

Réponses aux engagements pris à la séance de travail du 3 octobre 2022

Engagement #1.

Le Coordonnateur – Déposer la position du Coordonnateur au sujet des points de la demande d'intervention de RTA, repris à la séance de travail.

1. Assujettissement ou exclusion potentiel d'installations qui ne sont pas raccordées directement au RTP

R1. Le Coordonnateur comprend l'avis de RTA à l'égard de l'assujettissement des transformateurs élévateurs pourrait nécessiter des investissements importants sans toutefois être pertinent pour la fiabilité. Le Coordonnateur a analysé la notion de point de coupure et il a été déterminé que le transformateur élévateur d'un groupe de production non-raccordé au RTP a un impact négligeable sur la fiabilité.

En effet, les raisons pour lesquelles le Coordonnateur proposait l'inclusion de groupe de production non-raccordé au RTP est essentiellement en raison de leur rôle pour assurer l'équilibre offre-demande, maintenir les réserves d'exploitation et pour régler la fréquence de l'Interconnexion du Québec. Or, les transformateurs élévateurs ont un impact limité, voir négligeable parmi ces rôles.

À la lumière de ce qui précède, le Coordonnateur révisé sa proposition initiale présentée à la page 17 du Guide de référence sur la définition du RTP (pièce B-0011) comme suit :

La limite du RTP lorsqu'une ressource de production est non raccordée au RTP doit être le premier point de ~~coupure sectionnement~~ (ex : un disjoncteur, un sectionneur, etc.) ~~permettant une coupure sous charge (ex : un disjoncteur) suivant le groupe de production ou la connexion basse tension du transformateur élévateur associé au groupe de production.~~ Ainsi, toute la partie entre la(les) ressource(s) de production et le point de coupure doit être inclus dans le RTP.

~~Note : Advenant le cas où il n'y a pas de point de coupure du côté basse tension du transformateur élévateur, le Coordonnateur interprète que la limite d'inclusion dans le RTP est le premier point de coupure du côté haute tension du transformateur élévateur et ce, même si la ressource de production est non raccordée au RTP.~~

2. Revue de performance

R2. Tel que déjà mentionné, le Coordonnateur est favorable à la réalisation d'une revue de performance et comprend que RTA souhaite que cette proposition soit précisée.

Le Coordonnateur propose donc de clarifier sa proposition au plan de mise en œuvre comme suit :

À la suite de la première autodéclaration annuelle à survenir suivant une décision de la Régie sur la Méthodologie¹, le Coordonnateur effectuera une revue de performance sur la Méthodologie, **si requis**. Cette revue de performance prévoira également une période de consultation publique pour permettre aux entités visées d'émettre des commentaires. Les conclusions de cette revue de performance pourraient être présentées à la Régie lors de la mise à jour annuelle du Registre suivante.

Par ailleurs, le Coordonnateur est favorable à ce qu'une ordonnance de suivi quant à la revue de performance soit énoncée par la formation dans le cadre de sa décision sur le fond au présent dossier.

3. Études qui ne peuvent être réalisées par les entités visées

R3. Le Coordonnateur comprend que certaines entités visées, notamment celles de petites tailles comportant peu de ressources spécialisées en la matière, pourraient avoir de la difficulté à effectuer l'ensemble des études requises pour compléter l'analyse d'une demande d'exception.

À cet égard, le Coordonnateur tient à préciser par la présente qu'il est favorable à une collaboration étroite entre l'entité visée et le Coordonnateur pour la réalisation des études requises.

Ainsi, le Coordonnateur modifiera, en temps opportun, la section 6 de la Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal (Pièce B0012) et le formulaire de demande d'exception (pièce B-0015) afin d'y indiquer que le Coordonnateur peut réaliser les études requises en collaboration avec l'entité visée lorsque l'analyse préliminaire effectuée par le Coordonnateur permet de conclure que la demande d'exception est pertinente.

4. Uniformisation du processus d'autodéclaration annuelle

R4. Le Coordonnateur est favorable à la proposition de RTA et pourra déposer, en temps opportun, un gabarit de tableau Excel, afin d'uniformiser les autodéclarations des entités visées.

Le Coordonnateur précise qu'une flexibilité à l'égard des modifications apportées aux documents liés à l'autodéclaration est nécessaire et ce, dans une perspective d'amélioration continue et agile. Ainsi, bien que le Coordonnateur propose un gabarit Excel, il pourrait être appelé à être modifié ou bonifié, notamment dans le cadre de la revue de performance et ce, toujours en étroite collaboration avec les entités visées.

¹ Le Coordonnateur précise à l'engagement numéro 3, les conclusions recherchées à l'égard de la demande au présent dossier.

Engagement #2.

Le Coordonnateur – Déposer ses réponses aux éléments pertinents indiqués aux annexes A et B de la pièce A-0006 suite à la séance de travail.

Annexe A

5. Clarifications de la Demande au sujet de la revue de performance de la Méthodologie et du plan de mise en œuvre de la Méthodologie :

5.1. Proposition du paragraphe 39 de la pièce B-0023 qui n'est pas reprise dans le dispositif;

R5.1. Voir la réponse au sujet d'intervention numéro 2 de RTA à l'engagement numéro 1.

5.2. Dates de mise en application.

R5.2. Le Coordonnateur précise l'ensemble des dates proposées pour la mise en application de la Méthodologie du RTP, incluant la date de mise en vigueur de la nouvelle définition du RTP, la date de début des obligations de conformité pour les éléments nouvellement inclus dans RTP, la date de fin des obligations de conformité pour les éléments nouvellement retirés du RTP et la date de la première autodéclaration annuelle.

