

PAR COURRIEL

389

DQ20.1

Projet de parc éolien Canton MacNider

6211-24-094

Le 25 juin 2025

Madame Kim Maloney
Coordonnatrice du secrétariat de la commission d'enquête
Bureau d'audiences publiques sur l'environnement (BAPE)
140, Grande Allée Est, bureau 650
Québec (Québec)
G1R 5N6

Objet : Projet de parc éolien Canton MacNider « Projet » – Réponses aux questions de la commission (DQ20)

Madame,

Vous trouverez aux pages suivantes les réponses aux questions posées à l'initiateur du Projet cité en objet par la commission le 19 juin (DQ20).

Nous demeurons à votre entière disposition pour toute précision ou information complémentaire concernant l'information présentée dans le présent document.

En espérant le tout conforme aux attentes de la commission, je vous prie de recevoir, Madame, mes plus sincères salutations.

Alberto Prina
Directeur de projet
alberto.prina@clearlightenergy.com

Q1 : Dans votre analyse des impacts cumulatifs, vous indiquez que la présence de quatre parcs éoliens à moins de 20 km a été considérée et que mis à part trois composantes valorisées, elle a été réalisée à l'échelle régionale (PR5.2 [1 de 3], p. 242 et 243 PDF).

- a. Veuillez expliquer pourquoi les autres projets de parcs éoliens présentement à l'étude (parc éolien Pohénégamook–Picard–Saint-Antonin–Wolastokuk et parc éolien de la Madawaska) et la zone structurante de développement éolien Wocawson identifiée par Hydro-Québec n'ont pas été considérés dans votre analyse des impacts cumulatifs.**

R1a : L'analyse des effets cumulatifs doit être faite lorsqu'il y a des possibilités de cumul des impacts de manière spatiale ou temporelle. Le projet de développement éolien Wocawson et les deux autres projets éoliens (parc éolien Pohénégamook–Picard–Saint-Antonin–Wolastokuk et parc éolien de la Madawaska) se situent à plus d'une centaine de kilomètres du projet éolien Canton MacNider, limitant fortement les possibilités de cumul pour la majorité des composantes valorisées de l'environnement considérées dans l'analyse. Par ailleurs, l'annonce d'un partenariat entre l'Alliance de l'Est et Hydro-Québec pour le projet de développement éolien Wocawson est sortie en octobre 2024, soit après le dépôt de l'étude d'impact sur l'environnement (février 2024) et l'addenda 1 (août 2024) du Projet.

Initialement, uniquement les projets situés dans un rayon de 20 km du centre de la zone d'étude ont été retenus pour l'analyse des impacts cumulatif (Saint-Damase I, Lac Alfred, Baie-des-Sables, Jardins d'Éoles). Le MELCCFP a commenté cette analyse et demandé d'ajouter deux parcs éoliens existants qui se situent à l'intérieur d'une distance de 20 km autour de la zone d'étude (Le Nordais et La Mitis) et n'a pas demandé que soient intégrés les trois projets de parcs éoliens dont il est fait mention ici.

D'ailleurs, dans sa réponse au BAPE (DQ15-R1), le MELCCFP indique qu'il revient à l'initiateur de déterminer les composantes environnementales et sociales sur lesquelles portera l'évaluation des effets cumulatifs et de présenter la délimitation géographique et temporelle de celles-ci, en considérant que ces limites peuvent varier d'une composante à l'autre. Il doit proposer et justifier le choix des projets et activités retenus pour l'analyse des effets cumulatifs. Le ministère ajoute « qu'afin de s'assurer que les choix effectués par l'initiateur et que l'analyse des effets cumulatifs est complète et représentative de la réalité, des questions ont été adressées à l'initiateur qui a fourni des éléments de réponses lors de l'étape de la recevabilité de l'étude d'impact de la Procédure d'évaluation et d'examen des impacts sur l'environnement (PÉEIE). Les informations fournies ont été considérées comme recevables. Enfin, le MELCCFP mentionne dans sa réponse qu'il n'y a pas qu'une seule manière d'examiner les effets cumulatifs de projets. Quant à l'évaluation environnementale sectorielle ou régionale (ÉESR), qui pourrait éventuellement permettre un cadre plus favorable à l'évaluation des effets cumulatifs (dans un contexte plus large), la loi introduisant ce nouvel outil (Loi modifiant diverses dispositions en matière d'environnement (projet de Loi 81) (2025, c.

