DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS NO 1 DE L'AHQ-ARQ À HYDRO-QUÉBEC

JUSTIFICATION DES INTERVENTIONS ET SÉQUENCEMENT DES RENFORCEMENTS

1. Références :

(i) B-0004, HQT-1, document 1, page 11, lignes 23 à 30.

(ii) B-0004, HQT-1, document 1, page 17, lignes 18 à 30.

(iii) B-0004, HQT-1, document 1, page 18, lignes 17 à 21.

(iv) R-4340-2026, B-0032, HQT-2, document 1.1, page 4, lignes 11 à 24 et note 3.

Préambule :

(i) « *Le Projet ne comprend qu'une partie des travaux de renforcement requis pour maintenir le niveau de fiabilité du réseau principal à la suite de l'intégration de la production des parcs éoliens issus des Appels d'offres (voir section 4.4). Le Transporteur considère que d'autres renforcements, distincts de ceux identifiés pour répondre strictement aux besoins associés aux Appels d'offres, pourraient permettre de satisfaire simultanément plusieurs besoins du réseau, de manière plus optimale, compte-tenu de son évolution projetée.*

Néanmoins, les renforcements inclus dans le Projet demeureront requis indépendamment des conclusions des analyses d'optimisation. » (Nous soulignons)

(ii) « *En l'absence de ces renforcements, le déclenchement de la ligne Chamouchouane – Jean Jacques-Archambault alors que la ligne Jacques-Cartier – Duvernay – Bout-de-l'Île est hors service (et inversement) peut provoquer un effondrement de la tension aux postes de la Nicolet et de Carignan, qui va se propager à l'ensemble du réseau.*

Les critères de conception du Transporteur, ceux du Northeast Power Coordinating Council, Inc. (« NPCC ») et la norme de fiabilité TPL-001-4 exigent que la stabilité du réseau soit maintenue à la suite de cet événement.

L'ajout des deux plateformes de compensation série permet de réduire le transit dans le corridor Lévis – Nicolet et sur la ligne Jacques-Cartier – Carignan. La tension des postes de la Nicolet et de Carignan se stabilise alors à l'intérieur des limites acceptables en situation de post-contingence. L'ajout de la batterie de condensateurs shunt à la barre à 120 kV du poste de Jean-Jacques-Archambault contribue également au maintien des tensions à l'intérieur de la plage admissible. » (Nous soulignons)

(iii) « *Par ailleurs, l'interception de la ligne 7016 est déclencheur du besoin de rehaussement de la capacité thermique du tronçon reliant les postes Jean-Jacques-Archambault et Duvernay (L7064). À défaut de ce rehaussement, le déclenchement du tronçon de ligne nouvellement créé entre les postes Jean-Jacques-Archambault et Judith-Jasmin (L7065) entraînerait, en condition de pointe estivale, un dépassement de la capacité thermique de la ligne 7064.* » (Nous soulignons)

(iv) « *En réponse et en lien avec la demande de la Régie quant à la confirmation que le programme de renforcement de l'axe Vallée-du-Saint-Laurent, dont il est question dans la Demande, est le même que celui présenté au dossier R-4279-2024, le Transporteur réitère les explications données au complément de preuve du dossier R-4279-2024 où le Transporteur expliquait que la réalisation des travaux structurants de l'axe Vallée-du-Saint-Laurent permettraient de couvrir, en partie, les besoins de renforcement du réseau principal pour l'intégration des parcs éoliens*

visés par les appels d'offres A/O 2021-01 et A/O 2021-02. Le Transporteur indiquait également que, sous toutes réserves, il déposerait une demande d'autorisation à la Régie dès que les informations requises pour le dossier seraient complétées ; le Transporteur spécifiait alors « possiblement vers la fin de l'année 2025 ».

Depuis le dossier R-4279-2024, le Transporteur a déterminé une solution optimale qui couvre, en partie, les renforcements requis pour l'intégration des parcs éoliens visés par les appels d'offres A/O 2021. À cet effet, le Transporteur a déposé une demande d'autorisation distincte de la Demande [Note de bas de page 3 : *R-4352-2026*.]. » (Nous soulignons)

Demandes :

1.1 En lien avec les références (i), (ii) et (iii), veuillez identifier et dater les études sur lesquelles repose la justification du Projet. Veuillez préciser si leurs hypothèses ont été modifiées depuis l'avant-projet, énoncé en (v), et, le cas échéant, expliquer les effets de ces modifications sur les travaux retenus, leurs caractéristiques et leurs dates de mise en service.

1.2 En lien avec la référence (i), veuillez expliquer sur quelles analyses repose l'affirmation selon laquelle « *les renforcements inclus dans le Projet demeureront requis indépendamment des conclusions des analyses d'optimisation* ». Veuillez préciser si cette affirmation concerne uniquement la nécessité de réaliser ces interventions à terme ou également la nécessité de respecter les dates de mise en service proposées. Veuillez indiquer si les renforcements futurs pourraient permettre de modifier ou de reporter certaines interventions du Projet et expliquer la réponse.

1.3 En lien avec la référence (iv), veuillez préciser les critères, la méthode utilisée et les solutions comparées ayant conduit le Transporteur à qualifier la solution retenue d'« *optimale* », et déposer les analyses à l'appui. Veuillez préciser si cette optimisation porte sur le choix des travaux, leurs dates de réalisation ou les deux. Veuillez indiquer si une option comportant un report de travaux accompagné d'un plafonnement de la production éolienne a été examinée et, dans la négative, veuillez expliquer pourquoi.

1.4 En lien avec la référence (iii), veuillez confirmer la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle, en l'absence de l'interception de L7016 prévue au Projet, le dépassement de la capacité thermique de L7064 ne surviendrait pas. Le rehaussement proposé de L7064 servirait donc à corriger une contrainte découlant de cette intervention du Projet.

1.4.1 Veuillez préciser si le besoin de rehausser la capacité thermique de L7064 découle uniquement de l'interception de L7016. Dans la négative, veuillez identifier les autres besoins qui justifieraient ce rehaussement indépendamment de la réalisation du Projet.

1.5 En lien avec les références (ii) et (iii), veuillez indiquer, pour chacune des interventions prévues au Projet, le problème qu'elle vise à corriger et les conditions dans lesquelles ce problème survient, notamment la période de l'année et les lignes hors service. Veuillez présenter les résultats des études montrant la situation avec et sans les travaux concernés. Lorsque plusieurs interventions doivent fonctionner ensemble pour corriger un même problème, veuillez les regrouper et expliquer leur complémentarité.

1.6 En lien avec les références (i) et (iv), veuillez présenter un tableau des travaux nécessaires à l'intégration des parcs éoliens issus des A/O 2021-01 et 2021-02, en distinguant ceux déjà autorisés, ceux visés par la présente demande et ceux encore envisagés. Pour chaque projet, veuillez indiquer le dossier réglementaire, les besoins auxquels il répond et la date de mise en service prévue ou réelle. Veuillez préciser comment les travaux de R-4352-2026 s'articulent avec les renforcements des axes Vallée-du-Saint-Laurent et Appalaches–Bas-Saint-Laurent et les travaux au poste Jean-Jacques-Archambault.

1.7 Pour chacun des différents axes de travaux du Projet mentionnés aux références, veuillez fournir la liste des parcs éoliens, actuels et planifiés, qui se situent en amont desdits travaux.

LIMITES DE TRANSIT ET MOYENS DE GESTION

2. Références :

(i) B-0004, HQT-1, document 1, page 27, lignes 15, à page 28, ligne 2.

(ii) R-4340-2026, B-0032, HQT-2, document 1.1, page 6, lignes 24 à 29.

(iii) R-4279-2024, B-0022, HQT-3, document 1, pages 10 et 11.

(iv) R-4340-2026, B-0042, HQT-3, document 1.1, page 7.

(v) R-4340-2026, B-0051, HQT-3, document 2.1, page 3, lignes 19 à 22, réponse 2.

(vi) R-4096-2019, B-0005, page 6, lignes 39 à 44.

(vii) CEATI, *Asset Management & Innovation Conference — Optimizing Today, Advancing Energy Systems for Tomorrow*, programme de la conférence, Saint-Louis (Missouri), 15 et 16 septembre 2026, page 2.

