

D É C I S I O N

QUÉBEC

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

D-2020-137

R-4129-2020

22 octobre 2020

PRÉSENTE :

Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec
Demanderesse

Décision finale

Demande d'approbation du contrat de service d'intégration éolienne découlant de l'appel d'offres A/O 2020-01

1. INTRODUCTION

[1] Le 24 juillet 2020, Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (le Distributeur) dépose une demande (la Demande) à la Régie de l'énergie (la Régie) afin d'obtenir l'approbation du contrat de service d'intégration éolienne (le Contrat) intervenu le 17 juillet 2020 entre le Distributeur et Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité (le Producteur)¹.

[2] Le Contrat découle de l'appel d'offres A/O 2020-01 (l'Appel d'offres) lancé le 27 février 2020 par le Distributeur, visant l'acquisition d'un service d'intégration éolienne (le SIÉ) respectant les caractéristiques approuvées par la Régie².

[3] La Demande est soumise en vertu des articles 31 (5^o) et 74.2 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*³ (la Loi).

[4] Le 31 juillet 2020, la Régie informe les personnes intéressées, par un avis publié sur son site internet, qu'elle traitera la Demande par voie de consultation. Elle fixe au 28 août 2020 le dépôt de commentaires des personnes intéressées et au 4 septembre 2020 la réponse du Distributeur à ces commentaires⁴. La Régie ne reçoit aucun commentaire de personnes intéressées.

[5] Le 17 septembre 2020, la Régie dépose une demande de renseignements au Distributeur qui y répond le 28 septembre 2020⁵.

[6] Le 16 octobre 2020, la Régie émet son rapport de constatations à la suite de sa surveillance de l'Appel d'offres. Elle y constate que la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que le code d'éthique portant sur les contrats d'approvisionnement octroyés par le Distributeur ont été respectés.

¹ Pièce [B-0007](#).

² Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-009](#) (motifs à venir) et décision [D-2020-103](#) (décision sur le fond et les frais et Motifs de la décision D-2020-009).

³ [RLRQ, c. R-6.01](#).

⁴ Pièce [A-0003](#).

⁵ Pièce [B-0014](#).

[7] Dans la présente décision, la Régie se prononce sur la demande d'approbation du Contrat.

2. CONTEXTE ET CADRE RÉGLEMENTAIRE

[8] En 2003, 2005, 2008, 2013 et 2014, le gouvernement du Québec a publié cinq décrets⁶ visant l'acquisition de blocs d'énergie éolienne qui ont conduit au lancement de quatre appels d'offres distincts. Ces appels d'offres ont mené à la conclusion de différents contrats d'approvisionnement en électricité approuvés par la Régie, pour une puissance installée qui atteindra 3 711 MW en 2021, lorsque les derniers parcs éoliens issus des appel d'offres auront été mis en service.

[9] En vertu du *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*⁷, l'acquisition de blocs d'énergie éolienne par le Distributeur doit être accompagnée d'une « *garantie de puissance hydroélectrique installée au Québec, sous forme de convention d'équilibrage* ». En vertu des décrets publiés en 2005, 2009, 2013 et 2014, l'acquisition des blocs d'énergie éolienne doit être assortie d'un « *service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne* ».

[10] Dans sa décision D-2006-27⁸, la Régie a approuvé une première entente d'intégration éolienne (EIÉ), conclue en 2005 entre le Distributeur et le Producteur.

⁶ *Règlement sur l'énergie éolienne et sur l'énergie produite avec de la biomasse*, D. 352-2003, (2003) 135 G.O. II, 1677; *Règlement sur le second bloc d'énergie éolienne*, D. 926-2005, (2005) 137 G.O. II, 5859B; *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets autochtones*, D. 1043-2008, (2008) 140 G.O. II, 5865; *Règlement sur un bloc de 250 MW d'énergie éolienne issu de projets communautaires*, D. 1045-2008, (2008) 140 G.O. II, 5866; *Règlement sur un bloc de 450 mégawatts d'énergie éolienne*, D. 1149-2013, (2013) 145 G.O. II, 4933A. et D. 191-2014 *concernant la dispense accordée au distributeur d'électricité de recourir à l'appel d'offres pour la conclusion d'un contrat d'approvisionnement auprès d'un fournisseur lié à une communauté autochtone à l'égard d'un bloc d'énergie éolienne de 149,65 mégawatts*, (2014) 146 G.O. II, 1181.