12) n'a été sanctionnée que le 28 mai 2025 et l'article 98 visant l'ÉESR n'est pas encore en vigueur.

b. Comment les effets de votre projet pourraient se cumuler à ces projets?

R1b : Les effets du Projet se cumulent à ceux des autres projets éoliens en augmentant les pertes permanentes de superficies boisées et de milieux humides. Toutefois, le maintien du couvert boisé n'est pas un enjeu pour la région et les pertes demeurent marginales à l'échelle du Bas-Saint-Laurent et concernent des milieux communs. Les pertes de milieux humides sont également restreintes et concernent des milieux typiques de la région. Les impacts sur ces milieux seraient réduits par le mécanisme de compensation réglementaire et ainsi les pertes cumulatives seraient réduites, à terme, par la création de nouveaux milieux humides ou la restauration de milieux humides existants dans la MRC où s'insère le projet.

La perte d'habitats causée par le Projet est jugée marginale à l'échelle régionale, puisque des habitats similaires sont présents. Les parcs éoliens existants dans le secteur causent peu de mortalité et ne compromettent pas le maintien des populations fauniques, notamment des oiseaux et des chiroptères, dans la région. Une augmentation de 21 éoliennes dans un rayon de 20 km ne devrait pas engendrer de mortalité supplémentaire significative. De plus, les nouveaux parcs à être construits devront inclure des mesures de bridage afin de protéger les chiroptères, ce qui diminuera les risques de mortalités.

Q2 : Les paiements fermes aux collectivités de 5700\$/MW devraient représenter un montant total de 697 224 \$ considérant la puissance de 122,32 MW prévue pour le projet. Veuillez expliquer l'écart avec le montant de 706 800 \$ indiqué dans les divers documents déposés, dont DA2 p. 11.

R2 : L'écart entre le montant de 697 224 \$ (calculé à partir de la puissance contractuelle, telle qu'inscrite au contrat d'approvisionnement en électricité du Projet, soit $122,32 \text{ MW} \times 5\,700 \text{ \$/MW}$) et le montant de 706 800 \$ indiqué dans les documents déposés s'explique par le fait que le calcul des paiements fermes aux collectivités a été effectué sur la base de la puissance installée totale du Projet, soit 124 MW (correspondant à 20 éoliennes de 6,2 MW chacune), plutôt que sur la puissance contractuelle de 122,32 MW.

Ainsi, le montant de 706 800 \$ est issu du calcul suivant :

$$124 \text{ MW} \times 5\,700 \text{ \$/MW} = 706\,800 \text{ \$}.$$

Cette approche repose sur le principe que les paiements fermes sont liés à la capacité installée du Projet, telle qu'établie dans la conception technique, plutôt qu'à la puissance contractuelle, qui peut être légèrement inférieure en raison des ajustements

liés à la configuration du poste de raccordement ou aux exigences du réseau d'Hydro-Québec.

Il s'agit donc d'un écart d'ordre méthodologique, fondé sur le choix de la référence de puissance utilisée pour le calcul (installée vs contractuelle), et non d'une erreur de calcul.

Q3 : Dans L'Alliance de l'énergie de l'Est a indiqué qu'elle détient 50% des actions votantes au PECMN mais que sa participation à la mise de fonds et aux profits est de 15% (Q14.1).

