

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'ADOPTION DES NORMES DE FIABILITÉ SUIVANT LE PROJET SAR
(NORMES FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3, MOD-033-2, PRC-006-5 ET TOP-003-4)**

Retrait de la fonction LSE

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0002](#), p. 6;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 1, 2;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 5;
 - (iv) Dossier R-3952-2015, décision [D-2018-149](#), p. 77;
 - (v) Dossier R-3936-2015, décision [D-2015-195](#), p. 8;
 - (vi) Dossier R-4073-2018 et R-4074-2018, décision [D-2020-052](#), p. 104.

Préambule :

- (i) Le Coordonnateur soumet sa demande à la Régie visant l'adoption de normes de fiabilité.
- (ii) En [pages 1 et 2](#) : Le Coordonnateur informe la Régie que la fonction *responsable de l'approvisionnement* (LSE)¹ est retirée des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4.

En [page 3](#), le Coordonnateur explique ce qui suit à l'égard de la réforme du registre de la *North American Electric Reliability Corporation* (la NERC) axée sur le risque :

« La North American Electric Reliability Corporation (ci-après, la « NERC »), a soumis pour approbation dans le dossier RR15-4-0001 des révisions aux règles de procédures (Rules of Procedure (ci-après, le « ROP ») afin de mettre en œuvre la réforme du registre NERC axée sur le risque (Risk-Based Registration, ci-après le « RBR »). La NERC proposait le retrait des fonctions PSE, IA et LSE et la création d'une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF. [...]. La FERC a approuvé en partie l'initiative de la réforme du registre NERC axée sur le risque dans laquelle les fonctions PSE et IA ont été retirées du registre NERC [...]. En ce qui concerne la demande de retrait de la fonction LSE, la FERC a conclu que la NERC n'avait pas adéquatement justifié le retrait de cette fonction et a ordonné un dépôt de preuve supplémentaire⁵. Suite à ce dépôt supplémentaire, dans l'ordonnance du dossier RR15-4-0016, la Federal Energy Regulatory (ci-après, la « FERC ») est d'avis que les risques posés par le retrait de la fonction LSE sont minimes et que la NERC a démontré que la fiabilité du réseau ne serait pas affectée par le retrait de cette fonction. Le Coordonnateur énonce les motifs retenus par la FERC à la section 2.1 du présent document ». [nous soulignons] [note de bas de page omise]

¹ Anglais : Load-Serving Entity

Avec la note de bas de page 5 suivante :

«⁵ NERC Compliance filing, docket RR15-4-001, consulté le 19 novembre 2021 au: https://www.nerc.com/FilingsOrders/us/NERC%20Filings%20to%20FERC%20DL/RBR-ROP_Cmpl_Filing_07172015_RR15-4_posting.pdf».

En [page 7](#), le Coordonnateur énonce les motifs retenus par la FERC pour justifier le retrait de la fonction LSE :

« i. La définition du terme LSE dans le Glossaire reflète le fait que les activités exercées par la fonction LSE sont de nature commerciale. Les propriétaires et exploitants des éléments BES sont enregistrés sous d'autres fonctions. Le LSE assure une alimentation électrique adéquate pour ses clients, y compris la passation de contrats pour le service de transport associé, afin de fournir cette alimentation à un DP, qui le quel est responsable de la livraison de l'alimentation électrique finale à ses clients aux utilisateurs finaux. Le modèle fonctionnel de la NERC prévoit de la même manière que contrairement au distributeur, le responsable de l'approvisionnement ne possède aucun actif (les lignes) du système de production-transport d'électricité, mais il acquiert un droit à l'égard de l'énergie. » Le LSE ne reçoit que des instructions et transmet des informations au DP et au TOP et, par conséquent, les LSE ne peuvent pas prendre d'actions qui affecteraient la fiabilité du réseau.

ii. Les tâches assignées à la fonction LSE en vertu des normes de fiabilité de la NERC continueraient d'être assurées par d'autres fonctions à l'appui de la fiabilité, conformément aux tarifs, aux règles du marché, aux protocoles de marché et à d'autres accords de marché.

iii. Les obligations du LSE obligations se poursuivent en vertu des tarifs, règles du marché, protocoles de marché et à d'autres accords de marché. Les LSE désenregistrées dont l'enregistrement est retiré représentent un faible pourcentage de la charge dans leurs zones BA zones d'équilibrage respectives. Par ailleurs, les RC et BA n'ont identifié aucun enjeu lié à la prévision de la demande ou aux marges de la réserve;

iv. La NERC a examiné les activités actuelles et historiques de surveillance de la conformité et d'application des organisations enregistrées aux États-Unis en tant que LSE et a conclu qu'aucune violation par entité enregistrée en tant que LSE n'a causé ou aggravé des perturbations ou des événements du réseau électrique ». [notes de bas de page 19 et 20 omises compte tenu du fait qu'aucune référence n'est fournie par le Coordonnateur]

Le Coordonnateur ajoute :

« Le Coordonnateur considère que ces raisons sont aussi pertinentes au Québec. Malgré le retrait de la fonction LSE dans la section applicabilité des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4, HQD demeure visée par les normes en tant que DP ou RP. Par conséquent, en appui de la fiabilité du réseau, les tâches qui lui sont attribuées en tant que LSE en vertu des normes de fiabilité de la NERC continueraient d'être assurées par ces autres fonctions ». [nous soulignons]

(iii) Le Coordonnateur soumet ce qui suit à l'égard de la demande de retrait de la fonction LSE dans le dossier R-3952-2015 :

« Le Coordonnateur déposera dans un dossier ultérieur la demande de retrait de la fonction LSE dans le modèle de fiabilité au Québec lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme ». [nous soulignons]

(iv) Dans le dossier R-3952-2015, le Coordonnateur indiquait que la FERC à la demande de la NERC, a approuvé le retrait de la fonction LSE ainsi que le rehaussement du seuil d'inclusion pour la fonction DP à 75 MW de charge de pointe. Il proposait de modifier le Registre en conséquence et justifiait sa proposition par l'harmonisation du régime de l'Interconnexion du Québec à celui des autres juridictions ».