⁷ Décret 352-2003, (2003) 135 G.O. II, 1677.

⁸ Dossier R-3573-2005, décision [D-2006-27](#).

[11] En 2015, la Régie a approuvé⁹, pour succéder à l'EIE de 2005, les caractéristiques d'un nouveau service d'intégration éolienne qui serait octroyé par contrat à la suite d'un processus d'appel d'offres du Distributeur.

[12] Le contrat pour le service d'intégration éolienne, d'une durée de trois ans et entrant en vigueur le 1^{er} septembre 2016, a été conclu avec le Producteur, approuvé par la Régie par sa décision D-2016-095¹⁰ et prévoyait une échéance au 31 août 2019.

[13] Le 23 novembre 2018, la Régie a rendu une ordonnance de sauvegarde dans sa décision D-2018-171¹¹ par laquelle elle a approuvé une entente intervenue le 1^{er} novembre 2018 entre le Distributeur et le Producteur. Cette entente visait la prolongation, pour une période de 12 mois, à partir du 1^{er} septembre 2019, du contrat de service d'intégration éolienne arrivant à échéance, selon les mêmes termes et conditions.

[14] Le 23 août 2018, le Distributeur a déposé une demande à la Régie afin de faire approuver les caractéristiques du nouveau SIÉ, ainsi que les critères d'analyse des soumissions. Dans sa décision interlocutoire D-2020-009¹², la Régie a énoncé ses conclusions principales sur les caractéristiques approuvées du produit recherché, permettant le lancement de l'Appel d'offres le 27 février 2020.

[15] Aux termes de l'article 74.2 de la Loi, le Distributeur doit obtenir l'autorisation de la Régie, aux conditions et dans les cas qu'elle fixe par règlement, pour conclure un contrat d'approvisionnement en électricité.

[16] Le *Règlement sur les conditions et les cas où la conclusion d'un contrat d'approvisionnement par le distributeur d'électricité requiert l'approbation de la Régie de l'énergie*¹³ (le Règlement d'application) précise que, pour des contrats dont la durée est supérieure à un an, la demande d'autorisation doit être accompagnée des contrats et contenir les informations suivantes :

« 1° une description de la contribution de chaque contrat au plan d'approvisionnement, et lorsque l'appel d'offres est satisfait par plusieurs contrats, une description de la contribution de chaque contrat à l'appel d'offres;

⁹ Dossier R-3848-2013, décision [D-2015-014](#).

¹⁰ Dossier R-3965-2016, décision [D-2016-095](#).

¹¹ Dossier R-4061-2018, décision [D-2018-171](#).

¹² Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-009](#) (motifs à venir).

¹³ [RLRQ, c. R-6.01, r. 1.](#)

2° dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, une description de la contribution de chaque contrat au bloc d'énergie fixé par règlement du gouvernement, au plan d'approvisionnement et à l'appel d'offres lorsque celui-ci est satisfait par plusieurs contrats;

3° une description des garanties prévues aux contrats pour couvrir les risques financiers et ceux reliés à la suffisance des approvisionnements ainsi qu'une analyse des risques résiduels;

4° la démonstration que le contrat ou la combinaison des contrats comporte le prix le plus bas, pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable et, dans le cas d'un appel d'offres prévoyant que la totalité ou une partie des besoins des marchés québécois devront être satisfaits pour une source particulière d'approvisionnement en électricité par un bloc d'énergie déterminé par règlement du gouvernement, la démonstration que le prix le plus bas ne dépasse pas le prix maximal tel qu'établi par règlement du gouvernement, sous réserve que le gouvernement décide d'établir un tel prix maximal;

5° un rapport comparant les prix du contrat, de la combinaison des contrats ou de chaque contrat inclus dans la combinaison des contrats d'approvisionnement en électricité avec les prix des principaux produits disponibles dans les marchés du nord-est de l'Amérique et les coûts de transport applicables;

6° la démonstration que les caractéristiques des contrats approuvées dans le plan d'approvisionnement sont respectées;

7° le cas échéant, les suites données par le distributeur d'électricité au rapport de la Régie préparé dans le cadre de l'exercice de son pouvoir de surveillance de la procédure d'appel d'offres et d'octroi ainsi que du code d'éthique ».