- a. **Veillez fournir le pourcentage de la participation financière de l'Alliance ainsi que celui de son contrôle dans chacun des projets éoliens dans lesquels elle est actuellement partenaire ou en voie de le devenir suite aux appels d'offres de 2023 ?**

R3a :

Projet	Participation financière de l'AÉE en %	% des actions votantes détenues par l'AÉE
Parc éolien Le Plateau 2	40% ^a	49% ^a
Parc éolien Ronceveaux	50% ^b	50% ^b
Parc éolien Nicolas-Riou	50% ^b	50% ^b
Parc éolien de la Dune-du-Nord	50%	50%
Parc éolien de Grosse-Île	50%	50%
Parc éolien Canton-MacNider	15%	50%
Parc éolien de la Madawaska	33%	33%
Parc éolien de la Forêt Domaniale	50%	50%
Parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 1	50%	50%
Parc éolien Saint-Paul-de-Montminy	50%	50%
Parc éolien Pohénégamook-Picard-Saint-Antonin-Wolastokuk 2	50%	50%

^aLe 40% de de participation financière, de même que le 49% d'actions votantes dans Le Plateau 2 (LP2) n'appartiennent qu'à la Régie intermunicipale de l'énergie de la Gaspésie et des Îles-de-la-Madeleine (RIÉGIM). L'Alliance agit à titre de gestionnaire afin de superviser la participation pour la RIÉGIM dans ce projet

^bLes parcs éoliens de Ronceveaux et Nicolas-Riou sont détenus par la Régie intermunicipale de l'énergie du Bas-Saint-Laurent (RIÉBSL) à 33,33% et par la RIÉGIM à 16,67% tant en participation financière qu'en actions votantes. Comme pour LP2, l'Alliance agit à titre de gestionnaire afin de superviser la participation pour RIÉGIM et la RIÉBSL dans ces deux projets

b. Dans le cas de PECMN, pourquoi l'Alliance a-t-elle limité sa participation financière à 15% ?

R3b : Il faut comprendre que ce projet constitue, pour Clearlight Power, un agrandissement d'un projet existant de longue date, soit le projet Saint-Damase 1. Initialement, PECMN a été déposé dans le cadre de l'AO-2021-02 en partenariat avec la municipalité de Saint-Damase dans un laps de temps concourant à la formalisation de la structure de l'Alliance.

Effectivement, au cours des mêmes mois, l'ensemble des MRC sur le territoire de l'Alliance ont déclaré leur compétence en matière de production d'électricité provenant de toute source d'énergie renouvelable, dont la MRC de la Matapédia.

Ainsi, à l'annonce des résultats de l'AO-2021-02, des discussions ont été rapidement amorcées avec la municipalité de Saint-Damase et avec Algonquin (maintenant Clearlight) afin que l'Alliance devienne partenaire du projet comme c'est le cas dans les autres projets éoliens qui se développent sur le territoire considérant la déclaration de compétences des MRC. Cette intégration de l'Alliance dans un second temps et non dès le départ comme dans d'autres projets, s'est fait avec certaines différences, considérant ce contexte et qui a mené l'Alliance à s'intégrer au partenariat à une participation financière de 15%, mais à 50% des actions votantes.

c. Considérant que l'Alliance détient 50% des actions votantes, vous mentionnez que le projet est contrôlé de façon égale entre Clearlight Energy et l'Alliance. L'entente de partenariat prévoit-elle néanmoins que certaines décisions de PECMN puissent être prises sans l'accord de l'Alliance et le cas échéant, sur quoi peuvent porter ces décisions ?

R3c: Les relations entre l'Alliance et Clearlight sont régies par les conventions qui structurent le véhicule de projet mis en place pour ce dernier. Ces conventions sont confidentielles, mais puisque l'Alliance possèdera 50% des actions votantes, cela assure une présence égalitaire de cette dernière au sein des instances décisionnelles du véhicule de projet.

Dans un tel cadre, il est possible d'affirmer que les décisions jugées importantes par l'Alliance et ses membres seront soumises à son évaluation et son autorisation. Il est tout aussi possible d'affirmer que les conventions mises en place entre les partenaires baliseront clairement les décisions ne requérant pas d'autorisation des instances décisionnelles du véhicule de projet.

