

**Réponse à la demande de renseignements no. 2 de la
Régie de l'énergie
(Version caviardée)**

DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 2 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
MÉTHODOLOGIE D'IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU RTP

SUIVIS DE DÉCISION

1. **Références :** (i) Pièce [B-0051](#), annexe A, p. 7 à 12;
(ii) Dossier R-3952-2015, décision [D-2018-149](#), p. 79.

Préambule :

(i) À l'annexe A du *registre des entités visées par les normes de fiabilité* (le Registre), les entités suivantes sont identifiées comme *distributeur* (DP) :

- Énergie Renouvelable Brookfield (Énergie La Lièvre s.e.c.) (ÉLL);
- Hydro-Québec Distribution (HQD);
- Hydro-Québec TransÉnergie (HQT);
- Rio Tinto Alcan (RTA);
- Société en Commandite Hydroélectrique Manicouagan (SCHM);
- Ville de Saguenay (Hydro-Jonquière) (JON);
- Ville de Sherbrooke (Hydro-Sherbrooke) (SHER).

(ii) Par la décision D-2018-149 rendue dans le dossier R-3952-2015, la Régie se prononce comme suit au sujet des sept DP demeurant alors inscrits au Registre :

« [302] *La proposition du Coordonnateur en lien avec le rehaussement du seuil d'inclusion pour la fonction DP, que la Régie accueille dans la présente décision, l'amène à se questionner sur la pertinence de maintenir au Registre chacun des sept DP encore inscrits. À cet égard, elle note que les charges en pointe associées à ces DP ne sont pas précisées au Registre.*

[303] Pour ce motif, la Régie demande au Coordonnateur de fournir, lors du dépôt d'une prochaine demande de modification au Registre, les valeurs de charges en pointe associées aux DP y demeurant inscrits ainsi que son évaluation de la pertinence et de l'impact, en matière de fiabilité, de maintenir leur inscription. » [nous soulignons]

Demande :

1.1 Veuillez fournir les informations demandées en référence (ii) pour les DP demeurant inscrits au Registre (référence (i)) qui sont les mêmes qu'en référence (ii).

R1.1 Le tableau suivant indique les charges en pointe pour l'année civile 2022 des différents distributeurs (DP) actuellement inscrits au Registre. Le Coordonnateur précise que les données du tableau suivant sont approximées

à la dizaine de MW près, pour les entités visées tel qu'établies au Registre présentement en vigueur.

Tableau 1: Charge en pointe pour l'année civile 2022 des DP inscrits au Registre

Entité	Charge en pointe pour 2022 (MW)
Énergie Renouvelable Brookfield (Énergie La Lièvre s.e.c.) (ÉLL)	■
Hydro-Québec (HQ)	■ ¹
Rio Tinto Alcan (RTA)	■ ²
Société en Commandite Hydroélectrique Manicouagan (SCHM)	■
Ville de Saguenay (Hydro-Jonquière) (JON)	■
Ville de Sherbrooke (Hydro-Sherbrooke) (SHER)	■

Bien que la charge en pointe relative à la fonction DP pour les entités visées inscrites au Registre représente approximativement ■ de la charge en pointe d'Hydro-Québec, le Coordonnateur est d'avis que le maintien de l'inscription des DP au Registre demeure pertinent.

La valeur ajoutée de la fonction DP ne réside pas dans la contribution de ces entités à la charge en pointe. En effet, l'inclusion des DP se justifie par l'importance d'avoir des pratiques uniformisées en ce qui a trait à la transmission de données liées à la demande, la communication, la déclaration d'événements, et tout autres aspects liés aux normes de fiabilité qui les concernent. Le critère actuel de 75 MW de charge en pointe pour l'inclusion au Registre d'un DP est d'abord harmonisé avec le critère actuel dans les réseaux voisins et est en second lieu, jugé suffisant pour que l'application des normes de fiabilité qui en découle soit importante pour la fiabilité de l'Interconnexion du Québec.

2. **Références :** (i) Pièce [B-0053](#), p. 52 et 53;
(ii) Dossier R-3952-2015, décision [D-2018-149](#), p. 83 et 84.

Préambule :

- (i) La Régie note qu'en matière de réserve, le *glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité* (le Glossaire) définit les termes suivants :

¹ Cette valeur est préliminaire. La valeur officielle fournie par Hydro-Québec dans ses activités de distributeur sera déposée à la Régie dans le cadre du suivi 2022 de l'entente globale cadre.

² Pour des raisons de confidentialités, une valeur indicative est soumise.

- Réserve arrêtée;
- Réserve d'exploitation;
- Réserve d'exploitation supplémentaire;
- Réserve d'exploitation synchronisée;
- Réserve pour contingence;
- Réserve réglante;
- Réserve tournante.

(ii) Par la décision D-2018-149 rendue dans le dossier R-3952-2015, la Régie se prononce comme suit au sujet de la « réserve de stabilité » :

« [316] La Régie note que cette « réserve de stabilité » s'inscrit dans les « réserves d'exploitation » dont le maintien est l'un des critères de fiabilité pour l'identification des éléments du RTP applicables aux installations de production.

[...]

[319] La Régie juge que l'ajout du terme « réserve de stabilité » au Glossaire est pertinent. Elle est par ailleurs satisfaite de la définition proposée par le Coordonnateur en réponse à la DDR n° 1 de RTA ainsi que de sa traduction.

[320] La Régie note toutefois que le Coordonnateur propose l'ajout du terme « réserve de fiabilité » (notre soulignement au paragraphe 315) plutôt que celui de « réserve de stabilité ». À moins qu'il ne s'agisse d'une erreur d'écriture de la part du Coordonnateur, la Régie lui demande de justifier cette substitution.

[321] La Régie note également l'omission de l'identification de la source des textes proposés. Cette omission va à l'encontre de la pratique actuelle du Coordonnateur pour ce qui est du Glossaire. Comme la Régie est d'avis que l'ajout de ces sources serait pertinent, elle encourage le Coordonnateur à remédier à cette omission et, à défaut, lui demande de la justifier.

[322] Par conséquent, la Régie réserve sa décision à l'égard de la demande de modification au Glossaire en lien avec le terme « réserve de stabilité ». »

Demande :

2.1 Compte tenu du fait que la Régie a jugé que l'ajout du terme « réserve de stabilité » au Glossaire est pertinent (référence (ii)), veuillez donner suite aux ordonnances de la décision D-2018-149 à ce sujet.

R2.1 Le Coordonnateur précise que le terme « réserve de stabilité » avait été proposé comme ajout au Glossaire dans le cadre de la Méthodologie du RTP présentée au dossier R-3952-2015. Ce terme était spécifiquement utilisé dans

la description du critère de fiabilité « Maintien des réserves d'exploitation » de la méthodologie du RTP du dossier susmentionné.

La Méthodologie du RTP présentée au présent dossier ne fait pas référence à un critère lié au maintien des réserves d'exploitation et le terme « réserve de stabilité » au Glossaire n'est pas non plus repris dans les normes de fiabilité.

Considérant ce qui précède, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas opportun de modifier le Glossaire pour y ajouter le terme « réserve de stabilité ».

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0034](#), p. 11 et 12;
 - (ii) Dossier R-4179-2021, décision [D-2022-146](#), p. 30 à 32;
 - (iii) Dossier R-4049-2018 Phase 1, décision [D-2021-089](#), p. 21 et 22;
 - (iv) Dossier R-3981-2016 Phase 2, décision [D-2017-128](#), p. 62 et 82.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur soumet ce qui suit au sujet de l'inscription de l'entité HQT à titre d'exploitant d'installation de production (GOP) :

« Par sa décision D-2020-052, 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).

[...]

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 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 » [note de bas de page omise] [nous soulignons].

- (ii) Dans la décision D-2022-146 rendue dans le dossier R-4179-2021, la Régie se prononce comme suit :

« [106] De plus, la Régie retient que selon le Coordonnateur, l'entité d'Hydro-Québec regroupant maintenant les anciennes divisions HQT, HQD et HQP continue à remplir leurs fonctions de fiabilité, soit propriétaire d'installation de transport (TO), exploitant d'installation de production (GOP), propriétaire d'installation de production (GO), responsable de la planification (PA), planificateur de réseau de transport (TP), fournisseur de service de transport (TSP), planificateur des ressources (RP), responsable de l'approvisionnement (LES) et distributeur (DP), peu importe où se situe le rattachement administratif des différents employés qui assument ces fonctions au sein d'Hydro-Québec.

[...]

[108] Pour leur part, les anciennes divisions d'Hydro-Québec devaient également respecter les séparations fonctionnelles prévues par la Loi aux fins de leur exercice en matière de fiabilité.

[109] Par conséquent, la Régie est d'avis que l'impact de la nouvelle structure organisationnelle d'Hydro-Québec pourrait aller bien au-delà des aspects purement nominatifs au Registre, tels que les rôles et responsabilités des entités visées d'Hydro-Québec, les séparations fonctionnelles établies par la Loi ou les outils réglementaires mis en place pour assurer l'efficacité de cette séparation (par exemple, les codes de conduite).

[110] Toutefois, la Régie est d'accord avec le Coordonnateur à l'effet que le présent dossier n'est pas le forum approprié pour se prononcer sur ces aspects, tel qu'elle le mentionnait dans sa décision D-2022-028.

[111] La Régie prend acte de l'intention du Coordonnateur de présenter, lors du dépôt du rapport annuel 2022 sur l'application de son code de conduite ou lors d'une rencontre administrative, les rôles et responsabilités, les organigrammes et listes d'unités en lien avec les fonctions remplies par Hydro-Québec en matière de fiabilité, en vigueur depuis la mise en place d'une nouvelle structure organisationnelle le 28 février 2022.

[...]

[115] De plus, la Régie accepte de remplacer au Registre toute référence aux divisions fonctionnelles d'Hydro-Québec « Hydro-Québec TransÉnergie » (acronyme « HQT »), « Hydro-Québec Distribution » (acronyme « HQD ») et « Hydro-Québec Production » (acronyme « HQP »), ces dernières ayant pris fin, par la référence à une seule entité visée, regroupant ces divisions ainsi que leurs fonctions de fiabilité, nommée « Hydro-Québec » (acronyme « HQ ») » [note de bas de page omise].