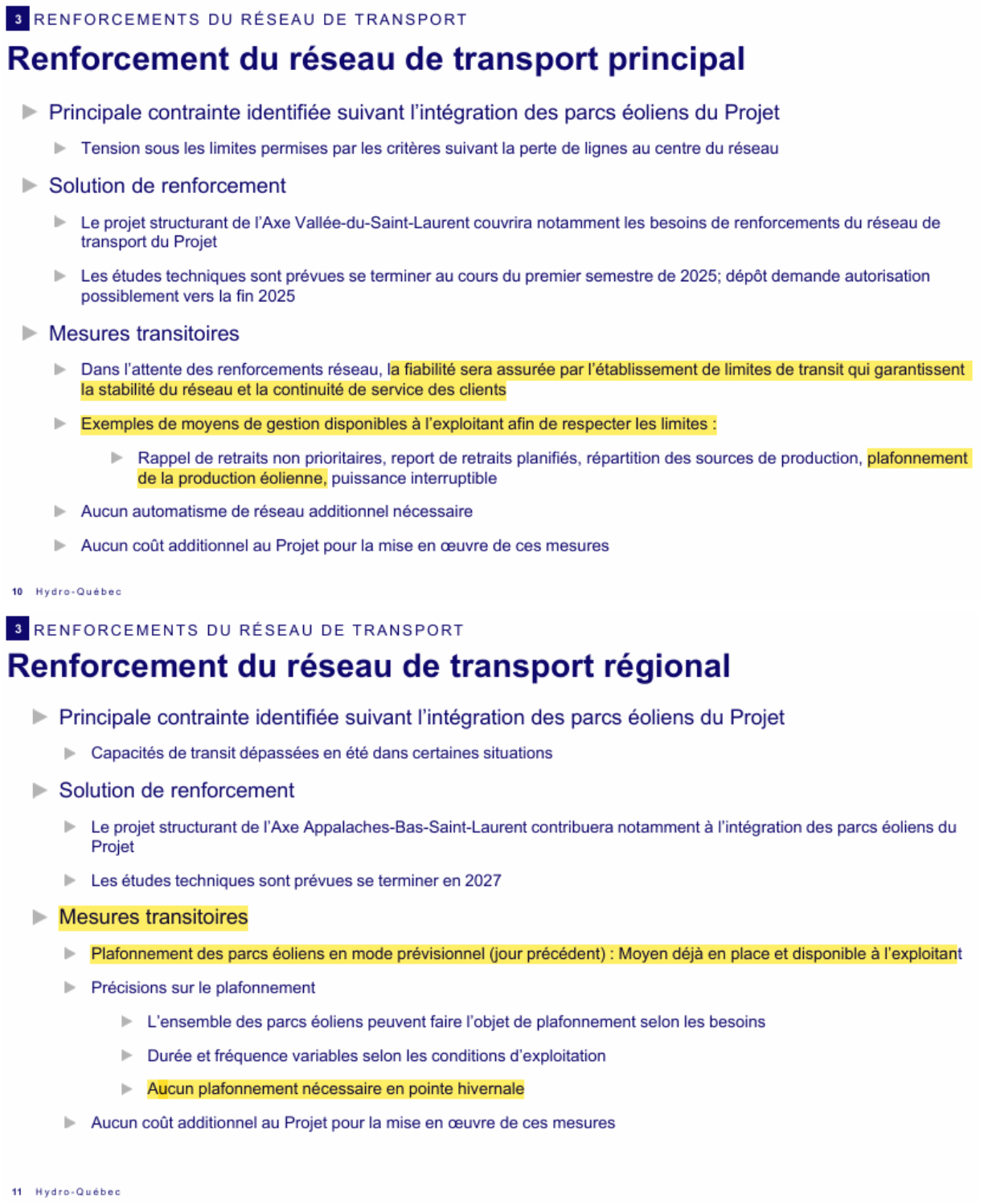
(viii) B-0004, HQT-1, document 1, page 18, lignes 17 à 21.

Préambule :

(i) « *Le Projet permet de résoudre la principale problématique de fiabilité du réseau, soit l'effondrement généralisé de la tension à la suite de certains événements de planification. Les problématiques résiduelles associées au rétablissement de la tension sous la limite prescrite dans deux postes devront être prises en charge dans le cadre des renforcements futurs (voir la section 2.3). D'ici leur mise en service, la fiabilité du réseau sera assurée par l'application de limites de transit adaptées aux conditions d'exploitation du réseau, conformément aux pratiques usuelles de gestion du réseau. Pour respecter ces limites, le Transporteur peut recourir, au besoin, à différents moyens de gestion, tels que le rappel de retraits non prioritaires, le report de retraits planifiés, l'ajustement de la répartition de la production et la puissance interruptible. La mise en œuvre de ces mesures n'engendre aucun coût pour le Projet et un plafonnement spécifique des parcs éoliens des Appels d'offres n'est pas planifié.* » (Nous soulignons)

(ii) « *Enfin, le Transporteur rappelle que bien que les renforcements du réseau de transport assurent la fiabilité du réseau à long terme en fournissant à l'exploitant un réseau pouvant faire face à une multitude de conditions, le Transporteur précise que la fiabilité de l'exploitation est basée en grande partie sur l'établissement de limites de transit dans un horizon allant d'un an à un jour. Ainsi, d'ici la mise en service des renforcements, la fiabilité sera assurée par l'application de limites de transit adaptées aux conditions d'exploitation du réseau.* » (Nous soulignons)

(iii)



3 RENFORCEMENTS DU RÉSEAU DE TRANSPORT

Renforcement du réseau de transport principal

- Principale contrainte identifiée suivant l'intégration des parcs éoliens du Projet
  - Tension sous les limites permises par les critères suivant la perte de lignes au centre du réseau
- Solution de renforcement
  - Le projet structurant de l'Axe Vallée-du-Saint-Laurent couvrira notamment les besoins de renforcements du réseau de transport du Projet
  - Les études techniques sont prévues se terminer au cours du premier semestre de 2025; dépôt demande autorisation possiblement vers la fin 2025
- Mesures transitoires
  - Dans l'attente des renforcements réseau, la fiabilité sera assurée par l'établissement de limites de transit qui garantissent la stabilité du réseau et la continuité de service des clients
  - Exemples de moyens de gestion disponibles à l'exploitant afin de respecter les limites :
    - Rappel de retraits non prioritaires, report de retraits planifiés, répartition des sources de production, plafonnement de la production éolienne, puissance interruptible
  - Aucun automatisme de réseau additionnel nécessaire
  - Aucun coût additionnel au Projet pour la mise en œuvre de ces mesures

10 Hydro-Québec

3 RENFORCEMENTS DU RÉSEAU DE TRANSPORT

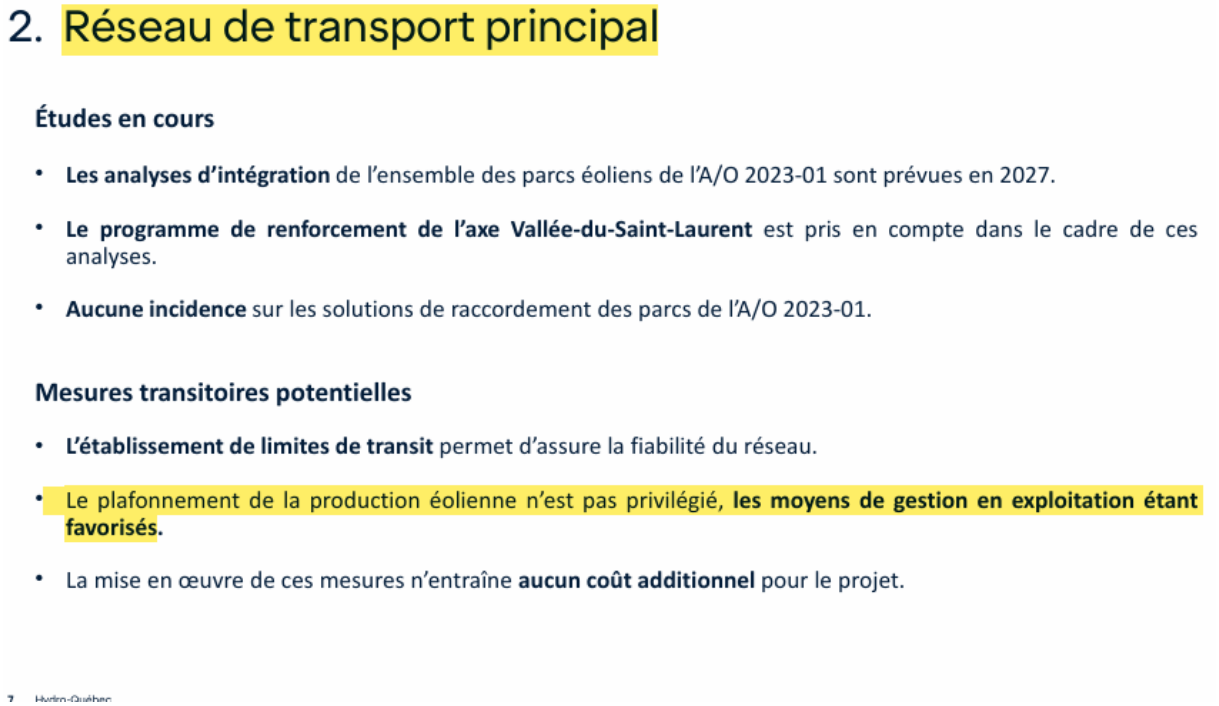
Renforcement du réseau de transport régional

- Principale contrainte identifiée suivant l'intégration des parcs éoliens du Projet
  - Capacités de transit dépassées en été dans certaines situations
- Solution de renforcement
  - Le projet structurant de l'Axe Appalaches-Bas-Saint-Laurent contribuera notamment à l'intégration des parcs éoliens du Projet
  - Les études techniques sont prévues se terminer en 2027
- Mesures transitoires
  - Plafonnement des parcs éoliens en mode prévisionnel (jour précédent) : Moyen déjà en place et disponible à l'exploitant
  - Précisions sur le plafonnement
    - L'ensemble des parcs éoliens peuvent faire l'objet de plafonnement selon les besoins
    - Durée et fréquence variables selon les conditions d'exploitation
    - Aucun plafonnement nécessaire en pointe hivernale
  - Aucun coût additionnel au Projet pour la mise en œuvre de ces mesures

11 Hydro-Québec

(Notre surlignement)

(iv)



2. Réseau de transport principal

Études en cours

- **Les analyses d'intégration** de l'ensemble des parcs éoliens de l'A/O 2023-01 sont prévues en 2027.
- **Le programme de renforcement de l'axe Vallée-du-Saint-Laurent** est pris en compte dans le cadre de ces analyses.
- **Aucune incidence** sur les solutions de raccordement des parcs de l'A/O 2023-01.

