

**Complément de preuve relatif à la modalité
d'application du critère de défaut triphasé pour
les normes FAC-010 et FAC-011**

– version caviardée –

1 Introduction

Au présent dossier, le Coordonnateur dépose la version 3 des normes FAC-010 et FAC-011 (les « Normes concernées ») ainsi que leurs annexes Québec respectives, en y incluant une disposition particulière relative à la modalité d'application du critère du défaut triphasé¹.

Le présent rapport présente les éléments justificatifs relatifs à cette disposition particulière, ainsi qu'une évaluation préliminaire de la pertinence et impact de l'application du critère de défaut triphasé, avec et sans la modalité d'application prévu à la disposition particulière.

2 Le suivi de la décision D-2017-110

Par sa décision D-2017-110², la Régie demandait au Coordonnateur de déposer, dans le cadre d'un nouveau dossier, les demandes d'adoption de normes FAC-010-2.1, FAC-011-2 et FAC-014-2, en y incluant une modalité d'application du critère de défaut triphasé après avoir procédé à une consultation publique.

En réponse à un suivi administratif de la Régie³, le Coordonnateur indiquait, d'une part, qu'il prévoyait déposer de nouvelles versions des normes FAC-010 et FAC-011 en 2018, soit les normes FAC-010-3 et FAC-011-3, et d'autre part, qu'il ne prévoyait pas avoir recours à une modification à la norme FAC-014-2 pour sa proposition d'une modalité d'application du défaut triphasé.

En effet, une disposition particulière a été proposée par le Coordonnateur à la norme FAC-011-3 afin d'introduire une modalité d'application relative au critère de défaut triphasé. Par souci de cohérence, le Coordonnateur propose la même disposition particulière à la norme FAC-010-3, que celle proposée à la norme FAC-011-3 même si l'application de cette norme ne cause pas d'impact au Québec.

Le Coordonnateur est d'avis que l'ajout de la disposition particulière à la norme FAC-011-3 est suffisant pour alléger l'application du critère de défaut triphasé. Aussi, il est souhaitable que tout allègement des limites soit précisé uniquement à la méthodologie, afin d'éviter l'ajout d'une étape additionnelle lors de la détermination des limites. Pour cette raison, le Coordonnateur est d'avis qu'il n'est pas pertinent, ni souhaitable, de modifier l'application de la norme FAC-014-2.

¹ Dossier R-4070-2018, pièce [B-0007, Annexe QC-FAC-010-3 et Annexe QC-FAC-011-3](#).

² Dossier R-3944-2015, R-3949-2015 et R-3957-2015, décision [D-2017-110](#), p. 35, par. 113.

³ [Suivi de la décision D-2017-110](#) relatif à la modalité d'application du défaut triphasé, réplique du Coordonnateur du 27 juin 2018.

3 Processus de consultation publique et les modalités d'applications considérées

Donnant suite à son engagement formulé à l'audience du dossier R-3944-2015, le Coordonnateur a proposé la disposition particulière suivante lors de la consultation publique pour les normes FAC-010 et FAC-011.

« Disposition particulière applicable à l'exigence E2.2.1 :

L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme, sauf :

- lorsque la planification associée à l'élément est effectuée après le 1er janvier 2019 et
- lorsque l'élément n'a pas connu de modification substantielle depuis le 1er janvier 2019.

De plus, l'exigence E2.2.1 est remplacée par le texte suivant :

E2.2.1 Défaut monophasé à la terre ou défaut biphasé (le plus grave des deux), avec élimination normale du défaut, touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur ou un élément shunt en défaut. »

Suite aux commentaires d'entités, notamment par l'entité RTA, et après une analyse additionnelle de la disposition particulière proposée, le Coordonnateur a écarté cette disposition particulière. Cette analyse additionnelle a conclu que l'approche proposée en audience d'intégrer des notions de planification dans une exigence d'exploitation n'était pas souhaitable. Notamment, la démonstration nécessaire pour qu'une entité puisse bénéficier de l'allégement, soit une démonstration de la planification effectuée à une date précise, est problématique dans un contexte de l'application obligatoire. Aussi, la portée d'une telle modalité est difficile à estimer et il en suit que la pertinence et l'impact de la modalité seraient difficiles à évaluer.