(iii) Dans la décision D-2021-089 rendue dans la phase 1 du dossier R-4049-2018, la Régie se prononce comme suit au sujet du risque d'affaires lié à la préparation des programmes de production :

« [77] La Régie constate que le Transporteur et le Producteur reconnaissent l'existence du risque d'affaires lié à l'exercice de préparation des programmes de production des centrales non régularisables. La Régie prend note de leur affirmation conjointe à l'effet que ce risque d'affaires est désormais entièrement assumé par le Producteur. Même si la préparation des programmes de production est déléguée au Transporteur par le Producteur, ce dernier reste imputable de tout ce qui pourrait survenir en ce qui a trait au risque associé à la gestion hydrique, à la planification de la production et aux stratégies de production en découlant.

[78] Toutefois, cette reconnaissance à l'effet que le risque d'affaires est entièrement imputable au Producteur n'a pas été reflétée dans l'entente de délégation de la fonction GOP qui n'a pas été mise à jour depuis les travaux du groupe de travail. De plus, la formalisation de cette

reconnaissance à la page 23 du document IQ-N-002, à l'élément « Préviation des débits moyens quotidiens des centrales non régularisables » ne permet pas d'identifier s'il s'agit du Producteur ou du Transporteur à titre de GOP. Selon la preuve au dossier, cette formalisation s'exprimerait principalement dans la note du Producteur au niveau des stratégies de production pour l'ensemble de ses centrales qui sont quotidiennement transmises au Transporteur.

[79] En cours d'audience, afin de clarifier cette situation, le Transporteur et le Producteur se sont montrés réceptifs à concrétiser, selon la forme jugée pertinente par la Régie, l'engagement voulant que la clientèle du Transporteur n'assume aucun risque d'affaires associé à la préparation des programmes de production des centrales non régularisables.

[80] La Régie juge prudent que le Transporteur et le Producteur formalisent le fait que le risque d'affaires découlant de la préparation des programmes de production des centrales non régularisables soit entièrement assumé par le Producteur, par le biais d'une entente spécifique à cet égard.

[81] Pour ces motifs, la Régie ordonne au Transporteur de déposer, dans le prochain dossier tarifaire, l'entente qu'il aura conclue avec le Producteur afin de concrétiser par écrit que la clientèle du Transporteur est tenue indemne du risque d'affaires découlant de la préparation des programmes de production des centrales non régularisables lorsque le Transporteur agit à titre de GOP pour le compte du Producteur ». [nous soulignons]

(iv) Dans la décision D-2017-128 rendue dans la phase 2 du dossier R-3981-2016, la Régie se prononce comme suit au sujet sur la délégation d'activités liées à la fonction GOP.

En [page 62](#) :

« [238] Elle retient qu'à ce jour, c'est le Producteur qui est désigné à titre de GOP dans le Registre. Elle note la demande du Transporteur, dans le dossier R-3952-2015, de faire modifier cette désignation afin de prendre cette responsabilité, et la décision de la Régie de suspendre l'examen de cette demande jusqu'à la présente décision.

[239] La Régie prend acte du fait que la délégation d'activités en matière de normes de fiabilité constitue une pratique acceptée dans l'industrie.

[240] La Régie note que, selon le tableau 6 de la pièce B-0161, les activités de la fonction GOP sont partagées entre le Transporteur et le Producteur, ou par les deux entités, de façon concomitante. Elle en conclut que le Transporteur réalise partiellement la fonction GOP et que le Producteur en réalise l'autre partie.

[241] La Régie retient des intervenants que cette délégation inscrite au Registre pourrait avoir des répercussions négatives, d'une part, sur l'application des principes liés à la séparation fonctionnelle et, d'autre part, sur les tarifs, en raison des pénalités qui pourraient échoir au Transporteur en lien avec les activités liées à la fonction GOP ou des pertes de revenus de transport ».

En [page 82](#) :

« [338] Ces articles ne permettent pas d'inclure dans les tarifs de transport d'électricité d'autres sommes que celles qui sont nécessaires pour l'exploitation du réseau de transport. Les Activités déléguées sont liées à des activités de production et non de transport. En conséquence, la Régie est d'avis qu'aucune sanction pécuniaire ni aucun coût occasionné par les activités non réglementées, y incluant le coût lié aux risques d'affaires, ne peuvent être inclus dans les revenus requis du Transporteur.

[339] De manière générale, la Régie partage la position d'EBM et NEMC sur la responsabilité entre délégué et déléguant. Elle est d'avis que la délégation d'activités liées à la fonction GOP ne pourrait entièrement soustraire le Producteur de sa responsabilité, à titre de GOP déléguant, ni de son obligation de s'assurer que les Activités déléguées sont réalisées adéquatement par le Transporteur. Toutefois, cette détermination de la responsabilité du Producteur devra être faite en fonction des faits reprochés, s'il devait y avoir contravention aux normes de fiabilité.

[340] Par ailleurs, la Régie partage le point de vue du Transporteur à l'effet que le présent dossier n'est pas le cadre désigné pour débattre de l'inscription au Registre.

[341] La Régie note le commentaire du Transporteur à l'effet que l'inscription au Registre constitue l'élément déterminant dans la désignation du responsable de la sanction ». [note de bas de page omise]

Demandes :

3.1 Considérant que :

- l'entité d'Hydro-Québec regroupe maintenant les anciennes divisions HQT, HQD et HQP (référence (ii)) ;
- et la demande de la Régie visant le dépôt, dans le prochain dossier tarifaire, de l'entente que le Transporteur aura conclue avec le Producteur afin de concrétiser par écrit que la clientèle du Transporteur est tenue indemne du risque d'affaires découlant de la préparation des programmes de production des centrales non régularisables lorsque le Transporteur agit à titre de GOP pour le compte du Producteur (références (iii) et (iv)).

Veillez commenter les impacts sur le suivi de la décision D-2020-052 (référence (i)) en s'assurant d'indiquer si le suivi au niveau du Registre demeure pertinent ou bien s'il est devenu caduc. Veuillez expliquer.

R3.1 Le Coordonnateur soumet que l'entente entre le Producteur et le Transporteur³ (l'« Entente ») a été déposée au dossier R-4167-2021. La Régie s'en est déclarée satisfaite par sa décision D-2022-139⁴.

³ Pièce B-0085, dossier R-4167-2021, [Entente entre Hydro-Québec Groupe – TransÉnergie et équipement et Hydro-Québec Groupe – Innovation, production, santé sécurité et environnement](#)

⁴ Décision D-2022-139, par. 90 de la Régie, consultée le 6 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/595/DocPrj/R-4167-2021-A-0112-Dec-Dec-2022_11_25.pdf#page=25

Cette Entente prévoit que le Transporteur est tenu indemne du risque d'affaires découlant de la préparation des programmes de production des centrales au fil de l'eau faisant partie des systèmes hydriques non régularisables, lorsque le transporteur agit à titre de GOP pour le compte du Producteur. Ainsi, toute non-conformité aux normes de fiabilité relative à l'Entente en lien avec les activités du Transporteur serait assignée au Producteur.

Par ailleurs, Le Registre, à la suite de la décision D-2022-146, inscrit désormais le Producteur et le Transporteur sous la même entité, soit Hydro-Québec. Ainsi, l'Entente n'a pas d'impact sur le Registre. Le suivi au niveau du Registre est donc caduc à la suite de la décision D-2022-146.

3.2 Veuillez expliquer pourquoi l'analyse des impacts d'une entente entre le Producteur et le Transporteur n'a toujours pas eu lieu (référence (i)).

R3.2 Une analyse des impacts de l'Entente n'a toujours pas eu lieu puisque, lors du dépôt du présent dossier le 31 mars 2022, la Régie ne s'était toujours pas déclarée satisfaite de l'Entente déposée le 19 novembre 2021 au dossier R-4167-2021. Le Coordonnateur jugeait ainsi plus opportun d'offrir une analyse des impacts sur l'Entente finale plutôt qu'une Entente possiblement préliminaire.

En considérant que l'Entente n'a pas d'impact sur le Registre, tel qu'énoncé à la réponse R3.1, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'y a pas lieu de déposer une analyse des impacts dans un dossier ultérieur.

3.3 Veuillez indiquer à quel moment le Coordonnateur prévoit être en mesure de compléter l'analyse des impacts de l'entente entre le Producteur et le Transporteur.

R3.3 Voir la réponse R3.1.

3.4 Veuillez indiquer ce que le Coordonnateur entend par « dossier ultérieur approprié » (référence (i)).

R3.4 Voir la réponse R3.2.

4. **Références :**
- (i) Pièces [B-0034](#), p. 13-14, section 4.3 et B-0037;
 - (ii) NERC, [Bulk Electric System Definition Reference Document](#), Version 3, August 2018, p. iii;
 - (iii) Pièce [B-0040](#), p. 11 et 14;
 - (iv) Dossier R-3996-2016 Phase 2, décision [D-2019-101](#), p. 122.

Préambule :

(i) En ce qui a trait au niveau maximal de perte de charge au Québec, le Coordonnateur mentionne :

« 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.

[...]

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. » [nous soulignons]

(ii) Le BES de la NERC est basé sur un critère déterministe à 100 kV ou plus avec une inclusion I1 pour les transformateurs de 100 kV ou plus :

« Définition

Bulk Electric System (BES): Unless modified by the lists shown below, all Transmission Elements operated at 100 kV or higher and Real Power and Reactive Power resources connected at 100 kV or higher. This does not include facilities used in the local distribution of electric energy.

Inclusions:

II : Transformers with the primary terminal and at least one secondary terminal operated at 100 kV or higher unless excluded by application of Exclusion E1 or E3 » [nous soulignons]

(iii) La méthodologie du RTP prévoit, à l'étape 1, l'application du principe de base, soit 300 kV ou plus. Et l'étape 2, l'application des inclusions, commence avec l'inclusion II pour les transformateurs de 700 kV ou plus :

« **Étape 1 : Application du principe de base**

Le principe général d'applicabilité vient souligner la spécificité de la topologie du réseau électrique du Québec et vient établir une démarcation claire dans laquelle tous les éléments de transport exploités à 300 kV ou plus et les ressources de puissance active ou réactive raccordées à plus de 300 kV sont inclus dans le RTP. Le principe de base vient également préciser que tous les éléments de transport exploités à une tension de 700 kV ou plus ainsi que les éléments de transport qui sont connexes aux éléments de transport exploités à une tension de 700 kV ou plus ne peuvent être exclus du RTP.