Mesures transitoires potentielles

- **L'établissement de limites de transit** permet d'assure la fiabilité du réseau.
- Le plafonnement de la production éolienne n'est pas privilégié, **les moyens de gestion en exploitation étant favorisés.**
- La mise en œuvre de ces mesures n'entraîne **aucun coût additionnel** pour le projet.

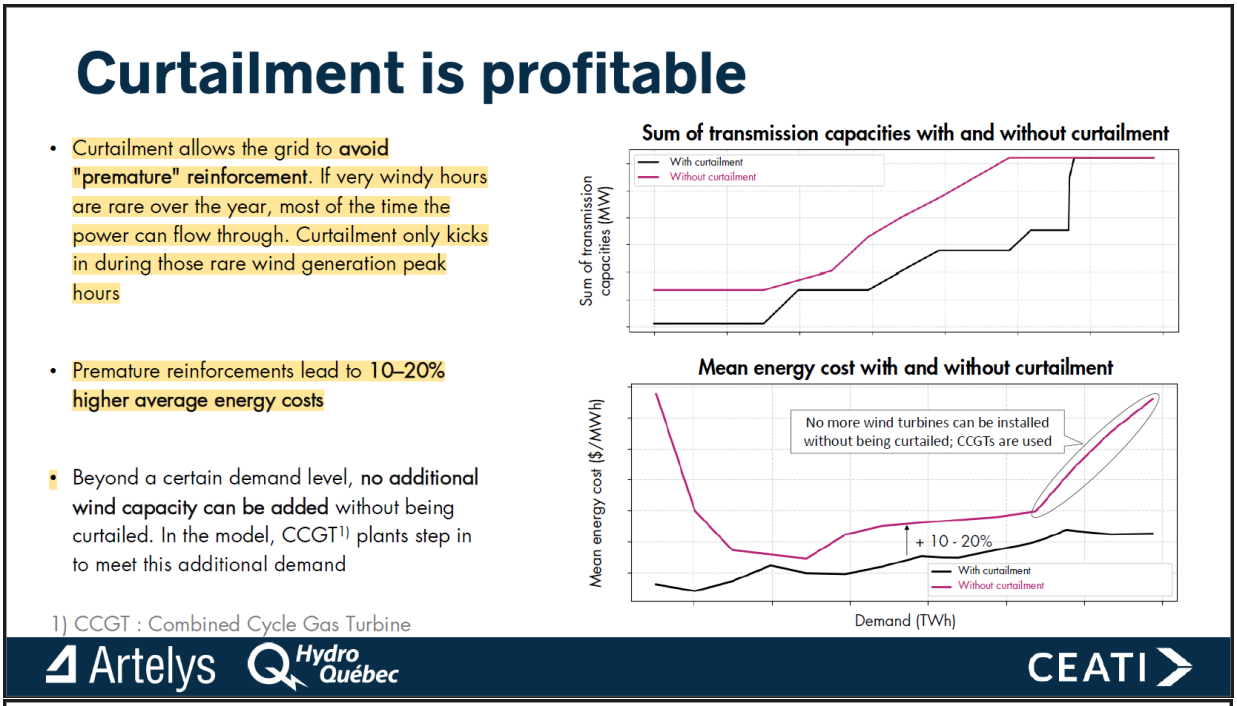
(Notre surlignement)

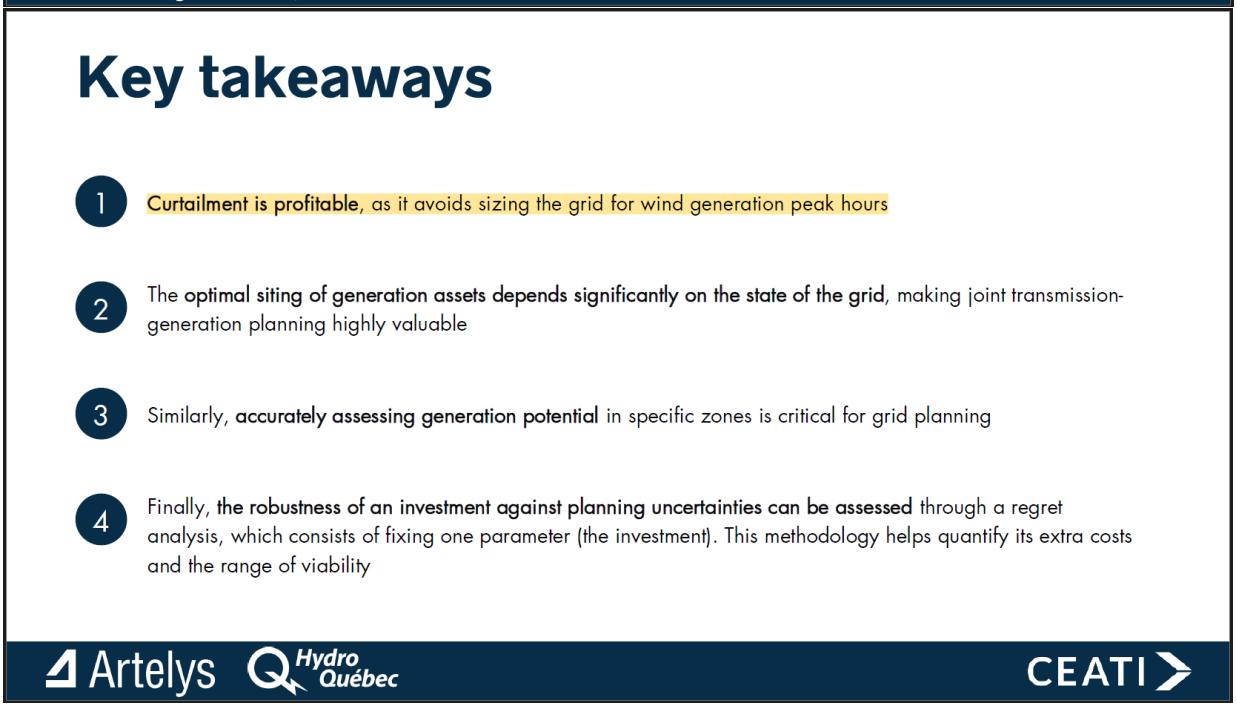
(v) « *Conformément aux Tarifs et conditions de services de transport d'Hydro-Québec et tel que reconnu par la décision D-2026-065, par. 89, le Transporteur doit utiliser la notion de puissance maximale à transporter dans sa planification.*

La puissance maximale à transporter à tout moment de l'année pour l'intégration de la puissance produite par la centrale René-Lévesque (Manic-3) et celle produite par le parc éolien Peshu Napeu est de [...] *MW. En considérant que la capacité ferme de transformation 735/315 kV du poste aux Outardes est de* [...] *MVA en été avec* [...] *d'une capacité nominale de* [...] *MVA, la puissance maximale à transporter excède la capacité de transformation de l'installation. Cela explique l'ajout d'un troisième transformateur normalisé qui porte la capacité ferme de transformation en été à* [...] *MVA. Cette estimation pourrait être légèrement révisée à la baisse selon les impédances réelles des transformateurs installés.* » (Nous soulignons)

(vi) « *En 2018, les résultats des indicateurs associés à la fiabilité du service rendu sont comparables à ceux des dernières années. Cependant, dans un contexte de réseau vieillissant, le Transporteur fera face à une croissance des besoins de remplacement d'actifs et de maintenance adaptée au cours des prochaines années. Ainsi, avec des ressources financières stables et des retraits d'équipements de plus en plus difficiles à obtenir dans un réseau sollicité, il sera difficile pour le Transporteur de maintenir une telle performance.* » (Nous soulignons)

(vii) La session C1 comporte une présentation intitulée *Integrated Transmission and Generation Planning for Wind Integration: Economic Optimization and Operational Insights*, présentée par Artelys et Hydro-Québec. L'analyste externe de l'AHQ-ARQ a assisté à la conférence du 15 et 16 septembre 2026 à St. Louis, Missouri. Une copie de cette présentation est reproduite en annexe du présent document. On y retrouve notamment les deux pages reproduites ici :





(Nos surlignements)

(viii) « *Par ailleurs, l'interception de la ligne 7016 est déclencheur du besoin de rehaussement de la capacité thermique du tronçon reliant les postes Jean-Jacques-Archambault et Duvernay (L7064). À défaut de ce rehaussement, le déclenchement du tronçon de ligne nouvellement créé entre les postes Jean-Jacques-Archambault et Judith-Jasmin (L7065) entraînerait, en condition de pointe estivale, un dépassement de la capacité thermique de la ligne 7064.* »
(Nous soulignons)

Demandes :

2.1 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez préciser les limites de transit en exploitation pertinentes avant la mise en service du Projet, après chacune de ses étapes et jusqu'aux renforcements futurs.

