



HELIOS

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

Les coûts évités pendant les périodes de plus grande charge

Rapport d'expert de Philip Raphals

pour le RNCREQ

R-4110-2019

(Plan d'approvisionnement 2020-2029
d'HQ Distribution)

Régie de l'énergie

le 24 juillet 2020,

[révisé le 11 mai 2021](#)

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

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

www.centrehelios.org

TABLE DE MATIÈRES

Concernant cette mise à jour	i
1 Sommaire	i
1.1 Les coûts évités réels et la méthode HQD	i
1.2 La méthode de régression linéaire segmentée.....	iv
1.3 Les coûts évités pour les heures de plus grande charge	v
1.4 Les prix prévisionnels d'achats de court terme futurs	vii
1.5 La mise à jour de 2021	ix
1.5.1 <i>Le bilan d'énergie</i>	ix
1.5.2 <i>Les coûts des approvisionnements additionnels</i>	x
1.5.3 <i>Les prix unitaires pendant les heures de plus grande charge</i>	xii
1.6 Recommandations	xiii
2 Mandat 1	
3 Contexte	1
4 Méthodes de fixation de coûts évités horaires	2
4.1 La méthode de « profils horaires » d'HQD.....	4
4.2 Les coûts évités horaires	7
4.2.1 <i>Comparaison des profils horaires, selon l'approche HQD</i>	10
4.2.2 <i>Comparaison des coûts évités horaires selon la méthode HQD avec les coûts d'achat réels</i>	12
4.3 Une nouvelle approche pour estimer les coûts évités pendant les heures de grande charge	16
4.3.1 <i>Approche</i>	17
4.3.2 <i>L'utilisation d'autres variables indépendantes</i>	21
4.3.2.1 <i>Relations temporelles</i>	21
4.3.2.2 <i>Alternatives à la régression linéaires</i>	23
4.4 La variante à l'approche HQD suggérée par la FCÉI	23

5	L'application de la méthode de régression segmentée aux périodes hivernales.	26
5.1	Hiver 2018-19	26
5.2	L'application de la méthode aux données consolidées, 2017 à 2019	28
5.2.1	<i>Le coût évité associé à un achat de court terme</i>	29
5.2.2	<i>Partie patrimoniale</i>	30
5.2.3	<i>Intégration des composantes ACT et patrimoniale</i>	32
6	Application de la méthode de régression segmentée à l'année au complet	33
7	Les prix prévisionnels d'achats de court terme	35
7.1	Méthode.....	38
7.2	Résultats	41
7.3	Les coûts évités de long terme pour les périodes de plus grande charge.....	43
8	Mise à jour de 2021	44
8.1	Le bilan d'énergie	44
8.1.1	<i>Chaînes de blocs</i>	46
8.1.2	<i>Électricité patrimoniale inutilisée</i>	47
8.1.3	<i>Besoins d'énergie additionnelle de court et de long terme</i>	48
8.2	Les coûts des approvisionnements additionnels	52
8.2.1	<i>Les coûts des achats de court terme</i>	52
8.2.2	<i>Les coûts des achats de long terme</i>	54
8.2.3	<i>Les coûts d'approvisionnements additionnels</i>	55
8.3	Les prix unitaires pendant les heures de plus grande charge	55
9	Discussion	57
10	Recommandations	60

TABLE DE TABLEAUX

TABLEAU 1. NOMBRE D'HEURES AVEC ET SANS ACT (HIVER 2017-2018)	3
TABLEAU 2. NOMBRE D'HEURES AVEC ACT HORS HIVER, 2017-2019	3
TABLEAU 3. HEURES PAR ANNÉE AVEC APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS (PRÉVISION HQD).....	3
TABLEAU 4. PRIX MOYEN DES ACT (HIVER 2017-18)	10
TABLEAU 5. COÛTS ÉVITÉS HIVERNAUX, 2017-18 À 2019-20	12
TABLEAU 6. PROFILS ET COÛTS ÉVITÉS HORAIRES (\$ 2017), SELON L'APPROCHE D'HQD (HIVER 2017-18)	13
TABLEAU 7. COÛTS ÉVITÉS MOYENS, MÉTHODE HQD VS RÉEL, HIVER 2017-18	14
TABLEAU 8. MESURES D'ERREUR, MÉTHODE HQD VS RÉGRESSION SEGMENTÉE (HIVER 2017-18)	20
TABLEAU 9. POURCENTAGE DES 100H SELON LA PLAGE D'HEURES	21
TABLEAU 10. COÛTS ÉVITÉS MOYENS, MÉTHODE FCEI VS RÉEL, HIVER 2017-18.....	25
TABLEAU 11. MESURES D'ERREUR (RÉGRESSION SEGMENTÉE, MÉTHODE HQD, MÉTHODE FCEI)	25
TABLEAU 12. MESURES D'ERREUR, HIVER 2018-19.....	27
TABLEAU 13. COÛTS ÉVITÉS POUR LES 100H ET 300H, MÉTHODE PROPOSÉE VS HQD, 2017-18 ET 2018-19	32
TABLEAU 14. MESURES D'ERREUR, ANNÉE 2018-19	34
TABLEAU 15. BILAN D'ÉNERGIE SELON LE PLAN	36
TABLEAU 16. ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE, SELON LE PLAN	36
TABLEAU 17. PRIX MOYEN PRÉVISIONNEL D'ACHATS DE COURT TERME, 2020 À 2029	37
TABLEAU 18. VOLUME, PRIX UNITAIRE ET COÛTS TOTAUX DES ACT, SELON LA SIMULATION	41
TABLEAU 19. PRIX MOYENS D'ACT POUR LES 100H ET 300H DE PLUS GRANDE CHARGE, 2020 À 2029 (\$/MWH)....	42
TABLEAU 20. BILAN D'ÉNERGIE RÉVISÉ (ÉTAT D'AVANCEMENT 2020)	44
TABLEAU 21. BESOINS, ÉNERGIE ADDITIONNELLE ET ÉPI, SELON L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020	45
TABLEAU 22. PRÉVISION DE LA CONSOMMATION DE CHAÎNES DE BLOCS (OCTOBRE 2020)	47
TABLEAU 23. PRÉVISIONS DE CONSOMMATION CHAÎNES DE BLOCS	47
TABLEAU 24. BESOINS, ACT ET APPROVISIONNEMENTS DE LONG TERME REQUIS, EN FONCTION DES BESOINS MIS À JOUR.....	49
TABLEAU 25. IMPACT DU BLOC DÉDIÉ CHAÎNES DE BLOC SUR L'ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE	50
TABLEAU 26. COÛTS UNITAIRES ET TOTAUX DES ACHATS DE COURT TERME (MIS À JOUR)	53
TABLEAU 27. COÛTS TOTAUX DES ACHATS DE COURT TERME, ORIGINAUX ET MIS À JOUR	53
TABLEAU 28. ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE, MISE À JOUR.....	55
TABLEAU 29. PRIX MOYEN DES ACHATS DE COURT TERME, MIS À JOUR	55

TABLE DE GRAPHIQUES

GRAPHIQUE 1. PROFIL DE PRIX DE L'ÉNERGIE DU MARCHÉ NY, HIVERS 2014-15 À 2018-19	5
GRAPHIQUE 2. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES EN ÉNERGIE SELON MÉTHODE HQD.....	6
GRAPHIQUE 3. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS (PRIX D'ACHAT OU D'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE), HIVER 2017-18	9
GRAPHIQUE 4. PROFILS HORAIRES, HIVER 2017-18	11
GRAPHIQUE 5. PROFILS HORAIRES, JOURS OUVRABLES DE JANVIER 2018	11
GRAPHIQUE 6. PROFILS HORAIRES DES COÛTS ÉVITÉS RÉELS, HIVER 2017-18	12
GRAPHIQUE 7. PROFILS HORAIRES DES COÛTS ÉVITÉS RÉELS, JOURS OUVRABLES DE JANVIER 2018.....	12
GRAPHIQUE 8. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS VS MÉTHODE HQD (2017-18, 300H)	14
GRAPHIQUE 9. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS VS MÉTHODE HQD (HEURES DE POINTS, JOURNÉES OUVRABLES, JANVIER 2018).....	15
GRAPHIQUE 10. PRIX MOYEN D'ACT, HEURES DE POINTE, JOURNÉES OUVRABLES JANVIER 2018, SELON L'HEURE	16
GRAPHIQUE 11. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS VS MÉTHODE HQD (HIVER 2017-18).....	17
GRAPHIQUE 12. COÛTS ÉVITÉS RÉELS VS MÉTHODE HQD ET RÉGRESSION SEGMENTÉE, HIVER 2017-18	18
GRAPHIQUE 13. DISTRIBUTION HORAIRE DES 300H DE PLUS GRANDE CHARGE (2017-18)	22
GRAPHIQUE 14. DISTRIBUTION HORAIRE DES 100H DE PLUS GRANDE CHARGE (2017-18)	22
GRAPHIQUE 15. PRIX MOYEN D'ACHAT DE COURT TERME, EN FONCTION DE L'HEURE	22
GRAPHIQUE 16. PROFILS HORAIRES SELON MÉTHODE FCEI, JOURS OUVRABLES DE JANVIER 2018	24
GRAPHIQUE 17. COÛTS ÉVITÉS RÉELS VS MÉTHODE FCEI, JOURS OUVRABLES DE JANVIER 2018.....	24
GRAPHIQUE 18. COÛTS ÉVITÉS RÉELS VS MÉTHODE FCEI ET RÉGRESSION SEGMENTÉE, HIVER 2017-18	25
GRAPHIQUE 19. COÛTS ÉVITÉS RÉELS VS MÉTHODE HQD ET RÉGRESSION SEGMENTÉE, HIVER 2017-18	25
GRAPHIQUE 20. COÛTS ÉVITÉS RÉELS VS MÉTHODE HQD ET RÉGRESSION SEGMENTÉE, HIVER 2018-19	27
GRAPHIQUE 21. COÛTS ÉVITÉS RÉELS ET RÉGRESSION SEGMENTÉE, HIVERS 2017-19 (HEURES AVEC ACT SEULEMENT)	30
GRAPHIQUE 22. PROBABILITÉ QUE LA CHARGE SERA COMBLÉE PAR L'ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE, SANS ACT, EN FONCTION DE LA CHARGE TOTALE	31
GRAPHIQUE 23. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES SELON LA CHARGE, HIVERS 2017-18 ET 2018-19	32
GRAPHIQUE 24. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS ET CALCULÉS (MÉTHODE HQD), ANNÉE 2018-19	33
GRAPHIQUE 25. COÛTS ÉVITÉS HORAIRES RÉELS ET CALCULÉS (MÉTHODES RÉGRESSION ET HQD), ANNÉE 2018-19	34
GRAPHIQUE 26. COURBE DE PUISSANCES CLASSÉES DU PROFIL HORAIRE DES APPROVISIONNEMENTS ADDITIONNELS REQUIS POUR L'ANNÉE 2029	40
GRAPHIQUE 27. COÛTS TOTAUX D'ACT SELON LA SIMULATION ET SELON LE PLAN	42

GRAPHIQUE 28. PRIX D'ACT POUR LES HEURES DE PLUS GRANDE CHARGE, 2020 À 2029	43
GRAPHIQUE 29. BESOINS ET ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE, PLAN ET ÉTAT D'AVANCEMENT	45
GRAPHIQUE 30. ÉNERGIE ADDITIONNELLE DE COURT ET LONG TERME ET ÉPI, SELON L'ÉTAT D'AVANCEMENT 2020	46
GRAPHIQUE 31. BESOINS ET ÉNERGIE ADDITIONNELLE REQUISE, PLAN ET MIS À JOUR	50
GRAPHIQUE 32. ÉNERGIE ADDITIONNELLE DE COURT ET LONG TERME, MISE À JOUR	51
GRAPHIQUE 33. COURBES DE PUISSANCE CLASSÉE, ÉNERGIE ADDITIONNELLE (PLAN).....	53
GRAPHIQUE 34. COURBES DE PUISSANCE CLASSÉE, ÉNERGIE ADDITIONNELLE (MIS À JOUR)	53
GRAPHIQUE 35. COÛTS UNITAIRES DES ACHATS DE COURT TERME, ORIGINAUX ET MIS À JOUR.....	54
GRAPHIQUE 36. COÛTS ANNUELS D'APPROVISIONNEMENTS À LONG TERME, ORIGINAL ET MIS À JOUR.....	54
GRAPHIQUE 37. PRIX MOYENS D'ACHAT DE COURT TERME, RATIO 2021 :2020	56
GRAPHIQUE 38. PRIX MOYEN DES ACHATS DE COURT TERME, MIS À JOUR.....	57
GRAPHIQUE 39. COÛTS ÉVITÉS HORAIRE RÉELS, LE 28 DÉCEMBRE 2017.....	58
GRAPHIQUE 40. ACHATS DE COURT TERME ET ÉLECTRICITÉ PATRIMONIALE INUTILISÉE (HORAIRE, 2019).....	59

Concernant cette mise à jour

Dans cette version révisée, les sections 1.5 et 8 sont entièrement nouvelles, ce qui est indiquée par une ligne verticale rouge en marge. En dehors de ces sections, certaines autres corrections mineures ont été faites et sont indiquées par le mode « suivi des modifications ». Les corrections de forme (par ex., de numérotation des graphiques et de tableaux) ne sont pas indiquées.

1 Sommaire

Dans sa décision D-2019-027, la Régie ordonnait au Distributeur de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.¹

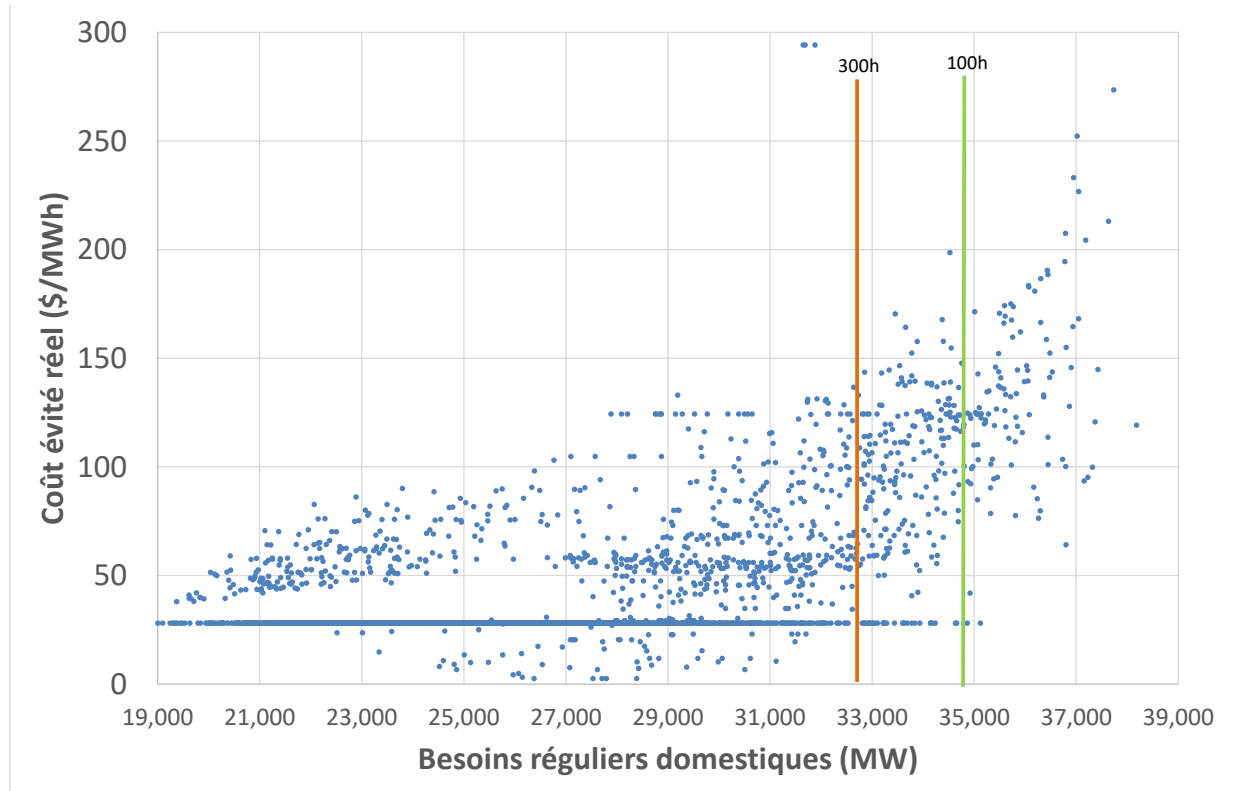
En réponse à cette demande, le Distributeur a présenté dans le présent dossier un complément de preuve sur les coûts évités pour les périodes de plus grande charge². Dans cette preuve, HQD fixe d'abord des profils selon l'heure de la journée, basés sur les données historiques. Ensuite, il fait appel à ces profils afin de calculer le coût évité horaire. Pour les 100 heures de plus grande charge, il fait référence aux profils horaires des journées ouvrables de janvier; pour les autres heures, il fait référence aux profils horaires de l'hiver au complet.

1.1 Les coûts évités réels et la méthode HQD

La présente analyse sur l'évaluation des coûts évités horaires se base sur une logique identique à celle utilisée jusqu'ici par le Distributeur, mais appliquée sur une base horaire plutôt que saisonnière. Pour chaque heure où il y a un achat de court terme (ACT), le coût évité est présumé égal au prix de cet achat. Pour les heures sans ACT, le coût évité est égal au prix de l'électricité patrimoniale. Les coûts évités réels de l'hiver 2017-18 sont indiqués au Graphique 4, où les lignes verticales indiquent les frontières pour les 100h (Besoins réguliers domestiques (BRD) => 35,000 MW) et les 300h (BRD => 33,000 MW) de plus grande charge.

¹ [D-2019-027](#), para 329.

² B-0021.



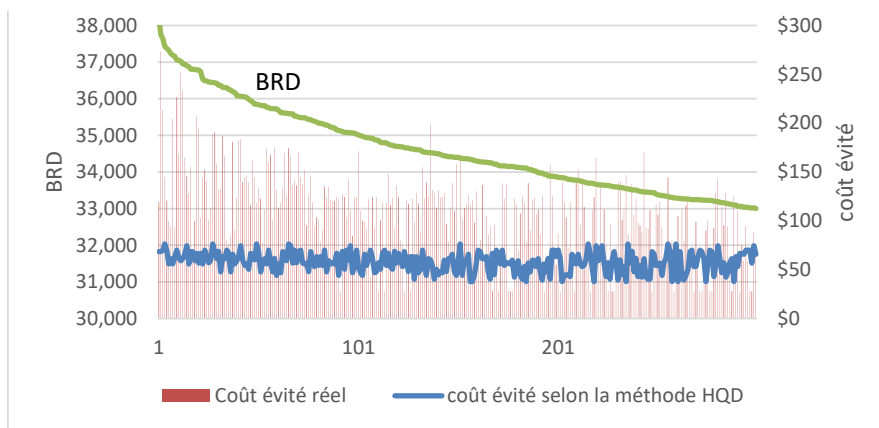
Graphique 4. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18

Afin de répondre à la demande de la Régie dans sa décision D-2019-027 (paragraphe 329), de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 et 300 heures de plus grande charge, le Distributeur a présenté un complément de preuve (B-0021). Ce document présente une nouvelle méthode basée sur des « profils horaires », qui permet de calculer un coût évité a) pour les 100h de plus grande charge et b) sur les autres heures de l'hiver, tenant compte de l'heure de la journée et de s'il s'agit, ou non, d'une journée ouvrable de janvier.

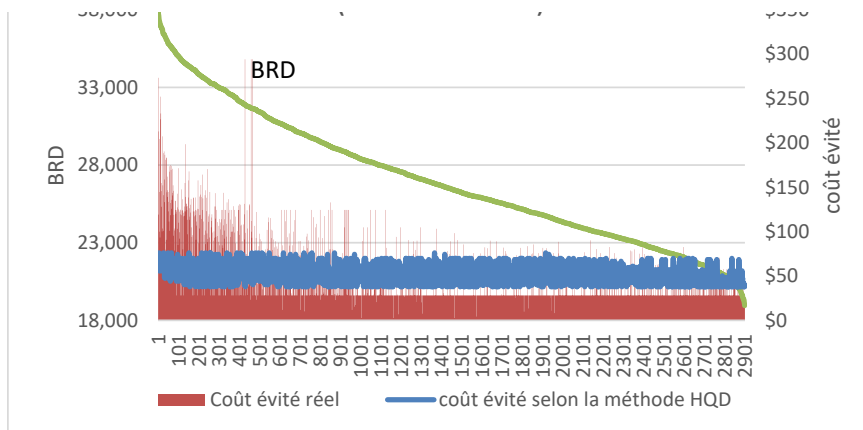
Afin de valider cette approche, nous avons comparé les coûts évités pour une année historique (2017-18) avec les coûts qui auraient réellement été évités pour chaque heure de cet hiver. L'utilisation de données historiques permet d'évaluer la « performance » de différentes approches. **La comparaison entre les coûts évités horaires prévus (*ex ante*) selon différentes méthodes et les coûts évités réels selon les données historiques (les coûts qui auraient réellement été évités) constitue la meilleure façon de comparer différentes méthodes d'évaluation des coûts évités.**

Pour cet exercice, les « coûts évités réels » sont définis comme suit : **pour heure où un achat de court terme (« ACT ») a eu lieu, c'est le coût moyen de l'énergie achetée; pour une heure sans ACT, c'est le coût de l'énergie patrimoniale.**

Cette analyse permet plusieurs de constater que la méthode des “profils horaires” proposée par le Distributeur réussit mal à approximer ces coûts évités réels, comme le démontre les Graphiques 10 et 12, pour les 300h de plus grande charge et pour l'hiver au complet, respectivement :



Graphique 10. Coûts évités méthode HQD vs réels, 300h (2017-18)



Graphique 12. Coûts évités méthode HQD vs réels, hiver (2017-18)

Le Graphique 12 montre clairement que, pour les heures de plus grande charge, la méthode d'HQD sous-estime les coûts évités. Le Graphique montre aussi clairement que, pour le grand nombre d'heures de l'hiver où l'électricité patrimoniale est suffisante pour répondre à la demande, la méthode d'HQD surestime les coûts évités.

1.2 La méthode de régression linéaire segmentée

Nous démontrons qu'une approche de **régression linéaire segmentée** basée sur la charge horaire (les Besoins réguliers domestiques, ou BRD) réussit beaucoup mieux à prédire les coûts évités réels, et ce, pour les deux seules années pour lesquelles les données existent (2017-18 et 2018-19). Cette approche cherche à identifier des tronçons qui diffèrent l'un de l'autre, et les formules linéaires pour définir la relation pour chaque tronçon.

Le Graphique 13 montre les résultats de cette approche pour l'hiver 2017-2018 (la ligne bleue). Il présente aussi les résultats de la méthode HQD (points verts). Les points rouges représentent les coûts évités réels.

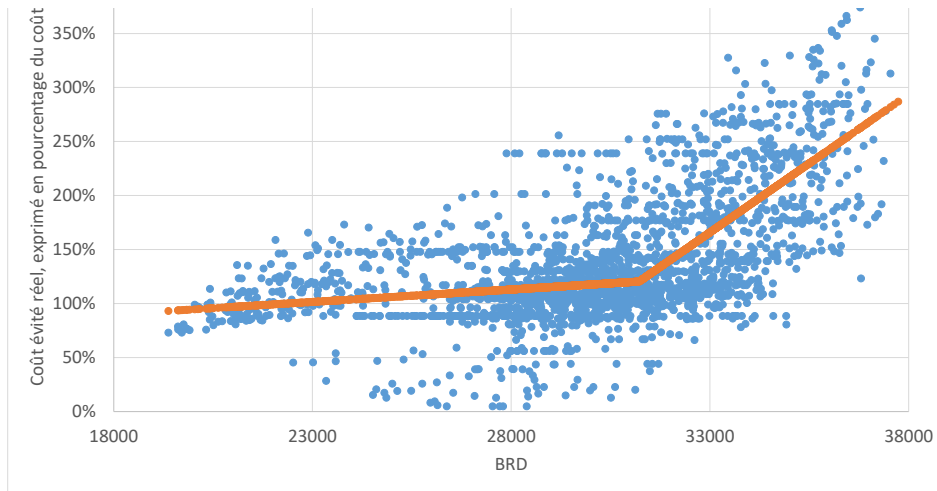


Graphique 13. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2017-18

Nous avons comparé les deux méthodes selon différents indicateurs statistiques, soit l'erreur moyenne (ME), l'erreur absolue moyenne (MAE) et la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE). Tant pour l'hiver 2017-2018 que pour celui de 2018-2019, **les coûts évités selon la méthode de régression linéaire segmentée produisent des résultats qui ressemblent à la réalité plus que la méthode de profils horaires, telle que proposée par HQD.**

Pour fixer un indicateur des coûts évités futurs, on ne peut simplement agréger les résultats de ces deux hivers distincts, parce que le niveau général des prix de marché varie d'une année à l'autre. Pour contourner cette difficulté, nous avons exprimé le coût évité réel comme un

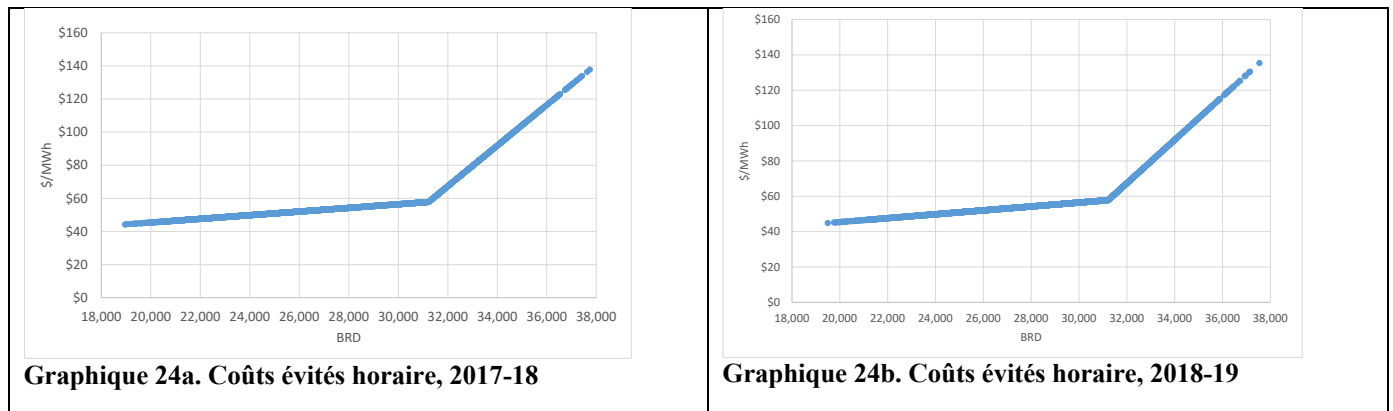
multiple du coût évité hivernal, tel qu'établi annuellement par le Distributeur. De cette façon, les résultats d'une année deviennent comparables avec ceux d'une autre année. Le Graphique 22 montre les résultats de cet exercice.



