
R-4110-2019 – PHASE 3

HQD - DEMANDE D'APPROBATION DU PLAN
D'APPROVISIONNEMENT 2020-2029

RAPPORT D'EXPERTISE

Préparé par : Marcel Paul Raymond, M. Sc.

29 novembre 2021

Table des matières

Sommaire et recommandations.....	3
1. Mandat	6
2. Contexte	8
3. Grilles de pondération.....	11
3.1. Critères de sélection du bloc de 480 MW d'énergie renouvelable.....	11
3.1.1. Le critère du Coût de l'électricité.....	12
3.1.2. Le critère de Flexibilité	15
3.2. Critères de sélection du bloc de 300 MW d'énergie éolienne	29
4. Clause de renouvellement	31

Sommaire et recommandations

Nous avons analysé l'ensemble de la preuve déposée dans le cadre de la phase 3 du présent dossier et nous soumettons les recommandations qui suivent à la Régie de l'Énergie (la « Régie »).

1. Avec les informations additionnelles fournies par le Distributeur en réponse aux demandes de renseignements, nous recommandons à la Régie d'approuver la méthode d'établissement et la pondération du critère Coût de l'électricité pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01).
2. Nous recommandons à la Régie de ne pas tenir compte de la « *marge de manœuvre* » additionnelle que le Distributeur compte se garder en sus des critères de fiabilité en puissance établis et de prendre acte de l'absence de besoins d'approvisionnements de long terme en puissance avant l'hiver 2027-2028.
3. Nous recommandons à la Régie de ne pas retenir les 2 points pour le sous-critère « Capacité à offrir une mise en service plus tôt que 2026 » du critère de Flexibilité de la grille de sélection et pondération du bloc de 480 MW d'énergie renouvelable.
4. Nous recommandons à la Régie de ne pas retenir la contrainte du Distributeur d'imposer une date garantie de début des livraisons au plus tard le 1er décembre 2026 mais de plutôt modifier cette date pour le 1er décembre 2027 et ce, tant pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable que pour celui de 300 MW d'énergie éolienne. Les soumissions pourraient également avoir une date de début des

livraisons antérieure alors que celle-ci serait prise en compte dans les évaluations du coût de l'électricité à l'étape 2.

5. Puisqu'une partie de la flexibilité sera quand même captée par le critère Coût de l'électricité, nous recommandons à la Régie de n'accorder que trois (3) points à un sous-critère Possibilité de modulation du critère Flexibilité comme suit :

- Trois (3) points pour une modulation horaire totale, sur la période d'hiver programmable par le Distributeur;
- Deux (2) points pour des livraisons pendant un nombre restreint d'heures de pointe en hiver seulement (au moins 300 heures), programmable par le Distributeur;
- Un (1) point pour des livraisons en base pendant toute la période d'hiver;
- Zéro (0) point autrement.

6. Afin de tenir compte du Délai de programmation des produits soumis, nous recommandons de consacrer trois (3) points à ce sous-critère du critère Flexibilité avec le barème suivant :

- Trois (3) points pour un délai de programmation de deux (2) heures ou moins;
- Deux (2) points pour un délai de programmation de plus de deux (2) heures et de quatre (4) heures ou moins;
- Un (1) point pour un délai de programmation de plus de quatre (4) heures et de douze (12) heures ou moins;
- Zéro (0) point autrement.

7. En résumé, nous recommandons le critère Flexibilité comme suit :

Critères de sélection	Pondération
Flexibilité	6
Possibilité de profils de livraisons cyclables	3
- modulation horaire totale sur la période d'hiver programmable par le Distributeur	3
- livraisons programmables pendant un nombre d'heures de pointe en hiver (au moins 300)	2
- livraisons en base pendant toute la période d'hiver	1
- autres	0
Délais de programmation	3
- deux heures ou moins	3
- plus de deux heures et quatre heures ou moins	2
- plus de quatre heures et douze heures ou moins	1
- autres	0

8. Nous recommandons à la Régie d'approuver la grille de pondération et les critères de sélection proposés par le Distributeur pour le bloc de 300 MW d'énergie éolienne.
9. Nous recommandons à la Régie de ne pas approuver la demande du Distributeur d'introduire une clause de renouvellement aux contrats dont il pourrait se prévaloir à sa discrétion.

1. Mandat

L'Association Hôtellerie Québec (« l'AHQ ») et l'Association Restauration Québec (« l'ARQ ») nous ont donné le mandat de produire des rapports d'expertise dont l'objectif est de passer en revue l'ensemble du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan ») d'Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité (« le Distributeur ») dans le cadre du dossier R-4110-2019 déposé à la Régie de l'Énergie (la « Régie »). De façon générale, ces associations (collectivement « l'AHQ-ARQ ») nous ont mandatés pour vérifier si le Plan présente une solution optimale pour répondre aux besoins d'approvisionnement du Distributeur au cours des prochaines années, tout en respectant les contraintes et aléas auxquels il doit faire face et les critères de fiabilité qu'il doit respecter. En d'autres mots, on nous demande de vérifier si le Plan représente la solution au moindre coût pour la clientèle afin de rencontrer les besoins auxquels le Distributeur fait face.

De façon plus précise, dans ce deuxième rapport d'expertise, l'AHQ-ARQ nous demande de nous prononcer sur tous les éléments du Plan qui portent sur l'approbation des grilles de pondération des critères d'évaluation des soumissions pour les appels d'offres de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01) et de 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02) et d'une clause de renouvellement aux contrats.

Les préoccupations particulières de l'AHQ-ARQ ont été exposées dans sa lettre confirmant son intention d'intervenir dans la présente phase 3 du présent dossier¹. Elles couvrent notamment les sujets suivants :

- La méthode d'évaluation de la contribution en puissance des diverses soumissions éventuelles;

¹ C-AHQ-ARQ-0064.

- La méthode d'évaluation du critère du coût de l'électricité qui compte pour 60 % des points;
- La clause de renouvellement aux contrats;
- Les modalités d'établissement du critère de flexibilité dans la grille de sélection et pondération pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable;
- L'ensemble des grilles de pondération proposées par le Distributeur.

Le présent rapport est le fruit de nos travaux et est remis à l'AHQ-ARQ afin que celle-ci puisse le déposer comme faisant partie de sa preuve devant la Régie.

Les recommandations de ce rapport sont basées sur l'information disponible à ce jour. Si de l'information additionnelle devenait disponible, nous nous réservons le droit de modifier ces recommandations ou d'en faire de nouvelles.

2. Contexte

La demande du Distributeur est soumise en vertu de l'article 74.1 de la Loi sur la Régie de l'énergie.