Ainsi, dès l'émission d'une décision prenant acte de la Méthodologie, approuvant le Registre et adoptant le Glossaire, le plan de mise en œuvre s'enclencherait comme suit :

- 1) Le Registre approuvé entre en vigueur et les éléments retirés du RTP par l'application de la nouvelle Méthodologie sont retirés du Registre;**
- 2) Le premier jour du deuxième trimestre survenant après la décision, la nouvelle définition du RTP entre en vigueur. Cette date d'entrée en vigueur est indiquée au Glossaire ainsi qu'à l'historique des versions de la définition du RTP (Pièce B-0010);**
- 3) Douze (12) mois suivant la mise en vigueur de la définition, les obligations de conformité débutent pour les éléments nouvellement inclus dans le RTP. À noter que si une entité visée nécessite plus de temps pour se conformer, elle peut communiquer avec le Coordonnateur. Si une modification de date est souhaitable à la lumière de la nouvelle analyse, le Coordonnateur proposera une modification au Registre à la Régie en indiquant les motifs pour le report de date de mise en application et ce, dans le premier dossier disponible ou dans un nouveau dossier;**

- 4) Au mois de juin survenant au moins trois (3) mois après la date de mise en vigueur de la définition, la première autodéclaration annuelle a lieu;
- 5) À la suite de cette première autodéclaration annuelle, le Coordonnateur effectue une revue de performance de la Méthodologie en collaboration avec les entités visées. Cette revue de performance comporte minimalement une consultation publique auprès des entités visées²;
- 6) Le 1^{er} décembre suivant la première autodéclaration annuelle, le Coordonnateur dépose à la Régie la mise à jour annuelle du Registre incluant les modifications à apporter aux installations du RTP et un rapport présentant les conclusions de la revue de performance. Par conséquent et à la lumière de l'expérience acquise, si le Coordonnateur devait considérer que des ajustements mineurs à la Méthodologie étaient nécessaires, la Régie en serait informée dans le cadre d'une mise à jour annuelle du Registre. Il importe de préciser que la revue de performance ne pourrait pas avoir pour effet de changer l'essence de la Méthodologie, mais qu'à des ajustements mineurs. Ainsi, à la suite de la revue de performance, le Coordonnateur ne demandera pas de conclusion sur les ajustements de la Méthodologie, il ne fera qu'en informer la Régie, le cas échéant. À titre d'exemple, des ajustements mineurs consisteraient en des modifications de forme aux différents formulaires, des changements de dates pour l'autodéclaration annuelle ou l'ajout d'une interprétation ou d'un schéma au Guide de référence sur la définition du RTP. *A contrario*, un ajustement majeur pourrait être une modification d'un seuil quelconque de la définition du RTP.

Le Coordonnateur résume les étapes du plan de mise en œuvre sous forme graphique ci-dessous :



6. Processus de mise à jour du Registre – mise à jour du document faisant état du processus suivi pour assurer la mise à jour du Registre et illustration schématique de la démarche suivie;

R6. Au paragraphe 330 de la décision D-2018-149, la démarche du Coordonnateur pour

² À noter que selon la date de la décision de fond sur la Méthodologie du RTP, il est possible que les étapes 4 et 5 surviennent avant l'étape 3 sans que cela n'ait d'impact.

mettre à jour le Registre est énoncée comme suit :

- a) Établissement de la liste des éléments RTP par l'application de la Méthodologie;
- b) Constitution de la liste des installations qui devront apparaître au Registre;
- c) Identification des entités visées par les normes de fiabilité;
- d) Mise à jour du Registre en vue de le soumettre à la Régie.

La démarche au présent dossier n'a aucun impact sur le processus ci-haut mentionné. Ainsi, le Coordonnateur est d'avis qu'aucune modification ou mise à jour au processus, tel qu'énoncé au paragraphe 330 de la décision D-2018-149 n'est nécessaire.

- 7. Impacts des autres dossiers sur la Demande et mise à jour de la preuve (exemple : mise à jour de la preuve au dossier suivant la décision qui sera rendue dans le dossier R-4179-2021 et reflétant la dernière réorganisation d'Hydro-Québec);

R7. Le Coordonnateur mentionne qu'il n'est pas nécessaire de mettre à jour la preuve au présent dossier en regard de d'autres dossiers règlementaires.

Ainsi, il n'y a pas lieu d'attendre une décision au dossier R-4179-2021 afin de pouvoir traiter le présent dossier. Si des modifications au Registre devaient avoir lieu dans le cadre de n'importe quel dossier devant la Régie, incluant notamment le dossier R-4179-2021, le Coordonnateur déposerait, lors du dépôt en vue de la décision de conformité, un Registre à jour, incluant les modifications ayant eu lieu dans la décision au fond au présent dossier et les modifications faisant suite aux autres dossiers règlementaires. Cette façon de faire est par ailleurs la procédure normale. En effet, il est déjà arrivé dans le passé que plusieurs différentes versions du Registre soient présentées à la Régie en raison du fait que plusieurs dossiers sont traités simultanément. L'important est que lors du dépôt de conformité, la version la plus à jour soit présentée à la formation. Le même principe s'applique par ailleurs pour le Glossaire.

Le Coordonnateur précise qu'il entend présenter une mise à jour de la preuve pour tenir compte des éléments présentés au présent engagement avant la prochaine séance de travail au présent dossier, le cas échéant.

