

Annexe 6.1

Étude d'impact 233R

(Version caviardée)

Étude d'intégration OASIS #233R

Raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 – 800 MW

2 novembre 2021

Préparé par :

Antoine Ouzilleau, ing.

Luc Matteau, ing.

Approuvé par :

Steve Blackburn, ing.

Table des matières

Sommaire exécutif	1
Mise en contexte	3
1 Introduction	4
2 Hypothèses d'études et méthodologie	5
2.1 Description de la demande.....	5
2.2 Réseau de transport.....	5
2.3 Charge.....	5
2.4 Réseau Bersimis-Laurentides à 315 kV.....	5
2.5 Modèles dynamiques.....	5
2.6 Exigences techniques de raccordement.....	6
3 Raccordement local	7
3.1 Scénarios de raccordement.....	7
3.2 Scénario 1 : Raccordement à 315 kV.....	8
3.2.1 Description du raccordement.....	8
3.2.2 Régime permanent.....	8
3.2.3 Réseau Bulk.....	9
3.2.4 Régime de court-circuit.....	10
3.2.5 Régime dynamique du réseau local.....	10
3.2.6 Besoins en protection.....	10
3.2.7 Besoins en télécommunication.....	10
3.2.8 Programme d'équipements.....	10
3.3 Scénario 2 : Raccordement à 735 kV.....	11
3.3.1 Description du raccordement.....	11
3.3.2 Régime permanent.....	11
3.3.3 Régime de court-circuit.....	11
3.3.4 Régime dynamique du réseau local.....	11
3.3.5 Besoins en protection.....	12
3.3.6 Besoins en télécommunication.....	12
3.3.7 Programme d'équipements.....	12
3.4 Analyse économique.....	12
4 Réseau de transport principal	13
4.1 Résultats de l'étude.....	13
4.1.1 Régime permanent.....	13
4.1.2 Régime de court-circuit.....	13
4.1.3 Régime dynamique.....	13
4.2 Scénarios de renforcement du réseau principal.....	13
4.2.1 Scénario 1 : ajout de condensateurs shunts.....	13
4.2.2 Scénario 2 : ajout d'un compensateur statique.....	14
4.2.3 Scénario 3 : ajout de compensation série.....	14
4.3 Analyse économique.....	14

5 Conclusion15

Sommaire exécutif

Ce rapport présente les résultats de l'étude d'intégration en réponse à la demande de raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 de 400 MW, 300 MW et 100 MW respectivement (OASIS #233R) déposée par le promoteur Boralex le 19 décembre 2019. La date de mise sous tension initiale (MSTI) demandée par le promoteur est le 1er décembre 2024.

Hydro-Québec, agissant dans ses activités de transport d'électricité, pour répondre à la demande de raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9, recommande les ajouts au réseau décrits aux paragraphes suivants pour le raccordement local des parcs et le renforcement du réseau principal.

Les ajouts au réseau requis pour le raccordement local des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 sont les suivants :

- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3002;
- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 22 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3003;
- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au nouveau poste de sectionnement SDBHQ;
- Rehaussement thermique sur une partie des lignes 3001, 3002 et 3010
- Construction d'un poste de sectionnement 3001/3002 à 315 kV avec 4 disjoncteurs qui vient sectionner les lignes L3001 et L3002;
- Construction d'un poste de sectionnement 3187 à 315 kV avec 3 disjoncteurs à proximité du poste SDB qui vient sectionner la ligne 3187;
- Modifications des systèmes de protection impactés par le raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et l'ajout des postes de sectionnement;
- Ajout des liaisons de télécommunications requises à la suite du raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et de l'ajout des postes de sectionnement.

Les renforcements au réseau principal requis pour l'intégration des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 sont les suivants :

- Rehaussement thermique de la ligne L7006 sur environ 1,5 km;
- Remplacement de 7 disjoncteurs à 230 kV au poste Lévis;
- Ajout d'un condensateur shunt de 345 Mvar au poste Lévis;
- Ajout de deux condensateurs shunt de 345 Mvar au poste des Laurentides;
- Ajout de deux condensateurs shunt de 184 Mvar au poste Appalaches;
- Ajout de deux condensateurs shunt de 100 Mvar au poste Montérégie;
- Implantation du système CCTG aux centrales Sainte-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2.

