chaque kWh effacé par un consommateur en réponse à un appel CPC réduira les coûts d'approvisionnements par 12,3 cents, un bénéfice qui s'ajouterait à celui relatif à la puissance.

Dans la mesure où 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. Avec le temps disponible pour réaliser le présent rapport, il n'a pas été possible d'étudier cet effet de façon systématique. Présumons toutefois qu'un tel déplacement crée un bénéfice certain, mais beaucoup moins grand que l'effacement.

Ainsi, en présumant a) que les coûts évités de puissance de long terme sont jugés d'être au moins partiellement applicable aux programmes de gestion de la demande, b) qu'une partie des réductions dues à la tarification dynamique consistera en des effacements plutôt que des déplacements, et c) qu'un écart se confirme entre les coûts évités en énergie de court terme aux heures de fine pointe et ceux aux heures qui les précèdent et les suivent, il semble que le crédit de 50 cents/kWh proposé pour le CPC est justifiable.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- **approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Crédit de pointe critique (CPC) ;**

- **demande au Distributeur de présenter un suivi de l'application des options de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire, et d'y porter une attention particulière aux éléments suivants :**
 - **la proportion des réductions de charge dues à la tarification dynamique qui se traduit par un déplacement plutôt qu'un effacement de cette charge;**
 - **le comportement des participants lorsque plusieurs périodes critiques se suivent;**
 - **la mesure dans laquelle la tarification dynamique contribue au déplacement de la pointe, le cas échéant; et**
 - **les écarts de prix d'achats de court terme entre les période critiques et les heures qui les précèdent.**

En ce qui concerne le Tarif de pointe critique (TPC), n'ayant pas eu le temps d'en faire un examen détaillé, je ne peux me prononcer sur le caractère justifié de son calibrage. Le présent rapport soulève toutefois des questions quant à sa rentabilité lors d'années plus clémentes.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- **approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Tarif de pointe critique (TPC) pour le présent dossier;**
- **demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude de la rentabilité de l'option TPC en fonction de différents scénario de température et de nombre d'heures durant lesquelles l'option serait appelée.**

1.5 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.

1.5.1 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
Soustrait	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
Soustrait	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.

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

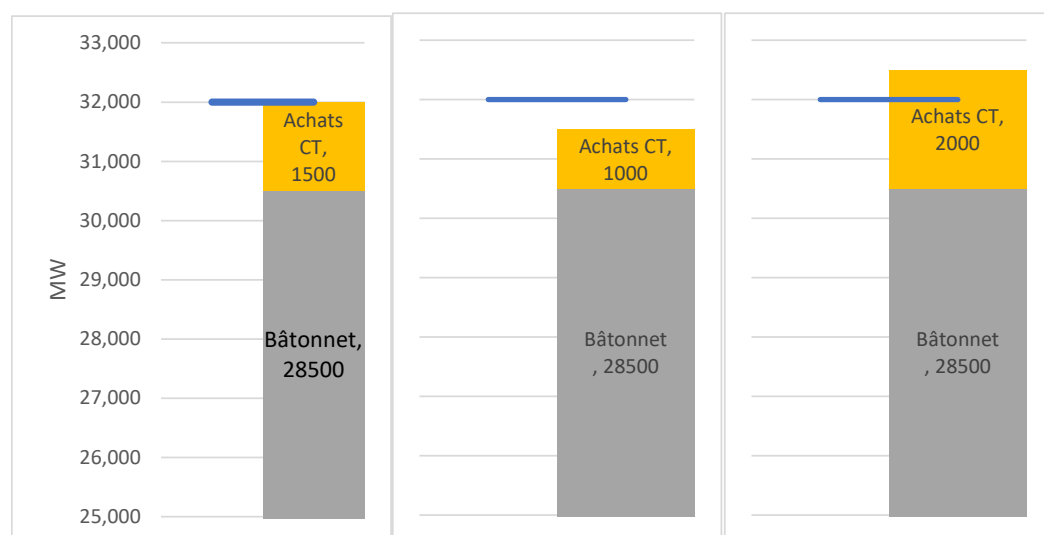
Le Distributeur présente un indicateur, suivant une suggestion de la Régie, quant aux méthodes *a posteriori* d'analyse des achats de court terme. Son indicateur compare les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) réelles avec celles selon un Scénario de référence. Il soulève plusieurs 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 étaient de 1 500 MW (Graphique 9a), il n'y aura ni dépassement ni ÉPI. Toutefois, si les achats de court terme étaient de 1 000 MW (Graphique 9b), il y aura un dépassement de 500 MW. Et si les achats de court terme étaient 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.**

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 sur l'Avis sur les mesures susceptibles d'améliorer les pratiques tarifaires dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel⁵ (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).⁶ (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 2018-2019⁷.

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 :

⁵ R-3972-2016, A-0038, Avis A-2017-01.

⁶ Ibid., p. 41.

⁷ 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.⁸ (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 résume les expériences vécues depuis 2013 en termes d'achats de court terme, et la section 5 explore les coûts évités en énergie de court terme qui en découlent, en examinant 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.

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, dans le cadre de l'étude 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. Il importe de noter cependant que cette approche est en continuité avec celle qui était utilisée par Hydro-Québec depuis bien avant la mise en place de la séparation fonctionnelle en 2000.

Voici un résumé de l'évolution de ces concepts depuis 2003.

⁸ B-0066, page 64.

- 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)
 - 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 évités⁹.
- 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'hui¹⁰. Toutefois, cette méthodologie ne distingue pas entre les coûts évités d'énergie de court et de long terme.
 - 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-2009-016 (R-3677-2008)
 - Pour la première fois, le Distributeur propose un coût évité en énergie de court terme, pendant la période du surplus (2009 à 2011). Le signal de coût évité proposé pour l'énergie de court terme se basait sur le prix de revente anticipé, soit 7,1 cents/kWh¹¹.

⁹ R-3552-2004, HQD-3, doc. 1, pages 36 et 37.

¹⁰ B-0076, page 3, réponse 1.2.

¹¹ R-3677-2008, HQD-14, doc. 1, Annexe D, page 45.

- D-2010-022 (R-3708-2009)
 - La période prévue pour le surplus se prolonge jusqu'en 2015. Le signal de coût évité proposé pour l'énergie de court terme se base toujours sur le prix de revente anticipé, qui baisse à 4,8 cents/kWh¹².
- D-2011-028 (R-3740-2010)
 - La période prévue pour le surplus se prolonge maintenant jusqu'en 2022. Pour la première fois, le Distributeur propose de distinguer les signaux de coût évité de l'énergie de court terme entre l'hiver et les autres mois. Pour l'hiver, ce signal serait basé sur les prix d'achats sur des marchés externes (5,4 cents/kWh en \$ 2010); pour les autres mois, sur le prix de revente du surplus (3,4 cents/kWh)¹³.
- 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.

Depuis 2008, le Distributeur a donc fait plusieurs modifications à sa façon de fixer le coût évité d'énergie de court terme, qui s'applique pendant la période de surplus. Cette période a continué de s'accroître, pour maintenant dominer la période prévisionnelle. L'approche utilisée maintenant par le Distributeur, qui fait référence aux prix à terme du marché de New York pour fixer le signal de coût évité de court terme en hiver, date de 2010 environ.

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, en permettant 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

¹² D-2010-022, page 30-31.

¹³ R-3740-2010, HQD-2, doc. 4, page 5.

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 2015-01.¹⁴

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'offres¹⁵, 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 UCAP¹⁶.

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 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 :

¹⁴ B-0015, page 10.

¹⁵ D-2017-022, para. 205.

¹⁶ Ibid.

Tableau 1. Puissance UCAP 2014 à 2016¹⁷

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

		AO 2014-01								RFP 2015	
		Décembre	Janvier	Février	Mars	Décembre	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	8,16	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	1,55	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	2,56	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

Tableau 2. Puissance UCAP, Hiver 2016-2017¹⁸

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

		AO 2014-01			
		Décembre	Janvier	Février	Mars
		2016	2017	2017	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

¹⁷ R-3980-2016, B-0076, page 4.¹⁸ R-4011-2017, B-0084, p. 13.

Tableau 3. Puissance UCAP – Hiver 2017-2018¹⁹TABLEAU 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 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/mois²⁰. 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

¹⁹ B-0067, page 31.

²⁰ R-3891-2014, B*-0023, page 1.

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 2015-2016²¹. (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.

4 Les achats de court terme en énergie

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

Tableau 4. Achats de court terme, 2013 à 2017²²

		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

²¹ R-3891-2014, B-0024, page 1.

²² 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.

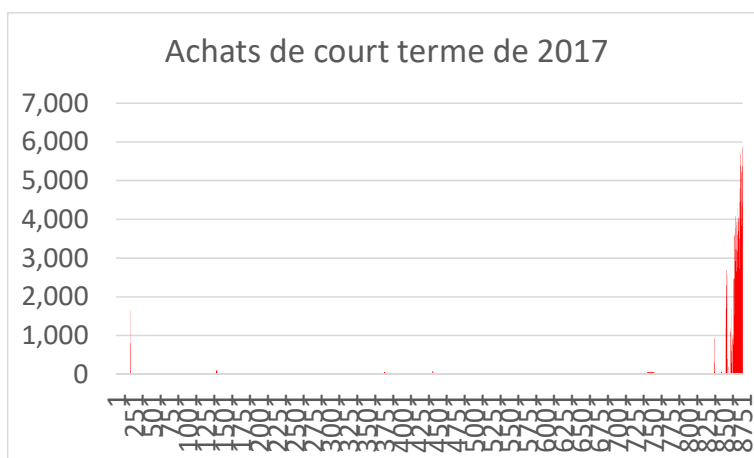
On constate une très grande variabilité, qui découle non seulement des aléas climatiques mais aussi, dans une moindre mesure, de ceux des marchés avoisinants.

Le profil de ces achats varie également beaucoup, d'année en année. Tout récemment, le Distributeur a rendu publiques, pour la première fois, des données réelles à cet égard pour les années 2013 à 2017. Les prochaines sections explorent ces données, afin de mieux comprendre l'expérience vécue par le Distributeur à l'égard d'achats de court terme pendant la fine pointe du réseau québécois.