- 8. Possibilité de déposer en preuve au présent dossier la Méthodologie pour la détermination des éléments Bulk, méthodologie mise à jour à la suite de la révision du critère A-10 par le NPCC (dossier R-4120-2020);

R8. Le réseau Bulk (BPS) est basé sur l'application du critère A-10 du NPCC qui lui est fondamentalement basé sur l'impact que peuvent entraîner des défauts ou perturbations d'un élément sur le réseau et sur les réseaux voisins. L'application de ce

critère a été rejetée par la FERC³ pour plusieurs motifs dont l'insuffisance pour couvrir les besoins d'exploitation et de maintenance pour la fiabilité en plus de ne pas inclure les installations de production. Par son ordonnance, la FERC avait les critiques suivantes à l'égard du réseau Bulk :

- Les tests prescrits par le critère A-10 sont subjectifs;
- Les résultats des tests sont inconsistants en pratique;
- Le terme utilisé pour zone locale est peu défini et laisse beaucoup de place à l'interprétation;
 - Ainsi, si une entité choisit une zone géographique large, l'impact résultant d'un défaut dans un jeu de barres spécifique pourrait être négligeable.
- Il n'y a pas de discussion sur la performance du réseau;
- Il n'y a pas de discussion sur les impacts négatifs significatifs sur les installations d'une zone locale;
- Le critère A-10 n'est pas cohérent, répétable, ni une alternative équivalente au critère déterministe de 100 kV du *BES*.

Sans débattre de la pertinence du réseau Bulk au Québec, Le Coordonnateur souligne que la Méthodologie Bulk est complètement distincte de la Méthodologie d'identification des éléments du RTP. Il réfère d'ailleurs la Régie au dossier R-3699-2009 dans lequel la Régie a clairement statué sur ce point. La décision D-2015-059, paragraphe 828, souligne l'importance de cette distinction :

« [828] Par ailleurs, la Régie rappelle l'importance de la distinction à faire entre les définitions des réseaux « Bulk Electric System » (BES), réseau de transport principal (RTP) et Bulk pour ce qui est de l'application des normes de fiabilité au Québec. »

Malgré ce qui précède, le Registre proposé au présent dossier inclut certaines modifications sans impact à la colonne « Niveaux de tension applicables Bulk (kV) » de l'Annexe B du Registre. Le Coordonnateur comprend donc que la Régie est intéressée à comprendre la justification de ces modifications en lien avec la colonne Bulk.

À cet effet, le Coordonnateur précise que l'étude *Classement des éléments BPS (Bulk Power System) de l'Interconnexion du Québec selon le critère A-10 du NPCC*, déposée sous pli confidentiel comme pièce HQCF-3, document 1 au dossier R-4120-2020 fait office de la Méthodologie pour la détermination des éléments Bulk, et est par ailleurs la version la plus à jour de cette méthodologie.

En effet, l'étude du planificateur déposée au dossier R-4120-2020 mentionne que la révision du critère A-10 permet de retirer 160 lignes de l'application du Directory 1 du NPCC. Ce retrait de l'application du Directory 1 du NPCC justifie l'exclusion de ces lignes de l'applicabilité de la norme de fiabilité TPL-001-4, soit la seule norme au

³ Ordonnance 743 de la FERC, consultée le 13 octobre 2022 au https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/E-2_12.pdf (en anglais seulement)

Québec dont le champ d'application est le réseau Bulk. Le dossier R-4120-2020 venait retirer 56 lignes Bulk et RTP du Registre, car ces lignes ne correspondaient plus à aucun critère de la Méthodologie RTP. Toutefois, les 104 lignes résiduelles justifient leur inclusion au RTP en raison de l'application de la Méthodologie RTP en vigueur, d'où le fait que leur inscription au Registre demeure.

La Méthodologie RTP du présent dossier retire 19 de ces 104 lignes du champ d'application du RTP. En outre, ces 19 lignes inscrites comme étant Bulk et RTP au Registre actuellement ne remplissent désormais aucun critère de la nouvelle Méthodologie RTP pour justifier qu'elles soient conservées au Registre. Ces motifs sont présentés dans les réponses à la demande de renseignements no. 2 de la Régie au dossier R-4120-2020.

Par ailleurs, le Coordonnateur mentionne que l'ajout au RTP du niveau de tension à 120 kV pour le poste Judith-Jasmin a permis de déceler une coquille, en ce sens que ce niveau de tension est également Bulk. En outre, le Coordonnateur est d'avis qu'il s'agit d'un simple oubli et que cette coquille est corrigée au Registre déposé au présent dossier.

Par souci de clarté, le Coordonnateur souligne que la méthodologie pour la détermination des éléments Bulk mise à jour à la suite de la révision du critère A-10 par le NPCC, ne pourrait être utile à la Régie dans le présent dossier, que pour la vérification des modifications proposées au Registre dans la colonne « Niveaux de tension applicables Bulk (kV) » de l'Annexe B du Registre. La méthodologie Bulk n'est pas utile pour juger de la validité de la Méthodologie du RTP proposée dans le présent dossier. Ainsi, pour les motifs énoncés ci-haut, le Coordonnateur réfère la Régie à l'étude *Classement des éléments BPS (Bulk Power System) de l'Interconnexion du Québec selon le critère A-10 du NPCC* ainsi que les réponses à la demande de renseignements no. 2 de la Régie, tous deux déposés dans le cadre du dossier R-4120-2020, sous pli confidentiel.

9. Formulaires d'autodéclaration annuelle et de demande d'exception du RTP :

9.1. Possibilité de revoir le français, l'usage de termes définis au Glossaire dans les différents formulaires dont, notamment, le formulaire de demande d'exception et soumission d'une nouvelle proposition (ex. chemin de démarrage, exploitant, SCADA, etc.);

R9.1. Le Coordonnateur est d'accord avec la possibilité de revoir le français dans le formulaire d'autodéclaration annuelle et le formulaire de demande d'exception au réseau de transport principal (RTP).