[...]

Inclusion II

II : Transformateurs dont un côté est exploité à une tension de 700 kV ou plus ainsi que les jeux de barres connexes » [nous soulignons]

(iv) Par la décision D-2019-101 rendue dans le dossier R-3996-2016 Phase 2, la Régie se prononce comme suit au sujet du niveau maximal de perte de charge au Québec :

« [393] En ce qui a trait aux consommateurs québécois, la Régie comprend, entre autres, que le Coordonnateur détermine une valeur limite de perte de charge permettant de s'assurer de la fiabilité du réseau du Québec et, de ce fait, du réseau interconnecté de l'Amérique du Nord et de la charge locale au Québec.

[394] La Régie ordonne au Coordonnateur de déposer le niveau maximal de perte de charge au Québec sur lequel le modèle de fiabilité qu'il propose est fondé et, le cas échéant, les motifs à son appui. À défaut, la Régie lui ordonne de soumettre une proposition en lien avec la fixation d'un tel niveau. »

Demandes :

4.1 Selon les références (i), (ii) et (iii), l'approche du Coordonnateur, en plus de s'harmoniser avec les principes de la définition de la NERC, permet d'assurer la fiabilité des ressources alimentant la charge. La définition du BES de la NERC considère une tension de 100 kV ou plus avec une inclusion des transformateurs de 100 kV ou plus. La définition du RTP du Coordonnateur indique une tension de 300 kV ou plus avec une inclusion des transformateurs de 700 kV ou plus. Considérant ces différences de tension importantes entre le BES et le RTP, veuillez expliquer sur quels fondements ces définitions s'harmonisent en ce qui a trait à la fiabilité des ressources alimentant la charge.

R4.1 Le Coordonnateur tient tout d'abord à faire certaines précisions à l'égard de l'application de la Méthodologie du RTP proposée.

La définition du BES inclus les transformateurs possédant un niveau de tension supérieure ou égale à 100 kV dès l'application du principe de base⁵. L'inclusion I1 du BES précise que les transformateurs inclus dans le BES sont ceux possédant un primaire et un secondaire exploités à une tension de 100 kV ou plus. Ainsi, à la suite de l'application de l'inclusion I1 du BES, le nombre de transformateurs inclus dans le BES est réduit⁶.

En ce qui concerne la définition du RTP, le Coordonnateur a utilisé une stratégie différente que la NERC pour l'inclusion I1. Par son principe de base, la définition du RTP inclus tous les transformateurs possédant un niveau de tension supérieure ou égale à 300 kV⁷.

Le Coordonnateur a établi qu'une application de l'inclusion I1 du RTP identique à l'inclusion I1 du BES, soit d'inclure les transformateurs dont un primaire et un secondaire sont exploités à 300 kV ou plus, n'inclut pas suffisamment d'éléments dans le RTP. En effet, les éléments qui ont une proximité électrique avec le réseau exploité à 735 kV, soit « l'ossature » de l'Interconnexion du Québec, tel que démontré dans la preuve initiale du Coordonnateur, sont exclus du RTP dans ce cas de figure.

Ainsi, le Coordonnateur différencie l'inclusion I1 du RTP de celle du BES afin que celle-ci inclut davantage d'éléments à la suite de l'application du principe de base plutôt que réduire la portée du RTP. En l'espèce, l'inclusion I1 du RTP ajoute les jeux de barres connexes aux transformateurs dont un primaire est exploité à 700 kV ou plus, et ce, peu importe le niveau basse tension du transformateur⁸. Le Coordonnateur est ainsi satisfait de la portée du RTP avec cette distinction à l'inclusion I1.

En somme, le Coordonnateur indique être d'avis qu'il n'y a pas de différence de tension importante. Il existe une différence de tension applicable au principe de base de la définition du RTP et de celle du BES, soit l'application d'un niveau de 300 kV pour le RTP et de 100 kV pour le BES, en raison des

⁵ Voir la figure S1-3 du document de référence de la définition du BES :

https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/bes_phase2_reference_document_20140325_final_clean.pdf#page=71

⁶ Voir la figure S1-4 du document de référence de la définition du BES :

https://www.nerc.com/pa/RAPA/BES%20DL/bes_phase2_reference_document_20140325_final_clean.pdf#page=72

⁷ Voir la figure 37 du document de référence sur la définition du RTP, à la pièce B-0040 du présent dossier.

⁸ Voir la figure 38 du document de référence sur la définition du RTP, à la pièce B-0040 du présent dossier.

différences fondamentales entre le réseau du Québec et celui des réseaux voisins, telles que démontrées dans le complément de preuve du présent dossier⁹.

L'harmonisation entre la définition du RTP et celle du BES est fondée principalement sur les critères qui forment ces définitions, basées sur des seuils précis permettant de faciliter et favoriser la collaboration entre les entités visées pour assurer la fiabilité du réseau électrique. Ces critères, autant pour le RTP que le BES, ne définissent pas un seuil ou un niveau de charge à inclure ou exclure. Les seuils impliquent plutôt un niveau de tension et un niveau de production à inclure, et ce, dans une optique où le maintien de la fréquence de l'Interconnexion est fondamental.

- 4.2 Selon les références (i), (ii) et (iii), 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. Veuillez concilier la position du Coordonnateur avec celle de la NERC en ce qui a trait au sous-réseau de la Gaspésie qui contient des postes de charge et de nombreux parcs de production éolienne non raccordés au RTP.

R4.2 Le Coordonnateur comprend que les références citées par la Régie dans sa question sont à l'effet que la définition du BES ne permet pas d'exclure un sous-réseau si celui-ci contient des ressources de production incluse en vertu de la définition du BES et ne porte pas sur son application particulière au sous-réseau de la Gaspésie.

Le Coordonnateur soumet que dans l'hypothèse où la définition du BES possède un niveau de tension de 300 kV ou plus en son principe de base et aux autres critères, la résultante de l'application du BES est identique à celle de la définition proposée du RTP, pour les installations de transport du sous-réseau de la Gaspésie.

Pour les installations de production, la résultante de l'application du BES diffère de celle du RTP en ce sens que le Coordonnateur inclut les installations de production non-raccordée au RTP pour des objectifs de maintien de l'équilibre offre-demande, de maintien des réserves d'exploitation et de réglage de la fréquence.

Le Coordonnateur souligne que par sa décision D-2018-149, par. 215¹⁰, la Régie a pris acte du fait que les réseaux régionaux, comme celui de la Gaspésie, présentent un impact marginal en matière de fiabilité. La Régie

⁹ Voir la section 5.2.3 du complément de preuve sur le réseau de transport principal, pièce B-0034 au présent dossier : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/619/DocPrj/R-4190-2022-B-0034-Demande-Piece-2022_12_22.pdf#page=21

¹⁰ Décision D-2018-149, par. 215 de la Régie, consultée le 7 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/346/DocPrj/R-3952-2015-A-0062-Dec-Dec-2018_10_23.pdf#page=56

adhère au fait d'exclure des installations de transport qui intègrent de la production et qui ne répondent qu'à des besoins locaux, comme le sous-réseau de la Gaspésie.

En somme, si la production d'un réseau local est exploitée à des tensions moindres que 300 kV, comme celui de la Gaspésie, et que cette production sert principalement à alimenter ledit réseau local et non à alimenter les différents axes de transport de l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur estime que l'intégration au RTP de la production de ce réseau (c'est-à-dire, d'avoir une production directement raccordée au RTP), n'est pas pertinent pour la fiabilité.

En effet, les impacts sur le RTP ne s'appliquent qu'à la variation de la fréquence de l'Interconnexion et non sur un montant fixe de charge. Pour un sous-réseau, la perte nette est uniquement prise en compte entre la production et la charge afin de valider si le sous-réseau peut avoir un impact sur la fréquence. En l'occurrence, la portée du RTP proposée est suffisante pour que l'impact des pertes nettes dans les sous-réseaux soit acceptable sur la fréquence.

4.2.1. Veuillez indiquer, pour l'ensemble du réseau de l'Interconnexion du Québec, combien de postes de charge 315/25 kV ou 315/120/25 kV possèdent leur niveau 315 kV inclus au RTP.

R4.2.1 Le Coordonnateur indique que la Méthodologie du RTP et plus précisément la définition du RTP, prévoient que les postes servant exclusivement à alimenter une charge sont exclus du RTP. En effet, par application de l'exclusion E1 et E3, les différents postes de charge ayant un niveau de tension de 315 kV sont exclus du RTP puisqu'ils font partis d'une charge radiale ou d'un réseau local. Cette approche est reprise via la définition du BES, excepté qu'elle s'applique à des niveaux de tension différents.

Ainsi, les postes inclus dans le RTP alimentant une charge à 25 kV et possédant une tension de 315 kV n'ont pas pour seule fonction l'alimentation d'une charge locale.

Le tableau suivant présente les postes inclus dans le RTP selon la définition proposée qui possède un niveau de tension de 315 kV inclus dans le RTP et un niveau de tension de 25 kV qui est exclus du RTP.

Tableau 2: Liste des postes inclus dans le RTP possédant un niveau de tension de 315 kV et de 25 kV

Nom du poste	Niveaux de tension du poste (kV)	Niveau de tension inclus dans le RTP selon la définition proposée (kV)
Alain-Grandbois	315/25	315
Baie-Saint-Paul	315/25	315
Beaupré	315/25	315
Blainville	315/25	315
Charlevoix	315/25	315
Chomedey	315/120/25	315
Deschambault	315/25	315
La Prairie	315/120/25	315
Lefrançois	315/25	315
Les Basques	315/69/25	315

Dix (10) postes possédant à la fois un niveau de tension de 315 kV et un niveau de tension de 25 kV sont inclus dans le RTP.

4.2.2. Veuillez préciser comment ce traitement de la charge s'harmonise avec le BES de la NERC.

R4.2.2 Le Coordonnateur souligne que la définition du BES ne possède pas de critère relatif à l'inclusion de la charge. Si un poste sert à alimenter une charge, qu'il possède un niveau de tension hypothétique de 120 kV ou même de 230 kV, il serait exclu du BES de la NERC par application des exclusions E1 ou E3 de la définition du BES de la NERC.

Ce traitement est similaire en ce qui a trait à la définition du RTP, excepté que les niveaux de tension sont plus élevés et ce, en raison des particularités de l'Interconnexion du Québec tel que démontré dans le complément de preuve du présent dossier¹¹.

