

**Étude de l'impact de l'élargissement du
champ d'application de la norme TPL-001-5.1
au RTP – version caviardée**



Rapport synthèse

Étude de l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5.1 au RTP

Conception intégrée et optimale du système énergétique (CIOSE)

20 décembre 2024

Révision 1 : 9 janvier 2025

SOMMAIRE

La présente étude a évalué l'impact d'élargir le champ d'application de la norme TPL-001-5 au réseau de transport principal (RTP).

La norme TPL-001 s'applique aujourd'hui au réseau BPS tel que défini par le critère A-10 du NPCC. Le réseau BPS est également le champ d'application des critères du réseau de transport « Bulk » d'Hydro-Québec et du Directory 1 du NPCC. Toutefois, la norme TPL-001 est actuellement la seule norme NERC dont le champ d'application est le BPS.

La norme TPL-001-5 a fait l'objet d'une demande d'adoption en juillet 2023 à la Régie de l'Énergie. En parallèle de la procédure d'examen de cette demande, la Régie a adopté la nouvelle définition du réseau de transport principal (RTP) proposée par le Coordonnateur de la Fiabilité. L'adoption par la Régie de la nouvelle définition du RTP a soulevé un questionnement quant au champ d'application le plus adéquat pour la norme TPL-001-5.

La présente étude a identifié des renforcements de réseau qui permettraient d'assurer la conformité du réseau RTP non-BPS à la norme la TPL-001-5. Ces renforcements consistent principalement en l'ajout de 39 disjoncteurs et de 16 automatismes de réseau. Le coût total de ces renforcements a été évalué de façon paramétrique à 679 M\$ (dollars de réalisation).

L'étude a également identifié le besoin de réaliser des travaux dans 11 postes pour assurer la redondance des systèmes de protection selon les critères de la TPL-001. Le coût de ces travaux n'a pas été évalué, puisqu'ils ne seraient pas nécessairement attribuables au changement du champ d'application de la TPL-001. En effet, les encadrements internes exigent déjà la redondance des systèmes de protection pour les installations RTP. Il sera toutefois nécessaire de convenir avec la Régie d'un horizon de temps suffisamment long pour permettre la mise à niveau des systèmes de protection ciblés lors de leur remplacement à la fin de leur vie utile.

La modification du seuil THT (très haute tension) pour 400 kV au lieu de 300 kV permettrait de réduire de façon importante le coût des renforcements requis. En effet, avec l'augmentation de ce seuil, l'utilisation d'automatismes de délestage de charge devient autorisée pour couvrir plusieurs des événements problématiques. Avec un seuil à 400 kV, le coût total du changement du champ d'application de la norme est évalué de façon paramétrique à 211 M\$. Les renforcements consistent alors essentiellement en l'ajout de 23 automatismes de réseau.

L'impact sur la fiabilité du réseau de transport d'ajouter une grande quantité d'automatismes n'a pas été évalué dans le cadre de cette étude. Il est recommandé de mettre sur pied en début d'année prochaine un groupe de travail conjoint constitué de représentants des unités CÉSÉ, CRR et SCOSE et du Coordonnateur de la fiabilité. Le mandat de ce groupe serait d'émettre des recommandations concernant le champ d'application le plus adéquat pour la norme TPL-001-5, la période de mise en œuvre appropriée et d'éventuels ajustements à apporter à la norme, tels que la modification du seuil THT.

HISTORIQUE DES RÉVISIONS

RÉVISION	DATE	RESPONSABLE	MODIFICATION
0	2024-12-20	Conception du réseau principal	Émission initiale
1	2025-01-09		Corrections diverses

CONTRIBUTEURS

Conception et évolution du système énergétique (CÉSÉ)

[REDACTED]	Analyse du réseau Gaspésie
[REDACTED]	Coordination et rédaction du rapport
[REDACTED]	Analyse et évaluation des automatismes
[REDACTED]	Coordination et rédaction du rapport
[REDACTED]	Analyse du réseau Côte-Nord
[REDACTED]	Analyse et évaluation des automatismes

Conception des réseaux régionaux (CRR)

[REDACTED]	Analyse du réseau Sud-Ouest
[REDACTED]	Analyse du réseau Nord-Est
[REDACTED]	Analyse du réseau Sud-Ouest
[REDACTED]	Analyse du réseau Grand Montréal

Affaires réglementaires du Coordonnateur de la fiabilité et conformité

[REDACTED]	Interprétations et expertise RTP
------------	----------------------------------

Expertise, ingénierie et standardisation

[REDACTED]	Redondance des systèmes de protection
[REDACTED]	Implantation des disjoncteurs
[REDACTED]	Implantation des disjoncteurs
[REDACTED]	Implantation des disjoncteurs

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Objectif de l'étude	1
1.2	Contexte	1
2	Concepts	4
2.1	Résumé de la norme NERC TPL-001-5.1	4
2.1.1	Exigences de base	4
2.1.2	Exigences comportementales du réseau en régime permanent et en stabilité.....	4
2.1.3	Catégories d'événements	5
2.2	Critères de conception du réseau de transport « bulk » d'Hydro-Québec	5
2.3	Critères de conception des réseaux de transport régionaux d'Hydro-Québec.....	6
2.4	Hypothèses retenues	7
2.4.1	Événements considérés	7
2.4.2	Traitement des événements extrêmes sur le réseau	8
2.4.3	Interprétation concernant les disjoncteurs d'attache	8
2.4.4	Interprétation concernant l'exploitation des liens normalement ouverts.....	9
2.4.5	Interprétation concernant la perte de charge non-subordonnée	10
2.4.6	Exclusion de l'horizon long terme de la portée de l'étude	10
3	Réseau à l'étude et méthodologie	11
3.1	Réseau étudié	11
3.2	Méthodologie d'analyse retenue	13
3.2.1	Redondance des protections (événement P5).....	13
3.2.2	Défaut interne d'un disjoncteur (P2)	14
3.2.3	Solutions d'automatismes	15
3.3	Méthodologie pour l'estimation des coûts	16
3.3.1	Coûts pour la mise à niveau des protections (événement P5).....	16
3.3.2	Coûts pour les automatismes	18
4	Résultats	20
4.1	Principaux résultats	20
4.1.1	Région du Sud-Ouest	21
4.1.2	Région du Nord-Est	22
4.1.3	Région du Grand Montréal.....	22
4.1.4	Région de la Gaspésie	23
4.1.5	Région de la Côte-Nord	23
4.1.6	Analyse des besoins de protections redondantes dans les postes	24
4.1.7	Résultats de l'étude de faisabilité d'ajout de disjoncteurs dans les postes	24
4.2	Coûts	26
5	Analyse des résultats	27
5.1	Impact de la hausse du seuil de très haute tension sur les résultats	27
5.2	Enjeux potentiels liés à l'ajout important d'automatismes	28
5.3	Dégradation de la continuité de service des postes satellites urbains	29

Conclusion et recommandation	30
Annexes	i

Liste des tableaux

Tableau 1 : Synthèse des activités pour l'implantation d'automatismes de réseau	18
Tableau 2 : Coûts paramétriques d'équipements d'automatismes	19
Tableau 3 : Principaux événements problématiques et solutions	20
Tableau 4: Nombre d'automatismes ajoutés ou modifiés par type et région	21
Tableau 5 : Postes dont les besoins de redondance des protections ont été analysés.	24
Tableau 6 : Résultats de l'étude de faisabilité de doubler des disjoncteurs dans les postes concernés. ..	25
Tableau 7 : Répartition des coûts paramétriques des solutions par région	26
Tableau 8: Nombre d'automatismes ajoutés ou modifiés par type et région (THT > 400 kV)	27
Tableau 9 : Répartition des coûts paramétriques des solutions par région (THT > 400 kV)	28

Liste des figures

Figure 1: Les différentes entités régionales de fiabilité en Amérique du Nord.	2
Figure 2: Exemple fictif d'un poste avec un disjoncteur d'attache	9
Figure 3 : Principaux axes de transport et postes du réseau RTP non-BPS à l'étude	12
Figure 4 : Exemple fictif de postes satellites avec et sans croisement	29

1 Introduction

1.1 Objectif de l'étude

L'objectif de la présente étude est d'évaluer l'impact d'élargir le champ d'application de la norme TPL-001—5.1 au réseau de transport principal (ci-après, le « RTP »), au lieu du réseau BPS. La définition du RTP correspond à celle dont la Régie de l'énergie du Québec (ci-après, la « Régie ») a pris acte le 6 novembre 2023 par sa décision D-2023-128 et le réseau BPS est celui défini par l'application du critère A-10 adopté par le *Northeast Power Coordinating Council* (ci-après, le « NPCC ») en mars 2020.

Le réseau RTP étant plus étendu que le réseau BPS, cette éventuelle modification du champ d'application pourrait engendrer des renforcements du réseau de transport. L'étude vise à déterminer l'ampleur des renforcements requis et l'ordre de grandeur de leur impact monétaire.

Les renforcements identifiés par cette étude ne doivent pas être utilisés pour démarrer des projets. En effet, ils n'ont pas fait l'objet d'une étude de planification en bonne et due forme et n'ont pas été optimisés ou comparés à des solutions alternatives.

1.2 Contexte

La *North American Electric Reliability Corporation* (ci-après, la « NERC ») est l'organisation responsable d'assurer la fiabilité du réseau nord-américain et à cette fin, elle élabore les normes de fiabilité pour les réseaux de transport d'Amérique du Nord. La Régie collabore avec le NPCC afin d'assurer la surveillance des normes de fiabilité de la province du Québec. En plus des normes de la NERC, Hydro-Québec, en tant que membre du NPCC, doit également respecter les critères spécifiques adoptés par le NPCC.