Tel que mentionné précédemment, le Coordonnateur proposera une nouvelle version des documents lors de la mise à jour de sa preuve.

9.2. Justifications du choix d'un contact technique seulement par rapport à, par exemple, deux contacts techniques et un cadre (afin de considérer des situations de congés, vacances, départ du seul contact technique, etc...);

R9.2. Le Coordonnateur justifie le choix d'un seul contact technique par le fait qu'il existe plusieurs entités visées ayant au plus une seule ressource assignée à la fiabilité réglementaire.

Par ailleurs, le Coordonnateur note que ce type de demande relève plutôt de l'opérationnalisation de la Méthodologie, dans laquelle le Coordonnateur jouit de flexibilité. En effet, ce type de modalités administratives au formulaire pourra évoluer à l'issue du présent dossier, et ce, sans qu'une approbation soit nécessaire. En effet, le Coordonnateur rappelle que l'un des objectifs poursuivis est de collaborer avec les entités visées. En ce sens, si une entité visée devait trouver préférable d'avoir plus d'un contact technique, elle pourrait bien entendu communiquer avec le Coordonnateur.

Malgré ce qui précède, le Coordonnateur ne voit pas d'inconvénient à intégrer la proposition de la Régie dans la prochaine mise à jour de la preuve.

9.3. Explications des raisons pour lesquelles le formulaire d'autodéclaration annuelle comporte une rubrique « Signature » tandis que le formulaire de demande d'exception au RTP n'en comporte aucune.

R9.3. Le formulaire d'autodéclaration annuelle requiert une signature puisqu'il s'agit d'une attestation, tandis que le formulaire de demande d'exception au réseau de transport principal (RTP) est plutôt une demande d'analyse. Le Coordonnateur précise que ces deux (2) formulaires sont fortement inspirés de ceux utilisés en Ontario.

10. Informations mises à la disposition des entités et de la Régie pour les processus d'autodéclaration, de demande d'exception et pour la réalisation des études associées (méthodologie/guides/schéma complet du réseau de l'interconnexion du Québec/modèles PSS de l'interconnexion du Québec, etc...) :

10.1. Le schéma accompagnant la demande peut être amélioré (exemple : puissance des centrales RTP et non-RTP, précisions sur les tensions).

R10.1. Le Coordonnateur est d'avis que les entités visées détiennent l'information nécessaire et suffisante pour remplir le formulaire d'autodéclaration annuelle et le formulaire de demande d'exception au réseau de transport principal (RTP).

Dans la Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal (Pièce B-0012), le Coordonnateur mentionne à la foire aux questions

qu'il offre bien entendu son soutien et son expertise pour l'interprétation de la définition et la réalisation des différentes études nécessaires pour analyser la demande d'exception. Par ailleurs, en réponse au sujet d'intervention numéro 3 de l'entité RTA (voir la réponse sous l'engagement numéro 1), le Coordonnateur propose de bonifier la Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal et le formulaire de demande d'exception afin de préciser la collaboration du Coordonnateur, le cas échéant, lors de la réalisation d'études dans le cadre d'une demande d'exception, sous réserve de ce qui est mentionné plus haut. Aussi, à l'Annexe B de la pièce B-0012, le Coordonnateur oriente les entités visées en mentionnant les questions préliminaires à avoir avant de soumettre une demande d'exception au Coordonnateur.

Finalement, le Coordonnateur souhaite rassurer la Régie que si, dans le cadre d'une demande d'exception précise, il devait être nécessaire de partager avec une entité visée certains documents, il serait possible de le faire, mais que cela serait évalué au cas par cas. Ainsi, dans le cadre de l'analyse d'une demande d'exception, le Coordonnateur pourrait produire une entente de confidentialité au bénéfice de l'entité visée.

11. Clarifications des processus d'autodéclaration et d'exception dans le cas des normes de performance, c'est-à-dire des normes dont les impacts seront connus ultérieurement aux termes d'étude.

R11. De façon générale, le Coordonnateur précise que l'application de la Méthodologie RTP se fait indépendamment de l'application de normes de fiabilité et ce, incluant les normes de performance. Le RTP est un champ d'application pour un ensemble de normes de fiabilité. Le champ d'application d'une norme de fiabilité est inscrit à la section 4 des normes de fiabilité de la NERC. S'il y a lieu de modifier le champ d'application de la norme de fiabilité de la NERC, notamment en raison de particularités pour l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur consigne une ou plusieurs dispositions particulières à l'annexe Québec de la norme de fiabilité concernée.

Maintenant, en l'occurrence, une norme de performance possède un champ d'application indiquée à sa section 4 (sous réserve de dispositions particulières à l'Annexe Québec). Pour les installations identifiées en cette section 4, l'entité visée par la norme de fiabilité doit produire les études requises par la norme et par la suite produire un plan d'action corrective pour les installations ne répondant pas aux critères de performance fixés par la norme. En outre, les installations ne répondant pas aux critères de performance fixés par la norme devront, selon le plan d'actions correctives, parvenir à se conformer à ces objectifs de performance. On pourrait donc dire que les installations ne répondant pas aux critères de performance sont un sous-ensemble des installations visées par la norme en sa section 4. En somme, peu

importe le résultat des études requises par la norme, il est impossible que le champ d'application de la section 4 de la norme de fiabilité soit modifié, ni le Registre.

