

**Réponses à la demande de renseignement
no. 3 de la Régie de l'énergie**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N^o 3 DE LA RÉGIE DE L'ÉNERGIE (LA RÉGIE) RELATIVE
À LA DEMANDE DE MODIFICATION DE DÉSIGNATION DU COORDONNATEUR DE LA
FIABILITÉ AU QUÉBEC – Phase 2**

INDEPENDANCE DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ

- 1. Références :** (i) Pièce [B-0011](#), p. 9 et 10;
(ii) Pièce [A-0021](#), Annexe A.

Préambule :

(i) « *Le Coordonnateur note par ailleurs que la création d'un exploitant indépendant ISO peut engendrer une augmentation des coûts. Par exemple, pour l'ERNB (« NBSO »), il a été constaté que les coûts de fonctionnement ont augmenté d'environ 150 % au cours des sept années écoulées depuis les débuts de la constitution de la société, soit entre 2003 et 2010* ».

(ii) Les unités d'Hydro-Québec TransÉnergie dont le personnel est assujetti au Code de conduite du Coordonnateur en date du 11 septembre 2017 sont définies.

Demandes :

1.1 Veuillez déposer si disponible les coûts d'opération de NBSO en 2010.

R1.1

Le Coordonnateur soumet en preuve un extrait du rapport annuel 2010/2011 d'Énergie NB Power, à la pièce HQCF-7, document 2. Les notes complémentaires aux états financiers à la page 56 du rapport annuel présentent un état des produits et des charges des affiliés du groupe Énergie NB qui comprennent la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (la « Corporation financière ») et l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (« NBSO »). Les montants des charges de 2010 de NBSO seraient de 86 M\$.

1.2 Veuillez fournir une évaluation des coûts imputables au Coordonnateur pour la réalisation des fonctions *Coordonnateur de la fiabilité* et *responsable de l'équilibrage* conformément au modèle fonctionnel de la NERC (les Fonctions) sans égard des coûts associés à la réalisation des activités supports à ces fonctions (technologie de l'information, ressource humaine, etc.).

R1.2

Le Coordonnateur présente les dépenses liées à la prestation de services réparties entre les diverses fonctions au Tableau R1.2.1. Tel qu'indiqué à ce tableau, le montant total des coûts imputables pour la réalisation des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité et responsable de l'équilibrage conformément au modèle fonctionnel de la NERC est de 11,0 M\$.

Tableau R1.2.1
Dépenses estimées liées à la prestation de service en 2017 avec répartition entre les différentes fonctions

	CME Direction Contrôle des mouvements d'énergie	Planification Unité Stratégie du réseau principal et Interconnexion	NFCR Direction Normes de fiabilité et conformité réglementaire	Total
Coordonnateur de la fiabilité (RC)	5,4	0,2		5,6
Responsable de l'équilibrage (BA)	5,4			5,4
Sous total Coordonnateur et Responsable de l'équilibrage	10,8	0,2	0,0	11,0
Exploitant du réseau de transport (TOP)	7,2	1,8		9,0
Normes de fiabilité			1,2	1,2
Conformité réglementaire			3,4	3,4
Autres		2,0		
Total	18,0	4,0	4,6	24,6

Pour la direction - Normes de fiabilité et conformité réglementaire, les coûts présentés excluent les frais d'adhésion à des organismes réglementaires (NERC, NPCC, etc.) ainsi que les coûts de mise en conformité aux normes CIP.

Les coûts présentés au Tableau R1.2.1 sont attribuables aux ressources réalisant la prestation de service et excluent les frais supports tels que les technologies de l'information, la sécurité industrielle, etc.

1.3 Veuillez fournir les dépenses liées à la prestation de service réalisé par la direction Contrôle des mouvements d'énergie pour l'année 2017 en isolant les montants associés aux charges nettes d'exploitation pour ce qui est de chacune des Fonctions suivantes :

- a) *Coordonnateur de la fiabilité;*
- b) *Responsable de l'équilibrage;*
- c) *Exploitant de réseau de transport.*

R1.3

Tel qu'indiqué au Tableau R1.2.1, le montant total des dépenses liées à la prestation de service réalisées par la direction - Contrôle des mouvements d'énergie pour l'année 2017 est de 18,0 M\$. Ces coûts sont attribuables aux ressources réalisant la

prestation de service et excluent les frais supports tels que les technologies de l'information, la sécurité industrielle, etc.

