RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DANS SES ACTIVITÉS DE DISTRIBUTION D'ÉLECTRICITÉ À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^{O} 2 DU RNCREQ

R-4210-2022, phase 3

**Demande de renseignement nº 2
du Regroupement national des Conseils régionaux
de l'environnement du Québec (« RNCREQ »)
au Distributeur**

1 Référence (i) : B-0050, p. 6
(ii) : B-0050, Annexe A (Décret D-285-2023), p. 17

Citation (i) :

Le 17 mars 2023, le gouvernement publie dans la Gazette officielle du Québec le Décret 285-2023 édictant le Règlement sur un bloc de 1 500 mégawatts d'énergie éolienne (le Règlement), lequel est reproduit à l'annexe A.

Citation (ii) :

— Il est nécessaire, en raison des délais inhérents à la réalisation et au raccordement au réseau principal d'Hydro-Québec des projets d'énergie éolienne, que le distributeur d'électricité procède à l'appel d'offres du bloc d'énergie éolienne visé par ce règlement au plus tard le 31 mars 2023 afin que les projets visés par les contrats d'approvisionnement en électricité qui seront conclus à la suite de cet appel d'offres puissent être raccordés au réseau principal d'Hydro-Québec entre le 1er décembre 2027 et le 1er décembre 2029;

Demande :

1.1 Est-ce que, préalablement à l'adoption du décret D-285-2023, HQ a fourni au gouvernement des informations à l'égard de ses bilans en énergie et en puissance autre que les informations contenues dans son Plan d'approvisionnement 2023-2032? Le cas échéant, veuillez fournir copie de ces informations.

Réponse :

Le Distributeur n'a pas fourni plus d'informations que celles disponibles publiquement dans le cadre de son *Plan d'approvisionnement 2023-2032*.

1.2 Est-ce que HQ a indiqué au gouvernement les quantités d'énergie et de puissance qu'il souhaitait acquérir en blocs d'énergie de sources particulières? Le cas échéant, veuillez préciser les quantités proposées par Hydro-Québec, ainsi que les justifications présentées.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1.

1.3 L'appel d'offre a-t-il effectivement été lancé ? Le cas échéant, veuillez (a) en indiquer la date de lancement et (b) produire les documents d'appel d'offres.

Réponse :

Oui, l'appel d'offres a été officiellement lancé le 31 mars 2023. Le document d'appel d'offres est disponible à l'adresse suivante :

https://www.hydroquebec.com/achats-electricite-quebec/appels-propositions/2023-01.html

2 Référence (i) : B-0050, p. 6;
(ii) : B-0050, p. 18 (Annexe A);
(iii) : D-2020-137, R-4129-2020, p. 7-9;
(iv) : D-2020-103, R-4061-2018, p. 30-34

Citation (i) :

Un soumissionnaire peut proposer un projet combinant un parc éolien avec une puissance garantie fournie par un système de stockage d'énergie (le SSÉ). Le SSÉ doit être disponible toutes les heures de la période hivernale, soit du 1er décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, et l'énergie associée à la puissance garantie doit pouvoir être livrée pour un minimum de 100 heures durant cette période.

Citation (ii) :

Le bloc visé au premier alinéa est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le distributeur d'électricité auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois.

Citation (iii) :

[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 ».

[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 contractuels.

[…]

[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'offres.

[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 demande.

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 période.

[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 1er décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante.

(nos soulignements, références omises)

Citation (iv) :

8. PROGRAMMATION DES RESSOURCES DU FOURNISSEUR

[118] Dans la Demande, le Distributeur mentionne ce qui suit en lien avec la programmation des ressources du fournisseur :

> « *Le fournisseur du SIÉ devra assujettir sa production aux automatismes de rég*[la]*ge fréquence-puissance (« RFP ») ou, sinon, assujettir sa production et possiblement sa charge aux consignes de programmation transmises à toutes les minutes par le Centre de contrôle du réseau (« CCR ») d'Hydro-Québec TransÉnergie (« le Transporteur »)* ».

[119] Le Distributeur mentionne que le SIÉ permet d'équilibrer des livraisons qui fluctuent de minute en minute et qui sont accompagnées d'incertitudes importantes. Le SIÉ procure implicitement les services complémentaires requis pour l'intégration de la production éolienne.

[120] Le Distributeur rappelle que les services complémentaires sont composés de trois services, soit le réglage de la fréquence, le réglage de la production et, finalement, d'un service qui compense les erreurs de prévision. Le Distributeur précise :

> « *Conformément aux Règlements, le SIÉ forme un tout qui, bien qu'il comporte différentes facettes, ne pourrait être scindé en différents services. Ainsi, le SIÉ rend disponible le service d'équilibrage requis pour compenser en continu les fluctuations imprévisibles de la production éolienne. D'ailleurs, l'acquisition d'un service d'équilibrage sur une base horaire nécessiterait de toute façon l'acquisition d'un service intrahoraire pour couvrir les écarts à l'intérieur de l'heure* ».

[121] À l'égard de la possibilité qu'un fournisseur du SIÉ soit assujetti à une seule consigne horaire, le Distributeur indique dans sa preuve complémentaire ce qui suit :

> « *Premièrement, toutes les variations intrahoraires sont assumées par le RFP, puisque le fournisseur n'est en mesure de s'ajuster que sur une base horaire.*
>
> *Ainsi, la présence de ce fournisseur ne réduit en aucune façon l'ampleur du service que doit être en mesure de rendre le RFP.*
>
> *Deuxièmement, le RFP doit pallier, à toutes les heures, les variations brusques de l'équilibre du réseau en raison des ajustements apportés par le fournisseur lors de la réception de sa consigne horaire* ».

[122] Le Distributeur souligne que les équipements du Producteur qui sont assujettis à l'automatisme de réglage fréquence-puissance (RFP) réagissent ainsi, presque en temps réel, aux variations de la charge ou de la production. Les écarts qui seraient engendrés par un service d'équilibrage établi sur un intervalle plus grand qu'une minute, que ce soit horaire ou intrahoraire, devraient nécessairement être compensés par le fournisseur des services complémentaires associés à la charge locale.

