

**Complément de preuve sur le réseau de
transport principal en suivi de modifications**



COMPLÉMENT DE PREUVE SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

1 SOMMAIRE

Le *réseau de transport principal (RTP)* est un *réseau* de référence utilisé pour le champ d'application de la grande majorité des *normes de fiabilité* de la North American Electric Corporation (la « NERC ») applicables au Québec. Plus concrètement, le *RTP* est composé d'*éléments* nécessaires au maintien de la fiabilité de l'*Interconnexion* du Québec tel que des lignes, des postes, des installations de production et les équipements qui y sont associés.

Une deuxième révision sur la définition du *RTP* a été entamée en 2019 par le *coordonnateur de la fiabilité* au Québec (le « Coordonnateur ») pour donner suite à deux (2) dossiers¹ traitant du sujet auprès de la Régie de l'énergie du Québec (la « Régie »). Le présent rapport est l'aboutissement d'un exercice de réflexion et d'évaluation effectué avec la participation de nombreux experts d'Hydro-Québec et des *entités visées*.

À la suite des consultations internes et auprès des *entités visées*, des modifications au *Registre des entités visées par les normes de fiabilité* (le « Registre ») auront comme effet de réduire le nombre d'installations incluses dans le *RTP*. Concrètement, quarante-trois (43) lignes, trente-six (36) postes et deux (2) centrales d'Hydro-Québec Production (HQP) seront retirés du *RTP* à la suite de l'application de sa définition révisée. Cette modification de la portée du *RTP* permet le maintien d'un *niveau de fiabilité adéquat* et considère davantage la topologie particulière du *réseau* de transport électrique du Québec. Une autre conséquence positive de ces changements est la réduction du fardeau de conformité des *entités visées* sans compromettre la fiabilité du *réseau* électrique du Québec.

Cette révision de la méthodologie d'identification des *éléments* du *RTP* (la « Méthodologie ») s'accompagne d'une nouvelle définition du *RTP* basée sur des critères déterministes, dont le principe de base est l'inclusion des *éléments de transport* exploités à une tension de 300 kV ou plus ainsi que les ressources de *puissance active* et de *puissance réactive* qui y sont raccordées.

De plus, la révision de la Méthodologie permet une participation volontaire des *entités visées* à compléter une autodéclaration annuelle de leurs installations incluses dans le *RTP* et remplir un processus d'exception permettant de retirer ou d'inclure des installations du *RTP*.

¹ Le Coordonnateur fait référence aux dossiers [R-3699-2009](#) et [R-3952-2015](#).

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

ÉCRIT PAR

Maryse Hébert	Ingénieure	OIQ #5082398
Jonathan Landry-Leclerc	Candidat à la profession d'ingénieur	OIQ #6023727

COLLABORATEURS

Fatouma Bagnan Beidou	Ingénieure	OIQ #6034942
Audrey Bellefeuille	Ingénieure	OIQ #5078361
Jean-Michaël Bissada	Ingénieur	OIQ #5060765
Vincent Fihey	Ingénieur	OIQ #132360
Bertrand Lambert	Ingénieur	OIQ #126644
Charles-Éric Langlois	Ingénieur	OIQ #145513
Simon Lebeau	Ingénieur	OIQ #127739
Marc Morissette	Ingénieur	OIQ #113632
Guylain Savoie	Ingénieur	OIQ #140809
Stéphane Vignola	Ingénieur	OIQ #103767

RÉVISÉ PAR

Nicolas Turcotte	Chef – Affaires réglementaires du Coordonnateur de la fiabilité et Mise en Conformité	OIQ #145681
Junji Yamaguchi	Chef – Affaires réglementaires du Coordonnateur de la fiabilité, analyse et encadrements	OIQ #126357

Le Coordonnateur tient à remercier tous ceux et celles qui ont participé de près ou de loin à l'élaboration de la présente Méthodologie. Plusieurs experts du *réseau* d'Hydro-Québec et de nombreuses *entités visées* ont alimenté la réflexion à l'égard de la présente Méthodologie.

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

TABLE DES MATIERES

1	Sommaire	i
	Écrit par.....	iii
	Collaborateurs	iii
	Révisé par.....	iii
2	Lexique	8
3	Introduction.....	9
4	Suivi des demandes formulées par la Régie	11
4.1	l'inscription de HQT à titre de GOP pour HQP au Registre	11
4.2	la fonction LSE dans le modèle fonctionnel de fiabilité québécois	12
4.3	Le niveau maximal de perte de charge au Québec	13
5	La nouvelle définition du réseau de transport principal	15
5.1	Le choix d'une méthode d'identification	15
5.1.1	Méthode basée sur l'impact	15
5.1.2	Méthode à critères déterministes	15
5.1.3	Conclusion du Coordonnateur sur le choix d'une méthode	16
5.2	Principes fondamentaux.....	16
5.2.1	Niveau de fiabilité recherché	16
5.2.2	Le respect du code de conduite du Coordonnateur	18
5.2.3	Les particularités du réseau du Québec	18
5.2.4	L'harmonisation avec les réseaux voisins	20
5.3	L'application de la définition	21
5.3.1	libellé de la définition	22
6	Fondements techniques du RTP	23
6.1	Principe de base	23
6.1.1	Historique réglementaire	23
6.1.2	Considération du niveau radial.....	24
6.1.3	Analyse préliminaire de l'impact.....	26
6.2	Inclusion I1	27
6.2.1	Analyse préliminaire de l'impact.....	28

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

6.2.2	Évaluation de l'impact de l'utilisation d'un seuil à 300 kV	28
6.3	Inclusion I2	29
6.3.1	Historique réglementaire	29
6.3.2	Le choix du seuil de 75 MVA	30
6.3.3	Utilisation d'un seuil à 50 MVA.....	31
6.3.4	Le seuil pour une ressource individuelle de 20 MVA	31
6.3.5	L'impact de la production exclus	31
6.3.6	Analyse préliminaire de l'impact.....	31
6.4	Inclusion I3.....	31
6.4.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	32
6.5	Inclusion I4.....	32
6.5.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	33
6.6	Inclusion I5.....	33
6.6.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	33
6.7	Inclusion I6.....	34
6.7.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	35
6.8	Exclusion E1	36
6.8.1	Remarque sur le dispositif de sectionnement normalement ouvert.....	36
6.8.2	Remarque sur la boucle à 50 kV	36
6.8.3	Évaluation préliminaire de l'impact.....	37
6.9	Exclusion E2	37
6.9.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	38
6.10	Exclusion E3	38
6.10.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	39
6.11	Exclusion E4	39
6.11.1	Évaluation préliminaire de l'impact.....	39
7	Comparaison entre le RTP et les autres réseaux de référence	39
7.1	Comparaison <i>RTP</i> vs <i>BES</i>	39
7.2	Comparaison <i>RTP</i> vs <i>BPS</i>	40
8	Comparaison entre le RTP actuel et la définition proposée	40

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

v

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

9	La procédure d'identification des éléments du RTP	41
9.1	Visualisation de la procédure d'identification	42
9.2	Le processus d'exception	43
9.2.1	Évaluation préliminaire de l'impact	43
9.3	Autres méthodes pour inscrire une installation au Registre	43
9.4	Le Registre	44
9.4.1	Retrait de l'historique sur les postes de départ	44
9.4.2	Retrait de la fonction TO pour l'entité Énergie éolienne Le Plateau S.E.C. (ÉLP) 44	
9.4.3	Composition du Registre	45
10	Date de mise en vigueur proposée	46
11	Conclusion	47
12	Annexe A – Liste des documents pertinents et représentation graphique de la méthodologie	48
13	Annexe B – Liste des installations de production d'une puissance nominale brute entre 50 MVA et 75 MVA	49

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

HQCF-1, document 2

Complément de preuve sur le *réseau de transport principal (RTP)*

LISTE DES FIGURES

FIGURE 1 : CARTE DES RÉGIONS DE LA NERC	25
FIGURE 2 : MISE À JOUR ANNUELLE DU REGISTRE	41
FIGURE 3: REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE LA MÉTHODOLOGIE	47

LISTE DES TABLEAUX

<u>TABLEAU 1 : RÉSUMÉ DES DEMANDES DE LA RÉGIE CONCERNANT LE DOSSIER SUR LA MÉTHODOLOGIE DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL</u>	<u>11</u>
<u>TABLEAU 2 : RÉPARTITION DE LA TENSION PAR LONGUEUR DE LIGNES (MILES) AUX ÉTATS-UNIS ET AU QUÉBEC</u>	<u>26</u>
<u>TABLEAU 3 : IMPACT DE L'APPLICATION DU PRINCIPE DE BASE</u>	<u>27</u>
<u>TABLEAU 4 : IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INCLUSION I1</u>	<u>28</u>
<u>TABLEAU 5 : ÉVALUATION DE L'IMPACT DE L'UTILISATION D'UN SEUIL DE 300 KV POUR L'INCLUSION I1</u>	<u>29</u>
<u>TABLEAU 6 : IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INCLUSION I6</u>	<u>35</u>
<u>TABLEAU 7 : DIFFÉRENTIEL DES INSTALLATIONS ASSUJETTIES</u>	<u>40</u>
<u>TABLEAU 8 : DIFFÉRENTIEL DES INSTALLATIONS ASSUJETTIES (RTP ACTUEL VS RTP PROPOSÉ)</u>	<u>40</u>
<u>TABLEAU 9 : ÉVALUATION DES IMPACTS REÇUS LORS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE</u>	<u>41</u>
<u>TABLEAU 10 : LISTE DES DOCUMENTS RELATIFS À LA MÉTHODOLOGIE</u>	<u>48</u>
<u>TABLEAU 11 : LISTE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DONT LA PUISSANCE NOMINALE BRUTE SE SITUE ENTRE 50 ET 75 MVA</u>	<u>49</u>

Coordonnateur de la fiabilité

Hydro-Québec | Direction principale contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau

Version initiale : Mars 2022 | Version modifiée : Décembre 2022

Mars 2022

2 LEXIQUE

Tous les termes en italique dans le présent rapport sont des termes qui se retrouvent au Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité.

3 INTRODUCTION

Le Coordonnateur de la fiabilité au Québec (le « Coordonnateur ») a notamment comme responsabilité d'identifier les *entités visées* par les *normes de fiabilité* de la North American Electric Reliability Corporation (la « NERC ») pour l'*Interconnexion* du Québec². À travers ce rôle, le Coordonnateur se dote d'une méthodologie d'identification des *éléments* du *RTP* (la « Méthodologie ») pour identifier les différents *éléments* ou groupe d'*éléments* qui sont assujettis à ces *normes de fiabilité*.

Cette Méthodologie se traduit par un tout composé de trois (3) éléments indissociables :

- 1- La définition du *Réseau de transport principal* (le « *RTP* »), soit le champ d'application de la majorité des *normes de fiabilité*;
- 2- Un processus d'exception par lequel une *entité visée* peut demander d'ajouter ou de retirer un *élément* ou un groupe d'*éléments* de l'application de la définition du *RTP*.
- 3- Un processus d'autodéclaration annuelle afin de permettre aux *entités visées* d'identifier leurs *éléments* inclus dans le *RTP*.

Le Coordonnateur présente à l'annexe A une liste des documents relatifs à la Méthodologie et une représentation graphique de celle-ci.

Le *RTP* a connu différentes moutures au fil du temps : c'est en 2009³ qu'une première Méthodologie fut présentée à la Régie. Cette première version était basée sur l'expérience du Coordonnateur en matière de surveillance du *réseau* et de maintien de la fiabilité. Une deuxième Méthodologie a ensuite été déposée en 2016⁴ et était fondée sur une approche systématique basée en partie sur la définition au Glossaire et sur l'utilisation de critères de fiabilité. De plus, le Coordonnateur s'est inspiré de certains passages de la décision D-2019-101⁵ pour établir la présente Méthodologie.

Le Coordonnateur présente une nouvelle Méthodologie qui considère les particularités du *réseau* électrique du Québec et qui s'oriente davantage vers une vision nord-américaine de la fiabilité, soit avec l'application d'une définition basée sur des critères déterministes où il ne peut y avoir d'ambiguïté sur ce qui est expressément inclus ou exclus du *RTP*, sauf sous certaines conditions. Pour parvenir à cette nouvelle mouture, le Coordonnateur s'est doté d'une démarche rigoureuse, regroupant de nombreux experts du *réseau* électrique du Québec, mais également d'experts provenant d'*entités visées* pour ainsi assurer le maintien du *niveau de fiabilité adéquat* et uniforme pour l'*Interconnexion* du Québec. Le Coordonnateur s'est également appuyé sur des

² Loi sur la Régie de l'énergie, article 85.6, alinéa 3, consultée le 11 novembre 2021 au <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/showdoc/cs/R-6.01>

³ Une première Méthodologie a été déposée dans le cadre du dossier [R-3699-2009](#).

⁴ Une deuxième Méthodologie a été déposée dans le cadre du dossier [R-3952-2015](#).

⁵ Décision D-2019-101 de la Régie, consultée le 30 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/399/DocPrj/R-3996-2016-A-0039-Dec-Dec-2019_08_23.pdf

fondements qui sont reconnus en Amérique du Nord et a utilisé une approche simple et concise pour favoriser la fiabilité et améliorer l'efficacité du processus réglementaire à l'égard des *entités visées*.

Le présent rapport a pour objectif de présenter le nouveau *RTP* et le processus qui le précède en amont pour permettre l'identification des *éléments* du *RTP* et qui concrètement, prend la forme du nouveau Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « Registre »).

4 SUIVI DES DEMANDES FORMULÉES PAR LA RÉGIE

L'objectif de la présente section est de dresser l'inventaire des demandes de la Régie à l'égard de la Méthodologie suivant le dossier R-3952-2015⁶. Le tableau suivant résume les différentes demandes établies par la Régie.