Par la décision D-2018-149, la Régie se prononce comme suit à l'égard de cette demande du Coordonnateur :

« [293] La Régie note que plusieurs normes de fiabilité applicables à la fonction LSE sont présentement en vigueur au Québec. Sur la base de la preuve soumise par le Coordonnateur, ces normes ont été adoptées par la Régie qui les a jugées pertinentes pour leur application au Québec.

[294] La Régie est d'avis que pour motiver sa demande de retirer la fonction LSE du modèle québécois, le Coordonnateur doit évaluer la pertinence et l'impact de ce retrait de fonction sur le modèle en question, d'autant plus, qu'en ce qui a trait aux LSE et aux DP, il est différent de celui actuellement en place aux États-Unis. En effet, la Régie rappelle qu'au Québec, selon le Registre à Jour, il n'y a qu'un LSE, soit Hydro-Québec dans ses fonctions de distributeur d'électricité (HQD) et que ce LSE est également le seul « distributeur d'électricité » selon la Loi.

[295] Par conséquent, en l'absence d'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité en place au Québec, la Régie réserve sa décision sur la demande du Coordonnateur de retirer cette fonction du Registre et l'autorise à déposer au présent dossier, conformément au calendrier qu'elle fixe à la section 9 de la présente décision, un complément de preuve en lien avec cette demande ». [nous soulignons]

(v) Par la décision D-2015-195 rendue dans le dossier R-3936-2015, la Régie accueillait la demande du Coordonnateur visant à retirer les fonctions PSE et IA du Registre :

« [27] La Régie retient de la preuve que les modifications proposées par la NERC dans sa demande à la FERC reposent sur la conclusion, notamment, « qu'une violation des normes de fiabilité touchant les entités désignées PSE et IA n'aurait aucun effet néfaste sur la fiabilité du réseau ». Elle retient également l'avis du Coordonnateur selon lequel le retrait des fonctions PSE et IA est sans impact sur la fiabilité du transport d'électricité au Québec¹².

[28] La Régie note que ces fonctions sont de nature commerciale et que leurs activités sont sous le contrôle des opérateurs du réseau qui en assure la fiabilité.

[29] Finalement, elle constate que toutes les personnes intéressées ayant soumis des observations, dont notamment l'ACÉ, appuient la demande du Coordonnateur.

[30] Pour ces motifs, la Régie accueille la Demande visant à retirer les fonctions PSE et IA du Registre, de même que sa demande d'approuver le Registre dans ses versions française et anglaise déposées comme pièces B-0005 et B-0006 ».

Avec la note de bas de page suivante :

« ¹² Pièce B-0008, par. 8 ».

(vi) Par la décision D-2020-052 rendue dans les dossiers R-4073-2018 et R-4074-2018, la Régie met fin au dossier R-3952-2015 et demande au Coordonnateur de déposer dans une demande d'approbation de la Méthodologie et du Registre sa demande pour les enjeux qui étaient prévu en phase 2 du dossier R-3952-2015, dont le retrait de la fonction LSE du modèle fonctionnel de fiabilité applicable au Québec.

Demandes :

1.1 La Régie comprend que le Coordonnateur ne demande pas à la Régie l'approbation du retrait de la fonction LSE du modèle québécois (référence (i)) et ne donne pas suite à l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)). Toutefois, la Régie comprend que le Coordonnateur demande à la Régie d'adopter les normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 pour lesquelles cette fonction est retirée.

1.1.1. Veuillez confirmer la compréhension de la Régie.

1.1.2. Veuillez préciser si le Coordonnateur demande le retrait de la fonction LSE de la section « FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 » sur la base de la seule approbation de la FERC en 2015 du retrait de la fonction LSE. Le cas échéant, veuillez expliquer pourquoi aucune approbation de la Régie n'est demandée (référence(i)) dans le cadre du présent dossier.

1.1.3. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur juge opportun de procéder au retrait de la fonction LSE du modèle québécois lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme (référence (iii)), tandis que la FERC a approuvé le retrait de la fonction LSE en 2015 (référence (ii)).

1.1.4. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur a demandé l'approbation du retrait des fonctions PSE et IA en 2015 à la Régie (référence (v)) tandis qu'à ce jour aucune demande de retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois n'a été soumise (références (i) et (iii)).

