

Complément de preuve du Coordonnateur de la fiabilité au Québec

TABLE DES MATIÈRES

1	CONTEXTE ET SOMMAIRE	4
2	NORME DE FIABILITÉ FAC-003-5.....	5
3	NORME DE FIABILITÉ PRC-002-3 ET PRC-002-4.....	6
4	NORME DE FIABILITÉ PRC-023-5.....	7
5	NORME DE FIABILITÉ PRC-026-2.....	8
6	CONCLUSION	9

1 Contexte et sommaire

1 Le Coordonnateur, conformément aux dispositions de la *Loi sur la Régie de l'énergie*
2 (ci-après la « Loi »), a déposé une demande dans le présent dossier portant sur huit (8)
3 normes de fiabilité liées à l'établissement des *limites d'exploitation du réseau* (ci-après
4 « SOL ») avec des dispositions particulières reflétant les particularités de
5 l'Interconnexion du Québec.

6 Le présent complément de preuve vise à répondre à la demande de la Régie dans sa
7 lettre du 17 juillet 2023 où elle demande au Coordonnateur de (1) justifier les
8 modifications proposées aux normes FAC-003-5, PRC-002-3, PRC-023-5 et PRC-026-
9 2, dont le champ d'application est le *RTP*, afin de supprimer les exigences de
10 planification déjà incluses dans la norme TPL-001-4, alors que cette dernière a comme
11 champ d'application le *BPS*.

12 La Régie demande également au Coordonnateur de (2) préciser ce qu'il adviendra des
13 installations incluses dans le RTP et catégorisées non-*BPS* qui ne seraient alors plus
14 visées par les quatre (4) normes modifiées ci-haut mentionnées, où la référence aux
15 limites *SOL* ou aux *limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion* (ci-après
16 « *IROL* ») est remplacée par les exigences de planification de la norme TPL-001-4.

17 Bien que la norme PRC-002-3 soit visée dans la demande de la Régie de complément
18 de preuve, le Coordonnateur souhaite souligner que les informations présentées pour
19 la PRC-002-3 dans le présent document sont aussi valides pour la norme PRC-002-4,
20 déposée au dossier dans le cadre d'une demande ré-amendée.

21 D'emblée, le Coordonnateur souhaite apporter quelques éléments de contexte
22 additionnels afin de répondre aux interrogations de la Régie.

23 Ainsi, les normes FAC-010, FAC-011 et FAC-014 répondent à un objectif de fiabilité
24 important pour déterminer et communiquer les limites *SOL* et les limites *IROL* utilisées
25 pour le fonctionnement fiable du *système de production-transport d'électricité* (ci-après
26 le « *BES* »). Le projet 2015-09 de la NERC relatif à l'établissement et la communication
27 des limites *SOL* répond aux recommandations d'un examen périodique de la NERC et
28 vise à harmoniser ces normes de fiabilité avec les normes de fiabilité des familles TPL,
29 TOP et IRO. En effet, certaines de ces dernières normes de fiabilité n'existaient pas au
30 moment de la rédaction des trois (3) normes FAC ou ont été considérablement modifiées
31 depuis, dont la norme TPL-001.

32 En somme, la NERC indique qu'elle retire la norme de fiabilité FAC-010-3 et par
33 conséquent, modifie les normes FAC-003, PRC-002, PRC-023 et PRC-026 pour qu'elles
34 reflètent ce changement, soit de remplacer les références aux limites *SOL* et *IROL* aux
35 évaluations de la planification.

36 Comme expliqué à la pièce HQCF-1, document 2 du présent dossier, les modifications

1 apportées aux huit (8) normes proposées sont une amélioration notamment en ce sens
2 qu'elles assurent une uniformité dans les méthodes d'établissement des limites *SOL*
3 des *coordonnateurs de la fiabilité* (ci-après « RC ») et permettent d'améliorer la
4 coordination entre la planification et l'exploitation. Elles établissent également un cadre
5 de comportement pour déterminer les dépassements de limites *SOL* pendant la
6 surveillance en temps réel, les évaluations en temps réel (RTA) et les analyses de
7 planification opérationnelle (OPA) et clarifient les responsabilités des entités
8 fonctionnelles pour l'établissement et la communication des limites *SOL* et des limites
9 *IROL*.