[…]

Opinion de la Régie

[130] Le Distributeur a beaucoup insisté, dans le cadre du présent dossier, sur le fait que ce sujet avait été abondamment couvert dans le cadre du dossier R-3848-2013 et qu'il a fait l'objet d'une preuve d'expert. Selon lui, la nécessité que certains services complémentaires soient fournis pour rendre le SIÉ avait été clairement établie dans ce dossier, de même que l'inutilité de tenter de décliner le service selon une base horaire ou intrahoraire.

[131] La Régie ne partage pas l'avis du Distributeur sur le caractère statique, voire immuable, de la situation en matière de production éolienne, puisque celle-ci étant un secteur en émergence, le contexte de cette production et de sa prévisibilité évolue rapidement. Dans ces circonstances, les conclusions d'une décision sur un sujet précis doivent être réévaluées afin de déterminer si elles demeurent adéquates dans le cadre du dossier étudié.

[132] Ainsi, les incertitudes et les préoccupations initiales liées à la variabilité de la production éolienne peuvent être amoindries en raison de divers facteurs, comme l'utilisation d'une avancée technologique ou de meilleures pratiques de gestion des parcs, rendant certaines caractéristiques actuelles du SIÉ inutilement contraignantes pour de potentiels fournisseurs.

[133] À cet égard, la Régie est d'avis que les faits, analyses et conclusions du Rapport IREQ démontrent cette évolution du secteur par rapport à celle étudiée dans le cadre du dossier R-3848-2013.

[134] La Régie juge que dans les présentes circonstances, les éléments n'ont pas suffisamment été modifiés depuis la décision D-2015-034 pour justifier le retrait de la caractéristique requérant le service de réglage fréquence-puissance. Cette caractéristique demeure nécessaire.

[135] **En conséquence, la Régie autorise l'inclusion, dans l'appel d'offres, de la caractéristique de programmation des ressources du fournisseur en vertu de laquelle le fournisseur du SIÉ devra assujettir sa production aux automatismes de réglage fréquence-puissance ou, sinon, assujettir sa production et possiblement sa charge aux consignes de programmation transmises à toutes les minutes par le centre de contrôle du réseau d'Hydro-Québec TransÉnergie.**

[136] Toutefois, la Régie estime que les données du Rapport IREQ militent en faveur d'une mise à jour de cette étude sur la variabilité de la production éolienne et sur le portrait de la prévisibilité de court terme de l'ensemble de la production éolienne. Cette mise à jour du Rapport IREQ doit permettre d'établir, 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 production.

[137] **C'est pourquoi la Régie ordonne au Distributeur 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 production.**

(nos soulignements, références omises)

Demandes :

2.1 Veuillez confirmer que les besoins en équilibrage et en puissance garantie d'un projet éolien avec une puissance garantie fournie par un système de stockage d'énergie (SSÉ) seraient différents de ceux d'un projet sans SSÉ.

Réponse :

Les besoins en équilibrage et en puissance complémentaire sont basés sur la puissance installée des parcs éoliens et sont donc les mêmes, que le projet comporte un SSÉ ou non.

2.2 Veuillez confirmer que la présence de projets éoliens avec SSÉ risque d'affecter les besoins du Distributeur à l'égard de services d'équilibrage :

2.2.1 intrahoraire, sur un intervalle de moins qu'une minute;

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.2.2 intrahoraire, sur un intervalle de plus qu'une minute;

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.2.3 horaire.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.3 Veuillez confirmer que la présence de projets éoliens avec SSÉ risquent d'affecter les besoins à l'égard d'une garantie de puissance.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.4 Veuillez confirmer que, malgré le fait qu'une SSÉ réduit ou élimine le besoin d'équilibrage et de puissance complémentaire, des soumissions avec SSÉ seraient néanmoins couvertes par le service d'équilibrage mentionné à la Citation (ii).

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.1.

2.5 Veuillez expliquer en détail les bénéfices ou avantages qu'obtiendrait une soumission avec SSÉ, comparée à la même soumission en l'absence de SSÉ.

Réponse :

Le Distributeur précise qu'aucun point n'est attribué spécifiquement pour un projet comportant un SSÉ, mais que le coût de l'électricité tient compte de la valeur du SSÉ.

Voir à cet effet la réponse à la question 1.6 de la demande de renseignements nº 2 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 7.1.

2.6 Plus spécifiquement, est-ce qu'une soumission avec SSÉ :

2.6.1 Recevrait des points additionnels à l'étape 2 du processus de sélection?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5.

2.6.2 Aurait un avantage quelconque à l'étape 3 du processus? Le cas échéant, veuillez le décrire en détail.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5.

2.7 Veuillez expliquer en détail en quoi il serait à l'avantage d'un soumissionnaire d'engager des coûts associés à la mise en place d'un SSÉ, tenant compte des bénéfices et avantages mentionnés dans les réponses précédentes.

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.5. Un SSÉ pourrait ainsi constituer une source de revenu additionnel pour un soumissionnaire.

3 Référence (i) : B-0050, p. 7
(ii) : R-4207-2022, B-0020, p. 5, R3.1.1
(iii) : Hydro-Québec, A/O 2023-01, p.8
(https://conversation.hydroquebec.com/ao-2023-01)
(iii) : Hydro-Québec, A/O 2023-01, p. 26
(https://conversation.hydroquebec.com/ao-2023-01)

Citation (i):

Le Règlement précise également que le bloc visé est assorti d'un service d'équilibrage et de puissance complémentaire sous forme d'une entente d'intégration de l'énergie éolienne souscrite par le Distributeur auprès d'Hydro-Québec dans ses activités de production d'électricité ou d'un autre fournisseur d'électricité québécois. Ce service d'équilibrage et de puissance complémentaire sera acquis ultérieurement par le Distributeur.