Par souci de simplicité d'évaluation, d'application et de surveillance, le Coordonnateur est d'avis qu'un critère déterministe doit être considéré dans sa détermination d'une modalité d'application. Il a proposé la disposition particulière suivante :

« L'exigence E2.2.1 s'applique telle que stipulée dans la norme sauf pour les installations du RTP de moins de 230kV qui n'ont pas connu de modification substantielle après le 1er janvier 2019 pour lesquelles l'exigence E2.2.1 est remplacée par l'exigence suivante :

E2.2.1 *Défaut monophasé à la terre avec élimination normale du défaut* touchant un groupe de production, une ligne de transport, un transformateur

ou un élément shunt en défaut. »

4 Les impacts découlant de l'application du critère du défaut triphasé (ACDT)

Lors de l'audience, le Coordonnateur avait soulevé que certains réseaux dans l'interconnexion du Québec n'étaient pas conçus afin de rencontrer le critère du défaut triphasé.

Toutefois, l'analyse des limites d'exploitation a révélé que les limites les plus spécifiques, les plus probantes et les plus impactées par l'ACDT, sont les limites entre le réseau d'HQT et le réseau de RTA, désignées dans leur ensemble comme la « Limite Alcan ». Ce sont ces limites qui ont été explorées plus en détail au présent document. La Limite Alcan est désignée par la ligne pointillée bleue à la figure 1.

Les limites d'exploitation du réseau ne sont modifiées par l'ACDT que lors d'une exportation nette vers le RTP, c'est-à-dire lorsque la production excède la somme de la charge RTA, de la charge du Lac-St-Jean ainsi que la charge des clients industriels d'Hydro-Québec Distribution raccordée au réseau RTA (référer à l'encadré de droite). Dans cet état, l'entité RTA agit en tant que producteur exportateur, et non en tant que producteur à vocation industrielle.

ACDT - Impact sur la Limite Alcan
Impact lorsque RTA exporte vers le réseau principal, soit que
 $P_{RTA} > C_{RTA} + C_{LSJ}$
Où :
 P_{RTA} = Production RTA
 C_{RTA} = Charge RTA
 C_{LSJ} = Charges du Lac-St-Jean

A priori, la Limite Alcan peut différer selon la configuration du réseau. Les configurations sont définies par les différents états de service (en service, hors service) d'éléments en réseau. Le Tableau 1 présente les configurations les plus fréquentes⁴ et leur fréquence en 2017 y étant associées.

L'impact⁵ sur la Limite Alcan d'appliquer le critère de défaut triphasé est présenté au Tableau 2. On n'y constate que les modifications de limites des configurations

⁴ [redacted] Les configurations avec [redacted] sont les plus fréquents au sens qu'elles sont la configuration de réseau « noble » (la configuration no. 1) et des configurations N-1 des lignes concernées. Voir le Tableau 1.

⁵ L'examen de l'impact ne considère que deux moyens pour assurer la stabilité à la suite d'un défaut triphasé, soit l'établissement d'un seuil de production sur une centrale spécifique et la réduction de la Limite Alcan. Advenant la mise en vigueur du critère de défaut triphasé, un examen plus complet serait effectué pour établir la Limite Alcan pour l'ensemble de configurations et pour évaluer d'autres solutions possibles, tel le renforcement de réseau. De l'avis du Coordonnateur, ces autres solutions possibles pourraient avoir moins d'impact sur les transits.