- 1.2 Le Coordonnateur estime que les raisons présentées par la NERC dans sa preuve supplémentaire à la FERC à l'égard du retrait de la fonction LSE sont aussi pertinentes au Québec.
- 1.2.1. Veuillez expliquer en quoi la raison (i) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois, outre que le fait qu'HQD demeure visée en tant que DP ou RP.
 - 1.2.2. Veuillez expliquer en quoi la raison (ii) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois, outre que le fait qu'HQD demeure visée en tant que DP ou RP.
 - 1.2.3. Veuillez expliquer en quoi la raison (iii) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois.
 - 1.2.3.1. Veuillez indiquer si le LSE dont l'enregistrement est retiré représente au Québec un faible pourcentage de la charge dans la zone BA respective.
 - 1.2.3.2. Veuillez confirmer que le RC et le BA n'ont identifié aucun enjeu au Québec lié à la prévision de la demande ou aux marges de la réserve.
 - 1.2.4. Veuillez expliquer en quoi la raison (iv) en page 7 de la référence (ii) est aussi pertinente au Québec en tenant compte des particularités du régime de fiabilité québécois.
 - 1.2.4.1. Veuillez indiquer si les activités actuelles et historiques de surveillance de la conformité et d'application du LSE au Québec ont été considérées par la NERC.
 - 1.2.5. Veuillez expliquer en quoi les raisons (i) à (iv) en page 7 de la référence (ii) ne sont pas suffisantes pour justifier le retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois.
 - 1.2.6. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur estime que les raisons (i) à (iv) de la référence en page 7 de la référence (ii) ne donnent pas suite à l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)), à tout le moins partiellement.
 - 1.2.6.1. Veuillez préciser si, en demandant l'adoption des normes FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3 et TOP-003-4 pour lesquelles la fonction LSE est retirée, le Coordonnateur demande à la Régie de se satisfaire des raisons (i) à (iv) en page 7 de la référence (ii). Veuillez expliquer.
 - 1.2.6.2. Dans le cas contraire, veuillez indiquer si le Coordonnateur entend resoumettre ces raisons lors de sa demande éventuelle de retrait de la

fonction LSE en suivi de l'ordonnance du paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)).

- 1.3 La Régie note que le Coordonnateur entend déposer dans un dossier ultérieur la demande de retrait de la fonction LSE du modèle de fiabilité au Québec lorsque le projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 sera terminé et que la FERC approuvera la norme MOD-032-2 ou toute autre version subséquente de la norme (référence (iii)).
- 1.3.1. Veuillez confirmer ou infirmer la compréhension de la Régie à l'effet que la norme MOD-032 sera la dernière norme de fiabilité applicable à la fonction LSE au Québec.
 - 1.3.2. Veuillez expliquer en quoi l'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité en place au Québec demandée au paragraphe 295 de la décision D-2018-149 (référence (iv)) sera bonifiée par les modifications à la norme MOD-032 (référence (iii)).
 - 1.3.3. Veuillez justifier la pertinence de tenir compte des modifications à la norme MOD-032 dans l'évaluation de l'impact et de la pertinence de retirer la fonction LSE du modèle de fiabilité québécois (référence (iii)) tandis que les conclusions du projet NERC 2022-02 portant sur la norme MOD-032-1 n'ont pas été considérées par la FERC lors de l'approbation du retrait de la fonction LSE en 2015 (référence (ii)).

Ajout de la fonction « Distributeur DSF »

- 2. Référence :**
- (i) Pièce [B-0004](#), p. 8;
 - (ii) Pièce [B-0005](#), p. 5;
 - (iii) Pièce [B-0005](#), p. 6;
 - (iv) Pièce [B-0005](#), p. 8;
 - (v) Pièce [B-0008](#), norme PRC-006-5, p. 1;
 - (vi) Dossier R-3699-2009, décision [D-2011-068](#), p. 36;
 - (vii) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#), p. 4;
 - (viii) [Registre des entités visées par les normes de fiabilité](#), p. 4;
 - (ix) [Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité](#), p. 21;
 - (x) [Appendix 5B Statement of Compliance Registry Criteria](#), p. 6-7;
 - (xi) [Ordonnance FERC, dossier RR15-4-000](#), p. 24;
 - (xii) Norme [CIP-002-5.1a](#), p. 1;
 - (xiii) Norme [PRC-006-NPCC-2](#), p. 1.

Préambule :

(i) « *Étant donné que les exigences applicables au distributeur DSF s'appliquent également au TO, l'ajout de la fonction distributeur DSF dans la section applicabilité de la norme PRC-006-5 n'a aucun impact au Québec. Le Coordonnateur est d'avis que les modifications apportées à la norme PRC-006-5 contribuent à l'harmonisation avec les réseaux voisins.* » [nous soulignons]

(ii) « *La North American Electric Reliability Corporation (ci-après, la « NERC »), a soumis pour approbation dans le dossier RR15-4-000 des révisions aux règles de procédures (Rules of Procedure (ci-après, le « ROP ») afin de mettre en œuvre la réforme du registre NERC axée sur le risque (Risk-Based Registration, ci-après le « RBR »). La NERC proposait le retrait des fonctions PSE, IA et LSE et la création d'une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF. Un distributeur DSF est un distributeur qui possède, contrôle ou exploite le système de délestage de charge en sous fréquence nécessaire pour la mise en œuvre d'un programme de délestage de charge en sous fréquence, mais qui ne répond à aucun des autres critères d'enregistrement en tant que distributeur. La FERC a approuvé en partie l'initiative de la réforme du registre NERC axée sur le risque dans laquelle les fonctions PSE et IA ont été retirées du registre NERC et une nouvelle catégorie d'enregistrement distributeur DSF a été créée.* » [nous soulignons] [notes de bas de page omises]

(iii) Le Coordonnateur indique qu'il n'y a aucune modification au Glossaire et aucune modification au Registre.