Citation (ii) :

3.2 Est-ce que, en comparant des soumissions, le Distributeur tiendra compte du coût du service d'équilibrage pour les soumissions avec des parts d'énergie variable? Le cas échéant :

3.2.1 comment entend-il estimer le coût d'un tel service d'équilibrage?

Réponse :

Le Distributeur précisera cette information dans les documents d'appels d'offres.

3.2.2 comment peut-il estimer le coût du service requis avant de savoir quelles soumissions seront retenues?

Réponse :

Le Distributeur doit prendre des hypothèses sur le coût d'un éventuel service d'équilibrage et l'appliquera également à chacune des soumissions de sources variables.

3.2.3 comment le Distributeur pourra-il alors comparer les soumissions devant faire appel à ce service d'équilibrage, par rapport à celles qui n'en auraient pas de besoin, mais présenteraient un coût un peu plus élevé? (Par exemple, une

soumission d'énergie éolienne à 5,5 cents/kWh plus coût d'équilibrage, versus une soumission de biomasse à 6 cents/kWh, sans besoin d'équilibrage)

Réponse :

Chacune des soumissions est évaluée individuellement et les coûts relatifs à l'équilibrage sont ajoutés au coût de l'électricité, s'il y a lieu.

3.3 Étant donné ces incertitudes, comment le Distributeur entend-il s'assurer que les soumissions qu'il accepte constituent la combinaison de moindre coût?

Réponse :

Le Distributeur s'assure que le cadre d'analyse des soumissions soit juste et équitable pour toutes les soumissions et peut, au besoin, procéder à certaines analyses de sensibilité pour valider le choix de la combinaison retenue.

Citation (iii) :

Un soumissionnaire peut proposer un projet combinant un parc éolien avec une puissance garantie fournie par un système de stockage d'énergie (« **SSÉ** »). Le SSÉ doit être disponible toutes les heures de la période hivernale, soit du 1er décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, et l'énergie associée à la puissance garantie doit pouvoir être livrée pour un minimum de 100 heures durant cette période. Le SSÉ doit minimalement pouvoir être utilisé sur une période de quatre (4) heures consécutives. Le SSÉ doit être en mesure de livrer l'énergie associée à la puissance garantie par le SSÉ suivant un délai de notification permettant au Distributeur de programmer les livraisons. Le délai de notification doit se situer entre deux (2) heures et sept (7) heures. Le délai de notification idéal pour le Distributeur est de deux (2) heures. Le délai maximum entre le début de chaque livraison d'énergie du SSÉ est de 24 heures. Un délai entre livraisons permettant la réalisation de deux (2) appels par jour est susceptible d'augmenter l'intérêt du Distributeur.

Citation (iv) :

Les quantités d'énergie et de puissance garantie fournies par un SSÉ offertes par le soumissionnaire sont prises en compte dans l'évaluation du coût de l'électricité incluant les coûts de transport. Les coûts de transport applicables sont estimés sur la base d'une étude sommaire réalisée par le Transporteur, comme prévu à l'article 1.9. Les flux monétaires annuels des coûts composant le coût de l'électricité sur toute la durée du contrat sont actualisés en dollars de 2023, puis traduits en un coût d'électricité exprimé en $/MWh

Demande :

3.1 En considérant que l'A/O 2023-01 a déjà été émis, veuillez répondre à demande 3.2.1 de la Citation (ii), soit :

> Est-ce que, en comparant des soumissions, le Distributeur tiendra compte du coût du service d'équilibrage pour les soumissions avec des parts d'énergie variable? Le cas échéant, comment entend-il estimer le coût d'un tel service d'équilibrage?

Réponse :

Le Distributeur confirme que, dans l'A/O 2023-01, le coût du service d'équilibrage ne fera pas partie de l'analyse. Voir également la réponse à la

question 6.1 de la demande de renseignements nº 3 de l'AHQ-ARQ à la pièce HQD-4, document 3.2.

3.2 Si la réponse à la demande précédente fait référence au texte de l'appel d'offres, veuillez spécifier les passages de la référence (iii) auxquels la réponse fait référence.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

3.3 Est-ce que l'appel d'offres A/O 2023-01 permet de moduler le coût du service d'équilibrage et de puissance garantie qui sera ajouté au coût d'électricité selon les caractéristiques du projet proposé? Le cas échéant, veuillez préciser les dispositions à cet effet de l'A/O 2023-01.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

3.3.1 Sinon, veuillez expliquer pourquoi la procédure établie traite équitablement à la soumissionnaire d'un projet qui inclut un SSÉ.

Réponse :

Voir la réponse à la question 3.1.

3.4 En référence à la citation (iv), veuillez indiquer comment les quantités d'énergie et de puissance garanties mentionnées sont prises en compte dans l'évaluation du coût de l'électricité.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.6 de la demande de renseignements nº 2 de la FCEI à la pièce HQD-4, document 7.1.

4 Référence (i) : Hydro-Québec, A/O 2023-01, p.8 (https://conversation.hydroquebec.com/ao-2023-01)

Citation (i):

1 Chapitre 1 - Besoins et exigences

1.1 Produit recherché et quantités

Par l'Appel d'offres, le Distributeur cherche à conclure des contrats d'approvisionnement en électricité produite à partir d'énergie éolienne jusqu'à concurrence de 1 500 MW. Les livraisons d'électricité sont caractérisées par une puissance contractuelle et par une quantité d'énergie annuelle associée à la puissance contractuelle (énergie contractuelle), lesquelles sont établies par le soumissionnaire. Le soumissionnaire s'engage à livrer à chaque année et pour la durée