4.1 Achats de court terme de 2017

4.1.1 2017 — Données réelles

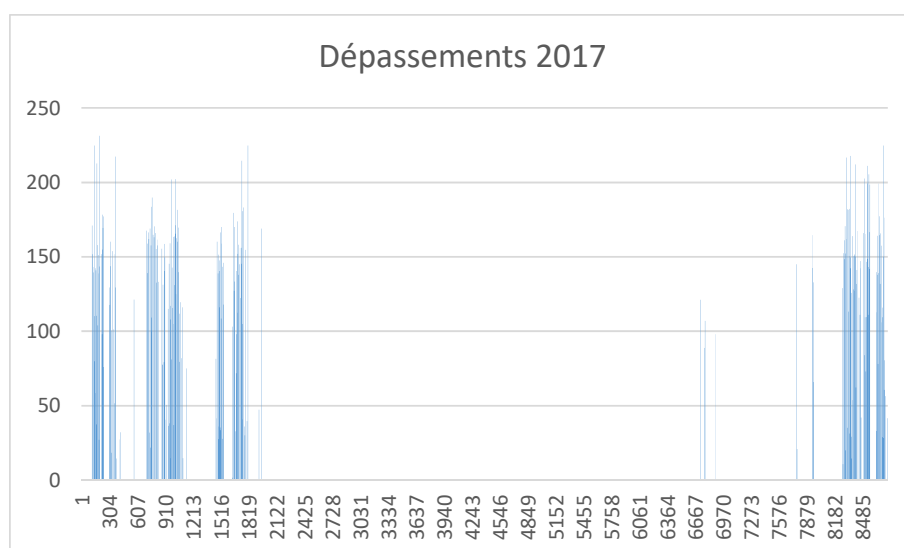
L'année 2017 comportait relativement peu d'achats de court terme, comparé aux années 2013 à 2015. C'est la seule année pour laquelle le Distributeur a rendu publiques des données horaires sur le prix de ses achats de court terme²³. Les achats de court terme de 2017 sont indiqués au Graphique 1.



Graphique 1. Achats de court terme de 2017

C'était une année très atypique, non seulement en termes d'achats mais aussi à l'égard des dépassements. Quoique, depuis plusieurs années, le Distributeur n'avait eu presque aucun dépassement, on constate au Graphique 2 qu'il y a eu des dépassements importants dans tous les mois d'hiver de 2017.

²³ B-0097.



Graphique 2. 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.²⁴

Je comprends de cette explication que 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

²⁴ B-0017, p. 14.

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.²⁵ 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.

4.1.1.1 8 760 heures

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**.

4.1.1.2 300 heures

Pendant les 300 heures de plus grande charge (besoins réguliers (BRD) nets d'achats de long terme) en 2017, 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**.

4.1.1.3 100 heures

En 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**.

4.1.2 2017 – Scénario de référence

L'utilité des données brutes des achats de court terme pour une analyse des coûts évités demeure limitée, étant donné que les décisions ont été prises en temps réel, sans connaissance des besoins ultérieurs. Toutefois, dans sa discussion d'un indicateur, le Distributeur a présenté une méthode qui s'avère utile ici. Il s'agit du « scénario de référence », développé suite aux recommandations de la Régie. Ce scénario reflète les aléas du climat et des marchés, mais optimise les achats en presumant une connaissance parfaite du futur de la part du Distributeur.

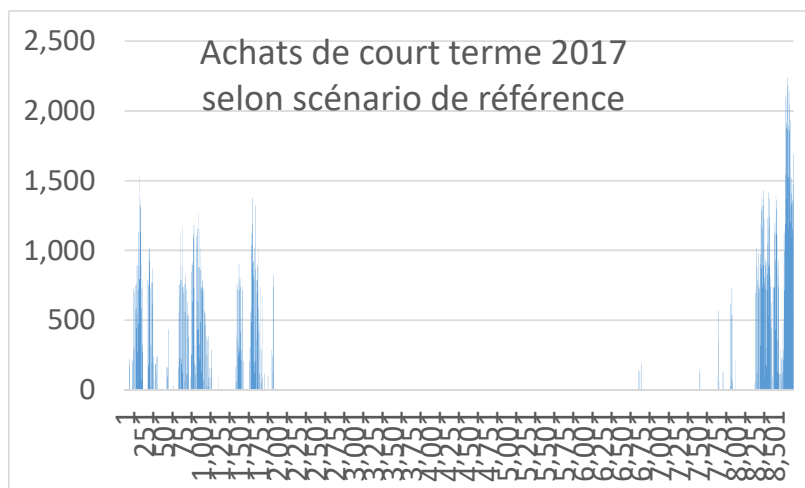
Ce Scénario de référence reproduit en quelque sorte les choix que le Distributeur aurait faits à l'égard d'achats de court terme si, en temps réel, il avait eu une parfaite connaissance du restant de l'année.

Pour le produire, 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. Suivant cette approche, j'ai produit un Scénario de référence

²⁵ Ibid., p. 12.

pour l'année 2017 qui corrige le profil d'achats de court terme et élimine 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 3, sont en fait beaucoup plus « normaux » que les achats réels indiqués au Graphique 1.



Graphique 3. Achats de court terme de 2017 selon le Scénario de référence (simulé)

Les prochaines sections présentent les résultats de 2017 basés sur ce scénario de référence, plutôt que sur les données réelles brutes.

4.1.2.1 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**.

4.1.2.2 300 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 que dans ce scénario optimisé, 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.

4.1.2.3 100 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**.

4.1.3 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 du scénario de référence (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 des coûts évités à la section 5, j'utiliserai donc les Scénarios de référence plutôt que les données réelles.

4.2 Achats de court terme de 2016

L'année 2016 affichait très peu d'achats de court terme, seulement 115 GWh, pour un coût total de 9,7 M \$.

4.2.1 8 760 heures

Selon les données réelles, il y a eu **779 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen était de **159 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **78,4 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2016, il y aurait eu seulement **176 heures** comportant des achats de court terme en 2016. L'achat moyen aurait été de **288 MW**, et le prix moyen pondéré des achats aurait été de **111,1 \$/MWh**.

4.2.2 300 heures

Selon les données réelles de 2016, pendant les 300 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme) il y a eu **81 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **1 196 MW**, à un prix moyen pondéré de **82,3 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2016, il y aurait eu **176 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen aurait toutefois été moins élevé, soit de **288 MW**, et le prix moyen pondéré de **111,1 \$/MWh**. Cela indique que, selon le scénario de référence, l'ensemble des achats de court terme pour l'année aurait eu lieu pendant les 300h de plus grande charge.

4.2.3 100 heures

Selon les données réelles de 2016, pendant les 100 heures de plus grande charge nette il y a eu **59 heures** comportant des achats de court terme. L'achat moyen était de **1 353 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **79,0 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2016, il aurait eu des achats de court terme pendant l'ensemble des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait été de **420 MW**. Le prix moyen pondéré des achats aurait été de **118,6 \$/MWh**.

4.3 Achats de court terme 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 \$²⁶.

4.3.1 8 760 heures

Selon les données réelles, il y a eu **2 881 heures** comportant des achats de court terme en 2015. L'achat moyen était de **1 048 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **83,6 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2015, il y aurait eu **1 712 heures** comportant des achats de court terme en 2015. L'achat moyen aurait été de **1 356 MW**, et le prix moyen pondéré des achats aurait été de **77,1 \$/MWh**.

4.3.2 300 heures

Selon les données réelles de 2015, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 300 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme). (En fait, sauf pendant une douzaine d'heures, il y a eu des achats de court terme sur chacune des **1 000 heures** de plus grande charge.) L'achat moyen était de **2 540 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **122,1 \$/MWh**.

²⁶ Selon HQD-14-1.4_R-20.6.xlsx, le total d'achats de court terme en 2015 était plutôt de 3 019 GWh.

Selon le Scénario de référence pour 2015, il y aurait toujours eu des achats de court terme pendant chacune des **300** heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait toutefois été moins élevé, soit de **2 076 MW**, et le prix moyen pondéré de **112,8 \$/MWh**.

4.3.3 100 heures

Selon les données de 2015, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette (BRD net d'achats de long terme). L'achat moyen était de **2 855 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **149,7 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2015, il y aurait eu aussi des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette, et l'achat moyen aurait été de **2 048 MW**. Le prix moyen pondéré des achats aurait été de **143,3 \$/MWh**.

4.4 Achats de court terme 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 \$.

4.4.1 8 760 heures

Selon les données réelles, il y a eu **2 188 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen était de **1 248 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **176,5 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2014, il y aurait eu **2 580 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen aurait été de **924 MW**, et le prix moyen pondéré des achats aurait été **161,9 \$/MWh**.

4.4.2 300 heures

Selon les données réelles de 2014, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 300 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen était de **2 477 MW**, à un prix moyen pondéré de **338,7 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2014, il y aurait toujours eu des achats de court terme pendant chacune des 300 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait toutefois été moins élevé, soit de **2 009 MW**, et le prix moyen pondéré de **325,3 \$/MWh**.

4.4.3 100 heures

Selon les données réelles de 2014, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen était de **3 086 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **402,1 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2014, il y aurait aussi eu des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait été de **2 406 MW**. Le prix moyen pondéré des achats aurait été de **392,3 \$/MWh**.

4.5 Achats de court terme de 2013

L'année 2013 affichait aussi une quantité importante d'achats de court terme, soit 2 338 GWh, pour un coût total de 156,8 M \$.

4.5.1 8 760 heures

Selon les données de 2013, il y a eu **1 782 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen était de **1 356 MW**, et le prix moyen pondéré des achats était de **64,9 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2014, il y aurait eu **2 916 heures** comportant des achats de court terme en 2014. L'achat moyen aurait été de **724 MW**, et le prix moyen pondéré des achats aurait été de **62,7 \$/MWh**.

4.5.2 300 heures

Selon les données de 2013, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 300 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen était de **2 315 MW**, à un prix moyen pondéré de **108,3 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2013, il y aurait toujours eu des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen aurait toutefois été moins élevé, soit de **1 808 MW**, et le prix moyen pondéré de **108,0 \$/MWh**.

4.5.3 100 heures

Selon les données de 2013, il y a eu des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette. L'achat moyen était de **2 757 MW**. Le prix moyen pondéré des achats était de **143,1 \$/MWh**.