(iv) « *NERC propose que le distributeur DSF soit tenu de se conformer uniquement aux normes de fiabilité PRC006-5 et PRC-006-NPCC-2. Un distributeur DSF est un distributeur et entité responsable qui possède, contrôle ou exploite le(s) système(s) de protection contre le délestage en sous-fréquence nécessaire à la mise en œuvre d'un programme de délestage en sous-fréquence*

conçu pour la protection du BES, mais qui ne répond à aucun des autres critères d'enregistrement d'un DP. Au Québec, Hydro-Québec TransÉnergie et équipement, en tant que propriétaire d'installations de transport (TO), est la seule entité qui possède, contrôle ou exploite le UFLS. Étant donné que les exigences applicables au distributeur DSF s'appliquent également au TO, l'ajout de la fonction distributeur DSF dans la section applicabilité de la norme PRC-006-5 n'a aucun impact au Québec ». [nous soulignons]

(v) « *Applicabilité :*

4.1. Coordonnateurs de la planification.

4.2. Entités DSE, c'est-à-dire des entités propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification. Ces entités peuvent comprendre un ou plusieurs :

4.2.1. propriétaires d'installation de transport ;

4.2.2. distributeurs ;

4.2.3. distributeurs DSF.

4.3. Propriétaires d'installation de transport qui possèdent des éléments désignés dans le programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification ». [nous soulignons]

(vi) « *[149] Le Registre des entités a pour objectif d'identifier les entités visées par les normes de fiabilité, selon les fonctions du modèle de fiabilité de la NERC (les Fonctions de la NERC), de façon à établir les normes de fiabilité auxquelles elles sont assujetties* ».

(vii) La fonction « distributeur » est présentée dans le Registre comme suit : « *Distributeur (DP) : Distributeur dont la puissance de pointe dépasse 75 MW et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité, sans égard à la nature de ce réseau de raccordement, qu'il soit principal ou régional* ».

(viii) « *De plus, aux fins d'application des normes, le Registre identifie les caractéristiques suivantes en lien avec chaque entité :*

- Propriétaire ou exploitant d'une installation du RTP;*
- Propriétaire ou exploitant d'une installation du réseau « Bulk » ;*
- Propriétaire ou exploitant d'une ligne de transport exploitée à 200 kV et plus;*
- Propriétaire ou exploitant d'une installation / appareil requis pour la remise en charge du réseau;*
- Propriétaire ou exploitant d'automatisme de réseau classés type I ou II par le NPCC;*
- Propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-tension;*
- Propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-fréquence;*
- Propriétaire d'installation de production à vocation industrielle (PVI) ».* [nous soulignons]

(ix) Le terme « distributeur » est défini au Glossaire comme suit : « *Entité qui fournit et exploite les circuits entre le réseau de transport et les consommateurs finaux. Pour les consommateurs finaux desservis aux tensions de transport, le propriétaire d'installation de transport agit*

également comme distributeur. Ainsi, ce n'est pas une tension particulière qui définit le distributeur, mais plutôt le fait d'exécuter la fonction de distribution à n'importe quelle tension ».

(x) La Régie cite un extrait du document « *Appendix 5B Statement of Compliance Registry Criteria* » des règles de procédure (Rules of Procedure) de la NERC mentionnées par le Coordonnateur en référence (ii):

« *III. Except as provided in Section V below, entities identified in Section II above as being subject to Registration as a Distribution Provider should be included in the Compliance Registry for these functions only if they meet any of the criteria listed below:*

III(a) Distribution Provider:

III.a.1 Distribution Provider system serving >75 MW of peak Load that is directly connected to the BES; or

III.a.2 Distribution Provider is the responsible entity that owns, controls, or operates Facilities that are part of any of the following Protection Systems or programs designed, installed, and operated for the protection of the BES:

- *a required Undervoltage Load Shedding (UVLS) program and/or*
- *a required Special Protection System or Remedial Action Scheme and/or*
- *a required transmission Protection System; or*

III.a.3 Distribution Provider that is responsible for providing services related to Nuclear Plant Interface Requirements (NPIRs) pursuant to an executed agreement; or

III.a.4 Distribution Provider with field switching personnel identified as performing unique tasks associated with the Transmission Operator's restoration plan that are outside of their normal tasks.

III(b) Distribution Provider with UFLS-Only assets (referred to as "UFLS-Only Distribution Provider")

III.b.1 UFLS-Only Distribution Provider does not meet any of the other registration criteria in Sections III(a)(1)-(4) for a Distribution Provider; and

III.b.2 UFLS-Only Distribution Provider is the responsible entity that owns, controls, or operates UFLS Protection System(s) needed to implement a required UFLS Program designed for the protection of the BES.

The Reliability Standards applicable to UFLS-Only Distribution Providers are: (1) any version of PRC-005 and PRC-006 applicable to UFLS-Only Distribution Providers, (2) any regional Reliability Standard whose purpose is to develop or establish a UFLS Program, and (3) any

Reliability Standard that lists UFLS-Only Distribution Provider in the applicability section. Reliability Standards that apply to Distribution Providers will not apply to UFLS-Only Distribution Providers, unless explicitly stated in the applicability section of these Reliability Standards and in future revisions and/or versions ». [nous soulignons]

(xi) « *The PSEG Companies suggests that all references to “underfrequency load shedding-only distribution provider” should be removed because this term is not defined in the NERC Glossary. As NERC explains, there is no requirement for terms used in the Registry Criteria to mirror those in the NERC Glossary; the registration process is developed and maintained pursuant to the NERC Rules of Procedure. NERC indicates that it will make any necessary changes to the NERC Glossary and notes that it has initiated a project to align NERC Glossary terms with definitions used in the Rules of Procedure* ». [nous soulignons]

(xii) « 4. Applicabilité:

4.1. Entités fonctionnelles : Dans le contexte des exigences de la présente norme, les entités fonctionnelles indiquées ci-après seront appelées collectivement les « entités responsables ». Dans le cas des exigences de cette norme qui visent une entité fonctionnelle particulière ou un sous-ensemble particulier d’entités fonctionnelles, la ou les entités fonctionnelles sont précisées explicitement.