Graphique 22. Coûts évités réels et selon régression segmentée (hiver 2017-18), heures avec ACT seulement

1.3 Les coûts évités pour les heures de plus grande charge

Les coûts évités pour les heures de plus grande charge pour les années étudiées, selon la méthode de régression segmentée, se trouvent au Graphiques 24a et 24b :



Plus concrètement, les coûts évités moyens pour les 100h et 300h de plus grande charge sont ceux indiqués au Tableau 13.

Tableau 13. Coûts évités moyens, heures de grande charge, 2017-18 et 2018-19

	2017-18		2018-19	
	Méthode proposée	Méthode HQD	Méthode proposée	Méthode HQD
100h	114.5	61.4	108.0	56.9
300h	96.2	57.9	86.2	52.2

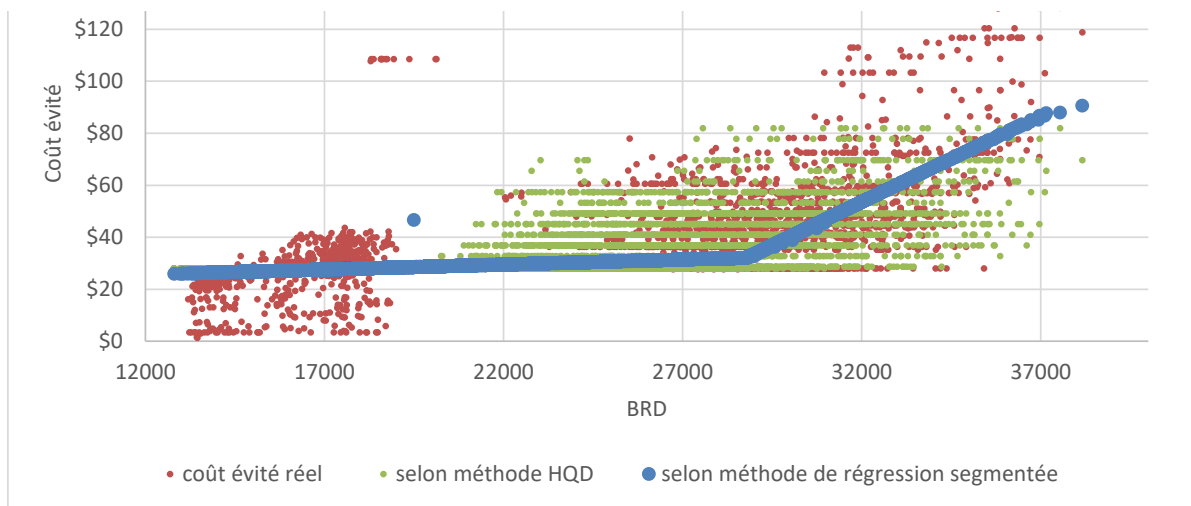
La même approche peut être appliquée à l'année complète. Cela est un grand avantage par rapport à la méthode utilisée par le Distributeur depuis longtemps — qui définit les coûts évités d'énergie de court terme selon la saison — parce que, avec l'augmentation importante prévue du nombre d'heures par année avec ACT, il y aura inévitablement un nombre croissant d'heures hors hiver avec ACT.

Le Tableau 3 montre cette évolution:

Tableau 3. Nombre et pourcentage d'heures avec ACT, 2020 - 2029³

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
nombre	1334	1978	2574	2901	3028	3394	3069	3926	4154	4873
%	15%	23%	29%	33%	35%	39%	35%	45%	47%	56%

Le Graphique 26 montre l'application de cette approche à une année complète (du 1^{er} décembre 2018 au 30 novembre 2019).



Graphique 26. Coûts évités horaires réels et calculés (méthodes régression et HQD), année 2018-19

³ B-0083, premier onglet. Les graphiques 8.2 à 8.5 de B-0009 et les graphiques R-61.2-A à -F de B-0079 (pages 16-18) donnent un aperçu visuel de ces mêmes données.

Les résultats, au Tableau 14, indiquent que les coûts évités par saison sont similaires entre les deux approches, quoique les erreurs absolues (MAE) et par racine carrée (RMSE) soient bien moindres avec l'approche de la régression segmentée.

Tableau 14. Mesures d'erreur des coûts évités par saison, méthodes régression et HQD

	régression segmentée				méthode HQD			
	moyenne				moyenne			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
année	31.3	-0.1	3.7	68.8	33.7	2.4	6.5	160.5
hiver	37.6	0.0	7.4	134.7	42.0	4.4	13.8	348.1
été	28.1	-0.1	1.8	36.1	29.6	1.4	2.9	67.5

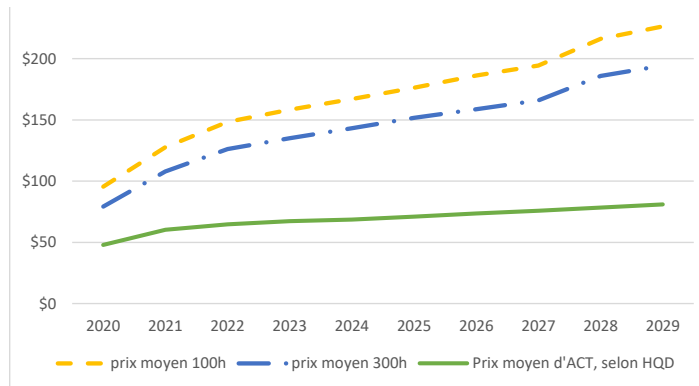
1.4 Les prix prévisionnels d'achats de court terme futurs

Le Distributeur a présenté ses estimations des prix moyens annuels d'achats de court terme futurs, qui vont de 60,35\$/MWh en 2021 à 81,01\$/MWh en 2029. Évidemment, les ACT pendant les heures de plus grande charge auront lieu à des prix beaucoup plus élevés que ces prix moyens. Les méthodes décrites dans ce rapport permettent d'estimer ces prix. Les résultats sont présentés au Tableau 19.

Tableau 19. Prix moyens d'ACT pour les 100h et 300h de plus grande charge, 2020 à 2029 (\$/MWh)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	\$96	\$128	\$148	\$158	\$167	\$176	\$186	\$194	\$216	\$226
prix moyen 300h	\$79	\$108	\$126	\$135	\$143	\$152	\$159	\$166	\$186	\$194

Ces mêmes résultats sont présentés au Graphique 29, où la ligne verte représente le coût moyen d'achats sur les marchés externes, selon la preuve du Distributeur :



Graphique 29. Coûts évités pour les heures de plus grande charge, 2020 à 2029

On constate que les prix unitaires des achats de court terme pendant les 300h et les 100h de plus grande charge excèdent de loin les prix unitaires présentés par HQD. **On conclut que les prévisions publiées dans le Plan sous-estiment, de façon importante et croissante, les coûts unitaires des achats de court terme pendant la période de planification.**

Selon la méthode qu'utilise le Distributeur depuis longtemps pour ses coûts évités, ceux-ci sont exprimés comme annuité croissante. Le coût évité de l'énergie additionnelle, selon les chiffres présentés au Tableau 16, serait donc de **64,89\$/MWh**, en utilisant le taux d'actualisation de 5,445% utilisé au dernier dossier tarifaire⁴.

Selon cette même méthode, le coût évité pour les 300h de plus grande charge, en utilisant les valeurs présentées au Tableau 19, serait de **139,90 \$/MWh**, soit **plus que deux fois plus élevé que le coût évité selon le Distributeur**. Le coût évité pour les 100h de plus grande charge serait quant à lui de **164,03 \$/MWh**, soit **137 % plus élevé que selon le Distributeur**.

Évidemment, l'analyse présentée ici est limitée, d'une part, par l'imprécision des prévisions et, d'autre part, par le manque de données complètes.

Néanmoins, il est recommandé que la Régie adopte l'approche proposée ici pour l'estimation des coûts évités pour les périodes de plus grande charge, ainsi que — sur une base provisoire — les valeurs proposées ici.

⁴ R-4057-2018, B-0015, p. 23.

1.5 La mise à jour de 2021

1.5.1 Le bilan d'énergie

Le Distributeur a déposé un Complément de preuve en février 2021 qui intègre la prévision de la demande en énergie de l'État d'approvisionnement 2020⁵. Cette prévision est sensiblement moins élevée que celle du Plan jusqu'en 2025, mais elle est plus élevée à partir de 2028. Le bilan sur lequel s'appuie HQD indique le besoin d'approvisionnements additionnels à long terme à partir de 2027, montant jusqu'à 3,3 TWh en 2029 — soit un peu plus que les 2,6 TWh prévus au Plan initial.

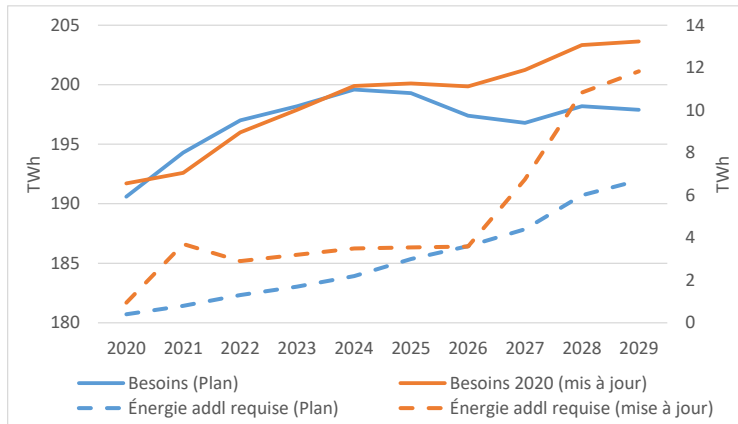
Toutefois, des ajustements sont requis à cette prévision, notamment à l'égard de la consommation pour les chaînes de blocs. Alors que le Plan initial prévoyait l'attribution de l'ensemble du bloc dédié de 300 MW en vertu de la décision D-2019-152, l'État d'avancement 2020 incluait seulement les 30 MW octroyés dans le cadre de l'A/O-2019-01. Or, dans sa décision D-2021-007, la Régie a confirmé l'octroi éventuel de l'ensemble de ce bloc. Il faut donc rajouter aux besoins du Tableau 19 une consommation pour les chaînes de blocs équivalente à la partie résiduelle du bloc dédié.

Le Plan prévoyait également une réduction rapide des besoins de cette clientèle, de 3,5 TWh en 2024 à seulement 1,1 TWh en 2027. Or, en octobre 2020, le Distributeur a produit une prévision des ventes aux chaînes de blocs avec un taux d'effritement de seulement 5%/an⁶.

Avec ces ajustements, l'énergie additionnelle requise en 2029 monte à 11,8 TWh, comme l'indique le Graphique 32.

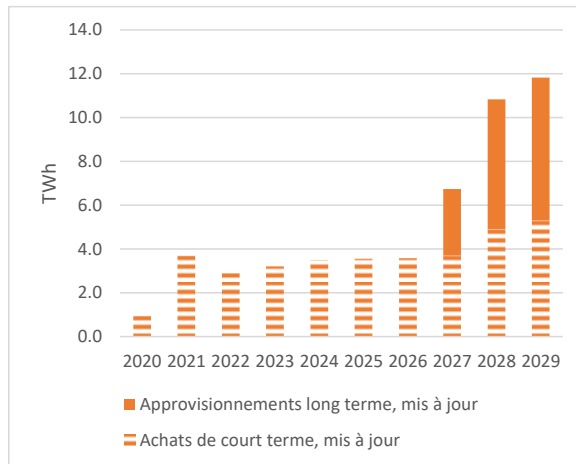
⁵ B-0114.

⁶ R-4045-2018, B-0244, page 7.



Graphique 32. Besoins et énergie additionnelle requise, selon le Plan et sa mise à jour

Les volumes requis en approvisionnements à long terme montent à environ 6,5 TWh, comme l'indique le Graphique 33.



Graphique 33. Énergie additionnelle de court et long terme, mise à jour

Environ 3 TWh/an des approvisionnements à long terme sont attribuables à la clientèle utilisant des chaînes de blocs.

1.5.2 Les coûts des approvisionnements additionnels

Les coûts des achats de court terme selon ce bilan ont été évalués avec la méthodologie décrite aux sections 5 et 6 et appliquée à la section 7 de ce rapport. Cette analyse s'appuyait sur les

courbes de puissances classées des achats de court terme produits par le Distributeur. Malheureusement, des mises à jour de ces courbes n'étaient pas disponibles au moment de la révision du présent rapport (mai 2021). Toutefois, une simulation mathématique a permis de les estimer.

Utilisant ces courbes comme intrants, nous avons recalculé les estimations de prix futurs d'ACT selon la formule présentée à la section 7. Les résultats sont résumés au Tableau 26.

Tableau 26. Coûts unitaires et totaux des Achats de court terme (mis à jour)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Achats de court terme (TWh)	0.9	3.7	2.9	3.2	3.5	3.5	3.6	3.7	4.9	5.3
Prix moyen ACT (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	118	126	132
Coût totaux ACT (M \$)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697

Le prochain tableau compare les coûts en achats de court terme selon le Plan original, de même que selon la simulation décrite dans la version originale de ce rapport, et selon la mise à jour présentée ici.

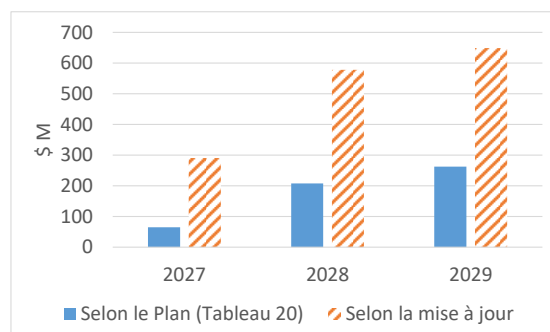
Tableau 27. Coûts totaux des Achats de court terme, originaux et mis à jour

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Plan original (Tableau 20)	22	48	86	116	148	214	220	277	306	332	1,769
Simulation de juillet 2020 (Tableau 22)	28	67	121	163	209	298	315	307	493	518	2,521
Mise à jour (Tableau 29)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697	3,974

Sur l'ensemble de la période de planification, les coûts d'ACT selon notre simulation originale étaient déjà 42,5% plus élevés que les projections du Distributeur. Avec les mises à jour, les coûts d'ACT sont **142,5% plus élevés** que les projections du Distributeur.

L'augmentation des besoins en approvisionnements à long terme a lui aussi un coût. En utilisant les mêmes coûts unitaires, présentés au Tableau 16, on obtient des coûts annuels augmentant d'environ 300 M \$ en 2027 à presque 650 M \$ en 2029.

Le prochain graphique présente l'évolution des coûts d'approvisionnements à long terme pendant les trois dernières années du Plan, selon la projection originale du Distributeur et selon cette mise à jour.



Graphique 37. Coûts annuels d'approvisionnements à long terme, original et mis à jour

Le tableau suivant résume ces résultats.

Tableau 28. Énergie additionnelle requise, mise à jour

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Quantité (TWh)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	6.7	10.8	11.8	
Prix (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	108	111	114	
Coûts (M\$)	71	330	286	335	381	401	419	725	1197	1346	5,491
<i>dont Achats de court terme</i>											
Quantité (TWh)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	3.7	4.9	5.3	
Prix (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	118	126	132	
Coûts (M\$)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697	3,974
<i>dont Approvisionnements de long terme</i>											
Quantité (TWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.9	6.5	
Prix (\$/MWh)	83.2	84.9	86.6	88.3	90.0	91.9	93.7	95.6	97.5	99.4	
Coûts (M\$)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	290.7	578.0	649.0	1,518

Soulignons que les coûts totaux d'approvisionnement pendant la période grimpent maintenant à **5,5 milliards \$**. Ce chiffre se compare à seulement **2,3 milliards \$** (la somme des coûts annuels, à la troisième ligne du **Tableau 16**), selon le Plan initial. Il s'agit donc d'une augmentation de **138 %** par rapport aux chiffres avancés dans le Plan initial.

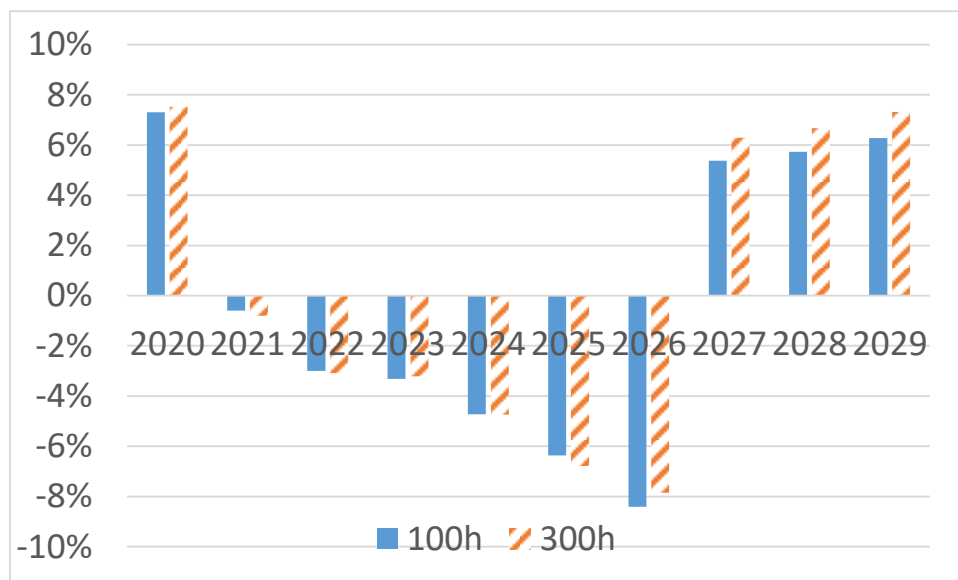
1.5.3 Les prix unitaires pendant les heures de plus grande charge

Le tableau suivant présente le prix unitaire des achats de court terme, selon cette mise à jour.

Tableau 29. Prix moyen des Achats de court terme, mis à jour

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	109	158	170	184	193	201	208	205	229	241
prix moyen 300h	90	136	146	158	167	174	180	176	198	209

En comparant ce tableau avec le Tableau 19, on constate que les prix selon la mise à jour sont moins élevés que ce découlant du Plan initial pour les années 2021 à 2026, mais plus élevés pour les années subséquentes, comme l'indique le Graphique 38.



Graphique 38. Prix moyens d'achat de court terme, ratio 2021 :2020

1.6 Recommandations

Suite à l'analyse présentée ci-dessus, je formule les recommandations suivantes :

1. Que la Régie rejette la méthode de profils horaires proposée dans la preuve en chef du Distributeur, parce que :
 - a. elle ne répond pas à la demande de la Régie de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges, et
 - b. elle ne réussit pas à expliquer les prix réellement payés pour les achats de court terme, dans les deux années historiques pour lesquelles des données existent ;

2. Que la Régie adopte comme principe que les coûts évités horaires devraient être fixés en fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les meilleures données historiques disponibles ;
3. Que la Régie prenne l'une ou l'autre des deux orientations décrites ci-dessous :
 - a. accepte les chiffres présentés au Tableau 29 ci-dessus comme la meilleure estimation disponible des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan, OU
 - b. exige que le Distributeur présente une nouvelle estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan qui sera étudié à la phase 2 du présent dossier et qui tienne compte :
 - i. d'une prévision de la demande mise à jour (tenant compte notamment des effets de la pandémie et des résultats de l'A/P-2019-01),
 - ii. des données historiques additionnelles, et
 - iii. de tout autre facteur qu'il juge important.

2 Mandat

Le RNCREQ m'a demandé d'analyser la proposition d'HQD d'établir des coûts évités pour l'énergie de court terme qui serait applicable aux 100h et 300h de plus grande charge et, le cas échéant, de suggérer des améliorations.

Je reconnais mon devoir de fournir ce témoignage avec objectivité, impartialité et rigueur, et que mon devoir d'éclairer la Régie prime sur l'intérêt de mon client.

3 Contexte

Au fil des ans, j'ai présenté plusieurs témoignages au nom du RNCREQ concernant les achats de court terme et les coûts évités, notamment pendant les périodes de plus grande charge.

À l'audience sur le Plan d'approvisionnement antérieur, j'ai présenté un rapport sur les différents enjeux soulevés par les achats de court terme⁷. Ce rapport recommandait notamment à la Régie d'exiger que le Distributeur inclue dans ses rapports annuels le volume et coût d'achats de court terme sur une base horaire, demande qui était retenue par la Régie dans sa décision⁸. D'autres recommandations, comme par exemple celui de faire un suivi du degré auquel les achats de court terme contribuent à la quantité l'électricité patrimoniale inutilisée, n'ont pas été retenues.

Dans le dossier R-3933-2015, j'ai démontré qu'aux mois hivernaux de 2014, le coût moyen des achats de court terme était de 154\$/MWh, soit 2,3 fois plus élevé que la valeur utilisée dans le calcul des coûts évités du Distributeur.⁹ La Régie prenait note de cette analyse, mais jugeait qu'il n'était pas nécessaire, alors, de changer la méthode d'estimation des coûts évités en énergie de long terme.¹⁰

Cette analyse s'est poursuivie dans le dossier R-4011-2017, où j'ai constaté une tendance à sous-estimer le prix des achats de court terme pendant les heures critiques.¹¹ Mon rapport invitait le Distributeur à réviser la méthodologie d'établissement des coûts évités. Dans sa décision D-2020-025, la Régie faisait état d'un changement de contexte économique et réglementaire à

⁷ R-3986-2016, C-RNCREQ-0022.

⁸ D-2017-140, para. 112.

⁹ R-3933-2015, [C-RNCREQ-0016](#), p. 22 (p. 26 du pdf)

¹⁰ [D-2016-033](#), para 255.

¹¹ R-4011-2017, [C-RNCREQ-0013](#), p. 14 (p. 17 du pdf)

l'égard des coûts évités et reconnaissait que l'utilisation des coûts évités à de nouvelles fins peut éventuellement requérir d'autres signaux de prix. Elle convenait que le moment était venu d'entreprendre un débat sur le sujet et demandait au Distributeur de déposer des propositions en ce sens dans un prochain dossier.¹²

Dans le dossier R-4057-2018, j'ai déposé un rapport d'expert sur la question des coûts évités afin de répondre aux préoccupations exprimées par la Régie dans sa décision D-20018-025. Dans mon rapport, j'ai recommandé que le Distributeur modifie la manière dont il calcule les coûts évités, afin de tenir compte du fait que ces coûts sont plus élevés lors des heures de plus grande charge¹³. Dans sa décision D-2019-027, la Régie retenait cette recommandation et ordonnait au Distributeur de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges.¹⁴

En réponse à cette demande, le Distributeur a présenté dans le présent dossier un complément de preuve sur les coûts évités pour les périodes de plus grande charge.

4 Méthodes de fixation de coûts évités horaires

La preuve présentée par HQD sur les coûts évités de l'énergie suit l'approche qu'il utilise depuis plusieurs années. Pour la période allant jusqu'en 2026, le coût évité de l'énergie en hiver est basé sur le coût des achats sur les marchés externes, estimé selon les prix à terme disponibles au moment de la préparation du dossier, pour l'ensemble des heures de l'hiver à venir¹⁵. Pour les autres mois, il est égal au coût de l'énergie patrimoniale, soit 2,8 cents/kWh (indexé)¹⁶.