2.2 En lien avec les références (i) et (ii), veuillez présenter, pour chacun des moyens de gestion annoncés, les conditions de déclenchement, la marge de manœuvre disponible, le préavis, le délai de mise en place, la durée d'utilisation et les limites saisonnières.

2.2.1 Veuillez préciser comment leur disponibilité est assurée lorsque plusieurs contraintes surviennent simultanément et comment la variabilité de la production éolienne est prise en compte.

2.3 En lien avec la référence (i), veuillez préciser quelles productions peuvent être ajustées pour respecter les limites de transit et si cet ajustement peut inclure les parcs éoliens des appels d'offres. Veuillez expliquer la distinction opérationnelle entre cet ajustement et un plafonnement de la production éolienne, ainsi que les critères qui déterminent l'ordre de recours à ces moyens.

2.4 En lien avec la référence (i), veuillez identifier le service, l'entente ou la disposition tarifaire permettant le recours à la puissance interruptible mentionnée. Préciser sa disponibilité dans les conditions pertinentes au Projet, les MW mobilisables, les restrictions d'utilisation, le préavis et les modalités de rémunération ou de compensation applicables.

2.5 En lien avec la référence (i), veuillez préciser si l'absence de coût pour le Projet correspond à une absence de coût additionnel pour Hydro-Québec ou à une comptabilisation ailleurs.

2.5.1 Pour chaque moyen de gestion, veuillez fournir les coûts évalués, leur mode de comptabilisation et l'activité qui les assume, y compris les conséquences connues des reports de travaux, des ajustements de production et des interruptions. Veuillez identifier séparément les coûts non évalués.

2.6 Veuillez expliquer pourquoi le plafonnement éolien figure parmi les moyens envisagés pour le réseau principal dans R-4279-2024 (référence (iii)) de même qu'à la référence (vii), alors que d'autres moyens sont privilégiés dans R-4340-2026 (référence (iv)), et qu'aucun plafonnement spécifique des parcs éoliens des Appels d'offres n'est planifié dans R-4352-2026 (référence (i)). Veuillez préciser les motifs techniques, opérationnels, économiques ou contractuels applicables au Projet, en distinguant une préférence de gestion d'une impossibilité de plafonnement.

2.7 En lien avec la référence (iii), veuillez préciser si l'absence de plafonnement en pointe hivernale indiquée pour le réseau régional dans R-4279-2024 demeure valable dans les configurations étudiées pour R-4352-2026, notamment si certains travaux de renforcement prévus au Projet étaient reportés.

2.8 Veuillez confirmer ou (infirmer avec explications) la compréhension de l'AHQ-ARQ selon laquelle l'ensemble du Projet n'est requis que pour la condition de pointe estivale tel qu'indiqué à la référence (viii). Si cette compréhension est exacte, veuillez expliquer comment Hydro-Québec pourrait recourir à la puissance interruptible (référence (i)) en été.

2.9 Veuillez concilier la position sur la puissance maximale à transporter avec les limites de transit et les mesures transitoires énoncées à la référence (i), ainsi qu'avec le recours au plafonnement envisagé dans R-4279-2024 (référence (iii)).

2.9.1 Veuillez identifier les critères et dispositions autorisant ces mesures ou limitant leur prolongation.

2.9.2 Veuillez expliquer les différences pertinentes entre la transformation aux Outardes (références (iv) et (v)), le cas tranché par la décision D-2026-065 (référence (v)) et le présent Projet (référence (i)).

2.10 En lien avec la référence (iii), veuillez préciser si le recours aux moyens de gestion déjà disponibles, complété au besoin par une restriction préventive garantie et vérifiable de la production éolienne, permettrait de reporter certains travaux de renforcement prévus au Projet, sans réduction permanente de la puissance contractuelle des parcs.

2.10.1 Veuillez identifier les conditions de fiabilité, les dispositions tarifaires ou les ententes requises.

2.10.2 Veuillez préciser séparément toute modification nécessaire de la puissance maximale à transporter ou des engagements de transport.

2.11 Relativement à la référence (i), veuillez décrire et fournir l'analyse qui a mené à la conclusion qu'avec les moyens de gestion envisagés, « *un plafonnement spécifique des parcs éoliens des Appels d'offres n'est pas planifié* ». Veuillez notamment fournir un graphique chronologique des productions horaires (réelles et/ou prévues) de chacun des parcs éoliens qui ont été considérées pour arriver à une telle conclusion.

2.12 Relativement à la référence (i), veuillez démontrer que l'utilisation de chacun des moyens de gestion dont il question est plus avantageuse économiquement que le plafonnement de la production éolienne.

2.13 Veuillez justifier de ne pas tenir compte du plafonnement de la production éolienne dans le Projet alors qu'à la référence (vii), Hydro-Québec affirme qu'un tel plafonnement (« *curtailment* ») est profitable en évitant des renforcements prématurés pouvant mener à des coûts de l'ordre de 10 à 20 % plus élevés que requis. Veuillez indiquer quels travaux du Projet pourraient être retardés si Hydro-Québec appliquait les enseignements de la référence (vii) et optimisait l'utilisation du plafonnement de la production éolienne.

2.14 Veuillez concilier l'obligation du Transporteur d'utiliser la notion de puissance maximale à transporter dans sa planification (référence (v)) et la possibilité de retarder des investissements en comptant sur le plafonnement de la production de façon optimale (référence (vii)).

2.15 Veuillez expliquer comment le rappel de retraits non prioritaires et le report de retraits planifiés, tels qu'invoqués à la référence (i), peuvent être possibles et accessibles dans le contexte de « *retraits d'équipements de plus en plus difficiles à obtenir dans un réseau sollicité* », tel que décrit à la référence (vi).

ANALYSE ÉCONOMIQUE DU PROJET ET DES SCÉNARIOS DE REPORT

3. Références :

(i) R-4340-2026, B-0032, HQT-2, document 1.1, page 5, lignes 1 à 7.

(ii) B-0004, HQT-1, document 1, page 19, tableau 2, et lignes 3 à 10.

(iii) B-0004, HQT-1, document 1, page 26, ligne 16 à page 27, tableau 6.

(iv) R-4232-2023, B-0036, HQD-1, document 1, pages 15 et 16, tableaux 5 et 6.

(v) B-0004, HQT-1, document 1, page 20, lignes 18 à 26.

(vi) B-0004, HQT-1, document 1, page 22, tableau 3.

(vii) B-0004, HQT-1, document 1, page 18, lignes 1 à 11.

Préambule :

(i) « *Le Transporteur rappelle que ces renforcements sont définis dans une perspective de développement global et structuré du réseau de transport principal et sont priorisés en fonction de leur criticité et de leur contribution au maintien de la fiabilité du réseau. Par une approche prudente, le Transporteur ajuste le rythme de déploiement de ces renforcements en fonction de l'évolution réelle des besoins que ce soit en devançant certaines interventions si les besoins s'accélèrent ou, à l'inverse en reportant leur réalisation si leur matérialisation s'avère plus progressive que prévu.* » (Nous soulignons)

(ii) «

Tableau 2
Calendrier de réalisation

Activité	Début	Fin
Avant-projet	Mars 2024[4]	Mai 2025
Autorisation par la haute direction d'Hydro-Québec		Septembre 2025
Travaux de déboisement au poste Jean-Jacques-Archambault[5]	Février 2026	Avril 2026
Travaux de terrassement au poste Jean-Jacques-Archambault[5]	Juillet 2026	Mars 2027
Autorisation de la Régie	Juillet 2026	Novembre 2026
Début des travaux de rehaussement de la capacité thermique de la ligne L7064	Novembre 2026	
Début des travaux pour la plateforme de compensation série de la ligne 7016	Mars 2027	
Mises en service		
Rehaussement de la capacité thermique de la ligne L7064	Juillet 2028	
Interception de la ligne 7016, inductance shunt et plateforme de compensation série	Août 2029	
Batterie de condensateurs shunt	Août 2030	

Le Transporteur doit s'assurer que l'ensemble des travaux soit complété en temps opportun afin de respecter les dates prévues de mise en service. Les travaux du Projet réalisés au poste Jean-Jacques-Archambault sont ainsi coordonnés avec l'échéancier de la construction de ce poste, autorisée par la décision D-2025-085. En particulier, les travaux de déboisement et de terrassement requis pour l'interception de la ligne 7016 au présent Projet sont réalisés conjointement avec ceux autorisés par la décision D-2025-085. Le coût encouru au 30 novembre 2026 pour la portion des travaux de déboisement et de terrassement attribuable au Projet est estimé à 3,8 M$. » (Notre surlignement et soulignement)

(iii) *« Les coûts du Projet attribués à la catégorie d'investissement « Croissance des besoins de la clientèle » sont de l'ordre de 401 M$, donnant lieu à une contribution estimée du Distributeur de 401 M$. Comme il s'agit d'un Projet en amont des postes satellites, aucun montant maximal n'est octroyé, conformément aux Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (« Tarifs et conditions »). À la suite de la mise en service du Projet, la contribution sera mise à jour comme applicable, selon les modalités des Tarifs et conditions, appendice J, section C, quant aux ajouts pour répondre aux besoins de croissance de la charge locale*.