Le Distributeur décrit ainsi le contexte de la présente phase 3 du dossier du Plan d'approvisionnement 2020-2029² :

« Lors de l'audience du Plan d'approvisionnement 2020-2029 (le « Plan »), le Distributeur a informé la Régie de l'énergie (la « Régie ») qu'il procédera à des appels d'offres en vue de faire l'acquisition d'électricité afin de répondre aux besoins croissants du Québec sur la période du Plan.

Le 14 juillet 2021, deux (2) projets de règlements ont été publiés dans la Gazette officielle du Québec. Ces projets prévoient un appel d'offres pour un bloc de 300 MW d'énergie éolienne et un appel d'offres pour un bloc de 480 MW d'énergie renouvelable (les « Projets de règlements »). Les Projets de règlements sont reproduits à l'annexe A.

Le même jour, le gouvernement du Québec (le « gouvernement ») a aussi publié le décret 906-2021 Concernant les préoccupations économiques, sociales et environnementales indiquées à la Régie de l'énergie à l'égard du Plan d'approvisionnement 2020-2029 d'Hydro-Québec (le « Décret »), relativement au bloc de 300 MW d'énergie éolienne, lequel est reproduit à l'annexe B.

Conformément aux Projets de règlements, le Distributeur informe la Régie qu'il lancera, au plus tard le 31 décembre 2021, deux (2) appels d'offres visant à faire l'acquisition des blocs visés. Chaque bloc fera l'objet d'un document d'appel d'offres et d'un processus de sélection distinct et indépendant.

² B-0191, page 5, lignes 1 à 22.

Le Distributeur soumet à la Régie afin de faire approuver, pour les blocs de 480 MW d'énergie renouvelable et de 300 MW d'énergie éolienne, les grilles de pondération des critères d'évaluation pour le classement des soumissions à l'étape 2 du processus de sélection (les « Grilles ») de ces appels d'offres ainsi que la clause de renouvellement des contrats. Les Grilles sont jointes à l'annexe C. » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

D'autre part, le Distributeur décrit le processus d'évaluation des soumissions en trois étapes³ :

« Le Distributeur rappelle qu'en application de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi pour les achats d'électricité (la « Procédure ») et du 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, il doit notamment favoriser l'octroi des contrats sur la base du prix le plus bas pour la quantité d'électricité et les conditions demandées, en tenant compte du coût de transport applicable.

Pour l'analyse des soumissions reçues, le Distributeur appliquera le processus décrit dans la Procédure. Ce processus comporte les trois (3) étapes suivantes :

Étape 1 : l'évaluation des soumissions en fonction des exigences minimales;

Étape 2 : le classement des soumissions ; et

Étape 3 : la sélection d'une combinaison de soumissions. » (Notes de bas de page omises)

³ B-0191, page 6, lignes 5 à 15; voir aussi B-0210, pages 7 à 9, réponses 2.2 à 2.8; B-0215, pages 3 et 4, réponses 1.1 à 1.4; B-0216, page 5, réponse 1.3; et B-0219, pages 19 et 20, réponses 3.13.1 et 3.13.2 (bis).

Les résultats des étapes 2 et 3 sont normalement présentés par le Distributeur après l'octroi des contrats découlant des appels d'offres⁴ et l'examen détaillé de ces étapes pourra être fait à ce moment.

Dans sa décision procédurale D-2021-136, le Régie a balisé le cadre d'examen de la demande et a déterminé les sujets pertinents pour la présente phase 3⁵.

C'est dans un tel contexte que s'inscrira ce rapport d'expertise commandé par l'AHQ-ARQ. Le rapport aborde particulièrement les sujets suivants :

- Les grilles de pondération et particulièrement les critères Coût d'électricité et Flexibilité;
- La clause de renouvellement.

⁴ Voir notamment R-3515-2003, HQD-2, document 3, et ses annexes.

⁵ D-2021-136, pages 9 et 10, paragraphes 25 à 31.

3. Grilles de pondération

Dans ce chapitre, nous formulons des recommandations pour les grilles de pondération et les critères de sélection du bloc de 480 MW d'énergie renouvelable puis du bloc de 300 MW d'énergie éolienne.

3.1. Critères de sélection du bloc de 480 MW d'énergie renouvelable

Le Distributeur propose la grille de pondération suivante pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01)⁶ :

TABLEAU 1 :
CRITÈRES DE SÉLECTION – BLOC DE 480 MW D'ÉNERGIE RENOUVELABLE

Critères de sélection	Pondération
Coût de l'électricité	60
Développement durable	14
Capacité financière	9
Faisabilité du projet	6
Expérience pertinente	5
Flexibilité	6
TOTAL	100

Lors des A/O 2002-01 et 2015-01, soit ceux qui s'apparentent le plus à l'A/O 2021-01 qui fait l'objet du présent dossier, des grilles différentes étaient utilisées. Le tableau qui suit compare les trois grilles.

⁶ B-0191, page 9, tableau 1; et B-0191, page 25, tableau C-1.

Tableau AHQ-ARQ-1
Comparaison des grilles de pondération des A/O 2002-01, 2015-01
et 2021-01

Critères de sélection	Pondération A/O 2002-01 (1)	Pondération A/O 2015-01 (2)	Pondération A/O 2021-01 (3)
Coût de l'électricité	60	60	60
Développement durable		15	14
Capacité financière	10	10	9
Faisabilité du projet	10	5	6
Expérience pertinente	10	5	5
Flexibilité	10	5	6
TOTAL	100	100	100
(1) R-3470-2001, HQD-2, document 4, page 14 (PDF 22).			
(2) R-3939-2015, B-0005, page 9, tableau 3.			
(3) B-0191, page 9, tableau 1.			

On peut constater que, depuis 2015, le critère Développement durable est apparu au détriment des trois derniers critères apparaissant dans le tableau. Ceci dit, dans le cadre de notre mandat, nous nous attarderons plus particulièrement aux critères de sélection Coût de l'électricité et Flexibilité.