Annexe B

12. Inclusion I1 : explications concernant le choix d'une tension de 700 kV (BULK) au lieu du 300 kV « principe de base » (ou même de 200 kV, tel que retenu pour l'inclusion des transformateurs par le Coordonnateur à la norme TPL-007-3);

R12. Le Coordonnateur pourra fournir, si nécessaire, une réponse plus complète dans le cadre de la séance de travail à venir, le cas échéant. Il fournit toutefois un premier niveau de réponse dans le présent engagement.

Le réseau à 735 kV a été développé pour les besoins spécifiques du Québec en permettant de transiter la majorité de la puissance vers les réseaux à des niveaux de tensions inférieurs, c'est pourquoi il représente la colonne vertébrale du réseau électrique au Québec. L'inclusion I1 a pour objectif de préciser les éléments qui doivent être inclus au RTP. Le transformateur est un équipement critique et c'est grâce à ce dernier que l'énergie électrique peut être transportée sur de grandes distances pour être par la suite distribuée dans les centres de consommation. Puisque le réseau à 735 kV est important, il est nécessaire d'inclure tous les transformateurs ayant un côté avec une tension supérieure à 700 kV, et ce, pour les raisons mentionnées ci-dessus. Un défaut prolongé sur un transformateur à 735 kV peut occasionner une instabilité majeure sur le réseau exploité à 735 kV.

Outre l'importance d'inclure les transformateurs ayant un côté avec une tension supérieure à 700 kV, l'inclusion I1 ajoute également au RTP les jeux de barres connexes à ces transformateurs, permettant ainsi d'assujettir dans le RTP des jeux de barres à des niveaux de tension inférieurs à 300 kV et ce, dans une optique d'assurer une protection supplémentaire au réseau à plus de 700.

13. Inclusions I2 et I4: précisions sur le seuil de 75 MVA : puissance des plaques signalétiques, puissance résultant d'un écoulement de puissance, autres méthodes de détermination de la puissance (exemple : les parcs éoliens de New Richmond et de Témiscouata I et II) (suivi du paragraphe 69 de la décision D-2020-065);

R13. Le Coordonnateur pourra fournir, si nécessaire, une réponse plus complète dans le cadre de la séance de travail à venir, le cas échéant. Il fournit toutefois un premier niveau de réponse dans le présent engagement.

Justification du seuil de 75 MVA

Le Coordonnateur précise que le seuil de 75 MVA représente la puissance des plaques signalétiques, soit la puissance nominale brute ou en d'autres termes, la

puissance installée (nameplate).

Le Coordonnateur est d'avis qu'un seuil de puissance installée sous 75 MVA n'aurait aucun bénéfice pour la fiabilité et aurait un impact élevé sur les entités visées. En effet, selon la Méthodologie actuelle, seules 3 des 12 installations de production dont la puissance installée se situe entre 50 MVA et 75 MVA sont incluses au RTP. La Méthodologie proposée au présent dossier conserve seulement une seule de ces installations en raison de l'inclusion I6 et de sa particularité en tant que centrale asynchrone à l'Interconnexion du Québec (La centrale Bryson, avec une puissance installée de 70 MVA).

Le seuil de puissance minimal fixé par la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « Loi ») à l'article 85.3 est de 50 MVA, donc l'impact doit être analysé pour les installations dont la puissance installée est entre 50 et 75 MVA. Le Coordonnateur résume son analyse ci-dessous.

En premier lieu, l'ensemble de ces installations sont raccordées au réseau de transport à des tensions inférieures à 300 kV. Dans l'hypothèses où elles deviendraient des installations de production RTP mais non-raccordées au RTP, leur rôle se résume principalement à :

- maintenir l'équilibre offre-demande;
- maintenir les réserves d'exploitation;
- régler la fréquence.

En second lieu, en considérant que la centrale Bryson demeure dans le RTP, la puissance totale des installations dont la puissance installée est située entre 50 et 75 MVA correspond approximativement 700 MVA, soit environ 300 MVA de différence avec la plus importante perte de ressource et la seconde plus importante perte de ressources pour l'Interconnexion du Québec (1000 MW pour chacune d'entre elles). Limitant de façon significative leur importance parmi les trois (3) rôles mentionnés ci-haut.

En troisième lieu, la probabilité que survienne le déclenchement intempestif simultané des 11 centrales concernées, réparties sur l'ensemble du territoire du Québec est très faible. En outre, le scénario où surviendrait la perte de ces 700 MVA de puissance est quasi-impossible, une catastrophe importante affectant l'ensemble du territoire du Québec serait requise pour qu'un tel événement se produise.

En somme, l'impact de ces centrales est plutôt faible pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Le coût par rapport au bénéfice en fiabilité qu'apporte l'inclusion des centrales dont la puissance installée est entre 50 et 75 MVA au RTP n'est pas justifiable d'un point de vue de fiabilité ni économiquement.

Suivi du paragraphe 69 de la décision D-2020-065

Par ailleurs, Le Coordonnateur considère que le présent dépôt répond au paragraphe 69 de la décision D-2020-065, reproduit ci-dessous :

« De plus, la Régie ordonne au Coordonnateur, au plus tard dans un délai de quatre mois à partir de la présente décision, de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier, en suivi du présent dossier, soit une révision à la Méthodologie RTP ou un mécanisme d'exclusion qui permettrait de traiter, à l'avenir, les cas semblables à celui de Vent New Richmond s.e.c. ».

Le Coordonnateur souligne que la Méthodologie, incluant le processus d'exception, déposée au présent dossier, répond expressément à la demande de la Régie.