10 Le retrait de la norme FAC-010-3 et les modifications apportées aux normes FAC-003-
11 5, PRC-002-3, PRC-023-5 et PRC-026-2 avaient comme objectif de retirer ou remplacer
12 les références aux limites *SOL* ou *IROL* de l'horizon de planification. L'équipe de
13 rédaction de la NERC a conclu qu'il n'était pas nécessaire pour les entités de
14 planification d'établir les limites *SOL* pour l'horizon de planification dans le cadre de ces
15 normes, puisque les exigences de planification sont déjà incluses dans la norme TPL-
16 001-4.

17 Le Coordonnateur répond à ces deux (2) questions dans les sections suivantes, et ce,
18 pour chacune des quatre (4) normes.

2 Norme de fiabilité FAC-003-5

19 La situation décrite au contexte n'est pas un enjeu pour la norme FAC-003-5 puisque
20 les entités visées par cette version de la norme demeurent inchangées par rapport à la
21 version précédente.

22 Plus précisément, les sections d'installations de transport (4.2.2) et de production visées
23 (4.3.1.2) ont été modifiées pour remplacer les références aux « lignes de transport
24 aérienne exploitée à moins de 200kV et désignées par le *coordonnateur de la*
25 *planification* (ci-après, le « *PC* ») comme un élément d'une *IROL* en vertu de la norme
26 FAC-014 de la NERC » par des références aux installations « désignées par le *PC* ou
27 le *planificateur de réseau de transport* (ci-après le « *TP* »), d'après l'évaluation de la
28 planification pour l'horizon de planification du transport à court terme, comme une
29 installation dont la perte ou la dégradation pourrait entraîner une instabilité, des
30 déclenchements en cascade ou une séparation non commandée dont l'effet serait
31 néfaste pour la fiabilité du système de production-transport d'électricité pour un
32 événement de planification ».

33 Concrètement, au Québec, il n'y a aucune ligne de transport aérienne exploitée à moins
34 de 200 kV désignée par le *PC* comme élément d'une *IROL*. En outre, aucune ligne de
35 transport désignée en vertu de la norme FAC-014-2 n'est visée par la norme FAC-003-
36 4. De plus, aucune ligne de transport aérienne de moins de 200 kV n'est désignée par
37 le *PC* dans ses évaluations de la planification en vertu de la norme TPL-001-4.

1 Conséquemment, le Coordonnateur précise que les lignes de transport aériennes
2 exploitée à 200 kV ou plus visées par la norme FAC-003-4 seront encore visées et par
3 le fait même, les installations du réseau *RTP* non-*BPS* continueront d'être visées en
4 vertu de la norme FAC-003-5.

5

3 Normes de fiabilité PRC-002-3 et PRC-002-4

6 D'emblée, le Coordonnateur souligne que les présentes explications s'appliquent de la
7 même façon pour la version 3 et la version 4 de la norme PRC-002. Ainsi, la situation
8 décrite au contexte n'est pas un enjeu pour la norme PRC-002 puisqu'il n'existe pas de
9 lien entre cette dernière et la norme TPL-001 et son champ d'application du *BPS*.

10 En effet, les entités responsables visées par cette norme pour l'*interconnexion* du
11 Québec dans la version 2 de la norme PRC-002 sont le *PC* ou le *RC*, le *propriétaire*
12 *d'installation de transport* (« ci-après le « *TO* ») et le *propriétaire d'installation de*
13 *production* (ci-après le « *GO* »). Parmi les modifications proposées dans la version 3
14 faisant partie du présent projet, l'équipe de rédaction a retiré le *PC* en tant qu'entité
15 responsable assujettie à la norme et a remplacé toutes références dans la norme qui
16 réfèrent au *PC* par des références aux *RC*, notamment aux exigences E5 et E11.
17 L'équipe de rédaction de la NERC a conclu que le *RC* était l'entité responsable
18 appropriée pour l'identification des éléments du *système de production-transport*
19 *d'électricité* (ci-après le « *BES* ») qui font partie d'une limite *IROL* ou d'une *limite SOL*
20 liée à la stabilité.

