

Modifications au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité

Projet QC-2019-03

Modifications proposées au Glossaire

1. Survol des modifications proposées au Glossaire

Les modifications au Glossaire des termes et des acronymes relatifs aux normes de fiabilité (le « Glossaire ») sont résumées au tableau suivant :

Terme	Nature de la modification	Normes associées	Date d'entrée en vigueur proposée
Contingence d'équilibrage	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Contingence simple la plus grave	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Contingence d'équilibrage à déclarer	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Période de rétablissement après contingence	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Période de rétablissement de la réserve pour contingence	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence	Ajout	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
ACE déclaré de groupe de partage de réserve réglante	Modification	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Réserve pour contingence	Modification	BAL-002-3	1 ^{er} juillet 2020
Fréquence réelle	Ajout	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} juillet 2020
Erreur de comptage d'échange	Ajout	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Correction de l'écart de temps automatique	Ajout	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Échange réel net	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Échange programmé net	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
ACE déclaré	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Réglage automatique de la production	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Pseudo-interconnexion	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Responsable de l'équilibrage	Modification	BAL-005-1, FAC-001-3	1 ^{er} janvier 2021
Exploitation fiable	Ajout	COM-001-3	1 ^{er} octobre 2020
Système électrique interconnecté	Ajout	COM-001-3	1 ^{er} octobre 2020

2. Modifications proposées au Glossaire (français)

Terme	Acronyme	Définition
Contingence d'équilibrage		<p>Événement simple décrit aux alinéas A, B ou C ci-après, ou série de tels événements simples survenant à intervalles d'au plus une minute.</p> <p>A. Perte soudaine de production :</p> <ol style="list-style-type: none"> a. due à une des causes suivantes : <ol style="list-style-type: none"> i. déclenchement d'un groupe ; ii. perte d'une <i>installation</i> de production entraînant son isolement par rapport au <i>système de production-transport d'électricité</i> ou au <i>réseau</i> de l'entité responsable ; ou iii. indisponibilité non programmée et soudaine d'une <i>installation</i> de transport ; b. et qui entraîne un changement imprévu dans l'ACE de l'entité responsable. <p>B. Perte soudaine d'une importation, résultant d'une indisponibilité forcée d'un équipement de transport, qui entraîne un déséquilibre imprévu entre la production et la <i>demande</i> dans l'<i>Interconnexion</i>.</p> <p>C. Rétablissement soudain d'une <i>demande</i> utilisée comme ressource, qui entraîne un changement imprévu dans l'ACE de l'entité responsable.</p> <p>(Balancing Contingency Event)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Contingence simple la plus grave	MSSC	<p><i>Contingence d'équilibrage</i>, due à une contingence simple détectée au moyen de modèles de réseau couvrant la zone d'un <i>groupe de partage des réserves</i> (RSG) ou d'un <i>responsable de l'équilibrage</i> ne faisant pas partie d'un RSG, qui entraînerait la plus grande perte de capacité (mesurée en MW) d'une ressource utilisée par le RSG ou par le <i>responsable de l'équilibrage</i> qui ne participe pas à un RSG au moment de l'événement pour répondre à la <i>demande ferme</i> et aux obligations d'exportation (à l'exclusion des obligations d'exportation pour lesquelles les obligations de <i>réserve pour contingence</i> sont assumées par le <i>responsable de l'équilibrage consommateur</i>).</p> <p>(Most Severe Single Contingency)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
Contingence d'équilibrage à déclarer		<p><i>Contingence d'équilibrage</i> qui survient dans la minute suivant une baisse initiale soudaine de l'ACE (selon le taux d'échantillonnage du système de gestion d'énergie) et qui entraîne une perte de capacité (en MW) inférieure ou égale à la <i>contingence simple la plus grave</i>, et égale ou supérieure à la moindre des valeurs suivantes : i) 80 % de la <i>contingence simple la plus grave</i>, ou ii) la valeur indiquée ci-dessous pour l'<i>Interconnexion</i> visée. Avant tout trimestre civil, l'entité responsable peut abaisser le seuil de 80 % en transmettant un avis écrit à l'<i>entité régionale</i>.</p> <ul style="list-style-type: none"> • <i>Interconnexion</i> de l'Est : 900 MW • <i>Interconnexion</i> de l'Ouest : 500 MW • <i>Interconnexion</i> ERCOT : 800 MW • <i>Interconnexion</i> du Québec : 500 MW <p>(Reportable Balancing Contingency Event)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Période de rétablissement après contingence		<p>Période qui commence au moment où la capacité commence à diminuer au cours de la minute suivant le début d'une <i>contingence d'équilibrage à déclarer</i>, et qui se termine 15 minutes plus tard.</p> <p>(Contingency Event Recovery Period)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Période de rétablissement de la réserve pour contingence		<p>Période d'au plus 90 minutes qui suit la <i>période de rétablissement après contingence</i>.</p> <p>(Contingency Reserve Restoration Period)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence		<p>Valeur moyenne de l'ACE déclaré, ou de l'ACE déclaré de <i>groupe de partage des réserves</i> le cas échéant, dans l'intervalle de 16 secondes qui précède immédiatement la <i>période de rétablissement après contingence</i> (selon les données au taux d'échantillonnage du système de gestion d'énergie).</p> <p>(Pre-Reporting Contingency Event ACE Value)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
ACE déclaré de groupe de partage des réserves		<p>En vigueur jusqu'au 30 juin 2020 :</p> <p>À tout moment de mesure, pour un <i>groupe de partage de réserve réglante</i> donné, la somme algébrique des ACE déclarés (ou équivalent calculé au moment de la mesure) des</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p><i>responsables de l'équilibrage</i> qui font partie du <i>groupe de partage de réserve réglante</i> au moment de mesure.</p> <p>En vigueur au 1^{er} juillet 2020 :</p> <p>Au moment de tout mesurage concernant un <i>groupe de partage des réserves</i> (RSG), somme algébrique des ACE (ou l'équivalent calculé au moment du mesurage) des <i>responsables de l'équilibrage</i> qui participent au RSG au moment de la mesure.</p> <p>(Reserve Sharing Group Reporting ACE)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Réserve pour contingence		<p>En vigueur jusqu'au 30 juin 2020 :</p> <p>Puissance déployée par le <i>responsable de l'équilibrage</i> pour satisfaire à la <i>norme de contrôle en régime perturbé</i> (DCS) et aux autres exigences en matière de contingence de la NERC et de l'<i>organisation régionale de fiabilité</i>.</p> <p>En vigueur au 1^{er} juillet 2020 :</p> <p>Réserve de puissance que le <i>responsable de l'équilibrage</i> peut déployer pour répondre à une <i>contingence d'équilibrage</i> ou à d'autres contingences (notamment des alertes de <i>défaillance en énergie</i> définies dans la norme EOP connexe). Un <i>responsable de l'équilibrage</i> peut inclure dans les moyens dont il dispose pour rétablir la <i>réserve pour contingence</i> la capacité de réduire la <i>demande ferme</i>, mais ne doit utiliser un tel moyen que si les deux conditions suivantes sont remplies :</p> <ul style="list-style-type: none"> • il fait face à une <i>alerte de défaillance en énergie</i> déclarée par son <i>coordonnateur de la fiabilité</i> ; et il utilise sa <i>réserve pour contingence</i> afin de remédier à une urgence d'exploitation conformément à son <i>plan d'exploitation d'urgence</i> et • il utilise sa <i>réserve pour contingence</i> afin de remédier à une urgence d'exploitation conformément à son <i>plan d'exploitation d'urgence</i>. <p>(Contingency Reserve)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Fréquence réelle	FA	<p>Fréquence de l'<i>Interconnexion</i> mesurée en hertz (Hz).</p> <p>(Actual Frequency)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>