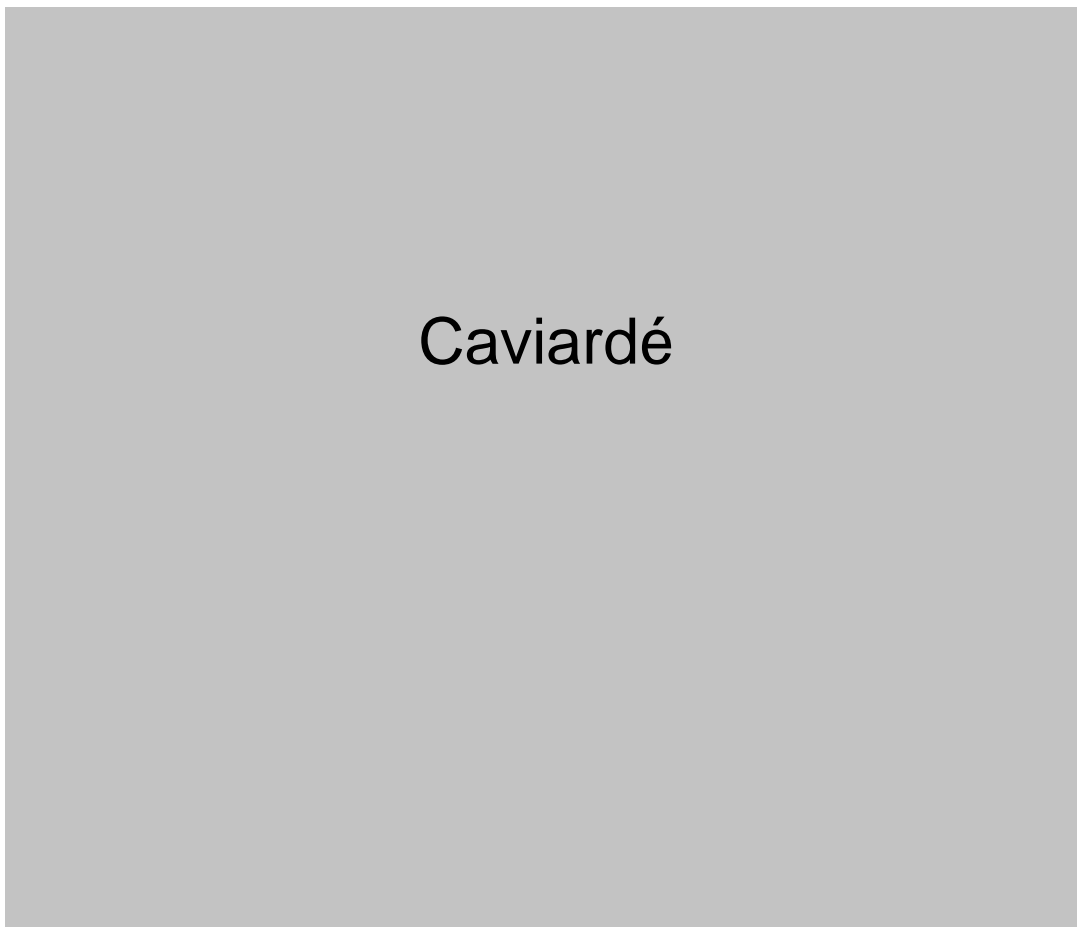


Figure 1 : Schéma du réseau RTA avec les lignes pertinentes (en rouge) et la Limite Alcan (en bleu)

3 et 6, représentant des écarts d'au plus 50 MW, ont eu lieu pendant 93,2% de l'année 2017, tandis que les impacts les plus contraignants représentant des écarts de [REDACTED] MW, n'ont eu lieu que pendant 5,7% de l'année 2017. À noter, la configuration 1 est la configuration en exploitation par défaut, soit la configuration « noble » tandis que les autres configurations représentent des configurations en état dégradé.

La modification d'une limite n'a un impact sur une entité que lorsqu'elle restreint un transit (référer à l'encadré de droite). Afin de dresser

Exemple illustrant l'impact d'une modification de limite

Si une entité transite 1000 MW à l'année longue sur une ligne avec une limite de 1000 MW, la réduction de la limite sur la ligne à 900 MW obligerait une réduction du transit à 900 MW. En revanche, si l'entité transite 900 MW sur cette ligne à l'année longue et que la limite baisse de 1000 MW à 900 MW, il n'y aurait aucun impact.

un portrait de l'impact hypothétique d'appliquer le critère de défaut triphasé, le Coordonnateur a procédé à une estimation de l'impact sur les transits en se référant aux transits entre le réseau RTA et le réseau d'HQT en 2017.