> du contrat une quantité d'énergie au moins égale à l'énergie contractuelle. Un soumissionnaire peut proposer un projet combinant un parc éolien avec une puissance garantie fournie par un système de stockage d'énergie (« SSÉ »). Le SSÉ doit être disponible toutes les heures de la période hivernale, soit du 1 er décembre d'une année au 31 mars de l'année suivante, et l'énergie associée à la puissance garantie doit pouvoir être livrée pour un minimum de 100 heures durant cette période. Le SSÉ doit minimalement pouvoir être utilisé sur une période de quatre (4) heures consécutives. Le SSÉ doit être en mesure de livrer l'énergie associée à la puissance garantie par le SSÉ suivant un délai de notification permettant au Distributeur de programmer les livraisons. Le délai de notification doit se situer entre deux (2) heures et sept (7) heures. Le délai de notification idéal pour le Distributeur est de deux (2) heures. Le délai maximum entre le début de chaque livraison d'énergie du SSÉ est de 24 heures. Un délai entre livraisons permettant la réalisation de deux (2) appels par jour est susceptible d'augmenter l'intérêt du Distributeur.
>
> (nos soulignements)

Demande :

4.1 Veuillez indiquer à quelle étape du processus de sélection des soumissions le « délai entre livraison permettant la réalisation de deux appels d'offre par jour » est susceptible d'augmenter l'intérêt du Distributeur.

Réponse :

Le délai entre chaque livraison sera considéré lors de l'évaluation de la contribution en puissance associée à la puissance garantie fournie par un SSÉ. Cette contribution sera intégrée dans l'évaluation du coût de l'énergie des projets, lors des étapes 2 et 3.

4.2 Veuillez indiquer comment une telle augmentation d'intérêt par le Distributeur pourrait se traduire dans le cadre du processus d'appel d'offre afin de favoriser une soumission qui permettrait la réalisation de deux appels par jour.

Dans votre réponse, veuillez préciser si des points sont alloués à l'étape 2 du processus de sélection pour tenir compte de cette possibilité de réaliser deux appels par jour.

Réponse :

Un projet éolien avec SSÉ offrant un délai entre chaque livraison permettant la réalisation de deux appels par jour est susceptible d'offrir une contribution en puissance supérieure à celle d'un projet ne permettant que la réalisation d'un seul appel par jour.

5 Référence (i) : Hydro-Québec, A/O 2023-01, p.21 (https://conversation.hydroquebec.com/ao-2023-01)

Citation (i):

2.2.1 Localisation et droits sur le site

> À la section 3 du Formulaire de soumission, le soumissionnaire doit identifier le site qu'il propose. L'emplacement du poste électrique du projet doit permettre le raccordement du parc éolien dans l'une des Zones admissibles, conformément à l'article 1.3.1.
>
> À la section 3.2 du Formulaire de soumission, le soumissionnaire doit démontrer la conformité du site avec les lois et règlements applicables en matière d'aménagement et d'urbanisme (plan métropolitain, schéma d'aménagement et de développement, règlement de contrôle intérimaire (RCI), règlement de zonage et autres règlements municipaux ou locaux). Ces documents doivent être émis par les autorités régionales et locales compétentes qui administrent le territoire dans lequel le projet est situé.
>
> (nos soulignements)

Demande :

5.1 Veuillez indiquer pourquoi le soumissionnaire n'a pas à démontrer également le respecter des lois et règlements applicables en matière d'environnement ?

Réponse :

L'article 3.16 du document d'appel d'offres indique que « le soumissionnaire doit s'assurer que le parc éolien qu'il propose respecte les lois, règlements et normes applicables, incluant notamment les exigences découlant de la *Loi sur la qualité de l'environnement* (RLRQ, c. Q-2) ». Ces exigences seront reflétées au contrat d'approvisionnement en électricité.

6 Référence (i) : B-0050, p. 25, Tableau C-1;
(ii) : R-4207-2022, B-0004, p. 36, Tableau C-2

Citation (i) :

TABLEAU C-1 :
GRILLE D'ANALYSE DU BLOC DE 1 500 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE (A/O 2023-01)

Critères de sélection		Pondération
Contenu québécois (CQ) basé sur les dépenses globales du parc éolien		**12**
	Si CQ ≥ 60 %	12
	Si 50 % < CQ < 60 %	8
	Si 30 % < CQ ≤ 50 %	4
	Si CQ ≤ 30 %	0
Développement durable		**18**
Implantation dans le milieu		4
	Plan d'insertion du projet	2
	Consultation avec les Communautés autochtones	2
Participation communautaire (PC)		11
	Si PC ≥ 50 %	6
	Si 30 % ≤ PC < 50 %	4
	Si 10 % ≤ PC < 30 %	2
	Si PC < 10%	0
	Bonification si participation autochtone	5
Retombées économiques pour les Communautés autochtones		3
Expérience pertinente		**2**
Capacité financière		**2**
Faisabilité du projet		**6**
Plan directeur de réalisation du projet		4
Qualité des données de vent et du rapport d'expert sur le potentiel énergétique		2
Somme des critères non monétaires		**40**
Coût de l'électricité		**60**
TOTAL		**100**

Citation (ii) :

TABLEAU C-2 :
GRILLE D'ANALYSE DU BLOC DE 1 000 MW D'ÉNERGIE ÉOLIENNE (A/O 2022-02)

Critères de sélection		Pondération
Contenu québécois (CQ) visant 60 % des dépenses globales du parc éolien		**6**
	Si CQ ≥ 60 %	6
	Si 50 % < CQ < 60 %	4
	Si CQ = 50 %	0
Contenu régional (CR) visant 35 % des dépenses globales du parc éolien		**6**
	Si CR ≥ 35 %	6
	Si CR < 35 %	0
Développement durable		**18**
Existence d'un système de certification environnementale		**2**
Certification ISO 14001		1
Engagement à la Traçabilité NAR		1
Indicateur à caractère social		**16**
Implantation dans le milieu		**3**
	Plan d'insertion du projet	1
	Consultations avec les *communautés autochtones*	2
Participation du *Milieu local* (PC) à hauteur d'environ 50%		**10**
	Si PC ≥ 50 %	5
	Si 40 % ≤ PC < 50 %	3
	Si PC < 40%	0
	Bonification si participation autochtone	5
Retombées économiques pour les *communautés autochtones*		**3**
Contrat (DC) visant une durée de 30 ans		**2**
	Si DC ≥ 30 ans	2
	Si 20 ans ≤ DC < 30 ans	0
Capacité financière		**2**
Solidité financière		2
Faisabilité du projet		**5**
Raccordement au réseau		1
Plan directeur de réalisation du projet		1
Plan d'obtention des autorisations gouvernementales		1
Qualité des données de vent		2
Expérience pertinente		**1**
Somme des critères non monétaires		**40**
Coût de l'électricité		**60**
TOTAL		**100**

Note: À moins que le contexte n'exige un sens différent, les termes en *italiques* sont définis à l'annexe D.