Le bilan d'énergie du Distributeur montre que, jusqu'en 2026 inclusivement, les marchés de court terme sont suffisants pour combler les besoins en énergie, qui surviennent essentiellement en hiver. Sur cette période, le signal de prix pour la période d'hiver reflète donc le coût des achats sur ces marchés. Pour la période d'été, le signal de prix correspond au prix de l'électricité patrimoniale.¹⁷ (nos soulignés)

¹² D-2018-025, para 208 à 210.

¹³ R-4057-2018, [C-RNCREQ-0029](#), p. 42-43 (p. 48-49 du pdf)

¹⁴ [D-2019-027](#), para 329.

¹⁵ Voir les références citées en B-0046, page 62, R50.1, soit : R-4057-2018, B-0051 et R-4011-2017, B-0115, R4.1.

¹⁶ B-0032, pages 5 et 6. Pour la première fois, le Distributeur abandonne l'analyse de la différenciation des prix selon les périodes de pointe et hors pointe telle que définie dans les marchés avoisinants (la période de pointe étant de 8h à 22h les jours ouvrables), pour la remplacer avec la notion de pointe telle que définie dans sa proposition sur les coûts évités horaires.

¹⁷ B-0032, p. 5

Cette approche reflète implicitement la prémisse qu'il y a des achats sur les marchés de court terme (ci-après "les achats de court terme", ou ACT) pendant l'ensemble des heures de l'hiver, et qu'il n'y en a pas pendant les autres mois.

Comme nous allons le voir, l'expérience vécue des dernières années ne supporte pas cette prémisse. Il y a, dans les faits, plusieurs heures en hiver où il n'y a pas d'ACT et, souvent, plusieurs heures pendant les autres mois où il y en a. Le Tableau 1 indique le nombre d'heures avec et sans ACT à l'hiver 2017-2018.

Tableau 1. Nombre d'heures avec et sans ACT (hiver 2017-2018)

	nombre d'heures			
	heures sans ACT		heures avec ACT	
hiver	1834	63.2%	1069	36.8%
300h	28	9.3%	272	90.7%
100h	1	1.0%	99	99.0%

Le Tableau 2 indique le nombre d'heures hors hiver avec ACT, pour chacune des trois dernières années.

Tableau 2. Nombre d'heures avec ACT hors hiver, 2017-2019

	2017	2018	2019
	195	0	699

Quoique ces chiffres soient peu élevés, la proportion d'heures hors hiver comportant des ACT devrait augmenter sensiblement durant la période couverte par le Plan, selon la preuve du Distributeur.¹⁸ HQD prévoit que le nombre d'heures avec ACT augmentera sensiblement dans les années à venir, comme l'indique le Tableau 3.

Tableau 3. Heures par année avec approvisionnement additionnels requis (prévision HQD)¹⁹

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
nombre	1334	1978	2574	2901	3028	3394	3069	3926	4154	4873
%	15%	23%	29%	33%	35%	39%	35%	45%	47%	56%

¹⁸ B-0009, Fig. 8.5 à la page 67.

¹⁹ B-0083, premier onglet. Les graphiques 8.2 à 8.5 de B-0009 et les graphiques R-61.2-A à -F de B-0079 (pages 16-18) donnent un aperçu visuel de ces mêmes données.

Ainsi, en 2029, il y aura des ACT sur 4 873 heures de l'année (56 % des heures). Quoique le Distributeur n'indique pas le pourcentage de ces heures qui seront hors hiver, ce chiffre va sans doute s'accroître d'année en année. L'approche de définir les coûts évités sur une base saisonnière, utilisée par le Distributeur jusqu'ici, doit donc inévitablement être modifiée afin d'accommoder cette évolution dans ses besoins.

La présente analyse sur l'évaluation des coûts évités horaires se base sur une logique identique à celle utilisée jusqu'ici par le Distributeur, mais appliquée sur une base horaire plutôt que saisonnière. Pour chaque heure où il y a un ACT, le coût évité est présumé égal au prix de cet achat²⁰. Pour les heures sans ACT, le coût évité est égal au prix de l'électricité patrimoniale.

Cette logique est d'abord appliquée aux données historiques, pour déterminer le coût qui aurait réellement été évité, dans le passé, si la consommation d'un kWh dans une heure donnée avait été évitée. Ensuite, nous faisons appel aux méthodes statistiques pour obtenir des formules qui auraient prédit ces valeurs — avec le plus de précision possible — avec les informations disponibles auparavant, soit la charge prévue pour l'heure et le coût évité hivernal (déterminé selon l'approche habituelle du Distributeur).

Avant de présenter cette analyse, résumons la méthode proposée par le Distributeur.

4.1 La méthode de « profils horaires » d'HQD

Afin d'estimer les coûts évités en hiver sur une base horaire, HQD fixe d'abord des profils selon l'heure de la journée, basés sur les données historiques.

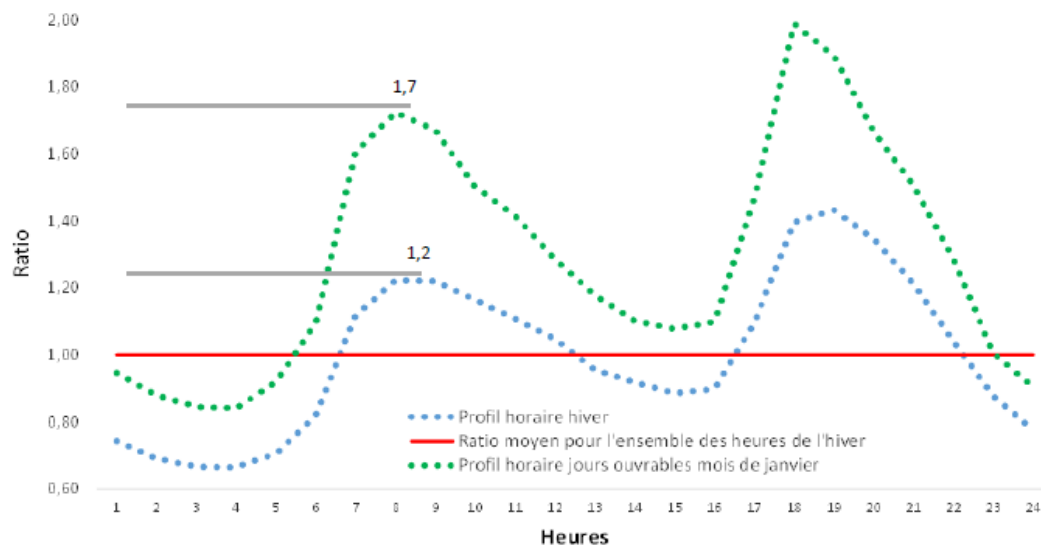
Plus spécifiquement, HQD procède comme suit :

1. Basé sur un historique de prix de 5 ans du DAM de NYISO (zone HQ), avec des prix normalisés en \$ US, HQD détermine des profils horaires a) pour l'hiver au complet et b) pour les jours ouvrables de janvier. (Ces profils sont illustrés au Graphique 1.) Plus spécifiquement :

²⁰ Dans les faits, il y a souvent plusieurs contrats d'ACT en vigueur pendant une même heure, avec des prix unitaires différents. Idéalement, l'analyse devrait se baser sur le dernier achat effectué (l'achat marginal). Toutefois, les données rendues publiques par HQD n'incluant pas ce niveau de détail, nous utilisons le prix moyen d'ACT payé dans une heure donnée comme le coût évité applicable.

- a. Il divise le prix moyen pour chacune des 24 heures des jours ouvrables de janvier par le prix moyen des jours ouvrables de janvier (en pointillés verts), et
- b. Il divise le prix moyen pour chacune des 24 heures des jours de l'hiver par le prix moyen de l'hiver (en pointillés bleus).

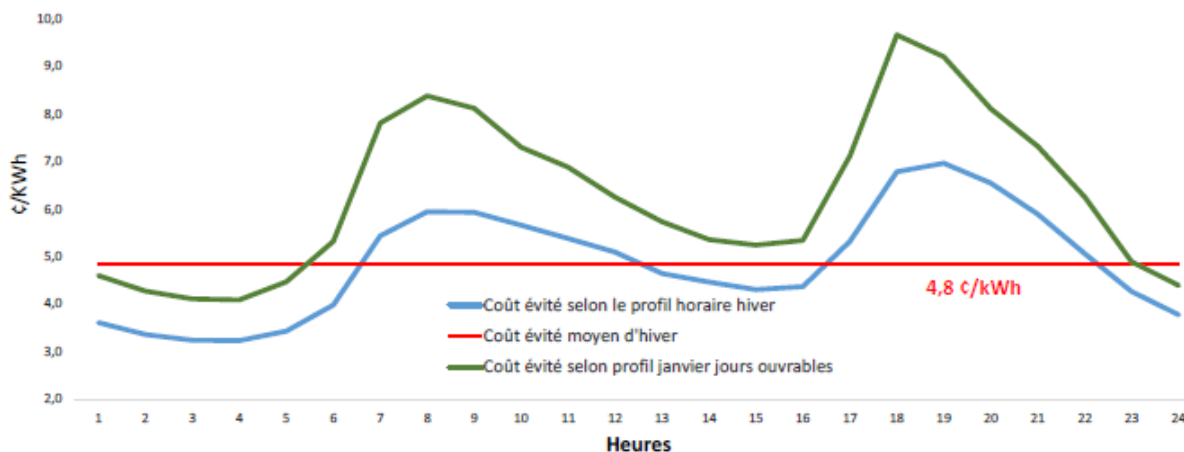
Graphique 1. Profil de prix de l'énergie du marché NY, hivers 2014-15 à 2018-19²¹



2. Il multiplie chacun de ces ratios horaires par le coût évité de court terme de l'hiver au complet (ci-après « coût évité hiver »). Cette valeur est fixée annuellement au printemps, selon les prix à terme disponibles pour l'ensemble des heures de l'hiver à venir.
3. Pour 2020-21, ce coût évité hiver est de 4.8 cents/kWh (\$2019). Les coûts évités horaires qui résultent de ce processus pour l'hiver 2020-2021 sont illustrés au Graphique 2.

²¹ Source : B-0021, page 5, qui illustre les colonnes de gauche du Tableau 1 à la page 7 du même document.

Graphique 2. Coûts évités horaires en énergie selon méthode HQD²²



4. Pour les charges qui se présentent pendant les 100h de plus grande charge, les coûts évités des jours ouvrables de janvier sont utilisés. Pour les autres charges en hiver, les coûts évités hivernaux sont utilisés.

Cette méthode est sans doute supérieure à celle utilisée jusqu'ici, qui applique le coût évité hiver. Elle pourrait aussi être appropriée pour l'estimation des coûts évités pour certaines charges qui apparaissent régulièrement à une heure précise de la journée — par exemple, pour le chargement des véhicules électriques (en l'absence de mesures tarifaires ou autres pour déplacer ces charges).

Toutefois, comme nous le verrons dans la prochaine section, cette approche, appliquée aux données historiques, produit des résultats clairement inadéquats pour répondre à la demande de la Régie, soit d'estimer les coûts évités pour les 100h et 300h de plus grande charge.

HQD reconnaît que les coûts d'achat encourus pendant ces heures dépassent les coûts moyens :

Le Distributeur achète seulement un sous-ensemble des heures d'hiver qui est plus fortement pondéré aux heures de pointe. Le coût moyen de ses achats est donc plus élevé que la moyenne des prix pour l'ensemble des heures d'hiver²³.

²² Source : B-0021, page 5, qui illustre les colonnes de droite du Tableau 1 à la page 7 du même document.

²³ B-0046, page 63, R50.3.

Pour ces mêmes raisons, les coûts d'achats d'HQD pendant les heures de fine pointe excéderont probablement aussi le coût moyen pour la même heure sur l'ensemble des journées ouvrables de janvier.

L'application de cette méthode à des charges historiques produit des valeurs précises qui peuvent être comparées aux véritables coûts d'achat pendant ces mêmes périodes. La prochaine section présente les résultats d'une telle analyse, pour les deux seules années pour lesquelles des données complètes sont disponibles. Cette analyse démontre que la méthode proposée par HQD attribue effectivement des coûts évités légèrement plus élevés aux charges qui se présentent pendant les périodes de pointe (de 7h à 11h et de 17h à 21h), comparée aux autres heures. Toutefois, elle démontre aussi que les coûts évités établis selon cette méthode demeurent beaucoup moins élevés que les coûts qui auraient réellement été évités, si la charge avait été réduite pendant les 100h ou 300h de plus grande charge.

4.2 Les coûts évités horaires

Les coûts évités sont de nature prévisionnelle. Il s'agit de la meilleure réponse possible à la question : de combien les coûts seront-ils réduits, si la charge est réduite de 1 kWh dans une période donnée à venir? Il est évidemment impossible de connaître ces montants avec certitude, surtout lorsque les intrants incluent des prix de marché. Toutefois, l'utilisation de données historiques permet d'évaluer la "performance" de différentes approches. **La comparaison entre les coûts évités horaires prévus (*ex ante*) selon différentes méthodes et les coûts évités réels selon les données historiques (les coûts qui auraient réellement été évités) constitue la meilleure façon de comparer différentes méthodes d'évaluation des coûts évités.**

Plus spécifiquement, on demande : dans une heure pendant a) les 100h et b) les 300h de plus grande charge, quels sont les coûts d'achat d'énergie qui auraient réellement été évités si on avait réduit la charge de 1 kWh?

Pour des heures pendant lesquelles HQD a procédé à des achats de court terme, le prix d'achat à la marge constitue la meilleure estimation disponible du coût qui aurait réellement été évité, si la charge avait été réduite. Pour les heures pendant lesquelles aucun achat de court terme n'a lieu, le coût à la marge est celui de l'électricité patrimoniale (soit 2,8 cents \$2019, indexé). Tel que noté auparavant, cette approche suit donc la même logique qui sous-tend la définition des coûts

évités en énergie utilisée par le Distributeur depuis longtemps, mais en l'appliquant sur une base horaire plutôt que saisonnière.

D'où viendront les données historiques? Plusieurs données horaires sont présentées annuellement dans les *Relevés des livraisons d'énergie en vertu de l'Entente globale cadre* (les « Relevés »), publiés sur le site de la Régie chaque, mai pour l'année antérieure²⁴. À partir de 2018, et rétroactivement au 1er octobre 2017, ces rapports incluent le « Prix moyen des achats court terme » (s'il y a lieu) pour chaque heure. Ainsi, les prix moyens des achats de court terme sont disponibles sur une base horaire uniquement pour les hivers 2017-18 et 2018-19.

Il faut toutefois reconnaître que, dans plusieurs cas, ce prix moyen *sous-estime* le véritable coût à la marge. Dans une étude antérieure, j'avais répertorié les différents contrats d'ACT identifiés par HQD dans ses rapports sur la Dispense²⁵. Cet exercice a démontré que, souvent et notamment pendant les heures de plus grande charge, il y avait plusieurs contrats d'ACT en vigueur simultanément, à des prix différents. En présumant que les prix identifiés dans les Relevés sont des prix moyens pondérés, il en découle que le prix maximal payé dans une heure donnée serait généralement plus élevé que ce prix moyen. Cela suggère que le prix moyen horaire sous-estime le prix horaire à la marge.

Le Distributeur fait référence à cette réalité dans le passage suivant :

[L]e Distributeur rappelle que le prix moyen horaire qu'il paye pour une heure donnée ne représente pas la volatilité des prix sur les bourses d'énergie, car il procède à l'achat d'énergie pour des périodes plus étendues que seulement les heures de pointe. Le prix moyen couvre donc l'ensemble des heures de cette période étendue. Conséquemment, cette information ne permet pas de déterminer le bon signal de coût évité pour une heure de pointe²⁶.

Malgré cet avertissement, le prix moyen payé constitue la meilleure estimation possible avec les données existantes.

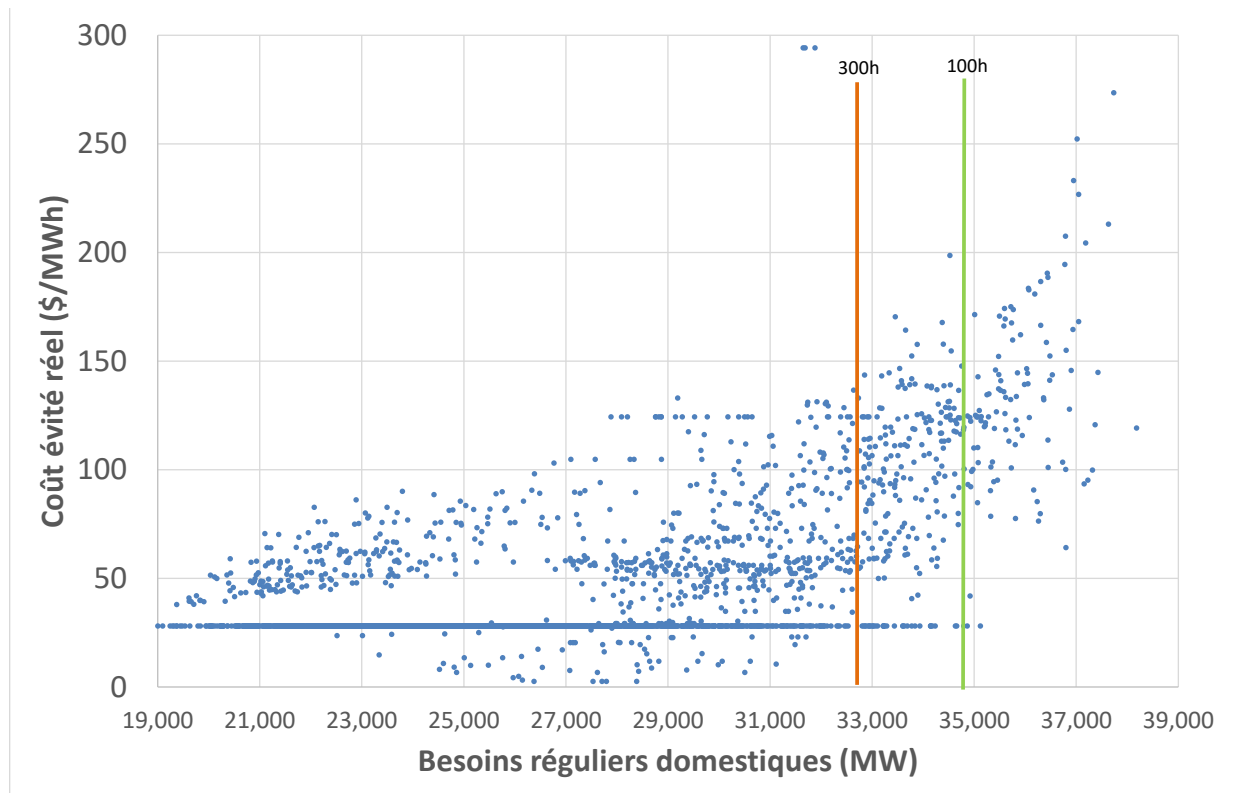
On peut donc définir le coût évité réel pour une heure donnée comme étant, pour une heure avec ACT, le coût moyen de l'énergie achetée ou, pour une heure sans ACT, le coût de l'énergie patrimoniale.

²⁴ http://www.regie-energie.qc.ca/audiences/Suivis/Suivi_HQD_D-2016-143.html

²⁵ R-3986-2016, C-RNCREQ-0022.

²⁶ B-0041, page 44, R15.7.

Le Graphique 3 montre les coûts évités réels, définis de cette façon, pour chaque heure pendant l'hiver de 2017-18, en fonction de la charge (Besoins réguliers domestiques, ou BRD). Les lignes verticales montrent les frontières pour les 100h (BRD => 35,000 MW) et les 300h (BRD => 33,000 MW) de plus grande charge.



Graphique 3. Coûts évités horaires réels (prix d'achat ou d'électricité patrimoniale), hiver 2017-18

Ce graphique démontre que, même en hiver, il y a un grand nombre d'heures sans achats de court terme (ACT), pour lequel le coût évité est \$28/MWh (le coût de l'énergie patrimoniale)²⁷. En 2017-18, c'était le cas pendant 1 834 des 2 903 heures de l'hiver, soit 63% du temps.

On constate également que la proportion d'heures avec ACT augmente avec la charge, comme le fait également le prix de ces achats. L'effet est marqué pour les 300h, et encore plus marqué pour les 100h de plus grande charge, comme on constate à la lecture du Tableau 4.

²⁷ Il s'agit des points bleus sur une ligne horizontale à la hauteur de 28\$/h.

Tableau 4. Prix moyen des ACT (hiver 2017-18)

	nombre d'heures				prix moyen (\$/MWh)	
	heures sans ACT		heures avec ACT		toutes les heures	heures avec ACT
	1	2	3	4	5	6
hiver	1834	63.2%	1069	36.8%	46	77
300h	28	9.3%	272	90.7%	109	117
100h	1	1.0%	99	99.0%	137	138

Ainsi, on constate (colonne 2) que le coût de l'électricité patrimoniale est à la marge (pas d'ACT) pour presque les deux tiers des heures de l'hiver, mais pour seulement 9% des 300h de plus grande charge, et seulement 1% des 100h de plus grande charge.

On constate également (colonnes 5 et 6) que, quoique le coût évité réel pour l'hiver soit relativement bas (46\$/MWh), il est 67% plus élevé (77\$/MWh) si on regarde seulement les heures avec ACT. Le coût moyen est quant à lui plus de deux fois plus élevé pour les 300h (109\$/MWh), et plus de trois fois plus élevé pour les 100h (137\$/MWh).

Aux sections suivantes, nous examinerons le degré auquel l'approche proposée par HQD, appliquée en utilisant les données disponibles avant l'hiver 2017-18, aurait réussi à approximer ces coûts évités.

À la section 4.2.1, nous regardons d'abord les profils horaires de cette année selon la méthode HQD, et le degré auquel ils se reflètent dans les coûts évités réels. Ensuite, à la section 4.2.2, nous comparons les coûts évités horaires qui auraient été projetés selon cette méthode, basée sur ces profils et le coût évité global de l'hiver, avec les coûts évités réels.

4.2.1 Comparaison des profils horaires, selon l'approche HQD

L'approche d'HQD présume que les meilleures variables indépendantes pour prédire le coût évité sont a) l'heure de la journée où la charge apparaît, et b) s'il s'agit d'une journée ouvrable en janvier, ou non. Des profils en fonction de ces deux variables sont établis en fonction des prix DAM NYISO, en dollars américains.

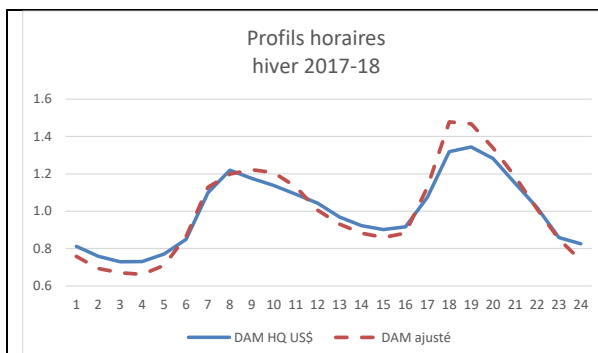
Le choix d'utiliser US\$ DAM NYISO est surprenant, étant donné qu'il ne tient compte ni des taux de change, qui varient d'une année à une autre, ni d'autres facteurs²⁸ qui affectent les coûts

²⁸ Par exemple, les différents frais qui s'appliquent aux imports dans chaque région.

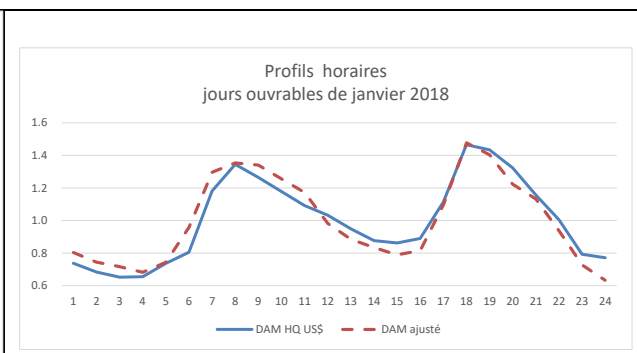
évités d'HQD. Un meilleur indicateur des marchés externes serait probablement les valeurs en dollars canadiens présentées aux Relevés de livraisons d'énergie (onglet EC), décrits comme:

$$(\text{DAM HQ} + \text{TSC NYPA-HQ} + \text{NTAC} + \text{SC NYISO}) * T''.$$

Cela dit, les profils horaires des deux indicateurs sont très similaires pour l'année 2017-18, comme l'indiquent les Graphique 4 et Graphique 5:

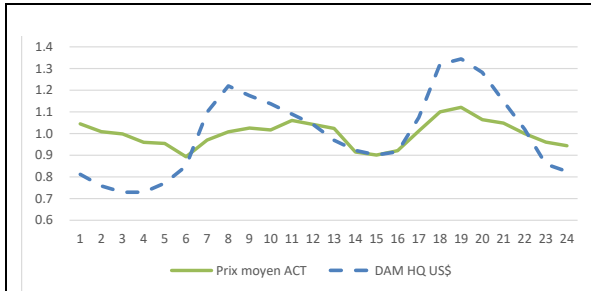


Graphique 4. Profils horaires, hiver 2017-18

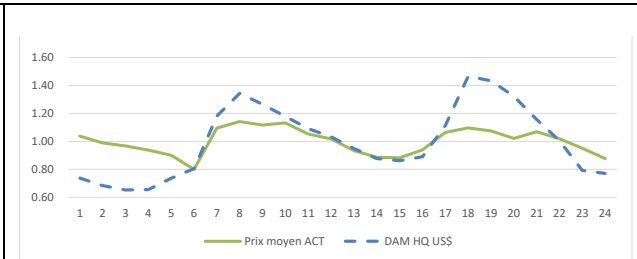


Graphique 5. Profils horaires, jours ouvrables de janvier 2018

Si les prémisses d'HQD à l'égard des meilleures variables indépendantes, mentionnées ci-dessus, étaient correctes, les coûts évités réels en 2017-18 montreraient des profils similaires. Ce n'est pas le cas; les profils de prix réellement payés pour les ACT, selon ces mêmes deux variables, sont presque plats, variant seulement entre 89% et 112% des valeurs moyennes pour l'hiver, et entre 80% et 114% des valeurs moyennes pour les heures ouvrables en janvier, comme on le constate aux Graphique 6 et Graphique 7.