3.1.1. Le critère du Coût de l'électricité

Le Distributeur propose une pondération de 60 points sur 100 pour ce critère comme montré au tableau AHQ-ARQ-1 plus haut. Dans sa preuve originale, il ne fournit toutefois aucun détail sur ce critère pourtant largement prédominant malgré l'engagement qu'il avait pris dans le cadre de la *Demande relative à l'approbation de la Procédure d'appel d'offres et d'octroi des contrats d'approvisionnement et du Code d'éthique portant sur la gestion des appels d'offres applicables aux contrats d'approvisionnement en électricité d'Hydro-Québec*⁷ :

« La Régie **PREND ACTE** de l'engagement suivant du distributeur :

- « Les critères et la pondération de la grille d'évaluation applicables aux divers appels d'offres seront présentés dans le plan d'approvisionnement triennal. »;
- « En ce qui concerne les méthodes d'évaluation des critères, celles-ci seront développées par le distributeur en fonction de la nature des critères retenus en appliquant des pratiques généralement reconnues dans le domaine. Le distributeur prévoit décrire ces méthodes en termes généraux dans le plan d'approvisionnement. » » (Notes de bas de page omises; nous soulignons)

En réponse à des demandes de renseignements, le Distributeur fournit alors plus de détails sur le critère du Coût de l'électricité :

- Le Distributeur confirme qu'un soumissionnaire pourra proposer une formule de prix comportant une composante pour l'énergie (\$/MWh) et, le cas échéant, une composante pour la puissance (\$/kW-an). Chaque composante pourra être indexée annuellement en totalité ou en partie selon un indice ou un taux d'intérêt fixe. Afin de permettre une comparaison juste et équitable entre les soumissions proposées, le Distributeur n'entend pas permettre l'ajout de variantes additionnelles à la formule de prix⁸.
- À l'étape 2, le Distributeur établira d'abord, pour chacune des soumissions prises individuellement, le coût de l'électricité en tenant compte du prix soumis et de l'énergie offerte sur la durée contractuelle proposée, en utilisant les valeurs actualisées nettes⁹. Ce coût comprendra les coûts associés au raccordement du projet au réseau local de transport d'Hydro-Québec qui sont estimés sur la base d'une étude sommaire réalisée par Hydro-Québec dans ses activités de transport d'électricité (le

⁷ D-2001-191, dossier R-3462-2001, page 14.

⁸ B-0210, page 7, réponse 2.1.

⁹ B-0212, page 12, réponse 8.2.

- « Transporteur »), en plus du coût du service d'équilibrage et de puissance complémentaire, s'il y a lieu¹⁰.
- Il subdivisera ensuite les soumissions par catégories de produits proposés puis les classera selon le pointage obtenu à l'évaluation des critères de la grille de sélection¹¹.
 - Toujours à l'étape 2, le nombre de points accordés à une soumission d'une catégorie de produits donnée sera ensuite établi en comparant le coût de celle-ci avec celui de la soumission de la même catégorie de produits qui offre le coût le plus bas. Ainsi, cette dernière se voit attribuer le maximum de points pour ce critère, soit 60 points, et toute autre soumission de la catégorie de produits obtient un pointage basé sur un ratio en lien avec la soumission offrant le coût le plus bas¹². Cette attribution des points est illustrée par un « exemple fictif » fourni par le Distributeur¹³ :

TABLEAU R-2.4 :
EXEMPLE FICTIF DE LA MÉTHODOLOGIE D'ATTRIBUTION DU POINTAGE
POUR LE CRITÈRE COÛT DE L'ÉLECTRICITÉ

Projet	Coût de l'électricité (¢/kWh)	Calcul de l'attribution des points	Nombre de points obtenus
1	10,00	(10/10) *60	60
2	11,00	(10/11) *60	54,55
3	12,00	(10/12) *60	50
4	30,00	(10/30) *60	20

Note : Les données du tableau servent uniquement à illustrer l'exemple.

¹⁰ B-0210, pages 11 et 12, réponse 4.1; et B-0215, page 7, réponse 2.5.

¹¹ B-0210, page 4, réponse 1.4.

¹² B-0216, page 6, réponse 1.6.

¹³ B-0215, page 7, tableau R-2.4.

Dans le cadre du dossier R-3515-2003, on peut aussi retrouver un exemple du résultat de l'étape 2 dans le cas réel des contrats signés à la suite de l'A/O 2002-01¹⁴.

Avec les informations additionnelles fournies par le Distributeur en réponse aux demandes de renseignements, nous recommandons à la Régie d'approuver la méthode d'établissement et la pondération du critère Coût de l'électricité pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable (A/O 2021-01).

3.1.2. Le critère de Flexibilité

Dans cette section, nous faisons la démonstration que la proposition du Distributeur pour l'établissement du critère de Flexibilité n'est pas bien adaptée aux besoins du Distributeur et nous soumettons une proposition plus appropriée.

Lors de l'A/O 2002-01, soit celui qui s'apparente le plus à l'A/O 2021-01, le critère de flexibilité était établi ainsi¹⁵ :

« 1.3.4 Flexibilité

- *Au total, 10 points ont été accordés à la flexibilité que pouvait apporter une soumission dans le portefeuille d'approvisionnement d'Hydro-Québec Distribution. Quatre (4) points ont été accordés aux options de report de la date de début des livraisons, quatre (4) aux options de devancement de la date de début des livraisons et deux (2) autres à la flexibilité des règles de programmation des livraisons.*

- *L'évaluation des options de report a été séparée en deux parties. Une première comptant pour deux points sur quatre est basée sur*

¹⁴ R-3515-2003, HQD-2, document 3, Annexe technique 2, tableau A-2.

¹⁵ R-3515-2003, HQD-2, document 3, page 10.

l'intérêt de l'option proposée en termes de délai d'exercice et de nombre d'options. Une seconde, comptant pour les deux autres points alloués à l'intérêt des options de report, fait intervenir le coût d'exercice de l'option.

- *L'évaluation des options de devancement accorde 2 points à la date la plus tôt de garantie de début des livraisons. Lorsque la date de garantie de début des livraisons se limitait au 1er mars 2007, sans que ne soit proposée d'option de devancement, le pointage accordé était de zéro. Dans le cas des soumissionnaires qui offraient une option de devancer la date garantie de début des livraisons, le pointage accordé était d'autant plus élevé que la date garantie était précoce.*

Deux autres points étant accordés au prix de l'électricité pour la période précédant le 1er mars 2007. Plus le prix était élevé par rapport à celui proposé pour la période postérieure à mars 2007, moins le pointage accordé était élevé.

- *L'évaluation de la flexibilité associée aux règles de programmation des livraisons repose sur l'existence ou non de portion cyclable dans une offre. » (Nous soulignons)*

Sans reprendre intégralement le critère de flexibilité de l'A/O 2002-01, nous nous en inspirons ci-après en partie pour recommander une définition plus appropriée du critère Flexibilité dans le présent dossier.

Le Distributeur propose la définition suivante du critère de Flexibilité¹⁶ :

¹⁶ B-0191, page 25, extrait du tableau C-1.

Flexibilité	6
Capacité à offrir une mise en service plus tôt que 2026	2
Flexibilité du produit	4

Dans ce qui suit, nous commentons chacune de ces deux composantes.