4.1.1. Responsable de l’équilibrage

4.1.2. Distributeur qui possède un ou plusieurs des systèmes, installations et équipements suivants pour la protection ou la remise en charge du BES :

4.1.2.1. Chaque système de délestage de charge en sous-fréquence (DSF) ou de délestage de charge en sous-tension (DST) qui :

4.1.2.1.1. fait partie d’un programme de délestage de charge visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale, et

4.1.2.1.2. effectue du délestage automatique de charge de 300 MW ou plus par un système de commande commun détenu par l’entité responsable, sans intervention humaine.

4.1.2.2. Chaque automatisme de réseau ou plan de défense visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale.

4.1.2.3. Chaque système de protection applicable au transport (excluant les systèmes DSF et DST) visé par une ou plusieurs exigences d’une norme de fiabilité de la NERC ou de l’entité régionale.

4.1.2.4. Chaque chemin de démarrage et groupe d’éléments respectant les exigences relatives aux manœuvres initiales depuis une ressource à démarrage autonome jusqu’au premier point de raccordement, inclusivement, d’alimentation des services auxiliaires du ou des prochains groupes de production à démarrer ». [nous soulignons]

(xiii) « 4. Applicabilité:

4.1. Entités fonctionnelles:

4.1.1. Propriétaires d'installation de production

4.1.2. Coordonnateurs de la planification

4.1.3. Distributeurs qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification

4.1.4. Propriétaires d'installation de transport qui sont propriétaires ou responsables de l'exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification ». [nous soulignons]

Demandes :

2.1 La Régie comprend que le Coordonnateur demande l'introduction d'une nouvelle fonction ou catégorie d'entité visée par la norme PRC-006-5, soit le « distributeur DSF », dans le modèle de fiabilité québécois (référence (i)).

2.1.1. Veuillez indiquer si cette compréhension est exacte.

2.1.2. Veuillez expliquer la différence entre une catégorie d'entité visée et une nouvelle fonction.

2.1.3. Veuillez expliquer si, en général, l'ajout d'une catégorie à une fonction nécessite des ajustements à la définition de cette fonction.

2.1.4. En tenant compte de la référence (vi), veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur ne soumet pas de modification au Registre en lien avec cette demande (référence (iii)).

2.1.5. Veuillez expliquer pourquoi le Coordonnateur ne soumet pas de modification au Glossaire en lien avec cette demande (référence (iii)).

2.2 La Régie retient de la définition fournie par le Coordonnateur qu'un « distributeur DSF » possède, contrôle ou exploite le système de délestage de charge en sous fréquence (DSF) nécessaire pour la mise en œuvre d'un programme de DSF (référence (ii)). Les règles de procédure de la NERC que le Coordonnateur mentionne en référence (ii), identifient des critères spécifiques qui lui permettent d'enregistrer une entité comme distributeur (DP) (référence (x), III(a)a, critères III.a.1 à III.a.4).

2.2.1. Veuillez indiquer si ces critères (référence (x), III.a, critères III.a.1 à III.a.4) sont applicables au Québec pour l'enregistrement d'une entité comme DP. Sinon, veuillez énoncer les critères qui sont applicables au Québec.

- 2.2.2. Veuillez indiquer si ces critères applicables au Québec peuvent être déduits de la définition du DP au Glossaire (référence (ix)). Veuillez expliquer.
 - 2.2.3. Veuillez indiquer si ces critères applicables au Québec sont inscrits dans un autre document du modèle de fiabilité québécois.
 - 2.2.4. Veuillez préciser parmi ces critères applicables au Québec, lesquels sont des critères auxquels ne répond pas le « distributeur DSF » en tant que DP selon la définition des références (ii) et (iv).
 - 2.2.5. La Régie note que, parmi les critères énoncés dans la référence (x), seul le critère lié au seuil de puissance de 75 MW est codifié dans le Registre (référence (vii)). Veuillez commenter l'opportunité de codifier au Registre l'ensemble des critères applicables au Québec pour l'enregistrement d'une entité comme DP, compte tenu de l'absence d'un document comparable aux règles de procédure de la NERC dans le modèle de fiabilité québécois.
- 2.3 La référence (viii) provenant du Registre permet l'identification d'une entité en tant que propriétaire ou exploitant de programme de délestage en sous-fréquence. Veuillez indiquer si une telle entité, dans le cas où elle serait également identifiée au Registre comme DP, pourrait être considérée comme un « distributeur DSF ».
- 2.3.1. Veuillez élaborer sur l'opportunité de codifier à cette même section du Registre, ou dans un autre support que le Coordonnateur jugera adéquat, tous les éléments permettant de faire la distinction entre une entité DP et une entité « distributeur DSF » (référence (x), III(b), critères III.b.1 et III.b.2).
 - 2.3.1.1. Veuillez indiquer si, selon le Coordonnateur, l'absence de codification de ces éléments pourrait occasionner une confusion sur l'applicabilité de la norme PRC-006-5, notamment pour distinguer une « entité DSF - distributeur » d'une « entité DSF - distributeur DSF » (référence (v)).
 - 2.3.1.2. Veuillez indiquer si, selon le Coordonnateur, l'absence de codification de ces éléments pourrait occasionner une confusion pour l'applicabilité de la norme CIP-002-5-1.a par exemple (référence (xii)).
- 2.4 Veuillez indiquer si, de l'avis du Coordonnateur, l'usage par la NERC du terme « *only* » dans la terminologie anglaise « *underfrequency load shedding **only** distribution providers* », contribue à la mise en évidence de la différence entre une entité DP et une entité « distributeur DSF ».
- 2.4.1. Veuillez élaborer sur l'opportunité d'utiliser une traduction française reflétant la différenciation induite par le terme anglais « *only* ».