¹¹ Voir la section 5.2.3 du complément de preuve sur le réseau de transport principal, pièce B-0034 au présent dossier : http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/619/DocPrj/R-4190-2022-B-0034-Demande-Piece-2022_12_22.pdf#page=21

- 4.3 Selon les références (i) et (iv), veuillez déposer le niveau maximal de perte de charge au Québec sur lequel le modèle de fiabilité proposé par le Coordonnateur est fondé. Veuillez détailler les valeurs et fournir le niveau maximal de perte de charge à la pointe en tenant compte de l'action des automatismes et le niveau maximal de perte de charge à la pointe sans l'action des automatismes. Veuillez élaborer.

R4.3 Le Coordonnateur souligne que la Méthodologie du RTP ne repose sur aucun critère lié à la perte de charge. Ces derniers ont été établis principalement en considérant l'intégration de la production et le maintien d'une fréquence stable et ce, avec des critères s'harmonisant à la définition du BES de la NERC.

Le Coordonnateur souhaite toutefois préciser qu'il a évalué le cas où survient la perte d'un sous-réseau non-RTP ou d'un poste mentionné à la réponse R4.2.1. En aucun cas, la perte d'un de ces éléments permet d'atteindre une excursion de fréquence en-dehors des seuils prévus aux normes de fiabilité.

- 4.4 À la référence (i), le Coordonnateur mentionne qu'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. En considérant les réponses aux questions précédentes, veuillez expliquer cette affirmation et plus particulièrement veuillez préciser comment le Coordonnateur tient compte du raccordement de la charge dans le choix de la Méthodologie.

R4.4 Lors de l'élaboration d'une méthodologie pour définir les éléments essentiels à la fiabilité d'un réseau électrique donné, une multitude d'indicateurs ou de critères doivent être pris en compte, dont les suivants : fréquence, production, charge, limite de stabilité, échanges avec les réseaux voisins, réserve, etc. Le Coordonnateur est d'avis que le choix de la méthodologie finale peut inclure une partie de ces indicateurs, tout en s'assurant d'une cohérence avec les autres indicateurs.

La Méthodologie du RTP repose sur des critères de tension et de puissance, tout en étant cohérent avec les autres critères à considérer, et ce, pour son réseau, dans la même optique que le BES de la NERC.

5. Références : (i) Pièce [B-0023](#), p. 1 et 2;
(ii) Dossier R-3996-2016 Phase 2, décision [D-2019-101](#), p. 114.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur demande à la Régie de prendre acte de la Méthodologie RTP et soumet ce qui suit : « 4. De façon générale, les organismes chargés de la fiabilité du réseau électrique définissent chacun à leur façon un réseau de référence auquel des normes de fiabilité sont applicables. Au Québec, le réseau de référence pour l'application de la grande majorité des

normes de fiabilité de la NERC est le réseau de transport principal (le « RTP »), tel que défini par le Coordonnateur.

5. Plus particulièrement, dans le cadre du régime obligatoire de la fiabilité du Québec, le RTP constitue le champ d'application de la quasi-totalité des normes de fiabilité de la NERC.

6. Le RTP est le résultat de l'application par le Coordonnateur d'une méthodologie d'identification des éléments du RTP (la « Méthodologie »).

7. L'établissement d'une Méthodologie est conséquemment un intrant essentiel pour assurer la fiabilité du réseau électrique au Québec, puisqu'elle permet d'identifier de façon systématique les installations de production et de transport qui composent le RTP. Ces installations de transport et de production inclus dans le RTP selon la Méthodologie sont par la suite dûment identifiées dans le Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « Registre »).

8. Le Coordonnateur souligne que la Méthodologie déposée au présent dossier forme un tout indissociable et remplace en totalité la Méthodologie existante.

9. Le résultat de l'application de la Méthodologie est présenté dans le Registre déposé au présent dossier pour approbation, comme pièces HQCF-3 documents 1 et 2, dans sa version française et anglaise, ainsi qu'en suivi des modifications ».

(ii) « [368] La Régie constate, dans le modèle de fiabilité québécois, que le champ d'application des normes de fiabilité est le RTP. Elle note que ce modèle a été présenté au NPCC et qu'il a été commenté par les experts membres du RCC. Elle considère que ces derniers en ont conclu qu'il est équivalent au modèle en place aux États-Unis et qu'il assure la fiabilité du réseau du Québec ».

Demande :

5.1 Veuillez préciser si le Coordonnateur a réalisé des présentations au NPCC ou la NERC au sujet de la Méthodologie RTP (référence (i)) et plus précisément sur l'équivalence au RTP du BES défini par la NERC. Dans l'affirmative, veuillez présenter les conclusions du NPCC ou de la NERC. Dans la négative, veuillez indiquer si le Coordonnateur entend procéder à une présentation au NPCC ou la NERC et, si oui, à quel moment.

R5.1 Le Coordonnateur précise que le NPCC a été informé de sa démarche tout au long de son processus, et ce, en amont du dépôt du présent dossier à la Régie. Le Coordonnateur a d'ailleurs invité le NPCC aux deux webinaires qui ont été tenus par le Coordonnateur et le NPCC a également été invité à commenter la Méthodologie lors de la consultation publique.

De plus, le Coordonnateur est en dialogue continu avec le NPCC et le tient informer à haut niveau du déroulement du présent dossier.

HISTORIQUE DES VERSIONS

6. Références : (i) Pièce [B-0035](#);
(ii) Pièce [B-0051](#), p. 41.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur présente le plan de mise en œuvre de la Méthodologie RTP.
- (ii) Le Coordonnateur propose les modifications suivantes à la section « Historique des versions » du Registre :

«

D-20XX-XXX	Modification à la définition du réseau de transport principal
	Suivi des modifications (R-42XX-2022, B-XXXX)

»

Demandes :

- 6.1 Veuillez commenter la possibilité d'ajouter des références aux pièces du présent dossier, en plus du suivi des modifications, afin de mieux comprendre en quoi consiste la modification à la définition du réseau de transport principal mentionnée en référence (ii).

R6.1 Le Coordonnateur est en accord avec la possibilité d'ajouter des références aux pièces du présent dossier pour fins de clarté au Registre. La stratégie du Coordonnateur est plus amplement détaillée dans les réponses R6.1.1, R6.2 et R6.3.

- 6.1.1. Veuillez notamment commenter la possibilité d'ajouter une référence – en tout ou en partie - aux pièces définissant la Méthodologie RTP (Définition du réseau de transport principal, Document de référence sur la définition du réseau de transport principal, Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal, Lignes directrices sur l'auto-déclaration annuelle des entités visées par les normes de fiabilité, Formulaire d'auto-déclaration annuelle, Formulaire de demande d'exception au réseau de transport).

R6.1.1 Le Coordonnateur ne juge pas opportun d'ajouter une référence aux pièces définissant la Méthodologie à l'historique des versions du Registre.

Pour fins de clarté, le Coordonnateur propose de reprendre la section 3 du Registre en y indiquant les éléments importants liés à la Méthodologie. Ainsi, le Registre se compose d'une section dédiée à l'identification des éléments du réseau de transport

principal et des liens sont inscrits afin que les entités visées puissent retrouver la documentation afférente à la Méthodologie sur le site internet du Coordonnateur.

Le Coordonnateur dépose le Registre des entités visées par les normes de fiabilité comme pièces révisées HQCF-3, documents 1 et 2.

6.2 Compte tenu de la pertinence des informations contenues en référence (i), veuillez commenter la possibilité de bonifier les informations en référence (ii) par une référence au plan de mise en œuvre.

R6.2 En complément avec la réponse R6.1.1, le Coordonnateur propose d'ajouter une référence au plan de mise en œuvre à la section 3 du Registre.

Le Coordonnateur intègre ces modifications au Registre des entités visées par les normes de fiabilité comme pièces révisées HQCF-3, documents 1 et 2.

6.3 En fonction de vos réponses aux questions précédentes, veuillez soumettre une proposition révisée de codification à la section « Historique des versions » du Registre.

R6.3 Pour les raisons mentionnées aux réponses R6.1, R6.1.1, R6.2 et R6.3, le Coordonnateur propose de modifier le Registre de façon à y retrouver une section dédiée à la Méthodologie. Le Coordonnateur est d'avis que cette modification rend l'information facilement accessible et est donc favorable à la bonification de la section « Historique des versions » du Registre

FUTURES MODIFICATIONS APPORTEES AUX DOCUMENTS LIES A L'AUTODECLARATION ANNUELLE

7. **Référence :** Décision [D-2022-138](#), p. 9 et 10.

Préambule :

« [34] *Le Coordonnateur précise qu'une flexibilité à l'égard des modifications apportées aux documents liés à l'autodéclaration annuelle est nécessaire, dans une perspective d'amélioration continue et agile. Ainsi, le Coordonnateur considère qu'il pourrait être appelé à modifier ou bonifier le gabarit Excel, notamment dans le cadre de la revue de performance, toujours en étroite collaboration avec les entités visées.*

[...]

[40] *Par ailleurs, la Régie note la demande du Coordonnateur au sujet d'une flexibilité à l'égard des modifications apportées aux documents liés à l'autodéclaration annuelle. La Régie retient ce sujet pour examen dans le présent dossier ».*

Demandes :

7.1 Veuillez indiquer quels types de modifications risqueraient d'être apportées dans le futur aux documents liés à l'autodéclaration annuelle. Le cas échéant, veuillez indiquer si seules les modifications de forme sont concernées par cette demande de flexibilité.

R7.1 Le Coordonnateur croit utile d'élaborer brièvement les assises sur lesquelles s'appuie la présente demande. Les conclusions recherchées dans le dossier sont relatives à la prise d'acte de la Méthodologie du RTP, à l'adoption du Glossaire et à l'approbation du Registre. C'est ce dernier point, soit l'approbation du Registre, qui est au cœur de la présente demande et qui soutient les deux (2) autres conclusions recherchées.

En vertu de l'article 85.13 al.1 (1^o) de la Loi, la Régie a ainsi compétence pour approuver le Registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité. Le Coordonnateur a déposé en preuve les pièces HQCF-2, documents 1 à 7, afin que la Régie soit en mesure de comprendre la Méthodologie du RTP, puisque cette dernière permet la détermination du contenu du Registre.