Terme	Acronyme	Définition
Erreur de comptage d'échange	I _{ME}	<p>Terme utilisé dans le calcul de l'ACE déclaré afin de compenser toute erreur de données ou d'équipement touchant d'autres éléments du calcul de l'ACE déclaré.</p> <p>(Interchange Meter Error)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Correction de l'écart de temps automatique	I _{ATEC}	<p>Ajout à l'équation de l'ACE de l'Interconnexion de l'Ouest ; cette valeur modifie le point de contrôle de manière à rattraper de façon continue l'échange involontaire primaire afin de corriger l'écart de temps cumulé. La correction de l'écart de temps automatique concerne uniquement l'Interconnexion de l'Ouest.</p> $I_{ATEC} = \frac{PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe}}{(1-Y) \times H}$ <p>en mode de correction de l'écart de temps automatique. La valeur absolue de I_{ATEC} ne doit pas dépasser L_{max}.</p> <p>I_{ATEC} est nul pour tout autre mode de réglage automatique de la production.</p> <ul style="list-style-type: none"> • L_{max} est la valeur maximale admissible pour I_{ATEC} établie par chaque BA entre 0,2* B_i et L10 (soit 0,2* B_i ≤ L_{max} ≤ L10) . • L₁₀ = 1,65 * ε₁₀ √(-10B_i)(-10B_S) . • ε₁₀ est une constante calculée à partir d'une limite cible de fréquence. Il s'agit de la valeur efficace de l'écart de fréquence moyen sur dix minutes d'après la tenue de fréquence réalisée sur une année donnée. La cible, ε 10, est la même pour chaque zone d'équilibrage à l'intérieur d'une Interconnexion. • Y = B_i / B_S. • H = Nombre d'heures pour le rattrapage de l'échange involontaire primaire ; valeur fixée à 3. <p>B_i = Réglage de la compensation en fréquence pour la zone d'équilibrage (MW / 0,1 Hz).</p> <ul style="list-style-type: none"> • B_S = Somme des valeurs minimales des réglages de la compensation en fréquence pour l'Interconnexion (MW / 0,1 Hz). L'échange involontaire primaire (PII_{horaire}) se calcule comme suit : (1 - Y) * (II_{réel} - B_i * ΔTE/6) • II_{réel} est l'échange involontaire horaire de la dernière heure. <p>ΔTE est la variation horaire de l'écart de temps du réseau, tel que diffusé par le surveillant du temps de l'Interconnexion, où :</p> $\Delta TE = TE_{fin\ de\ l'heure} - TE_{début\ de\ l'heure} - TD_{corr} - (t) * (TE_{décalage})$ <ul style="list-style-type: none"> • TD_{corr} est la correction établie par le coordonnateur de la fiabilité pour les écarts par rapport aux horloges de centres de contrôle du surveillant du temps de l'Interconnexion. • t est le nombre de minutes de toute correction de l'écart de temps manuelle pendant l'heure. • TE_{décalage} est de 0,000, de +0,020 ou de -0,020. • PII_{cumulé} est le PII_{horaire} cumulé de la zone d'équilibrage, en MWh. Une comptabilité de l'accumulation en pointe et hors