Graphique 6. Profils horaires des coûts évités réels, hiver 2017-18



Graphique 7. Profils horaires des coûts évités réels, jours ouvrables de janvier 2018

La valeur du profil basé sur NYISO\$US pour 18h en janvier (jour ouvrable) est de 1.5 selon les données de 2017-18, signifiant que le prix moyen pour une telle heure était 1.5 fois plus élevé que la moyenne. (Selon les profils utilisés par HQD, basé sur un historique de 5 ans, il serait de 2.0.) Toutefois, le profil de 18h pour les prix réels de 2017-18 n'est que de 1.1. **Ainsi, le profil sur lequel se base le calcul des coûts évités, selon l'approche de HQD, est presque invisible dans les prix réellement payés pour les achats de court terme! Cela suggère que ce profil n'est pas un bon indicateur pour prédire les prix des ACT.**

4.2.2 Comparaison des coûts évités horaires selon la méthode HQD avec les coûts d'achat réels

Selon la méthode HQD, les coûts évités résultent de la multiplication du profil par le coût évité hiver. Le Tableau 5 présente ces coûts évités de base, selon les dossiers tarifaires passés.

Tableau 5. Coûts évités hivernaux, 2017-18 à 2019-20

Année tarifaire	Coût évité, énergie court terme (hiver)
2019-20	4,8 (\$2019)
2018-19	4.1 (\$2018)
2017-18	5.2 (\$2017)

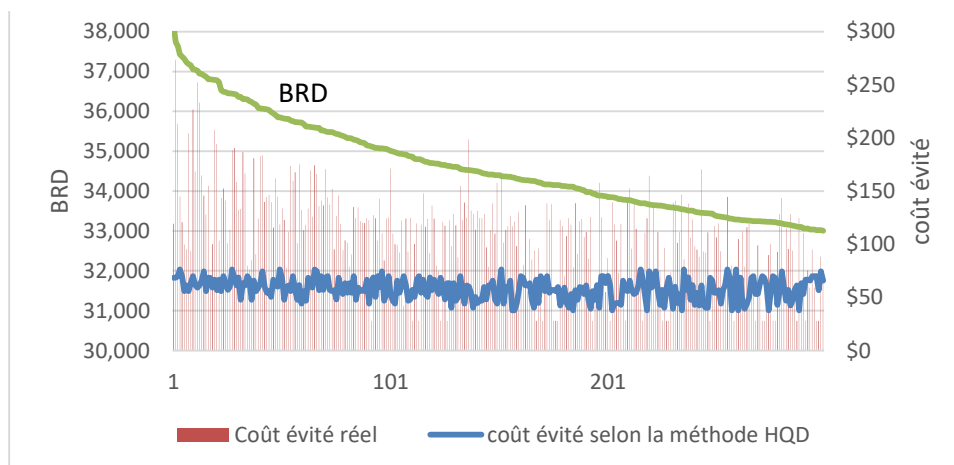
En appliquant les profils horaires proposés par HQD dans le présent dossier, on obtient les coûts évités suivants pour les jours ouvrables de janvier 2018, et pour les autres heures de l'hiver 2017-18 :

Tableau 6. Profils et coûts évités horaires (\$ 2017), selon l'approche d'HQD (hiver 2017-18)²⁹

janvier (journées ouvrables)			hiver		
heure	profil	coût évité	heure	profil	coût évité
1	0.9	46.8	1	0.7	36.4
2	0.9	46.8	2	0.7	36.4
3	0.8	41.6	3	0.7	36.4
4	0.8	41.6	4	0.7	36.4
5	0.9	46.8	5	0.7	36.4
6	1.1	57.2	6	0.8	41.6
7	1.6	83.2	7	1.1	57.2
8	1.7	88.4	8	1.2	62.4
9	1.7	88.4	9	1.2	62.4
10	1.5	78.0	10	1.2	62.4
11	1.4	72.8	11	1.1	57.2
12	1.3	67.6	12	1.0	52.0
13	1.2	62.4	13	1.0	52.0
14	1.1	57.2	14	0.9	46.8
15	1.1	57.2	15	0.9	46.8
16	1.1	57.2	16	0.9	46.8
17	1.5	78.0	17	1.1	57.2
18	2.0	104.0	18	1.4	72.8
19	1.9	98.8	19	1.4	72.8
20	1.7	88.4	20	1.3	67.6
21	1.5	78.0	21	1.2	62.4
22	1.3	67.6	22	1.0	52.0
23	1.0	52.0	23	0.9	46.8
24	0.9	46.8	24	0.8	41.6

Pour chaque heure de l'hiver 2017-18, nous avons comparé ces valeurs avec les coûts évités réels (le prix moyen des achats de court terme, lorsqu'il y en a eu lieu, ou le prix de l'électricité patrimoniale, lorsqu'il n'y en a pas eu). Les résultats de cet exercice sont présentés au Graphique 8.

²⁹ Profils de B-0021; coût évité de court de 52\$/kWh (\$2017) pour l'année tarifaire 2017-18.



Graphique 8. Coûts évités horaires réels vs Méthode HQD (2017-18, 300h)

On constate que les coûts évités selon la méthode HQD varient dans une bande étroite qui, pendant un grand nombre d'heures, est souvent dépassée, et de loin, par le coût évité réel. On note aussi une ressemblance entre l'allure des coûts évités réels et celle de la charge (BRD).

Le tableau suivant compare les coûts évités moyens selon la méthode HQD aux coûts évités réels pour l'hiver, pour les 300h et pour les 100h de plus grande charge.

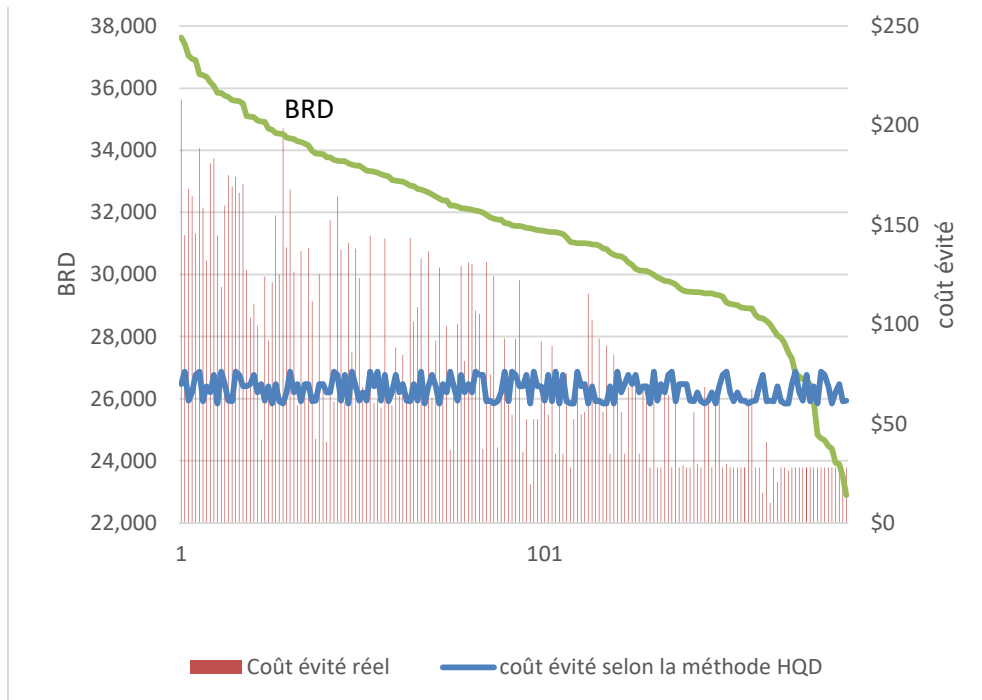
Tableau 7. Coûts évités moyens, méthode HQD vs réel, hiver 2017-18

	coût évité selon la méthode HQD	Coût évité réel	écart
moyenne hiver	52.3	45.9	-12%
moyenne 300h	57.9	108.6	88%
moyenne 100h	61.4	137.6	124%

On constate que la méthode HQD reflète assez bien le coût évité pour l'ensemble des heures de l'hiver (écart de seulement 12%). Toutefois, elle échoue à estimer les coûts évités pour les 300h et les 100h de plus grande charge, avec des écarts de 88% et 124%, respectivement. Ainsi, sur les périodes qui préoccupent la Régie, le coût évité réel a été environ deux fois plus élevé que les valeurs qui auraient été obtenues selon la méthode proposée par HQD.

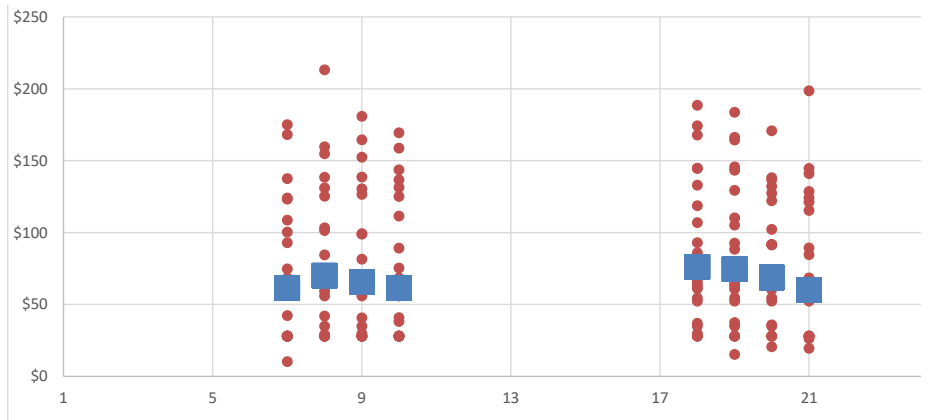
Pour avoir une autre perspective sur ces résultats, nous avons regardé la distribution des coûts évités réels pendant les heures de pointe des journées ouvrables de janvier — les périodes qui,

selon l'approche d'HQD, montreraient les coûts évités les plus élevés. Le Graphique 9 est construit de la même façon que le Graphique 8, mais seulement pour les heures de pointe des journées ouvrables de janvier. Encore une fois, on constate que les coûts évités réels suivent généralement l'allure de la charge, tandis que les coûts évités selon la méthode HQD restent dans une bande étroite. Les coûts évités selon la méthode HQD sont souvent trop bas lorsque les BRD dépassent les 32 000 NW, et trop élevés lorsque les BRD sont inférieurs à 30 000 MW.



Graphique 9. Coûts évités horaires réels vs Méthode HQD (heures de pointe, journées ouvrables, janvier 2018)

Finalement, nous avons regardé la dispersion des coûts évités réels, selon l'heure — toujours en se limitant aux heures de pointe des journées ouvrables de janvier. Les résultats se trouvent au Graphique 10, où les carrés bleus indiquent le coût évité selon la méthode HQD, et les points rouges le coût évité à une heure précise en janvier 2018. On constate effectivement que la dispersion des coûts évités réels est importante, même pour une heure précise pendant les heures de pointe des journées ouvrables de janvier.



Graphique 10. Prix moyen d'ACT, heures de pointe, journées ouvrables janvier 2018, selon l'heure

Il faut conclure que la méthode HQD, basée sur les profils horaires, n'est pas adéquate pour estimer les coûts évités pour les périodes de plus grande charge.

4.3 Une nouvelle approche pour estimer les coûts évités pendant les heures de grande charge

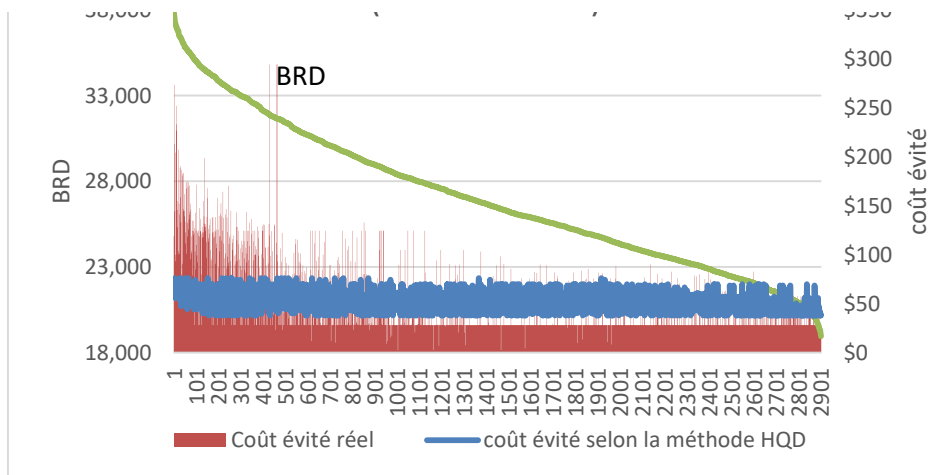
Nous avons constaté dans la section 4.2.1 que, pendant les heures de grande charge, les prix réels d'achats de court terme ne dépendent pas beaucoup de la distinction par heure de la journée. La section 4.2.2 a quant à elle démontré que la méthode proposée par HQD ne fournit pas un outil adéquat pour estimer les coûts évités lors des périodes de grande charge.

Dans cette section, nous explorons une nouvelle approche, soit l'utilisation des besoins réguliers domestiques (BRD) comme variable indépendante afin d'estimer les coûts évités. Si cette approche s'avère valable, elle permettrait à HQD d'estimer les coûts évités horaires en temps réel, en fonction de la charge prévue pour une heure donnée, et aussi à plus long terme.

L'approche est décrite en détail et illustrée à la section 4.3.1. À la section 4.3.2, nous explorons la possibilité qu'une expression plus complexe, impliquant soit une deuxième variable indépendante, soit une expression mathématique plus sophistiquée, produise (ou non) une meilleure estimation des coûts évités.

4.3.1 Approche

Dans cette section, nous examinons les données réelles pour l'hiver 2017-18. Après, nous verrons jusqu'à quel point les conclusions qui en découlent seraient confirmées pour l'année 2018-19, la seule autre année pour laquelle des données réelles sur les prix d'achats horaires sont disponibles.



Graphique 11. Coûts évités horaires réels vs Méthode HQD (hiver 2017-18)

Le Graphique 11, comme le Graphique 8 à la page 14, suggère que, malgré une dispersion importante, il y a une certaine relation entre la charge (BRD) et les coûts évités réels en hiver 2017-18, tant pour les 300 heures de plus grande charge que pour l'hiver au complet.

Nous avons utilisé des outils de régression linéaire segmentée afin de définir cette relation en termes mathématiques. Cette approche cherche à identifier des tronçons qui diffèrent l'un de l'autre, et les formules linéaires pour définir la relation pour chaque tronçon.

Selon cette méthode, nous avons identifié pour l'hiver 2017-18 le point optimal de ségrégation à 29 530 MW, et les formules suivantes :

Pour BRD > 29 530

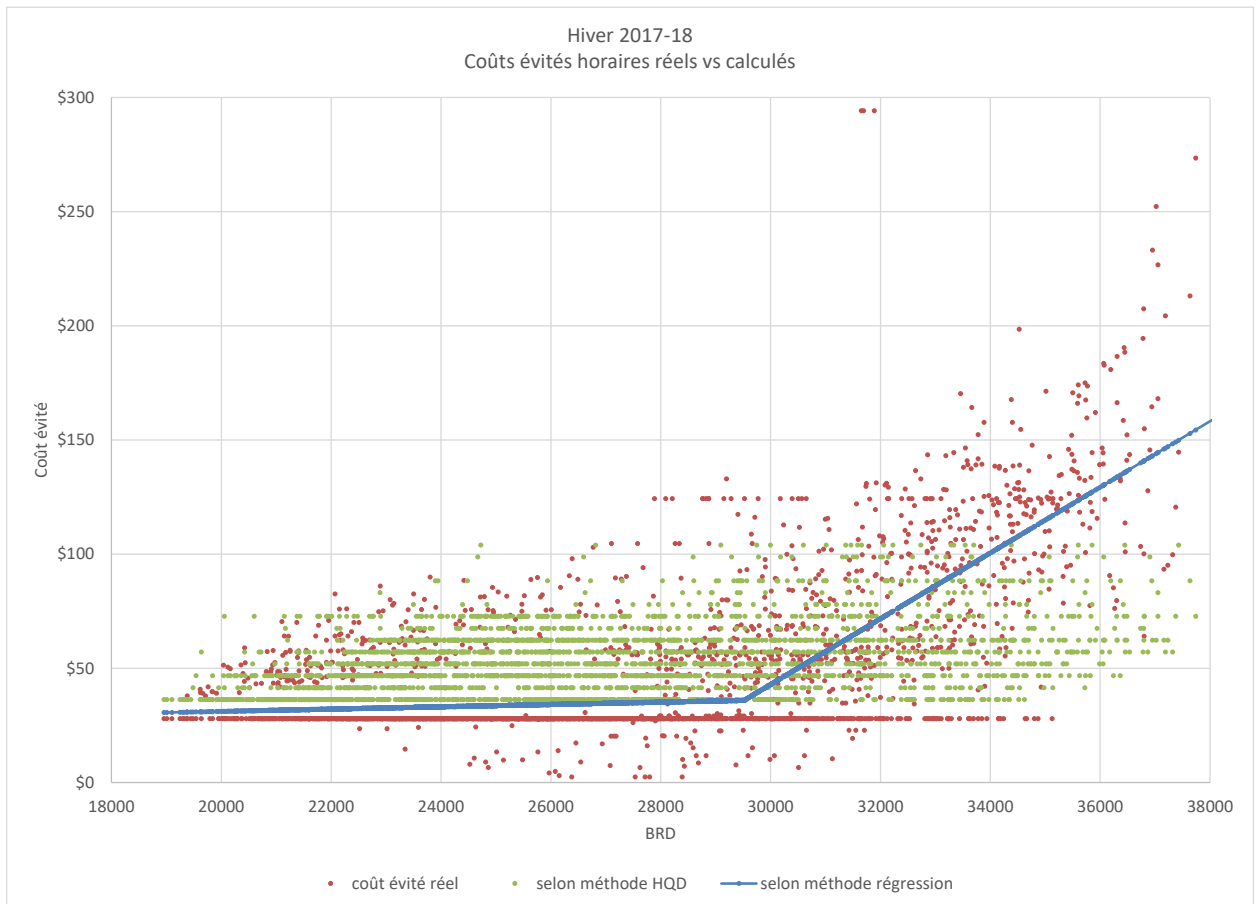
$$\text{Coût évité} = 0.000505 * \text{BRD} + 21.1$$

Pour BRD ≤ 29 530

$$\text{Coût évité} = 0.0144 * \text{BRD} - 389$$

Avec ces deux équations, on peut calculer un coût évité pour chaque heure, en fonction de la charge totale (BRD) prévue.

Les résultats sont illustrés par les points bleus du Graphique 12, qui présente aussi les résultats de la méthode HQD (points verts). Les points rouges représentent les coûts évités réels.



Graphique 12. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2017-18

L'examen de ce graphique permet plusieurs constats intéressants. Les coûts évités selon la méthode HQD se rangent entre 36,40\$ et 104\$. (Les heures où le coût évité est de 36,40\$ sont celles où le profil selon le Tableau 6 est à son minimum (0.7), soit de minuit à 5h, sauf les jours ouvrables de janvier.) La moitié des heures montrent un coût évité d'entre 36,40\$ et 52\$, et l'autre moitié d'entre 52\$ et 104\$.

Toutefois, pendant 23% des heures qui, selon la méthode HQD, ont un coût évité d'entre 52\$ et 104\$, il n'y avait aucun achat de court terme; le coût évité réel était donc de 28 \$ (le coût de

l'énergie patrimoniale). Pour ces heures, l'approche d'HQD mène clairement à une surestimation des coûts évités.

On constate également que, du côté droit du Graphique 12, il y a un grand nombre de points rouges beaucoup plus élevés que les points verts. Ce sont des heures où le coût réel des ACT dépassait la valeur établie selon la méthode HQD. Ainsi, on constate que, pour les BRD au-delà d'environ 30 000 MW, la méthode HQD sous-estime sensiblement les coûts évités réels, tandis que la méthode de régression segmentée semble les suivre assez bien.

Pour quantifier ces différences, il est utile de regarder trois indicateurs de l'importance des valeurs résiduelles (la différence entre les valeurs réelles et calculées pour chaque point) :

- L'erreur moyenne (« *mean error* », ou ME) — la moyenne de l'ensemble des valeurs résiduelles;
- L'erreur absolue moyenne (« *mean absolute error* », ou MAE) — la moyenne des valeurs absolues de l'ensemble des valeurs résiduelles; et
- La racine de l'erreur quadratique moyenne (« *root mean square error* », ou RMSE) — la racine carrée de la moyenne des carrés des valeurs résiduelles.

L'erreur moyenne (ME) indique s'il y a un biais systématique dans les formules d'estimation. Idéalement, elle devrait être nulle.

L'erreur absolue moyenne (MAE) indique l'ampleur moyenne de l'écart entre la valeur observée et la valeur estimée (le « résiduel »), peu importe si la valeur de l'écart est positive ou négative. Elle fournit donc un aperçu de l'ampleur globale des écarts.

La racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) indique également l'ampleur de l'écart entre la valeur observée et la valeur estimée, mais, en passant par des valeurs carrées, elle donne plus de poids à des cas où les valeurs résiduelles sont importantes (des « *outliers* »).

Il importe de souligner que les prix de marché des réseaux avoisinants varient en réponse à un grand nombre de facteurs, dont plusieurs sont totalement étrangers au contexte québécois. Ainsi, quoique ces indicateurs soient utiles afin d'identifier *jusqu'à quel point* une approche donnée permet d'estimer les coûts évités réels, on ne peut aucunement espérer que ces prédictions soient parfaites.

Dans d'autres domaines où il est important d'expliquer l'ensemble de la variabilité, une étude biologique par exemple, on donne souvent plus d'importance au RMSE. Dans ces domaines, la présence de cas où la valeur résiduelle est très grande peut avoir des conséquences importantes. Toutefois, au cas présent, où on sait qu'il y a beaucoup de variabilité dans les prix des marchés externes pour des raisons totalement extrinsèques au contexte québécois, la MAE est probablement la mesure la plus pertinente. Cela dit, dans les exemples présentés plus loin, les résultats selon MAE et selon RMSE sont généralement très similaires.

Le Tableau 8 montre ces trois valeurs pour la méthode HQD et pour la méthode de régression segmentée (toujours pour l'année 2017-18), pour l'hiver au complet, pour les 300h et pour les 100h de plus grande charge.

Tableau 8. Mesures d'erreur, méthode HQD vs régression segmentée (hiver 2017-18)

	régression segmentée				méthode HQD			
	moyenne				moyenne			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
hiver	45.9	0.0	14.7	22.6	53.3	7.4	26.7	34.5
300h	109.5	-7.6	29.8	37.6	62.6	-46.0	56.8	65.0
100h	129.7	0.0	29.4	37.5	67.0	-70.3	71.2	65.1

En termes de l'erreur moyenne, la méthode de la régression segmentée est parfaitement neutre, quoiqu'elle sous-estime légèrement les coûts évités pour les 300h de plus grande charge. La méthode HQD est également relativement neutre pour l'hiver au complet, mais elle sous-estime de façon importante les coûts évités moyens pour les 300h et les 100h de plus grande charge, soit par 46\$/MWh et 70.3\$/MWh, respectivement.

En termes de l'erreur absolue moyenne (MAE), l'erreur selon la méthode HQD est **deux fois plus grande** que selon la méthode de la régression segmentée pour les 300h et pour l'hiver au complet, et **trois fois plus grande** pour les 100h.

Les résultats en termes de la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) sont similaires : la méthode HQD montre des erreurs presque deux fois plus grandes que selon la régression segmentée pour les 300h et les 100h, et un peu moins pour l'hiver au complet. Toutefois, pour des raisons mentionnées ci-haut, nous considérons les résultats en termes de MAE comme étant les plus pertinents.

Dans un cas comme dans l'autre, les coûts évités selon la méthode de régression linéaire segmentée produisent des résultats qui ressemblent à la réalité plus que la méthode de profils horaires, telle que proposée par HQD.