Capacité à offrir une mise en service plus tôt que 2026

Nous sommes d'avis qu'un tel critère n'est pas requis et peut même être contreproductif. En effet, les quatre bilans de puissance déposés par le Distributeur dans le cadre du présent dossier montrent que le besoin pour de la puissance additionnelle n'apparaît qu'à l'hiver 2027-2028 et non en décembre 2026 et encore moins plus tôt, ce que le Distributeur propose malgré tout de bonifier selon le tableau ci-dessus.

Dans notre premier rapport d'expertise dans le présent dossier, nous avons démontré que le besoin de puissance additionnelle ne se présentait pas avant l'hiver 2027-2028 en se basant sur chacun des bilans de puissance suivants déposés dans le cadre du présent dossier¹⁷ :

- le bilan déposé au début du dossier en novembre 2019¹⁸;
- le bilan révisé en février 2020 à la suite des résultats de l'appel de propositions A/P 2019-01¹⁹;
- un nouveau bilan déposé le 25 février 2021²⁰.

Le bilan de puissance le plus récent a été déposé le 1^{er} novembre 2021 comme suit²¹ :

¹⁷ C-AHQ-ARQ-0046, pages 153 à 158, chapitre 9.

¹⁸ B-0009, page 18, tableau 3.2.

¹⁹ B-0024, page 19, tableau R-7.3.

²⁰ B-0114, page 5, tableau 2.1.

²¹ État d'avancement 2021 du Plan d'approvisionnement 2020-2029, page 2, tableau 3.2.

TABLEAU 3.2 :
BILAN DE PUISSANCE

Hiver (1 ^{er} décembre au 31 mars) En MW	2021- 2022	2022- 2023	2023- 2024	2024- 2025	2025- 2026	2026- 2027	2027- 2028	2028- 2029
BESOINS À LA POINTE	39 469	39 853	40 269	40 644	40 632	40 965	41 308	41 685
Réserve pour respecter le critère de fiabilité	3 754	3 845	3 954	4 117	4 208	4 264	4 331	4 377
BESOINS À LA POINTE - INCLUANT LA RÉSERVE	43 223	43 698	44 223	44 760	44 840	45 229	45 639	46 062
APPROVISIONNEMENTS								
Approvisionnement planifiés								
Électricité patrimoniale	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442	37 442
Contrats avec HQP	1 100	1 500	1 500	1 500	1 500	1 500	500	500
Autres contrats de long terme	1 926	1 935	1 927	1 968	1 968	1 924	1 834	1 728
• Éolien ⁽¹⁾	1 486	1 486	1 486	1 486	1 486	1 443	1 405	1 361
• Biomasse	336	345	337	337	337	337	285	222
• Petite hydraulique	103	103	103	144	144	144	144	144
Gestion de la demande de puissance	1 581	1 757	2 369	2 671	2 904	3 010	3 144	3 170
• Électricité interruptible (incluant la bonification)	856	844	963	1 090	1 197	1 197	1 207	1 207
• Interventions en gestion de la demande de puissance	726	913	1 406	1 581	1 707	1 814	1 937	1 963
- GDP Affaires (incluant l'admissibilité des petits clients LJ)	413	424	679	695	727	727	738	738
- Interruption chaînes de blocs	178	261	329	309	287	267	249	233
- Tarification dynamique	106	180	287	371	371	371	371	371
- Hilo	28	47	111	205	322	448	579	621
Démarrage de la centrale des IDLM en pointe	0	0	0	0	0	0	58	60
Abaissement de tension	250	250	250	250	250	250	250	250
Puissance additionnelle requise								
Contribution des marchés de court terme ⁽²⁾	900	800	750	950	800	1 100	1 100	1 100
Approvisionnements de long terme	0	0	0	0	0	0	1 300	1 800

Note (1) : Contribution équivalente à 40 % de la puissance contractuelle, en vertu du sensé d'émigration éolienne.

Note (2) : Un premier appel d'offres de court terme tenu en octobre a permis de combler une partie des besoins pour l'hiver 2021-2022. Un second appel d'offres a été lancé le 21 octobre pour compléter l'acquisition des approvisionnements requis.

Encore une fois, cette dernière version du bilan de puissance ne montre aucun besoin de puissance additionnelle de long terme avant l'hiver 2027-2028. Nous avons aussi démontré que les besoins d'approvisionnements de long terme en énergie n'étaient pas présents avant 2028²².

Lorsque questionné sur son évaluation de besoins additionnels en puissance à compter de 2026, le Distributeur indiquait²³ :

« Selon les données du bilan de la référence (ii) et des bilans qui seront présentés dans l'État d'avancement 2021, de nouveaux approvisionnements de long terme sont requis dès l'hiver 2026-2027 en puissance et dès 2027 en énergie. »

²² C-AHQ-ARQ-0046, pages 159 à 161.

²³ B-0201, page 13, réponse 2.2.

En effet, le bilan de puissance montre que, dès l'hiver 2026-2027, le Distributeur doit avoir recours à la contribution maximale des marchés de court terme, soit 1 100 MW. Cette situation indique l'absence de marge de manoeuvre pour faire face à tout aléa de la demande ou de l'offre et requiert de procéder à des appels d'offres de long terme pour l'acquisition de puissance additionnelle. Sans une certaine marge de manoeuvre sur les marchés de court terme, le Distributeur pourrait ne pas être en mesure d'assurer la sécurité et la fiabilité des approvisionnements. » (Nous soulignons)

Nous soumettons respectueusement qu'une telle « *marge de manoeuvre* » qui est apparue en octobre 2020 lors du dossier R-4045-2018, en sus de la réserve pour respecter le critère de fiabilité, n'a aucune raison d'être et va totalement à l'encontre des critères de fiabilité établis comme nous l'avons démontré pour le compte de l'AHQ-ARQ dans ce même dossier²⁴.

En effet, les critères de fiabilité sont clairs et précis et se traduisent par une réserve de plus de 3 700 MW comme on peut le voir dans le tableau 3.2 ci-dessus et non de cette réserve plus une « *marge de manoeuvre* » que le Distributeur voudrait s'ajouter. D'ailleurs, lorsqu'invité à le faire, le Distributeur n'a même pas été en mesure de quantifier une telle « *marge de manoeuvre* » additionnelle, ni de fournir les références aux documents réglementaires qui justifient de la retenir pour équilibrer finement le bilan de puissance, en sus de la réserve pour respecter le critère de fiabilité²⁵.

En réponse à la demande de renseignements no. 9 de la Régie, le Distributeur n'apporte pas de justification nouvelle au besoin de « *marge de manoeuvre* » additionnelle. Il réitère plutôt la possibilité d'une hausse non prévue des besoins

²⁴ R-4045-2018, C-AHQ-ARQ-0047, pages 15 à 18; et R-4045-2018, A-0193, pages 27 à 36.