Selon le Scénario de référence pour 2013, il y aurait eu aussi des achats de court terme pendant chacune des 100 heures de plus grande charge nette, et l'achat moyen aurait été de **2 128 MW**. Le prix moyen pondéré des achats aurait été de **143,9 \$/MWh**.

4.6 Sommaire des résultats

Le tableau suivant présente les résultats pour les années 2013 à 2017, inclusivement, selon les scénarios de référence.

Tableau 6. Sommaire des données de 2013 à 2017 – Selon les scénarios de référence

	8760h					300h				
	2017	2016	2015	2014	2013	2017	2016	2015	2014	2013
Heures avec achats de court terme	1071	176	1712	2580	2 916	300	176	300	300	300
Achat moyen (MW)	642	288	1 356	924	724	1 206	288	2 076	2 009	1 808
Prix moyen pondéré (\$/MWh)	75,8 \$	111,1 \$	77,1 \$	161,9 \$	62,7 \$	89,6 \$	111,1 \$	112,8 \$	325,3 \$	108,0 \$

À l'égard des données sur l'année complète (8 760 heures), on remarque que, selon les scénarios de référence :

- le nombre d'heures avec achats de court terme varie entre 1 000 et 3 000 (sauf en 2016);
- l'achat moyen varie entre 280 et 1 000 MW (sauf en 2015); et
- le prix moyen pondéré varie entre 60 \$ et 165 \$/MWh.

À l'égard des données sur les 300 heures de plus grande charge, on remarque que, selon les scénarios de référence :

- l'achat moyen (en MW) est deux ou trois fois plus élevé qu'il l'est pour l'année au complet (sauf en 2016); et
- le prix moyen pondéré est de 50% à 100% plus élevé qu'il l'est pour l'année au complet (sauf en 2016).

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? Quel est le facteur de différenciation le plus pertinent? La prochaine section se penche sur ces questions.

5 Les coûts évités en énergie de court terme

5.1 L'approche analytique

5.1.1 L'approche du Distributeur

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 énergie²⁷ ». 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.

²⁷ R-4011-2017, B-0083, HQD-15, doc. 3, p. 23, R13.4.

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 patrimoniale²⁸. (nos soulignés)

Selon ces chiffres, le coût évité par la réduction d'une charge d'un kW sur chaque heure de l'année serait donc de **3,3 ¢/kWh** (\$ 2018)²⁹.

Les prix à terme représentent, en fait, le jugement du marché sur le prix moyen de l'énergie futur pour 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 a défini 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 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

²⁸ B-0015, Coûts évités, page 8 de 25.

²⁹ = ((2903 h d'hiver * 4,1) + (5857 h hors hiver * 2,9)) / 8760

déterminé à l'avance ou variable. Il correspond généralement aux heures de fine pointe mais peut différer de ces heures pour des considérations commerciales³⁰. (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 renvoie³¹ 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 élevés³². (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.

³⁰ R-4011, B-0092, Réponses au DDR du RNCREQ, page 11.

³¹ B0076, page 4.

³² R-4011-2017, B-120, page 11.

Tableau 7. Coût des approvisionnements postpatrimoniaux³³

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)}	0,6	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 requise³⁴.

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.³⁵ (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.³⁶

Dans les prochaines sections, j'esquisse un portrait quantitatif des coûts évités du Distributeur, en tenant compte de leur variabilité d'heure en heure.

³³ B-0017, page 10

³⁴ A-2017-01, para. 77, cité à la page 2.

³⁵ R-3972-2016, C-HQD-005, p. 46

³⁶ R-3986-2016, C-RNCREQ-0021, Hopkins, A., Best Practices in Utility Demand Response Programs, page 42.

5.1.2 Les coûts évités horaires

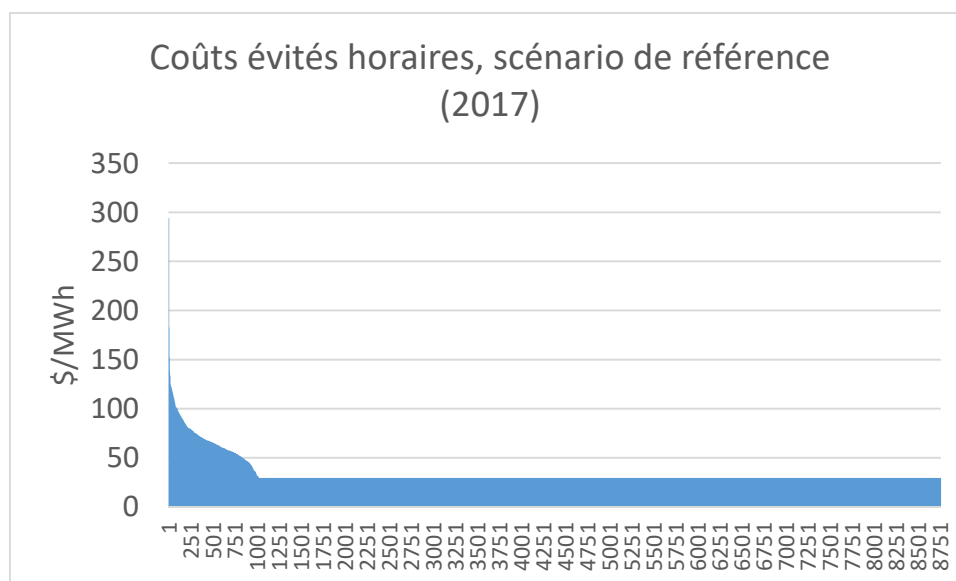
Dans le régime en vigueur au Québec, le coût réellement évité par une réduction de charge varie d'heure en heure. Durant les heures où le Distributeur fait des achats de court terme, c'est le prix de ces achats qui peut être évité³⁷. Pendant les autres heures, c'est le prix de l'électricité patrimoniale qui peut être évité. Il y a donc, pour chaque heure, une valeur précise qui représente le coût évité horaire.

Ce coût évité horaire — le coût que le Distributeur peut éviter en réduisant ses besoins par un kWh — est facilement calculable. Il s'agit du prix du dernier kWh consommé à l'heure en question. Il y a deux 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.
 - Pour les années à partir de 2017, le Distributeur fournit le prix moyen des achats de court terme sur une base horaire. Toutefois, pour le scénario de référence, il est nécessaire d'attribuer un prix pour certaines heures lors desquelles il y aurait eu des achats selon le scénario de référence, alors qu'il n'y a eu aucun achat de court terme en réalité. Dans ce cas, le prix est estimé sur la base du Prix de référence, majoré selon le ratio entre les prix réellement payés et les Prix de référence pour ces mêmes heures (47% en 2017).
 - Pour les années 2013 à 2016 inclusivement, où les prix horaires d'achats de court terme ne sont pas disponibles, ces prix sont estimés en fonction du Prix de référence, majoré par un multiplicateur calculé en fonction des coûts totaux engagés pour l'année à titre d'achats de court terme.

À titre indicatif, le graphique suivant présente les coûts évités horaires de l'année 2017 (scénario de référence), en ordre décroissant.

³⁷ Techniquement, c'est le prix du dernier achat effectué dans l'heure qui serait à la marge, mais, étant la non-disponibilité de ces données, utilisons le prix moyen des achats. Lorsque ces prix ne sont pas disponibles, utilisons le prix de référence publié par le Distributeur, majoré par un multiplicateur calculé en fonction des coûts totaux engagés pour l'année à titre d'achats de court terme.

**Graphique 4. Coûts évités horaires de 2017 (scénario de référence)**

Ce graphique démontre que, selon le scénario de référence de 2017, les coûts évités auraient été extrêmement élevés pendant quelques heures, et seraient restés entre 50 \$ et 100 \$/MWh pendant environ 1 000 heures. Pendant les autres 7 760 heures, les coûts évités auraient été égaux au prix de l'électricité patrimoniale.

La section suivante présente 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, selon différents facteurs de différenciation.

~~Graphique 1:~~

	8760h	300h
--	--------------	-------------

5.2 Les Facteurs de différenciation

Cette section présente les coûts évités selon différents principes de différenciation. L'ensemble de ces coûts évités sont calculés en fonction des scénarios de référence, afin de refléter les coûts qui découlent des profils climatiques et les conditions de marché réelles, sans tenir compte des erreurs de prévision qui découlent inévitablement de l'obligation du Distributeur de gérer ses approvisionnements en temps réels, sans connaître les conditions qui s'appliqueront plus tard dans l'année.

Les données sont résumées dans le Tableau 8, qui se trouve à la section 5.3.

5.2.1 Annuel

Sur une base annuelle, le coût évité en énergie de court terme pour 2017 serait de **34,1 \$/MWh**.

Pour 2016, le coût évité de court terme sur une base annuelle serait de **30,4 \$/MWh**.

Les données de 2015 donnent une valeur du coût évité de court terme sur une base annuelle de **37,0 \$/MWh**. Pour celles de 2014, la valeur est de **53,9 \$/MWh**; pour 2013, elle est de **36,4 \$/MWh**.

5.2.2 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 7h à 23h, 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) : **35,3 \$/MWh**

Coût évité en énergie de court terme pendant les heures hors pointe (NYISO) : **33,0 \$/MWh**

Avec les données de 2016, les valeurs correspondantes sont de **31,2 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **29,9 \$/MWh** hors pointe.

Avec les données de 2015, les valeurs correspondantes sont de **37,9 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **36,2 \$/MWh** hors pointe.

Avec les données de 2014, les valeurs correspondantes sont de **54,8 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **53,1 \$/MWh** hors pointe.

Avec les données de 2013, les valeurs correspondantes sont de **38,0 \$/MWh** en pointe (NYISO), comparées à **34,9 \$/MWh** hors pointe.

5.2.3 Hiver / Hors Hiver

Différencier les quatre mois d'hiver des autres mois de l'année donne les résultats suivants :

Coût évité en énergie de court terme (mois d'hiver 2017) : **42,9 \$/MWh**

Coût évité en énergie de court terme (mois hors hiver 2017) : **32,5 \$/MWh**

Avec les données de 2016, les valeurs correspondantes sont de **33,2 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **29,5 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

Avec les données de 2015, les valeurs correspondantes sont de **52,1 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **29,6 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

Avec les données de 2014, les valeurs correspondantes sont de **100,2 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **30,8 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

Avec les données de 2013, les valeurs correspondantes sont de **47,9 \$/MWh** aux mois d'hiver, comparé à **30,6 \$/MWh** pour les mois hors hiver.