Demandes :

6.1 En comparant l'AO 2023-01 avec l'AO 2022-02, veuillez expliquer pourquoi :

6.1.1 La catégorie « Contenu régional (CR) » a été supprimée.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.2 Les 6 points antérieurement accordés à la catégorie « Contenu régional » ont été rajoutés aux 6 points pour le Contenu québécois (QC).

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.3 La section « Existence d'un système de certification environnementale » a été supprimée.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1 et 1.2 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.4 Les points accordés pour le « Plan d'insertion du projet » ont été doublés, d'un point à deux.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.5 La « Participation communautaire » (anciennement appelé « Participation du Milieu local ») a été augmenté de 10 à 11 points.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.6 La section « Contrat (DC) visant une durée de 30 ans », qui comptait pour deux points dans l'ancienne grille, a été supprimée.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1, 1.4 et 4.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.7 Les sections « Raccordement au réseau » et « Plan d'obtention des autorisations gouvernementales » ont été supprimées.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1 et 1.5 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.8 La section « Plan directeur de réalisation du projet » a augmenté d'un à 4 points.

Réponse :

Voir les réponses aux questions 1.1 et 1.5 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

6.1.9 La section « Expérience pertinente » a été réduite de 2 points dans l'ancienne grille, à 1 point dans la nouvelle grille.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

7 Référence (i) : B-0050, p. 9
(ii) : R-4207-2022, B-0020, p. 10, R11.1

Citation (i) :

Le Distributeur propose d'attribuer 60 points au coût de l'électricité et 40 points pour les critères non monétaires. Le Distributeur considère que cette pondération représente un équilibre entre les préoccupations du gouvernement exprimées au Règlement et au Décret ainsi qu'à la LRÉ.

Citation (ii) :

11 Référence : B-0004, HQD-1, doc. 1, p. 12

Citation :

[…] Le Distributeur propose de maintenir à 60 points la pondération du critère monétaire, pour les deux (2) appels d'offres, tout en accordant une pondération adéquate aux critères particuliers qui découlent des préoccupations gouvernementales.

Demande :

11.1 Veuillez expliquer pourquoi le Distributeur considère qu'il est approprié d'allouer 60 points au critère monétaire, étant donné que l'étape 3 se base uniquement sur le coût.

Réponse :

Le Distributeur estime raisonnable la pondération respectivement proposée aux deux appels d'offres pour le critère monétaire.

Demande :

7.1 Hydro-Québec a-t-il des motifs à faire valoir à l'appui de son estimation que la pondération proposée pour le critère monétaire soit « raisonnable »? Le cas échéant, veuillez détailler ces motifs.

Réponse :

Voir la réponse à la question 1.7 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

8 Référence (i) : R-4207-2022, B-0020, p. 12, R13.3;
(ii) : R-4207-2022, B-0020, p. 12, R13.6;
(iii) : R-4207-2022, C-RNCREQ-0012, p. 23;
(iv) : R-4207-2022, C-RNCREQ-0012, p. 25;
(v) : Protection de la biodiversité, 6 décembre 2022 (https://www.quebec.ca/nouvelles/actualites/details/protection-de-la-biodiversite-quebec-annonce-650-m-en-vue-dun-ambitieux-plan-nature-pour-2030-44554) ;
(vi) : Hydro-Québec, Processus de planification et d'échanges sur la Planification du réseau de transport d'Hydro-Québec : Potentiel d'intégration d'énergie éolienne pour une mise en service à l'horizon 2027, 2028 et 2029, 17 mars 2023, pages 7 et 18 (http://www.oasis.oati.com/woa/docs/HQT/HQTdocs/2023-03-17_Hydro-Quebec_Zones_Potentielles_integration_eolien_final.pdf) ;
(vii) : Hydro-Québec, Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier, p. 3 (https://www.hydroquebec.com/data/administrations-municipales/pdf/cadre-de-ref-eolien-nov-2021.pdf)

Citation (i) :

13.3 Veuillez confirmer qu'à l'étape 2, il n'existe aucun critère qui distingue, à l'intérieur d'une seule filière d'énergie renouvelable, entre les projets selon leurs profils d'impacts environnementaux ni sociaux.

Réponse :

Le Distributeur tient à préciser que c'est au soumissionnaire, soit le promoteur du projet, d'assurer notamment le développement de son projet, la réalisation des études sur les impacts environnementaux et d'obtenir l'acceptabilité sociale en concordance avec les lois et règlements applicables au Québec.

Citation (ii) :

13.6 Veuillez confirmer que, en ce qui concerne les projets éoliens, il y a des différences significatives d'un projet à l'autre à l'égard de leurs impacts sur les écosystèmes et sur les communautés, notamment en fonction du milieu d'accueil du projet.

Réponse :

Voir la réponse à la question 13.3.

Citation (iii) :

Le RNCREQ constate que, pour l'appel d'offres de 1300 MW d'énergie renouvelable, il n'existe pratiquement aucune contrainte à l'égard de projets qui pourraient être nocifs à l'environnement, ni d'incitatifs pour favoriser des projets qui réduiraient le plus possible leurs impacts environnementaux42.

