

C A N A D A

PROVINCE DE QUÉBEC
DISTRICT DE MONTRÉAL

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

NO : R-4073-2018
(R-3952-2015)

HYDRO-QUÉBEC, personne morale de droit public légalement constituée en vertu de la *Loi sur Hydro-Québec* (RLRQ. c. H-5) ayant son siège social au 75, René Lévesque Ouest, dans la cité et district de Montréal, province de Québec

Demanderesse

**DEMANDE DE RÉVISION DU COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ
DE LA DÉCISION D-2018-149**

(Article 37 de la *Loi sur la Régie de l'énergie*)

AU SOUTIEN DE SA DEMANDE DE RÉVISION, HYDRO-QUÉBEC PAR SA DIRECTION PRINCIPALE – CONTRÔLE DES MOUVEMENTS D'ÉNERGIE ET EXPLOITATION DU RÉSEAU (LE « COORDONNATEUR DE LA FIABILITÉ » OU LE « COORDONNATEUR ») EXPOSE RESPECTUEUSEMENT CE QUI SUIT :

I. LA DEMANDE DE RÉVISION

1. Le 23 octobre 2018, une formation de la Régie (la « **Première formation** ») rendait la décision D-2018-149 (la « **Décision** ») par laquelle elle se prononçait sur une demande du Coordonnateur de prendre acte de sa méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal (la « **Méthodologie** » et le « **RTP** ») et d'approuver le Registre des entités visées par les normes de fiabilité (le « **Registre** ») établi en conséquence par le Coordonnateur.
2. La Décision comporte des vices de fond de nature à l'invalider principalement en ce que la Première formation a commis un excès de compétence en exigeant, de façon déraisonnable et sans considérer l'expertise que la Régie a reconnue à la *North American Electric Reliability Corporation* (la « **NERC** ») et au Coordonnateur de la fiabilité, pour chaque élément du RTP, des études complexes de planification, et en rejetant des parties de la Méthodologie qu'elle a sélectionnées sur la base d'une prétendue démonstration insuffisante, le tout en contravention avec la *Loi sur la Régie de l'énergie* (la « **LRÉ** »), notamment son article 85.3.

3. La Première formation a également démontré un biais insoutenable en faveur du réseau Bulk du *Northeast Power Coordinating Council* (le « **NPCC** » et le « **Bulk Power System** » ou « **BPS** ») établi selon le critère A-10 du même organisme, alors que ce BPS a été rejeté par la FERC, la NERC et le NPCC lui-même à compter de 2012.
4. De plus, la Décision n'a pas été rendue dans un délai raisonnable, après un délibéré d'une durée de plus de 19 mois, soit du 17 mars 2017 au 23 octobre 2018, ce qui ne respecte pas l'article 18 de la LRÉ.
5. Pour les motifs exposés ci-après et dans l'intérêt de la fiabilité de l'Interconnexion du Québec, le Coordonnateur de la fiabilité demande à une seconde formation de la Régie (la « **Seconde formation** ») de réviser certaines conclusions de la Décision (les « **Conclusions** ») :

- a) Les conclusions apparaissant aux paragraphes 87, 88, 116, 131, 172, 173, 191, 206, 266, 269, 277, 284 et 295 et la Décision; et
- b) Les ordonnances suivantes du dispositif de la Décision :

REJETTE de façon intérimaire les critères de fiabilité suivants : Réglage de la tension des interconnexions, Ligne d'interconnexion, Limites d'exploitation du réseau (SOL) d'une interconnexion, Limites d'exploitation du réseau (SOL) entre le réseau de transport d'électricité d'HQT et celui d'un transporteur auxiliaire et Synchronisation avec un réseau voisin;

[...] **REJETTE** de façon intérimaire la désignation RTP des batteries de condensateurs de 90 Mvar, sans distinction quant à leur localisation ainsi que la désignation RTP des inductances exploitées à 200 kV, sans distinction quant à leur localisation;

REJETTE de façon intérimaire la fixation d'un critère déterministe de 200 kV applicable aux Chemins parallèles aux fins de l'identification des installations de transport RTP;

[...] **REJETTE** la présomption à l'effet que les Postes de départ des installations de production n'appartenant pas à Hydro-Québec soient catégorisés à titre d'installations de production et ainsi visés par les normes de fiabilité et **DEMANDE** au Coordonnateur de lui soumettre une nouvelle proposition à cet égard;

REJETTE la demande de retrait de l'annexe E relative aux automatismes de réseau et **DEMANDE** au Coordonnateur de la réintégrer au Registre, sauf pour l'information relative à la localisation;

ORDONNE au Coordonnateur de se conformer à l'ensemble des autres éléments décisionnels contenus à la présente décision.

6. Le Coordonnateur de la fiabilité soumet que les Conclusions sont grevées de vices de fond de nature à les invalider au sens de l'article 37(3°) de la LRÉ, en ce que la Première formation a excédé sa compétence prévue aux articles 85.2 à 85.13 de la LRÉ et a rendu des ordonnances insoutenables en fait et en droit et plus particulièrement :

Motif 1 : La Première formation a excédé sa compétence d'approuver un registre des entités visées par les normes de fiabilité.

Motif 2 : La Première formation a excédé sa compétence (1) en ignorant l'article 85.3 de la LRÉ, (2) en exigeant des études et des démonstrations poussées comme condition sine qua non à l'inclusion de chaque élément du RTP et chaque critère de démarcation nette présentés dans la Méthodologie et (3) en établissant le réseau BPS (NPCC) comme réseau de base au Québec.