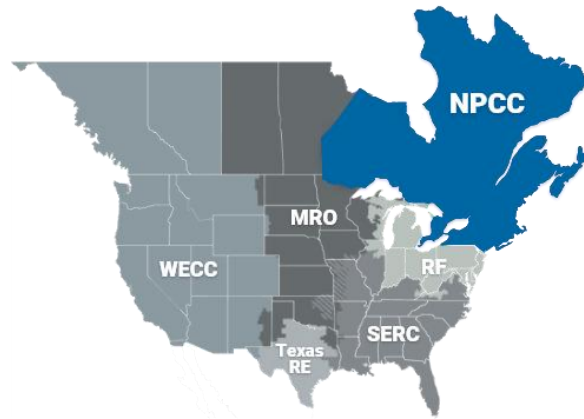


Figure 1: Les différentes entités régionales de fiabilité en Amérique du Nord.

La TPL-001 est la norme de la NERC qui établit le niveau de fiabilité minimal du réseau planifié en définissant les événements à considérer et les critères de performance attendus. En Amérique du Nord, la TPL-001 s'applique généralement sur le réseau BES, défini par la NERC. La définition BES est de type « brightline » avec un seuil de tension à 100 kV. La version 5.1 de la norme TPL-001 est actuellement en vigueur aux États-Unis et ce, depuis le 1^{er} juillet 2023.

Au Québec, la norme TPL-001-4 est la version de la norme actuellement en vigueur. Elle a été adoptée par la Régie de l'énergie en octobre 2017 avec comme champ d'application le réseau BPS, tel que défini par le critère A-10 du NPCC¹. Le critère A-10, de type « impact-based », permet d'identifier les installations pour lesquelles des défauts, non-éliminés par les protections locales, pourraient engendrer des conséquences majeures sur le réseau de transport. La dernière révision du critère, révisée et adoptée par le NPCC en mars 2020, a introduit un processus d'exclusion de l'applicabilité du *Directory 1* sur certains éléments BPS. Ces éléments conservent toutefois leur statut BPS pour l'applicabilité du *Directory 4*. La liste des éléments BPS se trouve à l'Annexe I. À la suite de cette révision du A-10, l'hypothèse utilisée est que les exclusions d'applicabilité pour le *Directory 1* s'appliquent également à la norme TPL-001. Toutefois cette hypothèse n'a pas été formalisée avec le Coordonnateur de la Fiabilité ou la Régie de l'énergie.

La norme TPL-001-5, a fait l'objet d'une demande d'adoption en juillet 2023 à la Régie de l'Énergie, avec le BPS comme champ d'application. En parallèle de la procédure d'examen de cette demande, la Régie a adopté la nouvelle définition du réseau de transport principal proposée par le Coordonnateur de la Fiabilité, qui est entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2024. L'adoption par la

¹ Par sa décision [D-2017-110](#), la Régie a adopté la norme TPL-001-4 au Québec avec le BPS comme champ d'application.

Régie de la nouvelle définition du RTP a soulevé un questionnement quant au champ d'application le plus adéquat pour la norme TPL-001-5.

Ainsi, à la suite de trois demandes de renseignements et de la tenue d'une audience en mars 2023, la Régie de l'énergie a suspendu le dossier TPL-001-5 et exigé au Coordonnateur de la Fiabilité de présenter d'ici juin 2025 une nouvelle demande d'adoption de la norme, à la suite de la réalisation d'une étude pour évaluer l'impact de l'élargissement du champ d'application de la norme au RTP (la présente étude).

2 Concepts

2.1 Résumé de la norme NERC TPL-001-5.1

2.1.1 Exigences de base

1. Évaluation de la planification du réseau
 - Maintien à jour de modèles de réseau
 - Évaluation sur les horizons court terme (année un ou deux, et l'année cinq) et long terme (années 6 à 10)
 - Différents états de réseau : réseaux de pointe et hors pointe
 - Différentes analyses de stabilité, court-circuit et régime permanent.
 - Analyse de différents événements basée sur des simulations.
2. Établir les correctifs nécessaires à la bonne conformité du réseau aux exigences de performances imposées, dans l'éventualité où les critères de performance ne seraient pas respectés.
3. Fournir la documentation détaillée des différentes évaluations à l'entité responsable des mesures pour assurer la conformité (dans le cas du Québec, il s'agit de la Régie).

2.1.2 Exigences comportementales du réseau en régime permanent et en stabilité

1. Réseau stable sans déclenchements en cascade.
2. Caractéristiques assignées des installations ne sont pas dépassées.
3. Perte de charge subordonnée acceptable.
4. Tensions en régime permanent et transitoires à l'intérieur des limites permises.

L'**Annexe II** donne les critères comportementaux en régime permanent et stabilité de la norme en détail.

2.1.3 Catégories d'évènements

Aucun évènement :

P0 : Comportement normal du réseau.

Évènements simples :

P1 : Perte d'un élément² par suite d'un défaut triphasé.

P2 : Ouverture sans défaut, défaut sur section de barres, défaut interne de disjoncteur (d'attache et autre).

Évènements multiples :

P3 : La perte d'un groupe et du réglage du réseau entraîne la perte d'un élément².

P4 : Un disjoncteur bloqué lors d'une tentative d'élimination de défaut entraîne la perte d'un ou de plusieurs éléments².

P5 : Une élimination retardée d'un défaut par suite d'une défaillance d'un composant non-redondant d'un système de protection entraîne la perte d'un élément².

P6 : Chevauchement de deux évènements simples.

P7 : Perte de deux circuits adjacents sur support commun ou une ligne DC bipolaire.

Par rapport à la TPL-001-4, la TPL-001-5.1 apporte des précisions à la catégorie P5, qui prend en compte les protections non-redondantes du réseau. Des précisions quant à ces protections ont également été apportées dans la note 13.

L'**Annexe III** présente les différentes catégories d'évènements considérées par la norme et met en évidence les précisions apportées par la TPL-001-5.1 (voir texte souligné).

2.2 Critères de conception du réseau de transport « bulk » d'Hydro-Québec

Les critères de conception du réseau de transport « bulk » (ou BPS) d'Hydro-Québec visent à assurer la souplesse et robustesse nécessaire pour satisfaire les besoins de manière fiable. L'application de ces critères permet de concevoir un réseau de transport d'une fiabilité adéquate et qui répond de façon cohérente aux besoins internes du Québec, aux normes de la NERC

² Les éléments mentionnés peuvent être un groupe de production, circuit de transport, transformateur, élément shunt, un pôle d'une ligne à courant continu ou une section de barres.

approuvées par la Régie de l'énergie et aux exigences du NPCC. Ainsi, ces critères ont été développés de sorte qu'en les appliquant, on assure que le réseau BPS respecte également les normes TPL-001-4 de la NERC et le Directory 1 du NPCC.

Au-delà des critères de fiabilité des entités de la NERC et du NPCC, Hydro-Québec a formulé des critères complémentaires qui prennent en compte certaines conditions particulières de son réseau de transport provincial (400 kV ou plus) et des situations d'urgences, dans le but d'assurer une continuité de service et une certaine robustesse à son réseau.

Finalement, afin d'assurer la cohérence du comportement dynamique des portions du réseau qui ne sont pas assujetties aux critères applicables au réseau BPS, des critères de performance ont également été définis pour les réseaux de transport régionaux.

2.3 Critères de conception des réseaux de transport régionaux d'Hydro-Québec

Les réseaux de transport régionaux correspondent aux installations du réseau de transport d'Hydro-Québec qui ne font pas partie du réseau BPS. Actuellement, les installations RTP et non-BPS sont considérées comme incluses dans les réseaux de transport régionaux. Ces réseaux doivent respecter certains critères lors de leur conception afin notamment d'assurer un comportement adéquat lors de perturbations sur le réseau BPS et ainsi éviter d'amplifier ces perturbations.

Par conséquent, certains des événements de la TPL-001-5.1 sont déjà couverts par des critères d'Hydro-Québec applicables au réseau non-BPS. Notamment, la planification prend en considération les événements simples de défaut triphasé sur un groupe de production, un circuit de transport ou un transformateur. L'ouverture sans défaut d'un disjoncteur ou la perte d'un élément sans défaut est aussi considérée lors de la planification des réseaux non-BPS.

Par ailleurs, l'utilisation d'un automatisme de réseau à impact limité est permise pour tous les événements survenant sur les réseaux régionaux, en autant qu'elle s'appuie sur une bonne robustesse de base du réseau et de saines pratiques d'exploitation.

Les critères de comportement transitoire et dynamique des réseaux de transport régionaux se trouvent à l'Annexe IV.

2.4 Hypothèses retenues

Dans le cadre de l'étude, certaines hypothèses ont été considérées afin de faciliter le processus d'identification des cas problématiques et l'identification des solutions correctives.

2.4.1 Évènements considérés

Quatre principaux événements ont été ciblés pour analyser l'impact de l'application de la norme TPL-001-5.1 sur le réseau RTP non-BPS. Ces cas ne sont actuellement pas considérés par la planification des réseaux régionaux et sont considérés « parapluie » dans la majorité des situations aux autres événements de la TPL-001-5.1 qui ne sont pas déjà considérés par la planification du réseau. En outre, ces événements ont un impact plus sévère sur le comportement du réseau comparativement aux autres types d'événements prévus à la TPL-001.

Les principaux événements étudiés sont donc :

- P2 : Défaut monophasé interne de disjoncteur (d'attache ou non) ou de barre
- P5 : Défaut monophasé plus non-fonctionnement d'un composant non-redondant d'un système de protection
- P6 : Chevauchement de deux événements simples
- P7 : Défaut monophasé engendrant la perte de deux circuits adjacents sur un support commun (perte de biterne)

De façon générale, la TPL-001-5.1 permet l'utilisation d'automatismes de réseau, sans égard à leur classification. Toutefois, la norme peut interdire la perte de charge non-subordonnée³ pour certains événements et en fonction du niveau de tension de l'élément sur lequel l'événement est appliqué (THT ou HT). Le niveau THT, pour très haute tension, correspond à un niveau de tension de plus de 300 kV, pour lequel la perte de charge non-subordonnée est interdite pour certains événements. Ainsi, l'utilisation d'un automate qui a pour effet le délestage de charge n'est pas permise pour les catégories d'événements P2 et P5 sur le réseau 315 kV et plus.