3. LE CONTRAT

[17] Au terme du processus d'évaluation de la conformité de la soumission aux exigences décrites au document d'Appel d'offres¹⁴, le Distributeur a retenu la soumission du Producteur et préparé le Contrat en conséquence, lequel a été conclu le 17 juillet 2020, avec entrée en vigueur le 1^{er} septembre 2020. Le Contrat a une durée de cinq ans et porte sur une quantité totale de 3 715,75 MW.

[18] Le Distributeur indique que le Contrat est conforme aux besoins identifiés dans le document d'appel d'offres et correspond au produit recherché, soit un SIÉ pour la totalité de la production éolienne installée en service commercial.

[19] L'article 2 du Contrat définit ainsi le SIÉ :

« Par le service d'intégration éolienne, le Fournisseur s'engage :

(i) à livrer au Distributeur les retours d'énergie;

(ii) à absorber, en temps réel, la production éolienne au-delà des retours d'énergie par l'entremise de ses engagements sur le réseau du transporteur (« charge »);

(iii) à fournir au Distributeur une garantie de puissance de 40 % de la quantité contractuelle durant la période d'hiver »¹⁵.

[20] Le Distributeur détermine le coût global du SIÉ d'après les éléments et paramètres inscrits au document de l'Appel d'offres. Ce coût global correspond ainsi à une annuité de 7,98 \$/MWh (\$2020) sur les retours d'énergie contractuels¹⁶.

[21] La Demande vise donc l'approbation du Contrat conclu avec le soumissionnaire retenu, soit le Producteur, à la suite de l'Appel d'offres, conformément au Règlement d'application.

¹⁴ Pièce [B-0004](#), p. 5 à 7.

¹⁵ Pièce [B-0007](#), p. 8.

¹⁶ Pièce [B-0004](#), p. 6.

4. CARACTÉRISTIQUES DU CONTRAT ET RESPECT DE LA DÉCISION D-2020-009

4.1 DURÉE DU CONTRAT

[22] Dans sa décision D-2020-009, la Régie a fixé à cinq ans la durée du ou des contrats résultant de l'Appel d'offres¹⁷.

[23] Le Contrat précise qu'il est en vigueur pour une durée de cinq ans à compter de la date de début du service, fixée au 1^{er} septembre 2020¹⁸.

4.2 QUANTITÉ CONTRACTUELLE

[24] Dans sa décision D-2020-009, et réitéré dans sa décision D-2020-103, la Régie a approuvé la proposition du Distributeur selon laquelle le SIÉ s'applique à l'ensemble de la production éolienne, présentement établi à 3 711 MW, aux fins de l'appel d'offres¹⁹.

[25] La décision D-2020-009 mentionne aussi que cette quantité pourrait être révisée à la hausse en raison d'un nouvel appel d'offres, ou à la baisse si, par exemple, des retards survenaient dans la mise en service des parcs éoliens.

[26] Le Contrat indique que la quantité contractuelle est égale à l'ensemble de la production éolienne en service commercial, soit 3 715,75 MW. Cette quantité peut notamment être révisée à la baisse, à la demande du Producteur, sous réserve de certaines conditions en lien avec la démonstration d'un problème relié aux installations de production ou à la charge. Le Distributeur peut demander au Producteur de réviser la quantité contractuelle maximale et ce dernier peut refuser cette demande²⁰.

¹⁷ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-009](#), p. 7.

¹⁸ Pièce [B-0007](#), p. 8 et 9.

¹⁹ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), p. 13.

²⁰ Pièce [B-0007](#), p. 9.

4.3 RETOURS D'ÉNERGIE ET GARANTIE DE PUISSANCE

[27] Dans sa décision D-2020-009, la Régie demandait au Distributeur de s'assurer que les retours d'énergie soient établis selon deux périodes de l'année, soit une couvrant les mois de la saison hivernale (octobre à mars inclusivement) et une seconde pour les autres mois de l'année. Elle fixait les retours d'énergie à 40 % pour la saison hivernale et à 30 % pour la seconde période²¹.

[28] Par ailleurs, dans la même décision, la Régie fixait à 40 % la valeur de la garantie de puissance pour la période d'hiver, soit du 1^{er} décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante²².