TABLEAU 1 : RÉSUMÉ DES DEMANDES DE LA RÉGIE CONCERNANT LE DOSSIER SUR LA MÉTHODOLOGIE DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

n° demande	Décision	Par.	Description
1	D-2020-052	319	Traiter de la demande d'approbation de modifications au Registre relatives à l'inscription d'HQT à titre de GOP pour HQP
2	D-2020-052	319	Traiter du retrait de la fonction LSE du modèle fonctionnel de fiabilité applicable au Québec
3	D-2021-028	27	Traiter du niveau maximal de perte de charge au Québec

Les sous-sections suivantes présentent les suivis du Coordonnateur à l'égard des demandes du tableau ci-haut.

4.1 L'INSCRIPTION DE HQT À TITRE DE GOP POUR HQP AU REGISTRE

Par sa décision D-2020-052⁷, la Régie demande au Coordonnateur de déposer, dans le cadre de la nouvelle demande d'approbation de la Méthodologie et du Registre, la demande du Coordonnateur à l'effet de l'inscription de l'entité Hydro-Québec TransÉnergie (HQT) à titre d'*exploitant d'installation de production (GOP)* pour l'entité Hydro-Québec Production (HQP).

Dans le cadre du dossier R-4049-2018⁸, la réalisation d'activités à titre de *GOP* par le Transporteur (HQT) a été discutée et analysée. Bien qu'il ait été conclu que HQT effectue des activités de *GOP* déléguées par le Producteur (HQP), la Régie a ordonné au Transporteur de déposer une entente entre le Transporteur et le Producteur dans le cadre du prochain dossier tarifaire.

À cet effet, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas en mesure d'effectuer de proposition à l'égard de ce suivi, puisque l'analyse des impacts d'une entente entre le

⁶ Dossier R-3952-2015 de la Régie, consulté au <http://publicsde.regie-energie.gc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=346&phase=1&Provenance=A&generate=true>

⁷ Décision D-2020-052 (paragraphe 319) de la Régie, consultée le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/486/DocPri/R-4073-2018-A-0013-Dec-Dec-2020_05_14.pdf#page=103

⁸ Dossier R-4049-2018 de la Régie, consulté au <http://publicsde.regie-energie.gc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=462&phase=1&Provenance=A&generate=true>

Producteur et le Transporteur n'a toujours pas eu lieu. Le Coordonnateur propose donc de traiter ce suivi dans le cadre d'un dossier ultérieur approprié.

4.2 LA FONCTION LSE DANS LE MODÈLE FONCTIONNEL DE FIABILITÉ QUÉBÉCOIS

Par sa décision D-2020-052⁹, la Régie demande au Coordonnateur de discuter du retrait de la fonction *LSE* dans le modèle de fiabilité québécois dans un futur dossier sur la Méthodologie.

Le Coordonnateur soutient que ce suivi devrait être traité dans le cadre d'un dossier distinct du présent dossier. En effet, le Coordonnateur a récemment déposé à la Régie le dossier R-4184-2021¹⁰ portant sur le projet *Standards Alignment with Registration*¹¹ de la NERC. Ce projet traite notamment du retrait de la fonction *LSE* dans le modèle de fiabilité de la NERC. Toutefois, le Coordonnateur n'a pas été en mesure de présenter une demande de retrait de la fonction *LSE*, puisque la *norme de fiabilité* MOD-032-1 s'appliquant à la fonction *LSE*, est toujours en vigueur au Québec et ne fait pas partie des normes modifiées dans le cadre du projet *Standards Alignment with Registration*.

En conclusion, le Coordonnateur sera en mesure d'effectuer le suivi approprié à la Régie lorsqu'il soumettra une proposition à l'effet de retirer la dernière *norme de fiabilité* étant applicable à la fonction *LSE* au Québec.

Modification à la section pour le dépôt du 22 décembre 2022 au dossier R-4190-2022

Depuis le dépôt initial du dossier R-4190-2022, le dossier R-4184-2021 portant sur le projet *Standards Alignment with Registration* (voir plus haut) a été adopté par la Régie par sa décision D-2022-085¹². Dans cette décision, par son paragraphe 61, la Régie prend acte du fait que le Coordonnateur procédera au retrait de la fonction *LSE* du modèle québécois, en suivi de l'ordonnance du paragraphe 296 de la D-2018-149, lorsque la prochaine version de la norme MOD-032, soit la norme MOD-032-2, sera adoptée par la FERC.

⁹ Décision D-2020-052 (paragraphe 319) de la Régie, consultée le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/486/DocPrj/R-4073-2018-A-0013-Dec-Dec-2020_05_14.pdf#page=103

¹⁰ Dossier R-4184-2021 de la Régie (demande d'adoption des *normes de fiabilité* suivant le projet SAR) consulté le 19 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=613&phase=1&Provenance=A&generate=true

¹¹ Projet 2017-07 (Standards Alignment with Registration) de la NERC, consulté le 21 mars 2022 au <https://www.nerc.com/pa/Stand/Pages/Project201707StandardsAlignmentwithRegistration.aspx>

¹² Décision D-2022-085 de la Régie, consultée le 5 décembre 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/613/DocPrj/R-4184-2022-A-0011-Dec-Dec-2022_06_28.pdf

4.3 LE NIVEAU MAXIMAL DE PERTE DE CHARGE AU QUÉBEC

Dans le cadre de la phase 3 du dossier R-3996-2016¹³ portant sur la désignation du *coordonnateur de la fiabilité* au Québec, le Coordonnateur mentionne qu'il est important de considérer la perte de charge dans l'application des *normes de fiabilité* parmi d'autres critères et que cet enjeu serait traité dans un dossier portant sur la Méthodologie relative au champ d'application des *normes de fiabilité*.

Or, par sa décision D-2021-028¹⁴, la Régie accueille la proposition du Coordonnateur de traiter du niveau maximal de perte de charge au Québec dans un futur dossier sur la Méthodologie.

Lors de l'élaboration de la présente Méthodologie, plusieurs angles d'approche ont été considérés pour définir les différents critères, incluant le recours aux analyses d'impact des seuils prédéfinis en tension ou en puissance. La Méthodologie est centrée sur l'intégration des bassins de production et l'utilisation de critères déterministes pour les *éléments* du *réseau de transport* avec des inclusions et exclusions précises, ce qui est pleinement cohérent avec la volonté de s'harmoniser avec les principes de la définition de la NERC. Cette approche permet à la fois d'assurer la fiabilité des ressources alimentant la charge et de viser les principaux axes de *transport* représentant le transfert de puissance entre les différentes parties du *réseau* principal. La Méthodologie proposée mise sur la fiabilité des différents axes jugés importants du *réseau de transport* afin de minimiser le risque d'événements entraînant une cascade propagée entre les régions. La méthodologie *BES* de la NERC, qui ne contient aucun critère associé à la perte de charge, est aussi basée sur ces principes. D'ailleurs, les exclusions E1 et E3 de la définition du *BES* servent spécifiquement à exclure les *éléments* dédiés à l'alimentation de la charge. Par exemple, la NERC permet l'exclusion de sous-réseaux avec de relativement grandes quantités de charge, dans la mesure où ces sous-réseaux ne contiennent pas de ressources de production.

Bien que ce n'était pas l'objectif premier, le Coordonnateur s'est assuré que la Méthodologie proposée n'exclut pas de réseaux locaux dont le niveau de charge pourrait affecter la fiabilité du *RTP*. La perte instantanée d'un niveau de charge ou de production important est couvert par la régulation en fréquence du réseau via la coordination de différents automatismes. Ainsi, le Coordonnateur juge qu'il n'y a aucune contingence simple ou multiple étant susceptible de mener à une perte de charge dans un réseau non assujéti au *RTP* qui pourrait compromettre la fiabilité du *RTP*. Il est à noter que le *réseau* du Québec peut également subir des pertes de *charge* bien au-delà des valeurs de *charge* alimentées par des postes qui ne sont pas inclus dans le *RTP* lors d'actions

¹³ Dossier R-3996-2016, phase 3, consulté le 21 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=399&phase=3&Provenance=A&generate=true

¹⁴ Décision D-2021-028, consultée le 18 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/399/DocPrj/R-3996-2016-A-0055-Dec-Dec-2021_03_09.pdf

intempestives de certains automatismes ou de perte de *charge* en première contingence, et ce, sans affecter la stabilité du *RTP*. Ces contraintes sont d'ailleurs tenues en compte dans les études du planificateur et du Coordonnateur, sans être associées à la notion de *RTP* ou à une *norme de fiabilité* en particulier.

Toutefois, au-delà de la stabilité, il demeure pertinent de tenir compte du raccordement de la charge dans le choix de la Méthodologie pour assurer une continuité de service de l'alimentation des réseaux locaux. Ainsi, considérant les spécificités du *réseau* du Québec, le Coordonnateur juge que le critère déterministe d'assujettir les niveaux de tension supérieures à 300 kV et le critère d'exclusion de la charge permet à la fois de couvrir les différents axes de *transport* pouvant assurer cette continuité de service et de s'arrimer avec les pratiques d'exclusion de la NERC en ce qui a trait à l'alimentation des réseaux locaux.

5 LA NOUVELLE DÉFINITION DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

5.1 LE CHOIX D'UNE MÉTHODE D'IDENTIFICATION

Il existe présentement deux (2) types de méthodes en Amérique du Nord pour identifier les *éléments* d'un *réseau* électrique donné. La première méthode consiste à l'application d'une méthodologie basée sur l'impact d'un *élément*, tel que le *réseau* Bulk (BPS) du Northeast Power Coordinating Council (le « NPCC »), et la seconde méthode consiste à utiliser des critères déterministes¹⁵, tel que le *Bulk Electric System (BES)* de la NERC.

Les deux sous-sections suivantes présentent une courte discussion sur les différentes méthodes utilisées selon les *réseaux* de référence connus du Coordonnateur. La troisième sous-section conclut sur le choix du Coordonnateur pour l'élaboration de la présente Méthodologie.

5.1.1 MÉTHODE BASÉE SUR L'IMPACT

Un *réseau* de référence utilisé au Québec dont la méthode d'assujettissement est basée sur l'impact des *éléments* est le *réseau* Bulk (BPS), tel que défini par le critère A-10 du NPCC. Le *réseau* Bulk est fondamentalement basé sur l'impact que peuvent entraîner des défauts ou perturbations d'un *élément* sur le *réseau* et sur les *réseaux* voisins. La définition du *réseau* Bulk cadre bien avec les besoins de planification du *réseau*, mais doit toutefois être complétée pour couvrir ou répondre à tous les besoins d'exploitation du *réseau*.

L'objectif du présent rapport n'est pas de remettre en cause la pertinence du *réseau* Bulk, mais plutôt de proposer une réflexion sur une méthodologie basée sur l'impact. Ce type de méthodologie nécessite l'instauration de mécanismes de surveillance supplémentaires de la part du Coordonnateur afin de s'assurer d'une application homogène et objective de la méthodologie. Par ailleurs, une méthodologie basée sur l'impact nécessiterait des ressources supplémentaires de la part des *entités visées* afin de mener les études hypothétiquement requises par la méthodologie. Toutefois, ce type de méthodologie pourrait permettre d'éviter la mise en place d'un processus d'exception en raison de la précision élevée des résultats de l'application d'une telle méthodologie.

5.1.2 MÉTHODE À CRITÈRES DÉTERMINISTES

L'utilisation de critères déterministes pour classer les *éléments* d'un *réseau* électrique est une méthode répandue en Amérique du Nord. Au Québec, le Coordonnateur se réfère principalement à un (1) *réseau* de référence utilisant des critères déterministes, soit le *système de production-transport d'électricité (BES)* de la NERC.

¹⁵ En anglais, on fait référence à une méthode « brightline ».

Un avantage important de la méthode à critères déterministes est son accessibilité et sa facilité d'application par ses utilisateurs. Effectivement, dans un contexte où plusieurs acteurs doivent travailler collectivement pour atteindre et maintenir un *niveau de fiabilité adéquat* d'un *réseau* donné, une méthode pouvant être appliquée par tous, sans devoir déployer des ressources financières supplémentaires et qui laisse moins de place à une subjectivité d'application de la méthode, devient une option intéressante.

La méthode à critères déterministes comporte ses faiblesses étant donné que ceux-ci capteront parfois trop ou insuffisamment d'*éléments* nécessaires à la fiabilité. Cette méthode doit dès lors viser le plus juste possible afin de s'assurer que les investissements engendrés soient justifiés et présentent de réels gains en termes de fiabilité. Par conséquent, elle nécessite d'être accompagnée d'un processus d'exception afin de retirer ou d'ajouter le(s) *élément(s)* au *réseau* de référence.

5.1.3 CONCLUSION DU COORDONNATEUR SUR LE CHOIX D'UNE MÉTHODE

L'approche préconisée par le Coordonnateur dans le cadre du présent dossier est l'utilisation d'une méthodologie basée sur des critères déterministes. Cette méthode est aussi utilisée par la NERC afin d'identifier les *éléments* du *BES*. Cette harmonisation avec les *réseaux* voisins dans la méthode d'identification des *éléments* du *RTP* est aussi importante que l'harmonisation des *normes de fiabilité*. Par ailleurs, cette méthode permet de faciliter l'application d'une définition et ainsi favoriser la participation des *entités visées* au régime de fiabilité obligatoire. Le Coordonnateur soutient qu'il est souhaitable que chaque *entité visée* soit en mesure d'appliquer la définition du *RTP* à moindre coût, sans ambiguïté et sans compromettre la fiabilité du *réseau* électrique.