Q4 : En séance, vous avez mentionné avoir choisi de réaliser le suivi des mortalités de chiroptères plutôt que de mettre en place dès maintenant la mesure de bridage recommandée par le MELCCFP (DT1, p. 41).

a. Veuillez en expliquer la raison.

R4a : Tel que mentionné dans la réponse aux questions de la commission (DQ2) – Q6, les taux de mortalité dans le parc éolien existant SDI étaient presque nuls : 0,007 mortalité/éolienne/jour en 2015, 0,003 mortalité/éolienne/jour en 2016 et 0 mortalité/éolienne/jour en 2017, et concernait la chauve-souris cendrée. Ces taux de mortalité se comparent à ceux des parcs éoliens situés en milieu agricole et agroforestier comme celui de Baie-des-Sables et restent relativement faibles, comparativement à la moyenne au Canada (environ 15 individus/éolienne/an) (Zimmerling & Francis, 2016).

En 2018, le MELCCFP avait procédé à une analyse multi annuelle (ans 1, 2 et 3) de la mortalité de chauves-souris du parc SDI. Selon leur calcul et la littérature scientifique, la mortalité annuelle estimée pour le parc SDI ne dépassait pas 42 individus et compte tenu de ce résultat, le ministère n'exigeait pas la mise en place d'une mesure d'atténuation visant à limiter la mortalité de chauves-souris.

Par ailleurs, la vitesse de démarrage des éoliennes du parc SDI est de 2,5 m/s, ce qui est proche du seuil de bridage de 3 m/s suggérée par le MELCCFP.

Considérant le faible taux de mortalité observé à SDI et la vitesse de démarrage des éoliennes déjà appliquée, l'initiateur s'attend aussi à de faibles taux de mortalité pour le projet éolien Canton MacNider. Ces éléments ont été pris en compte dans la décision de privilégier, dans un premier temps, un suivi rigoureux et encadré, permettant de préciser les mesures de mitigation, en fonction des résultats observés sur le terrain. Enfin, considérant la possibilité légale d'effectuer des suivis afin de déterminer si des mesures de bridages sont requises, l'initiateur n'a pas jugé opportun de mettre en place une mesure de bridage à l'échelle du parc éolien, mais vise plutôt échanger avec le MELCCFP sur les mesures requises en fonction des résultats du suivi.

b. Quelle proportion des revenus anticipés serait affectée par la mise en place de cette mesure de bridage?

R4b : Quant à la proportion des revenus qui serait affectée par la mise en place d'une telle mesure, nous précisons que, pour des raisons de confidentialité, les données économiques du Projet ne peuvent être divulguées. Cela dit, nous pouvons confirmer que l'impact financier d'une telle mesure sur les revenus du Projet serait significatif.

Cette considération a d'ailleurs été un facteur important dans la décision de privilégier, dans un premier temps, un suivi rigoureux et encadré, permettant d'ajuster les mesures de mitigation de façon éclairée, en fonction des résultats observés sur le terrain.

Q5 : Concernant l'échéancier des étapes critiques et dates butoirs incluses au contrat d'approvisionnement entre Hydro-Québec Distribution et Projet Éolien Canton MacNider S.E.C. (<https://www.hydroquebec.com/data/achats-electricite-quebec/pdf/contrats/canton-macnider-contrat.pdf>) :

a. Quels critères ont guidé le choix de l'échéancier et des dates butoirs, notamment le délai entre les étapes critiques 2 et 3?