Motif 3 : La Première formation a excédé sa compétence en rendant des ordonnances qui ne s'appuient pas sur la preuve et qui découlent de raisonnements insoutenables.

Motif 4 : La Première formation n'a pas respecté la séparation de la fonction normative et celle de la surveillance en décidant de maintenir l'identification au Registre des automatismes de réseau

7. Le Coordonnateur de la fiabilité est très préoccupé par l'effet des Conclusions et des raisonnements à leur soutien énoncés par la Première formation, en ce qu'ils conduisent à un régime obligatoire de la fiabilité qui s'écarterait de façon marquée de celui qui est en vigueur dans les autres provinces canadiennes et aux États-Unis. Une situation qui contrevient à la LRÉ, aux engagements internationaux du Canada, ainsi qu'à l'entente conclue entre la Régie, la NERC et le NPCC avec l'autorisation du gouvernement du Québec.
8. Considérant les Conclusions, le Coordonnateur de la fiabilité, s'adresse à la Seconde formation de la Régie afin de rétablir un régime obligatoire de la fiabilité du transport d'électricité qui soit conforme à la LRÉ, ce que ne permet pas de faire un champ d'application limité au seul réseau BPS du NPCC.

II. LE CADRE APPLICABLE À UNE DEMANDE DE RÉVISION

9. En vertu de la LRÉ, une seconde formation de la Régie peut réviser ou révoquer toute décision rendue par une première formation si cette décision est affectée d'un vice de fond de nature à l'invalider (art. 37(3°) de la LRÉ).
10. Il est bien établi par la jurisprudence de la Régie et des tribunaux judiciaires qu'une erreur de fait ou de droit sérieuse et fondamentale ayant un caractère déterminant sur l'issue de la décision constitue un vice de fond de nature à invalider la décision au sens de l'article 37(3°) de la LRÉ.
11. La simple erreur de droit suffit dès qu'elle soulève une question de compétence.
12. La notion de vice de fond doit être interprétée largement, comme l'indique la Cour d'appel du Québec dans un arrêt de principe sur la question :

[140] [...] Elle est suffisamment large pour permettre la révocation d'une décision qui serait *ultra vires* ou qui, plus simplement, ne pourrait contextuellement ou littéralement se justifier. Il peut s'agir, non limitativement, d'une absence de

motivation, d'une erreur manifeste dans l'interprétation des faits lorsque cette erreur joue un rôle déterminant, de la mise à l'écart d'une règle de droit ou encore que l'omission de se prononcer sur un élément de preuve important ou sur une question de droit pertinente¹.

III. LE RÉGIME OBLIGATOIRE DE LA FIABILITÉ AU QUÉBEC

13. La LRÉ a été modifiée en 2006 par l'ajout de la section 1 intitulée « Normes de fiabilité » (articles 85.2 à 85.13) du chapitre VI.1 sur le transport d'électricité.

14. Ces modifications législatives introduisaient un nouveau régime obligatoire de la fiabilité du transport d'électricité au Québec dont les principaux éléments sont les suivants :

a) L'identification des éléments visés par le chapitre sur la fiabilité, tel que prévu à l'article 85.3 de la LRÉ :

1° un propriétaire ou exploitant d'une installation d'une tension de 44 kV et plus raccordée à un réseau de transport d'électricité;

2° un propriétaire ou exploitant d'un réseau de transport d'électricité;

3° un propriétaire ou exploitant d'une installation de production d'une puissance d'au moins 50 mégavolts ampères (MVA), raccordée à un réseau de transport d'électricité;

4° un distributeur dont la puissance de pointe dépasse 25 mégawatts (MW) et dont les installations sont raccordées à un réseau de transport d'électricité;

5° une personne qui utilise un réseau de transport d'électricité en vertu d'une convention de service de transport d'électricité intervenue avec le transporteur d'électricité ou avec tout autre transporteur au Québec.

b) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de l'établissement des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la *North American Electric Reliability Corporation* (la « NERC ») et le *Northeast Power Coordinating Council* (le « NPCC ») en l'occurrence (art. 85.4 1°);

c) Le dépôt pour adoption par la Régie, par le Coordonnateur de la fiabilité, des normes applicables au Québec proposées par un organisme ayant conclu une entente, y compris toute variante que le Coordonnateur de la fiabilité estime nécessaire (art. 85.6);

d) L'adoption de ces normes par la Régie et/ou la demande de la Régie au Coordonnateur de la fiabilité de modifier une norme déposée ou d'en soumettre une nouvelle, aux conditions qu'elle indique (art. 85.7);

¹ *Tribunal administratif du Québec c. Godin*, [2003] R.J.Q. 2490 (C.A.).

- e) Le dépôt par le Coordonnateur de la fiabilité d'un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie et l'approbation de ce Registre par la Régie (art. 85.6 et 85.13);
 - f) La conclusion d'une entente entre la Régie et un organisme qui lui démontre son expertise dans les domaines de la surveillance de l'application des normes de fiabilité du transport d'électricité, soit la NERC et le NPCC en l'occurrence (art. 85.4);
 - g) La surveillance de l'application des normes de fiabilité par la Régie et le NPCC, entité mandatée par la Régie (art. 85.2 et 85.4).
15. Dans les paragraphes qui suivent, le Coordonnateur de la fiabilité fait état du rôle prévu à la LRE de la Régie, de la NERC, du NPCC et du Coordonnateur de la fiabilité.