Le délai de réalisation des travaux pour le raccordement local et pour le renforcement du réseau principal est évalué à environ 63 mois à compter du démarrage de l'avant-projet. La date de mise en service demandée, soit le 1er décembre 2024, ne peut pas être respectée. Toutefois, une mise en service en février 2027 est jugée réalisable dans la mesure où les activités d'avant-projet débutent à l'automne 2021.

Mise en contexte

Une étude d'impact sur le réseau est réalisée conformément aux obligations d'Hydro-Québec, agissant dans ses activités de transport d'électricité, (« le Transporteur ») en vertu des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec (« Tarifs et conditions ») et fournit une première estimation des ajouts au réseau et de leurs coûts, basée sur l'information disponible et sur des hypothèses de base et ce, dans la mesure permise par le processus d'une telle étude.

Dans le cas où une étude d'avant-projet serait réalisée suite à cette demande de raccordement au réseau de transport, la solution retenue dans le présent rapport serait développée de manière plus approfondie. Le Transporteur pourrait alors identifier des contraintes qui modifieraient la solution retenue dans le cadre de l'étude d'impact sur le réseau, tant sur le choix que sur la configuration des équipements, de façon à respecter les critères de conception du réseau de transport ainsi que les Tarifs et Conditions.

Des changements dans l'ordonnancement de la liste des demandes OASIS pourraient aussi affecter ou modifier l'évaluation fournie par le Transporteur.

L'étude d'impact sur le réseau faisant l'objet du présent rapport est conforme aux critères de conception du Transporteur, aux exigences du NPCC (Northeast Power Coordinating Council) définies dans le document Directory-1 et à ceux du NERC (North American Electric Reliability Corporation) définies dans le document TPL-001-4 et aux autres normes applicables.

1 Introduction

Ce rapport présente les résultats de l'étude d'intégration en réponse à la demande de raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9, respectivement de 400 MW, 300 MW et 100 MW (demande OASIS #233R) déposée par le promoteur Boralex le 19 décembre 2019. La date de mise sous tension initiale (MSTI) demandée par le promoteur est le 1^{er} décembre 2024.

Le raccordement local des parcs éoliens au réseau de transport ainsi que les renforcements du réseau principal requis ont été étudiés afin de trouver la solution de raccordement optimale considérant les aspects économiques, techniques et environnementaux du projet.

2 Hypothèses d'études et méthodologie

Cette section du document présente les équipements aux postes de départ, le niveau de charge/production du réseau local ainsi que les caractéristiques associées au réseau de transport qui ont été considérés pour cette étude.

L'étude a été réalisée en conformité avec les critères de conception du Transporteur actuellement en vigueur, le D-1 du NPCC et la TPL-001-4 de la NERC.

2.1 Description de la demande

Les parcs éoliens SB7 et SB8, d'une puissance installée de 400 MW et de 300 MW, sont localisés dans la Municipalité régionale de comté (MRC) de La Côte-de-Beaupré. Le parc éolien SB9, d'une puissance installée de 100 MW, est localisé dans la MRC de Charlevoix.

2.2 Réseau de transport

Le réseau planifié de la pointe hivernale 2028-2029 a servi de référence pour cette étude. Ce réseau a été préparé en considérant l'ensemble des données fournies par les transporteurs, les producteurs et le distributeur de l'interconnexion du Québec, conformément à la norme MOD-032 ainsi que l'exigence R1 de la norme TPL-001-4 de la NERC.

Le réseau planifié pour la pointe estivale 2029 a servi de référence pour les analyses d'atteinte de la capacité thermique des équipements.

De plus, tous les projets actifs dans la liste OASIS et antérieurs à la présente demande ont été ajoutés au réseau de référence.