Terme	Acronyme	Définition
		<p><i>pointe</i> est nécessaire, où :</p> <ul style="list-style-type: none"> • $PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe} = PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe}$ de la dernière période + $PII_{horaire}$ <p>(Automatic Time Error Correction)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange réel net	NI _A	<p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 :</p> <p>Somme algébrique de tous les échanges mesurés sur toutes les interconnexions entre deux <i>zones d'équilibrage adjacentes</i> physiquement.</p> <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 :</p> <p>Somme algébrique des transferts de puissance réels sur toutes les <i>lignes d'interconnexion</i> (y compris les <i>pseudo-interconnexions</i>), dans un sens ou dans l'autre, entre toutes les zones de <i>responsables de l'équilibrage adjacents</i> d'une même <i>Interconnexion</i>. Les transferts de puissance réels au moyen de liaisons asynchrones à courant continu raccordées directement à une autre <i>Interconnexion</i> sont exclus du calcul de l'<i>échange réel net</i>.</p> <p>(Actual Net Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Échange programmé net	NI _S	<p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 :</p> <p>Somme algébrique de tous les <i>programmes d'échange</i> le long d'un chemin donné ou entre des <i>responsables de l'équilibrage</i> pour une période ou à un instant donné.</p> <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 :</p> <p>Somme algébrique de tous les transferts de puissance programmés (y compris les <i>programmes dynamiques</i>), dans un sens ou dans l'autre, entre toutes les zones de <i>responsables de l'équilibrage adjacents</i>, compte tenu également des effets des rampes programmées. Les transferts de puissance programmés au moyen de liaisons asynchrones à courant continu raccordées directement à une autre <i>Interconnexion</i> sont exclus du calcul de l'<i>échange programmé net</i>.</p> <p>(Scheduled Net Interchange)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
ACE déclaré		<p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 :</p> <p>Valeur à un taux d'échantillonnage donné de l'<i>écart de réglage de la zone (ACE)</i> d'un <i>responsable de l'équilibrage</i>, exprimé en MW, qui comprend la différence entre l'<i>échange réel net</i> et l'<i>échange programmé net</i> du <i>responsable de l'équilibrage</i>, en</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>additionnant son obligation de <i>compensation en fréquence</i>, ainsi que toute erreur de comptage connue. Dans l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest, l'<i>ACE déclaré</i> comprend aussi la correction de l'écart de temps automatique (ATEC).</p> <p>L'ACE déclaré se calcule comme suit :</p> $\text{ACE déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME}$ <p>Et dans l'Interconnexion de l'Ouest :</p> $\text{ACE déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME} + I_{ATEC}$ <p>où :</p> <p>NI_A (échange réel net) est la somme algébrique des transferts de puissance réels sur toutes les <i>lignes d'interconnexion</i>, y compris les <i>pseudo-interconnexions</i>. Les <i>responsables de l'équilibrage</i> raccordés directement à une autre <i>Interconnexion</i> par liaison asynchrone peuvent inclure ou non les transferts de puissance sur ces liaisons dans le calcul de leur échange réel, à condition de procéder de la même façon pour le calcul de l'<i>échange programmé net</i>.</p> <p>NI_S (échange programmé net) est la somme algébrique de tous les transferts de puissance programmés, y compris les <i>programmes dynamiques</i>, avec les <i>responsables de l'équilibrage</i> adjacents, compte tenu également des effets des rampes de programme. Les <i>responsables de l'équilibrage</i> raccordés directement à une autre <i>Interconnexion</i> par liaison asynchrone peuvent inclure ou non les transferts de puissance sur ces <i>lignes d'interconnexion</i> dans le calcul de leur <i>échange programmé</i>, à condition de procéder de la même façon pour le calcul de l'<i>échange réel net</i>.</p> <p>B (réglage de la compensation en fréquence) est le <i>réglage de la compensation en fréquence</i> (nombre négatif en MW/dHz) du <i>responsable de l'équilibrage</i>.</p> <p>10 est une constante qui permet de convertir en MW/Hz la valeur du réglage de la compensation en fréquence.</p> <p>F_A (fréquence réelle) est la fréquence mesurée, en Hz.</p> <p>F_S (fréquence programmée) est de 60,0 Hz, sauf pendant une correction de temps.</p> <p>I_{ME} (erreur de comptage d'échange) est le facteur de correction de l'erreur de comptage, qui représente la différence entre la moyenne horaire intégrée de l'<i>échange réel net</i> (NI_A) et la mesure horaire cumulée de l'<i>échange net</i>, en MWh.</p> <p>I_{ATEC} (correction de l'écart de temps automatique) est un ajout à l'équation de l'ACE qui s'applique à l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest ; cette valeur modifie le point de contrôle de manière à rattraper de façon continue l'<i>échange involontaire</i> primaire afin de corriger l'écart de temps cumulé. La correction de l'écart de temps automatique concerne uniquement l'<i>Interconnexion</i> de l'Ouest.</p> $I_{ATEC} = \frac{PII_{\text{cumulé}}^{\text{en/hors pointe}}}{(1-Y) \times H}$ <p>en mode de correction de l'écart de temps automatique.</p> <p>I_{ATEC} est nul pour tout autre mode de <i>réglage automatique de la production</i>.</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<ul style="list-style-type: none"> • $Y = B / B_S$. • H = Nombre d'heures pour le rattrapage de l'échange involontaire primaire ; valeur fixée à 3. • $B_S =$ Compensation en fréquence pour l'Interconnexion (MW/dHz). • L'échange involontaire primaire ($PII_{horaire}$) se calcule comme suit : $(1 - Y) \times (II_{réel} - B \times \Delta TE/6)$. • $II_{réel}$ est l'échange involontaire horaire de la dernière heure. • ΔTE est la variation horaire de l'écart de temps du réseau, tel que diffusé par le surveillant du temps de l'Interconnexion, où : $\Delta TE = TE_{fin\ de\ l'heure} - TE_{début\ de\ l'heure} - TD_{corr} - (t) \times (TE_{décalage})$ • TD_{corr} est la correction établie par le coordonnateur de la fiabilité pour les écarts par rapport aux horloges de centres de contrôle du surveillant du temps de l'Interconnexion. • t est le nombre de minutes de toute correction manuelle de l'écart de temps pendant l'heure. • $TE_{décalage}$ est de 0,000, de +0,020 ou de -0,020. • $PII_{cumulé}$ est le $PII_{horaire}$ cumulé du responsable de l'équilibrage, en MWh. Une comptabilité de l'accumulation en pointe et hors pointe est nécessaire, où : $PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe} = PII_{cumulé}^{en/hors\ pointe} \text{ de la dernière période} + PII_{horaire}$ <p>Toutes les Interconnexions de la NERC qui comportent plusieurs responsables de l'équilibrage fonctionnent selon les principes du conditionnement par ligne d'interconnexion et nécessitent une équation de l'ACE semblable à celle de l'ACE déclaré définie ci-dessus. Toute modification de cette équation de l'ACE déclaré qui est mise en œuvre pour tous les responsables de l'équilibrage d'une Interconnexion, si elle respecte les quatre principes suivants, permet d'obtenir une autre équation de l'ACE déclaré qui est compatible avec les mesures énoncées dans la présente norme.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tous les segments de l'Interconnexion sont compris dans une zone ou une autre, de sorte que la somme de toutes les productions, charges et pertes des différentes zones est égale au total des productions, charges et pertes du réseau. 2. La somme algébrique de tous les échanges programmés nets et de tous les échanges réels nets des zones est égale à zéro en tout temps. 3. Toutes les zones adoptent une même fréquence programmée (FS) en tout temps. 4. Aucune erreur de comptage ou de calcul ne doit subsister (toute erreur de comptage ou de calcul connue doit être corrigée au moyen de la valeur IME). <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 : Valeur à un taux d'échantillonnage donné de l'écart de réglage</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p>de la zone (ACE) d'une zone d'équilibrage, exprimé en MW, qui comprend la différence entre l'échange réel net et l'échange programmé net de la zone d'équilibrage, son obligation de réglage de la compensation en fréquence, ainsi que la correction de toute erreur de comptage connue. Dans l'Interconnexion de l'Ouest, l'ACE déclaré comprend aussi la correction de l'écart de temps automatique (ATEC). L'ACE déclaré se calcule comme suit :</p> $ACE \text{ déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME}$ <p>Et dans l'Interconnexion de l'Ouest :</p> $ACE \text{ déclaré} = (NI_A - NI_S) - 10B(F_A - F_S) - I_{ME} + I_{ATEC}$ <p>où :</p> <ul style="list-style-type: none"> • NI_A = Échange réel net • NI_S = Échange programmé net • B = Réglage de la compensation en fréquence • F_A = Fréquence réelle • F_S = Fréquence programmée • I_{ME} = Erreur de comptage d'échange • I_{ATEC} = Correction de l'écart de temps automatique <p>Toutes les Interconnexions de la NERC fonctionnent selon les principes du conditionnement par ligne d'interconnexion et nécessitent une équation de l'ACE semblable à celle de l'ACE déclaré définie ci-dessus. Toute modification de cette équation de l'ACE déclaré qui est mise en œuvre pour toutes les zones d'équilibrage d'une Interconnexion, si elle respecte les quatre principes suivants du conditionnement par ligne d'interconnexion, permet d'obtenir un équivalent adéquat à cette équation de l'ACE déclaré.</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Tous les segments de l'Interconnexion sont compris dans une seule zone d'équilibrage et y correspondent exactement, de sorte que la somme de toutes les productions, charges et pertes de cette zone d'équilibrage est égale à la somme des productions, charges et pertes de l'Interconnexion. 2. La somme algébrique de tous les échanges programmés nets des zones d'équilibrage ainsi que celle de tous les échanges réels nets des zones d'équilibrage sont égales à zéro en tout temps. 3. Toutes les zones d'équilibrage adoptent une même fréquence programmée (F_S) en tout temps. 4. Les erreurs de comptage ou de calcul sont exclues. (Toute erreur de comptage ou de calcul connue est corrigée au moyen de la valeur I_{ME}.) <p>(Reporting ACE)</p>