La Régie

16. La Régie s'est vu octroyer certains pouvoirs relativement au régime obligatoire de la fiabilité, dont principalement :
- a) Adopter des normes de fiabilité;
 - b) Approuver un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité;
 - c) Surveiller l'application des normes de fiabilité et suivant le processus établi dans la LRE, imposer des sanctions en cas de non-conformité d'une entité.
17. De plus, conformément à la LRE, la Régie :
- a) Désigne un coordonnateur de la fiabilité;
 - b) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour le développement de normes de fiabilité pour le Québec;
 - c) Conclu une entente avec la NERC et le NPCC pour la surveillance de l'application des normes de fiabilité.

La NERC et le NPCC

18. L'entente conclue en 2009 entre la Régie, la NERC et le NPCC relativement au développement des normes de fiabilité fournit des indications claires sur les circonstances et le mandat confié à la NERC :

ATTENDU QUE la fiabilité a trait au niveau de performance d'un réseau de transport d'électricité permettant de livrer aux clients les quantités d'électricité qu'ils désirent en respectant des normes reconnues et peut être mesurée par la fréquence, la durée et l'ampleur des effets défavorables sur la fourniture de l'électricité;

[...]

ATTENDU QUE la Régie considère que la NERC a fait la preuve de son expertise dans le développement de normes de fiabilité pour le transport d'électricité et dans la surveillance de leur application;

[...]

ATTENDU QUE les parties à la présente sont conscientes de la nécessité de coordonner leur action et de coopérer pour accroître la fiabilité du transport d'électricité en Amérique du Nord, y compris celui du Québec, et de faciliter l'échange d'enseignements tirés de l'expérience, d'informations et de données relatives à ce réseau;

[...]

ATTENDU QUE le réseau de transport d'électricité du Québec est une interconnexion asynchrone et que la NERC et le NPCC l'ont reconnu comme Interconnexion, il peut, par conséquent, nécessiter des normes de fiabilité ou des variantes de normes propres à cette Interconnexion;

3. OBJET DE L'ENTENTE

3.1 La Régie retient les services de la NERC et du NPCC à titre d'experts en développement de normes de fiabilité de transport d'électricité, afin que ces derniers établissent, conformément à leurs procédures de développement de normes, des normes de fiabilité de transport d'électricité applicables au Québec, et les proposent au coordonnateur de la fiabilité pour adoption par la Régie. Les services de la NERC et du NPCC sont également requis pour agir à titre d'experts techniques auprès de la Régie dans le cadre de l'examen des normes de fiabilité et du guide de sanctions qui seront déposés par le coordonnateur de la fiabilité, et pour lui fournir des avis et des recommandations.

[...]

4. OBLIGATIONS DE LA NERC ET DU NPCC

4.1 La NERC et le NPCC s'engagent à développer conformément à leurs procédures respectives, soit la *NERC Reliability Standards Development Procedure* et la *NPCC Regional Reliability Standards Development Procedure*, des normes de fiabilité du transport d'électricité applicables au Québec. À cette fin, dans le cadre de leurs procédures respectives, la NERC et le NPCC s'engagent à être attentifs aux commentaires et avis soumis par le coordonnateur de la fiabilité du Québec, les transporteurs et les usagers du transport d'électricité du Québec.

4.2 La NERC et le NPCC s'engagent à vérifier que toute norme de fiabilité du transport d'électricité spécifique au Québec ou toute variante spécifique au Québec d'une norme que le coordonnateur de la fiabilité estime nécessaires pour assurer la fiabilité du transport d'électricité au Québec sont aussi rigoureuses que les normes de fiabilité de la NERC applicables dans le reste de l'Amérique du Nord.

[...]

4.4 La NERC et le NPCC s'engagent à avoir des représentants présents ou, au besoin, à témoigner en tant qu'experts techniques lors des audiences que la Régie tiendra, le cas échéant, à l'occasion de l'examen du dossier des normes de fiabilité à la Régie conformément aux articles 85.6 et 85.7 de la Loi, et à l'occasion de

l'examen du guide de sanctions déposé par le coordonnateur de la fiabilité en vertu de l'article 85.8 de la Loi.

4.5 À la demande de la Régie, la NERC et le NPCC s'engagent à lui soumettre des avis ou recommandations lors de l'examen des dossiers indiqués à l'article 4.4, y compris, sans s'y limiter, les questions soumises par le coordonnateur de la fiabilité à la considération de la Régie.

19. Cette entente a été conclue conformément au décret n° 443-2009 du 8 avril 2019 (le « **Décret** »).
20. En septembre 2014, la Régie, la NERC et le NPCC concluent une entente relative à la surveillance dans laquelle La Régie a reconnu l'expertise de la NERC et du NPCC en matière de surveillance de la conformité et d'application de normes de fiabilité et indique que la Régie publiera un Programme de surveillance et de conformité de l'application des normes de fiabilité au Québec (le « **PSCAQ** »).
21. La Régie a reconnu l'expertise de la NERC et du NPCC en matière de développement de normes de fiabilité et conclu une entente avec ceux-ci en raison de cette expertise.
22. En octobre 2014, la Régie publie le PSCAQ qui encadre la surveillance des entités visées au Québec.

