Introduction

Le Transport présente une demande d'investissement pour l'intégration du parc éolien Mesgi'g Ugju's'n (Rivière-Nouvelle). Le projet prévoit un investissement total de 124 M$ dont 24 M$ pour répondre à un besoin de croissance au poste de Rivière-du-Loup afin d'éviter un dépassement de la capacité de transformation du poste en situation de contingence.

Plus spécifiquement, le Transporteur calcule que la capacité de transformation du poste de Rivière-du-Loup serait excédée de 71 MVA si les trois facteurs suivants devaient survenir simultanément:

- Perte d'un des circuits à 315 kV entre Rimouski et Rivière-du-Loup
- Réseau régional de la Matapédia en creux de charge en été
- Production éolienne à la puissance nominale de la totalité des éoliennes installées

Pour les raisons expliquées ci-après, la FCEI estime que le Transporteur n'a pas démontré de façon satisfaisante la nécessité des investissements en croissance au poste de Rivière-du-Loup.

Une analyse préliminaire suggère au contraire que la solution proposée par le Transporteur ne représente pas l'option la plus économique pour la clientèle.

En effet, la probabilité d'occurrence simultanée d'un creux de charge et d'une production éolienne à la puissance nominale est extrêmement faible.

Considérant cette faible probabilité, il existe une alternative beaucoup moins couteuse pour éviter un transit supérieur à la capacité de transformation en cas de contingence.

La probabilité d'observer un dépassement de la capacité de transformation est très faible

Tout d'abord, la FCEI estime que l'hypothèse de production éolienne à la puissance nominale a une probabilité d'occurrence très faible, voire quasi nulle.

En creux de consommation et en situation de contingence, il faudrait que le parc éolien gaspésien produise au-delà de 94% de sa puissance nominale pour qu'il y ait dépassement de la capacité de transformation. [1]

De plus, les éoliennes subissent parfois des pannes et doivent aussi être arrêtées aux fins d'entretien. Ces évènements réduisent la puissance nominale disponible.

En 2008, Hélimax Énergie évaluait la fréquence des pannes à 2,55 pannes/an/éolienne avec des durées moyennes de réparation de 3 jours par panne. Cela implique qu'en moyenne, à tout moment de l'année, 2% des éoliennes sont en panne.[2]

---

[1] La proportion de 94% (2035-120/2035) est obtenue en divisant a) la puissance installée réduite de la restriction de production en été calculée par le Transporteur (HQT-2, Document 1, réponse 2.1) par b) la puissance installée totale.

[2] HQD-3, Document 1, Annexe 4, RECONSTITUTION DE SÉRIES HISTORIQUES DE PRODUCTION ÉOLIENNE, Parcs éoliens de la Gaspésie (990 MW), p.26

Lorsque ces indisponibilités sont prises en compte, c'est à au moins 96% de leur puissance nominale disponible que devraient produire les éoliennes pour qu'il y ait risque de dépassement de la capacité de transformation en cas de contingence.

Hélimax évaluait de plus à 44 heures de juin et août le temps de maintenance annuelle des éoliennes.[3] Ces opérations de maintenance rehaussent potentiellement davantage le seuil à partir duquel une contingence pourrait poser problème.

Par ailleurs, l'analyse du Transporteur ne semble pas prendre en compte la croissance de la demande locale au-delà de l'été 2016 et, en particulier, la mise en service de la cimenterie de Port-Daniel dans la deuxième moitié de 2016.

Sur la base d'une production annuelle de 2 200 000 tonnes de ciment[4] et une consommation d'électricité de 100 kWh, la tonne[5], la FCEI évalue que l'usine devrait consommer à une puissance d'environ 25 MW.

Lorsque l'impact de cette nouvelle demande est pris en compte, c'est à 97% de la puissance disponible que devraient produire les ressources éoliennes gaspésiennes disponibles pour qu'il y ait risque de dépassement de la capacité de transformation en cas de contingence.