Citation (iv) :

Or, à la connaissance du RNCREQ, il n'existe pas de loi ou règlement au Québec qui exige de la part des promoteurs « d'obtenir l'acceptabilité sociale », ni de minimiser leurs impacts environnementaux. Certes, la *Loi sur la qualité de l'environnement* précise que pour certains types de projets, le promoteur doit rencontrer et consulter les collectivités impactées par le projet et, pour d'autres projets, il peut avoir des audiences du BAPE. Cela dit, le fardeau légal et réglementaire sur le promoteur n'inclut pas l'obligation de minimiser ses impacts environnementaux, ni de démontrer l'acceptabilité sociale.

Selon la compréhension du RNCREQ, les contrats octroyés par le Distributeur aux promoteurs gagnants d'un appel d'offres incluent une clause exigeant d'obtenir et maintenir en vigueur tous les permis et autorisations requis par les lois et règlements en vigueur au Québec pour la construction et l'exploitation de son équipement de production, mais pas plus47.

Dans les faits, une fois qu'un promoteur détient un contrat avec Hydro-Québec, il n'y a peu ou pas de risque que son projet soit bloqué pour des raisons environnementales. C'est pour cette raison qu'il est devenu normal, et depuis longtemps, pour des compagnies d'électricité de tenir compte des impacts environnementaux et sociaux dans le choix de leurs fournisseurs.

Le fait d'allouer des contrats sur la base du seul critère de coûts, sans tenir compte explicitement de leurs impacts environnementaux, est donc contraire aux principes de développement durable et incompatible avec la transition énergétique.

Pour toutes ces raisons, le RNCREQ soumet qu'il est nécessaire d'intégrer des éléments dans le processus de sélection afin de favoriser les projets ayant de faibles impacts environnementaux, par rapport à ceux de plus forts impacts.

Citation (v) :

Protection de la biodiversité - Québec annonce 650 M$ en vue d'un ambitieux Plan Nature pour 2030

6 décembre 2022, 16 h 30

Mise à jour : 7 décembre 2022, 10 h 16

Publié par : Cabinet du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs

MONTRÉAL, le 6 déc. 2022 /CNW Telbec/ - Le gouvernement du Québec réitère son engagement à atteindre la prochaine cible mondiale de conservation de 30 % de son territoire d'ici 2030. Pour y arriver, il se dote d'un Plan Nature, assorti d'un premier investissement historique de 650 millions de dollars sur sept ans, dont 345 millions de dollars au cours des quatre prochaines années.

Le premier ministre du Québec, M. François Legault, accompagné du ministre de l'Environnement, de la Lutte contre les changements climatiques, de la Faune et des Parcs et

ministre responsable de la région des Laurentides, M. Benoit Charette, en a fait l'annonce devant les 196 délégués provenant des quatre coins du monde réunis à Montréal pour la 15e Conférence des Parties à la Convention des Nations Unies sur la diversité biologique (CdP-15).

Le Plan Nature aura comme objectifs d'atteindre la prochaine cible mondiale par la mise en place de mesures de conservation des milieux naturels, de soutenir les initiatives autochtones de conservation de la nature, d'agir sur les menaces qui pèsent sur la biodiversité et de favoriser un accès à la nature à l'ensemble des Québécoises et des Québécois. À titre d'exemples, il comprendra des mesures pour :

- Accélérer la conservation des milieux naturels en terres privées, en partenariat avec les groupes de conservation (ex. : par l'acquisition de milieux naturels dans le sud du Québec);
- Gérer et valoriser les aires protégées pour les Québécoises et les Québécois;
- Désigner de nouvelles espèces menacées ou vulnérables, assurer le suivi de leur état et celui de leurs habitats;
- Lutter contre les plantes aquatiques exotiques envahissantes et créer un nouveau volet de détection, de surveillance et de participation citoyenne;
- Aider les acteurs économiques à réduire leurs impacts sur la biodiversité en facilitant l'accès aux données, l'analyse et l'utilisation des outils adaptés à leur réalité;
- Appuyer le leadership autochtone en matière de biodiversité et soutenir la création d'aires protégées d'initiative autochtone.

Citation (vi) :

Hydro-Québec souhaite partager le résultat de son analyse du réseau afin d'aider à **orienter** les projets éoliens dans les **zones les plus facilitantes techniquement** pour des mises en service à l'horizon 2027, 2028 et 2029.

[…]

Seul l'aspect technique est pris en considération. Les promoteurs devront s'assurer de l'acceptabilité sociale et environnementale des projets

Citation (vii) :

Soucieuse de réaliser ses projets en collaboration avec les milieux hôtes, Hydro-Québec s'est dotée de règles de conduite et d'outils qui balisent son action dans ce domaine. Ces règles et outils reflètent également les engagements d'Hydro-Québec en faveur du développement durable. …

En s'inspirant des principes contenus dans l'entente sur le passage des lignes de transport, et suite à des discussions avec des représentants de l'UPA, Hydro-Québec a élaboré et mis à jour le Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier. Ce document propose aux producteurs agricoles et aux promoteurs éoliens des principes d'intervention, des méthodes et des mesures concernant notamment :

- la localisation des ouvrages éoliens (chapitre 2);
- l'atténuation des impacts liés aux travaux de construction et de démantèlement ou liés aux interventions majeures semblables à des travaux de construction (réfection, rénovation, reconstruction) (chapitre 3)
- l'atténuation des impacts liés à l'entretien d'un parc éolien (chapitre 4);
- la compensation des propriétaires (chapitre 5).

Enfin, le cadre de référence contient, en annexe, des exemples de contrats en matière d'octroi d'option et de propriété superficiaire.

