

**Réponse à la demande de renseignement no. 1 de la
Régie de l'énergie**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE À LA
DEMANDE D'ADOPTION DE LA NORME PRC-024-3**

NORME PRC-024-3

- 1. Références :**
- (i) Pièce [B-0044](#), p. 7, lignes 12 à 15;
 - (ii) Pièce [B-0048](#), p. 19;
 - (iii) Pièce [B-0050](#), p. 19;
 - (iv) Pièce [B-0048](#), p. 22;
 - (v) Pièce [B-0050](#), p. 22.

Préambule :

(i) Durant le processus de consultation publique, l'entité visée Hydro-Québec Production (HQP) « a émis un commentaire concernant les détails portant sur les limites de tension énoncées à l'annexe 2a et plus spécifiquement, sur le détail numéro 4 portant sur la présomption d'utilisation de valeurs en composante directe pour mesurer les limites de tension). » [nous soulignons]

(ii) À l'Annexe 2 : Éclaircissements sur les limites de tension – *Interconnexions* de l'Est, de l'Ouest et ERCOT dans les détails sur les limites, il est précisé ce qui suit : « Pour les tensions du graphique, on présume que la tension efficace phase-terre ou phase-phase par unité (p.u.) est à la fréquence fondamentale. » [nous soulignons]

(iii) Le texte de l'Annexe 2 dans sa version anglaise prévoit : « Voltages in the boundaries assume RMS fundamental frequency phase-to-ground or phase-to-phase per unit voltage. » [nous soulignons]

(iv) À l'Annexe 2a : Éclaircissements sur les limites de tension – *Interconnexions* du Québec dans les détails sur les limites, il est précisé ce qui suit : « Pour les limites de tension dans l'Interconnexion du Québec, on présume qu'il s'agit de valeurs de composante directe. » [nous soulignons]

(v) Le texte de l'Annexe 2a dans sa version anglaise prévoit : « Voltages in the Quebec Interconnection boundaries assume positive-sequence values. » [nous soulignons]

Demande :

- 1.1 La Régie comprend que le terme anglais « assume » a été traduit par « présumer », comme il appert de la version française. La Régie se questionne quant à savoir si le terme « présumer » reflète adéquatement la traduction du terme anglais « assume » dans le contexte de la norme, considérant l'ambiguïté, liée à l'emploi du terme « présumer », quant aux valeurs utilisées. Veuillez commenter et indiquer si d'autres options de traduction pourraient être envisagées.

R1.1. Le Coordonnateur est d'avis que la traduction proposée reflète adéquatement le terme anglais dans le contexte de la Norme.

À cet effet, il rassure la Régie que la traduction a suivi un processus rigoureux dans lequel un traducteur agréé, ainsi que différents experts sur la norme concernée, ont analysé et commenté la traduction de la norme. À la lumière de cet exercice, le Coordonnateur n'a toutefois pas de propositions alternatives pour la traduction de ce terme à soumettre à la Régie dans le présent dossier.

2. Références : (i) Pièce [B-0045](#), p. 7;
(ii) Pièce [B-0048](#), p. 1.

Préambule :

(i) La version 3 de la norme PRC-024 de portée continentale élimine deux enjeux afin d'améliorer la fiabilité. Selon l'énoncé du deuxième enjeu les *propriétaires d'installations de transport (TO)* possédant des transformateurs GSU et leurs relais de protection en tension et en fréquence doivent être conforme à la norme de portée continentale.

(ii) « **4. Applicabilité :**

4.1. Entité fonctionnelles :

4.1.1. Propriétaires d'installation de production qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1. [nous soulignons]

4.1.2. Propriétaires d'installation de transport (*dans l'Interconnexion du Québec seulement*) qui possèdent un transformateur élévateur de groupe de production (transformateur GSU) ou un transformateur de puissance principal (MPT¹) faisant partie du BES et qui utilisent des protections indiquées à la section 4.2.1. » [note de bas de page omise]

Demande :

2.1 Selon la section applicabilité, seuls les *propriétaires d'installations de transport (TO)* possédant des transformateurs GSU et leurs relais de protection en tension et en fréquence sont visés par la norme uniquement dans l'*Interconnexion* du Québec. Veuillez expliquer comment un *propriétaire d'installation de transport* aux États-Unis pourrait être visé par la norme dans la mesure où la norme de portée continentale indique les *propriétaires d'installation de production* à la section 4.1.1.

R2.1. Lors de la rédaction de la norme PRC-024-3 par l'équipe de rédaction de la NERC, cette dernière a proposé aux entités visées aux États-Unis d'inclure les TO dans la portée continentale de la norme.

Les différentes entités visées ont refusé la proposition de la NERC, notamment parce qu'aux États-Unis, les *TO* ne possèdent pas de protections visées par la norme PRC-024-3. En l'espèce, pour qu'un *TO* aux États-Unis soit également visé par la norme PRC-024-3, il doit également être enregistré à titre de *propriétaire d'installation de production (GO)*.

Or, au Québec, cette situation est différente. En effet, il serait possible d'assister à un cas de figure où un *TO* posséderait une protection visée par la norme PRC-024-3, sans être toutefois enregistré à titre de *GO*.