Aux fins de produire une estimation des montants associés aux charges nettes d'exploitation pour les trois fonctions de fiabilité, le Coordonnateur pose l'hypothèse que la répartition entre les trois fonctions de fiabilité (RC, BA, TOP) peut s'effectuer en appliquant au prorata des tâches de fiabilité effectuées par les trois pupitres de répartition du Centre de conduite du réseau (« CCR ») en lien avec ces fonctions, tel que défini par les normes de fiabilité. Le Tableau R1.2.2 présente la répartition associée à chacune des fonctions. Ces coûts représentent donc pour le Coordonnateur de la fiabilité, le responsable de l'équilibrage et l'exploitant du réseau de transport des montants associés aux charges nettes d'exploitation de 5,4 M\$, 5,4 M\$ et de 7,2 M\$ respectivement.

Tableau R1.2.2
Répartition des coûts de la direction CMÉ entre
les trois fonctions

Fonction	% des tâches réalisées
Coordonnateur de la fiabilité (RC)	30%
Responsable de l'équilibrage (BA)	30%
Exploitant du réseau de transport (TOP)	40%

1.4 Veuillez fournir les dépenses totales liées à la prestation de service réalisé par la direction Planification pour l'année 2017 ainsi que les montants associés aux charges nettes d'exploitation pour ce qui est de chacune des Fonctions suivantes :

- a) *Coordonnateur de la fiabilité;*
- b) *Responsable de l'équilibrage;*
- c) *Exploitant de réseau de transport.*

R1.4

Tel qu'indiqué au Tableau R1.2.1, le montant total des charges nettes d'exploitation de l'unité - Stratégie réseau principal et interconnexion (« SRPI ») à la direction - Planification est de 4,0 M\$. De ce montant, 0,2 M\$ sont attribuables à la fonction de Coordonnateur de la fiabilité et 1,8 M\$ à la fonction d'exploitant du réseau de transport.

1.5 Veuillez fournir les dépenses totales liées à la prestation de service réalisé par la direction Exploitation du réseau pour l'année 2017 ainsi que les montants associés aux charges nettes d'exploitation pour ce qui est de chacune des Fonctions suivantes :

- d) *Coordonnateur de la fiabilité;*
- e) *Responsable de l'équilibrage;*
- f) *Exploitant de réseau de transport.*

R1.5

Aucun montant n'est associé aux charges nettes d'exploitation de la direction - Exploitation du réseau à l'égard des fonctions de Coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage ou de l'exploitant du réseau de transport puisque la direction Exploitation du réseau ne fait qu'exécuter les directives d'exploitation du CCR (RC/BA/TOP).

1.6 Veuillez fournir les dépenses totales liées à la prestation de service réalisé par la direction Norme de fiabilité et conformité réglementaire pour l'année 2017 ainsi que les montants associés aux charges nettes d'exploitation pour ce qui est des fonctions suivantes :

- a) Normes de fiabilité;
- b) Conformité réglementaire.

R1.6

Tel qu'indiqué au Tableau R1.2.1, le montant total des charges nettes d'exploitation de la direction - Normes de fiabilité et conformité réglementaire totalise 4,4 M\$. Ces coûts excluent les frais d'adhésion à des organismes réglementaires (NERC, NPCC, etc.) ainsi que les coûts de mise en conformité aux normes CIP. De ce montant, 1,2 M\$ est attribuable aux activités en lien avec les normes de fiabilité et 3,4 M\$ est attribuable à la conformité réglementaire.

CODE DE CONDUITE DU COORDONNATEUR

2. **Références :**
- (i) Pièce [B-0053](#);
 - (ii) Pièce [B-0024](#);
 - (iii) Pièce [B-0055](#);
 - (iv) Pièce [B-0056](#);
 - (v) Pièce [B-0057](#);
 - (vi) Pièce [B-0058](#);
 - (vii) Pièce [B-0059](#).