Le Coordonnateur de la fiabilité

23. De par les termes de la LRÉ, le Coordonnateur de la fiabilité a principalement les pouvoirs et obligations suivants :
 - a) déposer les normes développées par la NERC et le NPCC auprès de la Régie pour adoption;
 - b) proposer toute variante ou autre norme qu'il estime nécessaire;
 - c) déposer une évaluation de la pertinence et des impacts des normes déposées;
 - d) déposer l'identification de toute entité visée à l'article 85.3 de la LRÉ;
 - e) soumettre à la Régie un guide faisant état de critères à prendre en considération dans la détermination d'une sanction, en cas de contravention à une norme de fiabilité;
 - f) déposer à la Régie, pour approbation, un registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie;
 - g) remplir les fonctions qui lui sont dévolue en vertu d'une norme de fiabilité adoptée par la Régie;
 - h) donner des directives d'exploitation en vertu d'une norme adoptée par la Régie.

24. La désignation du Coordonnateur de la fiabilité par la Régie est faite en vertu de l'article 85.5 de la LRE a fait l'objet d'une étude détaillée. La désignation est faite sur la base de la compétence et de l'expertise qui lui ont été démontrées.
25. Dans sa première décision relative à la désignation du Coordonnateur de la fiabilité (D-2007-95), la Régie conclut que la direction Contrôle des mouvements d'énergie d'Hydro-Québec possède la compétence et l'expertise requises pour assumer le rôle de coordonnateur de la fiabilité au Québec, notamment par ses compétences techniques et par ses connaissances des normes de fiabilité.
26. Cette compétence et cette expertise du Coordonnateur n'ont jamais été remises en question par la Régie, même dans le cadre du dossier R-3996-2016 portant notamment sur la réévaluation du modèle de la fiabilité au Québec.
27. Depuis la décision D-2007-95 et sans interruption depuis, le Coordonnateur de la fiabilité désigné par la Régie est une direction équivalente d'Hydro-Québec. Actuellement, la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau est désignée comme coordonnateur de la fiabilité à titre provisoire par la décision D-2017-033 de la Régie.

Autres caractéristiques du régime de la fiabilité au Québec

28. Au Québec, le champ d'application de la plupart des normes de fiabilité est le réseau de transport principal (le « **RTP** »). Le RTP répond aux caractéristiques de l'Interconnexion du Québec Ce champ d'application est différent du Bulk Electric System (le « **BES** ») de la NERC, qui est basé sur un critère de démarcation nette, complété par diverses inclusions et exclusions, de même que par un processus d'exception.
29. Le Coordonnateur de la fiabilité propose une définition du RTP qui découle de l'utilisation de critères de démarcation nette prévus à la LRE (centrales de plus de 50 MVA, réseau de transport exploités à la tension de 44 kV ou plus, etc.). Le RTP est généralement décrit comme suit :
 - a) Concernant les installations de production :
 - i. Installation de puissance nominale de plus de 75 MVA;
 - ii. Installation de puissance nominale 50 MVA et plus et 75 MVA et moins, et remplis au moins un des critères de fiabilité.
 1. Réglage de fréquence;
 2. Maintien des réserves d'exploitation;
 3. Limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL);
 4. Limites d'exploitation du réseau (SOL) d'une interconnexion;

5. Limites d'exploitation du réseau (SOL) entre le réseau de transport d'électricité du Transporteur et celui d'un transporteur auxiliaire;
6. Synchronisation avec un réseau voisin;
7. Automatismes de réseau ayant un impact sur les limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL);
8. Remise en charge du réseau.

b) Concernant les installations de transport :

- i. Éléments du « Bulk » et éléments connexes;
- ii. Éléments de transport répondant à au moins un critère de fiabilité:
 1. Réglage de la tension du réseau à 735 kV et des interconnexions;
 2. Ligne d'interconnexion;
 3. Limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL);
 4. Limites d'exploitation du réseau (SOL) d'une interconnexion;
 5. Limites d'exploitation du réseau (SOL) entre le réseau de transport d'électricité du Transporteur et celui d'un transporteur auxiliaire;
 6. Synchronisation avec un réseau voisin;
 7. Automatismes de réseau ayant un impact sur les limites d'exploitation pour la fiabilité de l'Interconnexion (IROL);
 8. Remise en charge du réseau.
- iii. Éléments de transport associés à un écoulement parallèle;
- iv. Éléments de transport associés à l'intégration de la production.

30. Bien que différent et plus ciblé que le BES de la NERC, le RTP québécois constitue une identification raisonnable et adéquate des éléments sur lesquels doivent s'appliquer les normes de fiabilité au Québec.

31. L'autre champ d'application des normes de fiabilité au Québec est le Bulk Power System (le « **BPS** »), développé par le NPCC, et qui, correspond essentiellement à l'ossature du réseau à 735 kV. Le champ d'application BPS est beaucoup plus restreint que le RTP ou le BES.