21 En fait, l'exigence E5 de la norme PRC-002-4, qui vise maintenant seulement le *RC*,
22 exige qu'il désigne les *éléments* du *BES* énumérés aux alinéas 5.1.1 à 5.1.5 de
23 l'exigence E5 de la norme pour lesquelles des données d'enregistrement des
24 *perturbations* dynamiques (ci-après « *EPD* ») sont exigées. La norme exige également
25 l'établissement d'une couverture *EPD* minimale selon l'exigence E5.2. De plus, le *RC*
26 doit aviser les propriétaires des *éléments* du *BES* ainsi désignés que des données *EPD*
27 seront exigibles sur demande et réévaluer la désignation des *éléments BES* au moins
28 une (1) fois toutes les cinq (5) ans.

29 Premièrement au Québec, cela signifie qu'en vertu de l'exigence E5 de la norme
30 PRC--002-4, le *RC* se doit de désigner les *éléments* du *RTP* pour lesquels des données
31 des *EPD* sont exigées dans le but de couvrir sa zone de fiabilité. Ce n'est donc pas au
32 *PC* à faire cette désignation en vertu de la TPL-001.

33 Deuxièmement, le critère de l'exigence E5.1.1.1 est applicable aux ressources de
34 production ayant une puissance nominale brute d'au moins 500 MVA, alors que
35 l'exigence E5.1.1.2 est applicable aux ressources de production ayant une puissance
36 nominale brute d'au moins 300 MVA si la puissance nominale brute totale de la centrale

1 ou de l'installation est d'au moins 1 000 MVA. Ces critères ne visent que des installations
2 *RTP*.

3 Ainsi, comme indiqué plus haut, il n'existe pas de lien entre la norme TPL-001 et son
4 champ d'application du *BPS* avec la norme PRC-002-4. La NERC a simplement retiré
5 les références à l'horizon de planification avec le retrait de la fonction *PC* et le
6 remplacement par la fonction *RC*.

7 Par ailleurs, les modifications apportées à l'exigence E5 de la norme PRC-002-4
8 précisent que la réévaluation effectuée par le *RC* des éléments inclus dans le *BES* se
9 limite uniquement aux éléments du *BES* compris dans sa zone de fiabilité. Ces
10 modifications n'ont donc aucun lien avec la norme TPL-001-4 et le champ d'application
11 du *BPS* et conséquemment, n'ont aucun impact sur les installations *RTP* non-*BPS*.

4 Norme de fiabilité PRC-023-5

12 Le Coordonnateur indique que la situation décrite au contexte n'est pas non plus un
13 enjeu pour la norme PRC-023-5 puisque les entités visées par cette version de la norme
14 demeurent inchangées par rapport à la version précédente.

15

16 Soulignons d'abord que les modifications apportées à la norme PRC-023-5 se limitent
17 au critère B2 de l'annexe B. En fait, l'exigence E6 exige au *PC* d'effectuer une évaluation
18 en utilisant les critères de l'annexe B pour déterminer les circuits dans sa zone de
19 planification pour lesquels les *TO*, *GO* et *distributeurs* (ci-après le « *DP* ») doivent se
20 conformer. Le critère B2 de l'annexe B de la norme PRC-023-5, a été modifié pour retirer
21 ou remplacer les références aux limites *IROL* de l'horizon de planification conformément
22 à la norme FAC-010. En fait, le critère B2 passe d'une installation surveillée d'une limite
23 *IROL* aux circuits désignés par le *PC* ou le *TP* d'après les évaluations de la planification
24 du transport à court terme qui détectent des cas d'instabilité, de déclenchements en
25 cascade ou de séparation non commandée ayant un effet négatif sur la fiabilité du *BES*
26 pour les événements de planification.