5.2 PRINCIPES FONDAMENTAUX

5.2.1 NIVEAU DE FIABILITÉ RECHERCHÉ

L'un des principaux fondements sur lequel se base le Coordonnateur pour établir la Méthodologie est l'atteinte du *niveau de fiabilité adéquat*. Ce principe nommé Adequate Level of Reliability (*ALR*)¹⁶ anglais a été élaboré par la NERC. Il s'agit d'un principe reconnu en Amérique du Nord par lequel chacune des *Interconnexions* doit adhérer ou du moins tout mettre en œuvre pour y arriver.

Le *niveau de fiabilité adéquat* est l'état atteint par la conception, la planification et l'exploitation du *réseau* assujetti aux *normes de fiabilité* lorsque les objectifs de performance du *ALR* sont réalisés. Le Coordonnateur vise les objectifs de performance décrits ci-dessous pour le *RTP*.

¹⁶ Définition de la NERC de Adequate Level of Reliability, consultée le 15 juillet 2021 au [https://www.nerc.com/pa/Stand/Resources/Documents/Adequate_Level_of_Reliability_Definition_\(Informational_Filing\).pdf](https://www.nerc.com/pa/Stand/Resources/Documents/Adequate_Level_of_Reliability_Definition_(Informational_Filing).pdf) (en anglais seulement)

5.2.1.1 OBJECTIF 1

Le *RTP* ne subit pas d'instabilité, de séparation fortuite, de *déclenchement en cascade* ni d'effondrement de la tension, en régime d'exploitation normal ou lorsque le *RTP* est soumis à des *perturbations* préétablies. Cet objectif est atteint grâce à :

- Une fréquence et une tension stables dans une plage prédéfinie;
- Aucune présence d'instabilité, de séparation fortuite, de *déclenchement en cascade* ou d'effondrement de la tension.

5.2.1.2 OBJECTIF 2

La fréquence du *RTP* est maintenue à l'intérieur de paramètres définis, en régime d'exploitation normal ou lorsque le *RTP* est soumis à des *perturbations* préétablies. Cet objectif est atteint grâce à :

- Une fréquence stable dans une plage prédéfinie (60 Hz +/- une marge);
- Des *caractéristiques assignées d'une installation* respectées;
- L'amortissement positif des oscillations de fréquence.

5.2.1.3 OBJECTIF 3

La tension du *RTP* est maintenue à l'intérieur de paramètres définis, en régime d'exploitation normal ou lorsque le *RTP* est soumis à des *perturbations* préétablies. Cet objectif est atteint grâce à :

- Une tension stable dans une plage prédéfinie;
- Des *caractéristiques assignées d'une installation* respectées;
- L'amortissement positif des oscillations de tension.

5.2.1.4 OBJECTIF 4

Les *impacts négatifs sur la fiabilité* du *RTP* provoqués par des *perturbations* à faible probabilité au-delà de la portée des perturbations préétablies, comme des contingences multiples, des retraits d'équipement imprévus et non maîtrisés, des événements de cybersécurité ou des actes malveillants, sont pris en charge. Cet objectif est atteint par la gestion de la propagation de l'instabilité de la fréquence, de la tension, ou d'une instabilité angulaire, d'une séparation fortuite ou de *déclenchements en cascades*.

5.2.1.5 OBJECTIF 5

La remise en charge du *RTP* après d'importantes *perturbations* du *réseau* entraînant des pannes générales et des indisponibilités étendues d'*éléments* du *RTP* est réalisée d'une manière coordonnée et contrôlée. Cet objectif est atteint par la restauration du *RTP*, des ressources et de la charge à un niveau d'exploitation stable.

En somme, les objectifs du *niveau de fiabilité adéquat* font partie des priorités du Coordonnateur dans l'élaboration de la Méthodologie. Plus précisément, le Coordonnateur a comme objectif d'inclure dans le *RTP* des installations permettant de maintenir un *niveau de fiabilité adéquat*.

5.2.2 LE RESPECT DU CODE DE CONDUITE DU COORDONNATEUR

Depuis 2008, le Coordonnateur est doté d'un Code de conduite¹⁷ qui vise à s'assurer que la priorité dans les décisions et les actions de son personnel est, en toute circonstance, la fiabilité du *réseau*.

En prenant comme toile de fond ce Code de conduite dans l'élaboration de la Méthodologie, le Coordonnateur vise à s'assurer que celle-ci :

- Priorise la fiabilité du *réseau* de *transport* d'électricité au Québec;
- Ne comporte pas de traitement préférentiel en faveur des autres directions du Transporteur, des entités affiliées du Transporteur et des autres utilisateurs du *réseau*;
- Tous les utilisateurs du *réseau* sont traités de manière équitable et non discriminatoire, et ce, dans l'intérêt du public.

5.2.3 LES PARTICULARITÉS DU RÉSEAU DU QUÉBEC

Le *réseau* de *transport* d'électricité au Québec comporte des particularités ne se retrouvant nulle part ailleurs en Amérique du Nord. Ces particularités doivent être envisagées dans les fondements de l'élaboration de la Méthodologie, afin d'assurer une cohérence avec tous les autres fondements de départ, notamment celui qui a trait au *niveau adéquat de fiabilité*. Les sous-sections suivantes font état des différentes particularités du *réseau*.

5.2.3.1 ROBUSTESSE DE L'AXE DE TRANSPORT

L'*Interconnexion* du Québec se caractérise notamment par un *réseau* de *transport* exploité à très haute tension, soit 735 kV, lui permettant de transporter efficacement des grandes quantités de puissance entre les principaux centres de production situés dans le nord de la province et les grands centres de consommation, comme Montréal et Québec.

Ce *réseau* de *transport*, est composé de multiples points de compensation série et de deux (2) grands axes de *transport*, le premier provenant des centrales de la Baie-James et le second provenant des complexes Churchill Falls, de la Manicouagan et de la Romaine.

Toutes les *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL)* sont définies à partir du *réseau* exploité à une tension de 735 kV. Ces *IROL* sont particulièrement importantes pour assurer l'exploitation fiable du *réseau*.

5.2.3.2 DÉMARCATIION CLAIRE ENTRE LE RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL ET LES RÉSEAUX RÉGIONAUX

Le *réseau* électrique du Québec est également composé de *réseaux* régionaux qui sont exploités à des tensions variant entre 49 kV et 315 kV et qui sont habituellement

¹⁷ Code de conduite du coordonnateur de la fiabilité au Québec, consulté le 14 juin 2021 au https://www.hydroquebec.com/data/transenergie/pdf/code_conduite.pdf

raccordés radialement à des installations exploitées à une tension de 735 kV. Ces réseaux régionaux permettent d'alimenter les postes sources et les postes satellites pour soutenir des charges, alimenter des clients industriels, intégrer de la production locale et certaines interconnexions.

Occasionnellement, les réseaux régionaux vont être constitués d'un bouclage à des tensions inférieures pour permettre la continuité de service. Toutefois, d'aucune façon ces chemins parallèles ne constituent une option alternative de transport de puissance à un axe de *transport* exploité à une tension de 735 kV. Le comportement typique des *réseaux* régionaux se compare à la distribution, c'est-à-dire que la puissance transite du réseau exploité à 735 kV vers le *réseau* régional d'une tension inférieure et non l'inverse. En outre, aucun *défaut* survenant dans un *réseau* régional ne peut avoir un impact significatif sur le *réseau* exploité à 735 kV ou s'y propager.

De plus, la distance séparant les centres de production et la charge implique que le *réseau* québécois est essentiellement radial et peu maillé, c'est-à-dire qu'une contribution des *réseaux* régionaux au *réseau de transport principal* est négligeable. Dans le cas des *Interconnexions* voisines, la proximité entre les centres de production et la charge permet d'avoir un *réseau* beaucoup plus maillé.

5.2.3.3 ASYNCHRONE AVEC L'INTERCONNEXION DE L'EST

Le *réseau* au Québec est asynchrone à l'*Interconnexion* de l'Est. Ainsi, la *zone d'équilibrage* du Québec fait partie d'une des quatre (4) *Interconnexions* de la NERC. Le courant continu haute tension est utilisé pour transporter l'électricité vers les autres *interconnexions*, réduisant considérablement le risque de propagation d'événements au Québec vers les réseaux voisins et vice versa.

5.2.3.4 UN SEUL CENTRE DE CONTRÔLE

La majorité de l'*Interconnexion* du Québec est opérée à partir d'un seul *centre de contrôle*. De plus, il n'y a aucun partage de réserve synchrone avec les *réseaux* voisins.

5.2.3.5 UNE POINTE HIVERNALE

Le *réseau* électrique du Québec a été conçu afin de répondre à la pointe de consommation hivernale et aux demandes d'exportation vers les marchés voisins. Le scénario de consommation le plus exigeant (ou contraignant), les capacités de transit et la stabilité du réseau ont été utilisés comme critères principaux de conception. Pour ce faire, davantage de centrales avec de larges réservoirs ont été conçues et la tension d'exploitation à 735 kV a été choisie. Ces choix permettent d'acheminer la puissance vers le sud du Québec, soit à une grande distance des centres de production, en ayant un haut niveau de fiabilité.

Puisque la majorité de la population du Québec utilise l'électricité pour chauffer les résidences¹⁸ et que la pointe hivernale survient en période de grands froids, la sécurité de la population en hiver dépend d'un approvisionnement fiable en électricité.

5.2.3.6 PRODUCTION HYDRO-ÉLECTRIQUE ÉLOIGNÉE

La production électrique au Québec est largement concentrée en région éloignée des grands centres de consommation et est environ à 92% issue de l'hydro-électricité. Les réservoirs utilisés pour la production hydro-électrique sont situés à des centaines de kilomètres des centres de consommation. Ainsi, près de 85% de l'électricité produite doit parcourir approximativement 1000 km.

5.2.4 L'HARMONISATION AVEC LES RÉSEAUX VOISINS

Le rapport conjoint Canada-États-Unis de la panne de 2003¹⁹ fait mention de l'harmonisation des normes pour les *éléments* transfrontaliers. Aujourd'hui, cette harmonisation est d'autant plus importante dans un contexte où les échanges sont de plus en plus fréquents entre les juridictions. L'assujettissement des *éléments* reliés à un ou des territoires voisins doit respecter le principe de réciprocité.

L'enregistrement d'un *élément* dans un territoire voisin suit le processus de la NERC, c'est-à-dire que la définition du *BES* et un processus d'exception sont appliqués pour retirer l'enregistrement de certains *éléments* si l'entité responsable de cet *élément* peut démontrer que l'*élément* n'est pas essentiel à la fiabilité du *réseau*. De plus, les territoires voisins respectent aussi la réciprocité de l'assujettissement. Donc, la Méthodologie doit permettre à une entité d'un territoire voisin, ou au Coordonnateur, de relâcher la condition d'assujettissement afin d'éviter qu'un *élément* demeure assujetti seulement par réciprocité.

Pour parvenir à cette fin, le Coordonnateur doit inclure les règles suivantes dans la Méthodologie:

- Tout *élément* qui peut se synchroniser à une autre *interconnexion* que celle du Québec et qui est assujetti au *BES* en vertu de la définition, doit être inclus au *RTP*;
- Tout *élément* qui est synchronisé à l'*Interconnexion* du Québec et qui relie une autre *interconnexion* dont les *éléments* situés dans l'autre territoire font partie du *BES*, doit être inclus au *RTP*.

¹⁸ Plan d'approvisionnement 2020-2029, Hydro-Québec Distribution, page 7 de 15, consulté le 15 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/529/DocPrj/R-4110-2019-B-0005-Demande-Piece-2019_11_01.pdf

¹⁹ Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : causes et recommandations, consulté le 14 juin 2021 au <https://www.publicsafety.gc.ca/cnt/rsrscs/lbrr/ctlg/dtlls-fr.aspx?d=PS&i=16169641>

Cette approche va de pair avec l'intention du législateur à la suite de l'émission du rapport de la panne de 2003²⁰ qui vise un respect de l'assujettissement cohérent des lignes transfrontalières.

5.3 L'APPLICATION DE LA DÉFINITION

Une compréhension du principe de base de la définition *RTP* ainsi que de ses inclusions et exclusions est nécessaire afin d'appliquer de façon cohérente la définition du *RTP*. Cette définition s'applique autant aux *installations* à courant alternatif (CA) qu'au courant continu (CC). L'application de la définition du *RTP* est composée de critères déterministes relatifs à ce qui est inclus et exclu dans le *RTP*. La définition s'applique en trois (3) étapes distinctes qui, si elles sont exécutées de façon appropriée, permettront de déterminer la très grande majorité des *éléments* du *RTP* pour l'ensemble de l'*Interconnexion* du Québec.

Étape 1 : Application du principe de base

Le principe général d'applicabilité vient souligner la spécificité de la topologie du *réseau* électrique du Québec. Ce principe vient établir une démarcation claire à l'intérieur de laquelle tous les *éléments* de *transport* exploités à 300 kV ou plus et les ressources de puissance active ou réactive raccordées à 300 kV ou plus sont inclus dans le *RTP*.

Étape 2 : Application des inclusions

La deuxième étape consiste à appliquer, selon une séquence prédéterminée, six (6) inclusions spécifiques et complémentaires qui ajoutent des clarifications au principe de base, le tout dans l'objectif de bien établir les *éléments* inclus dans le *RTP*. Il est à noter que bien qu'il existe une complémentarité entre les inclusions et le principe de base, il est possible que des inclusions se chevauchent ou qu'une ou des inclusions chevauchent également le principe de base.

Étape 3 : Application des exclusions

Cette étape consiste à évaluer des situations particulières où il pourrait exister une exclusion potentielle au *RTP*. Les exclusions sont formulées de manière à définir des *éléments* ou groupes d'*éléments* qui peuvent être spécifiquement exclus du *RTP*. Pour qu'un *élément* soit admissible à une exclusion, il doit être inclus dans le *RTP* en vertu du principe de base ou d'au moins une (1) inclusion.