Terme	Acronyme	Définition
Réglage automatique de la production	AGC	<p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p> <p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 : Équipement qui règle automatiquement la production dans une <i>zone d'équilibrage</i> à partir d'un endroit central de façon à maintenir le programme d'échange du <i>responsable de l'équilibrage</i> ainsi que la <i>compensation en fréquence</i>. L'AGC peut aussi comprendre la remise automatique d'échanges involontaires et la correction de l'écart de temps.</p> <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 : Automatisme conçu et utilisé pour ajuster la <i>demande</i> et les ressources d'une <i>zone d'équilibrage</i> afin d'aider à maintenir l'<i>ACE déclaré</i> de cette <i>zone d'équilibrage</i> sous les limites prescrites par les normes de fiabilité de la NERC applicables.</p> <p>(Automatic Generation Control)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Pseudo-interconnexion		<p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 : Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'une <i>ligne d'interconnexion</i>, à la variable <i>échange réel net</i> (NI_A) des équations de l'<i>écart de réglage de zone</i> (ACE) (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 : Transfert d'énergie variable mis à jour en <i>temps réel</i> et incorporé, au même titre qu'une <i>ligne d'interconnexion</i>, au terme <i>échange réel net</i> (NI_A) des équations de l'<i>ACE déclaré</i> (ou tout processus de réglage équivalent) des <i>responsables de l'équilibrage</i> touchés.</p> <p>(Pseudo-Tie)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Responsable de l'équilibrage		<p>En vigueur jusqu'au 31 décembre 2020 : Entité responsable qui intègre d'avance les plans de ressources, maintient l'équilibre charge-échange-production à l'intérieur d'une <i>zone d'équilibrage</i>, et soutient en temps réel la fréquence de l'<i>Interconnexion</i>.</p> <p>En vigueur au 1^{er} janvier 2021 : Entité responsable qui intègre d'avance les plans de production, maintient l'équilibre entre la <i>demande</i> et l'offre à l'intérieur d'une <i>zone d'équilibrage</i>, et soutient en temps réel la fréquence de</p>