2.3 Charge

La charge résidentielle considérée pour le réseau de pointe hivernale correspond à la prévision des besoins réguliers d'Hydro-Québec, dans ses activités de distribution (« le Distributeur ») pour la pointe de charge 2038-2039. Cette année correspond à la mise en service de la demande la plus tardive dans la séquence d'études OASIS qui est considérée. Conséquemment, la charge résidentielle considérée pour le réseau de pointe estivale correspond à la prévision des besoins du Distributeur pour l'été 2039.

2.4 Réseau Bersimis-Laurentides à 315 kV

Le réseau Bersimis-Laurentides sert à intégrer la production des centrales Bersimis 1 de 921 MW et Bersimis 2 de 741 MW. Proche du poste des Laurentides, on retrouve aussi le parc éolien Seigneurie-de-Beaupré totalisant 363 MW.

2.5 Modèles dynamiques

Les paramètres dynamiques spécifiques au projet d'intégration des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 sont basés sur l'information fournie par le client et sur les données existantes de production. Toute modification à ces données nécessitera une mise à jour de la présente étude.

2.6 Exigences techniques de raccordement

Les installations électriques du Producteur doivent être conformes aux exigences techniques de raccordement du Transporteur, le tout tel que défini dans le document *Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec* (« les ETRC ») dans sa version la plus récente.

3 Raccordement local

Cette section décrit les scénarios de raccordement étudiés afin de répondre à la demande d'étude d'intégration 233R.

3.1 Scénarios de raccordement

Les sites des futurs parcs SB7, SB8 et SB9 sont localisés près du réseau 315 kV de la région de la Capitale-Nationale.

Pour ce qui est du parc éolien SB7, il est proche des lignes biternes L3001/L3002 et L3003/3004. De plus, il est relativement proche du poste 315 kV Baie-Saint-Paul (BSP). Toutefois, considérant la puissance élevée de 400 MW du parc éolien, le sous-réseau alimentant le poste BSP n'aurait pas été en mesure d'intégrer la production sans des renforcements importants. Il a donc été décidé d'étudier un scénario de raccordement en dérivation d'une des lignes biternes à proximité, soit la ligne L3002.

Pour ce qui est du parc éolien SB8, il est à proximité de la ligne L3095 et des lignes biternes L3001/L3002 et L3003/3004. Compte tenu du fait que le parc éolien Rivière-du-Moulin est déjà raccordé en dérivation sur la ligne 3095, il aurait été nécessaire de construire un poste de sectionnement pour se raccorder sur la ligne L3095. De plus, l'impact du raccordement d'un second parc éolien de 300 MW en dérivation de la ligne 3095 aurait des impacts importants sur le réseau du Lac-Saint-Jean pour maintenir les conditions d'échanges possibles entre le réseau de RTA et du Transporteur (notamment la reconstruction d'une ligne 161 kV pour en augmenter la capacité). Ainsi, il a été décidé de rejeter ce scénario d'étude et de considérer un scénario de raccordement en dérivation sur l'une des lignes biternes à proximité, soit la ligne L3003.

Pour ce qui est du parc éolien SB9, il est à proximité du poste de départ du parc éolien Seigneurie-de-Beaupré (SDB) existant et de la ligne biterne 3187/3188. Il est possible de considérer le raccordement du parc sur la ligne L3187 ou la ligne L3188. Puisque la dérivation de la ligne L3187 est plus rapprochée du parc éolien SB9, il a été décidé de considérer le raccordement sur la ligne L3187 comme scénario de raccordement à 315 kV. Toutefois, compte tenu de la présence du parc éolien Seigneurie-de-Beaupré (SDB) existant, il est nécessaire de construire un poste de sectionnement à proximité du poste SDB pour s'assurer du bon fonctionnement des protections de ligne.