5.2.4 Les 300h de plus grande charge nette (Québec)

Au Québec, le terme « fine pointe » fait référence généralement aux 300 heures de plus grande charge. Selon cette définition, le coût évité pour la fine pointe de 2017 serait de **80,5 \$/MWh**, toujours selon les données du Scénario de référence. En utilisant cette même définition, le coût évité pour les autres heures en 2017 est de **32,4 \$/MWh**.

Avec les données de 2016, les valeurs correspondantes sont de **65,8 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **29,5 \$/MWh** hors fine pointe.

Avec les données de 2015, les valeurs correspondantes sont de **113,0 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **34,3 \$/MWh** hors fine pointe.

Avec les données réelles de 2014, les valeurs correspondantes sont de **315,2 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **44,7 \$/MWh** hors fine pointe.

Avec les données réelles de 2013, les valeurs correspondantes sont de **102,8 \$/MWh** en fine pointe, comparé à **34,0 \$/MWh** hors fine pointe.

Ces chiffres confirment les déclarations des experts Christensen et Hopkins citées à la section 5.1. Encore une fois, les coûts évités horaires pour les autres heures ressemblent à ceux proposés par le Distributeur pour les heures d'hiver.

5.2.5 Les 100h de plus grande charge nette (Québec)

Les programmes proposés de tarification dynamique touchent les 100h de plus grande charge. Le coût évité pour cette période en 2017 était de **106,4 \$/MWh**, toujours selon les données du Scénario de référence. Le coût évité pour les autres heures en 2017 est de **33,2 \$/MWh**.

Avec les données réelles de 2016, les valeurs correspondantes sont de **108,2 \$/MWh** pendant la période de tarification dynamique, comparée à **29,8 \$/MWh** aux autres heures.

Avec les données réelles de 2015, les valeurs correspondantes sont de **143,8 \$/MWh** pendant la période de tarification dynamique, comparée à **35,8 \$/MWh** aux autres heures.

Avec les données réelles de 2014, les valeurs correspondantes sont de **385,4 \$/MWh** pendant la période de tarification dynamique, comparée à **50,1 \$/MWh** aux autres heures.

Avec les données réelles de 2013, les valeurs correspondantes sont de **138,8 \$/MWh** pendant la période de tarification dynamique, comparée à **35,2 \$/MWh** aux autres heures.

5.3 Sommaire

Ces résultats sont résumés au tableau 8 :

Tableau 8. Coûts évités en énergie (court terme)

	2013			2014			2015			2016			2017		
Facteur de différenciation	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio	Coûts évités (\$/MWh)		ratio
Annuel	\$36.4			\$53.9			\$37.0			\$30.4			\$34.1		
Pointe/Hors pointe (NYISO)	\$38.0	\$34.9	8.9%	\$54.8	\$53.1	3.2%	\$37.9	\$36.2	4.7%	\$31.2	\$29.9	4.3%	\$35.3	\$33.0	7.0%
Hiver/Hors hiver	\$47.9	\$30.6	56.5%	\$100.2	\$30.8	225.3%	\$52.1	\$29.6	76.0%	\$33.2	\$29.5	12.5%	\$42.9	\$32.5	32.0%
Fine pointe (300h)/ autres heures	\$102.8	\$34.0	202.4%	\$315.2	\$44.7	605.1%	\$113.0	\$34.3	229.4%	\$65.8	\$29.5	123.1%	\$80.5	\$32.4	148.5%
Période de tarification dynamique (100h)/ autres heures	\$138.8	\$35.2	294.3%	\$385.4	\$50.1	669.3%	\$143.8	\$35.8	301.7%	\$108.2	\$29.8	263.1%	\$106.4	\$33.2	220.5%

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

Le facteur de différenciation pointe/hors pointe, en faisant appel à la définition des « heures de pointe » utilisée dans le marché de New York, n'a peu ou pas de pertinence pour le Distributeur. L'écart entre les coûts évités pour ces deux périodes varie entre 3% et 9 %, seulement. La relation entre les heures de pointe (définition NYISO) et les heures de fort prix pour le Distributeur est donc très faible.

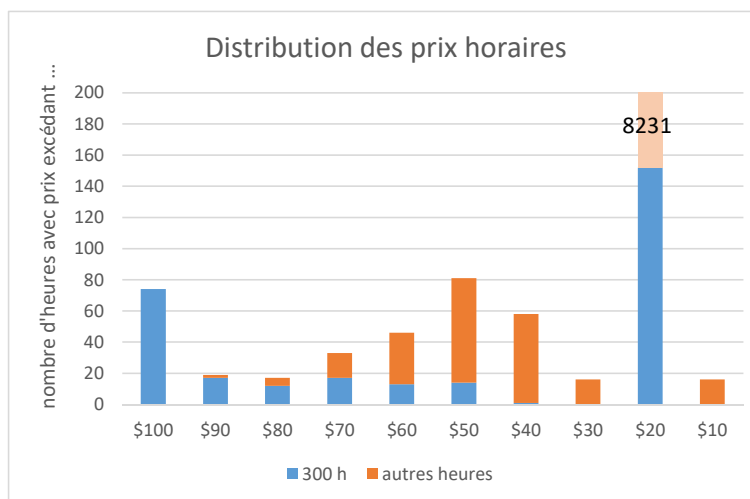
Concernant le facteur de différenciation « hiver/hors hiver », les données indiquent une corrélation réelle. Quoique cet écart ne soit pas très prononcé en 2016 ni en 2017 (12,5 % et 32 %, respectivement) — deux années de faibles achats de court terme —, il varie entre 55% et 225% pour les années 2013, 2014 et 2015, des années marquées par des achats de court terme très importants. Cette observation n'est pas surprenante, étant donné que, durant des années froides, lorsque le Distributeur doit avoir fréquemment recours aux marchés de court terme, c'est surtout en hiver qu'il sera confronté à des prix élevés.

Cela dit, la différenciation selon la fine pointe (300h) distingue les coûts évités encore plus clairement. Les coûts évités pendant la fine pointe dépassaient ceux pendant les autres heures par 120% à 150%, dans les années de faibles achats de court terme, et de 200% à 605% dans les années de forts achats. Ces résultats frappants reflètent et confirment les commentaires des experts Christensen et Hopkins, cités auparavant.

L'effet est encore plus marqué pour les 100h. Les coûts évités pendant ces heures dépassaient ceux pendant les autres heures par **220% à 260%** dans les années de faibles achats de court terme, et par **300% à 670%** dans les années de forts achats.

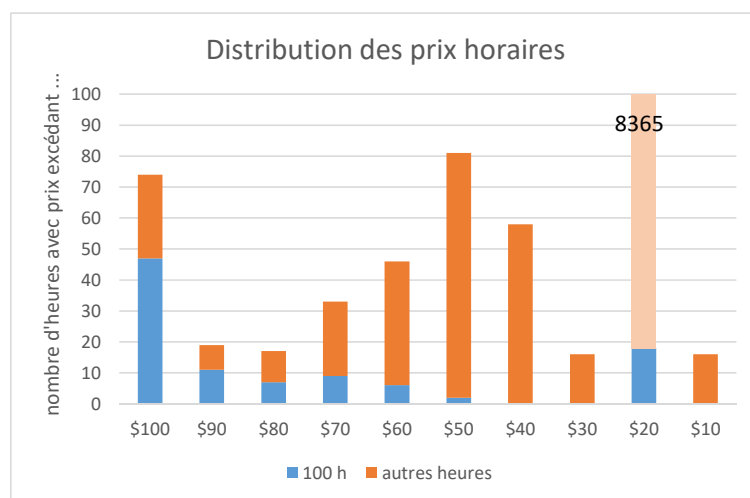
Une autre façon de regarder la différenciation des prix horaires est en relation avec leur distribution. Le Graphique 5 démontre que la presque totalité des heures avec des prix au-delà de 80\$/MWh en 2017 a eu

lieu pendant les 300h de plus grande charge (données réelles). 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)

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. Il n'est donc pas surprenant que les coûts évités pendant les **100h de plus grande charge** permettent une différenciation encore plus grande, passant d'un minimum de **220 %** en 2017 jusqu'à **670 %** en 2014.

5.4 Conclusions

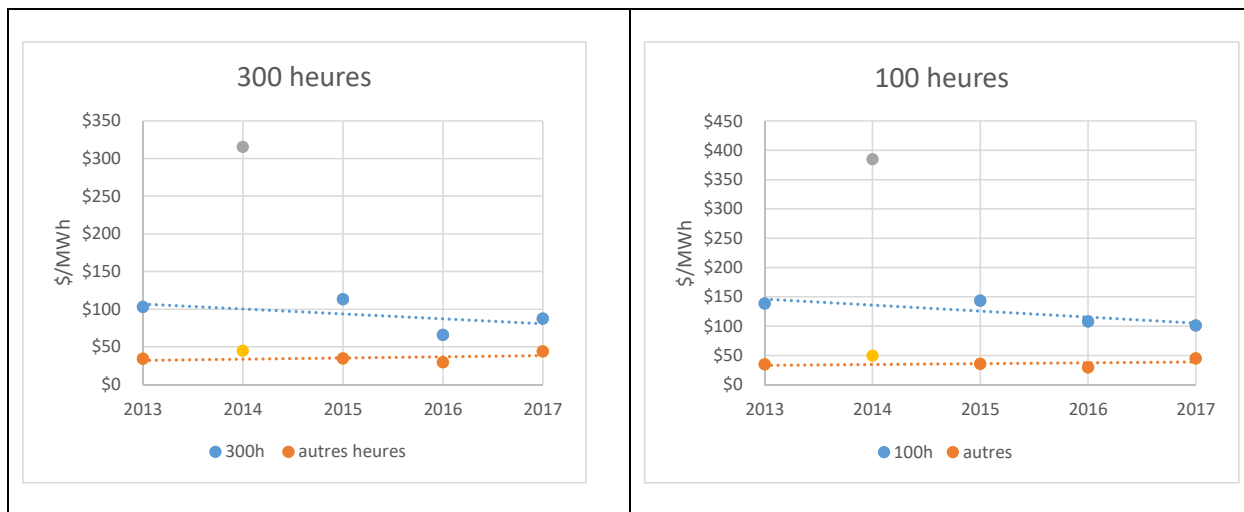
Si l'on compare les moyennes de ces cinq ans, on arrive aux valeurs suivantes pour les coûts évités horaires en énergie :

**136,8 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge (net des achats de long terme),
et
37,3 \$/MWh pour les autres heures.**

ou

**175,5 \$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, et
39,2 \$/MWh pour les autres heures.**

Toutefois, on constate que les coûts évités dérivés des données de 2014 sont beaucoup plus élevés que les autres années. Les prix de cette année étaient exceptionnellement élevés — décrits parfois comme le résultat d'une « tempête parfaite ». Le graphique suivant démontre que, en excluant les prix de 2014, les coûts évités varient dans une fourchette relativement étroite, tant pour les 300h que pour les autres heures.