4.3.2 L'utilisation d'autres variables indépendantes

4.3.2.1 Relations temporelles

Ces résultats suggèrent que la méthode de régression segmentée est supérieure à celle proposée par HQD — du moins, pour l'année 2017-18. Jusqu'ici, les formules se basent uniquement sur la charge totale (BRD), sans tenir compte du moment où la charge se présente. Devrait-on y intégrer les relations temporelles qui sont au cœur de la méthode proposée par HQD?

Le Distributeur a raison de souligner qu'un grand nombre des heures de la fine pointe tombent sur les heures de pointe³⁰ des journées ouvrables de janvier, mais il y a aussi des heures de fine pointe à l'extérieur de ces périodes.

Le Tableau 9 présente les proportions des 100h et des 300h de plus grande charge qui se trouvent dans les différentes périodes de la journée.

Tableau 9. Pourcentage des 100h selon la plage d'heures

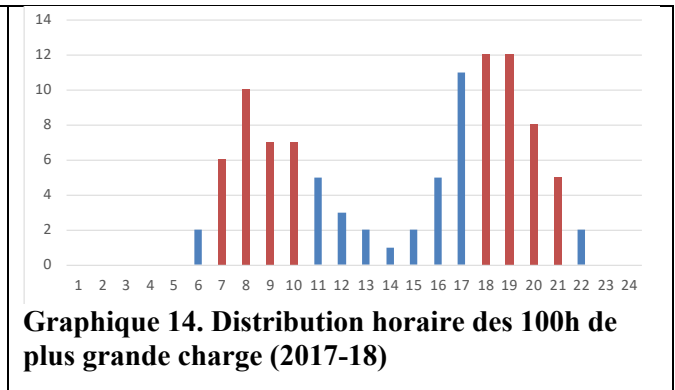
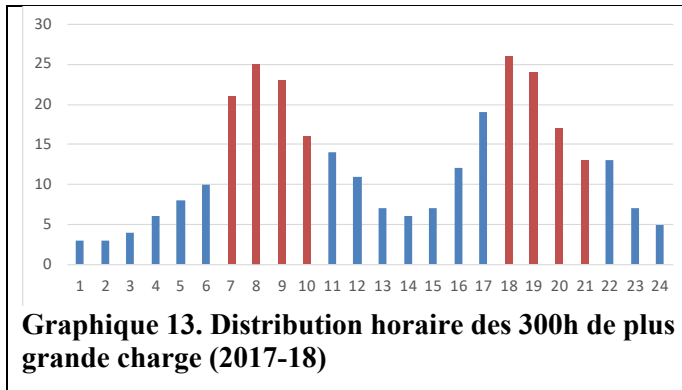
	% des 100 heures			% des 300 heures		
	De 6h à 10h	De 17h à 21h	Autres heures	De 6h à 10h	De 17h à 21h	Autres heures
2017-18	30%	37%	33%	28%	27%	45%

On constate que, en 2017-18, presque la moitié (45 %) des 300h de plus grande charge se trouvaient à l'extérieur des périodes de pointe. Pour les 100h, ce sont un tiers des heures qui se trouvent à l'extérieur des périodes de pointe³¹.

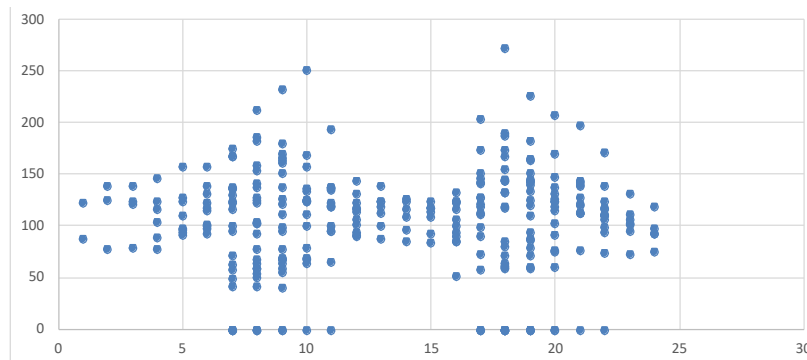
Ces distributions sont illustrées dans les Graphiques 25 et 26.

³⁰ Dans ce rapport, nous utilisons l'expression « heures de pointe » pour faire référence aux périodes entre 6h et 10h et entre 17h et 22h. Cette définition se distingue de la définition américaine (généralement de 6h à 22h), qui a notamment été utilisée par HQD dans ses présentations antérieures sur des coûts évités.

³¹ Ces résultats sont également pertinents pour l'analyse de la valeur réelle de l'énergie photovoltaïque.



Il y a aussi un effet prix associé à l'heure de la journée. Le Graphique 15 démontre que, quoique les prix au milieu de la journée puissent atteindre les 100\$ et même les 150\$ le MWh, les prix les plus élevés se trouvent effectivement pendant les périodes de pointe.



Graphique 15. Prix moyen d'achat de court terme, en fonction de l'heure

Toutefois, ces observations ne signifient pas que ces variables (heure de la journée et mois de l'année) doivent nécessairement être intégrées dans une formule d'estimation des coûts évités. Ce sont précisément sur ces mêmes heures que la charge est aussi plus élevée. Est-ce que l'ajout de variables temporelles augmente de façon significative la force explicative de l'estimation, après avoir tenu compte de la charge totale ?

Afin de tester cette question, nous avons exploré des régressions segmentées avec deux variables indépendantes, soit la charge (BRD) et l'heure (pointe ou non). Les résultats donnent effectivement un petit poids à la pointe (environ 3\$/MWh), au-delà de l'impact de la charge. Toutefois, l'utilisation de deux variables indépendantes n'a presque aucune influence sur les différentes mesures d'erreur. **Nous concluons que l'ajout d'une deuxième variable**

indépendante n'est pas justifié, parce que le gain en précision ne justifie pas la complexité additionnelle.

4.3.2.2 Alternatives à la régression linéaires

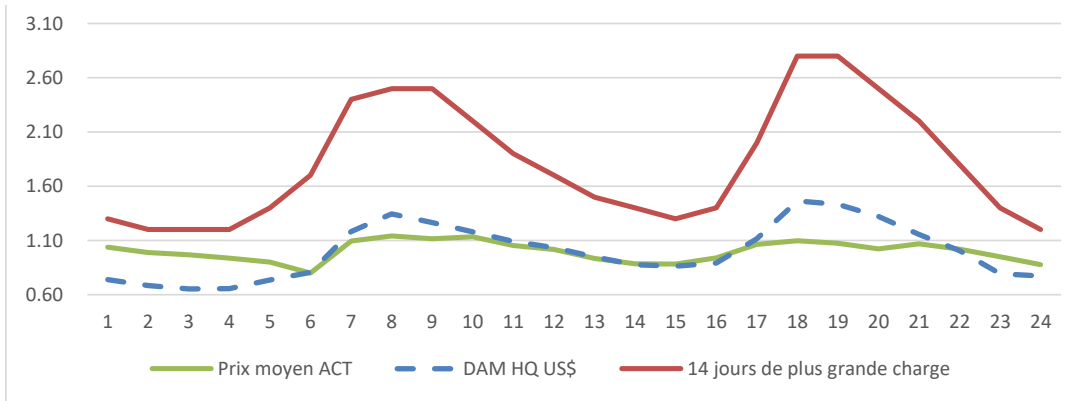
Il est toujours possible que l'utilisation d'équations plus complexes — d'équations polynomiales, exponentielles ou logarithmiques — puisse mener à une réduction additionnelle des erreurs d'estimation. Le temps n'a pas permis une exploration approfondie de ces options, et il demeure possible que, ultérieurement, des solutions plus performantes puissent être identifiées.

Cela dit, il importe de souligner que les résultats obtenus avec la régression segmentée sont de loin supérieurs dans leur capacité de prévoir le coût évité pour une heure donnée que la méthode proposée par HQD.

4.4 La variante à l'approche HQD suggérée par la FCÉI

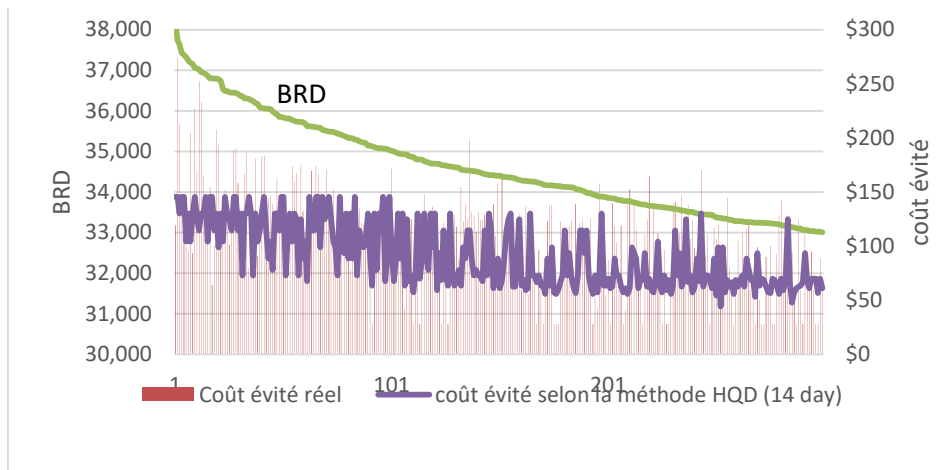
Dans une demande de renseignements, la FCEI a suggéré d'utiliser un profil basé sur les 14 jours de charge la plus élevée, plutôt que celui basé sur les journées ouvrables de janvier, afin d'estimer les coûts évités pour les heures de plus grande charge. Dans sa réponse, HQD a fourni le profil demandé³². Ce profil est en fait beaucoup plus accentué que celui des journées ouvrables de janvier, comme l'indique le Graphique 16.

³² B-0078, pages 4 à 6.



Graphique 16. Profils horaires selon méthode FCEI, jours ouvrables de janvier 2018

L'utilisation de ce profil, plutôt qu'un profil basé sur les journées ouvrables de janvier, mène à des résultats qui s'apparentent plus à la réalité, tel que l'indique le Graphique 17.



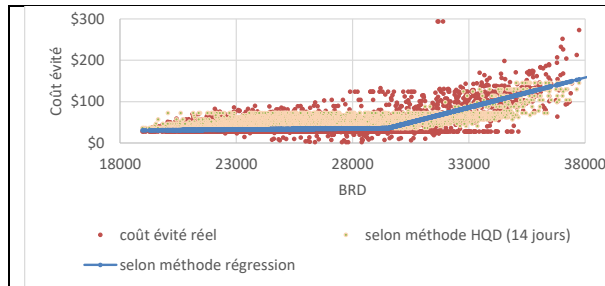
Graphique 17. Coûts évités réels vs méthode FCEI, jours ouvrables de janvier 2018

Effectivement, cette approche produit de meilleures estimations des coûts évités réels, du moins pour l'année à l'étude (2017-2018). Elle sous-estime encore les coûts évités pour les 300h et les 100h de plus grande charge, mais beaucoup moins que la méthode originale d'HQD, comme l'indique le Tableau 10.

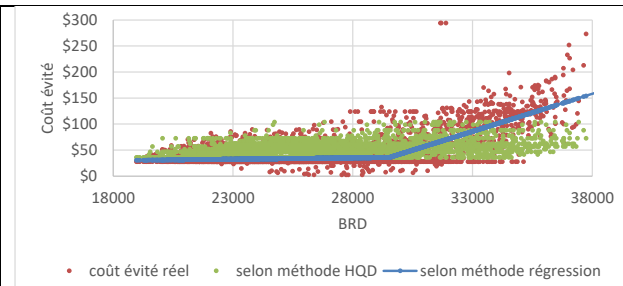
Tableau 10. Coûts évités moyens, méthode FCEI vs réel, hiver 2017-18

	selon la méthode HQD (14 jours)	Coût évité réel	écart
moyenne hiver	56.2	45.9	-18%
moyenne 300h	90.9	108.6	20%
moyenne 100h	117.7	137.6	17%

Visuellement, les résultats de cette approche (Graphique 18) sont également plus satisfaisants que ceux de l'approche d'HQD (Graphique 19).



Graphique 18. Coûts évités réels vs méthode FCEI et régression segmentée, hiver 2017-18



Graphique 19. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2017-18

En termes statistiques, la méthode HQD (14 jours) est aussi meilleure que la méthode originale d'HQD. Toutefois, les résultats produits par l'approche de régression segmentée demeurent encore meilleurs.

Tableau 11. Mesures d'erreur (régression segmentée, méthode HQD, méthode FCEI)

régression segmentée				méthode HQD				méthode HQD (14 jours)			
moyenne				moyenne				moyenne			
coût évité	résiduel	MAE	RMSE	coût évité	résiduel	MAE	RMSE	coût évité	résiduel	MAE	RMSE
45.9	0.0	14.7	22.6	53.3	7.4	26.7	34.5	56.0	10.1	23.2	28.8
109.5	-7.6	29.8	37.6	62.6	-46.0	56.8	65.0	91.4	-17.2	32.7	41.1
129.7	0.0	29.4	37.5	67.0	-70.3	71.2	65.1	117.9	-19.3	34.4	41.2

Il importe de souligner que, même si elle était mathématiquement supérieure, l'approche proposée par la FCEI à peu d'utilité en termes opérationnels, étant donné qu'il est impossible de savoir, en avance, si un jour particulier sera, ou non, un des 14 jours de plus haute charge de l'année. Ainsi, quoique cette méthode permette d'estimer les coûts évités réels assez bien lorsqu'appliquée rétrospectivement, elle ne peut pas être appliquée prospectivement. Pour cette

raison, nous considérons que les formules basées sur la prévision de la charge en MW demeurent la meilleure approche.

5 L'application de la méthode de régression segmentée aux périodes hivernales

Dans la section précédente, nous avons développé une nouvelle approche pour estimer les coûts évités horaires en hiver, sur la base des données de l'hiver 2017-18.

À la section 5.1, nous appliquons la même méthode à la seule autre année pour laquelle les données nécessaires sont publiquement disponibles, soit 2018-19, en le comparant aux résultats de l'année 2017-18. Ensuite, à la section 5.2 nous proposons une méthode pour déterminer des formules d'estimation des coûts évités horaires pour le futur, basées sur les données disponibles.

5.1 Hiver 2018-19

Nous avons appliqué la méthode décrite à la section 4.3.1 aux données de l'hiver 2018-19.

Selon cette méthode, nous avons identifié pour l'hiver 2018-19 le point optimal de ségrégation à 29 760 MW (un peu plus élevé que la valeur en 2017-18, qui était de 29 530 MW). Les formules sont les suivantes :

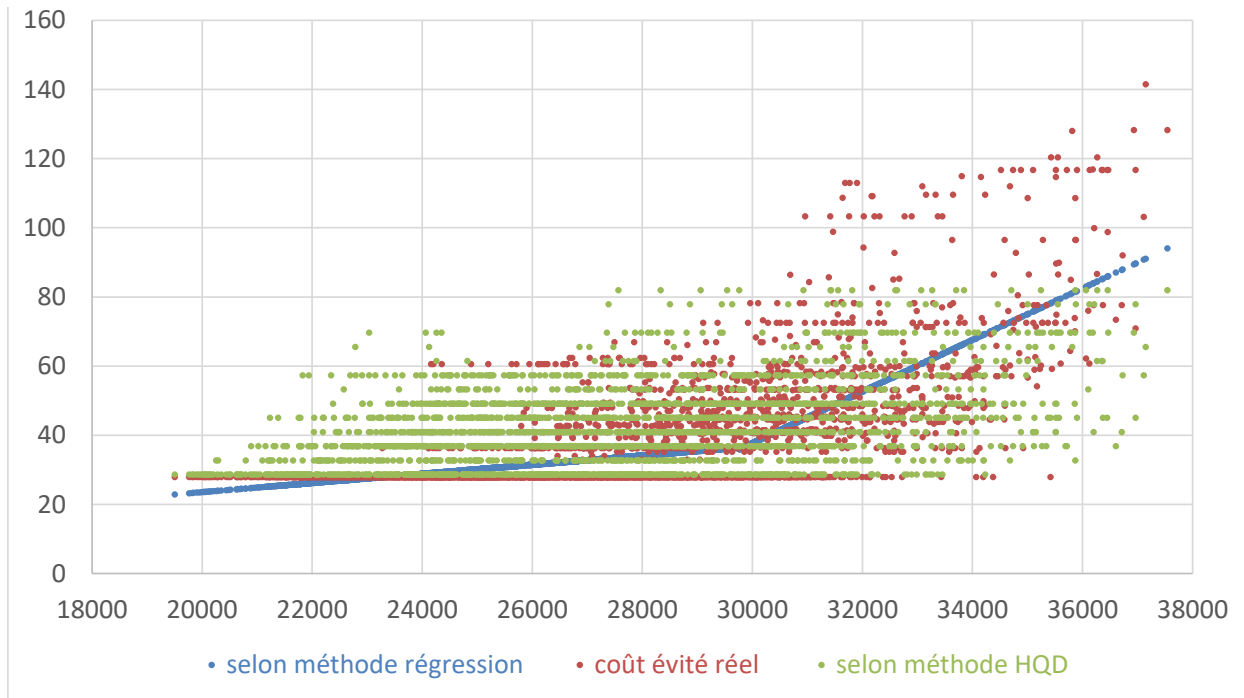
Pour $BRD > 29\,760$

$$\text{Coût évité} = 0.00746 * BRD - 186$$

Pour $BRD \leq 29\,760$

$$\text{Coût évité} = 0.00132 * BRD - 2.78$$

Les résultats sont illustrés au Graphique 20.



Graphique 20. Coûts évités réels vs méthode HQD et régression segmentée, hiver 2018-19

Comme à l'hiver 2017-18, on constate des points rouges dans la partie droite du graphique sensiblement plus élevés que le nuage de points verts, suggérant que la méthode HQD sous-estime les coûts évités pour les heures de haute charge.

Une analyse des écarts, similaire à celui présenté au Tableau 12, donne les résultats suivants :

Tableau 12. Mesures d'erreur, hiver 2018-19

	régression segmentée				méthode HQD			
	moyenne				moyenne			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
hiver	37.5	-0.1	7.6	11.5	42.0	4.4	13.7	18.7
300h	66.9	1.2	17.2	11.5	52.2	-13.5	24.3	18.6
100h	78.6	-4.9	19.2	11.4	56.9	-26.5	32.3	18.6

Quoique les écarts soient moins élevés qu'en 2017-18, ils suivent le même patron :

- Le coût évité pour l'hiver au complet est légèrement plus élevé selon la méthode HQD, mais il est sensiblement moins élevé pour les 300h (52,2\$/MWh vs 66,9\$/MWh) et les 100h (56,9\$/MWh vs 78,6\$/MWh);

- L'erreur moyenne est beaucoup plus élevée pour les 300h et les 100h selon la méthode HQD;
- L'erreur moyenne absolue est environ 50% plus élevée pour les 300h et les 100h selon la méthode HQD, comparée à 100% plus élevée en 2017-18;
- Les résultats en termes de la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE) sont similaires : la méthode HQD montre des erreurs environ 50% plus grandes que selon la régression segmentée pour chaque catégorie.

Pris ensemble, ces résultats confirment que, pour l'hiver 2018-19, la méthode de régression segmentée est supérieure à la méthode de profil horaire d'HQD, dans sa capacité de prédire les coûts évités réels. Toutefois, les écarts étaient moins grands qu'en 2017-18.

Il serait évidemment souhaitable de pouvoir faire ce même exercice pour plusieurs années, pour prêter plus de confiance aux résultats. Malheureusement, il semble que le Distributeur n'ait pas compilé les données qui seraient nécessaires pour le faire, soit les coûts moyens (ou marginaux) d'achats de court terme pendant les hivers antérieurs. **Espérons que ces données soient éventuellement compilées et rendues disponibles afin de pouvoir raffiner l'analyse.**

5.2 L'application de la méthode aux données consolidées, 2017 à 2019

Nous avons constaté que la méthode de régression linéaire segmentée permet d'établir des formules qui fixent le coût évité pour une heure donnée selon la prévision de la charge (BRD), et que cette approche donne des résultats intéressants pour chacune des deux années pour lesquelles les données sont disponibles. Toutefois, la formule précise varie d'une année à l'autre. Comment peut-on utiliser ces données historiques pour fixer une formule générale, qui serait applicable pour l'avenir?

Rappelons que, avant le début de chaque hiver, HQD fixe un coût évité en énergie hivernale (le « coût évité hivernal »), qui se base sur les prix à terme disponibles au printemps. Étant donné que ce « niveau de base » change d'année en année, on ne peut simplement compiler l'ensemble des données historiques.

En fait, l'objectif est d'établir une formule qui fixe le coût évité d'une heure donnée sur la base a) de la charge horaire prévue et b) du coût évité hivernal de l'année en cours.

Pour ce faire, il faut d'abord trouver une formule pour estimer le prix d'un achat de court terme pour une heure donnée, s'il y a lieu (section 5.2.1). Ensuite, il faudra estimer la probabilité que la charge pendant cette heure sera comblée par l'électricité patrimoniale, sans achat de court terme (section 5.2.2). Finalement, à la section 5.2.3, on intégrera ces deux éléments dans une unique formule qui fixe le coût évité pour chaque heure de l'hiver à venir, en fonction du coût évité hivernal et de la charge en MW.

5.2.1 Le coût évité associé à un achat de court terme

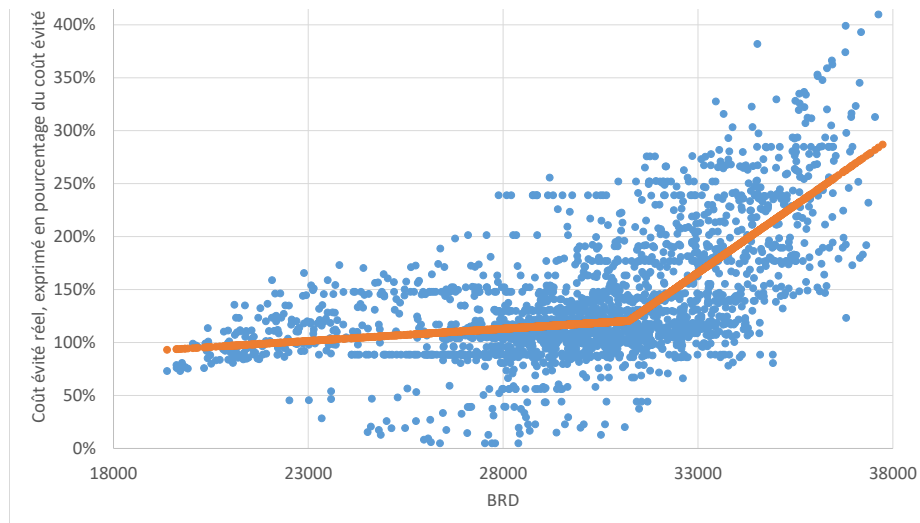
Pour déterminer le coût évité associé à un achat de court terme en hiver, on n'a qu'à répéter les analyses faites jusqu'ici, mais en exprimant le coût évité réel comme un ratio par rapport au coût évité hivernal de l'année. Ainsi, pour chacune des années historiques, en divisant le coût évité horaire réel par le coût évité hivernal fixé auparavant par HQD, on obtiendra un ratio (un « profil », selon le langage de la proposition d'HQD) qui peut être appliqué à n'importe quelle année future.

Par exemple, à la première heure du 1^{er} janvier 2018, on peut exprimer le coût évité réel de 124,30\$ comme un ratio de 2.39 (239 %) par rapport au coût évité hivernal de 52\$. Ainsi, les résultats de différentes années deviennent comparables, l'un à l'autre.

Malheureusement, le même système ne fonctionne pas pour le coût de l'électricité patrimoniale, qui lui ne varie pas selon le coût évité fixé annuellement selon les marchés à terme. Pour cette raison, nous proposons une méthode en deux étapes. Pour les heures d'hiver où il y a des achats de court terme, le coût évité est fixé selon une formule qui tient compte de l'expérience vécue jusqu'à présent et du coût évité hivernal de l'année³³.

Le Graphique 21 montre l'ensemble des heures d'hiver de 2017-2019 pour lesquelles il y a eu des achats de court terme, en indiquant pour chacune le coût moyen de ces achats, exprimé comme un pourcentage du coût évité hivernal de l'année.

³³ Le coût évité hivernal est fixé pour l'année 2020-21 à 48 \$/MWh. B-0032, page 5.