³ Perte de charge non interruptible qui ne comprend pas : (1) la perte de charge subordonnée, (2) la réponse d'une charge sensible à la tension, ou (3) une charge qui est débranchée du réseau par un équipement de consommation - Source : Glossaire des termes en usage dans les normes de fiabilité (NERC)

2.4.2 Traitement des événements extrêmes sur le réseau

La TPL-001-5.1 requiert la prise en compte de certains événements extrêmes. Toutefois, la norme n'exige pas d'apporter d'actions correctives pour ces événements, elle demande seulement d'en faire l'analyse et d'évaluer des mesures de mitigation lorsqu'un événement risque de provoquer des déclenchements en cascade. L'évaluation des événements extrêmes est donc exclue de la portée de la présente étude puisqu'il est peu probable qu'ils requièrent le renforcement du réseau non-BPS.

2.4.3 Interprétation concernant les disjoncteurs d'attache

La norme TPL-001-5 prévoit un allègement au niveau des performances attendues pour le défaut interne d'un disjoncteur d'attache THT. En effet, la perte de charge non-subordonnée est autorisée pour l'événement P2 sur un disjoncteur d'attache THT, ce qui n'est pas le cas pour les autres disjoncteurs THT.

Le Glossaire des termes et acronymes relatifs aux normes de fiabilité (version française) définit le terme « disjoncteur d'attache » comme suit :

Un disjoncteur qui est positionné de façon à pouvoir connecter deux configurations de barres distinctes du poste.⁴

Cette définition peut être interprétée de différentes façons lorsqu'appliquée à différentes configurations de schémas unifilaires. Par ailleurs, la NERC ne donne pas d'information pour aider à l'interprétation de cette définition.

Les postes RTP d'Hydro-Québec sont généralement conçus avec un jeu de barres bouclé. La présente étude a été réalisée avec l'hypothèse qu'un disjoncteur de barre dans un jeu de barres bouclé n'est pas un disjoncteur d'attache, puisqu'un jeu de barres bouclé constitue une seule configuration de barres.

La figure suivante montre un exemple de configuration avec présence d'un disjoncteur d'attache, selon l'interprétation retenue dans cette étude. Les autres disjoncteurs de barre sont considérés comme faisant partie d'une configuration de barre individuelle et ne seraient donc pas des disjoncteurs d'attache.

⁴ Il s'agit d'une Traduction de la définition de La NERC: *A circuit breaker that is positioned to connect two individual substation bus configurations.*

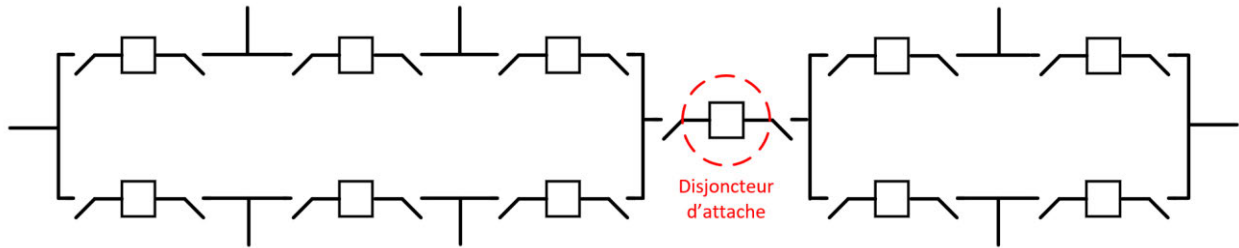


Figure 2: Exemple fictif d'un poste avec un disjoncteur d'attache

2.4.4 Interprétation concernant l'exploitation des liens normalement ouverts

Le réseau de transport de l'île de Montréal repose sur une architecture à [REDACTÉ] où les postes sources et les postes satellites sont exploités de façon radiale à partir des [REDACTÉ]

Le développement de ce réseau au cours des 40 dernières années a cependant nécessité à plusieurs reprises de transférer l'alimentation à haute tension de certains postes sources et satellites d'un poste stratégique à l'autre. Des nouvelles attaches à [REDACTÉ] et à [REDACTÉ] ont ainsi été créées entre les diverses sections du réseau, en prenant toujours soin de conserver un mode d'alimentation radial. Ainsi, lorsqu'une nouvelle ligne était construite, l'ancienne section devenait exploitée normalement ouverte.

Des attaches structurantes ont ainsi été créées au fil du temps et permettent aujourd'hui d'offrir une flexibilité d'opération à l'exploitant afin de répartir la charge d'un réseau à l'autre uniquement par manœuvre.

Par exemple :

- La manœuvre à [REDACTÉ] au poste [REDACTÉ] permet de basculer l'alimentation du groupe [REDACTÉ] à [REDACTÉ] du réseau [REDACTÉ] vers le réseau [REDACTÉ]
- La manœuvre à [REDACTÉ] au poste [REDACTÉ] permet de basculer l'alimentation du groupe [REDACTÉ] à [REDACTÉ] du réseau [REDACTÉ] vers le réseau [REDACTÉ]
- La manœuvre à [REDACTÉ] au poste [REDACTÉ] permet de basculer l'alimentation des postes satellites de l'est de Montréal du réseau [REDACTÉ] vers le réseau [REDACTÉ]
- La manœuvre à [REDACTÉ] au poste [REDACTÉ] (futur) permettra de basculer l'alimentation des postes de [REDACTÉ] du réseau [REDACTÉ] au réseau [REDACTÉ]

La présente étude a été réalisée sur la base que ces postes et lignes à [REDACTED] font partie du RTP. Toutefois, l'unité Conception des réseaux régionaux Grand Montréal est d'avis que ces postes et lignes devraient faire l'objet de l'exclusion E3 puisqu'ils devraient être considérés comme étant un réseau local qui alimente une charge, et non pas comme servant à faire transiter de l'énergie entre des parties du réseau de transport principal.

2.4.5 Interprétation concernant la perte de charge non-subordonnée

Une situation particulière concernant la perte de charge non-subordonnée a été observée lors de l'évaluation de l'impact de certains événements. La perte d'un élément RTP peut parfois entraîner la surcharge d'un élément non-RTP, provoquant ainsi son déclenchement et la perte d'une portion de réseau alimentant de la charge, qui autrement n'aurait pas été perdue si l'élément non-RTP n'avait pas déclenché. La situation peut survenir, par exemple, dans un poste source à 3 transformateurs pour lequel un événement sur le réseau RTP fait déclencher simultanément 2 des 3 transformateurs, qui sont des éléments non-RTP. La charge du poste est alors entièrement alimentée par le transformateur restant qui se retrouve en dépassement de capacité thermique.

Un balisage fait avec certains réseaux voisins a démontré que les interprétations divergent quant à l'acceptabilité de cette situation. Après consultation à l'interne d'Hydro-Québec des différentes parties prenantes, il a été décidé d'utiliser l'interprétation à l'effet que la situation n'est pas acceptable, qu'il s'agit bien d'un cas de perte de charge non-subordonnée qui nécessite une action corrective dans le cadre de l'application de la norme TPL-001-5.

L'interprétation non-retenue consiste à ne pas tenir compte de la surcharge d'un élément non-RTP, puisque la surveillance des éléments non-RTP n'est pas exigée par la TPL-001-5.1.

2.4.6 Exclusion de l'horizon long terme de la portée de l'étude

La norme TPL-001-5.1 exige la réalisation d'études sur différents horizons de planification, soit un horizon court terme (1 à 5 ans) et un horizon long terme (6 à 10 ans), ainsi que la mise en œuvre des correctifs nécessaires si les performances ne sont pas jugées acceptables pour les événements analysés. Dans le cadre de cette étude, seul l'horizon court terme (5 ans) a été retenu pour évaluation. Cette décision est justifiée par les incertitudes associées à un horizon de temps plus lointain, pour lequel la conception des projets est souvent encore en analyse pour les réseaux régionaux. Le réseau planifié sur un réseau 5 ans contient les projets dont la probabilité de réalisation est jugée élevée.

3 Réseau à l'étude et méthodologie

3.1 Réseau étudié

La TPL-001 s'applique actuellement au Québec sur le BPS, qui est un sous-ensemble du RTP. Les analyses réalisées dans le cadre de la présente étude ont donc ciblé les portions RTP qui ne font pas partie du BPS (RTP non-BPS) du réseau planifié 5 ans en conditions de pointe d'hiver et de pointe d'été. Les réseaux planifiés émis en 2024 ont été utilisés (pointe hiver 2028-2029 et pointe été 2029).

Les principaux éléments du réseau RTP non-BPS sont les suivants :

- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]
- [REDACTED]

Le territoire à l'étude a été subdivisé en 5 régions : le **Nord-Est**, le **Sud-Ouest**, la région du **Grand Montréal**, ainsi que la **Gaspésie** et la **Côte-Nord**.

La figure 3 illustre sommairement le réseau à l'étude. Un schéma d'exploitation plus détaillé du réseau planifié RTP non-BPS pour l'horizon 2029 est disponible à l'Annexe V.