Considérant la puissance totale combinée élevée des trois parcs éoliens, soit 800 MW, et le fait qu'ils soient localisés à proximité de la ligne 735 kV L7004, un deuxième scénario de raccordement a été analysé. Ce second scénario consiste à effectuer le raccordement des parcs à travers un nouveau poste de transformation 735 kV-315 kV.

Ainsi, deux scénarios de raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ont été étudiés. Une description sommaire de chacun de ces scénarios est fournie au tableau 3.1.1.

Tableau 3.1.1 – Description sommaire des scénarios étudiés pour le raccordement local

Scénario	Description sommaire
1	Raccordement du parc éolien SB7 en dérivation de la ligne L3002 par une ligne monoterne d'environ 8 km à 315 kV. Raccordement du parc éolien SB8 en dérivation de la ligne L3003 par une ligne monoterne d'environ 20 km à 315 kV. Raccordement du parc éolien SB9 à un nouveau poste de sectionnement par une ligne monoterne d'environ 8 km à 315 kV.
2	Construction d'un nouveau poste 735/315 kV SBx sectionnant la ligne L7004 à une distance de 67 km du poste des Laurentides. Raccordement du parc éolien SB7 au poste SBx par une ligne monoterne d'environ 22 km à 315 kV. Raccordement du parc éolien SB8 au poste SBx par une ligne monoterne d'environ 30 km à 315 kV. Raccordement du parc éolien SB9 au poste SBx par une ligne monoterne d'environ 5 km à 315 kV.

3.2 Scénario 1 : Raccordement à 315 kV

3.2.1 Description du raccordement

Le scénario 1 consiste à raccorder les parcs éoliens en dérivation sur des lignes 315 kV existantes. Pour le parc éolien SB7, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 8 km jusqu'à un point de dérivation de la ligne L3002 à une distance de 80 km du poste des Laurentides. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 421 MVA à une température ambiante de 30°C.

Pour le parc éolien SB8, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 22 km jusqu'à un point de dérivation de la ligne L3003 à une distance de 40 km du poste des Laurentides. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 316 MVA à une température ambiante de 30°C.

Pour le parc éolien SB9, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 8 km jusqu'à un nouveau poste de sectionnement à proximité du poste du parc éolien SDB. Le nouveau poste de sectionnement vient sectionner la dérivation de la ligne L3187. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 106 MVA à une température ambiante de 30°C.

3.2.2 Régime permanent

Le raccordement des parcs éoliens SB7 et SB8 a un impact sur le niveau de puissance à transporter sur les lignes à 315 kV du réseau Bersimis-Laurentides incluant la ligne raccordant la centrale Bersimis 2 au poste Manicouagan. En effet, les contraintes thermiques de plusieurs éléments du réseau sont dépassées.

Tout d'abord, l'ajout du parc éolien SB7 nécessite le rehaussement thermique de la ligne L3002 entre le poste des Laurentides et le point de dérivation vers le parc éolien SB7. Cette portion de ligne représente 80 km et doit être minimalement rehaussée à une température de 85°C. Il est important de noter que l'intégration de la puissance du parc éolien SB7 se fait seulement vers le poste des Laurentides. Ainsi, en situation d'indisponibilité du poste des Laurentides, le parc éolien SB7 ne pourra pas injecter de puissance sur le réseau.

Ensuite, l'ajout du parc éolien SB8 nécessite le rehaussement thermique de la ligne L3003 entre le poste des Laurentides et le point de dérivation vers le parc éolien SB8. Cette portion de ligne représente 40 km et doit être rehaussée minimalement à une température de 75°C. Il est important de noter que l'intégration de la puissance du parc éolien SB8 se fait seulement vers le poste des Laurentides. Ainsi, en situation d'indisponibilité du poste des Laurentides, le parc éolien SB8 ne pourra pas injecter de puissance sur le réseau.

Finalement, l'ajout de puissance sur les lignes L3002 et L3003 entraîne un refoulement de puissance des centrales Bersimis-1 sur la ligne L3010 entre les postes Bersimis-2 et les postes Manicouagan et Hauterive. Ainsi, il est nécessaire de rehausser la capacité thermique de la ligne L3010. La ligne doit être rehaussée sur une longueur de 72 km à partir du poste Bersimis-2 et sa température d'exploitation doit être augmentée à 75°C.