²⁵ R-4041-2018, B-0104, pages 11 et 12, réponses 2.1 à 2.4.

et son souhait de compter un tel aléa une seconde fois²⁶. Or, nous rappelons à ce sujet que les aléas de la demande qui entrent dans le calcul de la réserve requise déjà escomptée par le Distributeur tiennent déjà compte des aléas sur la prévision dont l'écart-type varie entre 560 MW et 1 420 MW sur l'horizon du Plan d'approvisionnement 2020-2029, en sus des aléas climatiques²⁷.

D'ailleurs, même si le critère de fiabilité permet une espérance de défaillance de 2,4 heures par année au cours desquelles le Distributeur pourrait avoir recours au délestage cyclique, il est de notre connaissance qu'un tel événement ne s'est même jamais produit lors des 50 dernières années, ce qui démontre la tendance répétée du Distributeur de se doter de plus de puissance que nécessaire, et ce, aux dépens des clients qui assument les tarifs d'électricité.

Nous recommandons donc à la Régie de ne pas tenir compte de la « *marge de manœuvre* » additionnelle que le Distributeur compte se garder en sus des critères de fiabilité en puissance établis et de prendre acte de l'absence de besoins d'approvisionnements de long terme en puissance avant l'hiver 2027-2028.

Pour ce qui est de la valeur monétaire pour le Distributeur de disposer d'une option de devancement de nouveaux approvisionnements avant 2026 et d'accorder des points additionnels pour le sous-critère « *Capacité à offrir une mise en service plus tôt que 2026* » du critère de Flexibilité, il n'a pas été en mesure, à ce stade-ci, de la quantifier lorsqu'invité à le faire. Il a toutefois indiqué qu'il pourra le faire lorsque les soumissions auront été déposées²⁸. Toujours est-il que la preuve est muette à ce stade-ci sur ce sujet.

²⁶ B-0232, pages 6 et 7, réponses 1.2 et 1.2.1.

²⁷ B-0007, page 17, section 1.4; et pages 32 à 36, section 2.2.6.

²⁸ B-0210, pages 15 et 16, réponse 8.3.

Par conséquent, nous recommandons à la Régie de ne pas retenir les 2 points pour le sous-critère « Capacité à offrir une mise en service plus tôt que 2026 » du critère de Flexibilité de la grille de sélection et pondération du bloc de 480 MW d'énergie renouvelable.

La date de début des livraisons des projets

Tel que mentionné ci-dessus, nous sommes d'accord que le Distributeur peut quantifier la valeur monétaire associée à un projet dont la date de mise en service serait différente de celle du 1^{er} décembre 2026 qu'il exige. En effet, dans son évaluation des valeurs actualisées nettes lors de l'étape 2, il pourra très bien évaluer chaque projet en fonction de sa date de mise en service prévue même si la date est différente de la date exigée²⁹ :

« À l'étape 2, le Distributeur établira, pour chacune des soumissions, le coût de l'électricité en tenant compte du prix soumis et de l'énergie offerte sur la durée contractuelle proposée, en utilisant les valeurs actualisées nettes. Voir également la réponse à la question 1.6 de la demande de renseignements no 1 du GRAME à la pièce HQD-10, document pour l'établissement du pointage pour ce critère. » (Nous soulignons)

Par conséquent, nous sommes d'avis qu'il n'est pas nécessaire d'avoir un sous-critère pour la date de mise en service alors que celle-ci est déjà considérée dans le calcul du Coût de l'électricité qui vaut déjà pour 60 points.

D'ailleurs, un objectif tout à fait louable du Distributeur est d'imposer le moins de contraintes possible afin d'obtenir les meilleures offres du marché pour satisfaire ses besoins³⁰.

²⁹ B-0212, page 12, réponse 8.2.

³⁰ B-0210, pages 3 et 4, réponse 1.2.

Par contre, il impose lui-même une contrainte importante sur la date de mise en service au plus tard le 1^{er} décembre 2026³¹ qui, selon nous, n'a pas raison d'être puisque ce paramètre pourra être pris en compte à sa juste valeur lors des analyses en étape 2, comme mentionné ci-dessus. Nous sommes d'avis qu'une telle contrainte trop restrictive pourrait justement empêcher la réception de soumissions intéressantes. Malgré ce qui précède, à l'examen du dernier bilan de puissance présenté plus haut, il apparaît toutefois nécessaire d'imposer une date limite pour le 1^{er} décembre 2027 puisque des contrats d'approvisionnement importants auront alors pris fin et que le portefeuille d'approvisionnements du Distributeur devra être regarni.

Il est intéressant de rappeler que la Régie, dans sa décision D-2014-205 pour un autre cas, constatait, tout comme l'AHQ-ARQ, que l'année de mise en service demandée par le Distributeur devait être repoussée³².

Nous recommandons à la Régie de ne pas retenir la contrainte du Distributeur d'imposer une date garantie de début des livraisons au plus tard le 1^{er} décembre 2026 mais de plutôt modifier cette date pour le 1^{er} décembre 2027 et ce, tant pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable que pour celui de 300 MW d'énergie éolienne. Les soumissions pourraient également avoir une date de début des livraisons antérieure alors que celle-ci serait prise en compte dans les évaluations du coût de l'électricité à l'étape 2.

Nous ajoutons toutefois que, comme ils pourront le faire en fonction notamment de la durée de vie utile des équipements associés à leurs projets³³, les soumissionnaires pourront également proposer plus d'une variante en fonction de la date de début des livraisons, au plus tard le 1^{er} décembre 2027.

³¹ B-0201, page 18, réponse 2.4.

³² D-2014-205, dossier R-3864-2013, pages 52 à 55.

³³ B-0191, page 12, lignes 3 et 4.

Flexibilité du produit

Dans le présent dossier, nous considérons que la flexibilité des règles de programmation comporte deux aspects importants soit :

- La possibilité de modulation; et
- Le délai de programmation.

Flexibilité du produit : Possibilité de modulation

Le Distributeur indique qu'il acceptera des offres qui pourraient présenter des profils de livraison d'énergie divers, par exemple variables, en base ou cyclables et inclure ou non une garantie de puissance³⁴.

À l'opposé d'un produit de base en hiver qui doit être acheté par le Distributeur en tout temps même s'il n'en a pas toujours besoin, un produit cyclable permet de faire varier les livraisons de façon horaire selon un programme déterminé par le Distributeur³⁵.

Tel que mentionné plus haut, lors de l'A/O 2001-02, soit celui qui s'apparente le plus à l'A/O 2021-01 du présent dossier, des points étaient accordés pour la flexibilité des règles de programmation des livraisons qui reposait à l'époque sur l'existence ou non de portion cyclable (ou modulable) dans une offre. D'ailleurs, le Distributeur reconnaît encore aujourd'hui l'importance de l'énergie modulable³⁶.