²⁰ Rapport final sur la panne du 14 août 2003 dans le nord-est des États-Unis et au Canada : causes et recommandations, consulté le 14 juin 2021 au <https://www.publicsafety.gc.ca/cnt/rsracs/lbrr/ctlg/dtlls-fr.aspx?d=PS&i=16169641>

Dans l'application hiérarchique de la définition du *RTP*, les exclusions ont préséance sur les inclusions à l'exception de l'inclusion I6, qui comporte certaines particularités, définies au Document de référence sur la définition., ~~qui ne peut être exclue.~~

Le Coordonnateur offre un Document de référence sur la définition du *RTP* afin de montrer des exemples concrets de son application. Ce document de référence est déposé au présent dossier.

5.3.1 LIBELLÉ DE LA DÉFINITION

Le Coordonnateur invite toute personne intéressée à prendre connaissance de la définition complète du *RTP* au document intitulé *Définition du réseau de transport principal*.

Le Coordonnateur précise que la définition du *RTP* est un tout indissociable. Son principe de base, ses inclusions et exclusions composent un ensemble qui permet d'identifier les *éléments* devant être inclus dans le *RTP*. L'application de la définition du *RTP* en trois (3) étapes permet d'identifier tous les *éléments* minimalement requis pour composer le *réseau* de référence qu'est le *RTP*. Par exemple, retirer une inclusion de la définition du *RTP* influencerait la portée des *normes de fiabilité* et aurait un impact majeur sur la fiabilité du *réseau* du Québec. Afin d'assurer une cohérence dans l'application des *normes de fiabilité*, le Coordonnateur est d'avis que chacun des critères de la définition du *RTP* est solidaire et ne peut être dissocié.

6 FONDEMENTS TECHNIQUES DU RTP

6.1 PRINCIPE DE BASE

Le principe de base de la définition est le critère déterministe établi et fondé sur la topologie particulière du *réseau* électrique de l'*Interconnexion* du Québec, ainsi que sur les pratiques de la planification et l'expérience d'exploitation de cette dernière. Ce critère déterministe fixe le seuil d'inclusion des *éléments* de *transport* dans le *RTP* à 300 kV ou plus.

D'autres alternatives au seuil de 300 kV ont été considérées dans l'établissement de la Méthodologie. Toutefois, le Coordonnateur recommande un seuil de 300 kV pour les motifs énoncés à la section 5.2 du présent document et ci-dessous.

6.1.1 HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE

Dans le dossier R-3952-2015²¹ portant sur la Méthodologie, le Coordonnateur a proposé comme critère de fiabilité d'inclure les *éléments* de *transport* associés à l'intégration de centrales exploitées à une tension nominale de 300 kV ou plus.

Le Coordonnateur mentionnait également que son objectif était d'assujettir les *éléments* de *transport* nécessaires aux fins d'acheminer la production éloignée des centres de consommation dans le sud du Québec. Ainsi, le Coordonnateur précisait qu'il ne cherchait pas à assujettir la production qui ne répond qu'à des besoins locaux.

La Régie a reconnu ce principe par sa décision D-2018-149²², plus précisément au paragraphe 215:

« [215] Ainsi, la Régie prend acte des affirmations du Coordonnateur et du Planificateur à l'effet que les réseaux régionaux présentent un impact marginal en matière de fiabilité de l'Interconnexion. Elle adhère à l'utilisation d'un critère d'intégration à 300 kV permettant d'inclure au *RTP* les installations de *transport* intégrant la production éloignée des centres de charge et d'exclure les installations de *transport* intégrant de la production ne répondant qu'à des besoins locaux. »

Depuis l'émission de la décision D-2018-149²³, le comportement des *réseaux* régionaux sur l'*Interconnexion* est demeuré inchangé.

²¹ Dossier R-3952-2015 de la Régie, consulté le 11 novembre 2021 au <http://publicsde.regie-energie.qc.ca/layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=346&phase=1&Provenance=A&generate=true>

²² Décision D-2018-149 de la Régie (paragraphe 215), consultée le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf.

²³ Décision D-2018-149 de la Régie (paragraphe 215), consultée le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf.

Tout comme dans le dossier R-3952-2015²⁴, le Coordonnateur propose un critère déterministe où tous les *éléments* de *transport* exploités à une tension nominale de 300 kV ou plus sont inclus dans le *RTP*, principalement pour s'assurer qu'une quantité suffisante de production soit raccordée au *RTP* afin de desservir la charge éloignée de la production.

Les sous-sections suivantes mettent en lumière les informations soutenant le principe de base établissant un seuil de tension nominale à 300 kV ou plus.

6.1.2 CONSIDÉRATION DU NIVEAU RADIAL

Pour démontrer l'importance des grands axes de *transport* par rapport aux *réseaux* régionaux, le Coordonnateur estime que le *réseau* du Québec est beaucoup plus radial que celui des *réseaux* voisins. En effet, le Coordonnateur est seulement en mesure d'émettre une estimation du niveau radial du *réseau* du Québec, puisqu'il n'existe pas d'unité de mesure ou d'indice précis pour définir le degré radial d'un *réseau* électrique. Toutefois, il est possible d'avoir un aperçu du niveau radial du *réseau* selon les données ci-dessous.

Pour ce faire, le Coordonnateur compare la distance des lignes selon le niveau de tension pour toutes les régions de la NERC. La figure suivante présente géographiquement l'emplacement des huit (8) différentes régions de la NERC.

²⁴ Dossier R-3952-2015 de la Régie, consulté le 11 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=346&phase=1&Provenance=A&generate=true

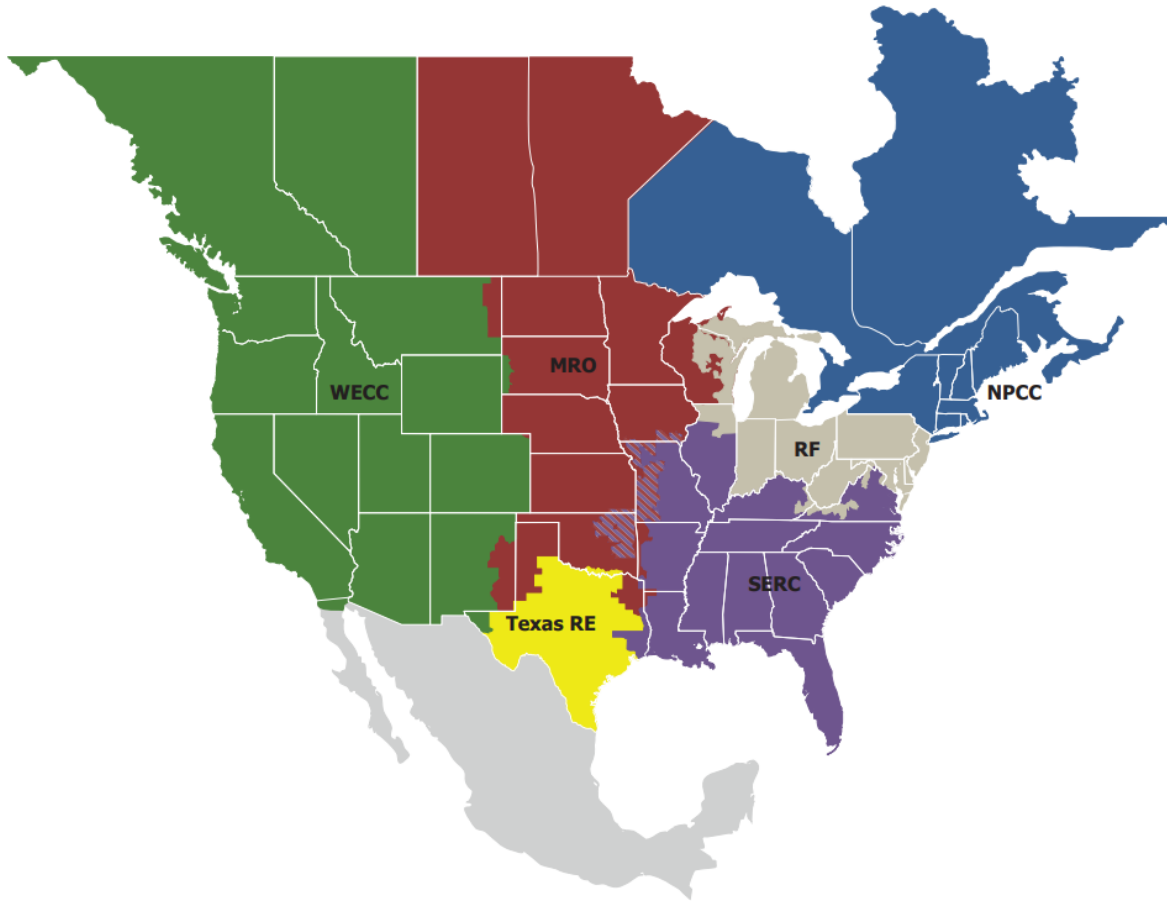


FIGURE 1 : CARTE DES RÉGIONS DE LA NERC²⁵

²⁵ Tiré du site de la NERC : <https://www.nerc.com/AboutNERC/keyplayers/PublishingImages/Regions%20Map%202021%20Update.pdf>

Le Coordonnateur compare la répartition des longueurs de lignes en miles. À noter que les distances indiquées au tableau ci-bas exclues les provinces canadiennes.

TABLEAU 2 : RÉPARTITION DE LA TENSION PAR LONGUEUR DE LIGNES (MILES) AUX ÉTATS-UNIS ET AU QUÉBEC

Tension (kV)	États-Unis ²⁶										Canada Québec ²⁷	
	FRCC	MRO	NPCC	RFC	SERC	SPP	TRE	WECC	Total	%	Québec	%
100-199	3 956	21 933	13 304	32 683	60 916	19 365	20 818	38 252	211 227	56	5 691	29
200-299	6 203	7 501	1 612	6 862	22 828	3 224	0	38 167	86 397	23	2 021	10
300-399	0	8 542	5 580	13 650	3 868	6 653	14 838	10 673	63 804	17	3 422	18
400-599	1 201	139	0	2 431	9 093	94	0	0	12 958	3	757	4
600+	0	0	190	2 201	0	0	0	0	2 391	1	7 655	39
Total	11 360	38 115	20 686	57 827	96 705	29 336	35 656	87 092	376 777	100	19 546	100

En analysant le tableau précédent, on constate qu'aux États-Unis, 79% des lignes sont exploitées à une tension inférieure à 300 kV. Au Québec, ce pourcentage représente 39%, soit approximativement la moitié de ce que l'on retrouve aux États-Unis. En revanche, le réseau du Québec comporte 61% de ses lignes exploitées à 300 kV ou plus, contrairement à 21% aux États-Unis.

Ainsi, il est possible de conclure que le réseau exploité à une tension de 120 kV au Québec n'a pas la même fonction qu'aux États-Unis. En effet, au Québec, le réseau exploité à une tension de 120 kV sert, dans la grande majorité des cas, à alimenter des charges locales contrairement aux États-Unis où ce même niveau de tension est utilisé pour transporter l'énergie entre différentes parties d'une zone d'équilibrage. Or, l'utilisation d'une tension de 100 kV n'est pas utilisée pour transporter de grande quantité d'énergie sur de longues distances au Québec et ce ne serait pas la solution technique optimale si l'on tient compte de la topologie particulière du réseau du Québec (tel que discuté à la section 5.2 du présent document).

6.1.3 ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'impact pour l'Interconnexion du Québec de la nouvelle définition du RTP est faible en ce sens que la grande majorité des lignes et postes exploités à une tension de 300 kV ou plus sont déjà inclus dans le RTP. Par ailleurs, en appliquant les exclusions de la définition du RTP, on retrouve sommairement le même nombre d'installations de 300 kV ou plus au Registre.

²⁶ Données tirées du rapport *Annual U.S. Transmission Data Review (2018)*, consulté au https://www.energy.gov/sites/prod/files/2018/03/f49/2018%20Transmission%20Data%20Review%20FINA_L.pdf (en anglais seulement)

²⁷ Données tirées de la pièce B-0021 du dossier R-4167-2021 au tableau 1, réel au 31 décembre 2020. Un facteur de conversion de 0,6214 est utilisé pour convertir les km en miles, le résultat est arrondi à l'unité. Consulté au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/595/DocPrj/R-4167-2021-B-0021-Demande-Autre-2021_07_30.pdf

Le tableau suivant présente les installations qui sont nouvellement incluses dans le *RTP* par l'application du principe de base

TABLEAU 3 : IMPACT DE L'APPLICATION DU PRINCIPE DE BASE

Entité	Type	Nom	Niveau de tension applicable RTP (kV)	Commentaire
HQT	Ligne	L3019	315	-
HQT	Ligne	L3128	315	Nouvelle ligne raccordant la centrale Romaine-4
HQT	Poste	Baie-St-Paul	315	-
HQT	Poste	Romaine-4	315	Nouveau poste raccordant la centrale Romaine-4
RTA	Ligne	L61	345	-
RTA	Ligne	L62	345	-

6.2 INCLUSION I1

Les axes de *transport* à 735 kV sont considérés comme la pierre angulaire du *réseau* électrique du Québec. En effet, à lui seul, le *réseau* exploité à 735 kV représente près de 38% du kilométrage de lignes total de l'*Interconnexion* du Québec. Ce *réseau* a été développé pour les besoins spécifiques du Québec, soit en permettant de transiter la majorité de la puissance vers les *réseaux* à des niveaux de tension inférieurs.