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 n'affecte pas significativement les niveaux de tension sur le réseau Bersimis-Laurentides.

L'ajout des parcs éoliens vient augmenter le déséquilibre de tension inverse au poste des Laurentides. Toutefois, le déséquilibre observé demeure acceptable. Donc, l'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 n'engendre pas un besoin de transposition de lignes sur le réseau de transport.

3.2.3 Réseau Bulk

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]. Le moyen le plus économique [REDACTED] consiste à construire un poste qui vient sectionner les lignes L3001 et L3002. [REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

3.2.4 Régime de court-circuit

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 affecte les niveaux de court-circuit aux postes à 315 kV environnants, mais n'occasionne aucun dépassement des pouvoirs de coupure des disjoncteurs en place.

3.2.5 Régime dynamique du réseau local

Toutes les simulations nécessaires sur le réseau régional 315 kV et 69 kV ont été menées afin de s'assurer de la stabilité des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ainsi que du réseau, suivant un événement. Le comportement observé répond aux critères de conception des réseaux régionaux à l'égard des niveaux de tension et de la fréquence en régime transitoire.

3.2.6 Besoins en protection

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ainsi que des nouveaux postes de sectionnement demande des modifications aux systèmes de protection environnants. Ainsi, il sera nécessaire d'apporter des modifications aux systèmes de protection dans les postes suivants :

- Bersimis-1 : Ligne 3001, 3002, 3003
- Laurentides : Ligne 3001, 3002, 3003
- Charlevoix : Ligne 3187
- Beaupré : Ligne 3187

3.2.7 Besoins en télécommunication

Chaque nouveau parc éolien aura besoin d'une liaison de télécommunication pour les besoins de facturation, de télémesurage/télécommande et de qualité de l'onde.

De plus, l'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ainsi que des nouveaux postes de sectionnement demandera l'addition de multiples liaisons de télécommunications pour des besoins de téléprotection et de télé déclenchement.

3.2.8 Programme d'équipements

En résumé, le scénario 1 implique l'ajout des éléments suivants pour le raccordement des parcs éoliens :

- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3002
- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 22 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3003
- Construction d'un poste de sectionnement 3001-3002 à 315 kV avec 4 disjoncteurs qui vient sectionner les lignes L3001 et L3002

- Construction d'un poste de sectionnement 3187 à 315 kV avec 3 disjoncteurs à proximité du poste SDB qui vient sectionner la ligne 3187
- Construction d'une ligne monoteme à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au nouveau poste de sectionnement
- Modification des systèmes de protection impactés par le raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et l'ajout des postes de sectionnement
- Addition de liaisons de télécommunications requises suite au raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et à l'ajout des postes de sectionnement

3.3 Scénario 2 : Raccordement à 735 kV

3.3.1 Description du raccordement

Le scénario 2 consiste à raccorder les parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 à un nouveau poste à 735-315 kV SBx735. Ce poste viendrait sectionner la ligne L7004 à une distance de 67 km du poste des Laurentides. Il comprendrait 2 transformateurs 735-315 kV de 1650 MVA, une inductance shunt à 735 kV et 3 départs de ligne à 315 kV.

Pour le parc éolien SB7, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 22 km jusqu'au nouveau poste SBx735. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 421 MVA à une température ambiante de 30°C.

Pour le parc éolien SB8, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 30 km jusqu'au nouveau poste SBx735. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 316 MVA à une température ambiante de 30°C.

Pour le parc éolien SB9, il est nécessaire de construire une ligne 315 kV de 5 km jusqu'au nouveau poste SBx735. La capacité thermique de la ligne de raccordement devra être suffisante pour transiter 106 MVA à une température ambiante de 30°C.

3.3.2 Régime permanent

Pour le raccordement à 735 kV au nouveau poste SBx735, l'intégration des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ne nécessite pas d'ajouts d'équipements et ne cause pas de dépassement de capacité thermique.