Voici ce que le Distributeur propose dans le présent dossier pour le critère de Flexibilité³⁷ :

³⁴ B-0191, page 5.

³⁵ Voir par exemple, R-3515-2003, HQD-1, document 2, page 15 (PDF 19), article 11.2.

³⁶ B-0213, page 4, réponse 1.2.

³⁷ B-0196, page 6, réponse 1.7.1.

« Le soumissionnaire doit détailler le profil des livraisons contractuelles de son projet afin de permettre au Distributeur d'identifier les projets ayant un profil de livraison correspondant parfaitement au profil des besoins caractérisés par celui-ci. Ces projets obtiendront quatre (4) points. Les projets dont le profil correspondront le moins n'obtiendront aucun point. Les autres projets obtiendront d'un (1) à trois (3) points en fonction d'une répartition entre ces deux extrêmes. »

Le Distributeur précise ensuite³⁸ :

« Le critère de flexibilité vise à refléter la valeur pour le Distributeur d'un produit correspondant le mieux au profil de ses besoins. Puisque les besoins en approvisionnement peuvent être appelés à varier, notamment selon l'évolution de la demande et les conditions météorologiques, le Distributeur accordera davantage de points aux produits pouvant être modulés selon ses besoins et offrant de l'énergie pour les périodes où les besoins sont les plus élevés. À l'inverse, les soumissions n'offrant pas de livraisons d'énergie au moment où les besoins sont les plus grands, ni de flexibilité de livraisons, recevront le minimum de points.

Le détail de l'attribution du pointage pour ce critère sera précisé dans le document d'appel d'offres. » (Nous soulignons)

Tout d'abord, nous considérons que, pour que la Régie puisse jouer son rôle d'approbation, ce critère doit être bien défini dans le cadre du présent dossier et non seulement dans les documents d'appels d'offres.

³⁸ B-0201, page 6, réponse 1.5.

Ensuite, nous sommes d'avis que l'adéquation entre les profils soumis et les besoins sera captée à l'étape 2 dans l'évaluation des valeurs actualisées nettes mentionnée plus haut. Toutefois, ce ne sera fait que pour un seul cas déterministe qui est illustré par les courbes fournies par le Distributeur³⁹ et non pour l'ensemble de tous les cas possibles qui peuvent se produire en réalité (p. ex. hivers plus chauds, plus froids ou toute autre combinaison). Il est donc important d'avoir un critère séparé pour couvrir les cas qui ne seront pas ainsi captés par le critère Coût de l'électricité.

Puisqu'une partie de la flexibilité sera quand même captée par le critère Coût de l'électricité, nous recommandons à la Régie de n'accorder que trois (3) points à un sous-critère Possibilité de modulation du critère Flexibilité comme suit :

- **Trois (3) points pour une modulation horaire totale sur la période d'hiver programmable par le Distributeur;**
- **Deux (2) points pour des livraisons pendant un nombre restreint d'heures de pointe en hiver seulement (au moins 300 heures), programmable par le Distributeur;**
- **Un (1) point pour des livraisons en base pendant toute la période d'hiver;**
- **Zéro (0) point autrement.**

À titre d'exemple, avec un tel barème, le contrat cyclable existant avec le Producteur aurait trois points, les contrats de puissance découlant de l'A/O 2015-01 auraient deux points, alors que le contrat de base existant avec le Producteur

³⁹ B-0201, pages 14 à 18, graphiques R-2.2.1-A à R-2.2.1-H; B-0210, page 14, tableau R-6.2; et B-0227.

mériterait un point, de même qu'un contrat éolien assorti d'un service d'équilibrage et d'une puissance complémentaire.

Flexibilité du produit : Délais de programmation

Pour les fins de l'étape 2 du processus de sélection, le Distributeur devra notamment établir la contribution en puissance des diverses offres qui seront soumises. Le Distributeur indique comment il procédera pour le faire⁴⁰ :

« La contribution en puissance des produits assortis d'une garantie de puissance sera établie à partir du calcul du taux de réserve, lequel sera calculé en considérant les modalités propres à chaque offre. Les modalités considérées dans l'outil d'évaluation du taux de réserve actuellement utilisé par le Distributeur sont le nombre d'appels par jour, le nombre d'appels par semaine, les durées minimale et maximale d'un appel, le délai minimum entre deux appels, les limitations d'utilisation (jours fériés, fins de semaine), l'utilisation maximale quotidienne et l'utilisation maximale annuelle. » (Nous soulignons)

On peut constater de cette réponse que le Distributeur aura recours à l'outil qu'il utilise actuellement pour le calcul du taux de réserve et, conséquemment, de la contribution en puissance. C'est ce qui explique l'absence du délai d'appel dans la liste des modalités considérées dans l'extrait précédent, et ce, tant que le Distributeur n'a pas intégré cette modalité dans ses modèles de simulation, tel qu'il se propose de le faire dans un avenir non précisé⁴¹.

La réponse précédente du Distributeur nous indique que l'ensemble des modalités d'utilisation des outils de puissance seront considérées dans

⁴⁰ B-0210, pages 4 et 5, réponse 1.5.

⁴¹ B-0119, page 47, réponse 17.5; et C-AHQ-ARQ-0057, pages 18 à 24.

l'évaluation du service rendu et, conséquemment, du Coût de l'électricité, sauf pour la modalité du délai d'appel (ou de programmation) mentionnée ci-dessus.

Nous sommes donc d'avis que cette modalité importante devrait être captée par le critère Flexibilité puisqu'elle ne le sera pas dans celui du Coût de l'électricité.

D'ailleurs, lors du dossier R-3864-2013 qui a précédé l'A/O 2015-01, le Distributeur montrait l'importance d'avoir un délai très court :

« 3.11.4 CARACTÉRISTIQUE DES LIVRAISONS APPELABLE À L'INTÉRIEUR D'UN DÉLAI TRÈS COURT

[241] Le Distributeur recherche un produit dont la flexibilité lui permettrait de réviser la quantité appelée dans un délai très court. Il précise en audience que ce délai pourrait être aussi court qu'une heure et ajoute que normalement un « peaker » est capable de se conformer à cette exigence [note de bas de page omise]. » (Nous soulignons)

Afin de tenir compte du Délai de programmation des produits soumis, nous recommandons de consacrer trois (3) points à ce sous-critère du critère Flexibilité avec le barème suivant :

- **Trois (3) points pour un délai de programmation de deux (2) heures ou moins;**
- **Deux (2) points pour un délai de programmation de plus de deux (2) heures et de quatre (4) heures ou moins;**
- **Un (1) point pour un délai de programmation de plus de quatre (4) heures et de douze (12) heures ou moins;**
- **Zéro (0) point autrement.**

À titre d'exemple, avec un tel barème, des contrats préprogrammés comme le contrat de base avec le Producteur ou un contrat éolien assorti d'un service d'équilibrage et d'une puissance complémentaire auraient trois points tout comme le contrat cyclable existant avec le Producteur (délai d'une heure avant l'heure des livraisons). Les contrats de puissance découlant de l'A/O 2015-01 mériteraient deux points (délai de quatre heures).