L'inclusion I1 a pour objectif de clarifier les *éléments* devant être inclus dans le *RTP* en termes d'acheminement de la puissance à la charge. Le transformateur est un équipement électrique, dont la fonction fondamentale est de modifier la tension et le courant dans un circuit pour transporter l'électricité. C'est en partie grâce aux transformateurs que l'énergie électrique peut être transportée sur de grandes distances efficacement pour être ensuite distribuée dans les différents centres de consommation (résidentiel, industriel ou commercial).

Étant donné l'importance du *réseau* exploité à 735 kV, il est nécessaire de s'assurer que tous les transformateurs ayant un côté dont la tension est supérieure à 700 kV soient inclus dans le *RTP*. Effectivement, un défaut prolongé sur un équipement exploité à une tension de 735 kV peut engendrer une instabilité du *réseau* exploité à 735 kV. Il est donc nécessaire d'inclure tous les équipements raccordés à une tension de 735 kV afin d'atteindre les objectifs de la section 5.2 du présent document. Par ailleurs, les jeux de barres connexes aux transformateurs dont le niveau de tension le plus élevé est supérieur ou égal à 700 kV sont inclus afin d'assujettir toutes les protections servant au soutien du *réseau* de 735 kV et ainsi éviter qu'un *défaut* puisse s'y propager. Ainsi, à titre d'exemple, si un poste de *transport* possède un côté haute tension à 735 kV et un côté basse tension à 120 kV, les jeux de barres des deux (2) niveaux de tension seront assujettis au *RTP*.

Autrement, si un transformateur possède un niveau basse tension sous 44 kV servant à alimenter une charge, tel un campement ou les bâtiments d'un poste de *transport*, pour des besoins de distribution, il n'est pas nécessaire d'assujettir le transformateur ni le jeu de barre à tension inférieure. Effectivement, selon l'article 85.3 de *Loi sur la Régie de l'énergie*, une installation d'une tension inférieure à 44kV n'est pas assujettie aux *normes de fiabilité*.

6.2.1 ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'impact de l'application de l'inclusion I1 est faible puisque la très grande majorité des transformateurs et jeux de barres couverts par l'inclusion I1 sont déjà inclus dans le *RTP*.

Le tableau suivant présente les installations qui sont nouvellement incluses dans le *RTP* par l'application de l'inclusion I1.

TABLEAU 4 : IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INCLUSION I1

Entité	Type	Nom	Niveau de tension applicable RTP (kV)
HQT	Poste	Chibougamau	120
HQT	Poste	Grand-Brûlé	120
HQT	Poste	Judith-Jasmin	120
HQT	Poste	Vérendrye	120

Le Coordonnateur précise que seule la portion exploitée à 120 kV des postes inscrits au tableau précédent est ajoutée dans le *RTP*.

6.2.2 ÉVALUATION DE L'IMPACT DE L'UTILISATION D'UN SEUIL À 300 kV

Le Coordonnateur a analysé le cas où le niveau de tension utilisé pour inclure les transformateurs est supérieur ou égal à 300 kV. Cette analyse est complétée en suivi du paragraphe 58 de la décision D-2022-138²⁸ de la Régie.

Le principe de base de la définition du RTP, inclus les éléments de transport exploités à une tension de 300 kV ou plus. Cela inclus les transformateurs dont un côté est exploité à une tension de 300 kV ou plus.

À des fins de précisions, l'impact est évalué sur la base du libellé de l'inclusion I1 suivant : I1 : Transformateurs dont un côté est exploité à une tension de 300 kV ou plus ainsi que les jeux de barres connexes, sous réserve des exclusions E1 et E3.

Le tableau suivant présente une évaluation de l'impact de l'application de l'inclusion I1 selon le libellé ci-haut :

²⁸ Décision D-2022-138, par. 58 de la Régie, consulté au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/619/DocPrj/R-4190-2022-A-0010-Dec-Dec-2022_11_24.pdf#page=13

**TABLEAU 5 : ÉVALUATION DE L'IMPACT DE L'UTILISATION D'UN SEUIL DE 300 KV
POUR L'INCLUSION I1**

<u>Entité</u>	<u>Poste</u>	<u>Est-ce que le poste est actuellement RTP?</u>	<u>Niveau de tension ajouté au RTP par la modification de l'inclusion I1</u>	<u>Est-ce que ce niveau de tension pour le poste est actuellement RTP?</u>
<u>HQ</u>	<u>Hauterive</u>	<u>Oui</u>	<u>161</u>	<u>Oui</u>
<u>HQ</u>	<u>Léry</u>	<u>Oui</u>	<u>120</u>	<u>Oui</u>
<u>HQ</u>	<u>Rimouski</u>	<u>Oui</u>	<u>230</u>	<u>Oui</u>
<u>HQ</u>	<u>Rivière-du-Loup</u>	<u>Oui</u>	<u>230</u>	<u>Oui</u>
<u>RTA</u>	<u>Delisle</u>	<u>Oui</u>	<u>161</u>	<u>Non</u>

L'impact est notable si la tension de l'inclusion I1 est de 300 kV ou plus en raison de l'inclusion des jeux de barres connexes aux transformateurs dont un côté est exploité à un niveau de tension de 300 kV ou plus.

En effet, l'ajout de ces jeux de barres n'ajoute aucune installation additionnelle dans le RTP mais, ajoute des niveaux de tension applicables au RTP à cinq (5) postes déjà inclus dans le RTP. En outre, des jeux de barres supplémentaires sont ajoutés dans le RTP pour cinq (5) installations. Parmi ces cinq (5) installations, un (1) poste a un niveau de tension nouvellement assujéti au RTP (en comparaison avec le RTP actuellement en vigueur). À noter que ce résultat est obtenu à la suite de l'application des exclusions E1 et E3 et représente ainsi l'impact sur le RTP.

Le Coordonnateur indique que l'inclusion I1 du RTP se différencie énormément de l'inclusion I1 du BES en ce sens qu'elle vise surtout à assujéti les jeux de barres connexes aux transformateurs ayant un côté exploité à une tension de 700 kV ou plus dans le RTP.

6.3 INCLUSION I2

6.3.1 HISTORIQUE RÉGLEMENTAIRE

Dans le cadre du dossier précédent sur la Méthodologie (R-3952-2015²⁹), le Coordonnateur présentait à la Régie un critère de fiabilité visant à inclure dans le RTP les installations de production de plus de 75 MVA. Ce seuil était motivé à des fins d'harmonisation avec les juridictions voisines et qu'en date de 2016, ce serait 47 000 MVA (96%) de la production installée au Québec qui serait assujéti aux *normes de fiabilité* applicables aux installations de production.

²⁹ Dossier R-3952-2015 de la Régie, consulté le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=346&phase=1&Provenance=A&generate=true

Dans sa décision D-2018-149³⁰, la Régie mentionne que le motif d'harmonisation avec les juridictions voisines ne justifie pas à lui seul l'application du seuil de 75 MVA. Sa [la Régie] préoccupation est davantage en lien avec le niveau de fiabilité recherché. Au paragraphe 93, la Régie indique :

« [93] À cet égard, la Régie prend acte de l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que le changement à 75 MVA du seuil d'inclusion des installations de production n'a pas d'impact significatif sur la puissance totale assujettie. »

La suite du dossier R-3952-2015³¹ et la demande de révision qui s'ensuit font en sorte qu'il n'y a pas eu de conclusion sur le rehaussement du seuil d'inclusion en puissance des installations de production.

6.3.2 LE CHOIX DU SEUIL DE 75 MVA

Bien que le principe de base vise à raccorder la production aux grands centres de consommation, il existe des installations de production, notamment dans les *réseaux* régionaux, qui ont pour objectifs de :

- Maintenir l'équilibre offre-demande;
- Maintenir les réserves d'exploitation;
- Régler la fréquence.

Ainsi, le Coordonnateur ne désire pas limiter la production assujettie au *RTP* à seulement celle qui est raccordée à un niveau de tension nominale de 300 kV ou plus. Effectivement, le Coordonnateur propose un seuil d'inclusion en puissance apparente (comme à la NERC) basé sur la puissance nominale brute d'une installation de production, soit la puissance installée, et ce, sans égard au niveau de tension de raccordement, contrairement à la NERC qui n'inclut aucune installation de production raccordée à moins de 100 kV, sauf pour les ressources à démarrage autonome figurant au plan de remise en charge de l'*exploitant des installations de transport*.

Conséquemment, le Coordonnateur propose un niveau de puissance nominale brute égal ou supérieur à 75 MVA pour les installations de production. Ce niveau est le même pour l'inclusion I4 qui concerne les *ressources de production décentralisées* (ex : les parcs éoliens). Ainsi, l'utilisation d'un seuil d'inclusion à 75 MVA permet un meilleur arrimage avec les pratiques des *réseaux* voisins.

³⁰ Décision D-2018-149 de la Régie, consultée le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf.

³¹ Dossier R-3952-2015 de la Régie, consulté le 16 novembre 2021 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/_layouts/publicsite/ProjectPhaseDetail.aspx?ProjectID=346&phase=1&Provenance=A&generate=true

Pour motiver le seuil d'inclusion des installations de production dans le *RTP*, le Coordonnateur considère l'impact que produit les installations de moins de 75 MVA sur l'*Interconnexion* du Québec.

6.3.3 UTILISATION D'UN SEUIL À 50 MVA

Le Coordonnateur s'est interrogé sur la possibilité d'inclure les ressources de production à partir de 50 MVA, tel que la Loi le prévoit³². En l'espèce, douze (12) installations ont une capacité de production se situant entre 50 MVA et 75 MVA, totalisant une capacité de production approximative de 710 MW³³. En appliquant ce seuil d'inclusion, on obtient un assujettissement de près de 97% de la production au Québec. Le Coordonnateur est d'avis qu'abaisser le seuil d'inclusion des installations de production à 50 MVA permet un assujettissement plus grand, mais qu'il n'y a pas de bénéfice pour la fiabilité si l'on considère l'impact élevé sur les *entités visées* dans le but de se conformer aux *normes de fiabilité*.

6.3.4 LE SEUIL POUR UNE RESSOURCE INDIVIDUELLE DE 20 MVA

La définition du *BES* prévoit que les groupes de production individuels de plus de 20 MVA sont inclus au *BES*. Le Coordonnateur est d'avis que cette particularité n'est pas requise pour l'inclusion I2 de la définition du *RTP*. Effectivement, la Loi ne permet pas d'assujettir une installation dont la capacité de production est inférieure à 50 MVA.

6.3.5 L'IMPACT DE LA PRODUCTION EXCLUS

Au total, la production exclue de l'application du *RTP* au Québec représente environ 1 900 MW. La perte d'une telle quantité de production en période de pointe ne met pas à risque la stabilité du *RTP*. Par ailleurs, la répartition de cette production étant sur l'ensemble du territoire du Québec et en raison des différentes technologies de production utilisées (hydro-électricité, solaire, éolien et biomasse), il est peu probable que la perte de cette production survienne simultanément.

6.3.6 ANALYSE PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'application de l'inclusion I2 n'a aucun impact sur les installations de production au Québec en ce sens que toutes les installations de production d'une puissance nominale brute de 75 MVA ou plus sont déjà incluses dans le *RTP*.

6.4 INCLUSION I3

L'inclusion I3 comprend les *ressources à démarrage autonomes* identifiées dans le plan de remise en charge du *l'exploitant de réseau de transport (TOP)*. Ces ressources sont nécessaires pour mener à bien l'exploitation fiable du *réseau de transport* de

³² *Loi sur la Régie de l'énergie*, RLRC 6.01, a. 85.3, <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/showdoc/cs/R-6.01>

³³ La liste des installations de production dont la puissance nominale se situe entre 50 MVA et 75 MVA est disponible à l'annexe B du présent document.

l'*Interconnexion* du Québec et ces ressources doivent être incluses dans le *RTP* sans égard à la capacité (en MVA) ou à la tension de raccordement.

Le Coordonnateur interprète cette inclusion de manière à inclure ces ressources autant en exploitation normale qu'en cas d'urgence, comme lors de situations reliées à la remise en charge. Les *ressources à démarrage autonomes* ont la capacité d'être démarrées sans support de la part du *réseau* et peuvent être alimentées sans qu'il y ait une connexion avec *ce dernier*. La portion du *réseau* électrique qui peut être isolée et ensuite alimentée pour faire transiter de la puissance électrique provenant d'une *ressource à démarrage autonome* est essentielle pour permettre le démarrage d'une ou plusieurs autres ressources de production, tel qu'il est défini dans le plan de remise en charge du *TOP*. L'objectif étant de faire en sorte que la définition comprend toutes les installations nécessaires pour l'exploitation fiable du *RTP*, ce qui inclut les ressources utilisées en cas d'urgence, dont les *ressources à démarrage autonomes*.

6.4.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Actuellement, il existe cinq (5) *réseaux* de base identifiés au plan de remise en charge du *TOP* et ces *réseaux* sont connectés à un total de cinq (5) centrales hydrauliques appartenant toutes à HQP³⁴.

En l'espèce, ces cinq (5) centrales hydrauliques sont également incluses dans le *RTP* par l'inclusion I2, puisqu'elles possèdent toutes une puissance installée supérieure à 75 MVA. En outre, ces centrales sont déjà incluses dans le *RTP* et inscrites au Registre. Ainsi, le Coordonnateur conclut que cette inclusion n'a aucun impact sur le *réseau* actuel et sur les *entités visées* concernées.

6.5 INCLUSION I4

Cette inclusion est ajoutée à la définition du *RTP* pour considérer les effets des sources de production variable ou intermittente. L'objectif concret est d'ajouter les ressources de production variable dans le *RTP*, tel que l'éolien qui varie selon le vent et le solaire selon la quantité de rayonnement. Bien que cette inclusion pourrait être sous-entendue dans l'inclusion I2 en raison notamment de la capacité de 75 MVA et plus, il est approprié, pour clarification, d'ajouter cette inclusion séparément pour expressément inclure les ressources de production utilisant un système conçu pour acheminer la puissance à un seul point de raccordement.