[29] Au présent dossier, le Distributeur indique que le Producteur s'engage à :

«

- *livrer en tout temps les retours d'énergie, soit une quantité correspondant à 40 % de la quantité contractuelle pour la période du 1^{er} octobre d'une année au 31 mars de l'année suivante et à 30 % de la quantité contractuelle pour la période du 1^{er} avril au 30 septembre;*
- *absorber, en temps réel, la production éolienne sous sa responsabilité par l'entremise de ses engagements sur le réseau du Transporteur;*
- *fournir une garantie de puissance correspondant à 40 % de la quantité contractuelle durant la période d'hiver »²³.*

[30] Le prix prévu au Contrat pour les retours d'énergie, qui inclut les composantes en énergie et en puissance, est de 7,56 \$/MWh (en \$ de 2020), indexé de 2 % par année par la suite²⁴.

²¹ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-009](#), p. 8.

²² *Ibid.*

²³ Pièce [B-0004](#), p. 7.

²⁴ *Ibid.*

4.4 ÉCART ENTRE LES RETOURS D'ÉNERGIE ET LA PRODUCTION ÉOLIENNE RÉELLE

[31] Dans sa décision D-2020-103, la Régie fixait à 35 % le volume annuel des retours d'énergie aux fins du SIÉ²⁵.

[32] À cet égard, afin de compenser le Producteur, le Contrat inclut, d'une part, un prix pour l'écart annuel en énergie dans le cas où les retours d'énergie qu'il fournit sont supérieurs à la production éolienne. Ce prix est de 46,16 \$/MWh, sans indexation²⁶.

[33] Afin de compenser le Distributeur, le Contrat comprend, d'autre part, un prix pour l'écart annuel en énergie, advenant le cas où les retours d'énergie fournis par le Producteur sont inférieurs à la production éolienne. Le prix convenu est de 1,80 \$/MWh, sans indexation²⁷.

[34] La Régie constate que les caractéristiques énoncées dans le Contrat sont formulées d'une manière différente du contrat-type²⁸, mais qu'elles respectent le principe de sa décision D-2020-103 dans son fonctionnement.

[35] La Régie est satisfaite des informations fournies par le Distributeur et est d'avis que le SIÉ, tel que présenté au Contrat, respecte les caractéristiques approuvées par sa décision D-2020-009.

²⁵ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), p. 24.

²⁶ Pièce [B-0004](#), p. 8.

²⁷ Pièce [B-0004](#), p. 7.

²⁸ Pièce [B-0008](#).

5. BALISAGE ET COÛTS COMPARÉS

5.1 BALISAGE

[36] Comme prévu au Règlement d'application, le Distributeur doit déposer un rapport comparant le coût du SIÉ avec les coûts des principaux produits similaires et disponibles dans différents marchés nord-américains.

[37] Dans le cadre du dossier R-3848-2013, le Distributeur avait mandaté l'expert Philip Q. Hanser, de la firme The Brattle Group (Brattle), pour réaliser un rapport de balisage comparant les coûts des services d'intégration éolienne de cinq compagnies d'électricité situées dans différentes juridictions nord-américaines aux coûts de l'entente précédente.

[38] Le rapport de balisage concluait que les coûts étaient similaires entre les différentes juridictions, mais que le service d'intégration éolienne utilisé par le Distributeur était supérieur aux services d'intégration éolienne observés ailleurs. Ce rapport indiquait que les services des autres juridictions se concentraient sur la variation intrahoraire de la production éolienne, alors que le service d'intégration éolienne couvrait également des variations de plus long terme.

[39] Dans le cadre du dossier R-3965-2016, le Distributeur déposait le même rapport de balisage²⁹, considérant que les données qui y étaient incluses demeuraient pertinentes³⁰. Il mentionnait que les « *conclusions* [du rapport de balisage] *sont toujours vraies pour la nouvelle entente, à plus forte raison puisque le coût global associé au service d'intégration éolienne a diminué et la contribution en puissance en période d'hiver a été bonifiée* [comparativement à l'entente précédente] »³¹.

[40] Dans ce dernier dossier, la Régie constatait que les services d'intégration éolienne offerts par les autres compagnies d'électricité mentionnées au rapport de balisage, soit Bonneville Power Authority (BPA), Puget Sound Energy (PSE), Westar Energy Inc. (Westar), NorthWestern Energy (NorthWestern) et Idaho Power, ne couvraient que les variations intrahoraires de la production éolienne, alors que le SIÉ offert par le Producteur au Distributeur couvrait également les variations horaires, voire annuelles.

²⁹ Dossier R-3965-2016, pièce [B-0007](#).

³⁰ Dossier R-3965-2016, pièce [B-0014](#), p. 5.