Graphique 21. Coûts évités réels et régression segmentée, hivers 2017-19 (heures avec ACT seulement)

Les formules de régression segmentée en fonction de la charge prévue, en pourcentage, sont les suivantes :

Pour BRD > 31 230

$$C\acute{E}_{ACT} = (0.02555 * BRD - 677.3) * 100$$

Pour BRD <= 31 230

$$C\acute{E}_{ACT} = (0.002298 * BRD + 48.62) * 100$$

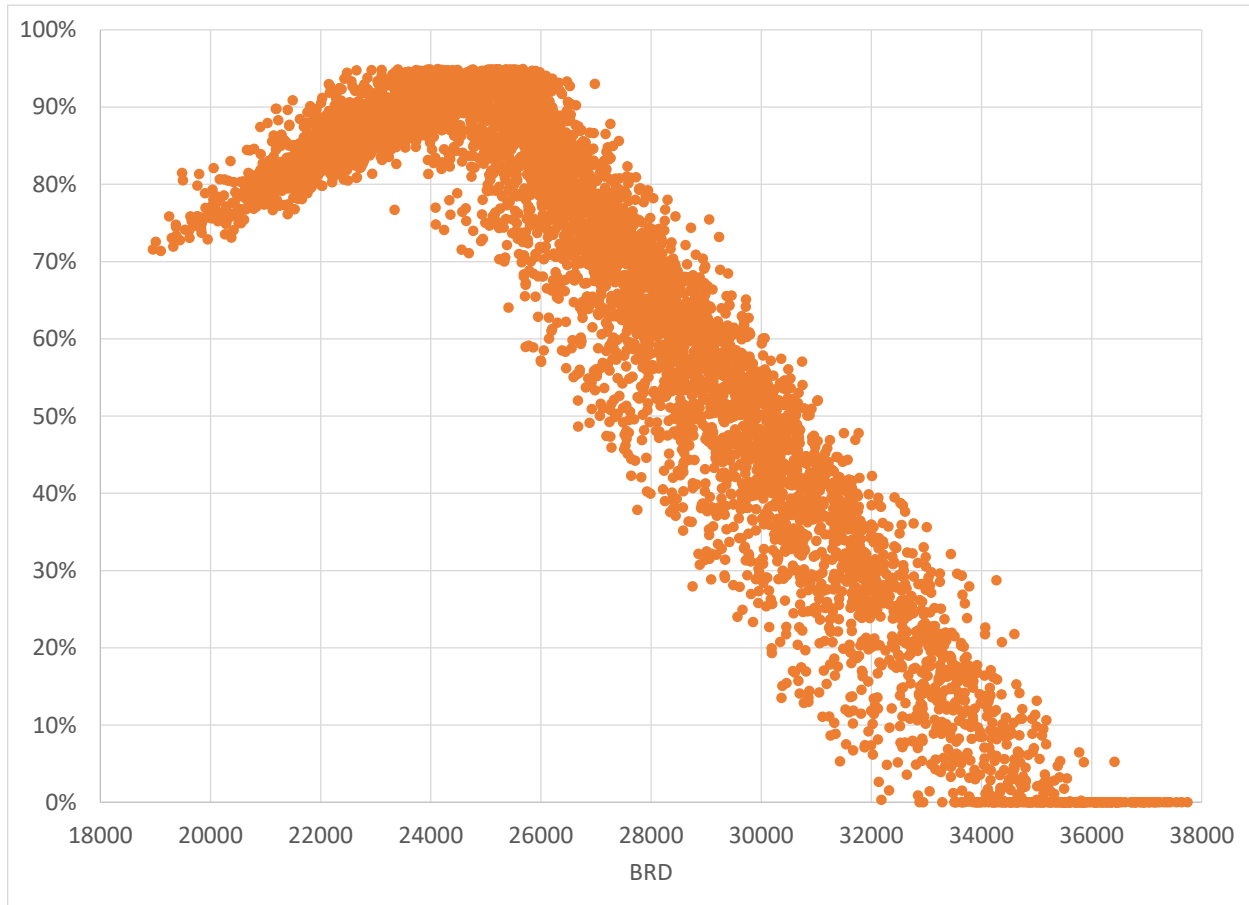
Le pourcentage résultant pour une heure donnée d'une année future, multiplié par le coût évité hivernal établi pour l'année, donne le coût escompté d'ACT.

5.2.2 Partie patrimoniale

En même temps, il y a aussi une certaine possibilité que la charge pendant une heure en hiver soit rencontrée sans achat de court terme, c'est-à-dire par l'électricité patrimoniale. Cette possibilité diminue avec l'augmentation de la charge.

Comment quantifier cette probabilité?

En utilisant la même approche de régression segmentée, on peut estimer cette probabilité en fonction de la charge. En utilisant les données des hivers 2017-18 et 2018-19, le Graphique 22 montre la probabilité que la charge d'une heure donnée ait été comblée par l'électricité patrimoniale, sans recours à des achats de court terme, en fonction de la charge totale.



Graphique 22. Probabilité que la charge sera comblée par l'électricité patrimoniale, sans ACT, en fonction de la charge totale³⁴

Ainsi, on constate que, lorsque la charge est à son niveau le plus élevé, la probabilité d'une heure sans ACT est presque nulle. Toutefois, lorsque la charge totale se trouve entre environ 20 000 et 28 000 MW, la probabilité est plus que 80% qu'il n'y ait pas d'ACT, et donc que l'énergie patrimoniale soit à la marge. (Lorsque la charge totale est en bas de 20 000 MW, la probabilité d'ACT augmente légèrement.)

³⁴ Chaque point représente une moyenne mobile de 20h.

5.2.3 Intégration des composantes ACT et patrimoniale

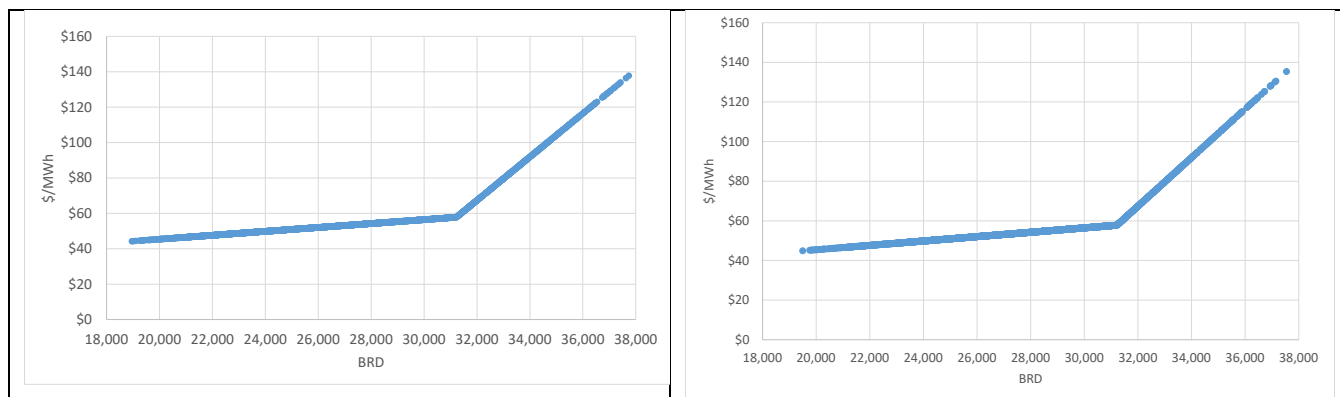
Maintenant, nous avons des expressions mathématiques permettant :

- d'estimer le coût moyen d'un achat de court terme pour une heure donnée future ($CÉ_{ACT}$), en fonction du coût évité de l'hiver et de la prévision de la charge, et
- d'estimer la probabilité que la charge pour une heure donnée future sera comblée par l'électricité patrimoniale, sans achat de court terme (%Patr).

Ainsi, le coût évité pour l'heure en question sera :

$$\%Patr * 28_{ind} + (1 - \%Patr) * CÉ_{ACT}.$$

Les résultats pour les années étudiées se trouvent au Graphique 23.



Graphique 23. Coûts évités horaires selon la charge, hivers 2017-18 et 2018-19

Plus concrètement, les coûts évités moyens pour les 100h et 300h de plus grande charge sont ceux indiqués au Tableau 13.

Tableau 13. Coûts évités pour les 100h et 300h, méthode proposée vs HQD, 2017-18 et 2018-19

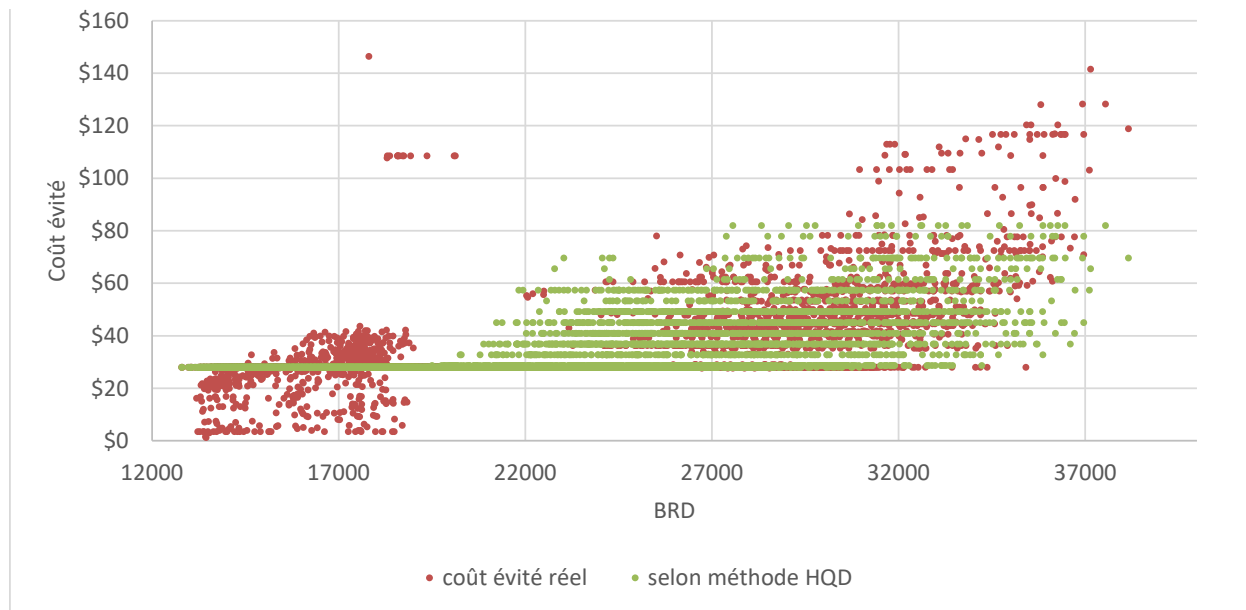
	2017-18		2018-19	
	Méthode proposée	Méthode HQD	Méthode proposée	Méthode HQD
100h	114.5	61.4	108.0	56.9
300h	96.2	57.9	86.2	52.2

Cette méthode permet non seulement d'estimer les coûts évités en énergie pour l'année à venir, mais aussi de le faire dans un contexte opérationnel, afin d'estimer la valeur réelle de l'énergie en fonction de la prévision de la demande de court terme.

6 Application de la méthode de régression segmentée à l'année au complet

Parce que cette méthode tient compte tant des heures avec achats de court terme que des heures où l'électricité patrimoniale est suffisante, elle pourrait être appliquée à l'année entière et non seulement en hiver. Cela est d'autant plus important, étant donné l'augmentation importante de nombre d'heures avec ACT, selon les prévisions du Plan, noté auparavant.

Le Graphique 24 montre le résultat de cet exercice pour l'année 2018-19. Les points verts représentent les coûts évités horaires selon la méthode HQD (les profils horaires pour les heures d'hiver et le coût de l'électricité patrimoniale pour les autres heures). Les points rouges représentent le coût évité réel, selon la méthode décrite ci-dessus (le prix moyen payé pour les ACT, pour les heures où il y en a lieu, et le coût de l'électricité patrimoniale pour les autres heures). Comme avant, on constate que, pour les heures de très grande charge, le coût évité réel dépasse de loin les estimations selon la méthode HQD. On constate également que cette méthode surestime les coûts évités pendant les heures de très faible charge, où HQD a procédé à des ACT à des prix sensiblement moins élevés que celui de l'électricité patrimoniale.



Graphique 24. Coûts évités horaires réels et calculés (méthode HQD), année 2018-19

Un autre constat intéressant concerne les heures d'hiver où la charge est moins que 25 000 MW. La méthode HQD applique la méthode de profil horaire pour l'ensemble de ces heures, donnant

lieu à des coûts évités qui varient selon l'heure de la journée. Toutefois, il n'y a presque pas eu d'achats de court terme pendant ces heures, faisant en sorte que le coût évité réel est simplement le prix du patrimonial (28\$/MWh). Ainsi, la méthode HQD surestime le coût évité réel pendant ce groupe d'heures.

Le Graphique 25 montre, superposé sur les mêmes données du Graphique 24, les coûts évités établis pour l'année selon la méthode de régression segmentée, les exprimant en fonction de la charge totale (BRD).



Graphique 25. Coûts évités horaires réels et calculés (méthodes régression et HQD), année 2018-19

Notons que, pour les heures de très faible charge, cette méthode produit un coût évité légèrement moins élevé que le coût du patrimonial, reflétant les achats de moindre coût qui peuvent être réalisés pendant ces heures. Les résultats, au Tableau 14, indiquent que les coûts évités par saison sont similaires entre les deux approches, quoique les erreurs absolues (MAE) et par racine carrée (RMSE) soient bien moindres avec l'approche de la régression segmentée.

Tableau 14. Mesures d'erreur, année 2018-19

	régression segmentée				méthode HQD			
	moyenne				moyenne			
	coût évité	ME	MAE	RMSE	coût évité	ME	MAE	RMSE
année	31.3	-0.1	3.7	68.8	33.7	2.4	6.5	160.5
hiver	37.6	0.0	7.4	134.7	42.0	4.4	13.8	348.1
été	28.1	-0.1	1.8	36.1	29.6	1.4	2.9	67.5

Toutefois, l'approche de la régression segmentée comporte un avantage important qui n'est pas observable dans cette année historique. Rappelons que, selon les prévisions d'HQD, le nombre d'heures par année avec ACT s'accroîtra de façon importante dans les années à venir.

Le Tableau 3 de la page 3, reproduit ici, montre le nombre d'heures avec ACT selon ces prévisions.

Tableau 3. Heures par année avec achats de court terme (prévision HQD)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
nombre	1334	1978	2574	2901	3028	3394	3069	3926	4154	4873
%	15%	23%	29%	33%	35%	39%	35%	45%	47%	56%

On constate qu'il y a une augmentation très importante du nombre d'heures avec ACT, qui dépassera inévitablement les heures de l'hiver. La méthode de régression segmentée, présentée ici, s'adaptera facilement à une telle situation, ce qui n'est évidemment pas le cas pour la méthode HQD, qui s'applique uniquement à l'hiver.

7 Les prix prévisionnels d'achats de court terme

Les prévisions de la demande et le bilan en énergie du Distributeur ont été modifiés depuis le dépôt de la version originale de ce rapport en juillet 2020. Pour simplifier la lecture, ces modifications seront traitées dans une section intitulée « Mise à jour », à la suite de la présente section. Ainsi, le texte qui suit fait toujours référence au Plan de 2019.

Le bilan d'énergie du Distributeur, reproduit ici, présente des résultats détaillés sur la quantité d'énergie en achats de court terme, tant en hiver que hors hiver, pour chaque année de la période de planification.

Tableau 15. Bilan d'énergie selon le Plan

TABLEAU 3.1 :
BILAN D'ÉNERGIE

En TWh	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	190,6	194,3	197,0	198,2	199,6	199,3	197,4	196,8	198,2	197,9
APPROVISIONNEMENTS										
Approvisionnement planifiés										
Électricité patrimoniale utilisée	172,6	174,9	176,4	176,8	177,7	177,1	175,7	177,3	178,5	178,3
Base et cyclable - HQP	3,5	3,6	3,8	3,9	3,9	4,0	3,9	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,4	0,8	0,9	1,0	0,3	-	-	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1
Éolien	11,3	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,6	3,0	3,0	3,1	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise										
Achats sur les marchés de court terme	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
▪ Dont achats en hiver	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,7	2,8	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	-	0,7	2,1	2,6
<i>Surplus (électricité patrimoniale inutilisée)</i>	6,3	3,9	2,5	2,0	1,2	1,7	3,1	1,5	0,4	0,6

Ce tableau indique qu'en 2029, les achats sur le marché de court terme monteront à 4,1 TWh.

Au Tableau 10.1 du Plan, le Distributeur présente également le coût unitaire prévu de ces achats de court terme futurs³⁵. Ces chiffres sont des intrants aux estimations des coûts d'approvisionnement futurs. Ce dernier tableau a été corrigé à deux reprises³⁶; la dernière version est reproduite au Tableau 16 :

Tableau 16. Énergie additionnelle requise, selon le Plan

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
· Énergie additionnelle requise										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	4,3	6,0	6,7
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	78,99	85,21	88,22
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	342,1	513,3	593,7
- dont Achats sur les marchés de court terme										
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	75,91	78,51	81,01
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	277,3	305,8	331,5
- dont Approvisionnement de long terme										
Quantité (TWh)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	2,1	2,6
Prix (\$/MWh)	83,19	84,85	86,55	88,28	90,04	91,85	93,68	95,56	97,47	99,42
Coûts (M\$)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	64,8	207,5	262,2

³⁵ B-0009, page 77.

³⁶ B-0047, p. 74 et B-0071, p. 7.

Le Distributeur précise que :

En planification, pour chacune des années de 2021 à 2029, la moyenne des prix pour les quatre mois d'hiver est utilisée³⁷.

En réponse à une DDR, le Distributeur a précisé les intrants utilisés à cette fin, c'est-à-dire ses prévisions des coûts d'achats de court terme jusqu'en 2029, présentés au Tableau 17.

Tableau 17. Prix moyen prévisionnel d'achats de court terme, 2020 à 2029

TABLEAU R-62.4 :
PRIX MOYEN DES ACHATS DE COURT TERME EN ÉNERGIE (\$/MWH)
INCLUANT LES FRAIS DE COURTAGE ET DE SORTIE ET LA COUVERTURE DES GES

	janvier	février	mars	avril	mai	juin	juillet	août	septembre	octobre	novembre	décembre
Année 2020	64,75	61,79	59,50	59,99	-	29,44	-	-	28,45	28,14	47,59	43,75
Année 2021	60,35	60,35	60,35	60,35	-	60,35	60,35	-	60,35	60,35	60,35	60,35
Année 2022	64,72	64,72	64,72	64,72	-	64,72	-	-	64,72	64,72	64,72	64,72
Année 2023	67,43	67,43	67,43	67,43	-	67,43	-	-	67,43	67,43	67,43	67,43
Année 2024	68,57	68,57	68,57	68,57	-	68,57	68,57	-	68,57	68,57	68,57	68,57
Année 2025	70,97	70,97	70,97	70,97	70,97	70,97	-	-	70,97	70,97	70,97	70,97
Année 2026	73,61	73,61	73,61	73,61	-	73,61	-	-	73,61	73,61	73,61	73,61
Année 2027	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
Année 2028	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51	78,51
Année 2029	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01	81,01

Remarquons que, à part l'année 2020, il n'y a aucune différenciation mensuelle des prix rapportés. Autrement dit, à partir de 2021, les prix à terme sont fixés sur une base annuelle, sans aucune différenciation sur une base horaire, mensuelle ou saisonnière. Ainsi, les prix hivernaux utilisés afin d'estimer les coûts des achats de court terme sont identiques aux prix moyens pour l'année.

Nous avons vu dans les sections précédentes que le prix d'un achat de court terme pendant les heures de plus grande charge du réseau hydro-québécois se fait généralement à des prix plusieurs fois plus élevés que les prix moyens de l'hiver. Cela serait sans doute encore plus vrai lorsque le prix de base utilisée est un prix annuel plutôt que saisonnier.

Il en découle que les chiffres présentés au Tableau 16 doivent sous-estimer, de façon importante, les prix qu'on aura à payer pour ces achats de court terme pendant les heures de plus grande charge des années futures. Étant donné que ces achats deviennent de plus en plus importants lors des dernières années du Plan, cette erreur peut avoir des effets significatifs sur les coûts totaux d'approvisionnement, étant donné que les ACT se font principalement pendant les heures de grande charge. Rappelons la citation à la page 6 :

³⁷ B-0079, page 23.

Le Distributeur achète seulement un sous-ensemble des heures d'hiver qui est plus fortement pondéré aux heures de pointe. Le coût moyen de ses achats est donc plus élevé que la moyenne des prix pour l'ensemble des heures d'hiver³⁸.

Cette sous-estimation sera aussi significative sur le plan des coûts évités en hiver, et surtout pendant les périodes de plus grande charge.

L'approche présentée dans ce rapport permet néanmoins de faire une première estimation des coûts évités pendant ces périodes, et ce, pour l'ensemble de la période de planification.

À la section 7.1, nous présentons la méthodologie utilisée, et à la section 7.2, nos résultats. Ensuite, à la section 7.3, nous utilisons ces résultats pour calculer le coût évité des heures de plus grande charge, exprimé en annuité constante.

7.1 Méthode

Pour estimer les véritables coûts d'achats de court terme pendant les heures de plus grande charge de la période de planification, il faut une prévision horaire des besoins et des approvisionnements disponibles. C'était en fait l'approche retenue par le Distributeur, qui a expliqué que :

Les valeurs présentées au bilan d'énergie découlent d'un exercice de planification effectué sur une base horaire. Ainsi, pour chacune des heures d'une année, les approvisionnements disponibles sont établis de façon à répondre au besoin horaire prévu³⁹.

Malheureusement, le Distributeur n'a pas accepté la demande du RNCREQ de fournir sa prévision horaire, notamment parce que la demande était formulée comme « demande de suivi » plutôt que comme une DDR⁴⁰.

Il a toutefois fourni, à la demande de la Régie, des données horaires (en forme de courbes de puissances classées) sur les approvisionnements additionnels requis pour chaque année⁴¹.

³⁸ B-0046, page 63, R50.3.

³⁹ B-0047, page 28, réponse 18.1.1.1.

⁴⁰ B-0067, page 7.

⁴¹ B-0083. Selon l'indication sur le fichier, les données fournies représentent le scénario de planification initiale, avec l'hypothèse de 300 MW de charge d'après l'A/P 2019-01 (cryptomonnaie). Des données représentant la situation réelle de 60 MW ont été fournies uniquement pour quatre années sélectionnées (B-0055). (Il s'agit de années 2020, 2021, 2022 et 2029.) Cette analyse, comme les autres dans ce rapport, reflète les hypothèses de base du Plan.

Étant donné la non-disponibilité de la prévision horaire du Distributeur, nous en avons préparé une sur la base des informations disponibles. Le BRD horaire est reconstruit en utilisant les allocations horaires (les « bâtonnets ») d'électricité patrimoniale, les achats de long terme selon le Tableau 16, et les achats de court terme selon B-0083. Les quantités d'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) sont ajustées pour rendre le total égal aux prévisions des besoins au Tableau 15.

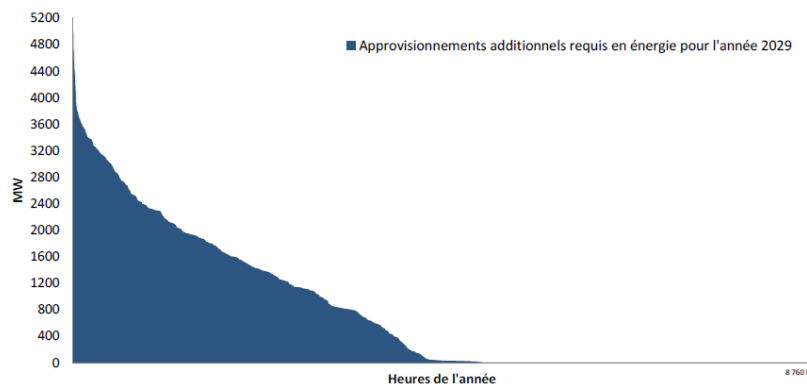
Ensuite, nous avons appliqué la formule présentée à la section 6 afin d'estimer le coût des achats de court terme sur une base horaire.

7.1.1 Les achats de long terme

Le Tableau 16 indique les quantités annuelles d'Énergie additionnelle requise, ventilées entre des Achats sur les marchés de court terme et, à partir de 2027, les Approvisionnements de long terme.

Généralement, les approvisionnements de long terme sont des approvisionnements de base, plus ou moins stables pendant l'année. Lorsqu'il s'agit de l'énergie éolienne, ces approvisionnements sont accompagnés d'une entente d'équilibrage qui fournit au Distributeur une puissance constante, pendant toutes les heures de l'année.

Or, selon la preuve du Distributeur, ces besoins en énergie additionnelle, même aux dernières années de la période de planification, n'existent que pendant une partie de l'année. Le Graphique 26 montre la distribution de l'énergie additionnelle requise en 2029.



Graphique 26. Courbe de puissances classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis pour l'année 2029⁴²

L'énergie additionnelle requise illustrée ici est de 6,7 TWh, le tout concentré dans la moitié de l'année. Selon le Tableau 16, 2.6 TWh, 39% de cette quantité sera acquise en approvisionnements de long terme. Toutefois, pendant 47% des heures de l'année, aucune énergie additionnelle n'est requise; si on compte les heures où moins que 100 MW additionnels sont requis, ce chiffre monte à 56% des heures de l'année. Il en découle que, si des approvisionnements de base sont contractés, ils créeraient un surplus — et donc de l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) additionnelle — pendant environ la moitié des heures de l'année.

Toutefois, encore au Tableau 16, on constate une diminution de l'ÉPI à la fin de la période de planification, même avec l'ajout de nouveaux approvisionnements de long terme. La cohérence entre ces deux constats mérite d'être explorée aux audiences.

Cela dit, aux fins de cet exercice, présumons que le Distributeur trouvera un moyen d'utiliser l'ensemble de ses achats additionnels de long terme pour réduire ses besoins en achats de court terme, tel que l'indique le Tableau 16.

⁴² B-0009, Fig. 8.5, page 67.