Les *ressources de production décentralisées* au Québec correspondent aux éoliennes, aux cellules photovoltaïques et aux dispositifs de stockage d'énergie (BESS). Le Coordonnateur est d'avis que le seuil d'inclusion en puissance installée de 75 MVA est

³⁴ Pour des raisons de confidentialité, les *ressources à démarrages autonomes* identifiées au plan de remise en charge de l'*exploitant des installations de transport (TOP)* ne sont pas inscrites au présent rapport.

le seuil d'inclusion correspondant au *niveau de fiabilité adéquat* tel que démontré à la section portant sur l'inclusion I2 (voir section 6.3)

L'énergie éolienne au Québec se compose de trente-neuf (39) parcs éoliens, ce qui représente une puissance installée combinée d'environ 3 800 MW, contribuant ainsi à une portion non-négligeable de la fiabilité du *réseau*, soit environ 8% de la production totale.

Les cellules photovoltaïques représentent à ce jour une partie négligeable de la production électrique au Québec. Cette inclusion n'assujettit pas d'installation de production à base d'énergie solaire. Seules deux (2) installations de ce type ayant une puissance supérieure à 1 MW sont en service actuellement au Québec, soit la centrale Gabrielle-Bodis (8 MW) et la centrale Robert-A.-Boyd (1.5 MW) appartenant toutes deux à HQP.

En ce qui concerne le stockage énergétique raccordé au *réseau de transport* du Québec, aucune installation de ce type n'est en service actuellement. Toutefois, le Coordonnateur est conscient que ce type de ressource sera de plus en plus présent en Amérique du Nord.

6.5.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'application de cette inclusion n'a aucun impact sur les *entités visées*, puisque tous les parcs éoliens dont la puissance installée est supérieure ou égale à 75 MVA sont inclus dans le *RTP*. De plus, il n'existe à ce jour aucun autre type de *ressource de production décentralisée* au Québec excédant une capacité de production de 75 MVA.

6.6 INCLUSION I5

L'inclusion I5 est l'équivalent technique de l'inclusion I2 pour les ressources de *puissance réactive*. Cette inclusion a pour objectif de clarifier la définition du *RTP* en explicitant les équipements qui doivent être inclus dans le *RTP* pour ce qui est de la *puissance réactive*. L'inclusion I5 est rédigée pour inclure les ressources de *puissance réactive*. Les autres inclusions s'adressent à d'autres composantes électriques faisant partie du *RTP*. Parmi ces appareils, on retrouve les compensateurs statiques, les compensateurs synchrones, les inductances shunt, les batteries de condensateurs shunt, la compensation série, etc.

Les ressources de *puissance réactive* jouent un rôle important dans le maintien de la stabilité du *RTP* lorsque survient des variations de tension ou de fréquence. À cet effet, l'inclusion I5 de la définition du *RTP* reprend essentiellement l'inclusion I5 de la définition du *BES* et demeure pertinente pour la fiabilité.

6.6.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'impact de l'inclusion I5 est faible. Les ressources de *puissance réactive* incluses en vertu de l'inclusion I5 sont déjà incluses dans le *RTP* à l'exception des ressources de *puissance réactive* raccordées aux nouvelles installations incluses dans le *RTP* par le principe de base et l'inclusion I1. Le *Guide de référence sur la définition du RTP* illustre

plusieurs exemples d'application de l'inclusion I5. L'impact complet de l'inclusion I5 sera seulement connu à la suite de la première autodéclaration annuelle des *entités visées*.

6.7 INCLUSION I6

L'inclusion I6 vient apporter une distinction particulière au *RTP* par rapport au *BES* de la NERC ou même du *BPS* du NPCC. Son objectif est de s'assurer que les points de connexion aux autres *Interconnexions* sont assujettis aux *normes de fiabilité*.

Cette inclusion s'appuie sur deux (2) principes : la réciprocité et la cohérence réglementaire (éviter des vides réglementaires). Si une installation dans un réseau voisin, mais créant un point de connexion avec l'*Interconnexion* du Québec, est classée *BES* au sens de la NERC et pour le *coordonnateur de la fiabilité* de cette juridiction voisine, il est nécessaire que les installations du côté du Québec soient également incluses dans le *RTP* afin d'assurer un niveau de fiabilité identique.

Cette inclusion comporte deux (2) volets distincts qui sont expliqués ci-dessous :

Le premier volet inclus les installations synchronisées à l'*Interconnexion* du Québec en exploitation normale, qui alimentent une autre *Interconnexion* et dont les installations dans l'autre territoire sont classées *BES*. Dans ce cas de figure, il est nécessaire de relier les *lignes d'interconnexion* au *RTP*. Ce raccordement au *RTP* se fait par le chemin possédant la moins grande résistance électrique (le moins d'impédance)³⁵, c'est-à-dire par où la majorité de la puissance transite pour alimenter l'*Interconnexion* voisine et les installations synchronisées à une autre *Interconnexion* servant à alimenter cette dernière. Bien que le critère de démarcation soit l'utilisation du chemin le moins impédant pour cette inclusion, le *propriétaire d'installation de transport (TO)* pourrait utiliser un chemin alternatif selon les capacités de transit et son expérience d'exploitation, le cas échéant. Ce premier cas de figure peut également se limiter au raccordement de toute la production pour laquelle des centrales possèdent des modes de fonctionnement servant à alimenter l'*Interconnexion* voisine. Ainsi, le chemin entre le groupe de production et la *ligne d'interconnexion* doit être inclus dans le *RTP*.

Le deuxième volet de l'inclusion I6 inclut les installations synchronisées à une autre *Interconnexion* que celle du Québec en exploitation normale et elles font également partie du *BES* dans l'autre territoire. Pour ces cas de figure, le Coordonnateur propose que la définition du *BES* s'applique à ces installations.

Cependant, une exception importante doit être ajoutée à la définition du *BES* qui assujettit actuellement une unité de production de 20 MVA ou plus. La Loi³⁶ au Québec permet un assujettissement qu'à partir de 50 MVA. Donc, le seuil de 20 MVA est complété par l'ajout

³⁵ Une entité pourrait décider de faire une demande d'exception au RTP afin de proposer un chemin alternatif d'inclusion dans le RTP.

³⁶ Loi sur la Régie de l'énergie, article 85.3, alinéa 3, consultée le 11 novembre 2021 au <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/showdoc/cs/R-6.01>

d'une condition où l'unité de production doit faire partie d'une centrale de production de 50 MVA et plus.

Cette inclusion n'est pas basée sur des fondements techniques, mais plutôt sur une règle de réciprocité que le Coordonnateur et les autorités gouvernementales jugent importante pour la fiabilité du *réseau* du Québec.

Pour de plus amples détails sur l'application de l'inclusion I6, toute personne intéressée est invitée à consulter le *Guide de référence sur la définition du RTP*.

6.7.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

L'application de l'inclusion I6 a un impact faible, puisque la grande majorité des installations servant à alimenter une *Interconnexion* sont assujetties au *RTP* actuel. Toutefois, l'entité HQT est impactée, puisque deux (2) lignes devront être ajoutées dans le *RTP* afin de relier des centrales de production alimentant une *Interconnexion* voisine :

TABLEAU 65 : IMPACT DE L'APPLICATION DE L'INCLUSION I6

Entité	Type	Nom	Niveau de tension applicable RTP (kV)
HQT	Ligne	L1325	120
HQT	Ligne	L1338	120

6.8 EXCLUSION E1

L'exclusion proposée par le Coordonnateur est identique à l'exclusion que l'on retrouve dans la définition du *BES* à l'exception du niveau de tension minimal de 300 kV pour être cohérent avec le principe de base du *RTP*. Le Coordonnateur résume les justifications de la NERC pour l'exclusion E1 ci-dessous.

L'exclusion radiale s'applique aux *éléments* de *transport* exclusivement et ne pose aucun risque pour la fiabilité de l'*Interconnexion*. En effet, si une ligne est exclue du *RTP* par l'exclusion E1, c'est parce qu'un défaut survenant dans l'*élément* de *transport* n'aura pas d'impact sur le *RTP*. En fait, ces lignes servent seulement à desservir une charge et même s'il y a une ressource de production à l'autre extrémité, cette ressource de production n'est pas incluse dans le *RTP* au sens de l'inclusion I2, I3 ou I4.

6.8.1 REMARQUE SUR LE DISPOSITIF DE SECTIONNEMENT NORMALEMENT OUVERT

Le Coordonnateur est d'avis que cette remarque est bien justifiée par la NERC³⁷. Elle a été ajoutée afin de considérer les configurations du *réseau* où l'on retrouve deux (2) installations, chacune séparée et étant considérée radiale, mais reliées par un dispositif de sectionnement normalement ouvert pour des raisons de fiabilité. Ces sectionnements sont normalement installés par les *entités visées* pour offrir une meilleure fiabilité du *réseau* chez le client. Par ailleurs, le Coordonnateur est d'avis que l'expression « normalement ouvert » est communément utilisée dans l'industrie et ne cause pas d'ambiguïté dans son interprétation. La Federal Energy Regulatory Commission (la « FERC ») a également approuvé ces motifs³⁸. La seule différence de cette remarque avec l'exclusion E1 du *BES* est que le Coordonnateur précise que le dispositif de sectionnement ne doit pas être utilisé pour des transits d'énergie entre différentes parties du *RTP*.

6.8.2 REMARQUE SUR LA BOUCLE À 50 kV³⁹

Le Coordonnateur est du même avis que la NERC dans l'ajout de cette remarque à l'exclusion E1 afin de clarifier son interprétation. Pour établir le seuil de 50 kV, le comité de rédaction de la NERC a adopté un processus en deux (2) étapes afin d'obtenir un justificatif technique motivant le choix d'un niveau de tension.

³⁷ Demande pour la révision de la définition du *BES* par la NERC (page 22), consultée le 18 novembre 2021 au [https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2012-01-25%20BES%20-%20NERC%20Filing%20-%20Petition%20for%20Revised%20BES%20Definition%20\(Phase%20I\).pdf](https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2012-01-25%20BES%20-%20NERC%20Filing%20-%20Petition%20for%20Revised%20BES%20Definition%20(Phase%20I).pdf)

³⁸ Ordonnance 773 de la FERC (page 108), consultée le 16 novembre 2021 au: <https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2012-12-20%20BES%20%E2%80%93%20FERC%20Order%20773%20-%20Revisions%20to%20the%20BES%20Definition%20and%20NERC%20RoP.pdf> (en anglais seulement)

³⁹ Ordonnance de la FERC (page 6), consultée le 16 novembre 2021 au <https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2014-03-20%20BES%20-%20FERC%20Order%20Approving%20Revised%20Definition.pdf> (en anglais seulement)

Plus spécifiquement, le comité de rédaction a revu la tension minimale surveillée par une variété d'entités fonctionnelles dans leurs interfaces, chemins de transit et *éléments* surveillés, correspondant dans les faits à une valeur considérée par les experts de l'industrie comme étant nécessaire à la surveillance de l'exploitation du *réseau*. Afin de consulter les conclusions de la NERC et de l'étude, le Coordonnateur invite toute personne intéressée à consulter les documents informatifs publiés par la NERC sur le sujet⁴⁰.

La note 2 ne nuit pas à la possibilité d'une exclusion par l'exclusion E3 (réseaux locaux). En effet, le bouclage à moins de 50 kV vient différencier une exclusion radiale d'une exclusion par *réseau* local. En outre, il faut comprendre qu'un bouclage entre 50,01 kV et 300 kV peut être plutôt vu comme un *réseau* local.

Dans son étude, la NERC conclut que les scénarios et configurations utilisés mènent vers l'utilisation du seuil de 50 kV et que ce seuil représente la majorité des cas rencontrés dans l'industrie⁴¹. Les modèles utilisés par la NERC étaient conservateurs. Dans les cas où il existe une configuration où le seuil pourrait être supérieur à 50 kV, l'*entité visée* peut demander une exception à la définition en faisant une demande selon ce qui est prévu au processus d'exception.

6.8.3 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Aucun impact puisqu'il s'agit d'une exclusion.

6.9 EXCLUSION E2

L'exclusion E2 est reprise directement de la définition du *BES* de la NERC. Le Coordonnateur propose également de conserver le même seuil de 75 MVA comme à la NERC puisqu'il est cohérent avec le seuil des inclusions I2 et I4.

L'exclusion permet d'exclure du *RTP* une ressource de production en aval du compteur de distribution d'un client qui sert en tout ou en partie à la *charge* liée à la distribution, selon les deux (2) conditions suivantes :

- 1- La puissance nette fournie par la ressource de production au *RTP* n'excède pas 75 MVA;
- 2- Des services d'alimentation de réserve, de secours et d'entretien sont fournis au groupe ou à l'ensemble des groupes de production ou à la *charge* de distribution soit par un *responsable de l'équilibrage (BA)*, soit en vertu d'une obligation

⁴⁰ White paper on Bulk Electric System Radial Exclusion (E1) Low Voltage Loop Threshold, consulté le 16 novembre 2021 au https://www.nerc.com/pa/Stand/Project%20201017%20Proposed%20Definition%20of%20Bulk%20Electri/bes_white_paper_draft3_PUBLIC.pdf (en anglais seulement)

⁴¹ Pétition de la NERC (page 67), consultée le 16 novembre 2021 au <https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2013-12-13%20BES%20%E2%80%93%20NERC%20Petition%20for%20BES%20Revisions%20and%20Expedite%20Action.pdf> (en anglais seulement)

contraignante d'un *propriétaire d'installation de production (GO)* ou d'un *exploitant d'installation de production (GOP)*, soit selon des conditions approuvées par un organisme réglementaire pertinent.