R5a : L'échéancier et les dates butoirs établis dans le contrat d'approvisionnement entre Hydro-Québec Distribution et le Projet Éolien Canton MacNider S.E.C. résultent d'un processus contractuel standardisé, propre aux ententes conclues dans le cadre des appels d'offres d'Hydro-Québec. Pour un éclaircissement quant aux critères ayant guidé la définition de ces échéances, cette question devrait être adressée directement à Hydro-Québec.

b. Selon votre expérience, pour un projet tel que le vôtre, une fois les obligations de l'étape critique 2 respectées, quels sont les délais minimal et maximal requis pour accomplir les travaux prévus à l'étape critique 3 et entre cette étape et la date garantie de début des livraisons?

R5b : Selon notre expérience avec des projets de complexité comparable, les délais requis entre l'étape critique 2 (c.à.d. l'obtention du décret gouvernemental) et l'étape critique 3 (début des travaux de construction) varient généralement entre 9 et 15 mois. Cette variabilité dépend principalement du moment où le décret officiel est obtenu en fonction de l'échéancier de construction et des délais pour l'obtention des autorisations ministérielles et autres permis requis. Par exemple, un décret émis en fin d'automne ou en hiver avec des autorisations ministérielles émises au printemps pourrait repousser le début effectif des travaux à l'automne suivant, en raison des contraintes associées à la période de restriction liée au déboisement.

Entre l'étape critique 3 et la date garantie de début des livraisons, il faut généralement prévoir un délai de 12 à 15 mois, en supposant un scénario de construction typique s'étendant sur deux saisons. Ce scénario prévoit habituellement la réalisation des fondations et des infrastructures électriques (sous-station, réseaux, chemins d'accès) lors de la première saison, suivie de l'érection des éoliennes et de la mise en service des installations lors de la deuxième saison.

En résumé, le calendrier type, sous réserve de conditions favorables (logistique, climat, approvisionnement et coordination intersectorielle), serait donc le suivant :

- Étape critique 2 → Étape critique 3 : 9 à 15 mois
- Étape critique 3 → début des livraisons : 12 à 15 mois
- Délai total entre l'étape 2 et la mise en service commerciale : environ 21 à 30 mois.

Ce calendrier est cohérent avec les meilleures pratiques observées dans l'industrie éolienne et reflète une séquence de réalisation optimisée, tout en intégrant les marges de manœuvre nécessaires à la gestion des risques et des imprévus.

c. Quelles seraient les conséquences pour le projet d'un décret gouvernemental visé à l'étape critique 2 (iii) qui serait assorti de conditions de nature à allonger les délais des travaux prévus à l'étape critique 3?

R5c : L'émission du décret gouvernemental prévu à l'étape critique 2 constitue une condition préalable essentielle à la réalisation du Projet, notamment pour l'obtention des permis et autorisations nécessaires au démarrage des travaux de construction (étape critique 3). Si ce décret était assorti de conditions additionnelles qui complexifient la planification, exigent des études supplémentaires ou imposent des mesures d'atténuation élargies, cela pourrait avoir pour effet de retarder le calendrier du Projet.

Plus précisément, de telles conditions pourraient :

- Prolonger la durée des étapes préconstruction, en raison de délais supplémentaires pour répondre aux exigences imposées ;
- Reporter le début de la phase de construction, en particulier si le décret est reçu trop tard pour permettre un démarrage en début de saison constructive ;
- Augmenter les coûts de conformité environnementale, ce qui pourrait exiger des ajustements financiers ou opérationnels ;
- Engendrer un décalage de la date garantie de début des livraisons, ce qui constituerait un risque contractuel important.

Conformément aux modalités du contrat d'approvisionnement avec Hydro-Québec Distribution, un tel décalage de la mise en service pourrait entraîner l'application de pénalités pour retard. Ces pénalités sont spécifiquement prévues dans le contrat afin de compenser Hydro-Québec pour les impacts d'un retard de livraison de l'électricité contractée.

En résumé, des conditions trop contraignantes ou un décret et des autorisations ministérielles émis à un moment critique du calendrier du Projet pourraient compromettre la capacité de l'initiateur à respecter les jalons contractuels fixés dans le

contrat d'approvisionnement, avec des conséquences financières et opérationnelles significatives pour le Projet.