Toutefois, il importe de souligner que le Coordonnateur ne demande pas à la Régie d'approuver la Méthodologie du RTP ni de rendre des ordonnances précises quant à chacun des documents déposés dans le dossier, dont le formulaire d'autodéclaration annuelle. Le Coordonnateur demande à la Régie de prendre acte de la Méthodologie du RTP.

À la lumière des clarifications qui précèdent, le Coordonnateur soutient donc que la flexibilité dont il fait mention vise l'ensemble des modifications pouvant être apportées éventuellement aux lignes directrices sur l'autodéclaration annuelle des entités visées par les normes de fiabilité, au formulaire d'autodéclaration annuelle et au gabarit pour le formulaire d'autodéclaration annuelle, qu'elles concernent la forme ou le fond.

Ainsi, la flexibilité à laquelle fait référence le Coordonnateur est la possibilité de modifier le contenu ou la forme de ce document, et ce, sans avoir besoin d'obtenir l'approbation préalable de la Régie. Les documents de cette nature se veulent être des outils pertinents, utiles et faciles d'utilisation pour les entités visées. Cette flexibilité sera ainsi bénéfique tant pour le Coordonnateur que pour les entités visées et pour le régime de la fiabilité en général.

À titre d'exemple, le Coordonnateur souhaiterait à terme développer une page web sur son site internet qui permettrait aux entités visées de faire leur autodéclaration annuelle entièrement en ligne.

Par souci de clarté, le Coordonnateur indique que cette flexibilité s'appliquerait également aux autres documents de même nature présentés au présent dossier, soit :

- la définition du réseau de transport principal ;
- le document de référence sur la définition du réseau de transport principal ;
- la procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal ;
- le formulaire de demande d'exception au réseau de transport principal.

7.2 Considérant que les documents liés à l'autodéclaration annuelle font partie de la Méthodologie RTP dont il est demandé à la Régie de prendre acte, veuillez indiquer de quelle façon et à quel moment le Coordonnateur entend informer la Régie desdites modifications.

R7.2 Voir la réponse R7.1. Le Coordonnateur avait déjà l'intention de communiquer avec les entités visées, par courriel électronique, à chaque occasion où un document de la Méthodologie est modifié. Le Coordonnateur propose donc d'informer la Régie en suivi administratif de la communication envoyée aux entités visées suivant la publication desdites modifications sur le site internet du Coordonnateur.

7.3 Advenant la bonification des informations contenues aux documents liés à l'autodéclaration annuelle ou bien la présence de changements majeurs, veuillez indiquer si le Coordonnateur envisagera de demander à la Régie de prendre à nouveau acte desdits documents. Veuillez expliquer.

R7.3 Voir la réponse R7.1.

IDENTIFICATION DES ÉLÉMENTS DU RTP

8. **Références :**
- (i) Pièce [B-0043](#), p. 4, 5, 7, 8, 12 et 13;
 - (ii) Pièce [B-0045](#), p. 6 à 13;
 - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 13 à 29, annexe B et p. 31 à 34, annexe C.

Préambule :

- (i) En [page 4](#), le Coordonnateur présente la mise à jour annuelle du Registre à la figure 1 ci-dessous:

«



»

En [pages 4 et 5](#), le Coordonnateur soumet ce qui suit :

« Les entités visées ont la responsabilité d'envoyer annuellement le formulaire d'autodéclaration dans lequel se trouve, sous forme de tableau, une liste de leurs installations assujetties aux normes de fiabilité avec leurs équipements respectifs. Ce tableau doit être déposé avec suivi des modifications afin de permettre au Coordonnateur de bien cibler les modifications apportées au réseau électrique du Québec depuis la dernière mise à jour annuelle. Le Coordonnateur fournit un gabarit sous format Excel à remplir pour guider les entités visées dans la réalisation de leur autodéclaration.

Dans l'éventualité où une entité visée n'a pas l'expertise pour produire la liste décrite ci-dessus, cette entité pourra remettre un schéma unifilaire de son réseau électrique complet en annexe au formulaire d'autodéclaration. Ce schéma doit contenir, pour chaque installation et équipement, son nom, sa tension d'exploitation et sa puissance nominale brute s'il y a lieu. Il doit aussi indiquer les ajouts et les retraites d'installations ou d'équipements, afin de donner un portrait global des modifications apportées au réseau électrique. Ce schéma sera par la suite utilisé par le Coordonnateur pour appliquer la définition du RTP et mettre à jour le Registre ».

En [page 7](#), le Coordonnateur soumet :

« En fonction de la conclusion de son analyse, le Coordonnateur mettra à jour le Registre en incluant toutes les exceptions qu'il aura accordées aux entités demanderesse ayant fait des demandes d'exception au RTP. Les décisions d'acceptation ou de refus aux demandes d'exception au RTP seront soumises à la Régie lors de la mise à jour annuelle du Registre.

Si une entité demanderesse n'est pas satisfaite de la conclusion du Coordonnateur, elle pourra faire une demande d'intervention au dossier portant sur la mise à jour annuelle du Registre auprès de la Régie.

Une fois qu'une exception au RTP a été accordée à une entité demanderesse, celle-ci doit se conformer à toutes les conditions de cette exception.

Le Coordonnateur peut exiger des pièces justificatives ou des preuves qui démontrent que l'entité demanderesse se conforme à l'exception au RTP ».

En [page 8](#), le Coordonnateur présente les trois méthodes pour catégoriser un élément inclus ou exclu du RTP :

« En considérant la présente procédure, il existe trois (3) méthodes pour catégoriser un élément inclus ou exclu du RTP.

- 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.*

La mise à jour du Registre découlant de l'application des trois (3) méthodes ci-haut s'effectue sur une base annuelle tel que présenté à la figure 1.»

En [pages 12 et 13](#), le Coordonnateur présente en annexe B les critères d'évaluation d'une demande d'exception.

(ii) Dans le cadre du document « Lignes directrices sur l'autodéclaration annuelle des entités visées par les normes de fiabilité », le Coordonnateur indique les points suivants.

En [page 6](#) :

« Ce document ne représente pas une position officielle du Coordonnateur ni de la Régie de l'énergie du Québec (la « Régie ») et ne liera pas les décisions émanant de la surveillance de la conformité. Ce document est un avis du Coordonnateur afin de guider les entités visées dans leur propre détermination des éléments du RTP et ne doit pas être interprété de façon normative.

[...]

L'objectif de ce document est d'assister les entités visées dans la préparation de leur autodéclaration annuelle. Il est de leur responsabilité d'agir de façon cohérente, non discriminatoire et dans l'intérêt du public lorsque le régime de fiabilité obligatoire est appliqué ».

En [page 7](#), le Coordonnateur présente le contenu de l'autodéclaration ainsi que la 1^{ère} étape :

« Pour chaque élément inclus dans le RTP, le Coordonnateur propose de procéder à l'autodéclaration annuelle en trois (3) étapes.

Étape 1 : identification de la catégorie d'élément

La première étape consiste à identifier la catégorie d'élément inclus dans le RTP selon le tableau suivant :

Catégories d'élément	Sous-catégories applicable					
	Turbine hydroélectrique	Production éolienne	Cellules photovoltaïque	Stockage d'énergie	Combustion	Autre
Installation de production						
Circuit	Ligne C.A.	Ligne C.C.	Transformateur	Transformateur à fréquence variable	Transformateur déphaseur	Poste
Convertisseur de courant continu	-	-	-	-	-	-
Équipement Shunt	Condensateurs	Inductances	Compensateur statique	Compensateur synchrone	Autre	-
Réseau	-	-	-	-	-	-

»

En [page 8](#), le Coordonnateur présente la 2-ème étape :

« La deuxième étape consiste à définir, pour chaque élément identifié à l'étape 1, les critères de la définition du RTP applicables à l'élément. Ceci peut autant comporter des inclusions et des exclusions. Chaque élément peut être assujéti à plusieurs critères de la définition du RTP ».

En pages [9 à 13](#), le Coordonnateur présente les informations requises lors de l'autodéclaration annuelle des entités visées pour :

- Les installations de production;
- Les circuits;
- Les convertisseurs de courant continu;
- Les équipements shunt;
- Les réseaux.

(iii) Les installations de transport sont présentées à l'annexe B et les installations de production sont présentées à l'annexe C.

Des particularités sont indiquées dans le Registre au sujet des installations de transport et de production.

Par ailleurs, la Régie note que le Coordonnateur propose de supprimer, entre autres, les particularités suivantes pour certaines installations de transport indiquées à l'annexe B du Registre :

- Inclusion des condensateurs (XC) au RTP;
- Inclusion des inductances (XL) au RTP.

Demandes :

8.1 En ce qui concerne les décisions d'acceptation ou de refus aux demandes d'exception au RTP qui seront soumises à la Régie lors de la mise à jour annuelle du Registre (référence (i), p. 7), veuillez indiquer si le Coordonnateur entend présenter à la Régie les motifs et son raisonnement à l'appui de ses décisions.

R8.1 La Régie aura l'occasion de valider les décisions du Coordonnateur lors de l'exercice visant l'approbation du Registre. Dans le cadre de cet examen, le Coordonnateur présentera à la Régie les éléments nécessaires pour lui permettre d'exercer sa compétence, dont le cas échéant, les motifs et son raisonnement l'ayant amené à faire les modifications au Registre.

8.1.1. Veuillez indiquer ce que le Coordonnateur entend par « le Coordonnateur mettra à jour le Registre en incluant toutes les exceptions qu'il aura accordées aux entités demandereses ayant fait des demandes d'exception au RTP » (référence (i), p. 7). Veuillez confirmer ou infirmer que les éventuelles exceptions seront indiquées au Registre.

R8.1.1 Le Coordonnateur précise que les résultats de tout processus d'exception se reflétera dans ses demandes de modification du Registre.

Par exemple, si une installation est incluse dans le RTP par exception, elle sera inscrite au Registre comme toute autre installation. Ainsi, le Coordonnateur confirme que les inclusions par exceptions seront indiquées au Registre.

8.2 Concernant l'information ci-dessous indiquée à la section 1 de l'annexe B (référence (i), p. 12) :

« a) Des données et études exhaustives démontrent-elles que les éléments visés par l'exception ne sont pas nécessaires pour l'exploitation fiable du RTP ? » [nous soulignons]

Veuillez préciser ce que le Coordonnateur entend par le terme souligné qui n'est pas en italique et ne réfère pas à la définition au Glossaire de ce terme.