Le Coordonnateur est d'avis qu'une ressource de production correspondante aux deux (2) conditions mentionnées précédemment n'est pas nécessaire pour la fiabilité du *RTP*, puisqu'elle dessert une *charge* de distribution, fournit une quantité limitée de puissance au *RTP* et est entièrement soutenue par d'autres ressources. Le Coordonnateur souligne que la FERC a approuvé cette exclusion dans son Ordonnance 773 et a noté que l'exclusion « apporte des clarifications additionnelles à la définition du *système de production-transport d'électricité* »⁴².

6.9.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Aucun impact puisqu'il s'agit d'une exclusion.

6.10 EXCLUSION E3

L'exclusion E3 sur les *réseaux* locaux comprend tous les *éléments de transport* exploités entre 300 kV et 700 kV faisant partie d'un *réseau* local qui distribue de la puissance à la *charge* plutôt que de transférer de la puissance entre différents points du *RTP*. Les *réseaux* locaux servent essentiellement à distribuer de l'électricité localement et non de transférer cette électricité dans un autre point de connexion du *RTP*. La conception et l'exploitation d'un *réseau* local est telle qu'au point de connexion avec le *RTP*, l'effet du *réseau* local sur le *RTP* est similaire à un *élément de transport* radial, particulièrement si le transit de puissance se dirige du *RTP* vers le *réseau* local. Un *réseau* qui supporte l'alimentation de *charge* locale ou régionale et qui ne contribue pas au transfert de puissance à travers le *RTP* ne devrait pas être inclus dans le *RTP*.

Les conditions établies dans l'exclusion E3 sont suffisantes pour assurer que les *réseaux* locaux correspondants sont utilisés exclusivement pour de l'alimentation de *charge* locale ou régionale. Essentiellement, le Coordonnateur reprend les facteurs techniques de l'exclusion locale ainsi :

- Les installations utilisées pour l'alimentation locale d'énergie électrique doivent être exclues du *RTP*;
- L'exclusion pour les *réseaux* locaux s'assure qu'une *installation* candidate pour l'exclusion doit satisfaire les critères énoncés dans l'exclusion. Il s'agit de démontrer que l'installation n'effectue pas une fonction de *transport*;
- La tension applicable au critère d'exclusion des *réseaux* locaux, 300 kV, est cohérente avec la distinction émise par le principe de base;

⁴² Pétition de la NERC (page 29), consultée le 16 novembre 2021 au <https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/2013-12-13%20BES%20%E2%80%93%20NERC%20Petition%20for%20BES%20Revisions%20and%20Expedited%20Action.pdf> (en anglais seulement)

- La puissance qui transite à l'intérieur des *éléments* d'un *réseau* local est une fraction négligeable de ce qui est distribué sur le *RTP* selon un transfert de puissance, et la puissance est complètement « consommée » par la *charge* du *réseau* local;
- L'interaction d'un *réseau* local avec le *RTP* est similaire à un *élément* radial.

6.10.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Aucun impact puisqu'il s'agit d'une exclusion.

6.11 EXCLUSION E4

L'exclusion E4 comprend les équipements de *puissances réactives* détenues et exploitées pour l'alimentation d'une *charge* locale. L'exclusion E4 est en fait l'équivalent technique de l'exclusion E2 pour les équipements de *puissance réactive*.

Tel qu'indiqué dans la définition, l'inclusion I5 s'applique sous réserve de l'application de l'exclusion E4 : l'exclusion E4 a donc priorité sur l'inclusion I5.

6.11.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Aucun impact puisqu'il s'agit d'une exclusion.

7 COMPARAISON ENTRE LE RTP ET LES AUTRES RÉSEAUX DE RÉFÉRENCE

7.1 COMPARAISON *RTP* VS *BES*

La NERC inclut dans le *BES* tous les *éléments* de *transport* exploités à 100 kV et plus, ainsi que les ressources générant de la *puissance active* et réactive raccordées à une tension de 100 kV et plus sur un *réseau* électrique donné. Cette définition exclut toutefois tous les *éléments* utilisés pour la distribution locale d'électricité. Étant donné la topologie du *réseau* de *transport* de l'*Interconnexion* du Québec, tel que présenté précédemment dans ce document, cette définition n'est pas optimale selon l'objectif d'assurer la fiabilité du *réseau* au Québec. Concrètement, en appliquant la définition du *BES* à l'*Interconnexion* du Québec, il y aurait 712 installations de *transport* à assujettir aux *normes de fiabilité*, contrairement à 364 installations de *transport* selon la définition du *RTP* proposée. Il faudrait donc assujettir environ 40 % installations de plus aux *normes de fiabilité*, sans atteindre un niveau de fiabilité supérieur.

Par ailleurs, une étude effectuée en 2009 sur l'impact monétaire de l'assujettissement des installations à la définition du *BES* conclut à un investissement variant de 50 M\$ à 1 500 M\$. En 2021, ces montants représentent respectivement 920 M\$ et 1 844 M\$⁴³. La définition du *RTP* proposée s'appuie sur le fait qu'au Québec, l'ossature du *RTP* est exploitée à un niveau de tension de 735 kV et que les *éléments* de *transport* locaux s'y

⁴³ En calculant le montant actualisé selon les données de la Banque du Canada

rattachent directement. C'est de ce fait que découle l'établissement du seuil proposé à 300 kV pour les *éléments* de *transport* électrique. Cette distinction constitue la principale différence entre le *RTP* et le *BES*. Hydro-Québec applique des critères de conception et d'exploitation qui vont au-delà des exigences de la NERC pour le *réseau* à 735 kV, car ce dernier constitue l'élément névralgique du *réseau* de *transport*.

7.2 COMPARAISON *RTP* VS *BPS*

En Amérique du Nord, la région du NPCC utilise le critère A-10, basé sur l'impact d'un *élément* sur le *réseau*, afin de définir les *éléments* faisant partie du *réseau* de référence *BPS*. Le champ d'application *BPS* du NPCC est actuellement utilisé au Québec pour la *norme de fiabilité* TPL-001. Le Coordonnateur ne prévoit pas proposer de modifications au champ d'application de la TPL-001 puisque l'impact n'est actuellement pas établi.

La définition du *BPS* résulte en l'assujettissement de toutes les lignes de *transport* exploitées à plus de 735 kV, ainsi que leurs transformateurs et jeux de barres connexes. Le *BPS* assujettit aussi les lignes de *transport* à courant continu. Or, la définition du *RTP* inclut tous les équipements *BPS* mentionnés ci-dessus, mais également les centres de production de plus de 75 MVA, les équipements relatifs aux *Interconnexions* ainsi que tous les équipements ayant un impact sur l'équilibre entre la production et la *charge*, sur le maintien de la fréquence et sur le contrôle de la tension. En somme, le *RTP* a une portée plus élargie que le *BPS*. Le tableau suivant démontre le différentiel des installations assujetties selon la définition du *BPS* et celle du *RTP*:

TABLEAU 76 : DIFFÉRENTIEL DES INSTALLATIONS ASSUJETTIES

	Nombre d'installations assujetties selon la définition du <i>BPS</i>	Nombre d'installations assujetties selon la nouvelle définition du <i>RTP</i>	Différence
Ligne	176	245	69
Poste	42	116	74

8 COMPARAISON ENTRE LE *RTP* ACTUEL ET LA DÉFINITION PROPOSÉE

Le Registre contient actuellement 440 installations de *transport*. En appliquant la définition du *RTP*, le Registre contiendrait désormais 361 installations de *transport*. Le tableau suivant représente plus en détail le différentiel pour les lignes et postes:

TABLEAU 87 : DIFFÉRENTIEL DES INSTALLATIONS ASSUJETTIES (RTP ACTUEL VS RTP PROPOSÉ)

	Registre actuel	Registre proposé	Différence
Ligne	288	245	-43
Poste	152	116	-36

De plus, lors de la consultation publique tenue du 15 novembre 2021 au 21 janvier 2022 portant sur la Méthodologie proposée dans le présent dossier, les entités HQT, HQP et Rio Tinto Alcan (RTA) ont soumis une évaluation des impacts pour l'application de la nouvelle définition du *RTP*. Le Coordonnateur retranscrit les évaluations reçues dans le tableau suivant:

TABLEAU 98 : ÉVALUATION DES IMPACTS REÇUS LORS DE LA CONSULTATION PUBLIQUE

Entité	Coûts de mise en œuvre (\$)	Coûts récurrents annuels (\$/an)	Justification
HQT	0	0	L'ajout des installations du dossier de la nouvelle définition du RTP au Registre des entités visées par les normes de fiabilité n'a pas d'impact quant à la portée de l'applicabilité des normes CIP pour Hydro-Québec TransÉnergie.
HQP	0	0	Légère réduction des coûts en raison du retrait de deux installations de production. Légère augmentation des coûts en raison de l'ajout du processus d'auto-évaluation
RTA	600 000,00 \$	0	Révision des normes, études, réglages, formations, documentation, contrôles... Remplacement d'oscilloperturbographe selon la PRC-002 avec le nouveau RTP

Après considération des commentaires reçus, le Coordonnateur est d'avis que l'impact demeure relativement faible pour les *entités visées*.

9 LA PROCÉDURE D'IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU RTP

L'approche déterministe de la définition du *RTP* nécessite la mise en place d'un cadre permettant d'identifier les *éléments* du *RTP* que le Coordonnateur nomme « la Procédure d'identification des éléments du RTP » (la « Procédure d'identification »). La Procédure d'identification régit les responsabilités des *entités visées* pour s'autodéclarer et participer à un processus d'exception. Le Coordonnateur est d'avis que le processus d'exception est une nécessité dans l'utilisation d'une approche déterministe afin de s'assurer que les *entités visées* puissent également faire valoir leur point de vue sur la fiabilité à l'aide d'arguments techniques. Les sous-sections suivantes présentent sommairement la Procédure d'identification. Toute personne intéressée à prendre connaissance plus en détail de la Procédure d'identification est invitée à consulter le document *Procédure d'identification des éléments du RTP*.

9.1 VISUALISATION DE LA PROCÉDURE D'IDENTIFICATION

Le Coordonnateur présente ci-bas un schéma représentant les étapes de mise à jour annuelle du Registre qu'il propose dans le cadre du présent dossier.

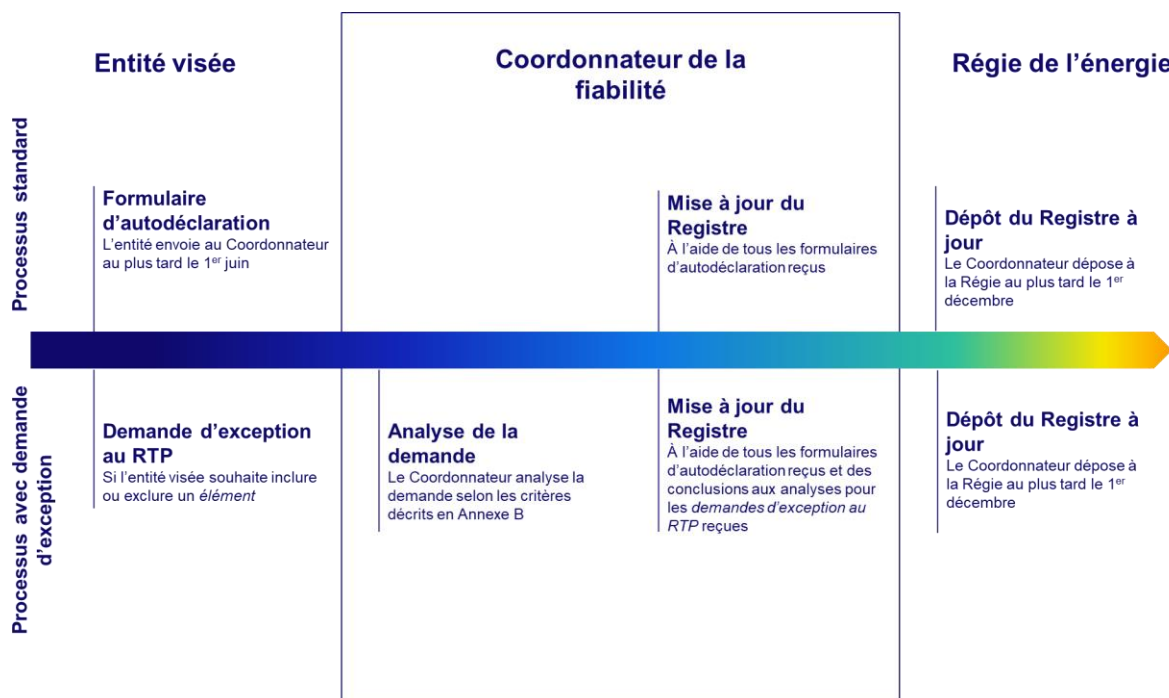


FIGURE 2 : MISE À JOUR ANNUELLE DU REGISTRE

Chaque année, le Coordonnateur émettra aux *entités visées* le formulaire d'autodéclaration annuelle à remplir sur une base volontaire dans lequel une entité indiquera ses installations auxquelles la définition du *RTP* s'applique. Par ailleurs, le Coordonnateur offre aux *entités visées* qui ne possèdent pas l'expertise nécessaire pour identifier les installations incluses dans le *RTP*, la possibilité d'appliquer la définition pour les installations de l'*entité visée* selon certaines conditions inscrites à la Procédure d'identification.

Selon les informations reçues dans les différents formulaires d'autodéclaration annuelle, le Coordonnateur effectue la mise à jour annuelle du Registre tous les 1^{ers} décembre dans le cadre d'un dossier de mise à jour annuelle du Registre.