La production à la puissance nominale exige un apport éolien considérable. L'information fournie par Hélimax en 2008 et 2009 montre que, de façon générale, la puissance nominale n'est atteinte que lorsque les vents atteignent ou dépassent environ 40 km/h.[6] Cette vitesse n'est atteinte que rarement et paraît particulièrement élevée si l'on considère que le record de vent à Gaspé pour les mois de juin à août est d'environ 50 km/h et remonte à plus de trente ans.[7]

Il va de soi que si une production nominale des éoliennes disponibles de 97% est très improbable, la combinaison d'un tel niveau de production au moment précis d'un creux demande est encore plus improbable.

Alternative moins couteuse

Les contrats d'approvisionnement convenus entre le Distributeur et les productions éoliennes prévoient que le Distributeur peut exiger un plafonnement de la production des éoliennes.[8]

La FCEI estime le coût d'un tel plafonnement serait équivalent au prix indexé des soldes annuels d'énergie dans le cadre de l'entente d'intégration éolienne, soit environ 10¢/kWh en 2015.[9] Ainsi, une restriction de production de 100MW impliquerait un coût horaire de 10 000$.

---

[3] Idem, p.25

[4] Selon le site internet de l'entreprise : http://cimentmcinnis.com/entreprise/.

[5] Ressource naturelle canada, Analyse comparative de la consommation d'énergie dans l'industrie canadienne du ciment, 2009, p. 25. Consulté le 20 juin 2015 : http://www.nrcan.gc.ca/sites/oee.nrcan.gc.ca/files/pdf/Publications/industriel/cement-fra.pdf

[6] Suivi_R-3648-2007_D2008-133_EF_rapport_2009-07-08.pdf

[7] http://www.meteomedia.com/previsions/statistics/wind/cl7052605/caqc0176

[8] Voir par exemple, R-3774-2011, HQD-1, Document 1.1, p.16, article 7.3.

[9] Sur la base du paragraphe 6.3 de l'Entente d'intégration éolienne, le pris des soldes d'énergie est de 7,5 ¢/kWh indexé de 2,5% annuellement à partir du 1er janvier 2006, soit 9,84 ¢/kWh au premier janvier 2016.

Dans la mesure où le besoin de plafonnement aurait une occurrence très faible, le coût total des plafonnements serait assurément bien inférieur à un investissement de 24 M$.

Conclusion

En fonction de l'information disponible, la FCEI estime que l'investissement en croissance proposée au poste de Rivière-du-Loup ne représente pas l'option la plus économique pour répondre au besoin d'intégration de l'éolien de Rivière-Nouvelle.

L'option consistant à utiliser les dispositions contractuelles permettant de plafonner la production des éoliennes est selon toute vraisemblance largement moindre que le projet proposé.

Ayant en main l'historique de production horaire des parcs gaspésiens, le taux de récurrence des creux de charges problématiques et la prévision de la demande à moyen et long terme, Hydro-Québec dispose de toute l'information nécessaire pour faire une analyse plus détaillée du risque de dépassement et une évaluation technico-économique rigoureuse des options qui s'offrent à elle. Une telle analyse est essentielle à une prise de décision éclairée.

La FCEI recommande à la Régie d'exiger du Transporteur :

- une analyse du risque de dépassement appréhendé au poste de Rivière-du-Loup;
- une analyse économique comparant le coût de la solution retenue avec le celui d'une stratégie qui consisterait à utiliser les plafonnements de production lorsque les conditions de demande et de production (tenant compte des prévisions de vent, du nombre d'éoliennes opération, de l'historique de production, …) indiquent un risque de dépassement en cas de contingence.

La FCEI recommande à la Régie de ne pas autoriser les investissements en croissance au poste de Rivière-du-Loup tant que ces analyses n'auront pas été produites.

Bien que ce soit le promoteur du parc éolien qui ait fait la demande de raccordement du parc, il demeure que HQT a la responsabilité de s'assurer que l'investissement proposé représente la meilleure option disponible. HQD, s'étant engagé à courir une partie des coûts du projet, a également la responsabilité de s'assurer qu'elle n'engage pas des coûts de façon imprudente ou non nécessaire et que la solution proposée est optimale pour sa clientèle considérant l'ensemble des moyens de gestion dont elle dispose.