Hydro-Québec souhaite que ce cadre de référence facilitera les discussions entre les producteurs agricoles et les promoteurs éoliens et qu'ils pourront s'en inspirer dans l'élaboration des ententes relatives à la réalisation de projets éoliens en milieux agricole et forestier, étant

entendu que le présent cadre de référence ne saurait en aucun temps être interprété comme engageant directement ou indirectement la responsabilité d'Hydro-Québec quant à son contenu, son application, son exécution et son respect par les producteurs agricoles et les promoteurs éoliens ou autrement »

Demande :

8.1 Veuillez confirmer que la Grille d'analyse proposée ne comporte aucun élément qui permettrait de distinguer entre des projets éoliens selon leurs véritables impacts sur :

8.1.1 La biodiversité;

Réponse :

Le Distributeur précise qu'il revient au promoteur du projet soumis de démontrer que son projet respecte un processus d'évaluation environnementale qui vise une prise de décision éclairée par le gouvernement quant à l'autorisation des projets d'envergure ou suscitant des préoccupations importantes, notamment auprès du public et des communautés autochtones.

Voir également la réponse à la question 1.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie, à la pièce HQD-04, document 1.3.

8.1.2 L'impact sur les espèces fauniques et floristiques menacées ou vulnérables ou susceptibles d'être ainsi désignées;

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1.

8.1.3 La proximité aux aires de conservation;

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1.

8.1.4 La qualité des cours d'eau et milieux humides;

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1.

8.1.5 Les routes migratoires d'espèces mammifères et avifaune; et

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1

8.1.6 La continuité des habitats.

Réponse :

Voir la réponse à la question 8.1.1.

8.2 Veuillez indiquer comment la Grille d'analyse proposée tient compte de l'acceptabilité sociale et environnementale des projets.

Réponse :

Le critère « Implantation dans le milieu » permet au Distributeur de tenir compte de l'acceptabilité sociale des projets. Le critère « Plan d'insertion du projet » permet d'aborder le sujet de manière globale. À cet égard, voir la réponse à la question 1.3 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie, à la pièce HQD-4, document 1.3. Le critère « Consultation avec les Communautés autochtones » permet, de son côté, d'aborder ce volet spécifique de l'acceptabilité sociale.

Voir également la réponse à la question 8.1.1 et les réponses aux questions 1.1 à 1.3 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie, à la pièce HQD-04, document 1.3.

8.3 Veuillez indiquer comment la minimisation des impacts environnementaux est assurée, autrement que de s'en remettre entièrement aux promoteurs des projets.

Réponse :

Outre le processus d'évaluation environnementale auquel est assujetti le promoteur, « les contrats octroyés par le Distributeur aux promoteurs gagnants d'un appel d'offres incluent une clause exigeant d'obtenir et maintenir en vigueur tous les permis et autorisations requis par les lois et règlements en vigueur au Québec pour la construction et l'exploitation de son équipement de production », comme mentionné par l'intervenant à la citation (iv).

Le Distributeur exigera de plus que les soumissionnaires retenus obtiennent certaines accréditations environnementales. À ce sujet, voir la réponse à la question 1.2 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie, à la pièce HQD-4, document 1.3.

Voir également la réponse à la question 8.1.1.

8.4 Veuillez indiquer quel est le rôle d'Hydro-Québec à l'égard de la minimisation des impacts écologiques de la filière éolienne au Québec, si seulement l'aspect techniques des soumissions est pris en compte dans l'appel d'offres (citation vi) ?

Réponse :

La question de l'intervenant, qui porte sur les impacts écologiques de la filière éolienne, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans son avis aux intéressés à la pièce A-0023.

8.5 Le cas échéant, veuillez expliquer comment une telle approche est cohérente avec la position du gouvernement du Québec à l'égard de la biodiversité, notamment en ce qui

concerne son intention d'« aider les acteurs économiques à réduire leurs impacts sur la biodiversité ».

Réponse :

La question de l'intervenant, qui porte sur les impacts écologiques de la filière éolienne, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans son avis aux intéressés à la pièce A-0023.

8.6 Veuillez confirmer que l'étude environnementale des projets éoliens a souvent lieu après le processus de sélection de l'appel d'offres.

Réponse :

La question de l'intervenant, qui porte sur l'étude environnementale des projets éoliens, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans son avis aux intéressés à la pièce A-0023.

Cela étant, le Distributeur le confirme. Il précise également que le choix du moment où l'étude environnementale a lieu revient au promoteur et non pas au Distributeur.

8.7 Est-ce qu'un promoteur qui respecte le Cadre de référence relatif à l'aménagement de parcs éoliens en milieux agricole et forestier (réf. vii) aura un avantage quelconque, dans le processus de sélection proposé, qu'un promoteur qui ne le respecte pas? Veuillez élaborer sur votre réponse.

Réponse :

Non. Voir la réponse à la question 2.5.3 de la demande de renseignements nº 2 du RTIEÉ à la pièce HQD-4, document 12.1.

9 Référence (i) : R-4207-2022, B-0012, p. 15-16, R2.3 et 2.3.1;
(ii) : R-4207-2022, C-RNCREQ-0012, p. 30-33

Citation (i) :

2.3. Veuillez confirmer ou infirmer que les opérateurs de parcs éoliens ou autres actifs de production existants, dont les ententes avec le Distributeur seront échues au moment de débuter les livraisons commerciales, pourront soumissionner sur les A/O avec les mêmes équipements de production.

Réponse :

Les opérateurs d'actifs de production existants sous contrats avec le Distributeur et dont l'échéance du contrat est antérieure au début des livraisons commerciales pourraient être admissibles à participer aux appels d'offres avec les mêmes équipements de production, dans la mesure où l'ensemble des exigences des appels d'offres sont respectées.

2.3.1. Dans l'affirmative, veuillez préciser comment les critères de « Développement durable », de « Faisabilité du projet » et d'« Expérience pertinente » seraient appliqués dans ce contexte.

Réponse :

Les critères sont applicables uniformément à toutes sources de production admissibles, peu importe si les actifs de production sont existants ou non. Pour un projet avec des actifs de production existants, le soumissionnaire devra faire la démonstration que son projet répond à l'ensemble des exigences sous-jacentes à chacun des critères de la grille.

Citation (ii) :

La preuve du Distributeur démontre qu'il a de nombreux contrats d'approvisionnements qui viennent à échéance d'ici 2029. En réponse à une DDR du RNCREQ, il a confirmé que ces contrats totalisent 452,8 MW d'énergie éolienne, de 103,5 MW de biomasse/biogaz et de 600 MW de grande hydraulique.