Préambule :

(i) « Le Coordonnateur dépose les codes de conduite d'Énergie NB, Southern Company Services et VACS, qui sont trois compagnies qui exercent la fonction de coordonnateur de la fiabilité en Amérique du Nord et qui ont des filiales avec des activités commerciales ».

Le Coordonnateur dépose aussi les codes de conduite de Manitoba Hydro et de BC Hydro. Ceux-ci ne sont pas des coordonnateurs de la fiabilité, mais ils sont responsables de l'équilibrage et exploitants de réseaux de transports. Leurs codes de conduite sont donc également pertinents à titre comparatif ». [les Codes déposés].

(ii) Le Code de conduite du Transporteur prévoit ce qui suit :

« « activités de marchés de gros » : la vente en vue de la revente ou l'achat en vue de la revente d'énergie électrique à l'exception des contrats d'approvisionnement mis en place par Hydro-Québec dans ses activités de distribution d'électricité pour satisfaire les besoins Québécois ».

(iii) Le Code de conduite d'Énergie NB prévoit ce qui suit :

« Marketing functions means: the sale for resale, or the submission of offers to sell, of electric energy or capacity, demand response, virtual transactions, or financial or physical transmission rights, all as subject to an exclusion for bundled retail sales ». [nous soulignons]

(iv) Le Code de conduite de Manitoba Hydro prévoit ce qui suit :

« “Marketing Function” means the sale for resale, or the submission of offers to sell, of electric energy or capacity, demand response, virtual transactions, or financial or physical transmission rights, all as subject to an exclusion for bundled retail sales, including sales of electric energy made by providers of last resort (POLRs) acting in their POLR capacity ». [nous soulignons]

(v) Le Code de conduite de BC Hydro prévoit ce qui suit :

« Marketing functions means: the sale for resale, or the submission of offers to sell, of electric energy or capacity, demand response, virtual transactions, or financial or physical transmission rights, all as subject to an exclusion for bundled retail sales ». [nous soulignons]

(vi) Le Code de conduite de Southern Company Services prévoit ce qui suit :

« Pursuant to Section 358.3(c) (1), marketing functions (in the case of public utilities and their affiliates) are defined as “the sale for resale in interstate commerce, or the submission of offers to sell in interstate commerce, of electric energy or capacity, demand response, virtual transactions, or financial or physical transmission rights, all as subject to an exclusion for bundled retail sales....” ». [nous soulignons]

(vii) Le Coordonnateur dépose le « Contrat de coordonnateur de la fiabilité pour la région VACAR ».

Demandes :

- 2.1 Veuillez confirmer que les Codes déposés sont des codes de conduite en lien avec la fonction transport dans un contexte de libre accès aux réseaux de transport plutôt que spécifique aux fonctions NERC *Coordonnateur de la fiabilité, responsable de l'équilibrage et exploitant de réseau de transport*.

R2.1

Les obligations des transporteurs, dans un contexte de libre accès aux réseaux de transport, sont prescrites par la FERC. L'ensemble des transporteurs dans le marché nord-américain, y compris au Québec, ont adopté des codes de conduites et ont modifié leurs tarifs et conditions afin d'encadrer leurs obligations dans ce contexte.

Les règles afférentes au code de conduite des coordonnateurs de la fiabilité de la NERC, déposés en tant que pièce HQCF-6, document 2.1, reflètent les attentes de la NERC envers l'ensemble des coordonnateurs de la fiabilité.

À la connaissance du Coordonnateur, les coordonnateurs de la fiabilité, responsables de l'équilibrage et exploitants de réseau de transport de l'Amérique du Nord, mis à part le Coordonnateur au Québec, n'ont pas adopté un code de conduite spécifique à leurs fonctions NERC qui va au-delà des codes de conduite relatifs à leurs obligations en tant que transporteur.

Par ailleurs, le Coordonnateur note que Southern Company, dans son analyse des règles afférentes au code de conduite des coordonnateurs de la fiabilité, a conclu qu'elle n'y avait pas de distinction entre le respect de son code de conduite FERC relatif à son accès au réseau de transport et son respect du code de conduite NERC pour les coordonnateurs de la fiabilité.¹ Southern Company est une compagnie avec des filiales commerciales et elle assume le rôle de coordonnateur de la fiabilité pour une zone avec de nombreuses entités non affiliées.