Le Coordonnateur est d'avis que la mise en place d'une telle procédure est bénéfique pour la fiabilité en ce sens qu'elle offre, de façon transparente, la possibilité aux *entités visées* de s'approprier la définition du *RTP* et de l'appliquer elles-mêmes. En outre, le Coordonnateur souhaite que les *entités visées* puissent contribuer au maintien de la fiabilité au Québec en identifiant les installations incluses dans le *RTP* avec le soutien du Coordonnateur, lorsque requis.

9.2 LE PROCESSUS D'EXCEPTION

Le Coordonnateur est d'avis que bien que la définition proposée du *RTP* regroupe la très grande majorité des *éléments* ou groupes d'*éléments* nécessaires à une exploitation fiable du *réseau*, il existe une infime quantité de situations où un *élément* devrait être exclu ou inclus du *RTP* par le processus d'exception. Chaque demande d'exception doit être faite sur des bases exceptionnelles. À cet effet, le Processus d'identification inclut les modalités du processus d'exception.

9.2.1 ÉVALUATION PRÉLIMINAIRE DE L'IMPACT

Le Coordonnateur présente les exceptions incluses dans le *RTP* au tableau suivant :

Entité	Type	Nom	Niveau de tension applicable RTP (kV)	Motif
HQT	Ligne	L1400	120	Ligne de transport franchissant une frontière internationale
HQT	Ligne	L2310	230	Ligne classée Bulk selon le critère A-10 du NPCC

La ligne L1400 est une *ligne d'interconnexion* franchissant une frontière internationale en alimentant radialement une *charge* aux États-Unis. Pour le *coordonnateur de la fiabilité* du côté des États-Unis, le poste récepteur (Newport) n'est pas inclus dans le *BES*. L'inclusion I6 n'est donc pas applicable. Toutefois, afin d'éviter un vide réglementaire sur une ligne internationale, le Coordonnateur inclut la ligne L1400 dans le *RTP*.

En ce qui concerne la ligne L2310, elle fait partie des rares installations de *transport* classifiées Bulk exploitées à une tension inférieure à 300 kV. Le Coordonnateur rappelle que toutes les installations classifiées Bulk sont incluses dans le *RTP*, car leur criticité pour la fiabilité du *réseau* est démontrée à l'aide d'études menées par le *responsable de la planification*.

9.3 AUTRES MÉTHODES POUR INSCRIRE UNE INSTALLATION AU REGISTRE

Le Coordonnateur est d'avis, tout comme la NERC, qu'il est nécessaire que la Méthodologie revête d'une certaine flexibilité quant à l'inclusion et l'exclusion d'*éléments* dans le *RTP*.

À la NERC, il existe quatre (4) méthodes pour inscrire une installation au *BES* :

- 1- Application de la définition du *BES*, en appliquant les inclusions et les exclusions;
- 2- Ajout ou retrait d'*éléments* à la suite de l'application du Processus d'exception du *BES*;
- 3- Détermination par la FERC qu'un *élément* est utilisé pour une charge locale;
- 4- Détermination par la FERC qu'un élément est inclus au *BES* à la suite d'une consultation publique où les entités concernées ont eu l'occasion de commenter.

Au Québec, le Coordonnateur est d'avis que des méthodes similaires peuvent être transposées pour l'inclusion et l'exclusion d'*éléments* dans le *RTP*. Ainsi, les méthodes que le Coordonnateur propose sont :

- 1- Application de la définition du *RTP*, en appliquant les inclusions et les exclusions;
- 2- Approbation par le Coordonnateur des ajouts ou retraits d'*éléments* via le processus d'exception du *RTP*;
- 3- Approbation par la Régie du Registre reflétant le ou les éléments ayant été retirés ou ajoutés dans le *RTP*, après une consultation publique menée par le Coordonnateur où les entités concernées ont eu l'occasion de commenter.

9.4 LE REGISTRE

Les sous-sections suivantes ont pour objectif d'identifier les différentes modifications proposées au Registre.

9.4.1 RETRAIT DE L'HISTORIQUE SUR LES POSTES DE DÉPART

La section 3.1 du Registre en vigueur actuellement précise les postes de départ étant inclus au *RTP* selon l'entité qui possède le poste de départ. Or, la définition proposée du *RTP* ne comporte aucune distinction quant à l'entité possédant des installations de raccordement de production au *réseau de transport*. Le point de référence pour la limite physique de l'assujettissement aux *normes de fiabilité* est plutôt le point de raccordement commun pour les *ressources de production décentralisées* et le côté basse ou haute tension du transformateur élévateur d'un groupe de production, dans le cas d'une installation de production.

Puisque la nouvelle définition du *RTP* ne fait pas de distinction à l'égard de l'entité qui possède le poste de départ d'une installation de production, la section 3.1 du Registre est proposée pour retrait en raison de sa caducité.

9.4.2 RETRAIT DE LA FONCTION TO POUR L'ENTITÉ ÉNERGIE ÉOLIENNE LE PLATEAU S.E.C. (ÉLP)

Par sa décision D-2020-052⁴⁴, la Régie approuve la suspension de l'inscription au Registre du Poste Plateau à titre d'installation de *transport* ainsi que la suspension de l'inscription au Registre de la classification de Boralex et de toute autre entité affiliée à Boralex au titre de *TO* jusqu'à ce qu'une décision finale soit rendue sur l'approbation du Registre⁴⁵.

⁴⁴ Décision D-2020-52 de la Régie (paragraphe 306), consultée le 19 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/486/DocPrj/R-4073-2018-A-0013-Dec-Dec-2020_05_14.pdf#page=101

⁴⁵ Décision D-2020-52 de la Régie (paragraphe 306), consultée le 19 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/486/DocPrj/R-4073-2018-A-0013-Dec-Dec-2020_05_14.pdf#page=101

Les motifs énoncés par Boralex et le Coordonnateur tels que relatés dans la décision D-2020-052⁴⁶ sont toujours fondés selon le Coordonnateur.

De plus, le Coordonnateur soutient que le retrait de la fonction *TO* à l'entité ÉLP ne crée pas de vide réglementaire dans l'application des *normes de fiabilité*. En effet, les *normes de fiabilité* relatives au raccordement d'installation de production au *réseau de transport*⁴⁷ font en sorte qu'un *GO* n'a pas besoin de s'inscrire en tant que *TO* puisqu'elles s'assurent qu'un *GO* respecte les mêmes exigences qu'un *TO* à l'égard du raccordement d'une installation de production au *réseau de transport*. Pour de plus amples détails à cet effet, l'Ordonnance 785⁴⁸ de la FERC traite des exigences applicables aux *GO* au point de raccordement d'une installation de production avec un *réseau de transport*.

Par ailleurs, le Coordonnateur est d'avis que le retrait de la fonction *TO* pour l'entité ÉLP permettrait une meilleure harmonisation des pratiques en place au niveau de l'enregistrement des fonctions de fiabilité avec les réseaux voisins.

Finalement, la Méthodologie proposée dans le cadre du présent dossier n'a pas d'impact sur l'enregistrement de ÉLP à titre de *TO* au Registre. Toutefois, l'approche proposée dans la révision de la Méthodologie, notamment avec l'inclusion I4 pour les *ressources de production décentralisées*, est cohérente avec la proposition du Coordonnateur à l'égard de ÉLP.

Ainsi, pour les motifs énoncés ci-haut, le Coordonnateur propose de retirer la fonction *TO* à l'entité ÉLP et par le fait même, de retirer le Poste Plateau du Registre.

9.4.3 COMPOSITION DU REGISTRE

Le Registre proposé est composé des sections et annexes suivantes :

1. OBJECTIF DU REGISTRE DES ENTITÉS VISÉES

2. ENTITÉS VISÉES

ANNEXE A – ENTITÉS

ANNEXE B – INSTALLATIONS DE TRANSPORT

ANNEXE C – INSTALLATIONS DE PRODUCTION

ANNEXE D – APPLICATION DES NORMES CIP VERSION 5

⁴⁶ Décision D-2020-52 de la Régie (paragraphe 306), consultée le 19 mars 2022 au http://publicsde.regie-energie.gc.ca/projets/486/DocPrj/R-4073-2018-A-0013-Dec-Dec-2020_05_14.pdf#page=101

⁴⁷ Les *normes de fiabilité* FAC-001-3, FAC-003-4, PRC-004-6 et PRC-005-6, toutes en vigueur au Québec, impliquent les mêmes exigences pour les *GO* et les *TO* à l'égard du raccordement d'installation de production au *réseau de transport*.

⁴⁸ Ordonnance 785 de la FERC, consultée le 19 mars 2022 au https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/E-8_12.pdf (en anglais seulement)

ANNEXE E – AUTOMATISMES DE RÉSEAU
HISTORIQUE DES VERSIONS

10 DATE DE MISE EN VIGUEUR PROPOSÉE

Le Coordonnateur détaille le plan de mise en œuvre proposé au document *Plan de mise en œuvre de la méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal* déposé au présent dossier.

11 CONCLUSION

La Méthodologie présentée dans ce document s'inscrit dans les meilleures pratiques réglementaires en Amérique du Nord. Comme démontré ci-haut, la définition du *RTP* utilise des critères équivalents à ceux du *BES*, mais sont mieux adaptés aux caractéristiques uniques du *réseau* électrique de l'*Interconnexion* du Québec. Pour compléter la Méthodologie, le Coordonnateur propose également la mise en œuvre de deux (2) nouveaux processus, soit les processus d'autodéclaration annuelle et de demande d'exception au *RTP*.

Finalement, le Coordonnateur souligne que de nombreuses décisions de la Régie l'ont guidé dans ses réflexions, notamment à travers les dossiers R-3699-2009, R-3952-2015 et R-4073-2018. Par ailleurs, le Coordonnateur propose dans son plan de mise en œuvre d'effectuer une revue de performance à la suite de la première autodéclaration annuelle des *entités visées* afin d'identifier toutes faiblesses potentielles qui seraient observées à l'égard de la Méthodologie et d'y apporter les correctifs nécessaires.

12 ANNEXE A – LISTE DES DOCUMENTS PERTINENTS ET REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE LA MÉTHODOLOGIE

TABLEAU 109 : LISTE DES DOCUMENTS RELATIFS À LA MÉTHODOLOGIE

Nom du document
Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal
Formulaire d'autodéclaration annuelle
Formulaire de demande d'exception au réseau de transport principal
Définition du réseau de transport principal
Document de référence sur la définition du réseau de transport principal
Plan de mise en œuvre de la méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal
Lignes directrices sur l'autodéclaration annuelle des entités visées par les normes de fiabilité

Le Coordonnateur présente à la figure ci-dessous, une représentation graphique de la Méthodologie.

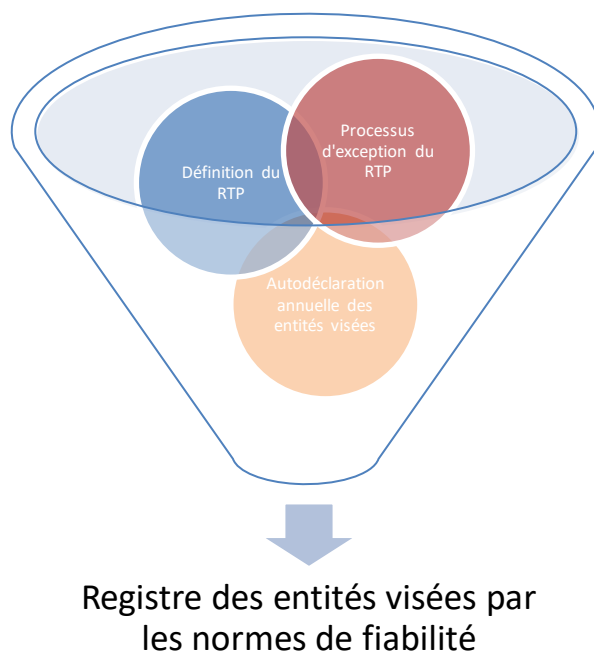


FIGURE 3: REPRÉSENTATION GRAPHIQUE DE LA MÉTHODOLOGIE

13 ANNEXE B – LISTE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION D'UNE PUISSANCE NOMINALE BRUTE ENTRE 50 MVA ET 75 MVA

Le tableau suivant présente la liste des installations de production de l'*Interconnexion* du Québec qui possèdent une puissance nominale brute se situant entre 50 MVA et 75 MVA. Il est également inclus au tableau les *ressources de productions décentralisées*.

**TABLEAU 1140 : LISTE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION DONT LA PUISSANCE
NOMINALE BRUTE SE SITUE ENTRE 50 ET 75 MVA**

Nom de l'installation	Tension de raccordement au réseau de transport (kV)	Puissance installée (MVA)	Type de production	Inclus au RTP actuellement en vigueur?	Inclus dans la nouvelle révision du RTP?
Bryson	120	70	Hydraulique	Oui	Oui
Chute-Allard	230	69	Hydraulique	Oui	Non
Hart-jaune	120	51 MW	Hydraulique	Non	Non
Jim-Gray	161	63 MW	Hydraulique	Non	Non
Le Nordais 2 - Cap-Chat	230	57 MW	Éolien	Non	Non
Mercier	69	58	Hydraulique	Oui	Non
Mont Copper	69	54 MW	Éolien	Non	Non
Mont Miller	161	54 MW	Éolien	Non	Non
Montagne Sèche	230	58,5 MW	Éolien	Non	Non
New Richmond	230	67,8 MW	Éolien	Non	Non
Murdock-Wilson	161	55 MW	Hydraulique	Non	Non
Rivière-des-Prairies	120	54 MW	Hydraulique	Non	Non