Graphique 7. Coûts évités 2013 à 2017, pour les 300h et les 100h de plus grande charge

En traitant les données de 2014 comme des *outliers* et en les excluant de l'analyse, on obtient les résultats conservateurs suivants :

**92,2 \$/MWh pendant les 300 heures de plus grande charge, et
35,5 \$/MWh pour les autres heures.**

ou

**123,0 \$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, et
36,4 \$/MWh pour les autres heures.**

Ainsi, les facteurs de différenciation « hiver / hors hiver » et « pointe / hors pointe » auxquels le Distributeur fait traditionnellement référence seraient remplacés par une simple différenciation « fine pointe » et « autres heures ». Si on définit la « fine pointe » selon le 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), le coût évité serait soit de 92,2 \$, et celui pour les autres heures serait de 35,5 \$/MWh.

Pour les 100h de plus grande charge, le coût évité serait de 123 \$/MWh.

Baser sur ces coûts évités, le coût évité par la réduction d'une charge d'un kW sur chaque heure de l'année serait de 3,7 ¢/kWh³⁸, comparé au 3,3 ¢/kWh selon l'approche du Distributeur.

Le coût évité pour l'hiver au complet serait de 4,14 ¢/kWh³⁹, presque identique à la valeur selon l'approche du Distributeur.

Le fait que les coûts évités moyens sur l'année et sur l'hiver soient du même ordre de grandeur que ceux proposés par le Distributeur signifie que l'adoption de cette approche ne bouleverserait pas les analyses faites par le Distributeur sur la base de ses coûts évités actuels. Elle permettrait par contre une appréciation beaucoup plus juste des mesures qui affectent principalement les heures de la fine pointe.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- pour les fins du présent dossier et à l'avenir :
 - adopte une structure de coûts évités en énergie de court terme composée d'un coût évité pour les 300h de plus grande charge (net des achats de long terme), et un coût évité pour les autres heures;
- pour les fins du présent dossier :
 - adopte des coûts évités de 9,22 ¢/kWh pour les 300h, et de 3,55 ¢/kWh pour les autres heures;
- pour le prochain dossier tarifaire :
 - invite le Distributeur à réaliser ses propres analyses et à proposer, au besoin, des ajustements dans le mode de détermination et/ou des valeurs des coûts évités pour les 300h et les autres heures.

³⁸ = $((300h * 9,22¢) + (8460h * 3,55¢)) / 8760h$

³⁹ = $((300h * 9,22¢) + (2604h * 3,55¢)) / 2904h$

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 2018-2019⁴⁰, 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 2019-2020⁴¹. 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 h⁴².

- 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.

Ces options sont également offertes aux clients aux tarifs M et G-9⁴³.

6.1 Simulation du programme de tarification dynamique

Quoique la planification se fasse généralement sur un scénario normalisé, les profils de consommation varient énormément d'une année à l'autre. Il est donc utile de simuler le comportement d'un programme proposé selon des conditions réelles, tout en sachant que chaque année est différente des autres.

Comme noté auparavant, la version originale de ce rapport a été faite sans avoir accès à des données horaires réelles sur les achats de court terme sauf pour l'année 2017. Une simulation basée uniquement sur les données réelles de 2017 aurait eu une valeur limitée, parce que cette année était très atypique, avec

⁴⁰ R-4011-2017, B-0047, page 7.

⁴¹ B-0045, page 27.

⁴² Ibid., page 28.

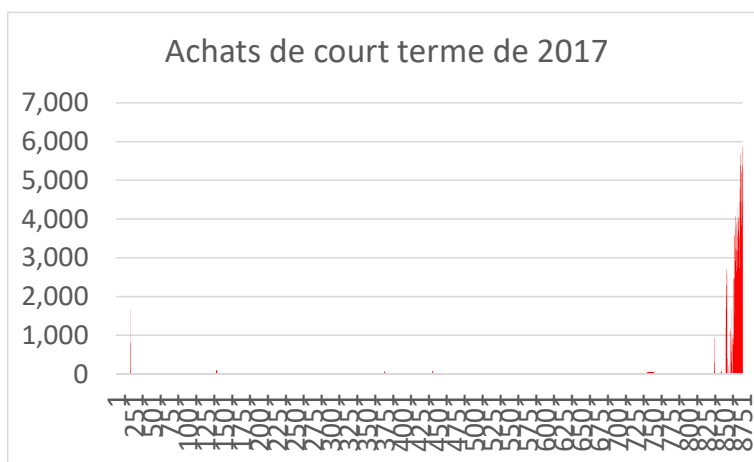
⁴³ B-0045, pages 30 et 31.

la quasi-totalité des heures de plus grande charge regroupée dans la dernière semaine de l'année. Dans ce contexte particulier, j'avais choisi de présenter une simulation basée sur le scénario de référence, malgré le fait que ce scénario présume une connaissance parfaite de l'avenir, ce qui n'est évidemment pas le cas. Ayant maintenant accès à des données réelles sur cinq ans, il n'est plus requis de faire des simulations basées sur les scénarios de référence.

Depuis de nombreuses années, le Distributeur doit prendre des décisions en temps réel, tout au long de l'année, basées sur ses prévisions — nécessairement inexactes — des besoins pour le restant de l'année. Les simulations qui suivent supposent que, pour les années 2013 à 2017, le Distributeur aurait eu accès au programme de tarification dynamique comme un outil additionnel pour gérer les besoins d'achats sur les marchés de court terme.

6.1.1 Année 2017

En 2017, 98 des 100 heures affichant les plus importants achats de court terme ont eu lieu dans la dernière semaine de l'année. En fait, presque tous les achats de court terme de l'année ont eu lieu pendant cette dernière semaine, comme l'indique le Graphique 8.



Graphique 8.

Achats de court terme de 2017 (réels)

Ainsi, 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.

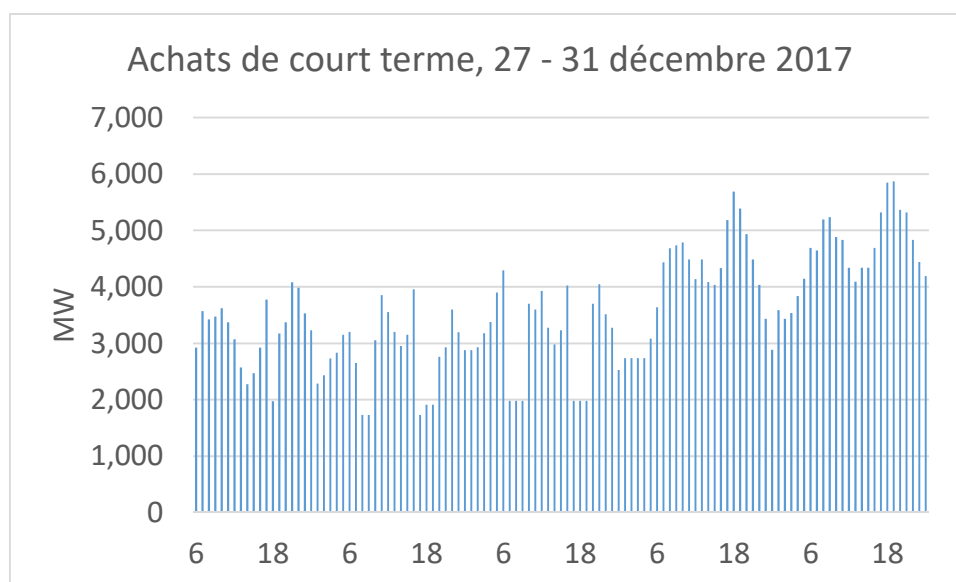
Évidemment, si le Distributeur n'a pas cru bon de faire des achats de court terme en début d'année, il n'aurait pas fait appel au CPC ni au TPC non plus. Il faut donc présumer que la seule utilisation de ces moyens aurait eu lieu en fin de décembre.

Il semble donc que, pour chaque jour entre le 27 et le 31 décembre, les périodes de 6h à 9h et de 16h à 20h auraient été définies comme des périodes critiques aux fins du CPC et du TPC (sauf pour la fin de semaine 28-29 décembre).

~~CPC et TPC~~ Tableau 9. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2017)

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

Le Graphique 9 présente les achats de court terme réels pendant cette semaine.



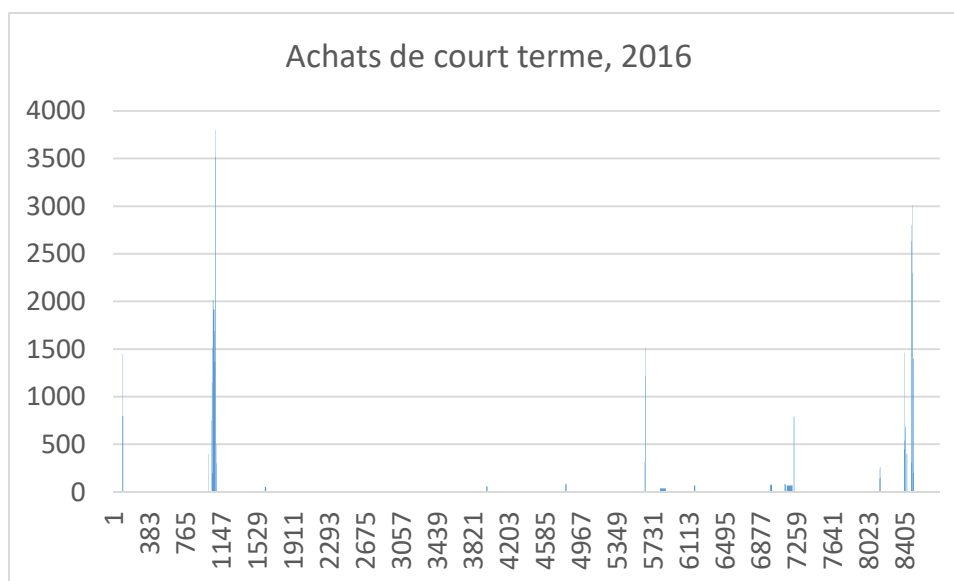
Graphique 9. Achats de court terme, du 27 au 31 décembre 2017

On constate, effectivement, des pointes journalières autour de 9h et 16h pendant ces jours de grand froid, qui vont en augmentant. Ce constat invite la ~~Graphique 8~~ question : Est-ce raisonnable de présumer que les consommateurs peuvent réduire leur consommation huit heures par jour, jour après jour, pendant une longue vague de froid ? Le rapport sur la consultation ne donne aucune indication à l'effet qu'une telle possibilité aurait été soulevée auprès des groupes consultés⁴⁵.