Selon le Coordonnateur, les codes de conduites sont en lien avec la fonction de transport dans un contexte de libre accès aux réseaux de transport et ils couvrent également les fonctions NERC de coordonnateur de la fiabilité, de responsable de l'équilibrage et d'exploitant de réseau de transport.

Le Coordonnateur souligne qu'il a déposé ces documents afin d'appuyer son argumentaire à l'audience prévue le 24 au 26 octobre 2018 et qu'il entend revenir sur ceux-ci en audience.

¹ [Reliability Coordinator Standards of Conduct Signatories](https://www.nerc.com/comm/OC/Pages/ORS/Reliability-Coordinator-Standards-of-Conduct-Signatories.aspx), NERC, consulté en ligne le 15 octobre 2018 à l'adresse suivante: <https://www.nerc.com/comm/OC/Pages/ORS/Reliability-Coordinator-Standards-of-Conduct-Signatories.aspx>

- 2.2 Veuillez confirmer que les Codes déposés encadrent également la transmission d'informations détenues par le personnel d'exploitation du réseau de transport vers le personnel occupant des fonctions marchandes de transport d'électricité.

R2.2

Le Coordonnateur confirme que ces codes de conduites ne permettent pas le transfert de certaines informations vers le personnel occupant des fonctions marchandes (« merchant functions »).

Les fonctions marchandes de transport d'électricité dans le cadre d'un marché organisé sont faites par l'entremise d'un site internet OASIS.

- 2.3 Veuillez fournir vos commentaires en lien avec l'opportunité de prévoir au code de conduite du Coordonnateur une section portant spécifiquement sur la transmission des données détenues par le personnel d'exploitation du réseau de transport à l'intérieure de leur direction respective et à d'autres directions du Transporteur ainsi qu'à des affiliés du Transporteur.

R2.3

La communication d'information est déjà traitée explicitement au code de conduite du Coordonnateur en vigueur à la section l'élément 4.3 qui traite de l'indépendance :

« Toutes décisions ou actions du Personnel ne doivent pas favoriser des intérêts commerciaux au détriment de la fiabilité du réseau de transport d'électricité sous la responsabilité du Coordonnateur de la fiabilité. Ces décisions ou actions ne doivent pas favoriser un Utilisateur du réseau au détriment d'un autre; il en est ainsi pour toute communication du Personnel, avec les autres directions du Transporteur et les Entités affiliées du Transporteur, requise dans l'exercice de sa mission. » [nous soulignons]

Selon le Coordonnateur, cette section est applicable pour les communications et transmissions des données à l'intérieur d'une direction, entre les directions, avec les utilisateurs et avec les affiliés. Aucune communication, transmission de données ou décision ne doit favoriser un utilisateur par rapport à un autre.

Le Coordonnateur est donc d'avis que l'encadrement actuel de la transmission des données est large et adéquat.

- 2.4 Veuillez éclairer la Régie pour ce qui est de l'utilité, aux fins du présent dossier, de la pièce « Contrat de coordonnateur de la fiabilité pour la région VACAR » qui est en fait une entente entre les deux *coordonnateurs de la fiabilité* PJM et VACAR South dont les zones de fiabilité respectives sont directement interconnectées.

R2.4

Le « Contrat de coordonnateur de la fiabilité pour la région VACAR » déposé à la pièce HQCF-6, document 2.6 amène des informations pertinentes à la section 8.13 quant à la confidentialité. Dans cette section, il est indiqué que VACAR-South-RC se conforme aux règles afférentes au code de conduite des coordonnateurs de la fiabilité de la NERC, déposé au présent dossier en tant que pièce HQCF-6, document 2.1.

Le Coordonnateur considère cette pièce utile aux fins du présent dossier, puisqu'elle démontre que les coordonnateurs de l'Amérique du Nord ne distinguent pas leurs obligations de transporteur et de celles d'exploitant. Le Coordonnateur a révisé le document HQCF-6, document 2 afin d'y apporter la présente précision.