7.2 Résultats

7.2.1 Les prix unitaires moyens

Nous avons estimé les prix horaires d'ACT pour chacune des heures de la période de planification en fonction de la BRD prévisionnelle, en utilisant les mêmes formules présentées à la page 30.

Le Tableau 18 résume les résultats de cette simulation, en termes de quantités d'achats de court terme, du prix unitaire et de leurs coûts totaux. Pour faciliter la comparaison avec les résultats présentés par le Distributeur, la partie correspondante du Tableau 16 est reproduite juste après.

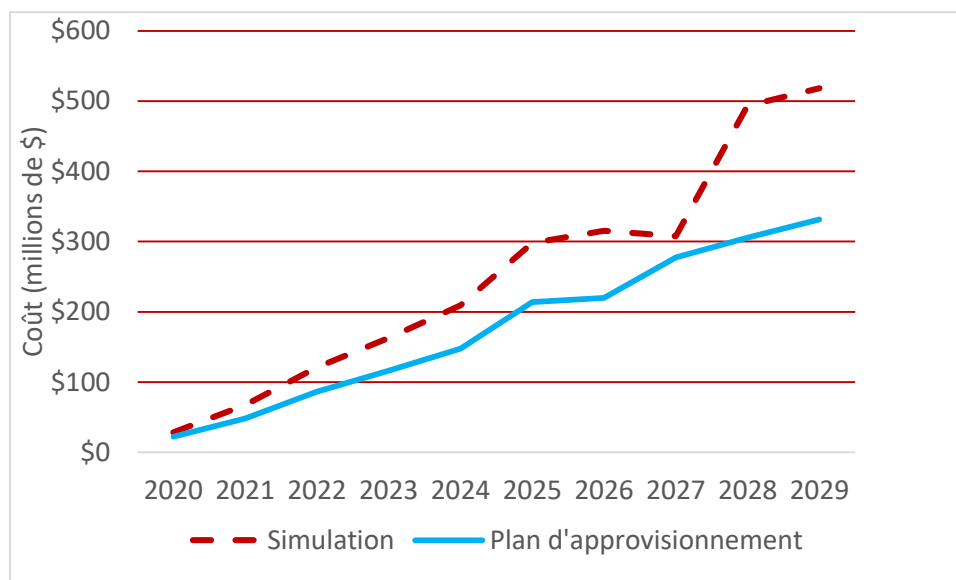
Tableau 18. Volume, prix unitaire et coûts totaux des ACT, selon la simulation

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Achats de court terme (TWh)	0.4	0.8	1.3	1.7	2.2	3.0	3.0	2.8	4.3	4.3
Prix moyen ACT (\$/MWh)	70	84	91	94	97	99	106	110	116	121
Coût totaux ACT (M \$)	28	67	121	163	209	298	315	307	493	518

Tableau 20 (extrait). Volume, prix unitaire et coûts totaux des ACT, selon le Plan

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Quantité (TWh)	0,4	0,8	1,3	1,7	2,2	3,0	3,0	3,7	3,9	4,1
Prix (\$/MWh)	55,35	60,35	64,72	67,43	68,57	70,97	73,61	75,91	78,51	81,01
Coûts (M\$)	22,2	48,2	86,2	116,3	147,7	213,9	219,6	277,3	305,8	331,5

On constate que les prix moyens d'ACT selon notre simulation sont sensiblement plus élevés que les valeurs citées par HQD. Cela découle du fait que ce sont des valeurs annuelles, tandis que les ACT ont lieu généralement pendant les périodes où les prix sont plus élevés. Ce fait se reflète aussi dans les coûts totaux, surtout vers la fin de la période de planification. Le Graphique 8 présente l'évolution des coûts totaux d'achats de court terme.



Graphique 27. Coûts totaux d'ACT selon la simulation et selon le Plan

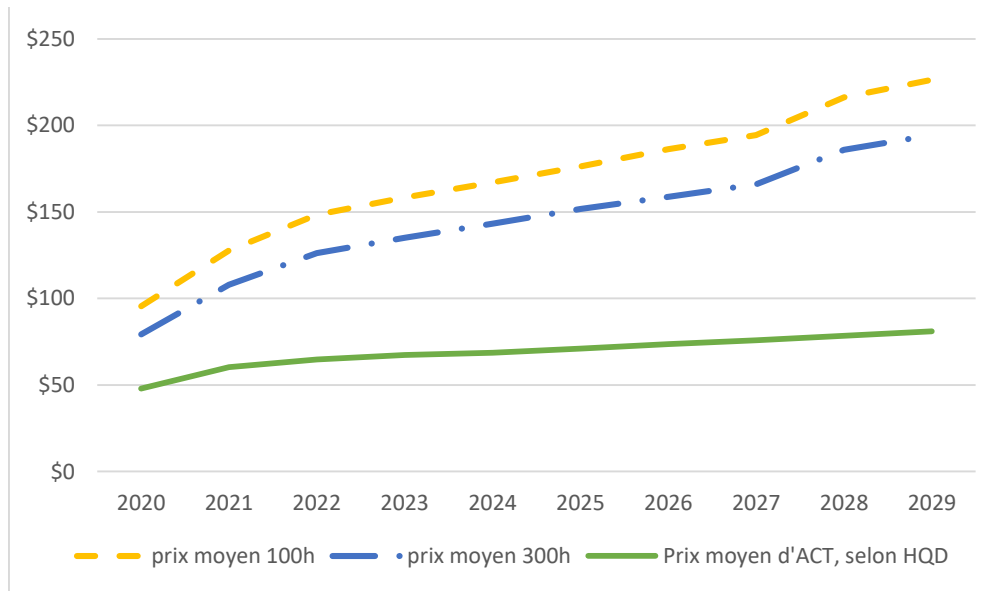
7.2.2 Prix d'achats de court terme pendant les heures de grande charge

Cette simulation permet d'estimer le coût des achats de court terme pendant les heures de plus grande charge et ce, pour chaque année de la période de planification. Les résultats sont présentés au Tableau 19.

Tableau 19. Prix moyens d'ACT pour les 100h et 300h de plus grande charge, 2020 à 2029 (\$/MWh)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	\$96	\$128	\$148	\$158	\$167	\$176	\$186	\$194	\$216	\$226
prix moyen 300h	\$79	\$108	\$126	\$135	\$143	\$152	\$159	\$166	\$186	\$194

Ces mêmes résultats sont présentés au Graphique 28.



Graphique 28. Prix d'ACT pour les heures de plus grande charge, 2020 à 2029

On constate que les prix unitaires des achats de court terme pendant les 300h et les 100h de plus grande charge excèdent de loin les prix unitaires présentés par HQD.

On conclut que les prévisions publiées dans le Plan sous-estiment, de façon importante et croissante, les coûts unitaires des achats de court terme pendant la période de planification.

7.3 Les coûts évités de long terme pour les périodes de plus grande charge

Selon la méthode qu'utilise le Distributeur depuis longtemps pour ses coûts évités, ceux-ci sont exprimés comme annuité croissante. Le coût évité de l'énergie additionnelle, selon les chiffres présentés au Tableau 16, serait donc de **68,49\$/MWh**, en utilisant le taux d'actualisation de 5,445% du dernier dossier tarifaire⁴³.

Selon cette même méthode, le coût évité pour les 300h de plus grande charge, en utilisant les valeurs présentées au Tableau 19, serait de **139,90 \$/MWh**, soit **plus que deux fois plus élevé que le coût évité selon le Distributeur.**

⁴³ R-4057-2018, B-0015, p. 23.

Et le coût évité pour les 100h de plus grande charge serait de **164,03 \$/MWh**, soit **137 % plus élevé que selon le Distributeur**.

Évidemment, l'analyse présentée ici est limitée, d'une part, par l'imprécision des prévisions⁴⁴ et, d'autre part, par le manque de données complètes.

Néanmoins, il est recommandé que la Régie adopte l'approche proposée ici pour l'estimation des coûts évités pour les périodes de plus grande charge, ainsi que — sur une base provisoire — les valeurs proposées ici.

8 Mise à jour de 2021

8.1 Le bilan d'énergie

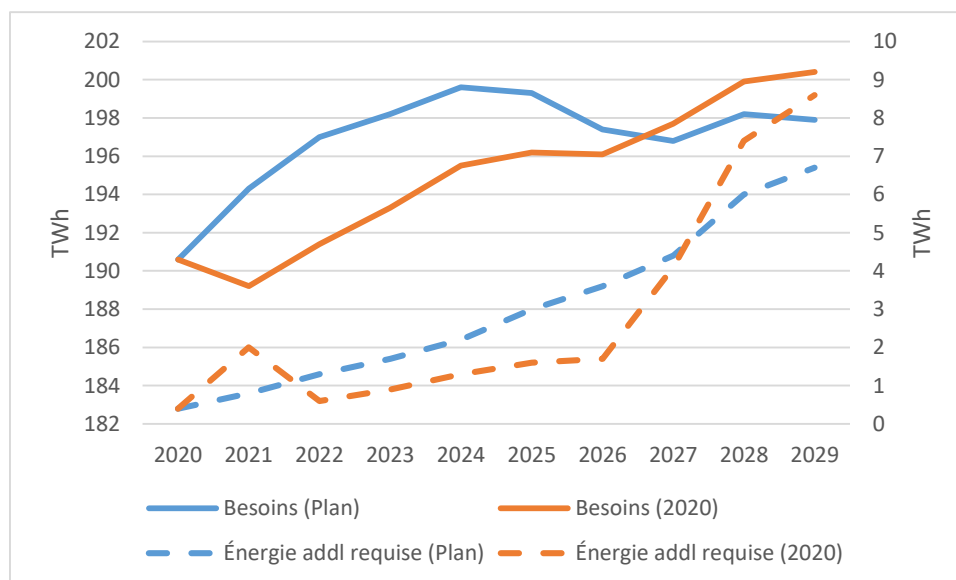
L'État d'avancement 2020 modifie le bilan d'énergie présenté au Tableau 15. Le bilan le plus récent est reproduit ici :

Tableau 20. Bilan d'énergie révisé (État d'avancement 2020)

BILAN D'ÉNERGIE									
En TWh	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
BESOINS	189,2	191,4	193,3	195,5	196,2	196,1	197,7	199,9	200,4
APPROVISIONNEMENTS									
Approvisionnement planifiés									
Électricité patrimoniale utilisée	171,2	172,6	173,7	175,2	175,3	175,2	178,0	178,9	178,9
Base et cyclable - HQP	3,4	3,5	3,6	3,7	3,8	3,7	0,8	-	-
Énergie rappelée - HQP	-	0,1	0,4	0,7	0,8	0,8	0,5	-	-
Appel d'offres de long terme - HQP	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Interruption chaînes de blocs	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,03	0,03
Éolien	11,3	11,4	11,4	11,4	11,4	11,4	11,0	10,8	10,4
Biomasse et petite hydraulique	2,8	2,9	3,0	3,0	3,1	3,1	3,0	2,6	2,3
Énergie additionnelle requise									
Achats sur les marchés de court terme	0,2	0,6	0,9	1,3	1,6	1,7	3,7	4,9	5,3
• Dont achats en hiver	0,2	0,6	0,9	1,2	1,5	1,6	3,0	3,0	3,0
Approvisionnement de long terme	-	-	-	-	-	-	0,4	2,5	3,3
<i>Énergie disponible (électricité pat. inutilisée)</i>	<i>7,6</i>	<i>6,2</i>	<i>5,1</i>	<i>3,7</i>	<i>3,6</i>	<i>3,7</i>	<i>0,9</i>	<i>-</i>	<i>-</i>

Les changements en termes de besoins et d'énergie additionnelle requise sont indiqués au Graphique 29.

⁴⁴ Rappelons que les prévisions utilisées dans cette analyse présument 300 MW additionnels en vertu de l'A/P 2019-01, et ne tiennent pas compte des effets de la pandémie.



Graphique 29. Besoins et énergie additionnelle requise, Plan et État d'avancement

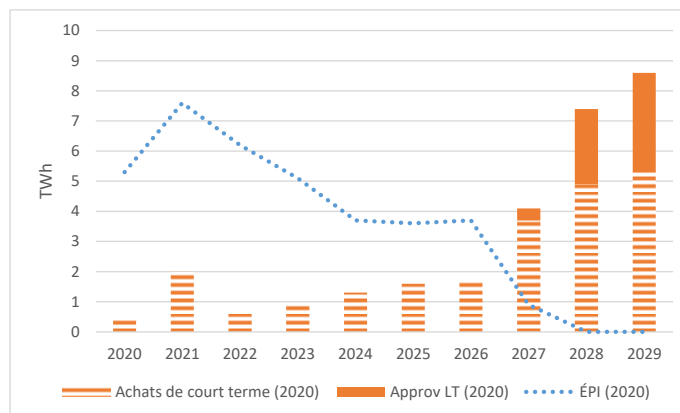
On constate que, dans le bilan révisé, les besoins et l'énergie additionnelle requise sont moins élevés jusqu'en 2026, mais sont plus élevés à partir de 2027.

Le Tableau 21 précise les approvisionnements additionnels requis selon le bilan révisé. Des achats de court terme (ACT) montent jusqu'à 5,3 TWh en 2029 et des approvisionnements additionnels à long terme sont également requis : 2,5 TWh en 2028 et 3,3 TWh en 2029. En même temps, le Distributeur annonce que l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) descendra à zéro à partir de 2028.

Tableau 21. Besoins, énergie additionnelle et ÉPI, selon l'État d'avancement 2020

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins	191	189.2	191.4	193.3	195.5	196.2	196.1	197.7	199.9	200.4
Achats de court terme	0.4	2	0.6	0.9	1.3	1.6	1.7	3.7	4.9	5.3
Approv LT	0	0	0	0	0	0	0	0.4	2.5	3.3
Énergie addl requise	0.4	2	0.6	0.9	1.3	1.6	1.7	4.1	7.4	8.6
ÉPI	5.3	7.6	6.2	5.1	3.7	3.6	3.7	0.9	0	0

Ces données sont présentées sous forme de graphique au Graphique 30.



Graphique 30. Énergie additionnelle de court et long terme et ÉPI, selon l'État d'avancement 2020

Il y a cependant lieu de faire certains ajustements à ces prévisions, qui sont détaillées dans les sections suivantes.

8.1.1 Chaînes de blocs

Il importe d'ajuster ce bilan afin de tenir compte de la consommation en tarif CB (chaînes de blocs). Alors que le Plan initial prévoyait l'attribution de l'ensemble du bloc dédié de 300 MW en vertu de la décision D-2019-152, l'État d'avancement 2020 incluait seulement les 30 MW octroyés dans le cadre de l'A/O-2019-01. Or, dans sa décision D-2021-007, la Régie a confirmé l'octroi éventuel de l'ensemble de ce bloc. Il faut donc ajouter aux besoins du Tableau 19 une consommation CB équivalente à la partie résiduelle du bloc dédié.

L'État d'avancement 2020 ne fournit pas une ventilation détaillée de sa prévision de la demande, mais il précise, année par année, la différence entre son bilan et celui du Plan⁴⁵. En remettant les quantités de ventes aux chaînes de bloc soustraites du bilan du Plan, on peut donc estimer les quantités annuelles associées au bloc dédié de 300 MW. Un autre ajustement doit toutefois être fait. Le Plan prévoyait que la consommation de clients chaînes de blocs allait diminuer rapidement, de 3,5 TWh en 2024 à seulement 1,1 TWh en 2027, sans préciser la raison de cette diminution. Dans les faits, rien dans le tarif CB ne limite la durée de service offerte. Or, dans

⁴⁵ B-0106, Tableau 7.2, page 45.

une mise à jour en octobre 2020⁴⁶, le Distributeur a produit une prévision des ventes aux chaînes de bloc comme suit :

Tableau 22. Prévision de la consommation de chaînes de blocs (octobre 2020)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Abonnements existants HQD	0.7	0.6	0.7	0.6	0.6	0.6	0.5	0.5	0.5	0.5
Abonnements issus de l'AP2019-01	0	0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.1	0.1
Réseaux municipaux	0.3	0.6	0.8	0.9	0.9	0.8	0.8	0.7	0.7	0.7
TOTAUX	1	1.2	1.6	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3

Évidemment, cette prévision ne tient pas compte de la décision D-2021-007, qui prévoit l'octroi de la partie du bloc réservé qui n'a pas été allouée à l'AP 2019/01. Toutefois, elle permet d'estimer le niveau d'effritement que le Distributeur utilise dans ses prévisions. On constate que, de 2024 à 2029, une diminution de 1,7 à 1,3 TWh de la consommation totale pour les chaînes de blocs était prévue, ce qui implique **un taux d'effritement d'environ 5% par année**. En l'absence d'une prévision à jour préparée par le Distributeur, nous appliquons ce taux d'effritement au bloc dédié.

Le Tableau 23 fait état de ces différentes prévisions de la consommation des chaînes de blocs.

Tableau 23. Prévisions de consommation chaînes de blocs

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Novembre 2019 (Plan)	(1)	1.5	3.2	3.6	3.6	3.5	3.1	1.6	1.1	1.1	1.1
Mai 2020 (B-0071, p3)	(2)	1.7	4.2	5.4	5.4	5.2	4.7	2.5	1.4	1.4	1.4
Novembre 2020 (État d'av.)	(3)	0.6	0.8	0.8	0.8	0.8	0.8	0.7	0.7	0.6	0.6
D'après D-2021-026 (avec 5%/an effritement)	(4)	1.7	4.2	5.4	5.4	5.2	4.7	4.5	4.2	4.0	3.8
Consommation additionnelle (par rapport à l'État d'avancement 2020)	(5) = (4) - (3)	1.1	3.4	4.6	4.6	4.4	3.9	3.8	3.5	3.4	3.2

La dernière ligne indique la consommation qui devrait être ajoutée au bilan de l'État d'avancement 2020, pour tenir compte de la décision D-2021-036.

8.1.2 Électricité patrimoniale inutilisée

Le Plan prévoyait que l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI) descendrait à moins de 1 TWh/an à partir de 2028 (Tableau 15, dernière ligne). Selon l'État d'avancement 2020, il tombe à zéro

⁴⁶ R-4045-2018, B-0244, page 7.

cette même année (**Tableau 20**). Or, l'ajout de la charge additionnelle pour les chaînes de blocs aura aussi un impact sur l'ÉPI.

Dans les débats sur les chaînes de blocs, il est souvent pris pour acquis que cette nouvelle charge sera desservie à même les surplus du Distributeur, et donc aura l'effet simplement de réduire l'ÉPI. Toutefois, mon rapport d'analyse externe au dossier R-4045-2018, phase 1⁴⁷ a démontré que ce n'est pas toujours le cas. Il est vrai que, pendant les heures où il y a de l'ÉPI, l'ajout d'une charge viendra la réduire. Toutefois, pendant les heures où il y a déjà des ACT, il aura plutôt la conséquence de les augmenter. L'équilibre entre ces deux effets détermine en grande partie si l'ajout de telles charges exerce une pression à la hausse, ou à la baisse, sur les tarifs.

Ensuite, mon rapport d'expertise au dossier R-4045-2018, phase 1, étape 3⁴⁸ a fait l'analyse des effets de différents scénarios de charge, en évaluant les coûts additionnels d'approvisionnement pour chacun.

En l'absence des prévisions horaires pour chaque année prévisionnelle, il est impossible d'évaluer précisément l'impact de ces charges additionnelles de chaînes de blocs sur l'ÉPI, d'une part, et sur l'énergie additionnelle requise, de l'autre. Face à cet inconnu, présumons que 50% de ces besoins additionnels viendront diminuer l'ÉPI, et que l'autre 50% nécessiteraient des approvisionnements additionnels.

8.1.3 Besoins d'énergie additionnelle de court et de long terme

Le Distributeur indique qu'il entend procéder à un appel d'offres dans un avenir rapproché afin d'obtenir des ressources à long terme, tant en énergie qu'en puissance. Il est cependant surprenant qu'il ne donne aucune indication, ni au Plan initial ni dans son Complément de preuve, de l'ampleur des ressources qu'il considère approprié d'acquérir.

Les besoins en approvisionnements à long terme selon l'État d'avancement 2020 sont indiqués au Tableau 21. Toutefois, les ajustements décrits ci-dessus, notamment l'ajout du restant du bloc dédié aux chaînes de blocs, viendront augmenter ces besoins considérablement.

⁴⁷ R-4045-2018, C-RNCREQ-0018.

⁴⁸ R-4045-2018, C-RNCREQ-0061.

Dans cette section, nous estimons les besoins additionnels en approvisionnements de court et de long terme, dans le contexte actuel de planification.

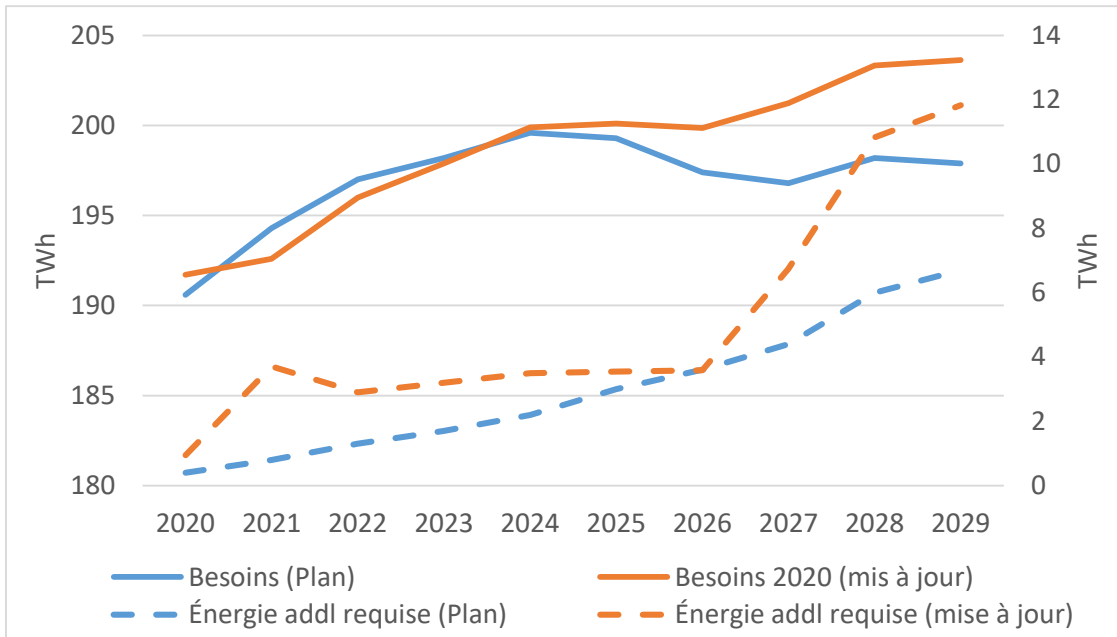
Le Distributeur n'a pas expliqué comment il sépare l'énergie additionnelle requise en court et en long terme, ni dans le bilan du Plan (Tableau 15) ni dans celui de l'État d'avancement 2020 (Tableau 20). Prenons l'hypothèse que le Distributeur avait une raison de limiter les ACT aux niveaux indiqués au Tableau 20, et attribuons donc l'excédent à de nouveaux approvisionnements à long terme.

Le Tableau 24 présente les implications de ces changements en termes de l'énergie additionnelle requise, de court et de long terme.

Tableau 24. Besoins, ACT et approvisionnements de long terme requis, en fonction des besoins mis à jour

		2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Besoins (État d'avancement 2020)	(1)		189.2	191.4	193.3	195.5	196.2	196.1	197.7	199.9	200.4
Consommation additionnelle (chaînes de blocs)	(2)	1.1	3.4	4.6	4.6	4.4	3.9	3.8	3.5	3.4	3.2
Besoins 2020 mis à jour	(3) = (1) + (2)	191.7	192.6	196.0	197.9	199.9	200.1	199.9	201.2	203.3	203.6
ÉPI mise à jour	(4)	4.8	5.9	3.9	2.8	1.5	1.7	1.8	0.0	0.0	0.0
ACT mis à jour	(5)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	3.7	4.9	5.3
Approvisionnements long terme mis à jour	(6)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.9	6.5
Énergie addl requise mise à jour	(7) = (5) + (6)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	6.7	10.8	11.8

Ainsi, le besoin d'approvisionnements à long terme monte à 5,9 TWh en 2028, et à 6,5 TWh en 2029. Le Graphique 31 représente donc une mise à jour du Graphique 29, ci-dessus.



Graphique 31. Besoins et énergie additionnelle requise, Plan et mis à jour

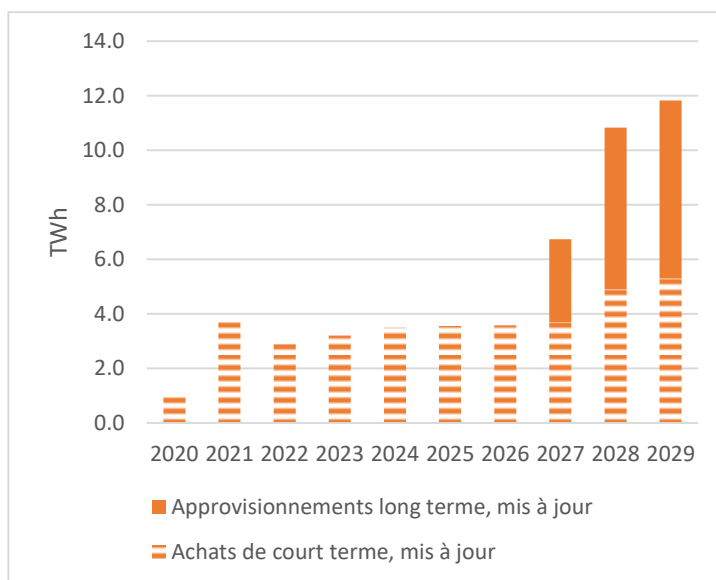
Il importe de souligner que cette augmentation est due en grande partie à la décision d’octroyer un bloc dédié de 300 MW pour les chaînes de blocs et ce, sans aucune limitation de la durée d’application. Il en découle que les approvisionnements additionnels requis pour combler les besoins du tarif CB, par rapport à l’État d’avancement 2020, sont ceux du Tableau 25.