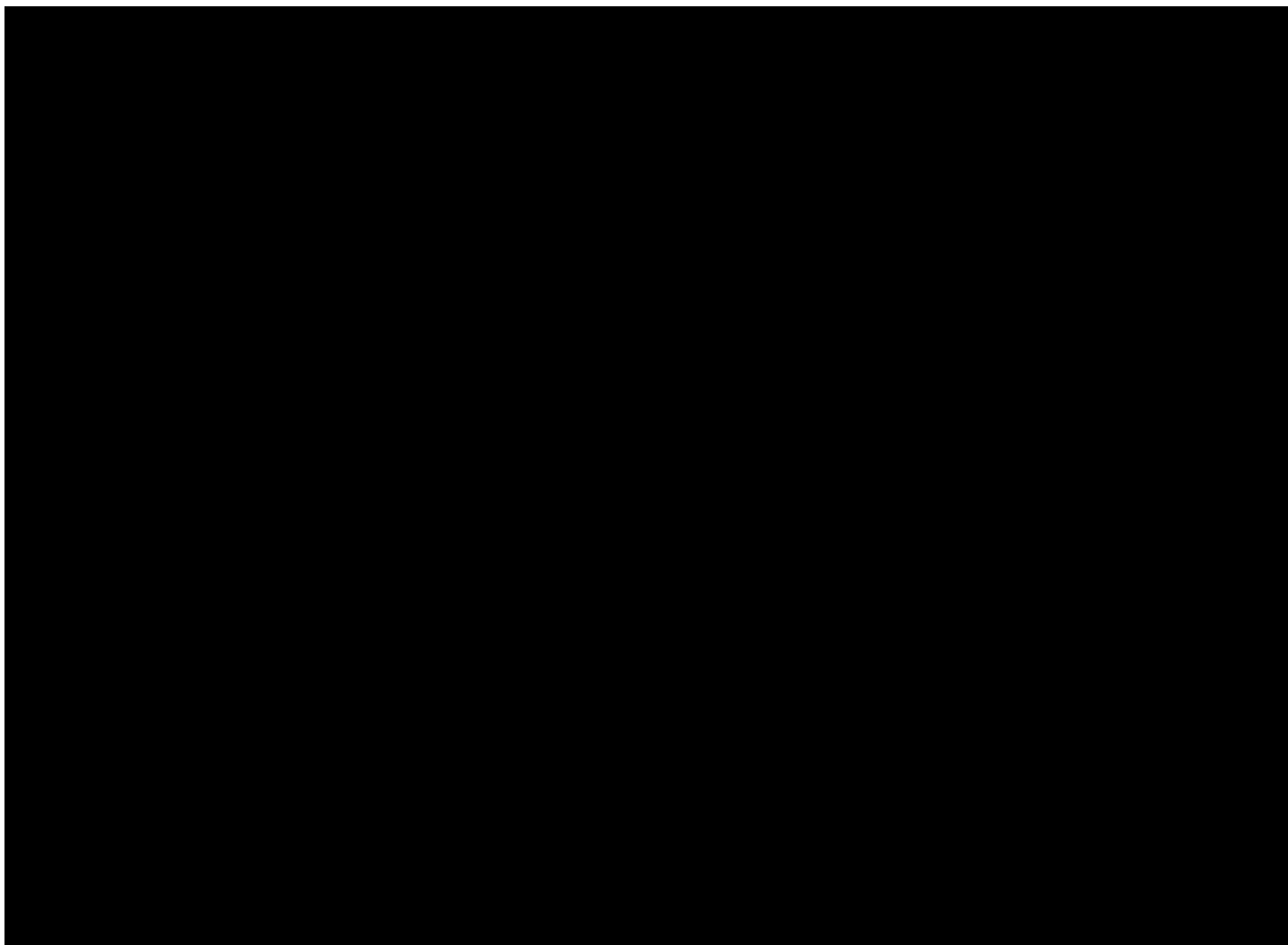


Figure 3 : Principaux axes de transport et postes du réseau RTP non-BPS à l'étude

3.2 Méthodologie d'analyse retenue

L'impact des événements de la TPL-001-5.1 a été évalué en fonction des critères de performance réseau de la norme et pour chacune des régions détaillées dans la section précédente. Cette évaluation s'est basée sur le jugement d'ingénieurs qui ont une bonne connaissance de ces réseaux. Au besoin, des simulations par écoulement de puissance et de stabilité ont été réalisées pour valider l'impact de certains événements.

3.2.1 Redondance des protections (événement P5)

La redondance des protections au sein des postes, en lien avec l'évènement P5 de la norme TPL-001-5.1, a nécessité une analyse particulière en deux étapes.

L'ingénieur de planification a d'abord fait l'analyse de l'impact d'un défaut monophasé éliminé par les protections des postes adjacents. Cet événement résulte en la perte du poste qui fait l'objet du défaut. L'évènement peut être simulé en écoulement de puissance et, s'il est requis de valider la stabilité des machines environnantes, en simulant un défaut monophasé avec élimination retardée, avec la perte du poste concerné.

Lorsque l'ingénieur de planification constate que les critères de performance de la norme ne sont pas rencontrés, alors une analyse est réalisée par un ingénieur d'expertise protection pour évaluer si le poste présente un point commun de défaillance des protections tel que défini par la norme TPL-001-5.1. L'analyse a tenu compte des volets a, c et d de la note 13 de la norme, reproduite ci-après.

13. Aux fins de la présente norme, les composants non redondants d'un système de protection à prendre en compte sont les suivants :

a. un relais de protection unique qui réagit à des grandeurs électriques, sans solution de rechange (réagissant ou non à des grandeurs électriques) assurant des délais comparables d'élimination normale d'un défaut ;

b. un système de communication unique associé à des fonctions de protection, qui est nécessaire au bon fonctionnement d'un automatisme de protection à liaison de communication, lequel est requis pour l'élimination normale d'un défaut (sauf si un tel système de communication fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un centre de contrôle) ;

c. une alimentation de poste à c.c. unique associée à des fonctions de protection requises pour l'élimination normale d'un défaut (sauf si une telle alimentation fait l'objet d'une

surveillance avec signalement à un centre de contrôle tant pour les sous-tensions que les coupures de circuit) ;

d. un circuit de commande unique (pouvant comprendre des relais auxiliaires et des relais de blocage) associé à des fonctions de protection, à partir de l'alimentation c.c. jusqu'à la bobine de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure inclusivement, requises pour l'élimination normale d'un défaut (exclusion possible de la bobine de déclenchement si elle fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un centre de contrôle).

Pour le point b, qui concerne les liens de télécommunication utilisés par les systèmes de protection, il a été supposé que la performance des systèmes de protection en cas de perte de télécommunication seraient suffisantes pour un défaut phase-terre. Des validations supplémentaires seront requises en temps et lieu. Des ajustements aux réglages des systèmes de protection devraient s'avérer suffisants pour les cas problématiques.

Contrairement au Directory 4 du NPCC, la TPL-001-5 ne tient pas compte de la séparation physique ou de l'isolation électrique entre les systèmes de protection « A » et « B ».

En résumé, les éléments considérés lors de l'analyse sont :

- La présence de deux batteries dans le bâtiment de commande et de protection;
- La couverture des zones de protection par des protections « A » et « B »;
- L'indépendance des alimentations des protections « A » et « B »;
- La présence de deux circuits de déclenchement de disjoncteurs et l'indépendance de leurs alimentations.

3.2.2 Défaut interne d'un disjoncteur (P2)

La solution généralement préconisée pour résoudre un défaut interne de disjoncteur (P2) qui engendre une performance réseau inacceptable, à la suite de la perte de plus d'un élément, consiste à doubler le disjoncteur ciblé (ajout d'un 2^e disjoncteur en série). Toutefois, l'espace nécessaire pour l'ajout de cet équipement n'est pas toujours disponible, ainsi une évaluation supplémentaire a été effectuée par l'équipe d'expertise implantation électrique pour ces cas. Des enjeux tels que l'espace nécessaire afin d'ajouter des disjoncteurs en série sur une barre ont notamment été rencontrés.

Chacun des cas analysés a été associé à l'une des quatre situations suivantes :

1. L'espace est suffisant pour l'ajout d'un 2^e disjoncteur en série de type « live tank » avec conservation du disjoncteur existant.
2. L'espace est suffisant pour l'ajout d'un 2^e disjoncteur en série de type « dead tank » avec conservation du disjoncteur existant.
3. L'espace est restreint, mais il est possible d'implanter deux disjoncteurs de type « dead tank », auquel cas le disjoncteur existant de type « live tank » est également remplacé.
4. L'espace est très restreint, une installation déportée des deux disjoncteurs en série est requise, avec l'utilisation de câbles souterrains pour effectuer leur raccordement.

3.2.3 Solutions d'automatismes

Les différents automatismes à impact limité à mettre en place pour régler certaines problématiques de performance du réseau ont été évalués en collaboration avec les équipes de Conception et évolution du système énergétique, d'Expertise intégrée, de Planification et conception en télécommunication et de Planification estimation et contrôle projet. Parmi les solutions envisagées, on trouve le télé-délestage de charge, la réduction de transit d'un convertisseur à courant continu (« runback »), le rejet de production ainsi que le télé-déclenchement de lignes.

L'évaluation de l'impact du mauvais fonctionnement de chacun des automatismes n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude. L'hypothèse utilisée est que ces automatismes seront classés comme étant à impact limité puisqu'ils servent à corriger la performance du réseau pour des événements sur le réseau non-BPS. D'ailleurs, les actions maximales jugées nécessaires ne devraient pas causer des effets cascade ou des fonctionnements d'autres systèmes de protection afin de maintenir la stabilité.

Les automatismes de télé-délestage de charge envisagés pour réduire l'impact des événements de perte de lignes biternes (P7) seraient des automatismes programmés dans le système GEN-4 (Système de contrôle et d'acquisition de données en temps réel (SCADA) de « General Electric »), opérés depuis les CT (centre de télé-conduite) et qui nécessitent de connaître l'état des lignes supervisées. Un automate de type GEN-4 peut être utilisé pour résoudre une problématique de surcharge thermique d'un équipement ou d'effondrement lent de la tension. Le temps d'action de l'automatisme de type GEN-4 est de l'ordre de quelques dizaines de secondes.

Si, depuis les CT, l'état des lignes est inconnu, l'installation d'unités de détection de lignes ouvertes est à considérer. GEN-4 peut envoyer un signal de télé-délestage de charge aux postes déterminés par les algorithmes (fonctions à développer dans les systèmes disponibles aux CT et au CCR). La présence de délesteurs dans les postes ciblés est vérifiée et l'ajout de délesteurs peut être requis dans certains postes. Les automatismes qui effectuent du télé-déclenchement sont aussi centralisés dans les CT.