32. En 2012, la *Federal Energy Regulatory Commission* (la « **FERC** ») a approuvé une nouvelle définition pour le BES développé par la NERC.
33. La FERC a jugé que le BPS du NPCC présentait de graves lacunes et que la notion de zone locale qui le sous-tend est floue et trop discrétionnaire. Le NPCC lui-même a abandonné le BPS à titre de champ d'application de normes de fiabilité, pour adopter le BES de la NERC.
34. Au Québec, le Coordonnateur de la fiabilité doit déposer à la Régie un « registre identifiant les entités visées par les normes de fiabilité adoptées par la Régie » (le « **Registre** ») en vertu de l'article 85.13 (1°) de la LRÉ.
35. Dans la décision D-2015-059, la Régie a approuvé le Registre déposé par le Coordonnateur et lui a demandé de produire, dans un dossier ultérieur, une méthodologie d'identification des éléments du RTP. Le Coordonnateur a déposé cette méthodologie dans le dossier R-3952-2015 et celle-ci a été rejetée en grande partie pour des motifs illégaux, ultra vires ou insoutenables, selon le cas, par la Première formation.
36. La LRÉ confie à la Régie la compétence de surveiller l'application des normes de fiabilité au Québec. Pour ce faire, la Régie a conclu une entente avec le NPCC en vertu de l'article 85.4 (2°) de la LRÉ. La Régie peut attribuer des sanctions en cas de contravention à une norme de fiabilité.
37. La Régie a formalisé ses interventions dans le domaine de la surveillance en adoptant le PSCAQ recommandé par le NPCC, de même que par un Guide des sanctions relatif à l'application des normes de fiabilité en vigueur au Québec » (le « **Guide des sanctions** »).

IV. LA MÉTHODOLOGIE PRÉSENTÉE PAR LE COORDONNATEUR

38. La Méthodologie proposée par le Coordonnateur vise à inclure au RTP, tel que décrit à la section précédente, les installations de production et de transport qui assurent la fiabilité du réseau de transport.
39. La Méthodologie prévoit que les installations de production sont incluses au RTP si leur production nominale est de plus de 75 MVA, ou entre 50 MVA et 75 MVA et répondent à au moins un critère de fiabilité. Les installations de transport sont également incluses au RTP si elles répondent à au moins un critère de fiabilité.
40. De façon générale, le Coordonnateur de la fiabilité s'en remet au résumé apparaissant aux paragraphes 1 à 32 de la Décision.

V. LES MOTIFS DE RÉVISION

41. Avec égard, la Régie a commis un excès de compétence et rendu des ordonnances illégales fondées sur des raisonnements insoutenables et/ou non fondées sur la preuve administrée au dossier :

- a) En excédant sa compétence d'approuver un registre des entités visées;
 - b) De façon générale et répétée dans la Décision, en exigeant des études et des démonstrations poussées aux fins d'inclure tout élément au RTP;
 - c) En rendant des ordonnances qui ne s'appuient pas sur la preuve ou qui sont insoutenables, notamment :
 - i. En refusant d'inclure les transformateurs élévateurs des postes de départ au RTP;
 - ii. En refusant d'inclure les batteries de condensateurs de 90 Mvar et plus et les inductances exploitées à une tension de 200 kV et plus au RTP;
 - iii. En distinguant de façon confuse la fiabilité du transport d'électricité et l'optimisation de l'exploitation du réseau de transport;
 - iv. En rejetant des critères de fiabilité pour l'inclusion d'éléments au RTP.
 - d) En ne respectant pas la séparation de la fonction normative et surveillance quand il s'agit du maintien de l'identification au Registre des automatismes de réseau.
- 42.** Le fait que la Décision n'ait pas été rendue avec diligence comme le prévoit l'article 18 de la LRÉ, soit après un délibéré de plus de 19 mois, accentue les vices de fond de nature à invalider la Décision mentionnés au paragraphe 41 (c) de la présente demande de révision, notamment lorsqu'il s'agit de la compréhension du témoignage des représentants du Coordonnateur de la fiabilité et de l'appréciation de la preuve de la part de la Première formation.

Motif 1 : La Première formation a excédé sa compétence d'approuver un registre des entités visées par les normes de fiabilité.

- 43.** Parmi les pouvoirs du Coordonnateur de la fiabilité prévus à la LRÉ, on retrouve celui de déposer un registre des entités visées par les normes de fiabilité pour approbation par la Régie à l'article 85.13 (1°) de la LRÉ.
- 44.** Le Registre identifie notamment les installations de production et de transport d'électricité faisant partie du RTP.
- 45.** Par la Décision, la Régie s'est immiscée dans les pouvoirs du Coordonnateur de la fiabilité en sélectionnant les éléments de sa Méthodologie qu'elle « approuve » ou « refuse », sans trouver quelque appui dans la LRÉ et sans prendre appui sur la preuve administrée au dossier, une situation qui peut avoir été accentuée par le délai de délibéré déraisonnable de plus de 19 mois.
- 46.** De plus, les motifs exprimés dans la Décision au soutien des éléments qu'elle refuse sont incohérents, contradictoires, incompréhensibles et insoutenables, tel que détaillé aux motifs 2, 3 et 4 de la présente demande de révision.

Motif 2 : La Première formation a excédé sa compétence (1) en ignorant l'article 85.3 de la LRÉ, (2) en exigeant des études et des démonstrations poussées comme condition sine qua non à l'inclusion de chaque élément du RTP et chaque critère de démarcation nette présentés dans la Méthodologie (3) en établissant le réseau BPS (NPCC) comme réseau de base au Québec.