- 2.5 Veuillez indiquer s’il est possible selon le Coordonnateur, que d’autres entités qu’Hydro-Québec TransÉnergie et équipement puissent à l’avenir posséder, contrôler ou exploiter un système de DSF nécessaire pour la mise en œuvre d’un programme de DSF (référence (iv)).
- 2.5.1. Veuillez indiquer quel serait alors l’impact de l’ajout de la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-006-5 au Québec, le cas échéant.
- 2.6 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC prévoit d’ajouter la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-005 telle que citée en référence (x) et à quel moment le cas échéant.
- 2.6.1. Veuillez indiquer si, de l’avis du Coordonnateur, d’autres normes pourraient viser la fonction/catégorie « distributeur DSF ».
- 2.6.1.1. Veuillez élaborer, selon la compréhension du Coordonnateur, sur le traitement éventuel des futures modifications aux normes de fiabilité apportées en lien avec l’ajout la fonction/catégorie « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de chacune de ces normes compte tenu de l’absence d’une quelconque codification à ce sujet au Québec.
- 2.7 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC/le NPCC prévoit ajouter la fonction « distributeur DSF » dans la section « Applicabilité » de la norme PRC-006-NPCC-2 qui est complémentaire à la norme PRC-006-5.
- 2.7.1. Veuillez indiquer si une entité - distributeur qui est propriétaire ou responsable de l’exploitation ou de la commande des équipements de DSF requis dans le cadre du programme de DSF établi par les coordonnateurs de la planification (référence (xiii)) est un « distributeur DSF ». Veuillez expliquer, notamment en vous appuyant sur les définitions des différents termes au Glossaire du Québec et en fournissant les critères permettant de distinguer les deux situations, le cas échéant
- 2.7.2. Veuillez élaborer au sujet des impacts, sur la norme PRC-006-NPCC-2, de l’ajout de la fonction/catégorie « distributeur DSF » à la norme PRC-006-5 compte tenu de la complémentarité entre ces deux normes.
- 2.8 Veuillez indiquer si, à la connaissance du Coordonnateur, la NERC prévoit procéder à un arrimage du Glossaire de la NERC avec les termes de règles de procédure de la NERC et à quel moment (référence (xi)).

Références aux termes « entité régionale » et « ERO »

3. **Références :**
- (i) Pièce [B-0008](#);
 - (ii) Dossier R-3699-2009 Phase 1, décision [D-2015-059](#), p. 70 à 72;
 - (iii) Dossier R-4173-2021, décision [D-2022-021](#), p. 10.

Préambule :

(i) Le Coordonnateur dépose les normes de fiabilité FAC-002-3, IRO-010-3, MOD-031-3, MOD-033-2, PRC-006-5 et TOP-003-4, dans leur version française.

La Régie note 12 références au terme « entité régionale » dans le texte français des normes de fiabilité.

Une partie des références au terme « entité régionale » se retrouvent à la section « C. Conformité » des normes et font l'objet de dispositions particulières pour le Québec:

- FAC-002-3 (1 occurrence)
- IRO-010-3 (1 occurrence)
- MOD-031-3 (1 occurrence)
- MOD-033-2 (1 occurrence)
- PRC-006-5 (1 occurrence)
- TOP-003-4 (1 occurrence)

Des références aux termes « entité régionale » et « ERO » se retrouvent comme suit et ne font pas l'objet de dispositions particulières pour le Québec:

- norme MOD-031-3

Libellé de l'exigence E3 et de la mesure M3

« E3. Le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage doit fournir les données indiquées aux alinéas 1.3 à 1.5 de l'exigence E1 pour sa zone à l'entité régionale pertinente dans un délai de 75 jours civils après en avoir reçu la demande, à moins d'une entente particulière entre les parties. [Facteur de risque de non-conformité : moyen] [Horizon : planification à long terme]

M3. Chaque coordonnateur de la planification ou responsable de l'équilibrage doit avoir une ou des pièces justificatives (courriels datés, lettres d'envoi datées, etc.) attestant qu'il a fourni conformément à l'exigence E3 les données demandées par l'entité régionale pertinente ». [nous soulignons]

Justification de l'exigence E3

« Cette exigence vise à faire en sorte que le coordonnateur de la planification ou, le cas échéant, le responsable de l'équilibrage fournissent les données demandées par l'entité régionale ». [nous soulignons]

- norme MOD-033-2

Dans le cadre de la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme MOD-033-2, à la sous-section « Justification de l'exigence E1 », il est indiqué que :

« L'exigence E1 stipule que le coordonnateur de la planification doit mettre en œuvre un processus documenté afin de valider les données dans sa zone de planification pour les modèles d'écoulement de puissance et de comportement en régime dynamique par comparaison entre le comportement réel et le comportement prévu, ce qui va dans le sens des directives de la FERC. La validation de modèles pour l'échelle de l'Interconnexion est laissée à l'organisme de fiabilité électrique (ERO) ou à ses représentants, et ne tombe pas dans le champ d'application de la présente norme ».