6.1.2 L'année 2016

2016 était une année de très faibles achats de court terme. Le profil annuel de ces achats se trouve au **Graphique 10**.

⁴⁵ B-0076, pages 23 à 177. Toutefois, les outils de recherches n'ont pas été produits.

**Graphique 10. Achats de court terme, 2016**

Les 100h de plus grand volume d'achats de court terme en 2016 sont indiquées au Tableau 10. (Les dates jaunes sont des fins de semaine, où le TPC ne s'applique pas.)

Tableau 10. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2016)

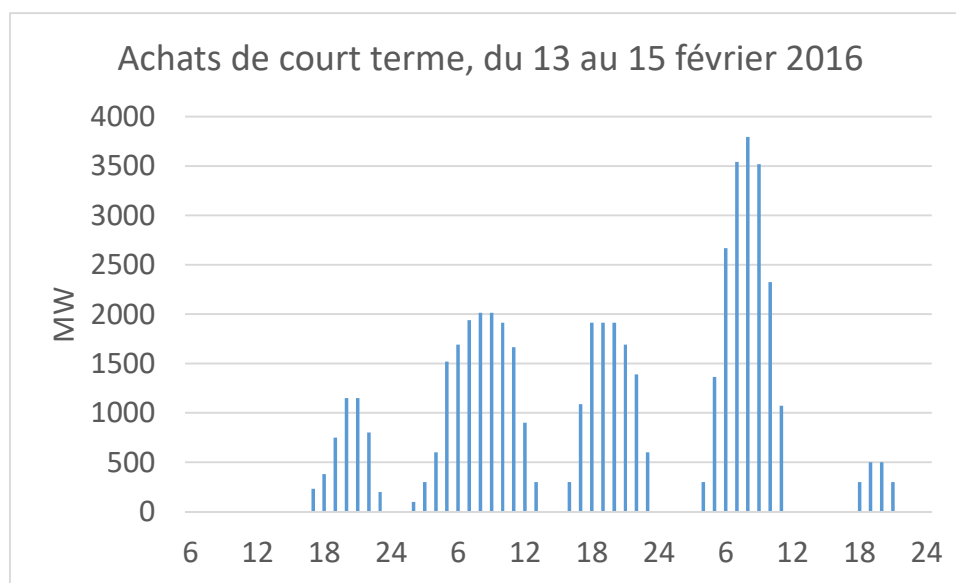
5 janvier	6h à 13h
12 fév	7h à 10h
13 fév	17h à 24h
14 fév	2h à 24h
15 fév	4h à 12h
15 fév	18h à 22h
23 août	12h à 19h
28 octobre	7h à 9h
28 octobre	17h à 20h
5 décembre	8h à 10h
5 décembre	17h à 20h
16 décembre	6h à 11h
16 décembre	17h à 23h
17 décembre	8h à 11h
19 décembre	6h à 13h
19 décembre	16h à 23h
20 décembre	7h à 11h

Excluant les achats en automne, on peut conclure que le CPC aurait vraisemblablement été déclenché le 5 janvier, du 12 au 15 février et du 16 au 20 décembre, et le TPC ces mêmes dates, sauf les 13 et 14 février et le 17 décembre (les fins de semaine).

Tableau 11. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2016)

	6h à 9h	16h à 20h
5 janvier	CPC et TPC	
12 février	CPC et TPC	
13 février		CPC
14 février	CPC	CPC
15 février	CPC et TPC	CPC et TPC
5 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
16 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
17 décembre	CPC	
19 décembre	CPC et TPC	CPC et TPC
20 décembre	CPC et TPC	

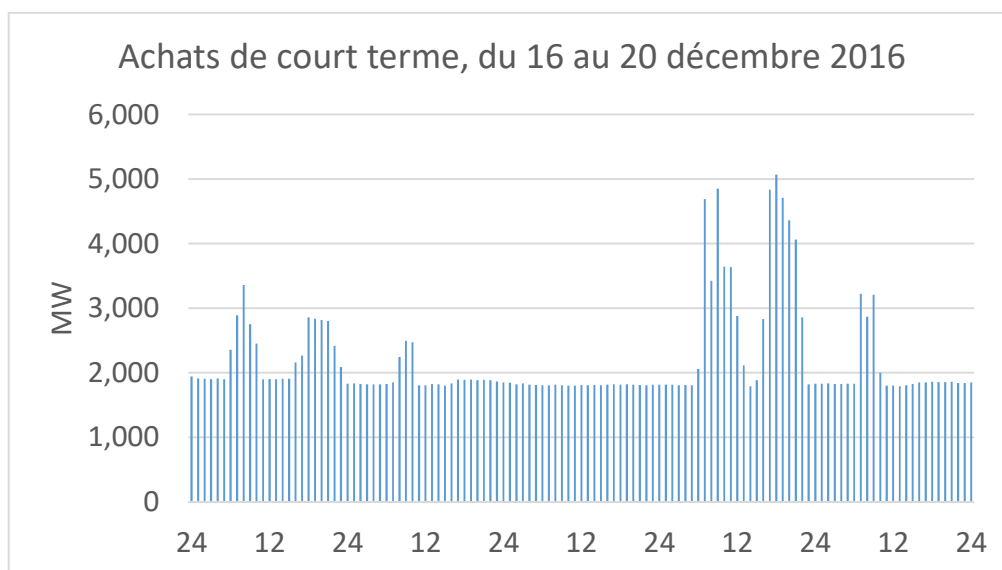
Afin d'avoir une idée du profil des achats pendant ces périodes, ceux du 13 au 15 février sont présentés au Graphique 11.



Graphique 11. Achats de court terme, du 13 au 15 février 2016

Effectivement, ces achats reflètent bien le profil prévu pour les mesures de tarification dynamique.

Les achats de court terme pour la deuxième période, en mi-décembre, sont indiqués au Graphique 12, qui suggère que le Distributeur a fait un achat « de base » d'environ 1 800 MW pendant cette période.

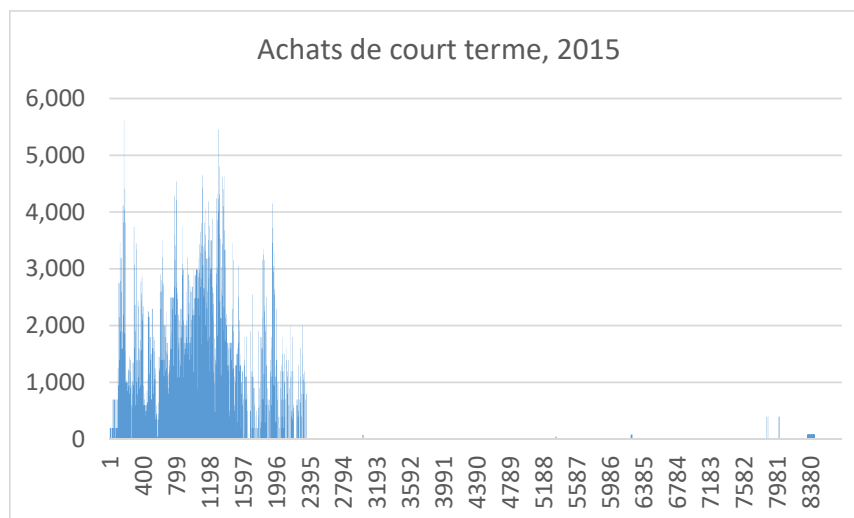


Graphique 12. Achats de court terme, du 16 au 20 décembre 2016

Malgré la présence de ce « plancher » de 1 800 MW, les mesures de tarification dynamique auraient pu contribuer à aplanir les pointes relatives du 16 et du 19 décembre.

6.1.3 L'année 2015

L'année 2015 était une année de très forte demande, avec presque 3 000 GWh d'achats de court terme. Ces achats ont été concentrés durant les premiers trois mois de l'année, tel qu'on le constate au Graphique 13.



Graphique 13. Achats de court terme, 2015

La simulation de la tarification dynamique donne les résultats indiqués au Tableau 12. (Les dates en jaunes sont des fins de semaine, où le TPC ne s'applique pas.)