Terme	Acronyme	Définition
		<p><i>l'Interconnexion.</i></p> <p>(Balancing Authority)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Exploitation fiable		<p>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.</p> <p>(Reliable Operation)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Système électrique interconnecté¹ [NERC]	BPS	<p>Système électrique interconnecté :</p> <p>(A) les installations et systèmes de conduite nécessaires à l'exploitation d'un réseau interconnecté de transport d'énergie électrique (ou de toute partie d'un tel réseau) ; et</p> <p>(B) l'énergie électrique d'installations de production qui est nécessaire pour assurer la fiabilité du réseau de transport. Le terme exclut les <i>installations</i> servant à la distribution locale d'énergie électrique.</p> <p>(Bulk Power-System) ou (Bulk Power System)</p> <p>Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)</p>
Réseau « bulk »² [NPCC]	BPS	<p>Réseaux électriques interconnectés à l'intérieur du Nord-Est de l'Amérique du Nord et comprenant des éléments de réseau sur lesquels des défauts ou perturbations peuvent avoir des effets nuisibles significatifs à l'extérieur de la zone locale.</p> <p>(Bulk Power-System) ou (Bulk Power System)</p> <p>Source : Critère A-07 (Glossaire de termes du NPCC)</p>

3. Overview of the modifications to the Glossary

The modifications to the Glossary of Terms and Acronyms used in Reliability Standards (the « Glossary ») are summarized in the following table

Term	Modification	Relevant Standards	Proposed effective date
Balancing Contingency Event	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020
Most Severe Single Contingency	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020

¹ Terme et acronyme utilisés dans les Normes de fiabilité.

² Terme et acronyme utilisés dans les Annexes Québec.

Term	Modification	Relevant Standards	Proposed effective date
Reportable Balancing Contingency Event	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020
Contingency Event Recovery Period	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020
Contingency Reserve Restoration Period	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020
Pre-Reporting Contingency Event ACE Value	Addition	BAL-002-3	July 1, 2020
Reserve Sharing Group Reporting ACE	Definition modified	BAL-002-3	July 1, 2020
Contingency Reserve	Definition modified	BAL-002-3	July 1, 2020
Actual Frequency	Addition	BAL-005-1, FAC-001-3	July 1, 2020
Interchange Meter Error	Addition	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Automatic Time Error Correction	Addition	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Net Actual Interchange	Retirement	BAL-006-2	December 31, 2020*
Net Scheduled Interchange	Retirement	BAL-006-2	December 31, 2020*
Actual Net Interchange	Addition	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Scheduled Net Interchange	Addition	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Reporting ACE	Definition modified	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Automatic Generation Control	Definition modified	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Pseudo-Tie	Definition modified	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Balancing Authority	Definition modified	BAL-005-1, FAC-001-3	January 1, 2021
Reliable Operation	Addition	COM-001-3	October 1, 2020
Bulk Power System	Definition modified	COM-001-3	October 1, 2020

* Date of withdrawal

4. Proposed modifications to the Glossary (English)

Term	Acronym	Definition
Balancing Contingency Event		<p>Any single event described in Subsections (A), (B), or (C) below, or any series of such otherwise single events, with each separated from the next by one minute or less.</p> <p>A. Sudden loss of generation:</p> <p>a. Due to</p> <ol style="list-style-type: none"> i. unit tripping, or ii. loss of generator Facility resulting in isolation of the generator from the Bulk Electric System or

Term	Acronym	Definition
		<p>from the responsible entity's System, or</p> <p>iii. sudden unplanned outage of transmission Facility;</p> <p>b. And, that causes an unexpected change to the responsible entity's ACE;</p> <p>B. Sudden loss of an Import, due to forced outage of transmission equipment that causes an unexpected imbalance between generation and Demand on the Interconnection.</p> <p>C. Sudden restoration of a Demand that was used as a resource that causes an unexpected change to the responsible entity's ACE.</p> <p>(Contingence d'équilibrage)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Most Severe Single Contingency	MSSC	<p>The Balancing Contingency Event, due to a single contingency identified using system models maintained within the Reserve Sharing Group (RSG) or a Balancing Authority's area that is not part of a Reserve Sharing Group, that would result in the greatest loss (measured in MW) of resource output used by the RSG or a Balancing Authority that is not participating as a member of a RSG at the time of the event to meet Firm Demand and export obligation (excluding export obligation for which Contingency Reserve obligations are being met by the Sink Balancing Authority).</p> <p>(Contingence simple la plus grave)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reportable Balancing Contingency Event		<p>Any Balancing Contingency Event occurring within a one-minute interval of an initial sudden decline in ACE based on EMS scan rate data that results in a loss of MW output less than or equal to the Most Severe Single Contingency, and greater than or equal to the lesser amount of: (i) 80% of the Most Severe Single Contingency, or (ii) the amount listed below for the applicable Interconnection. Prior to any given calendar quarter, the 80% threshold may be reduced by the responsible entity upon written notification to the Regional Entity.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eastern Interconnection – 900 MW • Western Interconnection – 500 MW • ERCOT – 800 MW • Quebec – 500 MW