De plus, dans le cadre de la section « Principes directeurs et fondements techniques » de la norme MOD-033-2, il est indiqué ce qui suit à l'égard de l'exigence E1 :

« Bien que la validation porte essentiellement sur la zone de planification du coordonnateur de la planification, le modèle utilisé doit couvrir une partie de l'Interconnexion plus étendue que la zone du coordonnateur de la planification. S'il est possible de faire correspondre les simulations au comportement réel du réseau au moyen de changements raisonnables aux données dans la zone du coordonnateur de la planification, ce dernier devrait apporter ces changements en coordination avec le fournisseur des données. Cependant, pour certaines perturbations, les données dans la zone du coordonnateur de la planification peuvent ne pas être la cause de la divergence entre les simulations et le comportement réel. Ces situations doivent être signalées à l'organisme de fiabilité électrique (ERO) ».

- norme PRC-006-5

Libellé de l'exigence E2, alinéa 2.3

« E2. Chaque coordonnateur de la planification doit désigner au moins un îlot qui lui servira de base pour concevoir son programme de DSF, y compris :

[...]

2.3. un îlot unique comprenant toutes les portions du BES situées dans la zone de l'entité régionale ou dans l'Interconnexion dans laquelle se trouve la zone du coordonnateur de la planification. Si la zone d'un coordonnateur de la planification se trouve dans plusieurs zones d'entité régionale, chacune de ces zones d'entité régionale doit être désignée comme un îlot. Les coordonnateurs de

la planification peuvent modifier d'un commun accord les limites des îlots de sorte qu'elles diffèrent de celles des zones d'entité régionale lorsqu'il se révèle nécessaire de le faire à la seule fin de créer des îlots régionaux contigus qui se prêtent mieux aux simulations ».

Libellé de l'exigence E5, 3^{ième} point de forme

« E5. Chaque coordonnateur de la planification dont la zone ou des portions de la zone font partie d'un îlot désigné par lui-même ou par un autre coordonnateur de la planification, lequel comprend plusieurs autres zones ou portions de zone de coordonnateur de la planification, doit coordonner la conception de son programme de DSF avec tous les autres coordonnateurs de la planification concernés au moyen de l'une des mesures suivantes :

- [...] ;
- [...] ;
- *effectuer, pour l'îlot désigné, une évaluation indépendante de la conception du programme de DSF, conformément à l'exigence E4, et, si l'évaluation indique que le programme ne répond pas à l'exigence E3, indiquer les modifications qui doivent y être apportées pour le rendre conforme à l'exigence E3 et signaler ces modifications sous la forme de recommandations aux autres coordonnateurs de la planification dont la zone ou des portions de la zone font partie du même îlot désigné ainsi qu'à l'ERO ».*

Libellé de l'exigence E13, 3^{ième} point de forme

« E13. Chaque coordonnateur de la planification responsable d'une zone dans laquelle un îlotage du BES a touché la zone ou des portions de la zone d'un ou de plusieurs autres coordonnateurs de la planification et provoqué une baisse de fréquence au-dessous des points de consigne d'initialisation du programme de DSF doit coordonner son évaluation de l'événement (selon l'exigence E11) avec tous les autres coordonnateurs de la planification concernés au moyen d'une des mesures suivantes :

- [...] ;
- [...] ;
- *effectuer une évaluation indépendante de l'événement, conformément à l'exigence E11, et cerner les différences qui ont mené à des conclusions et à des recommandations différentes de celles des évaluations des autres coordonnateurs de la planification dont la zone ou des portions de la zone ont été touchées par l'îlotage, et leur signaler ces différences ainsi qu'à l'ERO ».* [nous soulignons]

(ii) Par la décision D-2015-059 rendue dans le dossier R-3699-2009 Phase 1, la Régie se prononçait comme suit :

« Références au RRO ou à la NERC »

[281] Bien que la Régie se soit exprimée précédemment sur le rejet de la demande d'adoption des normes MOD-010-0, MOD-012-0, PRC-004-2a, PRC-007-0, PRC-008-0, PRC-009-0, PRC-015-0 et PRC-016-0.1 faisant l'objet de renvois à des documents externes, elle juge utile d'apporter certaines précisions quant aux références à l'organisation régionale de fiabilité (RRO) ou à la NERC dans certaines exigences de ces normes, ainsi qu'à d'autres normes à traiter dans la présente décision.

[282] Dans la Proposition, la Régie note, pour ce qui est de l'exigence E2 des normes MOD-010-0 et MOD-012-0, que, selon leur Annexe respective, le rôle du RRO est transféré au coordonnateur de la planification (PC) au Québec.

[283] La Régie comprend que la mention du RRO, dans les exigences visées, fait référence à des données à fournir par les entités au RRO ou à la NERC, à leur demande.

[284] Elle note également le même transfert de désignation, du RRO vers le PC, dans la Proposition subsidiaire pour la majorité des normes visées et, dans le cas de la norme PRC-004-2a, du RRO vers le coordonnateur de la fiabilité (RC).

[285] La Régie s'étonne, dans le modèle actuel de fiabilité du Québec, de ce transfert de rôle du RRO au PC ou au RC.

[286] Dans la perspective de l'évolution du dossier et du cadre de la mise en place d'un régime obligatoire de fiabilité au Québec, ces diverses propositions ont contribué à susciter une réflexion plus approfondie sur l'encadrement de l'application et de la surveillance des normes de fiabilité ainsi que sur les responsabilités que la NERC ou le NPCC, à titre de RRO, aux fins du maintien de la fiabilité du système de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord, lequel inclut l'Interconnexion du Québec.