47. Avec égard, à plusieurs reprises dans la Décision, la Première formation dénature le régime obligatoire de la fiabilité au Québec en exigeant des preuves qualifiées de « probantes » ou de « convaincantes » comme condition préalable à l'inclusion de tout élément au RTP et en exigeant que le caractère « essentiel » pour la fiabilité soit ainsi démontré (para. 116, 191, 206, 277 et 306 de la Décision). À d'autres égards, la Régie qualifie certains éléments de « commerciaux » (para. 187 de la Décision) et questionne leur inclusion au RTP sur la base de cette qualification. Enfin, la Régie rejette plusieurs éléments de la Méthodologie sur la base de cette prétendue insuffisance de preuve et fait des distinctions incompréhensibles et insoutenables entre la fiabilité et l'utilité aux fins de l'exploitation du réseau de transport.
48. Cette démarche de la Première formation n'est pas conforme à la LRÉ. Au contraire, les éléments visés par le régime obligatoire de la fiabilité sont identifiés à l'article 85.3 de la LRÉ. La Méthodologie s'appuie sur cette disposition et utilise divers critères afin d'identifier les éléments inclus au RTP.
49. La pratique nord-américaine, tant de la NERC que des provinces canadiennes, en cette matière est d'établir des seuils inclusifs (ex. installations de production de 75 MVA et plus, installations de transport d'une tension de 100 kV et plus), puis de prévoir des mécanismes d'exclusion où l'entité visée doit démontrer que son installation ne devrait pas être visée par les normes de fiabilité.
50. Au Québec, de façon surprenante et injustifiée, la Décision introduit un régime inverse où le Coordonnateur de la fiabilité devrait justifier par des études poussées le caractère « essentiel » de l'inclusion de tout élément au RTP. Ce faisant, la Première formation réduit le champ d'application des normes de fiabilité et fait en sorte que les normes ne trouvent pas application ou trouvent une application limitée.
51. Cette situation n'est pas conforme à l'entente de 2009 conclue entre la Régie, la NERC et le NPCC, laquelle prévoit notamment que les normes pour le Québec doivent être aussi rigoureuses que dans les autres juridictions, conformément au Décret.
52. Par ailleurs, à de nombreuses reprises dans la Décision, la Régie exprime sa compréhension à l'effet que le réseau BPS (NPCC) est le « réseau de base » (para. 129), qu'il est « au cœur du modèle de fiabilité » (para. 224) et constate son « caractère dominant » (para. 222).
53. Par la Décision, la Première formation détermine que le Québec fait désormais cavalier seul en Amérique du Nord en :

- a) maintenant le réseau BPS (NPCC) à titre d'élément central du régime obligatoire de la fiabilité, bien que la FERC, la NERC et le NPCC l'aient abandonné à titre de champ d'application des normes;
 - b) exigeant des démonstrations et des études complexes pour assujettir tout élément de transport ou de production au RTP.
54. Le Coordonnateur n'est pas en mesure de satisfaire au degré de démonstration exigé par la Première formation au-delà de la preuve qu'il a déjà administrée devant elle. Plus particulièrement, le Coordonnateur n'est pas en mesure de présenter de telles études à la Régie au prix d'efforts raisonnables et souligne que ni la NERC ni le NPCC ne développent des normes sur cette base, non plus que les régulateurs des territoires voisins ne les approuvent sur cette base.
55. Le Coordonnateur est gravement préoccupé par la Décision et par les conséquences qu'elle amènerait sur le régime en vigueur au Québec.

Motif 3 : La Première formation a excédé sa compétence en rendant des ordonnances qui ne s'appuient pas sur la preuve et qui découlent de raisonnements insoutenables.

56. Le Motif 3 s'applique à plusieurs ordonnances incluses dans la Décision concernant les postes élévateurs des centrales de production, les batteries de condensateurs, les inductances et les études relatives aux écoulements parallèles.

Les postes élévateurs des centrales de production

57. La Méthodologie prévoit que tous les postes de départ des centrales du RTP font également partie du RTP, que ces postes de départ soient identifiés comme élément de transport ou de production.
58. Dans la Décision, la Première formation se dit en accord avec l'approche de la NERC selon laquelle tous les transformateurs élévateurs sont visés, qu'ils appartiennent ou non au *propriétaire d'installation de production (GO)*.
59. Or, la Première formation juge la Méthodologie discriminatoire en ce qu'elle distingue selon l'identité du propriétaire du poste élévateur (para. 85 de la Décision), ce qui introduirait un vide réglementaire en matière d'application des normes de fiabilité au Québec (para. 82 de la Décision).
60. Avec égard, ce raisonnement est incompréhensible et insoutenable.
61. La Décision mentionne ce qui suit :

[102] La Régie appuie l'affirmation du Coordonnateur à l'effet que les centrales « non raccordées directement au RTP » contribuent au maintien de l'équilibre offre/demande et de la fréquence.