Selon la compréhension du RNCREQ, la plupart sinon la totalité de ces contrats comportent une clause exigeant le démantèlement à leur échéance, comme la suivante, tirée du contrat d'approvisionnement en électricité avec le Centre d'énergie éolienne Le Plateau SRI : …

Or, il semble évident au RNCREQ que, toute autre chose égale, l'intérêt public serait mieux desservi si de telles installations pouvaient continuer à produire de l'électricité plutôt que d'être démantelées. Cela est vrai tant dans une perspective environnementale qu'économique.

Sur le plan environnemental, présumons que la construction de ce parc éolien a comporté son lot d'inconvénients, tant à la nature qu'aux communautés l'entourant (bruit et nuisance de construction, destruction des milieux naturels, etc.). Démanteler le parc éolien et en construire un nouveau à côté est un non-sens du point de vue environnemental.

C'est aussi un non-sens dans une perspective économique. Même si 100% des équipements doivent être remplacés avec des nouveaux, les coûts associés au développement du site (routes, dalles de béton, interconnexion avec le réseau, etc.) peuvent être évités.

Il y a donc un grand intérêt public à renouveler ces contrats existants. La question est : comment, et à quel prix? Si ce fournisseur existant réussit à vendre son énergie au Distributeur au même prix que le promoteur d'un nouveau projet, il touchera probablement des profits excessifs.

Cette question n'est pas unique à Hydro-Québec. D'autres services publics canadiens ont dû s'y pencher, et plusieurs sont même en train de le faire en ce moment. À notre connaissance, cela se fait généralement selon des programmes ou des processus de négociation plutôt que par appel d'offres. Par exemple :

- En Colombie-Britannique, BC Hydro a mis en place un programme pour gérer le renouvellement des contrats (le *EPA renewal program*). Il propose des termes identiques pour l'ensemble des contrats à échéance, avec des prix basés sur les prix à la frontière (le signal de prix horaire utilisé en C-B);
- En Ontario, l'IESO mène un processus de négociation, sous la direction du Ministre de l'énergie.

Au Québec, par contre, il n'y a aucun processus pour gérer le renouvellement des contrats d'approvisionnement du Distributeur. Selon lui, il faut tout simplement les admettre comme soumissionnaires dans les présents appels d'offres.

> Les opérateurs d'actifs de production existants sous contrats avec le Distributeur et dont l'échéance du contrat est antérieure au début des livraisons commerciales pourraient être admissibles à participer aux appels d'offres avec les mêmes équipements de production, dans la mesure où l'ensemble des exigences des appels d'offres sont respectées.
>
> Les critères sont applicables uniformément à toutes sources de production admissibles, peu importe si les actifs de production sont existants ou non. Pour un projet avec des actifs de production existants, le soumissionnaire devra faire la démonstration que son projet répond à l'ensemble des exigences sous-jacentes à chacun des critères de la grille.

Il est intéressant de noter que HQP a eu une approche très différente, lorsque ses contrats de petite hydraulique se sont venus à l'échéance. Il a plutôt proposé des renouvellements avec des prix fixes autour de 4 cents/kWh, ce qui représentait la valeur de l'énergie pour lui.

Tous ces trois processus ont essayé de répondre à la même question, à savoir: quel est le juste prix à payer pour permettre que les projets existants continuent de fonctionner, sans créer des profits excessifs ?

Autrement dit, comment doit-on procéder pour s'assurer que le renouvellement des contrats existants se fasse à un prix qui permette d'une part au Distributeur de profiter de la réduction de coûts associée au renouvellement de contrat pour un parc existant, et d'autre part permettre au promoteur de continuer d'opérer et de toucher un profit raisonnable ?

C'est évidemment l'objectif d'un appel d'offres. Mais le fait de mettre des opérateurs de parcs existants en concurrence avec des nouveaux projets dans un seul et unique appel d'offres risque fort de ne pas mener au résultat voulu. Autrement dit, l'opérateur d'un parc existant n'aura aucun incitatif à faire des soumissions en fonction de ses véritables coûts, sachant que la concurrence (les nouveaux projets) aura des coûts beaucoup plus élevés.

(références omises)

Demandes :

9.1 Veuillez confirmer qu'Hydro-Québec détient des contrats éoliens totalisant 452,8 MW qui viennent à l'échéance avant le 1er décembre 2029.

Réponse :

Le Distributeur le confirme.

Voir à cet égard la réponse à la question 2.1 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

9.2 Est-ce que des projets sur ces sites seront éligibles à l'A/O 2023-01, même s'ils se trouvent à l'extérieur des zones identifiées par Hydro-Québec pour cet appel d'offres?

Réponse :

Voir la réponse à la question 2.2 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

9.2.1 Sinon, veuillez expliquer comment Hydro-Québec entend procéder avec ces parcs éoliens, afin d'éviter qu'ils ne soient démantelés?

Réponse :

La question de l'intervenant, qui porte sur un démantèlement hypothétique, dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans son avis aux intéressés à la pièce A-0023.

9.3 Est-qu'Hydro-Québec considère que le processus proposé permettra d'obtenir le renouvellement des parcs éoliens dont le contrat viendra à l'échéance avant le 1er décembre 2029, si leurs propriétaires souhaitent le faire, à un prix qui tient compte de leurs véritables coûts associés à un tel renouvellement?

Réponse :

Voir les réponses aux questions 2.1 et 2.2 de la demande de renseignements nº 3 de la Régie à la pièce HQD-4, document 1.3.

9.3.1 Sinon, veuillez expliquer pourquoi il serait dans l'intérêt de la clientèle d'Hydro-Québec de payer un prix non nécessairement élevé pour l'électricité produite par de tels parcs éoliens?

Réponse :

La question de l'intervenant dépasse le cadre d'intervention établi par la Régie dans son avis aux intéressés à la pièce A-0023.