Tableau 12. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2015)

7 janvier, 18h à 22h
8 janvier, 6h à 11h; 17h à 21h
2 février, 7h à 11h
3 février, 6h à 11h
15 février, 22h à 24h
16 février, 4h à 11h
19 février, 9h à 12h
20 février, 18h à 23h
21 février, 7h à 10h
23 février, 7h à 11h
24 février, 1h à 22h
26 février, 6h à 10h; 20h à 23h
27 février, 7h à 11h
23 mars, 6h à 11h

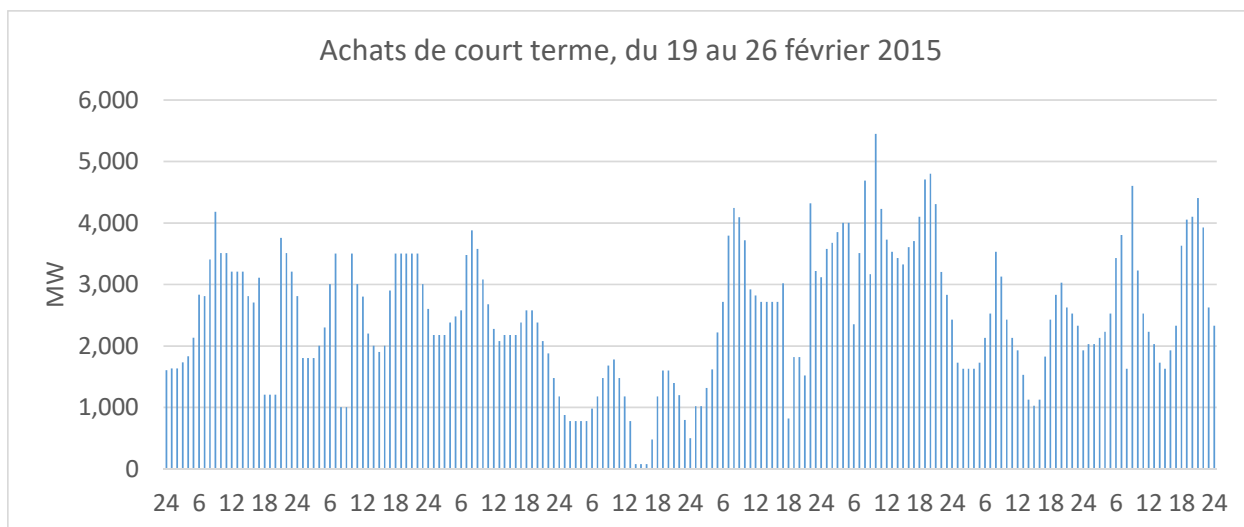
Étant donné le profil de l'année et le fait que ces 100h affichent toutes des achats de plus que 3 400 MW, ces dates peuvent servir comme indication des périodes probables d'application du CPC et du TPC, indiquées au Tableau 13.

Tableau 13. Les blocs d'application des options de tarification dynamique (2015)

	6h à 9h	16h à 20h
7 janvier		CPC
8 janvier	CPC	CPC
2 février	CPC et TPC	
3 février	CPC et TPC	
16 février	CPC et TPC	
19 février	CPC	
20 février		CPC et TPC
21 février	CPC et TPC	
23 février	CPC et TPC	
24 février	CPC et TPC	CPC et TPC
26 février	CPC	CPC
23 mars	CPC et TPC	

Comparé à 2016 et 2017, on constate que les périodes critiques en 2015 auraient été réparties plus largement. Il y a quand même des périodes intenses du 23 au 24 février, où il y aurait eu trois périodes critiques d'affilée.

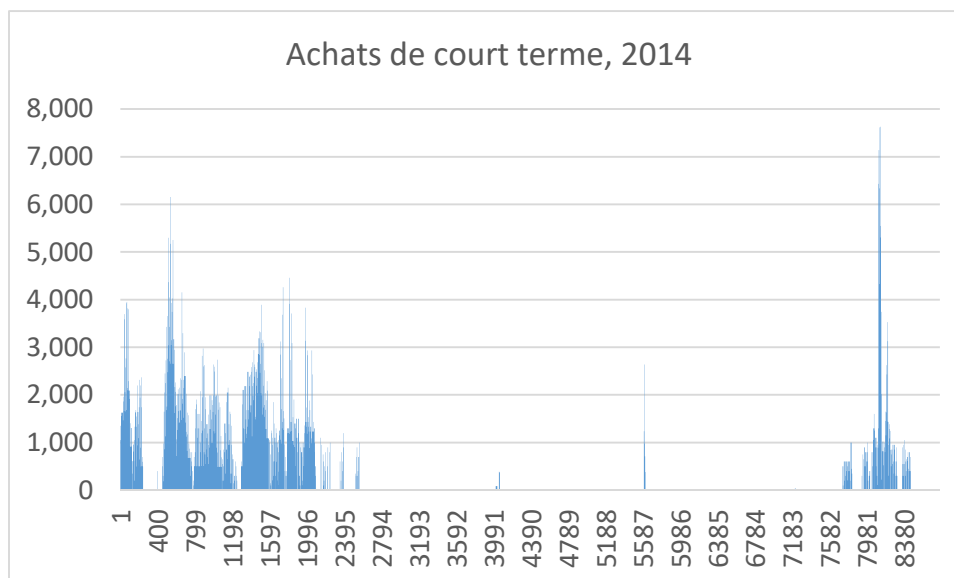
Le profil horaire pendant ces périodes ressemble à ce qu'on a vu en 2017, avec des pointes d'achats très marquées matin et soir, selon les périodes critiques identifiées dans le programme de tarification dynamique.



Graphique 14_ Achats de court terme, du 19 au 26 février 2015

6.1.4 L'année 2014

L'année 2014 était également une année très froide, avec presque 2 700 GWh d'achats de court terme, durant tous les mois d'hiver.



Graphique 15_ Achats de court terme, 2014

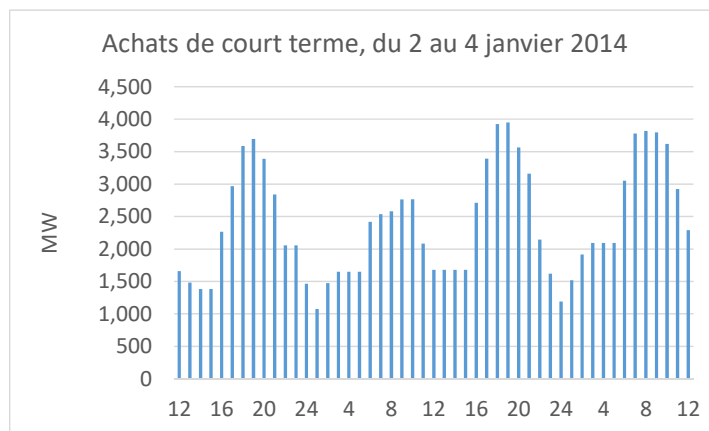
Les 100h de plus grands volumes d'achats de court terme sont indiquées au Tableau 14.

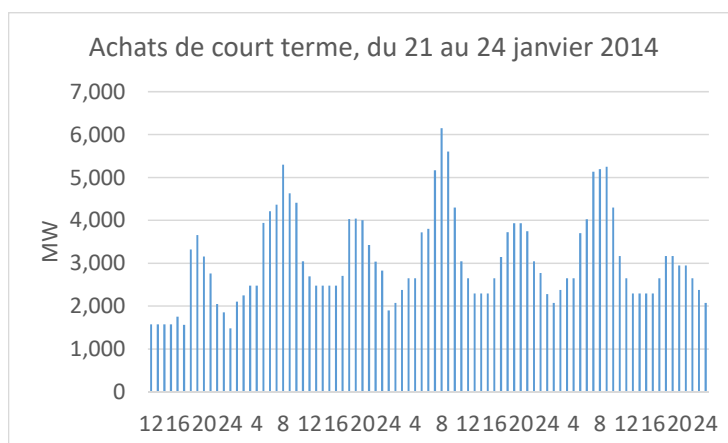
Tableau 14. Les 100h de plus grands volumes d'achat de court terme (2014)

2 janvier, 18h à 21h
3 janvier, 17h à 22h
4 janvier, 7h à 11h
21 janvier, 18h à 21h
22 janvier, 5h à 11h; 18h à 22h
23 janvier, 5h à 11h; 17h à 22h
24 janvier, 5h à 12h; 18h à 20h
4 mars, 18h à 22h
14 mars, 7h à 11h
4 décembre, 17h à 24h
5 décembre, 1h à 22h

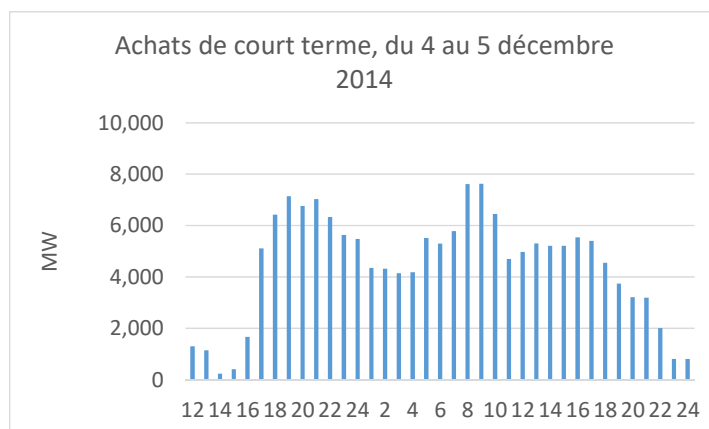
Il est cependant probable que, en temps réel, des périodes critiques auraient été également déclenchées au mois de février.

Les blocs d'heures les plus importants se trouvaient du 2 au 4 janvier, du 22 au 24 janvier et le 4 et 5 décembre. Les Graphiques 12, 13 et 14 en font état :

**Graphique 16. Achats de court terme, du 2 au 4 janvier 2014**



Graphique 17. Achats de court terme, du 21 au 24 janvier 2014

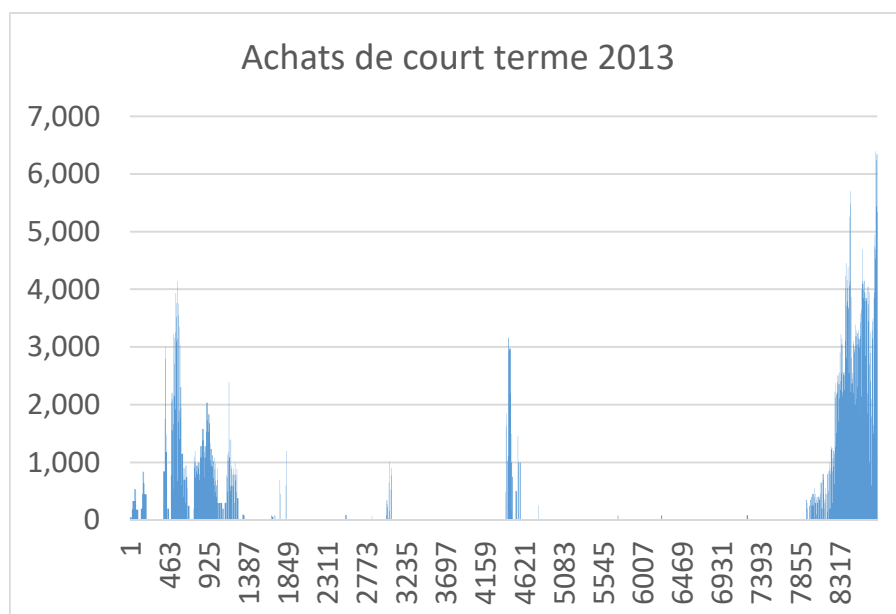


Graphique 18. Achats de court terme, du 4 au 5 décembre 2014

Ces trois graphiques montrent que le profil habituel de pointes matin et soir s'observe la plupart du temps pendant ces périodes critiques.