R8.2 Le Coordonnateur précise que ce terme (exploitation fiable) est un terme défini au Glossaire et devrait être en italique et qu'en l'espèce, il s'agit d'une coquille de forme.

Le Coordonnateur soumet donc la procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal, révisée à la pièce HQCF-2, document 3.

8.3 Concernant l'information ci-dessous indiquée à la section 1 de l'annexe B (référence (i), p. 12) :

« b. éléments faisant partie de la liste des systèmes électroniques BES classés dans les catégories « impact élevé » et « impact moyen » selon les normes de protection des infrastructures critiques (CIP) de la NERC, ou faisant partie de toute autre liste similaire » [nous soulignons]

Veuillez préciser ce que le Coordonnateur entend par l'expression soulignée.

R8.3 L'expression soulignée à la question vise à permettre une flexibilité aux entités visées lorsqu'elles font une demande d'exception. En effet, une entité pourrait posséder, par exemple, une liste qui ne comporte pas exclusivement des informations sur des systèmes électroniques BES.

8.4 Concernant l'information ci-dessous indiquée à la section 2 de l'annexe B (référence (i), p. 12) :

« Ce type d'évaluation vise notamment à déterminer :

a) s'il y a un écart notable dans la fiabilité du réseau à la suite de l'application de l'exception;

b) s'il serait nécessaire de rendre l'élément conforme à certaines normes de fiabilité afin qu'il n'y ait pas d'écart dans la fiabilité du réseau ou d'impact négatif sur la fiabilité » [nous soulignons]

8.4.1. Veuillez justifier le besoin du terme « notamment ». Veuillez préciser les informations additionnelles que ce type d'évaluation pourrait viser à évaluer.

R8.4.1 Le Coordonnateur ne considère pas opportun de se limiter à une liste exhaustive basée sur des hypothèses de départ, puisqu'il n'est pas possible de prévoir tous les cas de figures possibles.

En outre, les informations additionnelles que ce type d'évaluation pourrait viser à évaluer seront connues lors de l'application du processus.

Voir également la réponse R7.1.

8.4.2. Veuillez préciser ce que le Coordonnateur entend par « écart notable dans la fiabilité du réseau » et fournir les critères permettant de déterminer ce qui constitue un écart notable.

R8.4.2 Le Coordonnateur précise qu'un « écart notable dans la fiabilité du réseau » survient si l'exploitation fiable du réseau est compromise. Le Coordonnateur réfère à la définition d'« exploitation fiable » du Glossaire décrite comme suit :

« Exploitation des éléments du système électrique interconnecté sans dépassement des limites thermiques, de tension et de stabilité du réseau et des équipements électriques de manière qu'il ne se produise pas d'instabilité, de séparation fortuite ou de déclenchements en cascade à la suite d'une défaillance d'éléments du réseau ou d'une perturbation soudaine, notamment un incident de cybersécurité. »

Les différents critères inscrits à la définition d'« exploitation fiable » sont définis à travers les exigences des normes de fiabilité. Par exemple, la norme FAC-011 exige au coordonnateur de la fiabilité (RC) de définir une méthode documentée pour établir les limites d'exploitation du réseau.

Le Coordonnateur propose toutefois de bonifier l'annexe B de la Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal, afin d'indiquer qu'un écart notable dans la fiabilité du réseau survient si l'exploitation fiable du réseau est compromise.

À cet effet, le Coordonnateur dépose la pièce révisée HQCF-2, document 3.

8.4.2.1. Veuillez expliquer de quelle façon la Méthodologie RTP aborde cet écart notable dans la fiabilité du réseau.

R8.4.2.1 La Méthodologie du RTP vise à définir un circuit (le RTP) pour lequel un ensemble de normes de fiabilité s'appliquent afin d'assurer la fiabilité de l'Interconnexion du Québec. Le RTP, à travers ces différents critères dont le principe de base, les inclusions et les exclusions, inclus suffisamment d'éléments pour éviter qu'un élément hors RTP affecte l'exploitation fiable du réseau.

8.4.2.2. Veuillez au besoin fournir les principaux cas de figure ainsi que des exemples à leur appui.

R8.4.2.2 La définition du terme « exploitation fiable », reprise à la réponse R8.4.2, offre une description des principaux cas de figure pouvant impacter l'exploitation fiable du réseau.

Un exemple pouvant être utilisé pour démontrer l'importance de l'exploitation fiable : Une tempête de verglas entraîne la défaillance d'une ou plusieurs lignes de 735 kV. La défaillance d'une ligne de 735 kV pourrait créer des dépassements de limites thermiques ailleurs sur le réseau et ainsi avoir un impact sur l'exploitation fiable du réseau.

8.4.3. Veuillez préciser si dans la syntaxe « *afin qu'il n'y ait pas d'écart dans la fiabilité du réseau* » le Coordonnateur réfère à l'impact notable du point précédent. Dans le cas contraire, veuillez expliquer à quel écart le Coordonnateur réfère.

R8.4.3 Le Coordonnateur précise que la syntaxe « afin qu'il n'y ait pas d'écart dans la fiabilité du réseau » réfère à l'écart notable du point précédent. En effet, une coquille de forme est présente dans le texte.

Ainsi, le Coordonnateur dépose la pièce révisée HQCF-2, document 3 afin d'ajouter le terme « notable » à la syntaxe en référence dans la question 8.4.3.

8.4.4. Veuillez préciser ce que le Coordonnateur entend par « impact négatif sur la fiabilité » et fournir les critères permettant de déterminer ce qui constitue un impact négatif sur la fiabilité.

R.8.4.4 Le Coordonnateur précise que le terme « impact négatif sur la fiabilité » est défini au Glossaire comme suit :

« Effet d'un événement qui entraîne une instabilité liée à la fréquence ; une perte imprévue de charge ou de production ; ou encore une séparation non maîtrisée ou des déclenchements en cascade qui affectent une grande partie de l'Interconnexion. »

À cet effet, il dépose la pièce révisée HQCF-2, document 3 afin de mettre en italique ledit terme.

8.4.4.1. Veuillez au besoin fournir les principaux cas de figure ainsi que des exemples à leur appui.

R8.4.4.1 Voir la réponse R8.4.4 à la définition du terme « impact négatif sur la fiabilité » pour les différents cas de figure.

Par exemple, si un groupe de production s'emballé et que les différentes protections ne sont pas en mesure d'effectuer un déclenchement selon les normes en vigueur en raison d'un mauvais entretien. S'ensuit une perte de production dans l'installation entière affectant une partie de l'Interconnexion. Ainsi, il est possible de dire que l'élément peut provoquer un événement ayant un impact négatif sur la fiabilité et de confirmer que l'application de normes de fiabilité pour cet élément est nécessaire.

8.5 Concernant l'information indiquée à la section 3 de l'annexe B (référence (i), p. 12) :

8.5.1. Veuillez fournir des exemples pour les critères indiqués.

R8.5.1 Le Coordonnateur fournit à titre indicatif les exemples suivants et précise qu'en aucun cas, ceux-ci pourraient être utilisés à des fins d'une demande d'exception sans qu'une analyse complète soit réalisée.

Exemple pour le critère a) : Une nouvelle installation de production possédant une puissance nominale brute de 5000 MVA est raccordée à un réseau d'une tension de 69 kV et les transformateurs de l'installation peuvent au plus faire transiter 50 MVA sur le réseau de transport. En sachant qu'il est inévitable que la centrale soit éventuellement raccordée à des tensions supérieures avec des transformateurs plus performants, la centrale ne pourrait se faire exclure du RTP car les caractéristiques du réseau dans le futur pourront augmenter la puissance transmise sur le RTP.

En ce qui concerne le critère b), il s'agit principalement de considérer le précédent qui est créé lorsqu'une exception est raccordée.

Exemple pour le critère b) : une installation de production de 75,2 MVA souhaite s'exclure du RTP. Il est important de considérer l'impact sur la fiabilité qu'aurait le retrait de l'ensemble des centrales dont la puissance nominale avoisine le 75,2 MVA et de considérer l'impact qu'aurait de rendre flexible le seuil d'inclusion des installations de production.

8.5.2. Veuillez justifier le besoin du terme « notamment ».

R8.5.2 Le Coordonnateur précise que l'utilisation du terme « notamment » à la section 3, ainsi qu'à la section 2 de la pièce en référence à la question 8.5, répond à un besoin de flexibilité dans l'évaluation d'une demande d'exception.

En effet, bien que les critères pour évaluer une demande d'exception sont énoncés, le Coordonnateur est d'avis que ceux-ci ne doivent pas être limitatifs et qu'ils doivent permettre à une entité visée de faire valoir leur demande selon l'ensemble des moyens à leur disposition. Ainsi, le Coordonnateur s'assure d'avoir une ouverture sur les motifs d'une demande d'exception surtout qu'il n'est pas possible ce jour de faire une liste exhaustive de l'ensemble des éléments possibles qui peuvent être considérés pour une demande d'exception.

8.5.3. Veuillez justifier le besoin d'utiliser d'autres critères et l'objectif recherché. Veuillez évaluer la possibilité de préciser l'intention du Coordonnateur à la section 3 de l'annexe B afin de bien circonscrire les autres critères que le Coordonnateur envisage notamment utiliser.

R8.5.3 Voir la réponse R8.5.2.

8.6 Advenant qu'une entité soit nouvellement visée et qu'elle ne soit pas inscrite au Registre actuellement comme entité visée, veuillez indiquer de quelle façon le Coordonnateur l'assistera lors de l'autodéclaration.

R8.6 Une entité visée nouvellement inscrite au Registre doit soumettre une autodéclaration annuelle. Si le Coordonnateur est d'avis que l'autodéclaration annuelle pourrait être améliorée ou qu'il y a présence d'erreur, alors il rencontrera l'entité visée pour lui donner la formation nécessaire et la guider à travers le processus. Tel qu'il est plus amplement détaillé à la section 6.1 de la procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal (pièce HQCF-2, Document 3), dans l'éventualité où une entité visée n'a pas l'expertise pour produire la liste demandée dans l'autodéclaration annuelle, elle pourra remettre un schéma unifilaire de son réseau électrique complet en annexe au formulaire d'autodéclaration. Ce schéma sera par la suite utilisé par le Coordonnateur pour appliquer la définition du RTP et mettre à jour le Registre.