MODÈLE DE FIABILITÉ AU QUÉBEC

3. Référence : Pièce [B-0060](#).

Préambule :

« Definition :

Adequate Level of Reliability for the Bulk Electric System

Purpose Statement: The definition of Adequate Level of Reliability (ALR) will be used primarily to guide NERC Reliability Standards development, but also by the NERC Performance Analysis Subcommittee and NERC reliability assessment staff to assess BES reliability and identify gaps in data. Other NERC groups, such as the Reliability Issues Steering Committee, will be able to use the document for guidance when addressing major reliability issues and prioritizing work. The definition and its supporting technical report should not be interpreted as requiring the development of specific standards or additional compliance elements. Both the definition and the technical report will be filed for information with FERC.

Definition

ALR is the state that the design, planning, and operation of the Bulk Electric System (BES) will achieve when the listed Reliability Performance Objectives are met. Further, Reliability Assessment Objectives included in the definition must be evaluated to assess reliability risk in support of an adequate level of reliability.

ALR Performance Objectives

1. The BES does not experience instability, uncontrolled separation, Cascading¹ or voltage collapse under normal operating conditions and when subject to predefined Disturbance²s.

[...]

¹ NERC's Glossary of Terms defines Cascading as: "The uncontrolled successive loss of system elements triggered by an incident at any location. Cascading results in widespread electric service interruption that cannot be restrained from sequentially spreading beyond an area predetermined by studies."

² NERC's Glossary of Terms defines Disturbance as: "1. An unplanned event that produces an abnormal system condition. 2. Any perturbation to the electric system. 3. The unexpected change in ACE that is caused by the sudden failure of generation or interruption of load" ». [nous soulignons]

Demandes :

3.1 Veuillez fournir vos commentaires en lien avec la portée de la définition du terme *Adequate Level of Reliability* pour ce qui est de son application au réseau du Québec dans le contexte selon lequel ce réseau fait partie de système de production-transport d'électricité de l'Amérique du Nord (le BES).

R3.1

Le terme « Adequate Level of Reliability (ALR) » définit les objectifs visés par les normes de fiabilité développées par la NERC. Notamment:

- « • *The system is controlled to stay within acceptable limits during normal conditions.*
- *The system performs acceptably after credible contingencies.*
- *The system limits the impact and scope of instability and cascading outages when they occur.*
- *The system's facilities are protected from unacceptable damage by operating them within facility ratings.*
- *The system's integrity can be restored promptly if it is lost.*
- *The system has the ability to supply the aggregate electric power and energy requirements of the electricity consumers at all times, taking into account scheduled and reasonably expected unscheduled outages of system components. »*

Dans l'entente intitulée l'« Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec »², établie entre la Régie et la NERC, la Régie reconnaît la validité du processus de développement de normes de fiabilité de la NERC et, entérine le niveau de fiabilité attendu par la NERC lors de son développement de normes de fiabilité pour le Québec. L'ALR fait donc partie du processus de développement de normes de fiabilité de la NERC reconnu par la Régie et s'applique au Québec à travers les normes de fiabilité développées par la NERC.

Lorsque le Coordonnateur évalue la pertinence d'une norme de fiabilité de la NERC, il tient compte des objectifs de l'ALR précités. Si une norme de la NERC ne respectait pas les objectifs de l'« Adequate Level of Reliability » au Québec, il devrait, tel que prévu par l'article 85.6 de la LRÉ, soumettre une variante qu'il estime nécessaire à la fiabilité du réseau. Dans ce cas, il doit respecter ces objectifs dans sa proposition. Le

² « Entente concernant le développement des normes de fiabilité de transport d'électricité et des procédures et d'un programme de surveillance de l'application de ces normes pour le Québec », 2009

Coordonnateur rappelle que ses variantes doivent être évaluées afin d'assurer qu'elles sont aussi rigoureuses qu'ailleurs en Amérique du Nord.

- 3.2 Veuillez définir le terme « area predetermined by studies » dans le contexte de son application à l'Interconnexion du Québec.