Term	Acronym	Definition
		<p>(Contingence d'équilibrage à déclarer)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Contingency Event Recovery Period		<p>A period that begins at the time that the resource output begins to decline within the first one minute interval of a Reportable Balancing Contingency Event, and extends for fifteen minutes thereafter.</p> <p>(Période de rétablissement après contingence)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Contingency Reserve Restoration Period		<p>A period not exceeding 90 minutes following the end of the Contingency Event Recovery Period.</p> <p>(Période de rétablissement de la réserve pour contingence)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Pre-Reporting Contingency Event ACE Value		<p>The average value of Reporting ACE, or Reserve Sharing Group Reporting ACE when applicable, in the 16-second interval immediately prior to the start of the Contingency Event Recovery Period based on EMS scan rate data.</p> <p>(Valeur de l'ACE avant déclaration de la contingence)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reserve Sharing Group Reporting ACE		<p>Effective until June 30, 2020 :</p> <p>At any given time of measurement for the applicable Regulation Reserve Sharing Group, the algebraic sum of the Reporting ACEs (or equivalent as calculated at such time of measurement) of the Balancing Authorities participating in the Regulation Reserve Sharing Group at the time of measurement.</p> <p>Effective on July 1, 2020 :</p> <p>At any given time of measurement for the applicable Reserve Sharing Group (RSG), the algebraic sum of the ACEs (or equivalent as calculated at such time of measurement) of the Balancing Authorities participating in the RSG at the time of measurement.</p> <p>(ACE déclaré de groupe de partage de réserve réglante)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Contingency Reserve		<p>Effective until June 30, 2020 :</p> <p>The provision of capacity deployed by the Balancing Authority to meet the Disturbance Control Standard (DCS) and other</p>

Term	Acronym	Definition
		<p>NERC and Regional Reliability Organization contingency requirements.</p> <p>Effective on July 1, 2020 :</p> <p>The provision of capacity that may be deployed by the Balancing Authority to respond to a Balancing Contingency Event and other contingency requirements (such as Energy Emergency Alerts as specified in the associated EOP standard). A Balancing Authority may include in its restoration of Contingency Reserve readiness to reduce Firm Demand and include it if, and only if, the Balancing Authority:</p> <ul style="list-style-type: none"> • is experiencing a Reliability Coordinator declared Energy Emergency Alert level, and is utilizing its Contingency Reserve to mitigate an operating emergency in accordance with its emergency Operating Plan. • is utilizing its Contingency Reserve to mitigate an operating emergency in accordance with its emergency Operating Plan. <p>(Réserve pour contingence)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Actual Frequency	FA	<p>The Interconnection frequency measured in Hertz (Hz).</p> <p>(Fréquence réelle)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Interchange Meter Error	I _{ME}	<p>A term used in the Reporting ACE calculation to compensate for data or equipment errors affecting any other components of the Reporting ACE calculation.</p> <p>(Erreur de comptage d'échange)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Automatic Time Error Correction	I _{ATEC}	<p>The addition of a component to the ACE equation for the Western Interconnection that modifies the control point for the purpose of continuously paying back Primary Inadvertent Interchange to correct accumulated time error. Automatic Time Error Correction is only applicable in the Western Interconnection.</p> $I_{ATEC} = \frac{PII_{accum}^{on/off\ peak}}{(1-Y) \times H}$ <p>when operating in Automatic Time error correction Mode. The absolute value of I_{ATEC} shall not exceed L_{max}.</p> <p>I_{ATEC} shall be zero when operating in any other AGC mode.</p> <ul style="list-style-type: none"> • L_{max} is the maximum value allowed for I_{ATEC} set by each BA between 0.2* B_i and L10, 0.2* B_i ≤ L_{max} ≤ L10 .

Term	Acronym	Definition
		<ul style="list-style-type: none"> • $L_{10} = 1.65 * \epsilon_{10} \sqrt{(-10B_i)(-10B_S)}$. • ϵ_{10} is a constant derived from the targeted frequency bound. It is the targeted root-mean-square (RMS) value of ten-minute average frequency error based on frequency performance over a given year. The bound, ϵ_{10}, is the same for every Balancing Authority Area within an Interconnection. • $Y = B_i / B_S$. • H = Number of hours used to payback primary inadvertent interchange energy. The value of H is set to 3. B_i = Frequency Bias Setting for the Balancing Authority Area (MW / 0.1 Hz). • B_S = Sum of the minimum Frequency Bias Settings for the Interconnection (MW / 0.1 Hz). Primary Inadvertent Interchange (PII_{hourly}) is $(1 - Y) * (II_{actual} - B_i * \Delta TE/6)$ • II_{actual} is the hourly Inadvertent Interchange for the last hour. ΔTE is the hourly change in system Time Error as distributed by the Interconnection time monitor, where: $\Delta TE = TE_{end\ hour} - TE_{begin\ hour} - TD_{adj} - (t) * (TE_{offset})$ • TD_{adj} is the Reliability Coordinator adjustment for differences with Interconnection time monitor control center clocks. • t is the number of minutes of manual Time Error Correction that occurred during the hour. • TE_{offset} is 0.000 or +0.020 or -0.020. • PII_{accum} is the Balancing Authority Area's accumulated PII_{hourly} in MWh. An On-Peak and OffPeak accumulation accounting is required, where: $PII_{accum}^{on/off\ peak} = \text{last period's } PII_{accum}^{on/off\ peak} + PII_{hourly}$ <p>(Correction de l'écart de temps automatique)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Actual Net Interchange	NI _A	<p>Effective on January 1, 2021 :</p> <p>The algebraic sum of actual megawatt transfers across all Tie Lines, including Pseudo-Ties, to and from all Adjacent Balancing Authority areas within the same Interconnection. Actual megawatt transfers on asynchronous DC tie lines that are directly connected to another Interconnection are excluded from Actual Net Interchange.</p> <p>(Échange réel net)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Scheduled Net	NI _S	<p>Effective on January 1, 2021 :</p> <p>The algebraic sum of all scheduled megawatt transfers,</p>