Tableau 1: Configurations les plus fréquentes pour l'examen de la Limite Alcan

No.	Configurations du réseau				2017	
	■	□	■	□	Heures ⁶	% de l'année ⁷
1	■	■	■	■	8053	92
2	■	■	■	■	370	4,2
3	■	■	■	■	0	0
4	■	■	■	■	137	1,5
5	■	■	■	■	0	0
6	■	■	■	■	102	1,2

* En-service – E/S, Hors-service – H/S

Tableau 2: L'impact de l'ACDT sur la Limite Alcan*

No.	2017	Limite ⁸ Alcan vers HQT (MW)		Différence (MW)
	% de l'année	Statu quo ⁹	ACDT	
1	92	■	■	■
2	4,2	■	■ ¹⁰	■
3	0	■	■	■
4	1,5	■	■	■
5	0	■	■	■
6	1,2	■	■	■

* La production de la [redacted] est limitée à [redacted] MW

En prenant pour hypothèse qu'un répartiteur n'aurait eu aucune flexibilité opérationnelle en 2017 afin de respecter la limite ACDT, tout en acheminant l'énergie concernée, le Tableau 3 présente une estimation du nombre d'heures durant lesquelles les modifications de limites ont eu un impact sur les transits en 2017. Notamment, on peut y apercevoir que l'ACDT aurait eu un impact sur 1,2 % des heures en 2017. L'impact de l'ACDT est donc modeste, voir mineur.

⁶ Les périodes de transits moins que 4 MW en valeur absolue pendant 2 heures consécutives en 2017 sont considérées en tant que périodes hors service.

⁷ La somme n'est pas 100% en raison de la méthode d'identification des périodes hors service et des arrondis.

⁸ Limites à une température -10°C.

⁹ Les limites qui font l'objet de la proposition transitoire et qui sont en vigueur actuellement (Référer à la décision [D-2018-190](#)).

¹⁰ Une inversion de cette limite, soit lorsque la limite est négative, implique que le réseau RTA ne peut exporter vers le RTP et doit plutôt être en mode import.

Tableau 3: Impact des modifications de limites en heures et en transits associés pour les configurations examinées

No.	% de l'année	Transit dépassant la limite ACDT ¹¹		
		Nb d'heures	% de l'année	Écart moyen de transit (MW)
1	92	3	0,03	33
2	4,2	35	0,40	63
3	0	0*	0*	0*
4	1,5	73	0,8	166 ¹²
5	0	0	0	0
6	1,2	0*	0*	0*

* Les limites sont inchangées pour cette configuration.

5 Impact de la modalité d'application

La modalité d'application proposée allège l'ACDT pour les lignes avec une tension de moins de 230 kV.

Pour RTA, elle a pour effet de retirer l'obligation d'appliquer le critère triphasé aux [redacted] mais de le conserver pour les lignes [redacted] qui sont d'une tension supérieure à 230 kV. Par conséquent, les limites ne seraient pas modifiées pour les états 2, 4 et 5 du Tableau 1 et du Tableau 3. Le Tableau 4 résume l'allègement de la modalité proposée.

Tableau 4: Identification des configurations de réseau allégées par la modalité d'application (en rouge) et impact de la modalité d'application en 2017*

No.	Exclus par la modalité	% année 2017	Différence de limite (MW)		Heures de transit dépassant la limite en 2017	
			ACDT	Modalité	ACDT	Modalité
1	Non	92	[redacted]	[redacted]	3	3
2	Oui	4,2	[redacted]	[redacted]	35	0
3	Non	0	[redacted]	[redacted]	0	0
4	Oui	1,5	[redacted]	[redacted]	73	0
5	Oui	0	[redacted]	[redacted]	0	0
6	Oui	1,2	[redacted]	[redacted]	0	0

* La production de la [redacted] est limitée à [redacted] MW.

En 2017, l'application de la modalité aurait requis la réduction du transit de l'entité RTA vers le RTP pendant 3 heures. Pour ce qui est des autres configurations, il

¹¹ Le nombre d'heures est un décompte des heures où le transit a dépassé la limite avec ACDT et l'écart représente le dépassement moyen de la limite durant ces heures.

¹² Sans une période de 30 heures [redacted], la moyenne de l'écart ne serait que de 37 MW. Le Coordonnateur n'a pas examiné cette période particulière en détail à ce stade.

n'y aurait eu aucun impact sur les transits. En conséquence, le Coordonnateur considère que l'impact d'appliquer la modalité d'application serait négligeable.