Un automate de type « mini-RPTC » est utilisé lorsqu'une action très rapide est requise, par exemple pour assurer la stabilité du réseau. Les automatismes de type « mini-RPTC », qui effectuent du rejet de production ou du télé-délestage de charge, communiquent avec une unité centrale de décision localisée à un poste choisi où les événements sont facilement percevables par les unités de détection situés dans les postes aux extrémités des lignes supervisées. Ces installations sont nécessaires pour garantir les actions de rejet de groupes de production, car ces actions ne peuvent être automatisées par les systèmes opérés depuis le CCR ou les CT.

3.3 Méthodologie pour l'estimation des coûts

L'évaluation des coûts des renforcements a été généralement réalisée à partir des tables de coûts paramétriques préparées pour l'analyse des offres de l'appel d'offres 2024 du Distributeur ou encore les tables de coûts des outils de planification. Les coûts de ce rapport sont présentés en dollars de réalisation, avec l'hypothèse que les renforcements seraient démarrés en début 2026.

3.3.1 Coûts pour la mise à niveau des protections (événement P5)

L'analyse réalisée par expertise de chacun des postes nécessitant des modifications pour rencontrer la performance requise pour l'évènement P5 permet de connaître l'ampleur des travaux sur les systèmes de protection. L'évaluation des coûts de ces travaux nécessite une analyse détaillée poste par poste et cette évaluation n'a pas été réalisée dans le cadre de cette étude. Toutefois, l'hypothèse retenue est que le coût marginal attribuable à la conformité aux exigences de la TPL-001-5 concernant le point commun de défaillance des protections serait minimal.

D'une part, il est recommandé que la mise à niveau des protections pour la conformité à la TPL-001-5 soit réalisée pour chaque poste dans le cadre d'un projet de pérennité majeur visant à remplacer les protections en fin de vie utile du poste. Il est ainsi présumé que le plan correctif serait complété sur un horizon de temps d'environ 20 ans, les interventions étant planifiées en fonction de la durée de vie des équipements de protection. Le coût pour assurer la conformité aux exigences de redondance des protections de la TPL serait ainsi grandement réduit.

D'autre part, les encadrements internes dictent actuellement que les postes RTP doivent être équipés de deux systèmes d'alimentation c.c. des protections⁵. Le changement du champ d'application de la TPL au RTP ne serait donc pas le déclencheur de la mise à niveau des systèmes de protection.

⁵ EGC-AUT-7.02 – Système d'alimentation CC

3.3.2 Coûts pour les automatismes

L'évaluation des coûts des automatismes a été réalisée à partir de coûts paramétriques des activités énumérées dans le Tableau 1.

Tableau 1 : Synthèse des activités pour l'implantation d'automatismes de réseau

Volet	Direction responsable	Activité à réaliser
Télécom	Direction télécommunication	Carte C3794
		Châssis complet
		Surveillance
		Alimentation
		Commutateur
		Wifi
		Bureau de projet télécom
GEN 4	Direction technologie numérique	Administrateur de système GTN (Groupe technologie numérique): code, rédaction des cahiers d'essais
	Stratégie et conduite du système énergétique	Ingénieur réseau SER (Stratégies et encadrements régionaux): rédaction et modification des encadrements d'exploitation
		Ingénieurs SEP (Stratégies, encadrements et performance): coordination, validation du cahier des charges, exécution des essais, validation des encadrements
		Conseiller PÉSÉ: exécution des essais, support technique, normalisation des affichages et noms de points
		Techniciens experts BDD (Base De Données): GEN4
		Techniciens BDD (Base De Données): CCR
	Conception intégrée et optimisation du système énergétique	Rédaction du cahier des charges
		Ingénieur ÉPSÉ: caractéristiques électriques générales (CEG)
		Ingénieur CRP: présentation lors d'ajout ou de modification d'automatismes au NPCC
Ajout d'équipements	Projets de transport et environnement	Gérance de projets de transport et construction
		Approvisionnement et installation de délesteurs
		Approvisionnement et installation de relais pour la détection : DLO (détection de ligne ouverte)
		Approvisionnement et installation de relais pour le rejet : URP (unité de rejet de production)

Les coûts d'équipements de télécommunications et de solutions d'automatismes ont été évalués de façon paramétrique. Les coûts des solutions d'automatismes sont évalués en fonction du nombre d'actions effectuées par l'automatisme proposé comme solution. Les coûts paramétriques utilisés sont présentés au Tableau 2.

Tableau 2 : Coûts paramétriques d'équipements d'automatismes

Volet	Activité à réaliser	Coûts (k\$ de réalisation)
Télécommunication	Carte C3794	██████
	Équipements complets de télécom dans une région non éloignée	██████
	Équipements complets de télécom dans une région éloignée	██████
GEN 4	Implantation solution délestage par GEN4	██████
Ajout d'équipements de transport	Approvisionnement et installation de délesteurs	██████
	DLO (détection de ligne ouverte)	██████
	URP (unité de rejet de production)	██████

4 Résultats

4.1 Principaux résultats

Cette section présente de façon sommaire les principaux résultats de l'étude.

Des solutions de renforcement ont été définies pour chacun des événements qui présentaient une performance non-conforme à la TPL-001-5.1 pour le réseau RTP non-BPS. Les solutions relatives aux catégories d'événements mentionnées précédemment, et le nombre de cas observés, sont présentées au Tableau 3. Le Tableau 4 présente un résumé du nombre d'automatismes à ajouter ou modifier par région et par type d'automatisme.

Tableau 3 : Principaux événements problématiques et solutions

Principaux événements problématiques	Solutions
P2 – Défaut monophasé interne disjoncteur	Ajout de disjoncteurs en série
	Reconfiguration du poste
P5 – Défaut monophasé plus non-fonctionnement d'un système de protection non-redondant	Doublement des éléments de protection non-redondants (batterie, bobine de déclenchement, etc.)
P6 – Chevauchement de deux événements simples	Automatisme de délestage de charge
P7 – Perte de biterne	Automatisme de rejet de production
	Automatisme de délestage de charge

Tableau 4: Nombre d'automatismes ajoutés ou modifiés par type et région

Région	Nombre d'automatismes (ajoutés ou modifiés)			
	« Runback »	« GEN-4 »	Autres	Total
Réseau Sud-Ouest	1 (modifié)	4	1	6
Réseau Nord-Est	0	1	1	2
Réseau Grand Montréal	0	7	0	7
Réseau Gaspésie	0	0	3 (dont 1 modifié)	3
Réseau Côte-Nord	0	0	0	0
TOTAL	1	12	5	18

Chacun des évènements problématiques et le renforcement de réseau retenu sont présentés à l'**Annexe VI**.

Les principaux besoins de renforcement pour chacune des régions sont présentés ci-dessous.

4.1.1 Région du Sud-Ouest

Plusieurs cas de perte de ligne biterne (P7) ou de chevauchement de deux évènements (P6) sont problématiques [REDACTED]. La modification de l'automatisme de « runback » existant au poste [REDACTED] pour détecter l'ouverture de circuits additionnels, ainsi que l'implantation d'un automatisme de délestage de type GEN-4 et d'un automatisme de rejet de production depuis le poste [REDACTED] permettent d'assurer la conformité à la TPL-001-5.

L'ajout d'un automatisme GEN-4 est également envisagé au poste [REDACTED] afin de limiter les impacts engendrés par les évènements de perte des [REDACTED] et [REDACTED] et de défauts internes de plusieurs disjoncteurs à [REDACTED] dans le poste. L'automatisme effectue le *délestage*⁶ de [REDACTED] par l'ouverture de la ligne [REDACTED] depuis le poste [REDACTED].

⁶ La notion de délestage est employée dans ce cas particulier, bien que cet automatisme ne communique pas directement avec des délesteurs.

L'évènement P6 (transformateur indisponible et perte d'un second transformateur) est problématique aux postes [REDACTED] et [REDACTED]. L'ajout d'un automate de délestage de charge de type GEN-4 dans chacun de ces deux postes permet de corriger la situation.

Finalement, plusieurs ajouts de disjoncteurs en série sont nécessaires pour couvrir les défauts de disjoncteurs dans les postes [REDACTED].

4.1.2 Région du Nord-Est

Différents renforcements sont requis pour des événements au poste [REDACTED]. D'une part, l'ajout de deux disjoncteurs à [REDACTED] au poste [REDACTED] est requis pour couvrir des événements de défaut interne pour deux disjoncteurs à [REDACTED]. Également, un automate de type « mini-RPTC » faisant du délestage de charge et du rejet de production de plusieurs centrales de la région est requis pour couvrir la perte de la [REDACTED]. Finalement, un automate de délestage de type « GEN-4 » est requis pour couvrir la perte de la [REDACTED]. La possibilité d'implanter un seul automate de type « mini-RPTC » pour couvrir tous les cas de perte de biterne au poste [REDACTED] serait une piste d'optimisation à évaluer.

L'ajout de trois disjoncteurs à [REDACTED] au poste [REDACTED] est requis pour couvrir les événements de défaut interne de disjoncteur.

4.1.3 Région du Grand Montréal

Un total de 7 solutions d'automatismes de type GEN-4 sont nécessaires dans la région du Grand Montréal pour effectuer du délestage de charge à la suite d'événements [REDACTED] [REDACTED] événements P7 de la norme TPL-001-5).

Des événements de défaut interne de disjoncteurs à [REDACTED] poste [REDACTED] nécessitent une reconfiguration des jeux de barres et l'ajout de deux disjoncteurs à [REDACTED]. Selon l'évolution de la charge locale, une diminution du transit sur les lignes en provenance du poste [REDACTED] pourrait être requise afin d'éviter une perte de charge non subordonnée liée à des surcharges lors d'un événement P2. Ceci pourrait entraîner le devancement de projets de renforcement du réseau tels que la reconstruction de [REDACTED] entre le poste [REDACTED] et le poste [REDACTED].

Des évènements de défaut interne de disjoncteurs à [REDACTED] au poste [REDACTED] nécessitent le remplacement des deux derniers transformateurs à [REDACTED] de [REDACTED] par un quatrième transformateur [REDACTED] ainsi que l'ajout d'un disjoncteur [REDACTED].

Des évènements de défaut interne de disjoncteurs ou de barres à [REDACTED] nécessitent des ajouts de disjoncteurs et de retraits de croisements [REDACTED] dans plusieurs postes de la région.