L'impact sur les revenus requis à la suite de la mise en service du Projet prend en compte les coûts du Projet nets de la contribution estimée, soit les coûts associés à l'amortissement, au financement, à la taxe sur les services publics et les coûts d'exploitation et d'entretien. Pour ce

Projet, les coûts nets de la contribution sont nuls. Par conséquent, sur la durée du Projet, il n'y a pas d'impact sur les revenus requis du Transporteur, comme démontré dans le tableau suivant.

Tableau 6
Impact tarifaire

Impact tarifaire du Projet	Projet	Sensibilité 15 %
Coût du projet (M$)	401,0	461,2
Contribution estimée du Distributeur (M$)	(401,0)	(461,2)
Mise en service nette (M$)	0,0	0,0
Impact annuel sur le tarif de transport ($/kW)	0,00	0,00

» (Nous soulignons)

(iv)

TABLEAU 5
COMBINAISON RETENUE C-01-A POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-01

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Contribution en puissance (MW) 2026	Manufacturier
Parc éolien de la Haute-Chaudière	Développement EDF Renouvelables Inc.	Estrie	48,00	Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien de la Madawaska	Développement EDF Renouvelables Inc.	Bas-Saint-Laurent	108,00	Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (MU2)	Innergex énergie renouvelable inc.	Gaspésie-Îles-de-la-Madeleine	40,90	Enercon
Parc éolien Pohénégamook-Picard-St-Antonin	Énergies Renouvelables Invenergy Canada	Bas-Saint-Laurent	139,92	Siemens Gamesa Renewable Energy
Système de production HQP	Hydro-Québec dans ses activités de production	Multiple	159,00	Manufacturiers multiples
		Cumulatif attribué	495,82	
		Cumulatif recherché	480,00	
		% attribué versus recherché	103,3%	

Coût unitaire ($2022 / MWh)	
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	60,29
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage:	10,54
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	70,83

TABLEAU 6
COMBINAISON RETENUE C-01-B POUR L'APPEL D'OFFRES A/O 2021-02

Nom du parc	Nom du soumissionnaire	Région administrative	Puissance installée (MW) 2026	Manufacturier
Parc éolien de la Forêt Domaniale	Développement EDF Renouvelables Inc.	Chaudière-Appalaches	180,00	Vestas-Canadian Wind Technology
Parc éolien de Saint-Damase II	Algonquin Power Trust	Bas-Saint-Laurent	122,32	Enercon
		Cumulatif attribué	302,32	
		Cumulatif recherché	300,00	
		% attribué versus recherché	100,8%	

Coût unitaire ($2022 / MWh)	
Coût unitaire excluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	67,22
Coût de transport, pertes, plafonnement et équilibrage:	10,79
Coût unitaire incluant transport, pertes, plafonnement et équilibrage :	78,01

(v) « *L'ajout d'une plateforme de compensation série au poste des Cantons sur la ligne 7095 ne fait pas partie du Projet, toutefois cet ajout est inclus à la solution 1 afin d'obtenir une solution de renforcement complète qui peut alors être comparée à la solution 2 pour les besoins de l'analyse économique.*

L'analyse économique demeure néanmoins pertinente et valide puisqu'elle démontre, à périmètre fonctionnel équivalent, la supériorité économique de l'approche par compensation série par rapport à l'approche par compensateurs statiques. Les investissements du Projet sont

entièrement compatibles avec l'évolution future du réseau et ne constituent pas des coûts échoués. » (Nous soulignons)

(vi)

Tableau 3
Comparaison économique des solutions (M$ actualisés 2026)

	Solution 1 Compensation série	**Solution 2** Compensateurs statiques
Investissements	460,0	533,3
Réinvestissements	0,4	3,3
Valeurs résiduelles	-13,5	-7,6
Pertes électriques	0	196,1
Coûts d'exploitation et d'entretien	2,9	9,9
Taxe sur les services publics	28,1	32,3
Coût global actualisé (CGA)	**478,0**	**767,4**

(Notre surlignement)

(vii) « *La réalisation du Projet permettra de maintenir la stabilité du réseau à la suite des événements problématiques identifiés précédemment, sans toutefois atteindre pleinement le niveau de performance exigé par les critères de conception. En effet, la plateforme de compensation série initialement envisagée au poste des Cantons (L7095) n'est pas incluse dans le Projet. Cette mesure n'est pas déployée, car le Transporteur entrevoit qu'elle pourrait ne pas être requise à la suite de la réalisation de projets de renforcement futurs (voir section 2.3).*

En l'absence de la plateforme de compensation série au poste des Cantons, les simulations indiquent que la tension de deux postes à 735 kV se stabilise sous le seuil acceptable à la suite de quelques événements similaires à ceux décrits précédemment. D'ici à la mise en service des projets de renforcement futurs, la fiabilité sera assurée par l'établissement de limites de transit adaptées aux conditions d'exploitation du réseau. » (Nous soulignons)

Demandes :

3.1 En lien avec les références (i), (ii), (iii) et (vii), veuillez comparer la réalisation du Projet selon l'échéancier proposé à plusieurs scénarios de report de tout ou partie des travaux permettant de maintenir la fiabilité du réseau. Pour ces scénarios, veuillez considérer le recours aux moyens de gestion déjà disponibles, complété au besoin par du plafonnement éolien. Veuillez préciser les travaux visés, la durée du report et les mesures nécessaires dans chaque scénario.

3.1.1 Parmi les scénarios évalués respectant les critères de fiabilité, veuillez identifier celui qui minimise le coût total actualisé pour Hydro-Québec. Veuillez effectuer cette comparaison sur un horizon et une base monétaire communs, en précisant le taux d'actualisation, l'année de référence et le traitement des valeurs résiduelles.

3.1.2 En lien avec la référence (ii), veuillez distinguer, pour chaque scénario de report, les coûts évités, les dépenses reportées à une date ultérieure, les coûts transférés à un autre projet, les dépenses déjà engagées ainsi que les coûts éventuels d'annulation ou de reprise des travaux après une interruption.

3.1.2.1 Veuillez chiffrer les économies liées à la coordination des travaux avec ceux du poste Jean-Jacques-Archambault qui seraient perdues en cas de report. Veuillez également préciser les engagements contractuels ou les étapes de réalisation qui limiteraient la possibilité de reporter les travaux, ainsi que les dates correspondantes.

3.1.3 Veuillez présenter, pour chaque scénario de report, l'écart de coût total pour Hydro-Québec par rapport à la réalisation du Projet selon l'échéancier proposé, au-delà du seul effet sur les revenus requis du Transporteur présenté à la référence (iii). Veuillez préciser comment sont pris en compte la réduction (plafonnement) de l'énergie éolienne injectée, les paiements contractuels éventuels pour l'énergie non livrée et les coûts éventuels de remplacement de cette énergie.

3.1.3.1 Veuillez distinguer les montants qui seraient versés même sans report des coûts additionnels ou évités en raison du report, afin d'éviter toute double comptabilisation.

3.1.3.2 Veuillez expliquer le traitement de la contribution du Distributeur dans cette comparaison.

3.1.4 En lien avec les références (i), (ii) et (iii), veuillez déterminer, pour chaque scénario, le coût additionnel total actualisé du plafonnement et des moyens de gestion au-delà duquel le report ne serait plus économiquement avantageux par rapport à l'échéancier proposé.

3.1.4.1 Veuillez présenter la sensibilité des résultats aux volumes d'énergie plafonnée, à leur valorisation, aux années climatiques considérées et aux dates de mise en service des renforcements futurs. Veuillez indiquer quelles hypothèses modifient la durée de report la plus avantageuse parmi les scénarios évalués.

3.2 En lien avec la référence (iv), veuillez présenter distinctement les volumes d'énergie plafonnée et les coûts de plafonnement estimés lors de la sélection des parcs éoliens retenus à l'issue des A/O 2021-01 et 2021-02. À défaut d'estimations distinctes, veuillez fournir les hypothèses disponibles.

3.2.1 Veuillez déposer les études à l'appui de ces estimations et préciser les configurations de réseau ainsi que les dates de mise en service des renforcements sur lesquelles elles reposaient.