6.1.5 L'année 2013

L'année 2013 était aussi une année comportant beaucoup d'achats de court terme (2 338 GWh en total), et des achats ont eu lieu durant tous les mois d'hiver. Cependant, les 100h de plus grands achats ont, à quelques exceptions près, toutes eu lieu en décembre.



Graphique 19. Achats de court terme, 2013

Cela dit, il est probable que les mesures de tarification dynamique auraient été également utilisées pendant les pointes de janvier et février.

6.2 Sommaire

Des cinq années étudiées, trois (2013, 2014 et 2015) comportaient un niveau très élevé d'achats de court terme (entre 2 000 et 3 000 GWh), tandis que les années 2016 et 2017 comportaient très peu d'achats (entre 100 et 500 GWh).

En 2017, la presque totalité des achats de court terme se trouvait pendant une courte période à la fin de décembre. Pendant cette année, il semble qu'il n'y aurait probablement pas eu d'appel au CPC ni au TPC avant décembre. Au total, on aurait eu, de toute évidence, un total de 10 périodes critiques pour le CPC, et 6 périodes pour le TPC.

En 2016, il y a également eu très peu d'achats de court terme. On identifie au maximum 15 périodes critiques CPC, et 11 périodes TPC.

En 2015, il y avait beaucoup d'achats de court terme, concentrés en janvier et février. J'ai identifié 15 périodes critiques CPC et 9 périodes TPC parmi les 100h de plus grands achats, mais il est fort possible que, en temps réel, le Distributeur aurait fait appel aux mesures de tarification dynamique plus souvent.

L'année 2014 était une autre année très froide, qui montrait aussi des prix très élevés dans les marchés externes. Les 100h de plus grands achats étaient en janvier, mais il est probable que, en temps réel, des périodes critiques auraient été également déclenchées au mois de février et décembre.

En 2013, aussi une année froide, les 100h de plus grande charge se trouvaient également en décembre, mais avec la différence qu'il a eu également des achats de court terme importants en janvier et février. On peut donc présumer qu'il y aurait eu des appels de CPC et TPC pendant ces mois-là.

On peut en conclure que, pendant les années de grand froid, les mesures de tarification dynamique auraient eu l'effet escompté. Toutefois, pendant des années plus clémentes, l'utilisation des mesures risque d'être sensiblement moins fréquente que prévu. Ce n'est peut-être pas important pour le CPC, qui fournit quand même une assurance de puissance et qui n'a pas de coût, outre les coûts d'administration, lorsqu'il n'est pas utilisé. Toutefois, pour le TPC, ce constat peut en affecter la calibration, étant donné que cette mesure crée une perte de revenus lorsqu'elle n'est pas utilisée.

6.3 Discussion

Notre examen des coûts évités horaires à la section 5 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 directement dans les coûts d'approvisionnement.

L'analyse des données horaires suggère une valeur de **92,2 \$/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 directement en réduction des coûts d'approvisionnement.

La question n'est pas si simple, cependant, parce que, dans une certaine mesure, les mesures de tarification dynamique *déplacent* la consommation plutôt que de la *réduire*. Pour les consommateurs résidentiels, où la plus grande partie de la consommation pendant les heures de pointe représente le chauffage des espaces et de l'eau, il faut présumer qu'une grande partie des réductions accomplies pendant les heures critiques seraient déplacées aux heures avant ou après. Toutefois, pour la clientèle affaires, ce n'est pas nécessairement le cas — si par exemple un commerce change ses heures d'opération ponctuellement en raison d'une période critique, sa consommation ne serait pas nécessairement déplacée.

Dans la mesure où la tarification dynamique mène au déplacement de la charge, il importe d'éviter de déplacer la pointe aussi.

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, soit $108\$ / 100h = 1,08 \$$ par kWh. On ne peut cependant pas présumer que chaque client qui s'inscrit au CPC va réduire sa demande sur chaque période critique, ni encore moins savoir par combien. Toutefois, même en y appliquant un *derating* de 50%, ce qui réduirait le bénéfice à 54 \$ / kW-hiver ou 0,54\$ / kWh, on demeure 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 sensiblement moins élevée que celle utilisée jusqu'ici.

Coûts évités de l'énergie

Coûts évités de l'énergie

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

Basé sur le coût évité de 123\$/MWh pendant les 100 heures de plus grande charge, chaque kWh effacé par un consommateur en réponse à un appel CPC réduira les coûts d'approvisionnements par 12,3 cents, un bénéfice qui s'ajoutera à celui relatif à la puissance.

Dans la mesure où 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. Avec le temps disponible pour réaliser le présent rapport, il n'a pas été possible d'étudier cet effet de façon systématique. Présumons toutefois qu'un tel déplacement crée un bénéfice certain, mais beaucoup moins grand que l'effacement.

Ainsi, en présumant a) que les coûts évités de puissance de long terme sont jugés d'être au moins partiellement applicable aux programmes de gestion de la demande, b) qu'une partie des réductions dues à la tarification dynamique consistera en des effacements plutôt que des déplacements, et c) qu'un écart se confirme entre les coûts évités en énergie de court terme aux heures de fine pointe et ceux aux heures qui les précèdent et les suivent, il semble que le crédit de 50 cents/kWh proposé pour le CPC est justifiable.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- **approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Crédit de pointe critique (CPC) ;**

- demande au Distributeur de présenter un suivi de l'application des options de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire, et d'y porter une attention particulière aux éléments suivants :
 - la proportion des réductions de charge dues à la tarification dynamique qui se traduit par un déplacement plutôt qu'un effacement de cette charge;
 - le comportement des participants lorsque plusieurs périodes critiques se suivent;
 - la mesure dans laquelle la tarification dynamique contribue au déplacement de la pointe, le cas échéant; et
 - les écarts de prix d'achats de court terme entre les période critiques et les heures qui les précèdent.

En ce qui concerne le Tarif de pointe critique (TPC), n'ayant pas eu le temps d'en faire un examen détaillé, je ne peux me prononcer sur le caractère justifié de son calibrage. Le présent rapport soulève toutefois des questions quant à sa rentabilité lors d'années plus clémentes.

Par conséquent, je recommande que la Régie :

- approuve la proposition du Distributeur de mettre en place un Tarif de pointe critique (TPC) pour le présent dossier;
- demande au Distributeur de déposer, lors du prochain dossier tarifaire, une étude de la rentabilité de l'option TPC en fonction de différents scénario de température et de nombre d'heures durant lesquelles l'option serait appelée.

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 15. Indicateur de prix de marché pour l'année 2017.⁴⁶

INDICATEUR DE PRIX DE MARCHÉ POUR L'ANNÉE 2017		Indicateur de marché NY-NE	Coûts réels
<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.

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

⁴⁶ B-0017, page 12

[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.⁴⁷

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 16, en 2017 HQP a compté pour 40% de ses achats de court terme, comparé à seulement 10% du marché de NE⁴⁸.

Tableau 16. 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
Soustotal	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
Soustotal	193.9	19.2	38%	39%	\$ 98.93
TOTAL	505	48.7	100%	100%	\$ 96.46

⁴⁷ D-2017-022.

⁴⁸ Source : http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/SuiviD-2017-140_AutresSuivis/HQD_SuiviActivitesAchatVente2017_01oct2018.pdf

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 13 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 14⁴⁹, 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.

Tableau 17. 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 terme⁵⁰. 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'ÉPI⁵¹ ». Il est vrai que, même avec les meilleurs modèles de prévision, ceux-ci ne pourront

⁴⁹ B-0017, page 13

⁵⁰ Ibid., page 14.

⁵¹ Ibid.

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.**

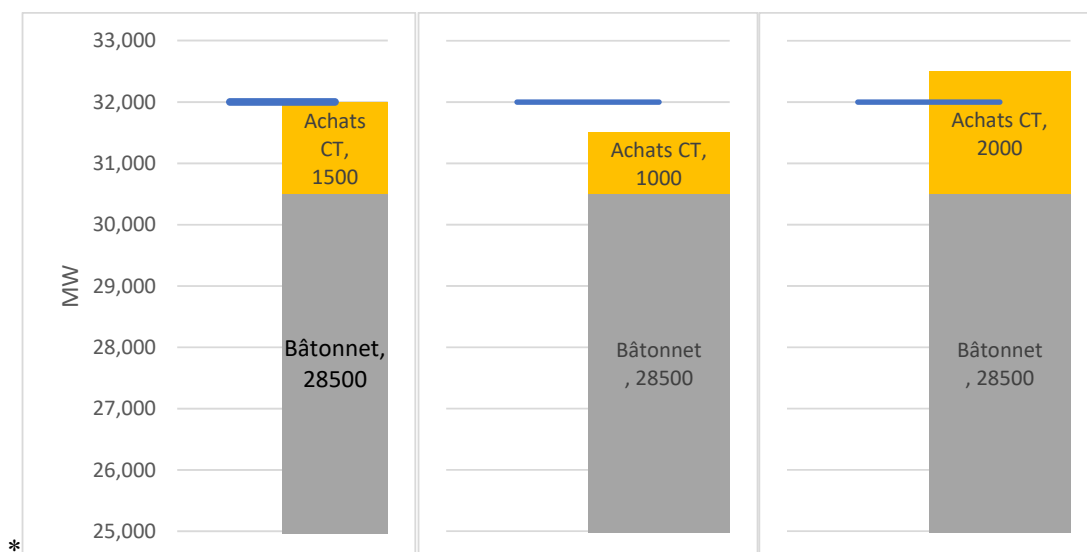
Cela dit, à mon avis, cet indicateur passe à côté de la véritable question, qui est : **jusqu'à quel point les achats de court terme ont-ils directement contribué à l'ÉPI?**

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.

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



Graphique 20. 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'ÉPI⁵²**. La méthode est précisée aux pages 14 et 15 (section 4.2) du même document. ~~Graphique 11. Graphique 14. Graphique 15.~~

⁵² R-3986-2016, C-RNCREQ-022, page 37.