En résumé de cette section, nous recommandons le critère Flexibilité comme suit :

Critères de sélection	Pondération
Flexibilité	6
Possibilité de profils de livraisons cyclables	3
- modulation horaire totale sur la période d'hiver programmable par le Distributeur	3
- livraisons programmables pendant un nombre d'heures de pointe en hiver (au moins 300)	2
- livraisons en base pendant toute la période d'hiver	1
- autres	0
Délais de programmation	3
- deux heures ou moins	3
- plus de deux heures et quatre heures ou moins	2
- plus de quatre heures et douze heures ou moins	1
- autres	0

3.2. Critères de sélection du bloc de 300 MW d'énergie éolienne

Le Distributeur propose la grille de pondération suivante pour le bloc de 300 MW d'énergie éolienne (A/O 2021-02)⁴² :

TABLEAU 2 :
CRITÈRES DE SÉLECTION – BLOC DE 300 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE

Critères de sélection	Pondération
Coût de l'électricité	60
Contenu québécois visant 60 % des dépenses globales du parc éolien	10
Contenu régional visant 35 % des dépenses globales du parc éolien	10
Développement durable	9
Contrat visant une durée de 30 ans	2
Solidité financière	2
Faisabilité du projet	5
Expérience pertinente	2
Total	100

À la suite des remarques de la section précédente sur la méthode d'établissement du critère Coût de l'électricité, de l'adéquation de cette grille avec les décrets du gouvernement⁴³ et des réponses fournies aux demandes de renseignements⁴⁴, nous sommes d'avis que cette grille de pondération est appropriée.

Par conséquent, nous recommandons à la Régie d'approuver la grille de pondération et les critères de sélection proposés par le Distributeur pour le bloc de 300 MW d'énergie éolienne.

Nous constatons toutefois que, comme pour le bloc de 480 MW d'énergie renouvelable, le Distributeur impose une date de début des livraisons pour ce

⁴² B-0191, page 10, tableau 2; et B-0191, page 26, tableau C-2.

⁴³ B-0191, annexes A et B; et B-0229, annexes B et C.

⁴⁴ Voir notamment B-0196, pages 13 et 14, réponses 3.8 à 3.10; B-0210, pages 10 et 11, réponse 3.1; et B-0221, page 2.

bloc de 300 MW d'énergie éolienne au plus tard le 1^{er} décembre 2026⁴⁵ alors qu'une telle contrainte n'a pas été démontrée et que ceci pourrait empêcher la réception de soumissions intéressantes. Tel que mentionné précédemment, la fin d'importants contrats d'approvisionnements justifie toutefois une date de début des livraisons à compter du 1^{er} décembre 2027.

Par conséquent, nous rappelons, pour le bloc de 300 MW d'énergie éolienne, notre recommandation formulée plus haut de plutôt retenir une date garantie de début des livraisons au plus tard le 1er décembre 2027.

⁴⁵ B-0212, page 3, réponse 1.1.

4. Clause de renouvellement

Le Distributeur indique que, pour les deux appels d'offres, il proposera une clause de renouvellement aux contrats dont il pourra se prévaloir à sa discrétion. Les termes et conditions de ce renouvellement, incluant la durée et le prix, devront être convenus entre le Distributeur et le fournisseur concerné et feraient ensuite l'objet d'une approbation par la Régie⁴⁶.

En réponse à une demande de renseignements de la Régie, le Distributeur ajoute⁴⁷ :

« *La clause de renouvellement aura comme caractéristiques :*

- *Le renouvellement automatique du contrat ne sera pas possible ;*
- *Au moins 2 ans avant l'échéance du contrat, une partie voulant s'en prévaloir doit transmettre un préavis à l'autre partie à cet effet ;*
- *Les parties devront convenir des modalités du renouvellement, notamment la formule de prix de la fourniture d'électricité et la durée du renouvellement ;*
- *Les parties pourront avoir recours à cette clause une seule fois, pour un renouvellement dont la durée ne pourra excéder 30 ans ;*
- *S'il y a entente sur les modalités du renouvellement, le Fournisseur devra déposer une attestation d'une firme*

⁴⁶ B-0191, page 6, lignes 1 à 4.

⁴⁷ B-0196, page 8, réponse 2.1.

d'ingénieurs acceptée par le Distributeur déclarant que les installations de production ont une durée de vie utile restante au moins égale à la durée du renouvellement du contrat ;

- *Le renouvellement sera conditionnel à l'obtention des autorisations requises en vertu des lois en vigueur lors dudit renouvellement, incluant l'approbation de la Régie ;*
- *En aucun cas il n'existe une obligation du Distributeur de conclure le renouvellement. »*

D'emblée, nous considérons qu'une telle proposition va à l'encontre de l'esprit de procéder par appels d'offres pour susciter une saine compétition dans le but d'obtenir des prix justes et raisonnables pour la clientèle qui doit assumer les tarifs d'électricité. L'encadrement législatif et réglementaire qui impose le processus d'appel d'offre pour les contrats approvisionnements de long terme démontre une volonté claire du législateur d'aller en ce sens et nous voyons difficilement comment il pourrait en être autrement de toute façon.

Ensuite, si une telle clause de renouvellement discrétionnaire doit être jugée pertinente et légale, nous constatons que le préavis de deux ans avant l'échéance du contrat où le fournisseur doit transmettre un préavis au Distributeur est insuffisant si l'on considère que des appels d'offres (en cas de non-renouvellement suite à l'achoppement des négociations avec son fournisseur, le cas échéant) doivent être lancés au moins quatre ans avant la mise en service des installations visées⁴⁸.

De plus, nous sommes d'avis que la clause de renouvellement représente plusieurs inconvénients alors qu'en plus de 20 ans, plusieurs éléments peuvent changer dont :

⁴⁸ B-0005, page 13, lignes 7 à 9.

- La quantité et la qualité des joueurs;
- Les prix;
- Les technologies;
- Le paysage énergétique.

L'évolution de la quantité et la qualité des joueurs

Lors de la séance technique du 13 octobre 2021, les représentants du Distributeur ont mentionné que le nombre de soumissions en réponse aux deux appels d'offres faisant l'objet du présent dossier pourrait atteindre quelques centaines⁴⁹.