3.3.3 Régime de court-circuit

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 affecte légèrement les niveaux de court-circuit aux postes à 735 kV environnants, mais n'occasionne aucun dépassement des pouvoirs de coupure des disjoncteurs en place.

3.3.4 Régime dynamique du réseau local

Toutes les simulations nécessaires sur le réseau régional à 315 kV ont été menées afin de s'assurer de la stabilité des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 ainsi que du réseau, suivant un événement. Le

comportement observé répond aux critères de conception des réseaux régionaux à l'égard des niveaux de tension et de la fréquence en régime transitoire.

3.3.5 Besoins en protection

Il sera nécessaire de modifier les protections de la ligne L7004 suite à la construction du nouveau poste 735-315 kV SBx735.

3.3.6 Besoins en télécommunication

Une liaison de télécommunication est requise pour chacun des postes de départ des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 pour des besoins de télémessurage et de télécommande.

3.3.7 Programme d'équipements

En résumé, le scénario 2 implique l'ajout des éléments suivants pour le raccordement des parcs éoliens :

- Construction d'un nouveau poste de transformation SBx735
- Construction d'une ligne monoterme à 315 kV d'environ 22 km du parc SB7 jusqu'au nouveau poste SBx735
- Construction d'une ligne monoterme à 315 kV d'environ 30 km du parc SB8 jusqu'au nouveau poste de sectionnement SBx735
- Construction d'une ligne monoterme à 315 kV d'environ 5 km du parc SB9 jusqu'au nouveau poste de sectionnement SBx735
- Modifications des systèmes de protection impactés par l'ajout du poste SBx735
- Ajout des liaisons de télécommunications requises suite au raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et à l'ajout du poste SBx735

3.4 Analyse économique

Une analyse économique a été réalisée afin de comparer les trois scénarios pour le raccordement local étudiés. Les résultats de cette analyse permettent de conclure que le scénario 1 s'avère être le plus optimal d'un point de vue technico-économique et est donc le scénario recommandé.

4 Réseau de transport principal

4.1 Résultats de l'étude

4.1.1 Régime permanent

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 affecte le niveau de puissance à transporter sur les lignes à 735 kV. Les analyses du Transporteur ont montré que la capacité thermique de la ligne L7006 est dépassée à la suite de l'ajout de la nouvelle production. Ainsi, il est nécessaire de rehausser la capacité thermique de la ligne L7006 sur une section d'environ 1,5 km.

4.1.2 Régime de court-circuit

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 affecte les niveaux de court-circuit aux postes du réseau principal environnants. Le pouvoir de coupure de 7 disjoncteurs à 230 kV est dépassé au poste Lévis. Il sera nécessaire de les remplacer.

4.1.3 Régime dynamique

Une étude de stabilité complète a été réalisée afin de s'assurer que le comportement du réseau respecte les performances prescrites par les critères de conception. Le comportement observé est adéquat pour la plupart des événements simulés. Toutefois, quelques cas menant à un non-respect des critères de conception du réseau ont été identifiés et ceux-ci devront faire l'objet de renforcements.

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 a un impact direct sur le transit des lignes à 735 kV du réseau. Tous les événements impliquant la perte d'une des lignes au sud du poste Jacques-Cartier (L7002 et L7017), dans une situation où l'autre ligne est déjà hors service, provoquent des sous-tensions en régime permanent au poste Nicolet qui sont en dehors des plages permises par les critères de conception du réseau.

L'ajout des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 a également un impact sur le comportement transitoire du réseau, particulièrement suivant des événements au poste Arnaud. Notamment, les événements provoquant la perte de deux (2) lignes parallèles au sud du poste Arnaud provoquent des oscillations de tension inférieures aux limites permises par les critères de conception du réseau.

4.2 Scénarios de renforcement du réseau principal

Cette section présente les scénarios de renforcements qui permettent d'intégrer les parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 dans le respect des critères de planification sur le réseau de transport principal.