³¹ Dossier R-3965-2016, pièce [B-0005](#), p. 8.

[41] Dans le cadre du présent dossier, le Distributeur a demandé à Brattle de réaliser une mise à jour du balisage produit en juin 2013 et déposé dans les dossiers R-3848-2013 et R-3965-2016.

[42] Ce balisage mis à jour montre que les services d'intégration offerts dans les autres juridictions sont limités à un horizon intrahoraire (services complémentaires), ce qui n'est pas le cas du service requis par le Distributeur. Ainsi, les tarifs associés aux services d'intégration éolienne observés dans les autres juridictions en Amérique du Nord ne peuvent être comparés directement à celui offert par le Producteur.

[43] Le tableau 1 présente le balisage qui vise un total de huit compagnies d'électricité. Ce balisage effectué par Brattle inclut quatre des cinq compagnies d'électricité qui avaient été présentées dans le balisage précédent. Seule la compagnie Westar n'y figure plus, cette dernière n'acquérant que des services de régulation. Quatre nouvelles compagnies d'électricité y ont cependant été ajoutées.

TABLEAU 1
APPROVED WIND INTEGRATION
RATES IN U.S. NON-RTO REGIONS

	Year of Rate	Services included in rate	Published Rate (\$/kW-month) [1]	MW Installed Capacity [2]	Published Capacity Factor [3]	Rate in \$/MWh (for published capacity factor) [4]	Rate in \$/MWh (reference capacity factor of 35%) [5]
BPA	2020						
30/15 [30 min signal for each 15 min period]	[a]	Regulation, Following and Imbalance Reserves	\$0.63	2,764	25%	\$3.51	\$2.47
30/60 [30 min signal for each 60 min period]	[b]	Regulation, Following and Imbalance Reserves	\$0.93	2,764	25%	\$5.19	\$3.64
Uncommitted Scheduling	[c]	Regulation, Following and Imbalance Reserves	\$1.09	2,764	25%	\$6.08	\$4.27
PSE	2019						
25/15 [25 min signal for each 15 min period]	[d]	Regulation and Frequency Response Service	\$0.78	772	70%	\$1.51	\$3.03
30/30 [30 min signal for each 30 min period]	[e]	Regulation and Frequency Response Service	\$1.09	772	70%	\$2.11	\$4.25
Uncommitted Scheduling	[f]	Regulation and Frequency Response Service	\$1.55	772	70%	\$3.02	\$6.07
NorthWestern	2019						
Charges to QF Wind	[g]	Regulation Reserves, Imbalance Service and Scheduling	\$0.16 - \$1.92	352	38%	\$0.58 - \$6.92	\$0.63 - \$7.51
Charges to Any Wind	[h]	Regulation and Frequency Response Service	\$1.42	538	38%	\$5.10	\$5.54
Idaho Power	2018						
Low Wind Buildout	[i]	Regulation Reserves	\$0.94	727	29%	\$4.52	\$3.69
Medium Wind Buildout	[j]	Regulation Reserves	\$1.01	800	28%	\$4.88	\$3.97
High Wind Buildout	[k]	Regulation Reserves	\$1.15	900	28%	\$5.56	\$4.50
Avista - Idaho	2020						
Estimated 2020 Charge	[l]	Unspecified	\$1.17	105	37%	\$4.34	\$4.59
Maximum Charge	[m]	Unspecified	\$1.76	105	37%	\$6.50	\$6.87
PacifiCorp	2020						
Committed Schedule	[n]	Regulation and Frequency Response Service	\$0.47	2,773	23%	\$2.75	\$1.84
Uncommitted Schedule	[o]	Regulation and Frequency Response Service	\$0.55	2,773	23%	\$3.22	\$2.15
Western Area Colorado Missouri (WACM)	[p]	2019 Regulation Reserves	\$0.32	295	44%	\$0.99	\$1.25
PSCo	[q]	2020 Regulation and Frequency Response Service	\$0.84	3,424	33%	\$3.51	\$3.30

Source : Pièce B-0006, p. 3.

[44] Le Distributeur souligne que ce plus récent balisage permet de constater le caractère raisonnable du prix demandé par le Producteur, pour une offre de services supérieure. Le SIÉ couvre, notamment, une plus longue période et comporte une garantie de puissance, ce qui aide le Distributeur dans la planification de ses approvisionnements afin de répondre à ses obligations à plus long terme³².