3. Références : (i) Pièce [B-0045](#), p. 8;
(ii) Pièce [B-0057](#), p. QC-2 de 4.

Préambule :

(i) La Régie comprend que le Coordonnateur a obtenu auprès du *coordonnateur de la planification (PA)* la liste des centrales stratégiques désignées par ce dernier. La Régie comprend également que les centrales stratégiques sont à ce jour, strictement des installations appartenant à l'entité HQP.

(ii) « Les installations visées par la norme PRC-024-3 doivent respecter les dates de mises en application indiquées au tableau suivant :

<i>Exigences</i>	<i>Applicabilité</i>	<i>Dates de mise en application au Québec</i>
<i>Toutes les exigences (E1 à E4, D.A.5) sauf l'exigence D.A.2</i>	<i>100 % de ses installations visées</i>	<i>1^{er} juillet 2025</i>
<i>D.A.2</i>	<i>Au moins 50 % de ses installations visées</i>	<i>1^{er} juillet 2025</i>
	<i>Au moins 70 % de ses installations visées</i>	<i>1^{er} juillet 2027</i>
	<i>100 % de ses installations visées</i>	<i>1^{er} juillet 2030</i>

Demandes :

3.1 Veuillez fournir la liste des centrales stratégiques.

R3.1. Le Coordonnateur dépose la liste des centrales stratégiques communiquée par le *Coordonnateur de la planification (PA)* à la pièce HQCF 4, document 2 sous pli confidentiel. Il dépose également une affirmation solennelle au soutien de la confidentialité de cette pièce.

3.2 Veuillez indiquer si les centrales nouvellement désignées comme stratégiques sont toutes inscrites dans le *Registre des entités visées par les normes de fiabilité* (le Registre). Sinon, veuillez élaborer sur la nécessité de mettre à jour le Registre.

R3.2. Le Coordonnateur confirme que toutes les centrales nouvellement désignées comme stratégiques sont inscrites dans le *Registre des entités visées par les normes de fiabilité*.

3.3 Au cas où ces centrales stratégiques sont toutes inscrites dans le Registre, la Régie comprend qu'elles sont déjà conformes à la norme et qu'elles auront 48 mois pour se conformer à la nouvelle courbe de l'annexe 2a une fois la notification transmise selon l'exigence D.A.5. Ainsi, au moment de la transmission de la notification le 1^{er} juillet 2025 par le PA, les centrales nouvellement désignées comme stratégiques auront jusqu'au 1^{er} juillet 2029 pour se conformer à la norme. Cependant, selon le tableau 3 de l'annexe Québec, les entités possédant des installations visées par la norme PRC-024-3, comme il sera le cas des centrales nouvellement désignées comme stratégiques, doivent avoir 100 % de leurs installations conformes à la norme le 1^{er} juillet 2030. Veuillez indiquer la date à laquelle des centrales nouvellement désignées comme stratégiques doivent se conformer à l'exigence D.A.2. Veuillez également élaborer sur les motifs justifiant l'écart entre le délai mentionné dans la différence régionale pour l'*Interconnexion* du Québec (48 mois) et le délai indiqué au tableau de la référence (ii) (5 ans).

R3.3. Concernant la première partie de la question, le Coordonnateur précise que les propriétaires des protections visées au sein des centrales stratégiques désignées par la norme PRC-024-3 auront jusqu'au 1^{er} juillet 2029 pour se conformer à la courbe de surtension prévue à l'annexe 2a pour les centrales stratégiques, et ce, dans l'hypothèse où l'exigence D.A.2 entre en vigueur le 1^{er} juillet 2025, et que le PA transmet la notification sur la désignation des centrales stratégiques aux entités visées le même jour.

Quant à la seconde partie de la question, le Coordonnateur précise que la mise en application de l'exigence D.A.2 se fait progressivement tel qu'indiqué au plan de mise en œuvre proposé à l'annexe Québec de la norme PRC-024-3. Les protections visées par la norme PRC-024-3, et qui font partie des centrales stratégiques, représentent un sous-ensemble de l'entièreté des protections visées par la norme PRC-024-3 dans l'*Interconnexion* du Québec.

En l'espèce, en date du 1^{er} juillet 2029, au moins 70% des installations visées par la norme PRC-024-3 devront être conformes à celle-ci selon le plan de mise en œuvre proposé par le Coordonnateur.

Les centrales stratégiques peuvent être incluses dans ce pourcentage et en raison de leur rôle important pour la fiabilité de l'*Interconnexion* du Québec, le Coordonnateur est d'avis que la mise en conformité des centrales

stratégiques devrait être priorisées par les entités visées en raison de leur importance pour la fiabilité du réseau du Québec.

Cette priorisation explique donc l'écart entre ce qui est indiqué au tableau de la référence (ii) et le délai de 48 mois mentionné dans la différence régionale pour l'*Interconnexion* du Québec.

Le Coordonnateur réitère que la grande majorité des centrales stratégiques nouvellement désignées sont déjà conformes aux exigences de la norme PRC-024-3 et que le délai proposé de mise en conformité au 1^{er} juillet 2029 n'a pas constitué un enjeu pour les entités visées lors de la consultation publique du Coordonnateur.