[287] À cet égard, à la lecture même des libellés des exigences des normes, la Régie comprend que le RRO et la NERC assurent, via l'application de normes de fiabilité, la coordination et la supervision d'activités opérationnelles intra et extra-régionales.

[288] Par ailleurs, la Régie note que plusieurs normes déposées à traiter dans la présente décision, autres que les normes MOD-010 et MOD-012, comprennent des libellés d'exigences faisant référence à la demande de la NERC ou du RRO de produire ou de transmettre de la documentation ou des données.

[289] La Régie comprend qu'une entité du Québec qui ne répondrait pas à la demande de la NERC, telle que libellée dans le texte de l'exigence concernée, serait en situation de non-conformité pour cette exigence.

[290] La Régie rappelle qu'elle doit s'assurer que le transport d'électricité au Québec s'effectue conformément aux normes de fiabilité qu'elle adopte, qu'elle est chargée d'en surveiller l'application et la conformité et qu'elle ne peut déléguer ses pouvoirs à un organisme externe.

[291] Cependant, conformément à la Loi 185, la Régie peut, avec l'autorisation du gouvernement, conclure une entente avec un organisme « qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement ou de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité notamment pour [...] lui fournir des avis ou des recommandations » [nous soulignons]. Une telle entente a été conclue avec la NERC et le NPCC.

[292] Par conséquent, la NERC ou le RRO peuvent fournir des avis et des recommandations à la Régie. Ainsi, dans le libellé d'une exigence de norme, la demande de produire ou transmettre, à la demande de la NERC ou du RRO, de la documentation ou des données, ne pourrait se traduire, au Québec, que sous la forme d'une recommandation à la Régie qui en ferait la demande à l'entité visée, si elle le juge requis.

[293] Par conséquent, afin de respecter le cadre réglementaire du régime obligatoire de fiabilité au Québec, la Régie est d'avis qu'il y a lieu de modifier les Annexes des normes visées, en ajoutant une disposition particulière relative aux exigences concernées ainsi qu'aux mesures de la conformité à ces exigences et aux niveaux de non-conformité correspondants, le cas échéant, lorsqu'ils réfèrent textuellement aux libellés en cause des exigences. Ces dispositions particulières devront codifier l'autorité de la Régie en matière de demande à l'entité visée de fournir de la documentation ou des données, et préciser que ces informations doivent être transmises à la Régie. » [nous soulignons]

(iii) Par la décision D-2022-021 rendue dans le dossier R-4173-2021, la Régie se prononçait comme suit :

« [24] La Régie a pris connaissance de la réponse du Coordonnateur quant à la possibilité de faire référence à la Régie au lieu d'utiliser l'appellation "entité régionale" à la section « Applicabilité » des normes CIP-005-7, CIP-010-4 et CIP-013-2. Aux fins d'alimenter sa réflexion, la Régie invite le Coordonnateur à prendre connaissance de la pratique employée par la Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet³⁵.

[25] Ainsi, bien qu'elle n'adhère pas à la position du Coordonnateur, la Régie juge qu'il est dans l'intérêt public de ne pas retarder indûment l'examen de la Demande, d'autant plus que la portée des normes est rehaussée et qu'il demeure important d'harmoniser le régime de fiabilité québécois avec ceux des territoires voisins ». [nous soulignons]

Avec la note de bas de page suivante :

« ³⁵ Commission de l'énergie et des services publics Nouveau-Brunswick, Section « Normes de fiabilité » (accessible au <http://www.nbeub.ca/fr/reliability-standards>) ».

Demandes :

- 3.1 Veuillez indiquer, pour le Québec, à quelle/quelles entité(s) régionale(s) le coordonnateur de la planification ou le responsable de l'équilibrage doit fournir les données pertinentes selon l'exigence E3 et la mesure M3 de la norme MOD-031-3 (référence (i), norme MOD-031-3. Veuillez expliquer.
- 3.1.1. Veuillez préciser si ces données sont transmises à la Régie de l'énergie du Québec et mettre en contexte le processus suivi avec l'opinion de la Régie en référence (ii).
 - 3.1.2. Veuillez indiquer si la pratique employée par Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet a alimenté la réflexion du Coordonnateur (référence (iii)). Veuillez expliquer.
- 3.2 Veuillez indiquer, pour le Québec, à quel organisme de fiabilité électrique (ERO) la validation des modèles pour l'échelle de l'Interconnexion est laissée (référence (i), norme MOD-033-2).
- 3.2.1. Veuillez expliquer le processus suivi.
- 3.3 Pour la norme PRC-006-5, veuillez indiquer la signification du terme « entité régionale » au Québec pour chaque occurrence du terme dans le cadre du libellé de l'exigence E2 (référence (i), norme PRC-006-5).
- 3.3.1. Veuillez expliquer le processus suivi et le mettre en contexte avec l'opinion de la Régie en référence (ii).
 - 3.3.2. Veuillez indiquer si la pratique employée par Commission de l'énergie et des services publics du Nouveau-Brunswick à ce sujet a alimenté la réflexion du Coordonnateur (référence (iii)). Veuillez expliquer.
- 3.4 Pour la norme PRC-006-5, veuillez indiquer la signification, au Québec, du terme « ERO » utilisé dans le libellé des exigences E5 et E13 (référence (i), norme PRC-006-5).
- 3.4.1. Veuillez expliquer le processus suivi et le mettre en contexte avec l'opinion de la Régie en référence (ii).