[45] Le Distributeur souligne que les tarifs pour l'intégration éolienne dans les juridictions américaines étudiées varient entre 0,63 et 7,51 \$US/MWh, soit entre 0,86 et 10,20 \$CA/MWh³³, pour un facteur d'utilisation de 35 %. Le Distributeur indique également que les prix soumis par le Producteur pour les retours d'énergie sont de 7,56 \$CA/MWh et s'inscrivent donc dans la fourchette des prix observés dans d'autres juridictions, mais pour un service plus complet.

[46] Après examen, la Régie est d'avis que le coût du SIÉ est compétitif par rapport aux coûts des services d'intégration éolienne offerts par d'autres entreprises d'électricité nord-américaines, tel que présenté par Brattle à son rapport de balisage.

5.2 COÛTS COMPARÉS

[47] Au tableau 2, le Distributeur présente une analyse comparative pour la période 2020-2025 entre le coût du SIÉ et celui du contrat précédent ayant pris fin le 31 août 2020.

³² Pièce [B-0004](#), p. 8.

³³ *Ibid.*

TABLEAU 2
ÉCART ENTRE LES COÛTS DE LA NOUVELLE ENTENTE ET LES COÛTS DE L'ENTENTE
AYANT PRIS FIN AU 31 AOÛT 2020 (M\$)
1^{ER} SEPTEMBRE 2020 AU 31 AOÛT 2025

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Coûts directs	4,6	13,6	13,9	14,2	14,5	9,3	70,0
Montant pour les retours d'énergie contractuels	4,9	13,9	14,2	14,5	14,8	9,6	71,8
Montant pour les erreurs de prévision	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-0,3	-1,8
Coûts indirects	0	0	0	0	0	0	0
Impact sur les autres approvisionnements en énergie	0	0	0	0	0	0	0
Impact sur les autres approvisionnements en puissance	0	0	0	0	0	0	0

Source : Pièce [B-0014](#), p. 6.

[48] Ce tableau distingue les coûts directs et indirects. Les coûts directs sont associés à l'intégration éolienne, soit ceux reliés aux retours d'énergie, à la production éolienne réelle ainsi qu'aux erreurs de prévision. En ce qui a trait aux coûts indirects, il n'y a pas d'écart sur le plan de l'impact sur les autres approvisionnements en énergie et en puissance, puisque les retours d'énergie et la garantie de puissance sont identiques dans les deux ententes.

[49] Le tableau 2 démontre que le coût du SIÉ est, sur une période de cinq ans, supérieur de 70,0 M\$ à celui de l'entente ayant pris fin le 31 août 2020.

[50] En prenant l'hypothèse que le SIÉ était en vigueur pour la période du 1^{er} septembre 2016 au 31 août 2020, le Distributeur présente au tableau 3 une comparaison des coûts directs du SIÉ et du contrat précédent.

TABLEAU 3
COMPARAISON DES COÛTS DU CONTRAT AVEC LES PARAMÈTRES DE LA NOUVELLE
ENTENTE POUR LA PÉRIODE DU 1^{ER} SEPTEMBRE 2016 AU 31 AOÛT 2020

Période annuelle	Retour d'énergie (TWh)	Coût pour les retours d'énergie (\$/MWh) (1)	Montant pour les retours d'énergie (M\$)	Erreur absolue des prévisions (TWh)	Coût pour les erreurs de prévision (\$/MWh) (1)	Montant pour les erreurs de prévision (M\$)	Écart énergétique (TWh)	Prix pour les écarts (\$/MWh) (2)	Montant pour l'écart entre la production éolienne et les retours (M\$)	Coût estimé total SIÉ (M\$)	Coût réel total SIÉ (M\$)	Écart (M\$)
Détail	A	B	C = A X B	D	E	F = D X E	G	H	I = G X H	K = C+F+I	J	K - J
2016 2017	9,834	6,98	68,7	1,770	1,56	2,8	0,928	46,16	42,8	114,3	105,1	9,2
2017 2018	10,736	7,12	76,5	1,997	1,59	3,2	-0,093	1,80	-0,2	79,5	68,0	11,5
2018 2019	11,241	7,27	81,7	1,975	1,62	3,2	-0,699	1,80	-1,3	83,6	71,3	12,4
2019 2020	11,276	7,41	83,6	1,868	1,66	3,1	0,068	46,16	3,1	89,8	77,2	12,6

(1) Les composantes sont calculées au 1er septembre de chaque année en utilisant un taux d'inflation de 2%.