3.2.2 Veuillez indiquer si ces estimations de plafonnement ont été mises à jour pour le présent Projet et expliquer comment elles sont utilisées, le cas échéant, pour évaluer les scénarios de report.

3.3 En lien avec la référence (v), veuillez rapprocher le coût de 401 M$ du Projet (référence (iii)) et les investissements actualisés de 460,0 M$ de la solution 1 (référence (vi)), en distinguant le présent Projet, la plateforme sur L7095 et tout autre élément inclus. Présenter les montants sur une base monétaire commune, avec les années de dépenses, les taux utilisés et les dates de mise en service retenues.

3.4 En lien avec les références (v), (vi) et (vii), veuillez préciser dans quelle mesure la comparaison des deux solutions complètes démontre l'avantage économique du Projet soumis, qui exclut L7095.

3.4.1 Veuillez présenter toute analyse économique disponible tenant compte de cette exclusion, des limites de transit décrites à la référence (vii), des coûts des moyens nécessaires pour les respecter et des renforcements futurs susceptibles de rendre cette plateforme non requise.

3.5 En lien avec les références (v), (vi) et (vii), veuillez ventiler les investissements, les coûts d'exploitation et les pertes différentielles attribuables à la plateforme L7095.

3.6 En lien avec les références (v) et (vii), veuillez présenter les coûts d'investissement, d'exploitation et d'entretien associés à la plateforme de compensation série sur la ligne 7095, ainsi que sa contribution estimée à l'écart de pertes électriques entre les deux solutions présentées au tableau 3 (référence (vi)).

3.6.1 Veuillez expliquer les interactions qui empêcheraient d'isoler sa contribution et préciser comment son absence est prise en compte dans l'évaluation du Projet soumis.

PERTES ÉLECTRIQUES

4. Référence :

B-0004, HQT-1, document 1, page 18, lignes 25 à 27.

Préambule :

« *Enfin, cette interception constitue un changement topologique du réseau qui se traduit par une réduction significative des pertes électriques. En effet, de ce réaménagement résulte une répartition plus optimale des transits de puissance sur le réseau à 735 kV.* » (Nous soulignons)

Demande :

4.1 Veuillez quantifier la réduction significative des pertes électriques dont il est question à la référence, en termes de puissance à la pointe (en MW) et d'énergie annuelle (en GWh).

5. Référence :

B-0006, HQT-1, document 1, annexe 5, page 4 (PDF 19).

Préambule :

Le tableau présente une *Analyse économique détaillée 2026 – 2047.*

Demande :

5.1 Veuillez expliquer la hausse des pertes électriques différentielles au tableau de la référence, lesquelles passent, entre 2033 et 2034, de 45 307 MWh à 61 143 MWh et de 16 MW à 21 MW.

ANNEXE 1

Présentation d'Hydro-Québec et d'Artelys sur la planification intégrée du transport et de la production pour l'intégration de l'éolien

15 septembre 2026 - St. Louis, Missouri, USA


CEATI
Integrated Transmission and Generation
Planning for Wind Integration
Artelys
Hydro Québec
CEATI.COM

MEET THE PRESENTER AND AUTHOR

Presenter



Perceval BREON
Energy consultant at Artelys

Perceval is a French **energy engineer** based in Montreal, Canada, specializing in power systems strategy. He has worked with utilities worldwide, helping them define **grid development strategies**, **plan nuclear power expansion**, and **maximize the value of their hydroelectric assets**

Co-author



Simon JEAN-YELLE
Project Engineer at Hydro-Québec

Simon is a Polytechnique Montréal's **electrical engineer** specializing in electrical transmission and project management. Over more than a decade at Hydro-Québec, he has **led high-voltage substation and transmission line projects.**

- **Artelys** is an independent company, founded in 2000, specializing in **decision support**, **modelling** and **optimisation**.

Artelys Hydro Québec CEATI

Hydro-Québec & Artelys collaboration

This project was conducted as a partnership with Hydro-Québec's grid planning team (CIOSE), combining their operational expertise and system knowledge with Artelys' modeling and optimization capabilities

Artelys



Hydro Québec

- Modeling and optimization
- Results analysis methodology

- Modelling hypothesis, data provision and qualification
- Operational expertise and system knowledge
- Results interpretation

- Hydro-Québec is a public utility and one of the world's **largest hydropower producers**, generating and distributing electricity across Québec, Canada
- Under its Action Plan 2035, Hydro-Québec is **adding over 10,000 MW of new wind capacity** to meet surging electricity demand.

Artelys Hydro Québec CEATI

WHAT WE WILL BE COVERING

CONTEXT & CHALLENGE
Renewable growth is placing increasing strain on grid infrastructure and driving up associated costs

THE PLANNING QUESTION
What optimal mix of wind capacity and grid reinforcements meets a given demand?

CURTAILMENT AS A LEVER
How accepting some wind curtailment defers costly reinforcements and cuts system costs

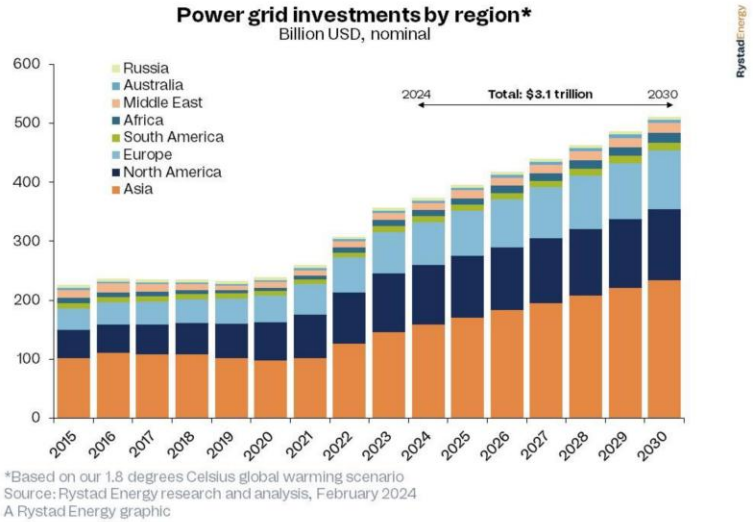
SITING & COORDINATED PLANNING
Why wind location and joint grid-generation planning drive total system cost

REGRET ANALYSIS
Evaluate the robustness of an investment against planning uncertainties

Artelys Hydro Québec CEATI

Why coordinated planning matters

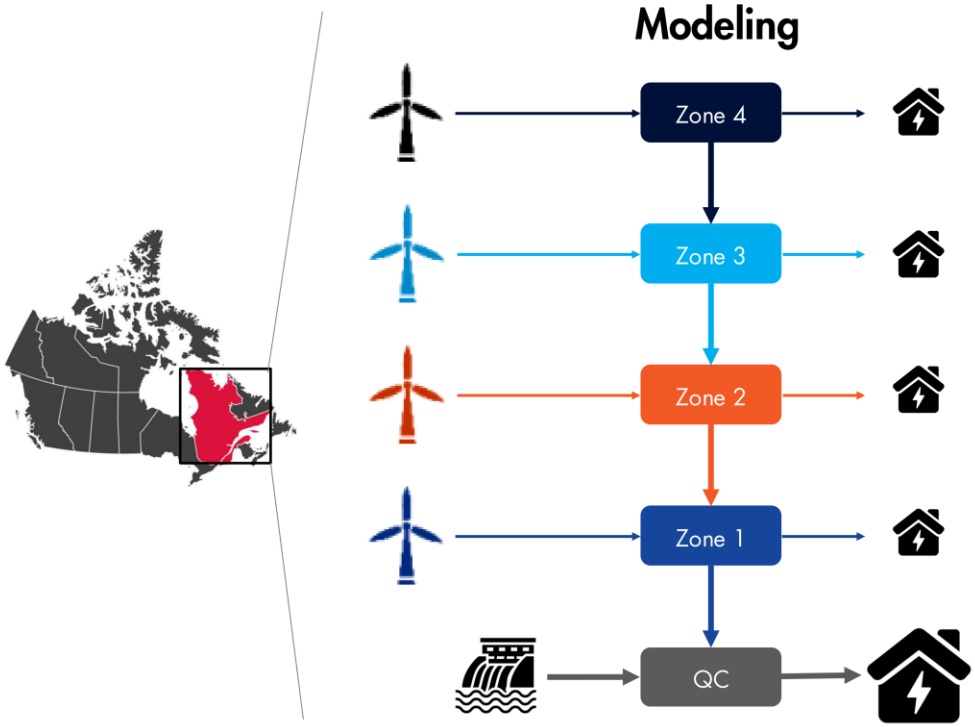
1. Transmission grids are emerging as a **bottleneck for connecting renewables** (1500 GW in connection queues)[1)]
2. Power grid investments must double to **550 B$/year**[2)] by 2030 (~30% of total system investments)
3. Physical grid infrastructure must be sized according to **how renewables are operated**, not just their installed capacity
4. **Production location matters as much as capacity**; smart siting leverages existing grid
5. Generation and transmission can't be planned in silos; **coordinated planning minimizes total system cost**



Sources : 1) IEA, 2) Rystad Energy

Artelys Hydro Québec CEATI

Use-case : modeling wind development in Québec



- Wind projects studied in Québec span 4 zones : Zone 1, Zone 2, Zone 3, Zone 4, interconnected in that sequence
  - In each zone, wind farms can be installed with a specific CAPEX and hourly capacity factor
  - Each interconnection can be reinforced in discrete capacity steps
- Most of **Québec's load is concentrated around Québec City and Montréal** (QC)
- Each zone wind farms supply some local demand and exports, but **most power flows through the radial network**
- Given Québec's large hydropower base, **peak demand is assumed to be met by hydro** and connected to Québec's load

Presentation of the scanning approach

The question

For a given demand level (in TWh), what is the **optimal mix of grid reinforcements and wind capacity** to meet it?