4.1.4 Région de la Gaspésie

L'analyse des défauts engendrant la perte d'une ligne biterne en Gaspésie nécessite l'utilisation d'automatismes de réseau pour éviter qu'un réseau régional instable demeure raccordé au réseau de transport principal.

L'utilisation de l'automatisme existant DIR-Gaspésie (actuellement hors-circuit) permettrait d'assurer la stabilité du réseau de la Gaspésie suivant la perte de la ligne biterne [REDACTED]

Les évènements de perte des lignes biternes [REDACTED] engendrent l'ouverture de la boucle Gaspésienne et l'instabilité de ce sous-réseau. Il est ainsi requis d'ajouter un automatisme implanté au poste Rivière-du-Loup qui déclencherait les lignes biternes nécessaires pour forcer un ilotage de la Gaspésie.

L'ajout de 6 disjoncteurs à [REDACTED] dans les postes [REDACTED] est nécessaire pour couvrir des évènements de défaut interne de disjoncteur. L'implantation de disjoncteurs en série est particulièrement complexe dans ces vieux postes dû au manque d'espace. Les solutions requièrent que les installations soient déportées avec un raccordement par câbles souterrains.

4.1.5 Région de la Côte-Nord

Un défaut sur un disjoncteur ou une barre à [REDACTED] au poste [REDACTED] engendre l'instabilité de groupes à [REDACTED]. Toutefois, un automatisme de rejet de production est déjà présent pour ces deux centrales et permet de couvrir les évènements de la TPL-001-5 à ces postes.

Aucune autre problématique n'a été soulevée dans la région de la Côte-Nord.

4.1.6 Analyse des besoins de protections redondantes dans les postes

Les analyses de l'évènement P5 ont démontré que 14 postes requièrent d'avoir une redondance des protections. 3 de ces postes sont déjà conforme aux critères de redondance de la TPL-001-5, de sorte que des travaux seraient requis dans 11 postes. Le Tableau 5 identifie ces postes et le résultat de l'évaluation réalisée par Expertise (référer au code de couleur).

Tableau 5 : Postes dont les besoins de redondance des protections ont été analysés.

CRR S-O	CRR N-E	CRR GMTL	CÔTE-NORD	GASPÉSIE

	Respecte les critères NPCC et TPL-001-5
	2 batteries c.c., toutefois certains éléments des systèmes de protection ne sont pas redondants
	1 seule batterie c.c.
*	Ces postes ne font pas partie du RTP actuel (2024) mais en font partie dans l'horizon court terme planifié (15 ans).

Les éléments identifiés en jaune dans le Tableau 1 constituent des postes dont la présence de deux batteries a été confirmée, mais dont certains composants ont été identifiés non-redondants, tels qu'un circuit de déclenchement unique pour certains disjoncteurs, la couverture non-adéquate par les protections « A » et « B » de certaines batteries de condensateurs et la présence d'une seule batterie c.c. dans le poste.

À noter que la situation au poste reste à être évaluée. Considérant l'âge du poste, on a supposé que des travaux seraient nécessaires.

4.1.7 Résultats de l'étude de faisabilité d'ajout de disjoncteurs dans les postes

Le Tableau 6 présente la liste des disjoncteurs qu'il est requis de doubler pour assurer la conformité à l'évènement P2. Pour les disjoncteurs identifiés en rouge, l'implantation est jugée complexe. Une analyse détaillée est présentée à l'Annexe VII.

Tableau 6 : Résultats de l'étude de faisabilité de doubler des disjoncteurs dans les postes concernés.

Liste des disjoncteurs à doubler				
Région du Sud-Ouest	Région du Nord-Est	Région du Grand Montréal	Côte-Nord	Gaspésie
██████████ ██████████████████ ██████████	██████████ ██████████████	██████████ ██████████████████	██████████	██████████ ██████████████████ ██████████
██████████ ██████████ ██████████████████ ██████████	██████████████████ ██████████████████ ██████████	██████████████████ ██████████		██████████ ██████████ ██████████████████
██████████ ██████████████		██████████ ██████████████████		██████████████████ ██████████████████
██████████ ██████████		██████████████████ ██████████		
		██████████ ██████████████████		
		██████████████████ ██████████		
		██████████ ██████████████████		
		██████████████████ ██████████		
		██████████ ██████████		

*Disjoncteurs dont le dédoublement est complexe : nécessite de déporter l'installation.

4.2 Coûts

Il est estimé que l'élargissement du champ d'application de la norme TPL-001-5 au réseau RTP pourrait engendrer des renforcements dont le coût paramétrique global est évalué à 679 M\$. La répartition des coûts par région est donnée dans le tableau ci-dessous :

Tableau 7 : Répartition des coûts paramétriques des solutions par région.

Région	Coûts paramétriques (M\$ réalisation)		
	Solutions Réseau	Solutions Automatisation	Total Partiel
Réseau Sud-Ouest	121 M\$	65 M\$	186 M\$
Réseau Nord-Est	72 M\$	24 M\$	95 M\$
Réseau Grand Montréal	137 M\$	40 M\$	177 M\$
Réseau Gaspésie	182 M\$	39 M\$	221 M\$
Réseau Côte-Nord	S/O	S/O	S/O
TOTAL	511 M\$	168 M\$	679 M\$

5 Analyse des résultats

5.1 Impact de la hausse du seuil de très haute tension sur les résultats

Le seuil de très haute tension (THT) est actuellement fixé à une tension de plus de 300 kV. Ainsi, selon l'évènement P2 (défaut interne de disjoncteur) de la norme, l'utilisation d'un automate réseau qui déleste de la charge n'est pas acceptable. Dans ce cas, l'ajout d'un disjoncteur en série ou autre projet de reconfiguration du poste est requis.

Par ailleurs, l'analyse d'implantation a révélé que, dans presque 30 % des cas étudiés d'ajout de disjoncteurs, l'implantation est complexe et nécessite une installation déportée des disjoncteurs. Les coûts associés à une telle installation sont élevés.

La hausse du seuil THT à plus de 400 kV permettrait de considérer l'utilisation d'automatismes qui engendrent une perte de charge non-subordonnée comme solution alternative moins dispendieuse. Ainsi, des automatismes déjà identifiés pour couvrir d'autres événements de la TPL pourraient également être adaptés pour couvrir les événements de défaut interne de disjoncteurs et 7 nouveaux automatismes de type GEN-4 pourraient être implantés. Le Tableau 8 présente une mise à jour du nombre d'automatismes ajoutés ou modifiés en considérant une hausse du seuil THT à plus de 400 kV. Les détails de ces ajouts seront présentés à l'Annexe VI.

Tableau 8: Nombre d'automatismes ajoutés ou modifiés par type et région (THT > 400 kV)

Région	Nombre d'automatismes (ajoutés ou modifiés)			
	« Runback »	« GEN-4 »	Autres	Total
Réseau Sud-Ouest	1 (modifié)	4	1	6
Réseau Nord-Est	0	1+1	1	3
Réseau Grand Montréal	0	7+6	0	13
Réseau Gaspésie	0	0	3 (dont 1 modifié)	3
Réseau Côte-Nord	0	0	0	0
TOTAL	1	19	5	25

Le Tableau 9 montre une mise à jour des coûts paramétriques qui considère la modification du seuil THT à plus de 400 kV. Le coût global est ainsi réduit à **211 M\$** (une réduction de 468 M\$ par rapport au coût de 679 M\$).

Tableau 9 : Répartition des coûts paramétriques des solutions par région (THT > 400 kV)

Région	Coûts paramétriques (M\$ réalisation)		
	Solutions Réseau	Solutions Automatismes	Total Partiel
Réseau Sud-Ouest	10 M\$	93 M\$	103 M\$
Réseau Nord-Est	S/O	24 M\$	24 M\$
Réseau Grand Montréal	S/O	45 M\$	45 M\$
Réseau Gaspésie	S/O	39 M\$	39 M\$
Réseau Côte-Nord	S/O	S/O	S/O
TOTAL	10 M\$	201 M\$	211 M\$

5.2 Enjeux potentiels liés à l'ajout important d'automatismes

L'étude a identifié un potentiel d'ajout de 16 à 23 automatismes pour assurer la conformité à la TPL-001-5 sur le réseau RTP. Des analyses de l'impact sur la fiabilité du réseau d'ajouter un grand nombre d'automatismes demeurent à être réalisées. Les automatismes peuvent être sujets à de mauvais fonctionnement par action intempestive ou par refus d'opérer et les potentiels d'interaction entre les différents automatismes devront être évalués.

Dans certaines situations, il pourrait être jugé plus opportun de recourir à des solutions différentes pour assurer la fiabilité du réseau (tel que l'ajout de disjoncteurs facilement réalisable), ce qui pourrait engendrer des coûts supplémentaires.

Finalement, le fardeau de conformité à la norme PRC-012 et au Directory 7 du NPCC sera augmenté et engendrera une tâche de travail plus élevée des ingénieurs de la direction CIOSE et d'autres directions de l'entreprise. Il en va de même pour les coûts de maintenance et d'exploitation.

5.3 Dégradation de la continuité de service des postes satellites urbains

Les postes satellites urbains de type I sont conçus pour offrir la meilleure continuité de service au Distributeur. Pour ce faire, les paires de transformateurs à la haute tension sont croisées à la moyenne tension et un automate permet d'isoler automatiquement un transformateur en défaut et de rétablir le service sur le transformateur sain.

Un défaut de transformateur n'entraîne donc aucune interruption de service pour la clientèle, en autant que l'automatisme soit assez rapide pour éviter la surcharge des transformateurs restants.