8.7 Veuillez fournir des exemples d'installation de production qui seraient de type « autre » (référence (ii), p. 7).

R8.7 Le Coordonnateur soumet que les types d'installation de production dans la sous-catégorie « autre » pourrait être par exemple de source d'énergie marémotrice, géothermique, nucléaire, etc. En date du 10 février 2023, il n'y a

aucune installation de production de la sous-catégorie « autre » incluse dans le RTP.

8.8 Veuillez indiquer, parmi les informations fournies par les entités visées au Coordonnateur lors de l'autodéclaration (référence (ii)), quelles données seraient mentionnées au Registre à la colonne « Particularités » (référence (iii)). Veuillez expliquer.

R8.8 Le Coordonnateur indique que le Registre ne précisera aucune information fournie par les entités visées dans le cadre d'une autodéclaration à l'exception des informations aux colonnes déjà existantes au Registre, comme les niveaux de tension applicables au RTP. En outre, il n'est pas prévu que la colonne « Particularités » comporte des données liées à l'autodéclaration.

8.9 Veuillez indiquer si le Coordonnateur est en mesure de déposer une liste des batteries de condensateurs et inductances shunt résultant de l'application de la Méthodologie RTP. Le cas échéant, veuillez soumettre la liste.

R8.9 Le Coordonnateur soumet la liste des batteries de condensateurs et inductances shunt résultant de l'application de la Méthodologie RTP au tableau suivant.

Tableau 3 : Liste des batteries de condensateurs et d'inductances shunt inclus dans le RTP

Entité	Nom de l'installation	Niveaux de tension applicables RTP (kV)	Condensateur(s) shunt(s)	Inductance(s) shunt(s)

R9.1 Le Coordonnateur fournit la liste des ressources à démarrage autonomes figurant au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport au Québec dans le tableau suivant.

Tableau 4: Liste des ressources à démarrage autonomes figurant au plan de remise en charge de l'exploitant de réseau de transport

Entité propriétaire	Nom de l'installation	Groupes de production à démarrage autonome et leur puissance nominale (MVA)

- 10. Références :**
- (i) Pièce [B-0040](#), p. 31 à 33 et p. 57;
 - (ii) Pièce [B-0029](#), p. 17, R.18.2;
 - (iii) Pièces [B-0051](#), p. 8 et 33, B-0037 et dossier R-3676-2008, pièce [HQD-1, document 1.13](#), annexe 1;
 - (iv) Pièce [B-0055](#), p. 9, R2.2 et R2.2.1;
 - (v) Pièce [B-0045](#), p. 10.

Préambule :

(i) L'inclusion I5 porte sur les ressources de puissance réactive sans égard à la quantité de puissance réactive sortante ou entrante. Des condensateurs shunt sont utilisés comme exemples sur les schémas explicatifs. Quant à l'exclusion E4, elle apporte une précision afin d'exclure du RTP les équipements de régulation de la puissance réactive installés exclusivement pour combler les besoins en alimentation de la charge :

« L'inclusion I5 porte sur des dispositifs statiques ou dynamiques (considérés comme des ressources de puissance réactive dans l'ensemble du présent document) raccordés par les méthodes spécifiées dans le texte de l'inclusion I5 sans égard à la quantité de puissance réactive sortante ou entrante. Il est important que l'inclusion I5 se limite aux équipements statiques ou dynamiques qui répondent à un critère de raccordement. Dans les exemples suivants, plusieurs ressources de puissance réactive (désignées comme des condensateurs dans les schémas) sont présentées avec les différentes méthodes de connexion. » [nous soulignons]

(ii) Le Coordonnateur fournit des explications additionnelles concernant les postes de départ, incluant les équipements de puissance réactive qui peuvent y être présents :

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

En somme, la définition du RTP s'applique. Les éléments de transport ainsi que les équipements de puissance active et réactive raccordant la production au réseau de transport sont inclus dans le RTP. » [nous soulignons]

(iii) Selon le Registre et les schémas, le parc éolien Lac-Alfred et La Mitis et son poste de départ sont GO et sont classés RTP et raccordés au réseau RTP. L'annexe 1 du contrat d'approvisionnement précise des jeux de barres à 315 kV et 34,5 kV ainsi que des éléments de compensation réactive de type D-VAR raccordés à la barre 34,5 kV.

(iv) Le Coordonnateur confirme que le transformateur principal du poste de départ du parc éolien Lac-Alfred et La Mitis est RTP et que les jeux de barres haute tension (315 kV) et basse tension (34,5 kV) sont RTP. Cependant, concernant l'inclusion au RTP des équipements de type D-VAR servant à fournir ou à absorber de la puissance réactive, le Coordonnateur ne fournit pas une réponse précise à la question :

« R2.2.1 Le Coordonnateur n'est pas en mesure de bien comprendre la question telle que formulée, et propose à la Régie que cette question soit abordée dans le cadre d'une séance de travail, afin d'en faciliter la discussion. »

(v) L'étape 1 des lignes directrices sur l'autodéclaration annuelle des entités visées par les normes de fiabilité utilise le tableau suivant pour l'identification d'environ une vingtaine de catégories d'élément. Les ressources de puissance réactive, sous la catégorie Équipement Shunt, comprennent les éléments Condensateurs, Inductances, Compensateur statique, Compensateur synchrone et Autre :

«

Catégories d'élément	Sous-catégories applicable					
	Turbine hydroélectrique	Production éolienne	Cellules photovoltaïque	Stockage d'énergie	Combustion	Autre
Installation de production						
Circuit	Ligne C.A.	Ligne C.C.	Transformateur	Transformateur à fréquence variable	Transformateur déphaseur	Poste
Convertisseur de courant continu	-	-	-	-	-	-
Équipement Shunt	Condensateurs	Inductances	Compensateur statique	Compensateur synchrone	Autre	-
Réseau	-	-	-	-	-	-

»

Demandes :

10.1 Selon les références (i) et (v), les principales ressources de puissance réactive présentées, autant les dispositifs statiques que dynamiques, correspondent aux éléments utilisés depuis des décennies par de nombreuses compagnies de transport d'électricité dont le Transporteur, soient les condensateurs, les inductances, les compensateurs statiques et les compensateurs synchrones. Toutes les autres ressources de puissances réactives se retrouvent dans la sous-catégorie Autre. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

R10.1 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie à l'effet que la sous-catégorie « Autre » est utilisée pour toute autre ressource de puissance réactive n'étant pas précisée parmi les sous-catégories applicables.

10.1.1. Afin de faciliter le processus d'autodéclaration pour toutes les entités, veuillez préciser si le Coordonnateur considère pertinent d'indiquer clairement dans les sous-catégories tous les types d'éléments déjà présents sur le réseau de l'Interconnexion du Québec, tel les D-Var, bien que l'usage n'en soit possiblement pas très répandu. Veuillez expliquer le choix du Coordonnateur de ne pas indiquer dans les sous-catégories applicables au moins tous les éléments présents sur le réseau de l'Interconnexion du Québec.

R10.1.1 Le Coordonnateur souligne qu'à la suite de la consultation publique, les entités visées n'avaient aucun commentaire ni enjeu à émettre au sujet des éléments présents dans les sous-catégories et qu'aucune entité visée n'a émise de préoccupation quant à ce point.

Outre quelques commentaires sur la forme, les entités visées se sont déclarées satisfaites du formulaire d'autodéclaration présenté au dossier. De plus, le Coordonnateur précise que les entités visées doivent remplir une liste, sous format Excel, des installations incluses dans le RTP. Ce format de document permet une uniformisation des formulaires d'autodéclaration annuelles, tel que demandé par RTA¹² lors de la séance de travail du 3 octobre 2022.

10.1.2. Veuillez préciser comment un élément de type D-VAR peut être pris en compte par les processus d'autodéclaration et de demande d'exception.

R10.1.2 Pour le cas d'un élément de type D-VAR utilisé pour acheminer la puissance de ressources de production décentralisées vers un réseau de transport, ce dernier est inclus à même l'installation de production.

¹² Réponses aux engagements pris lors de la séance de travail du 3 octobre 2022, réponses R4 de l'engagement #1, consultées le 9 février 2023 au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/619/DocPrj/R-4190-2022-B-0029-SeanceTrav-RepEng-2022_10_14.pdf

Donc, l'élément n'est pas explicitement déclaré dans une autodéclaration puisque c'est son installation de production qui est autodéclarée.

10.2 Selon les références (i), (ii), (iii) et (iv), les équipements de type D-VAR, servant à fournir ou à absorber de la puissance réactive, présents au poste de départ du parc éolien Lac-Alfred et La Mitis rencontrent toutes les conditions pour être déclarés RTP. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

R10.2 Le Coordonnateur confirme qu'un équipement de type D-VAR, servant à fournir ou à absorber de la puissance réactive, est inclus dans le RTP en sa qualité d'élément du système collecteur de la ressource de production décentralisée¹³.

10.2.1. Le cas échéant, veuillez préciser par quelle(s) condition(s) ou exclusion(s) ces équipements pourraient être exemptés du RTP. Veuillez élaborer.

R10.2.1 Un élément de type D-VAR pourrait ne pas être inclus du RTP par l'inclusion I4 s'il est déterminé que l'élément est utilisé pour une autre fonction que d'acheminer la puissance de la ressource de production décentralisée vers le réseau de transport. Par exemple, l'élément n'est pas inclus s'il est utilisé pour alimenter un service auxiliaire.

10.3 Selon les références (i) et (v), les ressources de puissance réactive définies selon l'inclusion I5, se retrouvent dans la catégorie d'élément Équipement Shunt. Veuillez préciser quelle sous-catégorie du tableau permet le classement de la compensation série, soit une ressource de puissance réactive non Shunt. Veuillez élaborer.

R10.3 Le Coordonnateur constate que la catégorie d'élément Équipement Shunt peut porter à confusion dans sa forme présentée initialement. En effet, cette catégorie devait initialement inclure tout type de ressource de puissance réactive, dont les éléments raccordés en série.

À des fins de clarté, le Coordonnateur modifie le nom de la catégorie d'élément Équipement Shunt pour la catégorie d'élément Équipement de puissance réactive. Cette modification permet ainsi de clarifier l'intention de cette catégorie au sein de l'autodéclaration.