Methodology (scanning approach)

- Progressively increase the **annual demand** (TWh), converted **into hourly demand per zone**
- At each demand level, conduct an **economic co-optimization of wind and transmission investments** while respecting hourly supply-demand balance

Results

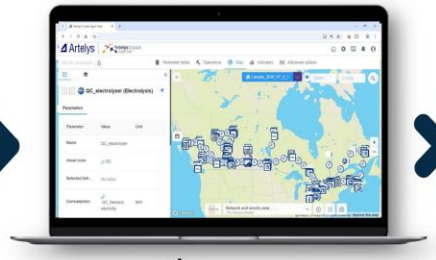
For each demand level, identify the **optimal wind capacity, its siting across zones, and the required grid reinforcements**

Modeling and optimization software used

Input parameters

- Installed capacities
- Technical and economical characteristics of power plant, heating technology, etc. (e.g. hourly wind load factor)
- Projections of end-use demands
- CO2 price and commodity cost assumptions
- **CAPEX and OPEX** for each technology
- **Maximum installation capacity** for each technology

Artelys Crystal SuperGrid

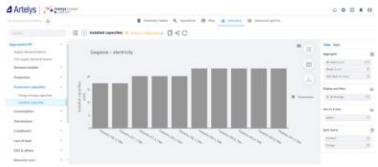


Objective

- **Optimal Dispatch: Optimize operations** (cost minimization criterion) using hourly scheduling to meet all energy demands.
- **Capacity expansion: Optimize investments** to meet demand at the lowest possible cost

Results

- **Operational management of the power system** (hourly dispatch)



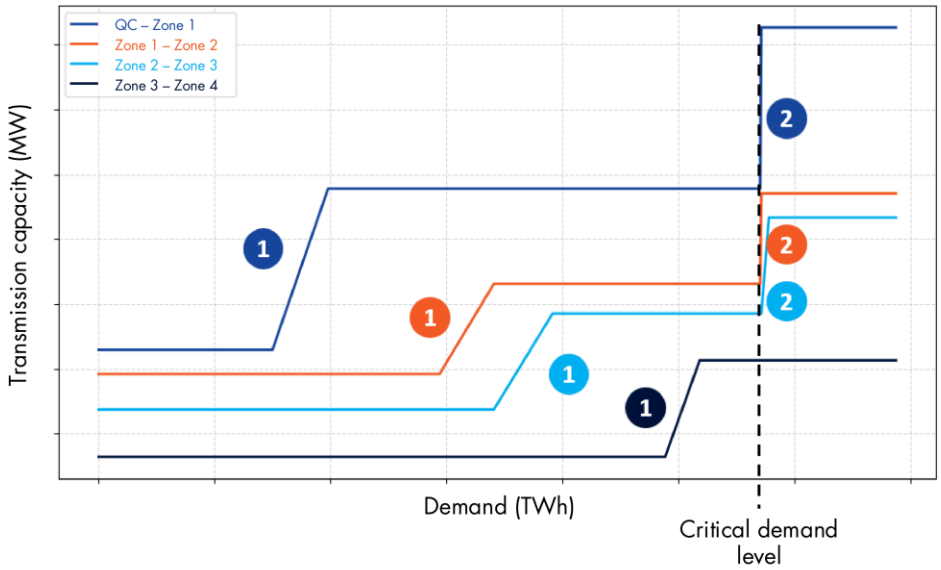
- GHG emissions
- Key performance indicators (producer surplus, producer revenue and cost)
- **Optimal installed capacity** by technology

Artelys Hydro Québec CEATI

Grid reinforcements are prioritized

- The first reinforcement tiers are installed based on proximity to the QC zone: first QC – Zone 1, then Zone 1 – Zone 2, etc.
- All first-tier reinforcements are installed before any second-tier deployment
- The second tiers of the three interfaces closest to QC are **installed almost simultaneously** at critical demand level

Transmission capacity at each interface for different levels of demand





Legend :

1 First reinforcement

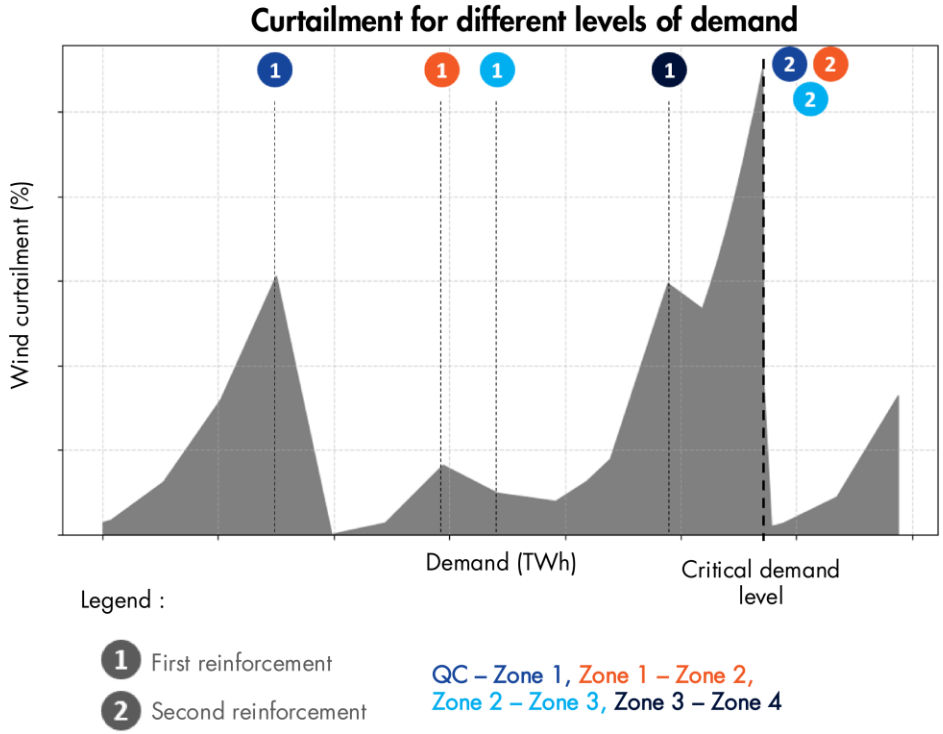
2 Second reinforcement

QC – Zone 1, Zone 1 – Zone 2, Zone 2 – Zone 3, Zone 3 – Zone 4

Artelys Hydro Québec CEATI

Curtailment occurs at wind generation peak hours

- In this model, where demand far exceeds wind capacity, **curtailment only occurs when wind output surpasses transmission capacity**
- As demand increases and more wind capacity is installed, **curtailment increases** until its cost justifies reinforcing an interface, which then reduces curtailment again
- This effect is especially pronounced at the critical demand level, where **three interfaces must be reinforced simultaneously**



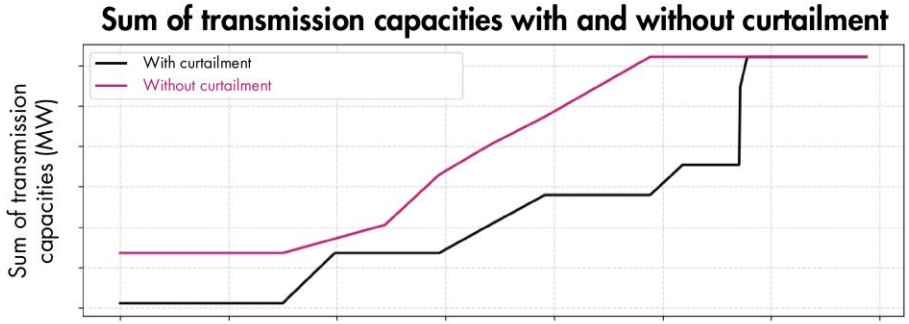
Curtailment is profitable

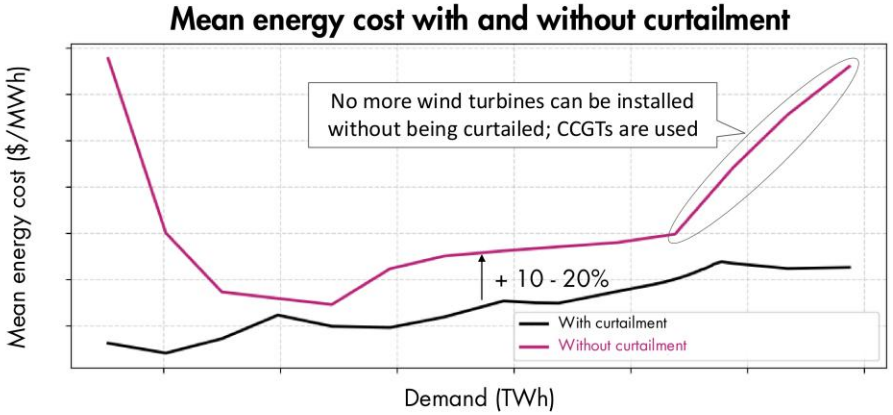
- Curtailment allows the grid to **avoid "premature" reinforcement**. If very windy hours are rare over the year, most of the time the power can flow through. Curtailment only kicks in during those rare wind generation peak hours