Par ailleurs, le seuil de tension dans la disposition particulière reflète un compromis entre le nombre d'installations exclues et l'impact pour RTA. Le Tableau 5 résume ce compromis. En effet, un seuil de 161 kV n'aurait permis aucun allègement pour l'entité RTA puisque toutes les lignes pertinentes de RTA sont d'une tension de 161 kV et plus et seraient visées par l'ACDT. Un seuil de 450 kV aurait éliminé l'impact pour l'entité RTA en excluant ses deux lignes d'une tension de plus de 230 kV de l'ACDT. Par contre, un seuil de plus de 450 kV aurait également exclu 76% des installations RTP, ce qui serait plus nuisible à la fiabilité du RTP que le 32% des installations RTP exclus par le seuil à 230 kV.

Tableau 5: Installations exclues pour différents seuils de tension dans la modalité d'application

Seuil de tension	Installations RTP exclues	
	Nb	% du RTP
450 kV	421	76
345 kV	418	75
230 kV	251	32
161 kV	182	27

6 Évaluation de la pertinence

La capacité du réseau de résister à un défaut triphasé est un critère de robustesse reconnu par l'industrie, en Amérique du Nord et au Québec. Bien que l'application du critère de défaut triphasé implique des changements à l'exploitation, le Coordonnateur appuie l'application du critère de défaut triphasé.

De l'avis du Coordonnateur, la modalité d'application demandée par la Régie et proposée par le Coordonnateur conserve le *statu quo* des limites actuelles pour les lignes avec une tension de moins de 230 kV et ce, jusqu'au moment où celles-ci feraient l'objet d'une modification substantielle¹³.

L'application de la modalité d'application implique moins de changements aux pratiques d'exploitation que l'ACDT, puisque le réseau est exploité depuis plusieurs années maintenant en fonction des limites qui correspondent sensiblement à l'application de la modalité d'application.

¹³ La notion de modification substantielle est courante dans l'industrie. Elle fait partie des normes FAC-001 et FAC-002. Notamment, voir les « Principes directeurs et fondements techniques » dans la norme FAC-002-2. Au Québec, la Régie a approuvé, à sa décision [D-2018-145](#), la définition d'une modification substantielle dans le contexte d'une centrale dans les « [Exigences techniques de raccordement de centrales au réseau de transport d'Hydro-Québec](#) » (voir page 15).

La portée de l'allègement est limitée à des lignes d'une moindre importance pour la fiabilité, soit des lignes d'une tension de moins de 230 kV. En outre, la portée de l'allègement est également limitée dans le temps, puisque la modalité d'application proposée cesse dès une modification substantielle de l'installation RTP. À terme, le Coordonnateur s'attend que l'application du critère en vigueur au Québec atteigne celui en vigueur en Amérique du Nord.

Le Coordonnateur rappelle qu'en dehors du Québec, tous les réseaux de « Bulk Electric System » de l'Amérique du Nord visent les installations de 100 kV et plus, et respectent le critère de défaut triphasé depuis l'entrée en vigueur de la norme FAC-011-1, soit le 1er juillet 2008. De l'avis du Coordonnateur, il ne serait pas souhaitable que la modalité d'application demeure en vigueur au Québec pour une période au-delà de dix ans.

7 Avis du Coordonnateur sur la modalité d'application

Le Coordonnateur continue d'appuyer la pertinence de l'ACDT pour l'ensemble du réseau du Québec. Aussi, le présent rapport démontre que l'impact d'appliquer les Normes concernées, sans la modalité d'application, serait modeste, voir mineur.

Néanmoins, si la Régie souhaite alléger l'impact de l'ACDT au réseau du Québec, le Coordonnateur est d'avis que la modalité d'application proposée :

- s'applique en fonction d'un critère objectif et non-discriminatoire ;
- est limitée à deux égards, car
 - la portée est limitée à des installations ayant un moindre impact sur la fiabilité;
 - la portée de l'allègement est limitée dans le temps pour chaque installation, jusqu'à une « modification substantielle » de celle-ci. Ainsi, à terme, le critère de défaut triphasé s'appliquera à l'ensemble du réseau du Québec;
- réduit l'impact sur l'entité RTA;
- implique moins de changements aux pratiques d'exploitation que l'ACDT, puisque le réseau est exploité depuis plusieurs années maintenant en fonction des limites qui correspondent sensiblement à l'application de la modalité d'application.

Le Coordonnateur considère que le critère de défaut triphasé devrait s'appliquer à l'ensemble du réseau du Québec dans la prochaine décennie.