Information se retrouvant au Registre

En ce qui concerne le parc éolien New Richmond, il possède une puissance réelle installée de 67,8 MW. En appliquant le facteur de puissance requis de 0,95, on détermine que la puissance apparente installée est de 71,36 MVA. Le Parc éolien New Richmond n'est pas inclus au RTP en vertu de sa définition déposée au présent dossier.

Pour le parc éolien Témiscouata, il possède une puissance réelle installée de 73,5 MW. En appliquant le facteur de puissance requis de 0,95, on détermine que la puissance apparente installée est de 77,37 MVA. Le parc éolien Témiscouata est inclus au RTP en vertu de sa définition déposée au présent dossier.

Le Coordonnateur est conscient que certaines installations de production au Registre ont une puissance inscrite en MW plutôt qu'en MVA. Cet état de fait remonte à la première mouture du Registre et par l'évolution du Registre, un arrimage des puissances strictement en MVA n'a pas été fait. Le Coordonnateur est conscient que de retrouver la puissance installée des installations sous un seul format, soit en MVA, est préférable pour éviter toute confusion. Toutefois, cet arrimage doit se faire en collaboration avec les entités visées et le Coordonnateur estime que la première autodéclaration annuelle de la Méthodologie présente une opportunité en ce sens.

14. Inclusion I5: précisions sur le seuil de puissance pour les équipements de puissance réactive, justifications d'un raccordement par un transformateur dédié;
- R14. Le Coordonnateur pourra fournir, si nécessaire, une réponse plus complète dans le cadre de la séance de travail à venir, le cas échéant. Il fournit toutefois un premier niveau de réponse dans le présent engagement.

Le Coordonnateur précise qu'il n'y a aucun seuil de puissance prévu dans l'inclusion I5. Cette inclusion est l'équivalent technique de l'inclusion I2, mais pour les

ressources de puissance réactive. Le Coordonnateur soutient que l'inclusion des équipements de puissance réactive jouent un rôle significatif sur la stabilité du RTP et ce, peu importe leur seuil de puissance lorsque ces équipements sont inclus selon les critères énoncés à l'inclusion I5.

15. Inclusion I6: explications sur le seuil de 50 MVA. Cette inclusion a priorité sur l'ensemble des exclusions (cas de la centrale Rayonier de 60,2 MW);

R15. Le Coordonnateur pourra fournir, si nécessaire, une réponse plus complète dans le cadre de la séance de travail à venir, le cas échéant. Il fournit toutefois un premier niveau de réponse dans le présent engagement.

Le Coordonnateur précise que la centrale Rayonier n'est pas incluse dans le RTP par l'application de sa définition.

En effet, par son synchronisme à une Interconnexion autre que l'Interconnexion du Québec, l'inclusion I6 requiert que la situation précise de la centrale Rayonier soit analysée en appliquant la définition du BES.

Selon l'inclusion I2 de la définition du BES, la centrale Rayonier est incluse au RTP puisque son groupe individuel possède une puissance nominale brute supérieure à 20 MVA. Cependant, par application de l'exclusion E2 de la définition du BES, la centrale Rayonier est exclue du BES, car elle n'injecte pas plus de 75 MVA sur le réseau et il existe une convention entre Rayonier (exploitant de l'installation) et Hydro-Québec (RC, BA et TOP).

En somme, puisque la centrale Rayonier est exclue du BES, l'inclusion I6 du RTP n'est pas applicable.

La définition du BES étant clairement définie au Glossaire, le Coordonnateur est d'avis que l'application de la définition du BES à même la définition du RTP est compatible avec la Méthodologie du RTP pour les cas de figure qui concernent seulement les installations asynchrones à l'Interconnexion du Québec et qui dont la première installation dans le territoire voisin est incluse dans le BES. Il s'agit en l'espèce d'un arrimage optimal avec les territoires voisins.

Finalement, le Coordonnateur précise que l'inclusion I6 a effectivement préséance sur les exclusions de la définition du RTP.

16. Exclusion E1 réseaux radiaux: le réseau d'Hydro-Québec est considéré un réseau radial par rapport aux réseaux maillés américains. Comment l'exclusion E1 est-elle adaptée à cette spécificité ?

R16. Le Coordonnateur pourra fournir, si nécessaire, une réponse plus complète dans le

cadre de la séance de travail à venir, le cas échéant. Il fournit toutefois un premier niveau de réponse dans le présent engagement.

Le Coordonnateur précise que l'exclusion E1 n'est pas spécifiquement adaptée au réseau radial du Québec, mais c'est plutôt l'ensemble de la définition qui est adaptée. L'exclusion E1 s'applique aux éléments de transport uniquement et ne pose aucun risque pour la fiabilité de l'Interconnexion. Si une ligne est exclue du RTP selon l'exclusion E1, alors un défaut survenant dans l'élément de transport n'aurait aucun impact sur le RTP étant donné sa vocation à desservir une charge.

17. Méthodes d'inclusion au RTP et/ou au BULK pour les lignes de transport:

R17. Le Coordonnateur comprend que ce point a été dûment traité lors de la séance de travail. Il répond directement aux autres éléments et réfère la Régie, de façon générale, à sa réponse exhaustive fournie à la question 8 quant à la distinction fondamentale entre la méthodologie du RTP et la méthodologie Bulk.

17.1. Critère de tension, de puissance transitée, autres;

R17.1 Le Coordonnateur réfère la Régie à la définition du RTP (pièce B-0010) pour consulter les différents critères déterministes (« brightline ») utilisés.

17.2. La grande majorité des lignes au Registre sont BULK;

R17.2 Tel qu'expliqué à la réponse à la question 8, la Méthodologie du RTP s'applique indépendamment de la Méthodologie Bulk.