4.2.1 Scénario 1 : ajout de condensateurs shunts

Le scénario 1 consiste en l'ajout des équipements suivants :

- Rehaussement thermique de la ligne L7006 sur environ 1,5 km
- Remplacement de 7 disjoncteurs à 230 kV au poste Lévis

- Ajout d'un condensateur shunt de 345 Mvar au poste Lévis
- Ajout de deux condensateurs shunt de 345 Mvar au poste des Laurentides
- Ajout de deux condensateurs shunt de 184 Mvar au poste Appalaches
- Ajout de deux condensateurs shunt de 100 Mvar au poste Montérégie
- Implantation du système CCTG aux centrales Sainte-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2

4.2.2 Scénario 2 : ajout d'un compensateur statique

Le scénario 2 consiste en l'ajout des équipements suivants :

- Rehaussement thermique de la ligne L7006 sur environ 1,5 km
- Remplacement de 7 disjoncteurs à 230 kV au poste Lévis
- Ajout d'un compensateur statique (-100 à 300 Mvar) au poste Nicolet

4.2.3 Scénario 3 : ajout de compensation série

Le scénario 3 consiste en l'ajout des équipements suivants :

- Rehaussement thermique de la ligne L7006 sur environ 1,5 km
- Remplacement de 7 disjoncteurs à 230 kV au poste Lévis
- Ajout d'une plateforme de compensation série au poste Chamouchouane sur la ligne L7103

4.3 Analyse économique

Une analyse économique a été réalisée afin de comparer les trois scénarios pour le renforcement du réseau principal étudiés. Les résultats de cette analyse permettent de conclure que le scénario 1 s'avère être le plus optimal d'un point de vue technico-économique et est donc le scénario recommandé.

5 Conclusion

Le Transporteur, pour répondre à la demande de raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9, recommande les ajouts au réseau décrits aux paragraphes suivants pour le raccordement local des parcs et le renforcement du réseau principal.

Les ajouts au réseau requis pour le raccordement local des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 sont les suivants :

- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3002
- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 22 km jusqu'au point de dérivation de la ligne L3003
- Construction d'une ligne monoterne à 315 kV d'environ 8 km jusqu'au nouveau poste de sectionnement SDBHQ
- Rehaussement thermique sur une partie des lignes 3001, 3002 et 3010
- Construction d'un poste de sectionnement 3001/3002 à 315 kV avec 4 disjoncteurs qui vient sectionner les lignes L3001 et L3002
- Construction d'un poste de sectionnement 3187 à 315 kV avec 3 disjoncteurs à proximité du poste SDB qui vient sectionner la ligne 3187
- Modifications des systèmes de protection impactés par le raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et l'ajout des postes de sectionnement
- Addition des liaisons de télécommunications requises à la suite du raccordement des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 et de l'ajout des postes de sectionnement

Les renforcements au réseau principal requis pour l'intégration des parcs éoliens SB7, SB8 et SB9 sont les suivants :

- Rehaussement thermique de la ligne L7006 sur environ 1,5 km
- Remplacement de 7 disjoncteurs à 230 kV au poste Lévis
- Ajout d'un condensateur shunt de 345 Mvar au poste Lévis
- Ajout de deux condensateurs shunt de 345 Mvar au poste des Laurentides
- Ajout de deux condensateurs shunt de 184 Mvar au poste Appalaches
- Ajout de deux condensateurs shunt de 100 Mvar au poste Montérégie
- Implantation du système CCTG aux centrales Sainte-Marguerite-3, Romaine-1 et Romaine-2

Le délai de réalisation des travaux pour le raccordement local et pour le renforcement du réseau principal est évalué à environ 63 mois à compter du démarrage de l'avant-projet. La date de mise en service demandée, soit le 1^{er} décembre 2024, ne peut pas être respectée. Toutefois, une mise en service en février 2027 est jugée réalisable dans la mesure où les activités d'avant-projet débutent à l'automne 2021.