(2) Si le FU réel annuel < 35% = 46,16 \$/MWh et si le FU réel annuel > 35% = 1,80 \$/MWh.

Source : Pièce [B-0014](#), p. 7.

[51] Les données du tableau 3 démontrent que le SIÉ, s'il avait été en vigueur lors des quatre dernières années, aurait généré des coûts additionnels par rapport à l'entente précédente.

[52] Dans le cadre de l'Appel d'offres, une seule soumission a été déposée, par le Producteur, portant sur une quantité totale de 3 715 MW.

[53] Les constats émis précédemment amènent à conclure que le coût total du SIÉ est supérieur au contrat précédent ayant pris fin le 31 août 2020.

[54] Eu égard à ce constat, il y a lieu de rappeler que, dans sa décision D-2020-103, la Régie demandait au Distributeur de réévaluer, lors du renouvellement du Contrat, la nécessité d'inclure l'ensemble des services actuellement décrits comme faisant partie du SIÉ, notamment sur le plan économique et en fonction du bilan en énergie de ses approvisionnements³⁴.

³⁴ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), p. 41, par. 161.

[55] Toutefois, la Régie observe que le balisage comparant le coût du SIÉ avec les coûts des principaux produits similaires et disponibles dans différents marchés nord-américains indique que le prix d'acquisition du SIÉ s'inscrit dans la fourchette des prix observés pour un service jugé plus complet par le Distributeur.

[56] En conséquence, la Régie juge que le SIÉ retenu par le Distributeur à la suite de l'Appel d'offres correspond aux exigences qu'elle a antérieurement approuvées.

[57] La Régie se déclare satisfaite des informations fournies par le Distributeur eu égard aux exigences prévues au Règlement d'application et approuve le Contrat.

6. SUIVIS

[58] Lors du dépôt de sa Demande le 24 juillet 2020³⁵, le Distributeur n'avait pas eu le bénéfice de prendre connaissance de la décision D-2020-103. En conséquence, il propose de poursuivre, après l'entrée en vigueur du Contrat, les suivis demandés par la Régie dans sa décision D-2016-095, notamment un suivi trimestriel et annuel indiquant les quantités d'énergie, sur une base mensuelle, livrées par les parcs éoliens et fournies par le Producteur en tant que retour d'énergie, de même que les coûts associés.

[59] Dans sa décision D-2020-103 rendue le 6 août 2020, la Régie requérait deux suivis au Distributeur.

[60] D'une part, la Régie lui ordonnait de produire et de déposer, en suivi administratif, au plus tard le 15 juin 2023 à 12 h, la mise à jour du bilan de l'intégration de l'éolien au système électrique québécois, établissant, à l'aide d'analyses de données historiques, les liens entre l'évolution de la variabilité de la production éolienne, les résultats des prévisions de court terme de la production éolienne et les besoins de régulation horaire et intrahoraire de cette production³⁶.

³⁵ Pièce [B-0002](#), p. 3.

³⁶ Dossier R-4061-2018, décision [D-2020-103](#), p. 34.

[61] D'autre part, la Régie demandait au Distributeur que le suivi de la production éolienne et du SIÉ s'effectue sur une base annuelle et non plus trimestrielle, simultanément aux états d'avancement de son plan d'approvisionnement et dans le prochain plan d'approvisionnement qui sera déposé en novembre 2022³⁷.

[62] En l'instance, la Régie demande au Distributeur, lors de ces suivis, de présenter les mêmes informations que celles contenues aux suivis de l'entente précédente qui sont actuellement déposés à la Régie. De plus, la Régie demande au Distributeur d'y présenter les quantités mensuelles et les coûts qui y sont associés.

[63] Enfin, les suivis devront également présenter et expliquer, le cas échéant, les montants des pénalités et des dommages prévus au Contrat.

[64] **Pour ces motifs,**

La Régie de l'énergie :

APPROUVE le contrat de service d'intégration éolienne entrant en vigueur le 1^{er} septembre 2020, intervenu entre le Distributeur et le Producteur le 17 juillet 2020 et déposé comme pièce B-0007;

FIXE les modalités de suivis indiquées à la section 6 de la présente décision.

Lise Duquette
Régisseur

Hydro-Québec représentée par M^e Simon Turmel.

³⁷ *Ibid*, p. 41.