17.3. La norme FAC-003-4 « Maîtrise de la végétation dans le réseau de transport » précise les lignes à 200 kV ou plus;

R17.3 Tout comme une norme de performance, l'applicabilité d'une norme de fiabilité n'influe pas la portée du RTP (voir la réponse à la question 11).

17.4. L'inclusion I2 et l'exclusion E1 mentionnent un point de coupure, soit un disjoncteur (pièce B-0011 pages 17 et 40). Qu'en est-il pour les lignes?

R17.4 Le Coordonnateur souligne que le point de coupure pour une ligne n'a pas été spécifié au document de référence sur la définition du RTP. Toutefois, une bonification pourrait effectivement être ajoutée en ce sens. Ainsi, le point de coupure pour une ligne est un dispositif de sectionnement (sectionneur, disjoncteur, etc.).

17.5. Explication de la notion de départ de ligne (exemple: les départs de ligne au poste Langelier sont non RTP, mais reliés à deux lignes BULK). Comment identifier

l'information dans le Registre?

R17.5 À la lumière de la réponse précédente, le Coordonnateur précise qu'un départ de ligne est en fait le premier dispositif de sectionnement permettant de séparer une ligne et un jeu de barres dans un poste.

Pour le poste Langelier, la limite physique du RTP serait le premier dispositif de sectionnement permettant de faire la séparation entre la ligne RTP et le poste non-RTP.

18. Explications additionnelles concernant les postes de départ des centrales:

R18 Le Coordonnateur comprend que ce point a été dûment traité lors de la séance de travail.

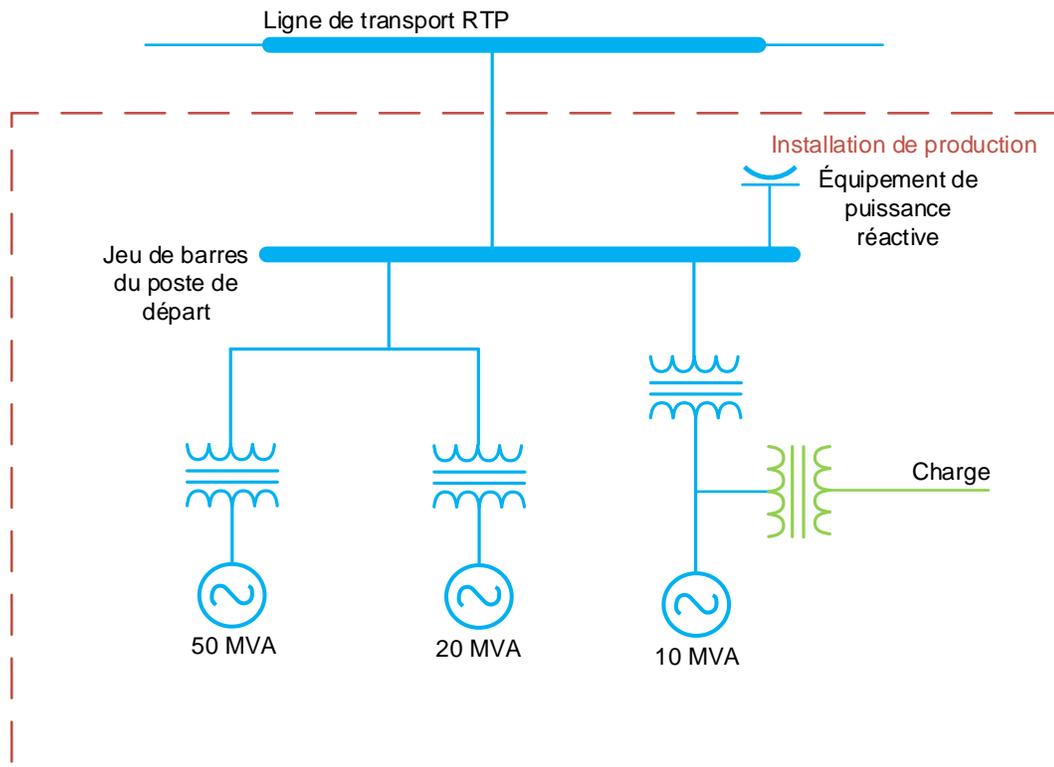
18.1. Selon le schéma (pièce B-0009), le poste de départ d'une centrale est exclu du RTP si les lignes la reliant au réseau ne sont pas RTP;

R18.1 Le Coordonnateur confirme que le poste de départ d'une centrale est exclu du RTP si les lignes la reliant au réseau de transport ne sont pas RTP

18.2. Équipements RTP et non RTP installés dans un poste de départ RTP;

R18.2 Le Coordonnateur précise que les équipements RTP inclus dans un poste de départ RTP sont essentiellement ceux permettant de faire le lien entre le groupe de production et le réseau de transport.

En somme, la définition du RTP s'applique. Les éléments de transport ainsi que les équipements de puissance active et réactive raccordant la production au réseau de transport sont inclus dans le RTP. Par ailleurs, les éléments servant à l'alimentation d'une charge locale sont exclus du RTP. Le schéma ci-dessous représente un exemple d'application pour une installation de production dont la puissance installée totalise 80 MVA. Ce qui est inclus dans le RTP est identifié en **bleu** et ce qui est exclu est identifié en **vert**.



18.3. Comment identifier l'information dans le Registre?

R18.3. L'information est indiquée au Registre à l'Annexe C sous la colonne « Raccordé au RTP? ». Cette colonne permet de déterminer si l'ensemble des équipements reliant le groupe de production au réseau de transport est inclus ou non dans le RTP.