[103] Toutefois, la Régie est d'avis que, dans le contexte du maintien de la fréquence de l'Interconnexion du Québec, en autant qu'elles demeurent raccordées au réseau, l'importance des contributions de certaines installations de production, telles que la production éolienne, qui est intermittente, la production au fil de l'eau, qui est variable, ou la production synchronisée à un réseau voisin, peut s'avérer marginale. Par conséquent, elle doute du caractère « essentiel » que le Coordonnateur leur attribue.
(Nous soulignons)

62. Le Coordonnateur constate la contradiction entre d'une part, le paragraphe 102 et le premier passage souligné du paragraphe 103 et d'autre part, les autres passages du paragraphe 103. Le raisonnement de la Première formation est incompréhensible et inintelligible.
63. De plus, les doutes que la Première formation entretient sont fondés sur le caractère prétendument variable, intermittent ou synchronisé sur un réseau voisin de certaines sources de production. Or, aucune preuve administrée devant elle ne peut justifier de telles affirmations. Au demeurant, de façon évidente, que la production puisse être variable ou intermittente n'a aucun lien avec le fait que lors d'un événement sur le réseau, les centrales en production contribuent au maintien de la fréquence au moment précis où cet événement survient, comme, curieusement, la Décision le mentionne au paragraphe 102, précité.
64. Il en va de même relativement aux transformateurs élévateurs, dont la Première formation reconnaît la nécessité de les assujettir au régime obligatoire de la fiabilité (para. 81 et 82), pour ensuite rejeter l'inclusion de ces équipements en raison d'une prétendue discrimination selon l'identité du propriétaire.
65. En somme, le transformateur élévateur doit être visé, quel qu'en soit le propriétaire, que ce soit (1) dans un poste de départ désigné comme installation de transport ou (2) implicitement, en lien avec la centrale de production, comme le fait la NERC. Dans la Décision, la Première formation accepte cette règle, mais rejette la Méthodologie en raison d'une discrimination relative au propriétaire du poste de départ. Ce faisant, elle ordonne le retrait des transformateurs élévateurs de l'ensemble des producteurs du Québec qui ne sont pas Hydro-Québec Production, ce qui constitue une discrimination évidente sur la base de l'identité du propriétaire. Avec égard, il s'agit d'une incohérence qui constitue un vice de fond de nature à invalider la décision.
66. Ces vices de fond de nature à invalider la décision entraînent des conséquences négatives importantes pour certaines entités visées par les normes de fiabilité. En effet, le maintien de l'enregistrement d'une entité pour la fonction de propriétaire d'installation de transport (TO), alors que le Registre déposé par le Coordonnateur prévoyait le retrait de cette fonction pour ne conserver que la fonction de propriétaire d'installation de production (GO), amène un fardeau réglementaire inutile pour une entité, en ce que cela n'ajoute aucun avantage pour la fiabilité de l'interconnexion du Québec.

Les bancs de condensateurs de 90 Mvar et plus et les inductances exploitées à 200 kV et plus

67. Aux paragraphes 166 à 172 de la Décision, la Régie établit une distinction entre la fiabilité du transport d'électricité au Québec et la qualité des services de transport d'électricité offerte par (le « **Transporteur** »). Avec égard, cette distinction est incompréhensible et ne repose sur aucune preuve administrée devant la Première formation.
68. De toute évidence, il n'a pas été question devant la Première formation de la qualité des services de transport offerts par le Transporteur. Ce type de question est examiné dans les dossiers tarifaires du Transporteur, notamment à travers des indicateurs de qualité de service.
69. Au paragraphe 170 de la Décision, la Première formation parle d'un « choix » et d'une « prérogative » du Transporteur. Le Coordonnateur de la fiabilité comprend qu'il s'agit de la nécessité d'accroître sa vigilance (para. 169) afin de « mettre en place les moyens lui [le Transporteur] permettant de satisfaire les objectifs de qualité de service entendus avec ses clients » (para. 168). Avec égard, ces conclusions sont incompréhensibles.
70. La confusion entre les activités du Coordonnateur de la fiabilité et celles du Transporteur grève la Décision d'un vice de fond de nature à l'invalider.
71. De plus, la compréhension de la Première formation, prétendument appuyée sur le témoignage des représentants du Coordonnateur, à l'effet que « l'optimisation des capacités de transit et leur utilisation a pour conséquence de réduire les marges » (para. 169) est insoutenable et dénature le témoignage des représentants du Coordonnateur. Ceux-ci ont plutôt affirmé que c'est le fait que le réseau est plus sollicité depuis les dernières années qui réduit les marges, et non pas un quelconque choix du Transporteur.
72. Au paragraphe 169 de la Décision, la Première formation indique qu'elle « en déduit que pour maintenir le niveau de fiabilité requis, l'opérateur du réseau doit accroître sa vigilance et sa maîtrise des éléments le constituant ». Or, maintenir le niveau de fiabilité requis n'est pas un choix ni une prérogative du Transporteur, comme le mentionne la Décision au paragraphe 170, mais bien une obligation du Coordonnateur de la fiabilité qui correspond à l'objectif premier des normes de fiabilité.
73. La conclusion de la Première formation à l'effet que les batteries de condensateurs et les inductances exploitées à plus de 200 kV ne servent qu'à la qualité des services de transport est insoutenable. La seule conclusion possible, vu la preuve administrée, était que les batteries de condensateurs de 90 Mvar et plus doivent être incluses au RTP (para 172).

Les études relatives aux écoulements parallèles

74. Aux paragraphes 205 et 206 de la Décision, la Première formation tire des conclusions relatives à « l'ampleur de l'écoulement parallèle » relativement à l'importance d'un chemin parallèle et se dit d'avis qu'en raison du « jeu des impédances des chemins en cause », l'évaluation du poids des écoulements parallèles ne requièrent pas d'études complexes :

[205] La Régie est d'avis que l'ampleur de l'écoulement parallèle relativement à l'écoulement de puissance dans les lignes Bulk qui lui sont parallèles est significative de l'importance du Chemin parallèle en matière de fiabilité. Elle est également d'avis que l'évaluation de ce poids, résultant du jeu des impédances des chemins en cause, ne requiert pas d'études aussi complexes que celles requises à l'identification des éléments Bulk.