- Premature reinforcements lead to **10–20% higher average energy costs**

- Beyond a certain demand level, **no additional wind capacity can be added** without being curtailed. In the model, CCGT[1)] plants step in to meet this additional demand

1) CCGT : Combined Cycle Gas Turbine



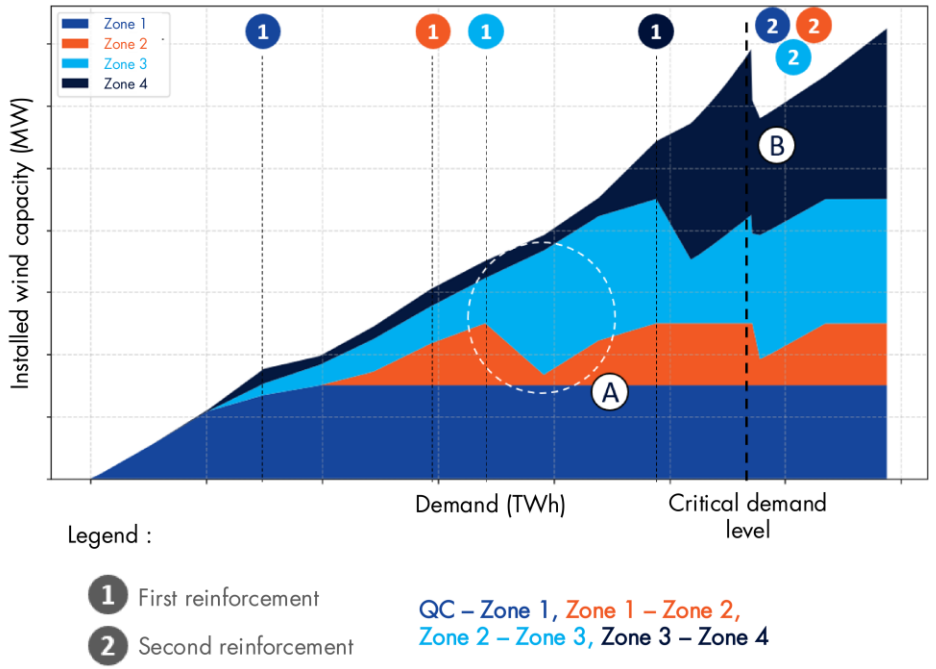


Wind localization is grid dependent

- Reinforcing an interface change the optimal wind installed capacity. It can :
  - (A) **Shift wind capacity toward another zone** if it's cheaper there, due to a higher load factor or lower installation cost
  - (B) **Reduce the total wind capacity required**, since less power is curtailed

- Before an interface is reinforced, the optimal system is to maximize wind capacity in zones **closest to the load**, to limit network constraints

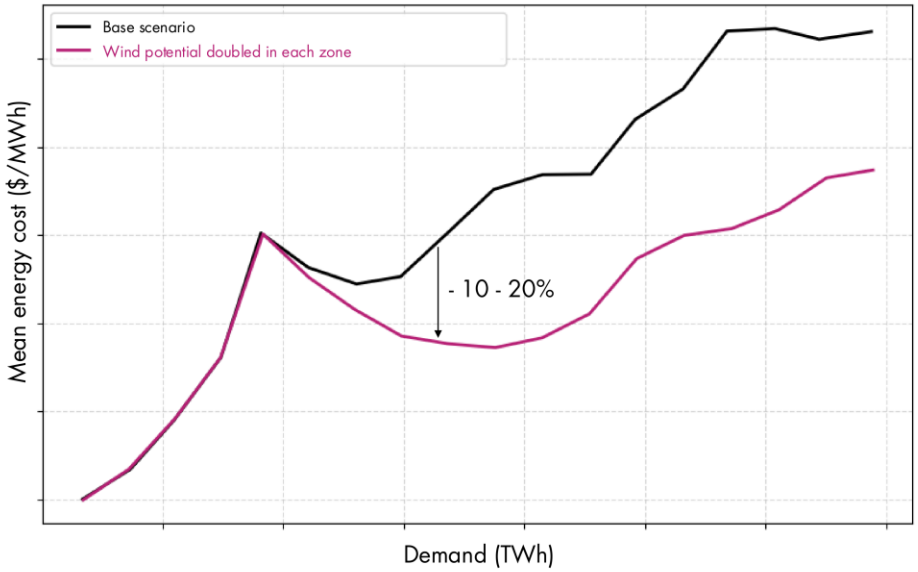
Stacked installed wind capacity for each zone for different levels of demand



Wind potential assessment is critical

- Doubling wind potential drastically changes both the **installed capacity per zone** and the **demand levels at which grid reinforcements occur**
- This shift leads the system to install wind capacity much closer to load, **reducing costs by 10–20%**
- Accurately assessing wind potential **before** joint wind-grid planning is therefore **critical**

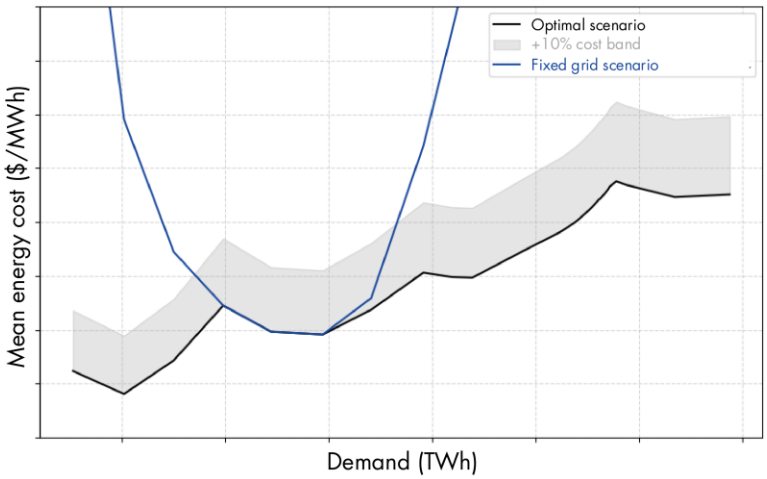
Average energy cost in the base scenario and with wind potential doubled in each zone



Suboptimal decision can be costly

- Given uncertainty on demand growth, wind potential, and other factors, grid-generation planning can be complemented by a **regret analysis**, assessing the extra cost of an investment decision (generation or grid) relative to the optimum
- In this example, **the grid is fixed** at a given reinforcement level, closest to the load. At low demand levels the **grid is oversized**, **then optimally sized**, **then finally undersized**
- The **cost penalty grows sharply** as we move away from the optimal point:
  - Reinforcing the grid is expensive, so oversizing means paying for capacity that delivers little additional energy
  - When the grid is undersized, marginal wind curtailment rises drastically (up to 80%), causing the cost per MWh to spike. Beyond a certain point, the optimal system turns to CCGT near the load instead

Average energy cost in the optimal and fixed grid scenarios



Key takeaways

1. **Curtailment is profitable**, as it avoids sizing the grid for wind generation peak hours

2. The **optimal siting of generation assets depends significantly on the state of the grid**, making joint transmission-generation planning highly valuable

3. Similarly, **accurately assessing generation potential** in specific zones is critical for grid planning

4. Finally, **the robustness of an investment against planning uncertainties can be assessed** through a regret analysis, which consists of fixing one parameter (the investment). This methodology helps quantify its extra costs and the range of viability

Thank you for your attention!



Perceval BREON
Energy consultant at Artelys
perceval.breon@artelys.com

www.artelys.com

Artelys | OPTIMIZATION SOLUTIONS

- **Artelys** is an independent company, founded in 2000, specializing in **decision support**, **modelling** and **optimisation**.
- **Artelys** is headquartered in **Paris**, with local offices in Nantes and Lyon, as well as in Montreal, Brussels, Madrid and Milan.
- Artelys employs **180+ engineers and PhDs**, and has served **400+ clients** in **40+ countries**

SOFTWARE DEVELOPMENT

Tailored software solutions,
Off-the-shelf software suites,
Numerical solvers



STUDIES

Analysis and planning
Optimisation
Data Science



Artelys Hydro Québec CEATI