19. Inclusions ou exclusions d'installations ou d'équipements du Registre : justifications par la méthodologie (centrale Rayonier, parc éolien New Richmond, postes Boucherville et Duvernay, centrales Carillon et Chute-des-passes, poste La Vérendrye 120 kV). Notion d'exception par rapport à la méthodologie.

R19. Tel que mentionné à la réponse R15, la centrale Rayonier est exclue du RTP selon l'exclusion E2 de la définition du BES.

Tel que mentionné à la réponse R13, bien que le parc éolien New Richmond possède une puissance réelle installée de 67,8 MW, sa puissance apparente installée est de 71,36 MVA. Le parc éolien New Richmond n'est donc pas inclus au RTP, puisqu'il ne répond pas au principe de base ni à aucune inclusion.

Les postes Boucherville et Duvernay sont inclus dans le RTP selon le principe de base, puisqu'ils sont exploités à une tension supérieure à 300 kV.

Les centrales Carillon et Chute-des-passes sont incluses dans le RTP selon l'inclusion I2, étant donné qu'elles ont une puissance installée supérieure à 75 MVA.

En ce qui concerne le niveau de tension à 120 kV du poste La Vérendrye, le Coordonnateur est en mesure de conclure qu'il n'est effectivement pas inclus en vertu de la nouvelle définition proposée du RTP. Le Coordonnateur déposera à cet effet un Registre révisé, en temps opportun, au choix de la Régie.

Engagement #3.

Le Coordonnateur – Déposer ses commentaires au sujet des prochaines étapes du traitement procédural du présent dossier.

Les conclusions recherchées dans la Demande du Coordonnateur sont relatives à la prise d'acte de la Méthodologie du RTP, à l'adoption du Glossaire et à l'approbation du Registre. C'est ce dernier point, soit l'approbation du Registre, qui est au cœur de la présente demande et qui sous-tend les deux autres conclusions. En effet, en vertu de l'article 85.13 al.1 (1^o) de la Loi, la Régie a compétence pour approuver le Registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité.

Or, pour pouvoir exercer sa compétence quant au Registre, il est important que la Régie soit en mesure de comprendre les éléments qui le façonnent, lesquels incluent entre autres, la méthodologie d'identification des éléments du RTP.

Il est conséquemment important que la Régie soit informée, en amont, de cette Méthodologie. Plus encore, le Coordonnateur considère qu'il est primordial qu'elle soit incluse au processus décisionnel et que la Régie s'en déclare satisfaite puisque, à l'avenir, les modifications au Registre seront notamment basées sur la nouvelle Méthodologie du RTP.

La prise d'acte par la Régie de la Méthodologie dans son ensemble permet à la Régie d'exercer adéquatement sa compétence relative au Registre. En approuvant le Registre, la Régie statue sur l'identification des entités que le Coordonnateur a faite, conformément aux décisions de la Régie établissant les principes relatifs au Registre.

Le Coordonnateur ne demande toutefois pas à la Régie d'approuver la Méthodologie, la Loi ne prévoyant pas une telle approbation.

Il n'y a pas non plus lieu que la Régie rende des ordonnances, dans une future décision au fond, sur chacun des documents déposés dans le dossier. La raison du dépôt de ceux-ci est simple, mais importante. Le Coordonnateur a pris soin de déposer la documentation la plus exhaustive possible pour s'assurer que la Régie soit en mesure de bien

comprendre le contenu de la Méthodologie. La Méthodologie est ainsi constituée de plusieurs éléments et forme un tout indissociable, puisqu'il s'agit d'une démarche logique, cohérente et par application successive de critères.

Les derniers dossiers pertinents en la matière confirment d'ailleurs la position du Coordonnateur à ce sujet. Il est possible de se référer entre autres aux décisions D-2011-068, D-2015-059 et D-2020-052⁴ pour le constater. C'est la Régie qui a initialement demandé au Coordonnateur de lui présenter une méthode d'identification des installations du RTP plutôt qu'une simple définition et c'est la Régie qui a récemment demandé au Coordonnateur de déposer une nouvelle Méthodologie, dans le contexte de la révision de la décision D-2018-149.

Ainsi, les éléments devant être visés par une décision sont uniquement les conclusions ci-haut mentionnées : la prise d'acte de la Méthodologie du RTP, l'approbation du Registre et l'adoption du Glossaire. Si la Régie estime que la Méthodologie présentée n'était pas acceptable, elle pourra refuser d'approuver le Registre en découlant.

Finalement, le Coordonnateur propose à la Régie qu'à la suite de son analyse des réponses aux engagements, qu'une séance de travail survienne pour éclaircir les points supplémentaires que la Régie jugera nécessaires.

- Émission de la décision procédurale, incluant l'établissement d'une séance de travail au fond, dans laquelle les Régisseurs pourraient être présents à titre d'observateurs (mi-novembre 2022)
- Dépôt des pièces révisées par le Coordonnateur (fin novembre 2022)
- Tenue de la séance de travail (décembre 2022)
- Dépôt de pièces révisées et des engagements (si requis à la lumière de la séance de travail) (janvier 2023)
- Décision sur le fond sur dossier (mars 2023)

Si la Régie devait avoir des questions subsistantes suivant le dépôt des pièces révisées et des engagements en janvier 2023, le Coordonnateur propose qu'une seconde séance de travail au fond soit envisagée au début du mois de février 2023.

Engagement #4.

RTA – Déposer sa réponse à la position (engagement #1) du Coordonnateur et sa proposition, le cas échéant, au sujet des prochaines étapes du traitement procédural du présent dossier.

⁴ Voir décision D-2020-052, par. 78.