Tableau 25. Impact du bloc dédié chaînes de bloc sur l’énergie additionnelle requise

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Impact sur les ACT	0.6	1.7	2.3	2.3	2.2	2.0	1.9			
Impact sur les approvisionnements à long terme								2.6	3.4	3.2

Il semble donc qu’un approvisionnement à long terme additionnel d’environ 3,2 TWh/an sera requis pour desservir cette nouvelle charge, ainsi que des achats de court terme de 1,7 à 2,3 TWh/an, d’ici 2026.

Les approvisionnements additionnels totaux, de court et de long terme, sont illustrés au Graphique 32.



Graphique 32. Énergie additionnelle de court et long terme, mise à jour

Le Distributeur indique son intention de présenter une demande visant l’approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements au mois de juin 2021⁴⁹, soit avant la tenue des audiences au présent dossier.

En présumant que cette demande visant l’approbation des caractéristiques de nouveaux approvisionnements se basera sur l’État d’avancement 2020 ainsi que les ajustements décrits ici, il semble probable qu’il visera l’acquisition de ressources en énergie d’environ 5 TWh/an, à partir de 2027. Par ailleurs, le Distributeur indique également qu’il prévoit le besoin d’une nouvelle ressource (apparemment en puissance) dès l’automne 2026 pour répondre aux besoins de l’hiver 2026-2027⁵⁰. Est-ce qu’il entend rechercher une seule ressource qui répondra à ses besoins en puissance et en énergie, ou des ressources distinctes? Il n’a pas encore précisé ses intentions.

⁴⁹ B-0118, R1.9, page 12.

⁵⁰ B-0123, R10.4, page 23.

8.2 Les coûts des approvisionnements additionnels

8.2.1 Les coûts des achats de court terme

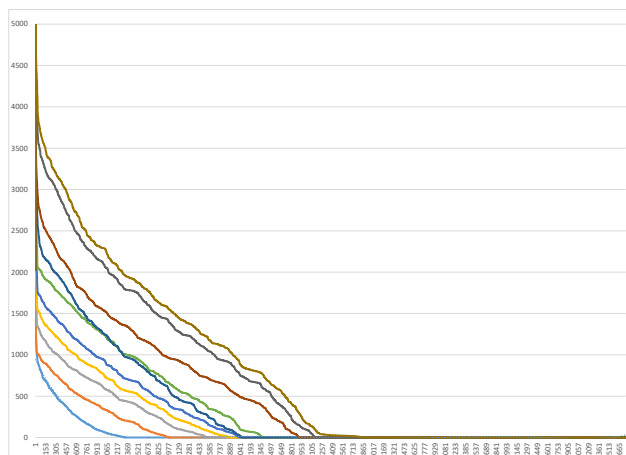
Pour estimer les coûts qui découlent de ces prévisions d'achats de court terme, il faut estimer non seulement les quantités à rechercher, mais aussi leurs coûts unitaires. La méthode décrite à la section 7 de ce rapport permet de faire une telle estimation, mais, pour l'utiliser, il faut une courbe classée du profil horaire de ces approvisionnements.

Dans le Plan original, le Distributeur a fourni des courbes classées du profil horaire des approvisionnements additionnels requis. Celle de 2029 est reproduite au Graphique 26, à la page 40 ci-dessus.

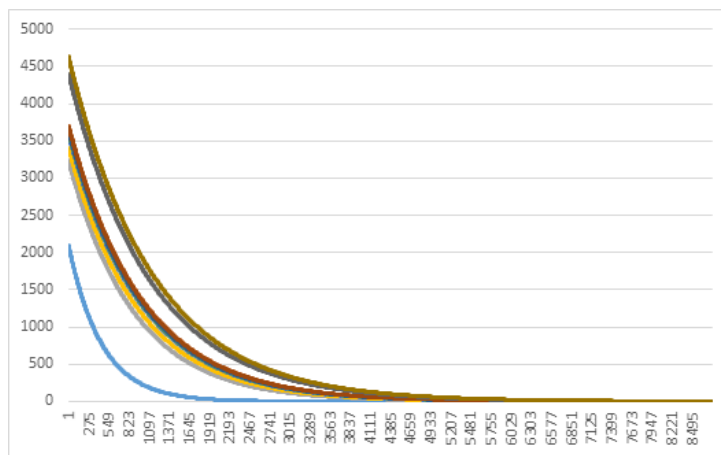
Comme mentionné à la note 41, ces graphiques intègrent le bloc dédié pour usage cryptographique de 300 MW. Toutefois, selon les prévisions de 2019, la consommation de cet usage chute rapidement après 2025 (Tableau 23, ligne 1). Or, avec la prévision à la ligne 4 de ce même tableau, l'énergie additionnelle requise en 2029 augmente de 6,7 TWh (selon le Plan initial) à 11,8 TWh, dont 5,3 TWh en ACT (Tableau 24).

Après le dépôt du Plan initial, le Distributeur a produit des Courbes de puissances classées des approvisionnements additionnels requis (B-0083). Toutefois, des mises à jour de ces courbes n'ont malheureusement pas été fournies.

Pour pallier ce manque, nous avons généré des courbes avec une allure similaire à celles de B-0083, qui reflètent les quantités annuelles d'ACT du Tableau 24. Les courbes de B-0083 sont reproduites au Graphique 33, et nos courbes mises à jour se trouvent au Graphique 34.



Graphique 33. Courbes de puissance classée, Énergie additionnelle (Plan)



Graphique 34. Courbes de puissance classée, Énergie additionnelle (mis à jour)

Utilisant ces courbes comme intrants, nous avons recalculé les estimations de prix futurs d'ACT selon la formule présentée à la section 7. Les résultats sont résumés au Tableau 26, qui présente une mise à jour des résultats figurant **Tableau 18** du rapport original, à la page 53 ci-dessus.

Tableau 26. Coûts unitaires et totaux des Achats de court terme (mis à jour)

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Achats de court terme (TWh)	0.9	3.7	2.9	3.2	3.5	3.5	3.6	3.7	4.9	5.3
Prix moyen ACT (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	118	126	132
Coût totaux ACT (M \$)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697

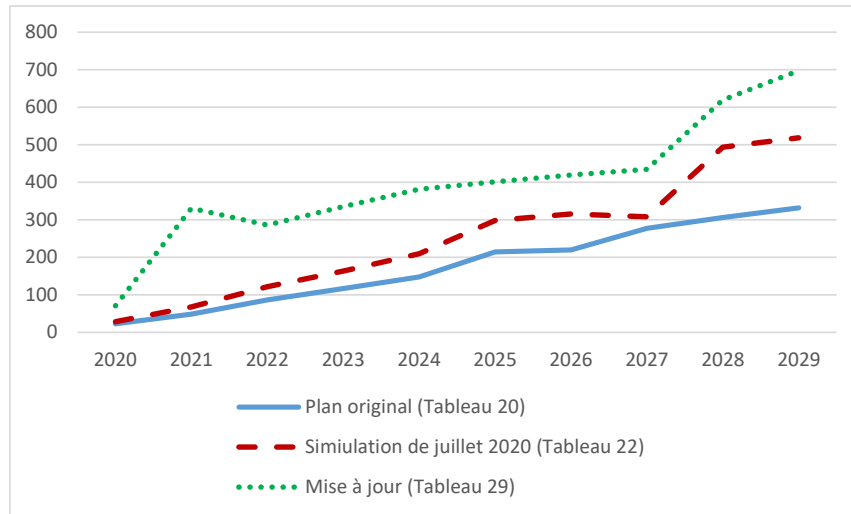
Le Tableau 27 compare les coûts en achats de court terme selon le Plan original, selon la simulation décrite dans la version originale de ce rapport, et selon la mise à jour présentée ici.

Tableau 27. Coûts totaux des Achats de court terme, originaux et mis à jour

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Plan original (Tableau 20)	22	48	86	116	148	214	220	277	306	332	1,769
Simulation de juillet 2020 (Tableau 22)	28	67	121	163	209	298	315	307	493	518	2,521
Mise à jour (Tableau 29)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697	3,974

Sur l'ensemble de la période de planification, les coûts d'ACT selon notre simulation originale étaient déjà 42,5% plus élevés que les projections du Distributeur. Avec les mises à jour, les coûts d'ACT sont **142,5% plus élevés** que les projections du Distributeur.

Ces mêmes données sont présentées en forme graphique au Graphique 35. Il s'agit d'une mise à jour du Graphique 27 à la page 42, ci-dessus.

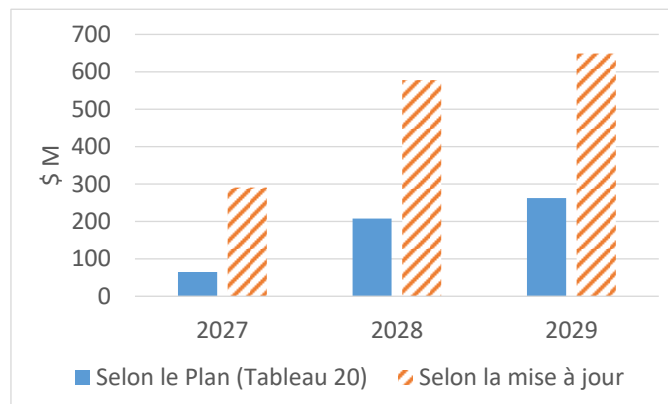


Graphique 35. Coûts unitaires des Achats de court terme, originaux et mis à jour

8.2.2 Les coûts des achats de long terme

L'augmentation des besoins en approvisionnements à long terme a lui aussi un coût. En utilisant les mêmes coûts unitaires, présentés au Tableau 16, on obtient des coûts annuels montant d'environ 300 M \$ en 2027 à presque 650 M \$ en 2029.

Le Graphique 36 présente l'évolution des coûts d'approvisionnements à long terme pendant les trois dernières années du Plan, selon la projection originale du Distributeur et selon cette mise à jour.



Graphique 36. Coûts annuels d'approvisionnements à long terme, original et mis à jour

8.2.3 Les coûts d'approvisionnements additionnels

Le Tableau 28 résume ces résultats, dans le même format que le Tableau 16, du Distributeur (page 36).

Tableau 28. Énergie additionnelle requise, mise à jour

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Quantité (TWh)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	6.7	10.8	11.8	
Prix (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	108	111	114	
Coûts (M\$)	71	330	286	335	381	401	419	725	1197	1346	5,491
<i>dont Achats de court terme</i>											
Quantité (TWh)	1.0	3.7	2.9	3.2	3.5	3.6	3.6	3.7	4.9	5.3	
Prix (\$/MWh)	74	89	99	105	109	113	117	118	126	132	
Coûts (M\$)	71	330	286	335	381	401	419	435	619	697	3,974
<i>dont Approvisionnement de long terme</i>											
Quantité (TWh)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0	5.9	6.5	
Prix (\$/MWh)	83.2	84.9	86.6	88.3	90.0	91.9	93.7	95.6	97.5	99.4	
Coûts (M\$)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	290.7	578.0	649.0	1,518

Soulignons que les coûts totaux d'approvisionnement pendant la période montent maintenant à **5,5 milliards \$**. Ce chiffre se compare à seulement **2,3 milliards \$** (la somme des coûts annuels, à la troisième ligne du **Tableau 16**), selon le Plan initial. Il s'agit donc d'une augmentation de **138 %** par rapport aux chiffres avancés dans le Plan.

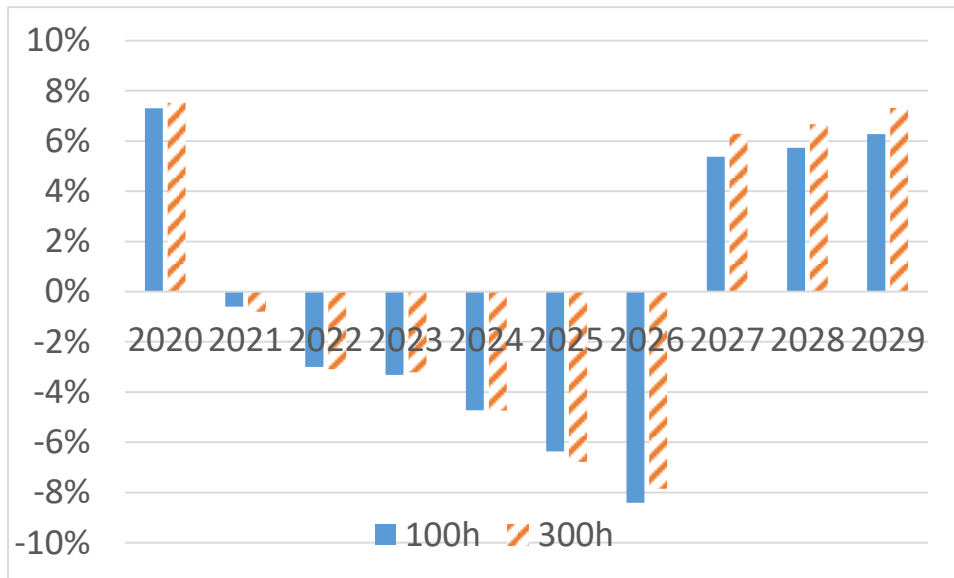
8.3 Les prix unitaires pendant les heures de plus grande charge

Le Tableau 19 (à la page 42) a présenté les prix moyens d'achat de court terme, selon la simulation faite en juillet 2020. Le **Tableau 29** présente le prix unitaire des achats de court terme, selon cette mise à jour.

Tableau 29. Prix moyen des Achats de court terme, mis à jour

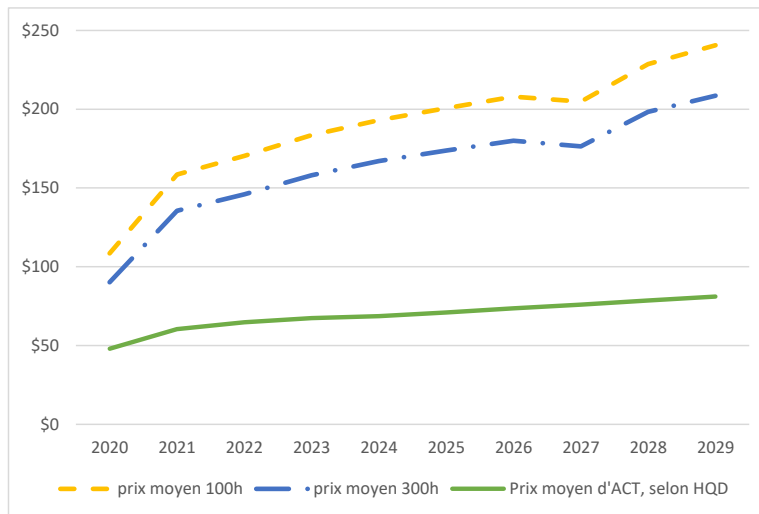
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
prix moyen 100h	109	158	170	184	193	201	208	205	229	241
prix moyen 300h	90	136	146	158	167	174	180	176	198	209

En comparant ce tableau avec le Tableau 19, on constate que les prix selon la mise à jour sont moins élevés que ceux découlant du Plan initial pour les années 2021 à 2026, mais plus élevés pour les années subséquentes, comme l'indique le Graphique 46.



Graphique 37. Prix moyens d'achat de court terme, ratio 2021 :2020

Le Graphique 38, qui présente les données du Tableau 29 en forme graphique, est la mise à jour du Graphique 27 à la page 42, ci-dessus.



Graphique 38. Prix moyen des Achats de court terme, mis à jour

Ce graphique confirme la conclusion exprimée auparavant à l'effet que la méthode du Distributeur sous-estime de façon importante les prix futurs des ACT pendant les périodes de plus grande charge.

9 Discussion

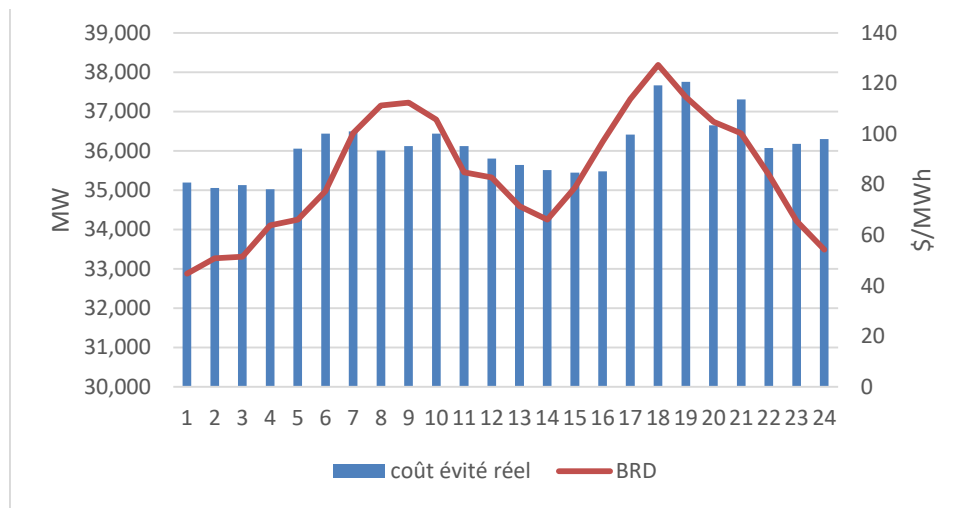
La méthode présentée ici permet, pour la première fois, d'estimer le coût à la marge (le coût évité) en énergie pour le Distributeur sur une base horaire. Nous avons démontré que, pour les heures où la charge est la plus élevée, ce coût est beaucoup plus élevé que le coût évité hivernal, basé sur les prix à terme pour l'hiver, utilisés jusqu'ici.

Ces connaissances permettront de mieux comprendre les implications économiques de divers gestes. D'une part, elles permettent une meilleure estimation des bénéfices de mesures qui réduisent la charge pendant la pointe du réseau — dont notamment l'option d'électricité interruptible, la tarification dynamique, et la gestion de la puissance, tant en contexte commercial (GDP Affaires) que résidentiel (Hilo). D'autre part, elles permettent de mieux comprendre l'impact économique de mesures qui augmentent la charge, par exemple la création d'un bloc d'énergie dédié pour l'usage cryptographique appliqué aux chaînes de blocs.

Dans le cas de mesures qui réduisent la charge pendant la pointe du réseau, on sait maintenant que, en plus du coût évité en puissance — qui jusqu'ici a dominé l'analyse économique de ces mesures — il y a aussi un bénéfice dû à la réduction des besoins en énergie pendant les heures où

elle est la plus chère. Toutefois, une nuance s'impose entre les mesures qui effacent la charge pendant les heures de pointe, et ceux qui la déplacent vers des heures adjacentes.

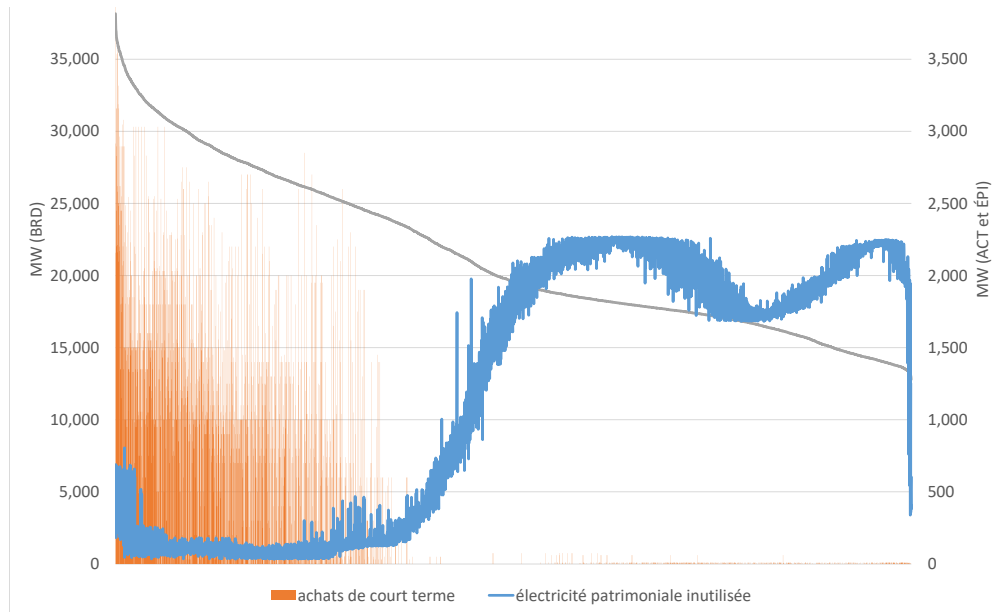
Pour ce dernier type de mesure, le bénéfice en termes de coût évité en énergie se limitera à l'écart entre le coût évité horaire pendant les heures de pointe et celui aux heures avant et après. À titre d'exemple, le Graphique 39 démontre l'évolution du coût évité horaire pendant la journée de plus grande charge à l'hiver 2017-18, soit le 28 décembre 2017.



Graphique 39. Coûts évités horaires réels, le 28 décembre 2017

On y voit clairement les pointes entre 7h et 10h et entre 17h et 21h, et le coût évité réel a aussi tendance à les refléter. Toutefois, l'écart du coût évité entre ces heures et celles juste avant et après est très faible. On peut en conclure qu'une mesure qui efface la charge pendant ces heures aura un impact important sur le coût d'approvisionnement, épargnant environ 100\$/MWh, alors qu'une mesure qui déplace la charge n'aura que peu d'impact à cet égard.

Cette analyse permet également de mieux comprendre la relation entre les ACT et l'électricité patrimoniale inutilisée (ÉPI). Le Graphique 40 montre, pour l'année 2019, les quantités horaires d'achats de court terme et de l'électricité patrimoniale inutilisée, en fonction de la charge.



Graphique 40. Achats de court terme et électricité patrimoniale inutilisée (horaire, 2019)

On constate d'abord que, pendant toutes les heures de l'année, il y a de l'ÉPI, même lorsque les achats de court terme sont importants. Cela reflète probablement les intentions du Distributeur de toujours acheter un peu trop, afin d'éviter des dépassements.

On constate également que, pendant les quelques 2300 heures de l'année où il y a eu des AC, toute nouvelle charge s'ajoutera aux achats de court terme, plutôt que de diminuer l'ÉPI. Avec cet outil d'estimation du coût horaire à la marge, il devient possible d'estimer les coûts additionnels d'approvisionnement qui découleraient de ce genre d'ajouts de charge. Cet outil sera donc utile afin d'estimer les implications de nouveaux programmes comme celui des chaînes de bloc sur les coûts d'approvisionnements.

Finalement, il est important de rappeler que l'analyse présentée a été limitée par la disponibilité de données. Afin de la rendre plus robuste, il serait important :

- d'augmenter le nombre d'années de base pour lesquelles le prix moyen horaire des achats de court terme est connu au-delà des années 2017-18 et 2018-19. Les informations sur les années antérieures existent, sans doute, dans l'historique comptable d'Hydro-Québec. Quoiqu'il puisse être laborieux de les extraire, il est important de le faire; et
- de rendre publiques les simulations horaires faites par le Distributeur pour les années du Plan, ce qui permettrait une analyse plus complète des années futures.

10 Recommandations

Suite à l'analyse présentée ci-dessus, je formule les recommandations suivantes :

1. Que la Régie rejette la méthode de profils horaires proposée dans la preuve en chef du Distributeur, parce que :
 - a. elle ne répond pas à la demande de la Régie de présenter une proposition de coûts évités en énergie de court terme pour les 100 heures et les 300 heures de plus grandes charges, et
 - b. elle ne réussit pas à expliquer les prix réellement payés pour les achats de court terme, dans les deux années historiques pour lesquelles des données existent ;
2. Que la Régie adopte comme principe que les coûts évités horaires devraient être fixés en fonction de la charge totale prévue, avec une formule basée sur les meilleures données historiques disponibles ;
3. Que la Régie prenne l'une ou l'autre des deux orientations décrites ci-dessous :
 - a. accepte les chiffres présentés au [Tableau 29](#) et à la section [8.3](#) ci-dessus comme la meilleure estimation disponible des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan, OU
 - b. exige que le Distributeur présente une nouvelle estimation des coûts évités pour les 100h et les 300h de plus grande charge, à l'horizon du Plan qui sera étudié à la phase 2 du présent dossier et qui tienne compte :
 - i. d'une prévision de la demande mise à jour (tenant compte notamment des effets de la pandémie et [de la décision D-2021-007](#)),
 - ii. des données historiques additionnelles, et
 - iii. de tout autre facteur qu'il juge important.