Term	Acronym	Definition
Interchange		including Dynamic Schedules, to and from all Adjacent Balancing Authority areas within the same Interconnection, including the effect of scheduled ramps. Scheduled megawatt transfers on asynchronous DC tie lines directly connected to another Interconnection are excluded from Scheduled Net Interchange. (Échange programmé net) Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Net Actual Interchange	NI _A	Effective until December 31, 2020 : The algebraic sum of all metered interchange over all interconnections between two physically Adjacent Balancing Authority Areas. (Échange réel net) Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Net Scheduled Interchange	NI _S	Effective until December 31, 2020: The algebraic sum of all Interchange Schedules across a given path or between Balancing Authorities for a given period or instant in time. (Échange programmé net) Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards
Reporting ACE		Effective until December 31, 2020: The scan rate values of a Balancing Authority's Area Control Error (ACE) measured in MW, which includes the difference between the Balancing Authority's Net Actual Interchange and its Net Scheduled Interchange, plus its Frequency Bias obligation, plus any known meter error. In the Western Interconnection, Reporting ACE includes Automatic Time Error Correction (ATEC). Reporting ACE is calculated as follows: $\text{Reporting ACE} = (NI_A - NI_S) - 10B (F_A - F_S) - I_{ME}$ Reporting ACE is calculated in the Western Interconnection as follows: $\text{Reporting ACE} = (NI_A - NI_S) - 10B (F_A - F_S) - I_{ME} + I_{ATEC}$ Where: NI_A (Actual Net Interchange) is the algebraic sum of actual megawatt transfers across all Tie Lines and includes Pseudo-Ties. Balancing Authorities directly connected via asynchronous ties to another Interconnection may include or exclude megawatt transfers on those Tie lines in their actual

Term	Acronym	Definition
		<p>interchange, provided they are implemented in the same manner for Net Interchange Schedule.</p> <p>NI_S (Scheduled Net Interchange) is the algebraic sum of all scheduled megawatt transfers, including Dynamic Schedules, with adjacent Balancing Authorities, and taking into account the effects of schedule ramps. Balancing Authorities directly connected via asynchronous ties to another Interconnection may include or exclude megawatt transfers on those Tie Lines in their scheduled Interchange, provided they are implemented in the same manner for Net Interchange Actual.</p> <p>B (Frequency Bias Setting) is the Frequency Bias Setting (in negative MW/0.1 Hz) for the Balancing Authority.</p> <p>10 is the constant factor that converts the frequency bias setting units to MW/Hz.</p> <p>F_A (Actual Frequency) is the measured frequency in Hz.</p> <p>F_S (Scheduled Frequency) is 60.0 Hz, except during a time correction.</p> <p>I_{ME} (Interchange Meter Error) is the meter error correction factor and represents the difference between the integrated hourly average of the net interchange actual (NIA) and the cumulative hourly net Interchange energy measurement (in megawatt-hours).</p> <p>I_{ATEC} (Automatic Time Error Correction) is the addition of a component to the ACE equation for the Western Interconnection that modifies the control point for the purpose of continuously paying back Primary Inadvertent Interchange to correct accumulated time error. Automatic Time Error Correction is only applicable in the Western Interconnection.</p> $I_{ATEC} = \frac{PII_{accum}^{on/off\ peak}}{(1-Y) \times H}$ <p>when operating in Automatic Time Error Correction control mode.</p> <p>I_{ATEC} shall be zero when operating in any other AGC mode.</p> <ul style="list-style-type: none"> • $Y = B / B_S$. • H = Number of hours used to payback Primary Inadvertent Interchange energy. The value of H is set to 3. • B_S = Frequency Bias for the Interconnection (MW / 0.1 Hz). • Primary Inadvertent Interchange (PII_{hourly}) is $(1 - Y) \times (II_{actual} - B \times \Delta TE/6)$ • II_{actual} is the hourly Inadvertent Interchange for the last hour. • ΔTE is the hourly change in system Time Error as distributed by the Interconnection Time Monitor. Where: $\Delta TE = TE_{end\ hour} - TE_{begin\ hour} - TD_{adj} - (t) \times (TE_{offset})$ • TD_{adj} is the Reliability Coordinator adjustment for differences with Interconnection Time Monitor control