Par exemple, aucun des appels d'offres passés apparaissant au tableau AHQ-ARQ-2 ci-dessous n'a approché un tel nombre de soumissions.

Tableau AHQ-ARQ-2

Nombre de soumissions reçues d'appels d'offres passés du Distributeur

A/O	Produits recherchés	Nombre d'offres reçues	Référence
2002-01	Base et cyclable	27	R-3515-2003, HQD-2, doc. 3
2003-01	Biomasse	7	D-2004-115, p.4
2003-02	Éolien	32	D-2005-129, p. 6
2005-03	Éolien	67	D-2008-132, p. 7
2009-01	Biomasse	6	D-2010-085, p. 6
2009-02	Éolien autochtone et communautaire	44	R-3774-2011, B-0018, p. 6
2015-01	Puissance	7	D-2015-202, p. 5

En particulier, l'A/O 2002-01 qui s'apparente aux produits recherchés par l'A/O 2021-01 n'a suscité que 27 offres alors que l'A/O 2003-02 qui s'apparente aux produits recherchés par l'A/O 2021-02 n'a suscité que 32 offres. Force est de

⁴⁹ B-0210, page 8, demande 2.3.

constater que près de 20 ans plus tard, on peut s'attendre à un nombre de soumissions plus considérable si on se base sur l'évaluation du Distributeur mentionnée ci-dessus. Le Distributeur estime par ailleurs qu'il existe un intérêt réel à participer aux appels d'offres de 2021⁵⁰.

Ces exemples illustrent bien le fait qu'en 20 ans le nombre de soumissionnaires est appelé à changer de façon significative et que, dans un contexte de saine concurrence, il est primordial de retourner sur le marché afin d'impliquer les nouveaux joueurs qui pourraient contribuer à de meilleures conditions et ce, au bénéfice des clients assumant les tarifs d'électricité.

L'évolution des prix

Au niveau des prix de certaines filières, nous soumettons qu'une évolution importante peut survenir au cours d'une période de l'ordre de 20 ans. Par exemple, les approvisionnements éoliens actuels du Distributeur coûtent en moyenne 93,6 \$2019/MWh, tel que montré au tableau suivant que nous avons préparé :

Tableau AHQ-ARQ-3
Volumes et prix des approvisionnements éoliens du Distributeur
Année témoin 2019

A/O	Coût prévu (M\$)	Prix moyen (\$/MWh)	Volumes (TWh)
2003-02	183,8	72,8	2,52
2005-03	623,5	101,2	6,16
2009-02	100,7	133,2	0,76
2013-01	103,8	75,9	1,37
TOTAL	1011,8	93,6	10,81

Source: R-4061-2018, B-0104, pp. 3-4, Année témoin 2019.

Ce tableau montre que le coût moyen des approvisionnements découlant de l'A/O 2009-02 s'élève même à 133,2 \$2019/MWh.

⁵⁰ B-0216, page 7, réponse 1.8.

Tout récemment, soit en février 2021, Hydro-Québec annonçait⁵¹ :

« L'entente conclue porte sur la signature d'un contrat de 30 ans pour l'achat d'électricité qui sera produite par le parc éolien Apuiat. Le contrat entre Hydro-Québec Production et Parc éolien Apuiat S.E.C., une société regroupant les communautés innues et Boralex, prévoit que l'électricité sera achetée au coût d'environ 6¢/kWh. Apuiat devient donc le parc éolien offrant le coût par kilowattheure le plus compétitif de tous les parcs éoliens sous contrat au Québec. » (Nous soulignons)

On peut voir là un contraste manifeste entre l'éolien actuel à 97,4 \$2021/MWh⁵² en moyenne et le parc Apuiat à 60 \$2021/MWh pour une baisse spectaculaire de l'ordre de 38 % en seulement quelques années.

De plus, une telle baisse serait loin d'être terminée si l'on en croit les experts du domaine qui prévoient une autre baisse des prix entre 17 % et 35 % d'ici 2035⁵³.

L'évolution des technologies

En 20 ans, la maturité de certaines technologies évolue et certaines autres émergent. Le Distributeur reconnaît d'ailleurs l'évolution des technologies⁵⁴.

À titre d'exemple, il y a 20 ans, il n'était à peu près pas question de moyens maintenant plus matures comme le solaire⁵⁵, le stockage d'énergie⁵⁶ et l'autoproduction⁵⁷ pour n'en nommer que quelques-uns.

⁵¹ <http://nouvelles.hydroquebec.com/fr/communiqués-de-presse/1684/le-quebec-va-de-lavant-avec-limportant-projet-eolien-apuiat-de-200-mw/> .

⁵² 93,6 (tableau AHQ-ARQ-3) indexé à 2 % pendant 2 ans.

⁵³ *Wind power experts expect wind energy costs to decline up to 35% by 2035*, <https://www.renewableenergyworld.com/wind-power/wind-power-experts-expect-wind-energy-costs-to-decline-up-to-35-by-2035/> .

⁵⁴ B-0219, page 24, réponse 3.17.3.

⁵⁵ B-0196, pages 5 et 6, réponse 1.6.

⁵⁶ B-0196, page 5, réponse 1.3.1.

L'évolution du paysage énergétique

En plus des changements évoqués ci-dessus, la situation énergétique peut évoluer significativement sur une période de plus de 20 ans. Par exemple, un producteur hydroélectrique qui dispose de surplus pouvant être vendus au Distributeur entre 2021 et 2041 peut se retrouver par la suite en situation où de tels surplus n'existent plus pour plusieurs raisons encore inconnues aujourd'hui.

Notre recommandation

Nous avons montré ci-dessus qu'en plus de 20 ans la situation énergétique peut évoluer de façon drastique et que, conséquemment, le Distributeur ne peut être assuré de bénéficier totalement de ces changements s'il renouvelle les contrats avec les mêmes fournisseurs que ceux qui représentaient la meilleure solution en 2021. En effet, contrairement à ce que semble supposer le Distributeur en réponse à la demande de renseignements no. 9 de la Régie⁵⁸, rien ne démontre que ces fournisseurs demeureront les meilleurs dans plus de 20 ans et, alors, le Distributeur se priverait de le découvrir s'il ne retournait pas tester le marché avec de nouveaux appels d'offres.

Chose certaine, la Régie aura beaucoup de difficulté à exercer sa juridiction et à apprécier le caractère juste et raisonnable des contrats de renouvellement négociés de gré à gré par le Distributeur.

Nous recommandons donc à la Régie de ne pas approuver la demande du Distributeur d'introduire une clause de renouvellement aux contrats dont il pourrait se prévaloir à sa discrétion.

⁵⁷ B-0210, page 5, réponse 1.7.

⁵⁸ B-0232, pages 11 et 12, réponse 3.3.