Ainsi, le Coordonnateur dépose la pièce révisée HQCF-2, document 4,

¹³ Voir l'interprétation de l'inclusion I4 au Guide de référence sur la définition du réseau de transport principal à la pièce HQCF-2, document 2, disponible au http://publicsde.regie-energie.qc.ca/projets/619/DocPrj/R-4190-2022-B-0040-Demande-PieceRev-2022_12_22.pdf#page=28

10.4 Selon la référence (v), les convertisseurs à courant continu ne présentent aucune sous-catégorie. Tous les équipements constituant un convertisseur à courant continu (valves à courant continu, transformateurs, filtres harmoniques servant également de ressources de puissance réactive, etc...) sont donc classés RTP et une énumération de ces composantes n'apporterait aucune précision supplémentaire. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

R10.4 Le Coordonnateur confirme que les convertisseurs à courant continu et ce, peu importe l'équipement qui le compose, sont classés RTP si au moins un critère de la définition du RTP s'applique, Le Coordonnateur confirme également qu'une énumération des composantes de convertisseur à courant continu n'a aucune valeur ajoutée à l'autodéclaration.

11. **Références :**
- (i) Pièces [B-0034](#), p. 43 et B-0037;
 - (ii) Site ISO New England, [system diagram](#);
 - (iii) Pièce [B-0051](#), p. 22 et 28;
 - (iv) Site internet [OASIS](#).

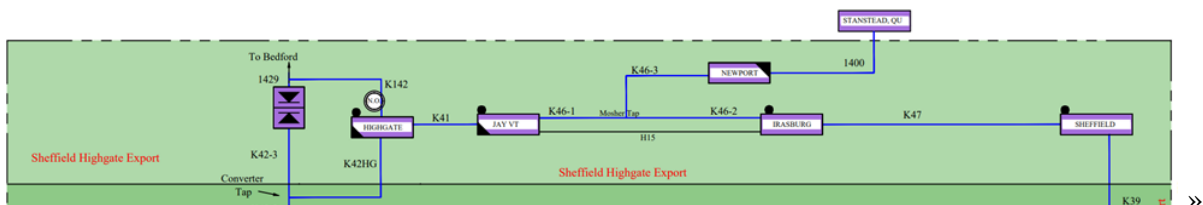
Préambule :

- (i) Le processus d'exception est invoqué pour inclure la ligne L1400 au RTP :

« 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. »

- (ii) Selon les schémas disponibles publiquement, deux interconnexions situées à l'extrême nord du Vermont se raccordent au réseau du Québec par les postes Bedford et Stanstead.

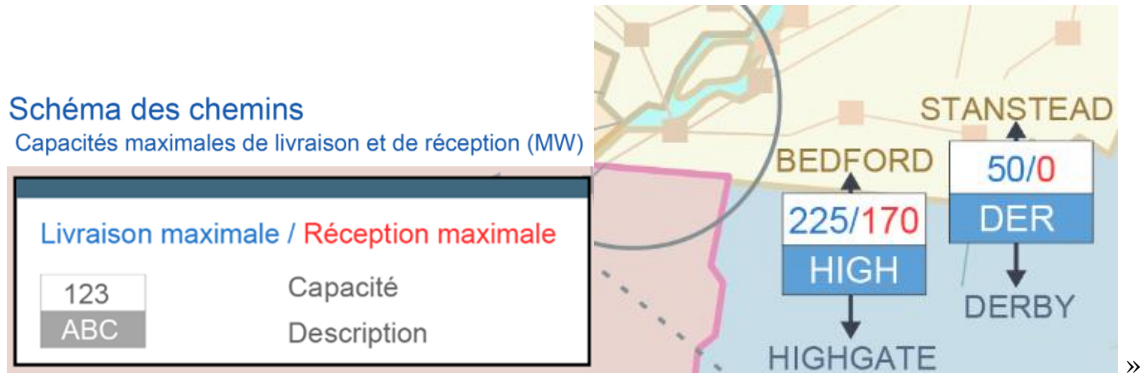
«



- (iii) Selon le Registre, le poste Stanstead est exclu du RTP. Au Registre précédent, le 120 kV du poste Stanstead était RTP à l'exception de ses transformateurs à 120 kV. Également le poste en amont du poste Stantead est exclu du RTP, mail il possédait ses deux niveaux de tension inclus au RTP au registre précédent.

(iv) Selon le site OASIS, les chemins de livraison HIGH et DER ont les puissances indiquées ci-dessous :

«



Demandes :

11.1 Selon les références (i), (ii) et (iv), le poste Newport et la ligne 1400 ne font pas partie du BES américain. L'inclusion I6 n'est donc pas applicable et la ligne 1400 et le poste Stanstead ne devraient pas faire partie du RTP. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

R11.1 Le Coordonnateur confirme la compréhension de la Régie à l'effet que la ligne L1400 est une ligne incluse dans le RTP par exception et en expose les raisons à la réponse R11.1.1.

Le Coordonnateur modifie la Procédure d'identification des éléments du réseau de transport principal (pièce HQCF-2, document 3) à son annexe B afin d'ajouter à la section 1 « Questions préliminaires à une demande d'exception au RTP » sous l'alinéa b) un critère concernant les lignes internationales de transport d'électricité (ci-après, « LIT »). Ainsi, le Coordonnateur dépose la pièce révisée HQCF-2, document 3.

11.1.1. Veuillez préciser selon quelles considérations l'exclusion de la ligne L1400 du RTP représente un vide réglementaire et veuillez fournir les références complètes en ce qui a trait au type de vide réglementaire que le Coordonnateur invoque.

R11.1.1 Par son ordonnance MO-036-2012¹⁴, la Régie de l'énergie du Canada demande aux titulaires d'un certificat délivré relativement à une LIT de prendre les mesures nécessaires pour la sécurité, la sûreté et la fiabilité des lignes internationales de transport d'électricité.

¹⁴ Ordonnance MO-036-2012 de la Régie de l'énergie du Canada, consultée le 10 février au <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/lois-reglements/loi-regie-canadienne-lenergie-reglements-notes-orientation-documents-connexes/electricite-demands-visant-ligne-transport/ordonnance-generale-visant-normes-fiabilite-lelectricite.html>

L'article 3, alinéa c) de cette ordonnance, prévoit que le titulaire d'un certificat doit exploiter, surveiller et entretenir la ligne internationale de transport d'électricité pour laquelle le certificat a été délivré de manière à ce qu'elle soit conforme aux normes de fiabilité expressément précisées à l'article 5 de cette ordonnance. Ce dernier article énonce les différents aspects pour lesquels des normes de fiabilité doivent s'appliquer aux LIT.

Chaque année, Hydro-Québec transmet à la Régie de l'énergie du Canada un registre des normes de fiabilité applicables aux LIT¹⁵. La LIT L1400 est visée par le certificat EC-III-17 et donc ce registre inscrit les normes de fiabilité applicables à cette ligne.

Le retrait de la LIT L1400 du RTP ferait en sorte qu'Hydro-Québec ne serait plus en mesure de répondre à l'ordonnance de la Régie de l'énergie du Canada. Puisque la grande majorité des normes de fiabilité énoncées dans ce registre ont pour champ d'application le RTP, il est nécessaire de conserver la LIT L1400 incluse dans le RTP, et ce, par processus d'exception, tel que prévu dans la Méthodologie.

11.1.2. En considérant la possibilité que l'inclusion au RTP de la ligne L1400 soit absolument nécessaire, veuillez préciser pourquoi l'inclusion au RTP du poste Stanstead et du poste en amont du poste Stanstead n'est pas nécessaire.

R11.1.2 Comme mentionné à la réponse R11.1.1, le Coordonnateur soumet que l'ordonnance MO-036-2012¹⁶ de la Régie de l'énergie du Canada s'applique seulement aux LIT. Les installations connexes aux LIT sont donc exclues de l'ordonnance et le Coordonnateur est d'avis que leur inclusion dans le RTP par exception n'est pas nécessaire pour s'assurer que la ligne remplisse les exigences reliées aux normes de fiabilité applicables.

11.2 Selon les références (ii) et (iv), la Régie se questionne sur l'importance pour la fiabilité du RTP de l'interconnexion Stanstead. Veuillez fournir le transit annuel moyen ainsi que le

¹⁵ Registre des normes de fiabilité applicables aux Lignes Internationales de Transport (LIT), version envoyé le 26 janvier 2023 à la Régie de l'énergie du Canada, consulté le 10 février 2023 au https://docs2.cer-rec.gc.ca/ll-eng/llisapi.dll/fetch/2000/130635/4305500/C23075-2_HQ_Registre_normes_fiabilite%20-%2027-01-2023_-_A8K0X4.pdf?nodeid=4305416&vernum=-2

¹⁶ Ordonnance MO-036-2012 de la Régie de l'énergie du Canada, consultée le 10 février au <https://www.cer-rec.gc.ca/fr/regie/lois-reglements/loi-regie-canadienne-lenergie-reglements-notes-dorientation-documents-connexes/electricite-demandes-visant-ligne-transport/ordonnance-generale-visant-normes-fiabilite-lelectricite.html>

transit en pointe pour 2020, 2021 et 2022 pour cette interconnexion. Veuillez élaborer sur l'importance de cette interconnexion pour le RTP et pour la fiabilité.

R11.2 Le Coordonnateur fournit au tableau suivant, les données demandées à la question 11.2.

Tableau 5: Données sur le transit annuel moyen et en pointe de l'interconnexion Stanstead

Interconnexion Stanstead			
	2020	2021	2022
Transit annuel moyen (MW)	■	■	■
Transit en pointe (MW)	■	■	■

Afin de répondre à la question, le Coordonnateur procédera en deux (2) parties.

- 1- En ce qui concerne l'importance de cette interconnexion pour le RTP, le Coordonnateur est d'avis que cette LIT doit être maintenue dans le RTP pour les raisons énoncées à la réponse R11.1.1.
- 2- Quant à l'importance de cette interconnexion pour la fiabilité, le Coordonnateur soumet que la ligne L1400 n'a pas un impact notable sur la fiabilité du réseau. Comme le tableau ci-haut le démontre, le transit moyen et en pointe sont insuffisants pour que la ligne puisse compromettre l'exploitation fiable du réseau et aucun critère de la définition du RTP proposée permet son inclusion. En somme, seule sa caractéristique transfrontalière fait en sorte qu'elle est importante pour le RTP.