R3.2 :

Tel qu'indiqué au préambule, un déclenchement en cascade est défini dans le glossaire de la NERC, et dans le Glossaire des termes et acronymes relatif aux normes de la fiabilité en vigueur au Québec comme suit :

« Pertes successives non maîtrisées d'éléments du réseau déclenchées par un incident, peu importe où il se produit. Ce phénomène entraîne une interruption généralisée du service électrique qui ne peut être empêchée de se propager au-delà d'une zone prédéterminée par des études. »

Une perte successive non maîtrisée d'éléments du réseau déclenchée par un incident (une « Perte Successive ») fut un phénomène déterminant lors de la panne de 2003. D'autres pannes historiques importantes comportaient des Pertes Successives.

Par contre, la deuxième phrase de la définition limite la portée de la première phrase. Les Pertes Successives qui n'entraînent pas une interruption généralisée du service électrique sont, a contrario, exclus. Aussi, certaines Pertes Successives qui entraînent une interruption généralisée du service électrique peuvent également être exclues, si l'interruption de service est contrainte à l'intérieur d'une zone spécifique prédéterminée par une étude.

La FERC a déjà interprété les études dans la phrase « zone prédéterminée par des études » comme étant des études techniques (« *engineering studies* »)³. Le terme « zone prédéterminée » s'entend comme étant une zone prédéfinie dans laquelle une Perte Successive ne peut s'étendre au-delà de cette zone.

Le mot « zone » dans « zone prédéterminée par des études » correspond à une portion du réseau, soit une géographie et une topologie. La zone peut varier selon l'incident concerné. La zone peut varier minimalement d'un site local à une zone beaucoup plus petite que la zone d'équilibrage.⁴

³FERC, [Ordonnance 705](#), Docket RM07-3-000, p. 56 à 57. "The Commission is concerned that the limits placed on outages should be determined by sound engineering practices."

⁴FERC, [Ordonnance 705](#), Docket RM07-3-000, p. 51 à 52. "The Commission objected to the possibility that the Cascading Outages definition might consider the loss of an entire balancing authority as a non-cascading event. The NOPR sought comment on the Commission's proposal to accept the glossary definition but clarify the scope of an acceptable "pre-determined area." Such an area would not extend beyond "the loss of facilities in the bulk electric systems that are beyond those that would be removed from service by primary or backup protective relaying associated with the initiating event.""

Le Coordonnateur est d'avis que l'interprétation de la phrase « zone prédéterminée par études » au Québec n'est pas différente qu'ailleurs en Amérique du Nord.

Donc, bien que l'exploitant au Québec cherche également à éviter les Pertes Successives, il accepte, sous certaines circonstances moins probables, de s'exposer à certains incidents lorsque des études préalables permettent de fixer la portée de l'impact de cet incident à une zone.

D'ailleurs, le Coordonnateur estime important de revenir à la définition de l'ALR. Le premier objectif est de prévenir les « *instability, uncontrolled separation, Cascading or voltage collapse.* » Le Coordonnateur souligne que ces quatre éléments sont pertinents et qu'il en tient compte dans son exploitation fiable du réseau du Québec.

- 3.3 Veuillez fournir vos commentaires en lien avec l'opportunité d'inclure le terme « Adequate Level of Reliability » au *Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité*.

R3.3

Le Coordonnateur souligne l'objectif du *Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité* :

« Ce glossaire présente, en ordre alphabétique, la définition des termes et la signification des acronymes utilisés dans les normes de fiabilité et dans les documents produits par le coordonnateur de la fiabilité relativement aux normes de fiabilité. Il est pour l'essentiel, une traduction du NERC Glossary of Terms Used in Reliability Standards, April 20, 2009, approuvé par le conseil d'administration de la NERC. »

Le terme « Adequate Level of Reliability » n'est pas un terme utilisé dans les normes de fiabilité de la NERC. Comme mentionné à la réponse à la question 3.1, il s'agit d'un objectif qui est pertinent au développement des normes de fiabilité par la NERC.

Puisque ce terme n'est pas nécessaire à l'application d'une norme par une entité ou à la surveillance de cette norme, il n'est donc pas nécessaire de l'inclure au *Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité*. À titre d'exemple d'application de cette règle, le Coordonnateur réfère la Régie à la section 6 de la décision D-2015-059 (page 191 et suivantes).