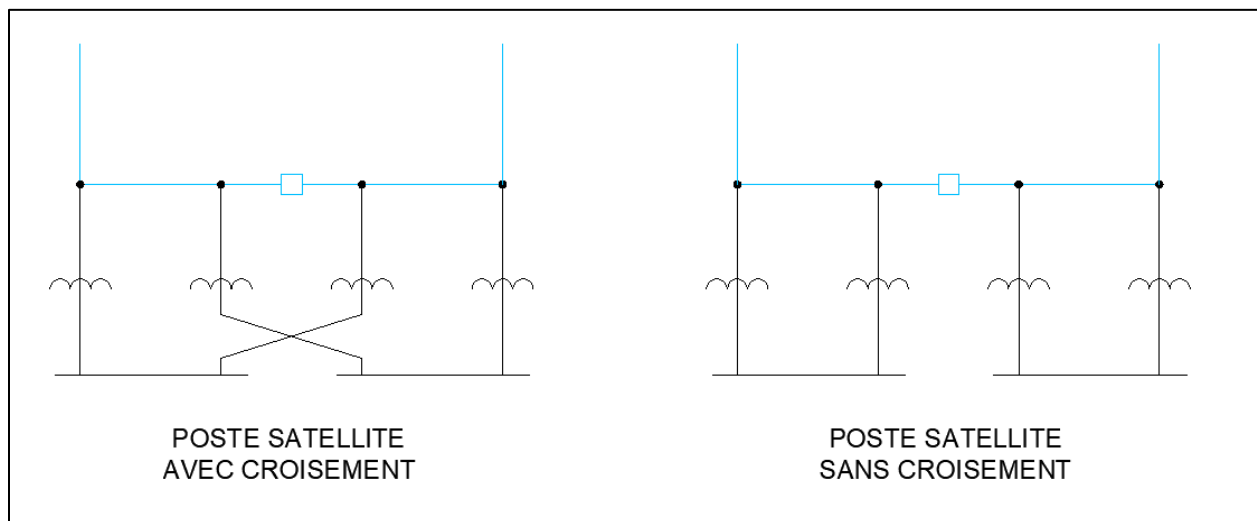


Figure 4 : Exemple fictif de postes satellites avec et sans croisement

En contrepartie, un défaut commun à la haute tension tel un défaut de barre ou une défaillance d'un disjoncteur de ligne entraîne la perte prolongée d'une paire de transformateurs (N-2) sans diminution de la charge. Il y a donc un risque de surcharge sur les autres transformateurs du poste, ce qui pourrait entraîner une perte de charge non subordonnée, soit par action des protections ou par effet cascade. Cette perte de charge non subordonnée n'est pas permise par la TPL-001.

Le retrait du croisement permettrait de rendre le poste conforme à la TPL-001, puisque tous les défauts causeraient une perte de charge subordonnée. Un retrait du croisement a ainsi été retenu comme solution de renforcement pour 4 postes à [REDACTED] de la région du Grand Montréal. De l'avis de Conception des réseaux régionaux, la fiabilité de l'alimentation de la charge serait cependant dégradée par rapport à la situation actuelle.

Conclusion et recommandation

La présente étude a évalué l'impact d'élargir le champ d'application de la norme TPL-001-5 au réseau de transport principal (RTP).

Des renforcements au réseau qui permettraient d'assurer la conformité du réseau RTP non-BPS à la norme TPL-001-5 ont été identifiés. Ces renforcements consistent principalement en l'ajout de 39 disjoncteurs et de 16 automatismes de réseau. Le coût total de ces renforcements a été évalué de façon paramétrique à 679 M\$ (dollars de réalisation).

La modification du seuil THT (très haute tension) pour 400 kV au lieu de 300 kV permettrait de réduire de façon importante le coût des renforcements requis. En effet, avec l'augmentation de ce seuil, l'utilisation d'automatismes engendrant une perte de charge non-subordonnée devient autorisée pour couvrir plusieurs des événements problématiques. Avec un seuil à 400 kV, le coût total du changement du champ d'application de la norme est évalué de façon paramétrique à 211 M\$. Les renforcements consistent alors essentiellement en l'ajout de 23 automatismes de réseau.

L'impact sur la fiabilité du réseau d'ajouter une grande quantité d'automatismes n'a pas été évalué dans le cadre de cette étude. Il est recommandé de mettre sur pied en début d'année prochaine un groupe de travail conjoint constitué de représentants des unités CÉSE, CRR et SCOSE et du Coordonnateur de la fiabilité. Le mandat de ce groupe serait d'émettre des recommandations concernant le champ d'application le plus adéquat pour la norme TPL-001-5, la période de mise en œuvre appropriée et d'éventuels ajustements à apporter à la norme, tel que la modification du seuil THT.

Annexes

Annexe I

Liste des postes et éléments BPS selon le critère A-10

Liste confidentielle disponible sur demande

Annexe II

Critères de performance de la norme TPL-001-5

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en stabilité – Événements de planification**Régime permanent et stabilité**

- a. Le *réseau* doit demeurer stable. Il ne doit pas y avoir de *déclenchements en cascade* ni d'*îlotage* non contrôlé.
- b. Une *perte de charge subordonnée* ou une perte de production résultant des événements ci-après, à l'exception de P0, sont acceptables.
- c. Simuler le retrait de tous les éléments que les *systèmes de protection* et autres dispositifs sont censés débrancher automatiquement pour chaque événement.
- d. Simuler l'*élimination normale d'un défaut*, sauf indication particulière.
- e. Les réglages de *réseau* planifiés, comme les changements à la configuration du *transport* ou à la répartition de la production, sont autorisés s'ils sont exécutables à l'intérieur du délai applicable aux *caractéristiques assignées d'une installation*.

Régime permanent seulement

- f. Les *caractéristiques assignées d'une installation* visée ne doivent pas être dépassées.
- g. Les tensions en régime permanent du *réseau* et les écarts de tension *post-contingence* doivent être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.
- h. L'événement de planification P0 s'applique uniquement au régime permanent.
- i. La réponse d'une *charge* sensible aux variations de tension qui est débranchée du *réseau* par un équipement du consommateur final en réponse à un événement n'est pas considérée comme un facteur qui contribue au respect des critères de comportement en régime permanent.

Stabilité seulement

- j. La réponse aux tensions transitoires doit être à l'intérieur des limites acceptables établies par le *coordonnateur de la planification* et le *planificateur de réseau de transport*.

Annexe III

Tableau des évènements de la TPL-001-5

TPL-001-5.1 — Critères de comportement pour la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P0 Pas de contingence	Réseau normal	Aucun	S. O.	THT et HT	Non	Non
P1 Contingence simple	Réseau normal	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de transport 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P2 Contingence simple	Réseau normal	1. Ouverture d'une section de ligne sans défaut ⁷	S.O.	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		2. Défaut dans une section de barres	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
		3. Défaut interne d'un disjoncteur ⁸ (autre qu'un disjoncteur d'attache)	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
		4. Défaut interne d'un disjoncteur (disjoncteur d'attache) ⁸	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

TPL-001-5.1 — Critères de comportement pour la planification du réseau de transport

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P3 <i>Contingence multiple</i>	Perte de groupe de production, puis réglages du réseau ⁹	Perte d'un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Non ⁹	Non ¹²
		5. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT			
P4 <i>Contingence multiple (défaut plus disjoncteur bloqué¹⁰)</i>	Réseau normal	Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (autre qu'un <i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un <i>défaut</i> sur un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de <i>transport</i> 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶ 5. Section de barres	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
		6. Perte de plusieurs éléments causée par un disjoncteur (<i>disjoncteur d'attache</i>) bloqué ¹⁰ pendant une tentative d'élimination d'un <i>défaut</i> sur le jeu de barres connexe	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Catégorie	Situation initiale	Événement ¹	Type de défaut ²	Niveau du BES ³	Interruption du service de transport ferme ⁴ autorisée	Perte de charge non subordonnée autorisée
P5 Contingence multiple (défaut plus <u>non-fonctionnement d'un composant non redondant de système de protection</u> ¹³)	Réseau normal	Élimination retardée d'un défaut due à la <u>défaillance d'un composant non redondant de système de protection</u> ¹³ censé protéger l'élément en défaut, pour un des éléments suivants : 1. Groupe de production 2. Circuit de transport 3. Transformateur ⁵ 4. Élément shunt ⁶ 5. Section de barres	1ØT	THT	Non ⁹	Non
				HT	Oui	Oui
P6 Contingence multiple (chevauchement de deux contingences simples)	Perte d'un des éléments suivants suivi de réglages du réseau ⁹ : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶	Perte d'un des éléments suivants : 1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶	3Ø	THT et HT	Oui	Oui
	1. Circuit de transport 2. Transformateur ⁵ 3. Élément shunt ⁶ 4. Pôle d'une ligne à courant continu	4. Pôle d'une ligne à courant continu	1ØT	THT et HT	Oui	Oui
P7 Contingence multiple (support commun)	Réseau normal	Perte de : 1. deux circuits adjacents (verticalement ou horizontalement) sur un support commun ¹¹ 2. une ligne à courant continu bipolaire	1ØT	THT et HT	Oui	Oui

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Notes du tableau

(Événements de planification et événements extrêmes)