Term	Acronym	Definition
		<p>center clocks.</p> <ul style="list-style-type: none"> • t is the number of minutes of Manual Time Error Correction that occurred during the hour. • TE_{offset} is 0.000 or +0.020 or -0.020. • PII_{accum} is the Balancing Authority's accumulated PII_{hourly} in MWh. An On-Peak and Off-Peak accumulation accounting is required. <p>Where:</p> $PII_{accum}^{on/off\ peak} = \text{last period's } PII_{accum}^{on/off\ peak} + PII_{hourly}$ <p>All NERC Interconnections with multiple Balancing Authorities operate using the principles of Tie-line Bias (TLB) Control and require the use of an ACE equation similar to the Reporting ACE defined above. Any modification(s) to this specified Reporting ACE equation that is(are) implemented for all BAs on an Interconnection and is(are) consistent with the following four principles will provide a valid alternative Reporting ACE equation consistent with the measures included in this standard.</p> <ol style="list-style-type: none"> 7. All portions of the Interconnection are included in one area or another so that the sum of all area generation, loads and losses is the same as total system generation, load and losses. 8. The algebraic sum of all area Net Interchange Schedules and all Net Interchange actual values is equal to zero at all times. 9. The use of a common Scheduled Frequency F_s for all areas at all times. 10. The absence of metering or computational errors. (The inclusion and use of the IME term to account for known metering or computational errors.) <p>Effective on January 1, 2021 :</p> <p>The scan rate values of a Balancing Authority Area's (BAA) Area Control Error (ACE) measured in MW includes the difference between the Balancing Authority Area's Actual Net Interchange and its Schedule Net Interchange, plus its Frequency Bias Setting obligation, plus correction for any known meter error. In the Western Interconnection, Reporting ACE includes Automatic Time Error Correction (ATEC). Reporting ACE is calculated as follows: Reporting ACE = (NI_A - NI_S) - 10B (F_A - F_S) - IME Reporting ACE is calculated in the Western Interconnection as</p>

Term	Acronym	Definition
		<p>follows: Reporting ACE = $(NI_A - NI_S) - 10B (F_A - F_S) - I_{ME} + I_{ATEC}$ Where: <ul style="list-style-type: none"> • NI_A = Actual Net Interchange. • NI_S = Scheduled Net Interchange. • B = Frequency Bias Setting. • F_A = Actual Frequency. • F_S = Scheduled Frequency. • I_{ME} = Interchange Meter Error. • I_{ATEC} = Automatic Time Error Correction. <p>All NERC Interconnections operate using the principles of Tie-line Bias (TLB) Control and require the use of an ACE equation similar to the Reporting ACE defined above. Any modification(s) to this specified Reporting ACE equation that is(are) implemented for all BAAs on an Interconnection and is(are) consistent with the following four principles of Tie Line Bias control will provide a valid alternative to this Reporting ACE equation:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. All portions of the Interconnection are included in exactly one BAA so that the sum of all BAAs' generation, load, and loss is the same as total Interconnection generation, load, and loss; 2. The algebraic sum of all BAAs' Scheduled Net Interchange is equal to zero at all times and the sum of all BAAs' Actual Net Interchange values is equal to zero at all times; 3. The use of a common Scheduled Frequency F_S for all BAAs at all times; and, 4. Excludes metering or computational errors. (The inclusion and use of the I_{ME} term corrects for known metering or computational errors.) <p>(ACE déclaré)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p> </p>
<p>Automatic Generation Control</p>	<p>AGC</p>	<p>Effective until December 31, 2020: Equipment that automatically adjusts generation in a Balancing Authority Area from a central location to maintain the Balancing Authority's interchange schedule plus Frequency Bias. AGC may also accommodate automatic inadvertent payback and time error correction.</p> <p>Effective on January 1, 2021: A process designed and used to adjust a Balancing Authority Areas' Demand and resources to help maintain the Reporting ACE in that of a Balancing Authority Area within the bounds</p>

Term	Acronym	Definition
		<p>required by applicable NERC Reliability Standards.</p> <p>(Réglage automatique de la production)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Pseudo-Tie		<p>Effective until December 31, 2020:</p> <p>A time-varying energy transfer that is updated in Real-time and included in the Actual Net Interchange term (NIA) in the same manner as a Tie Line in the affected Balancing Authorities' control ACE equations (or alternate control processes).</p> <p>Effective on January 1, 2021:</p> <p>A time-varying energy transfer that is updated in Real-time and included in the Actual Net Interchange term (NIA) in the same manner as a Tie Line in the affected Balancing Authorities' Reporting ACE equation (or alternate control processes).</p> <p>(Pseudo-interconnexion)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Balancing Authority		<p>Effective until December 31, 2020:</p> <p>The responsible entity that integrates resource plans ahead of time, maintains load interchange-generation balance within a Balancing Authority Area, and supports Interconnection frequency in real time.</p> <p>Effective on January 1, 2021:</p> <p>The responsible entity that integrates resource plans ahead of time, maintains Demand and resource balance within a Balancing Authority Area, and supports Interconnection frequency in real time.</p> <p>(Responsable de l'équilibrage)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Reliable Operation		<p>Operating the elements of the Bulk Power System within equipment and electric system thermal, voltage, and stability limits so that instability, uncontrolled separation, or cascading failures of such system will not occur as a result of a sudden disturbance, including a cybersecurity incident, or unanticipated failure of system elements.</p> <p>(Exploitation fiable)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
Bulk Power System	BPS	Definition used in the standards :

Term	Acronym	Definition
<p>or</p> <p>Bulk-Power System³</p> <p>[NERC]</p>		<p>Bulk-Power System:</p> <p>(A) facilities and control systems necessary for operating an interconnected electric energy transmission network (or any portion thereof); and</p> <p>(B) electric energy from generation facilities needed to maintain transmission system reliability.</p> <p>The term does not include facilities used in the local distribution of electric energy. (Note that the terms “Bulk-Power System” or “Bulk Power System” shall have the same meaning.)</p> <p>(Système électrique interconnecté)</p> <p>Source : Glossary of Terms Used in NERC Reliability Standards</p>
<p>Bulk Power System</p> <p>or</p> <p>Bulk-Power System⁴</p> <p>[NPCC]</p>	<p>BPS</p>	<p>The interconnected electrical systems within northeastern North America comprised of system elements on which faults or disturbances can have a significant adverse impact outside of the local area.</p> <p>(Réseau “Bulk”)</p> <p>Source : Document A-07 (NPCC Glossary of Terms)</p>

³ Term and acronym used the Reliability Standards.

⁴ Term and acronym used the Quebec Appendices.