27

28 Au Québec, les circuits à évaluer en fonction de l'annexe B sont les circuits entre 100 kV
29 et 200 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à une
30 tension entre 100 kV et 200 kV ainsi que les lignes de transport exploitées à moins de
31 100 kV et transformateurs dont les bornes basse tension sont raccordées à moins de
32 100 kV et qui font partie du *RTP*.

33

34 Ainsi, l'ajout de la référence à la TPL-001 n'a pas d'impact puisqu'il n'y a aucun circuit
35 visé par le *PC* par le critère B2. En effet, l'évaluation par le *PC* des circuits à évaluer,
36 est faite en fonction du critère B6, où le *PC* et le propriétaire de l'installation s'entendent
37 pour inclure le circuit. Aucune ligne de transport n'est identifiée en fonction du critère

1 B2, donc l'impact des modifications apportées sur les installations *RTP* non-*BPS* au
2 critère B2 de l'annexe B de la norme PRC-023-5 est nul.
3

5 Norme de fiabilité PRC-026-2

4 Finalement, la situation décrite au contexte n'est pas non plus un enjeu pour la norme
5 PRC-026-2 puisque cette dernière et la TPL-001-4 ont des objectifs différents.
6

7 Les modifications apportées à la PRC-026-2 consistent essentiellement à la modification
8 des critères 1 et 2 de l'exigence E1. Dans cette dernière le *PC* doit signaler au *TO* et au
9 *GO*, une fois par année civile, chaque groupe de production, transformateur et ligne de
10 transport qui répond auxdits critères. Les critères d'inclusion 1 et 2 des groupes de
11 production et de leurs éléments associés ont été modifiés afin de les lier à l'évaluation
12 de la planification du *PC* plutôt qu'à l'établissement des *SOL*. Ainsi, les groupes de
13 production et leurs éléments sont maintenant identifiés lorsqu'une contrainte de stabilité
14 angulaire sur un groupe est détectée suivant un événement de planification dans le
15 cadre de l'évaluation du *PC*. Selon le critère 1 de la norme PRC-026-2, cette contrainte
16 peut être appliquée soit par la limitation de la puissance produite par le groupe de
17 production ou par l'action d'un *automatisme de réseau* « ci-après « *RAS*. »).

18
19 Cependant, dans les faits, au Québec, le *PC* n'applique pas de contraintes sur les
20 groupes de production suivant la détection d'une instabilité. Toutes les installations de
21 production doivent demeurer stables suivant l'application de tous les types
22 d'événements de planification, incluant ceux dans ces évaluations de planification
23 mentionnées ci-haut. Une instabilité détectée résulterait systématiquement par l'ajout
24 de renforcements réseaux. Une action de *RAS* pourrait être autorisée temporairement
25 pendant la réalisation des travaux nécessaires à l'intégration stable du ou des groupes
26 de production. C'est dans ce cas précis où le *PC* pourrait identifier des groupes de
27 production et leurs éléments associés en vertu de la norme PRC-026.
28

29 Pour ce qui est plus précisément de la question mentionnée au contexte quant au champ
30 d'application des normes PRC-026 et TPL-001, le Coordonnateur précise que ces
31 normes ont des objectifs différents. La norme PRC-026 concerne les réglages de
32 systèmes de protection des groupes de production et des éléments associés tandis que
33 la norme TPL-001 établit des critères de performance qui impactent directement la
34 conception des installations. Bien que l'évaluation de la planification du *PC* soit réalisée
35 en vertu de la norme TPL-001 dont le champ d'application est le *BPS*, le Coordonnateur
36 précise que, sauf exception, la stabilité de tous les groupes de production du *RTP* est
37 surveillée dans les évaluations de la planification.

6 Conclusion

- 1 En conclusion, le Coordonnateur a analysé les modifications pour les quatre (4) normes
- 2 identifiées dans la lettre de la Régie datée du 17 juillet 2023 et à la lumière de cette
- 3 analyse, il conclut que la mise en application de ces nouvelles versions de normes n'a
- 4 pas d'impact sur la portion *RTP* non-*BPS* du réseau de transport. Dans ces
- 5 circonstances, il n'y a pas lieu de répondre à la seconde question de la Régie.