[206] En conséquence, en l'absence d'études probantes permettant d'évaluer l'ampleur relative des Écoulements parallèles dans les lignes en cause, la Régie est d'avis que la fixation d'un seuil déterministe de 200 kV applicable aux Chemins parallèles pour identifier les installations de transport RTP n'est pas suffisamment justifiée.

(Nous soulignons)

75. De toute évidence, ces conclusions de la Première formation découlent d'éléments qui n'ont pas été introduits en preuve devant elle. Le Coordonnateur ignore sur quoi la Première formation s'est basée pour conclure ainsi aux paragraphes 205 et 206 de la Décision.

76. En cela, cette conclusion est grevée d'un vice de fond de nature à l'invalider.

Le rejet de critères de fiabilité

77. La Méthodologie forme un tout cohérent et il n'est pas possible de façon valable d'en sélectionner certains éléments uniquement, qui plus est sans preuve au soutien des conclusions de la Première formation à cet égard (para. 116, 172, 191, 206, 277, 278).

Motif 4 : La Première formation n'a pas respecté la séparation de la fonction normative et surveillance quand il s'agit du maintien de l'identification au Registre des automatismes de réseau

78. Les normes de fiabilité ne distinguent pas selon qu'un automate de réseau (SPS) est de type I ou II, ni selon son numéro d'enregistrement au NPCC ni selon sa nature.

79. Dans la décision D-2018-101 révoquant des conclusions de la décision D-2017-110, une seconde formation de la Régie avait pourtant établi clairement qu'en l'absence d'exigences dans les normes distinguant entre certaines caractéristiques d'équipements, le Registre ne doit pas faire une telle distinction.

80. Les Conclusions de la Première formation apparaissant aux paragraphes 265 et 266 sont de plus en contradiction avec la conclusion apparaissant au paragraphe 56 de la même Décision.

81. La Première formation a ainsi confondu la compétence de la Régie d'approuver le Registre et celle de surveiller l'application des normes de fiabilité, ce qui constitue un vice de fond de nature à invalider la Décision.

VII. CONCLUSIONS RECHERCHÉES

- 82.** Le Coordonnateur de la fiabilité demande à la Régie de réviser et révoquer les Conclusions de la Décision mentionnées au paragraphe 5 de la présente demande de révision.
- 83.** En raison des motifs de révision invoqués par le Coordonnateur dans la présente demande, l'entièreté de la Décision est grevée d'un vice de fond de nature à invalider la Décision.
- 84.** De plus, considérant que :
- a) la Méthodologie est un tout qui ne peut faire l'objet de l'exercice de sélection de divers éléments effectués par la Première formation;
 - b) le biais inacceptable de la Première formation en faveur du réseau BPS (NPCC), un champ d'application rejeté par la FERC, la NERC et le NPCC lui-même à compter de 2012;
 - c) l'étude de la Méthodologie entreprise par la Première formation ne peut se poursuivre valablement en raison des vices de fond dont est grevée la Décision et qui sont mentionnés dans la présente demande;
 - d) la Première formation exige des études et démonstrations pour inclure tout élément au RTP, ce que le Coordonnateur n'est pas en mesure de produire.
- 85.** Le Coordonnateur demande également à la Seconde formation d'annuler la phase 2 du dossier R-3952-2015 créée par la Décision et de mettre fin au dossier R-3952-2015.

PAR CES MOTIFS, PLAISE À LA RÉGIE :

ACCUEILLIR la présente demande;

RÉVISER ET RÉVOQUER la décision D-2018-149;

PRENDRE ACTE de la méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal, pièce B-0041;

APPROUVER le registre que le Coordonnateur de la fiabilité déposera une fois que la Régie aura pris acte de la méthodologie d'identification des éléments du réseau de transport principal;

ANNULER la phase 2 du dossier R-3952-2015;

METTRE FIN au dossier R-3952-2015.

Montréal, le 22 novembre 2018

(S) Affaires juridiques Hydro-Québec

Affaires juridiques Hydro-Québec
(Me Jean-Olivier Tremblay)

AFFIRMATION SOLENNELLE

Je, soussigné, **CAROLINE DUPUIS**, Directrice par intérim – Normes de fiabilité et conformité réglementaire, direction – Normes de fiabilité et conformité réglementaire, pour la direction principale – Contrôle des mouvements d'énergie et exploitation du réseau de la division Hydro-Québec TransÉnergie, au 2, Complexe Desjardins, Tour Est, 13e étage, en la ville de Montréal, province de Québec, affirme solennellement ce qui suit :

1. La présente demande de révision du Coordonnateur de la fiabilité a été préparée sous ma supervision et mon contrôle ;
2. J'ai une connaissance personnelle des faits allégués dans la présente demande de révision;
3. Tous les faits relatifs à la présente demande de révision et allégués par le Coordonnateur de la fiabilité sont vrais.

Et j'ai signé à Montréal, Québec,
ce 22 novembre 2018

(s) Caroline Dupuis

Caroline Dupuis

Déclaré solennellement devant moi,
à Montréal, Québec, ce 22 novembre 2018

(s) Mélissa Daniel

Mélissa Daniel # 208 216
Commissaire à l'assermentation
pour le Québec