1. Si l'événement analysé met en jeu des éléments du *BES* à plusieurs niveaux de tension du *réseau*, c'est le niveau de tension le moins élevé du ou des éléments retirés aux fins de l'événement analysé qui établit les critères de comportement déclarés concernant le recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme* et à une *perte de charge non subordonnée*.
2. Sauf indication particulière, simuler l'*élimination normale des défauts*. Les défauts monophasés à la terre (1ØT) ou triphasés (3Ø) sont les types de défaut à évaluer dans les simulations de *stabilité* pour l'événement décrit. Une étude de défaut triphasé ou biphasé à la terre qui indique que les critères sont respectés est une preuve suffisante que ces critères seraient également respectés en cas de défaut monophasé à la terre.
3. Les références au niveau du *système de production-transport d'électricité (BES)* concernent les *installations* à très haute tension (THT), définies comme fonctionnant à plus de 300 kV, et les *installations* à haute tension (HT), définies comme les *réseaux* à 300 kV et moins. Les désignations THT et HT permettent d'établir des critères de comportement différents quant au recours autorisé à une interruption du *service de transport ferme* et à une *perte de charge non subordonnée*.
4. La réduction du *service de transport ferme* conditionnel est permise lorsque les conditions ou événements à l'étude constituent la base du *service de transport ferme* conditionnel.
5. Pour les événements d'indisponibilité de transformateur autre que de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence, telle que spécifiée à la note 1, s'applique à l'enroulement du côté basse tension (à l'exclusion des enroulements tertiaires). Pour les événements d'indisponibilité de groupe de production ou de transformateur élévateur de groupe de production, la tension de référence correspond à la tension connectée au *BES* (côté haute tension du transformateur élévateur). Les exigences applicables aux transformateurs s'appliquent aussi aux transformateurs à fréquence variable et aux transformateurs déphaseurs.
6. Les exigences applicables aux éléments shunt s'appliquent aussi aux systèmes de transport à courant alternatif flexibles (FACTS) reliés à la terre.
7. Ouverture d'une extrémité de section de ligne en l'absence de défaut dans un circuit de *transport* configuré normalement qui fait en sorte que la ligne desserve une *charge* radiale à partir d'un point d'alimentation unique.
8. L'expression « défaut interne d'un disjoncteur » signifie que le défaut est situé à l'intérieur même du disjoncteur, ce qui entraîne un défaut dans le *réseau* qui doit être éliminé par les protections en amont et en aval du disjoncteur.
9. Le processus de planification devrait avoir notamment pour objectif de réduire au minimum la probabilité et l'ampleur de toute interruption du *service de transport ferme* découlant d'événements de *contingence*. La réduction du *service de transport ferme* est autorisée à titre d'ajustement du *réseau* (selon l'expression utilisée à la colonne Situation initiale du tableau 1), et aussi à titre de correctif lorsqu'elle découle d'un changement approprié de répartition de ressources dont la réaffectation est obligée, si l'on peut démontrer que les *installations*, à l'intérieur et à l'extérieur de la région du *planificateur de réseau de transport*, restent à l'intérieur de leurs *caractéristiques assignées d'installation* et que le changement de répartition n'entraîne aucune *perte de charge non subordonnée*. Si les options de changement de répartition sont limitées, on devra tenir compte des sensibilités associées à la disponibilité de ces ressources.
10. Dans le cas d'un disjoncteur à commande simultanée des pôles, l'expression « disjoncteur bloqué » signifie que les trois phases du disjoncteur restent fermées. Dans le cas d'un disjoncteur à commande unipolaire (IPO) ou d'un disjoncteur à commande unipolaire de déclenchement (IPT), on présume qu'un seul pôle reste fermé. Un disjoncteur bloqué a pour conséquence l'*élimination retardée du défaut*.
11. À l'exclusion des circuits qui se trouvent sur des supports communs (événement de planification P7 et événement extrême 2a d'analyse en régime permanent) ou dans une *emprise* commune (événement extrême 2b d'analyse en régime permanent) sur une distance de 1,6 km (1 mille) ou moins.
12. Le processus de planification vise notamment à réduire au minimum la probabilité et l'ampleur d'une *perte de charge non subordonnée* par suite d'événements de planification. Dans des circonstances limitées, une *perte de charge non subordonnée* peut être nécessaire sur toute l'étendue de l'horizon de planification afin d'assurer le

Tableau 1 – Comportement en régime permanent et en *stabilité* – Notes du tableau

(Événements de planification et événements extrêmes)

respect des critères de comportement du *BES*. Cependant, lorsqu'on a recours à une *perte de charge non subordonnée* selon la note 12 sur l'*horizon de planification du transport à court terme* afin de respecter les critères de comportement du *BES*, une telle interruption est limitée à des circonstances dans lesquelles cette *perte de charge non subordonnée* répond aux conditions présentées à l'annexe 1. La *perte de charge non subordonnée* admissible selon la note 12 ne doit jamais dépasser 75 MW pour les entités visées aux États-Unis. Pour les entités visées d'un autre territoire, la valeur de cette *perte de charge non subordonnée* doit être établie selon les exigences ou sous la supervision de l'organisme gouvernemental pertinent ou de l'agence qui le représente dans le territoire en question.

13. Aux fins de la présente norme, les composants non redondants d'un système de protection à prendre en compte sont les suivants :

- a. un relais de protection unique qui réagit à des grandeurs électriques, sans solution de rechange (réagissant ou non à des grandeurs électriques) assurant des délais comparables d'*élimination normale d'un défaut* ;
- b. un système de communication unique associé à des fonctions de protection, qui est nécessaire au bon fonctionnement d'un automate de protection à liaison de communication, lequel est requis pour l'*élimination normale d'un défaut* (sauf si un tel système de communication fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle*) ;
- c. une alimentation de poste à c.c. unique associée à des fonctions de protection requises pour l'*élimination normale d'un défaut* (sauf si une telle alimentation fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle* tant pour les sous-tensions que les coupures de circuit) ;
- d. un circuit de commande unique (pouvant comprendre des relais auxiliaires et des relais de blocage) associé à des fonctions de protection, à partir de l'alimentation c.c. jusqu'à la bobine de déclenchement des disjoncteurs ou autres appareils de coupure inclusivement, requises pour l'*élimination normale d'un défaut* (exclusion possible de la bobine de déclenchement si elle fait l'objet d'une surveillance avec signalement à un *centre de contrôle*).

Annexe IV

Critères pour le comportement transitoire et dynamique des réseaux de transport régionaux

Comportement transitoire et dynamique des réseaux de transport régionaux

L'objectif des critères est de donner la robustesse nécessaire aux réseaux régionaux pour garantir la stabilité du réseau lors des événements des critères de base et complémentaires (événements particuliers) sur le réseau BPS et lors de défauts sur les réseaux régionaux. La puissance nécessaire pour alimenter les charges des réseaux régionaux doit être transportée selon les critères du tableau suivant (Extrait du document principal des critères de conception du réseau de transport « *bulk* » d'Hydro-Québec) :

Tableau 4 — Comportement transitoire et dynamique des *réseaux de transport régionaux*

Situation initiale	Événements		Exigences de performance	Actions autorisées
« N, H _n »	A	Défaut triphasé permanent sur un des <i>éléments</i> suivants avec <i>élimination normale du défaut</i> : 1. Groupe de production ; 2. Circuit de transport ; 3. Transformateur.	1, 2, 3, 6	f
	B	Ouverture de tout disjoncteur ou la perte de tout <i>élément</i> , sans défaut.		

Exigences de performance pour les événements décrits au tableau :

1. La stabilité doit être maintenue durant et après le plus grave des événements décrits, *compte tenu du système de réenclenchement*.
2. Les tensions sur le réseau et les transits de puissance dans les équipements du réseau doivent être maintenus à l'intérieur des limites permises avant et après l'événement.
3. Le comportement en fréquence du réseau doit être maintenu à l'intérieur des limites permises.
6. La *perte de charge subordonnée* est autorisée et la *perte de charge non subordonnée* est interdite.

Actions autorisées pour les événements décrits au tableau :

- f. Un *automatisme de réseau à impact limité* peut être utilisé, en appui à une bonne robustesse de base du réseau et à de saines pratiques d'exploitation.

Annexe V

Carte de répartition des régions

Schéma confidentiel (GEN-S-500) disponible sur demande

Annexe VI

Listes des renforcements par région

RÉSEAU SUD-OUEST								
Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT>400 KV)	Commentaires
P4	██████████	Défaut de disjoncteur ██████████ ██████████	Perte des lignes 315 kV	Ajout de disjoncteurs en série ██████████	20 M\$ ██████████ disjoncteur (2 ans) ██████████	26 M\$	0 M\$	Automatisme runback ██████████ peut couvrir l'évènement si THT > 400 kV
P6		Défaut (N-1)-1 Perte de deux lignes: ██████████ ██████████ ██████████	Enjeux de tension au poste ██████████	Automatisme de runback ██████████ Modifier l'automatisme pour considérer la perte de ██████████	Voir \$ réalisation	17,3 M\$	17,3 M\$	Automatisme de délestage de charge pour la surveillance de la charge du sous-réseau ██████████ Détection locale (4 x DLO/2 lignes) Solution Gen4 + temps d'ingénieurs + Télécom: DLO: ██████████ hypothèse: 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi 12 postes x ██████████ 10 postes pour le délestage) Ajout délesteurs: 4 postes (Cadieux, Gatineau, Wakefield, Wyman) ██████████ ██████████ ██████████ ██████████
P4	██████████	Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de lignes 315 kV, de transformateurs et condensateurs 120 kV	Ajout de disjoncteurs en série	35 M\$ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ (2 ans) ██████████	45,5 M\$	0 M\$	Modification de l'automatisme ██████████ (GEN-4)

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV)	Commentaires
P7	██████████	Perte de biterne 315 kV ██████████	Perte du Poste	Automatisme de démantèlement du réseau de production & Débouclage Rejet de ██████████ ██████████ ██████████	Voir \$ réalisation	18,2 M\$	18,2 M\$	Implantation d'un automatisme de rejet de production URP Solution GE + temps d'ingénieurs + Télécom: URP: pour les ██████████ ██████████ (1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi -- > ██████████ Délestage: ██████████ GEN4 --> ██████████ URP --> ██████████ Télécom --> ██████████
P4		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte du ██████████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) ██████████	6,5 M\$	0 M\$	
P6		Perte de transformateurs ██████████	Surcharge de transformateurs	Automatisme de délestage ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	Voir \$ réalisation	9,6 M\$	9,6 M\$	Solution Gen4 + temps d'ingénieurs + Télécom: (hypothèse: 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi) ██████████ + 10 postes pour le délestage) Ajout délesteurs: 4 postes (██████████ ██████████ Gen4 --> ██████████ télécom --> ██████████ délesteurs --> ██████████
P6	██████████	Perte de transformateurs ██████████	Surcharge de transformateurs	Automatisme délestage ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	Voir \$ réalisation	10,16 M\$	10,16 M\$	"Implantation dun automatisme de délestage de charge pour la surveillance de surcharge de transofrmateurs à ██████████ Solution Gen4 + temps d'ingénieurs + Télécom: (hypothèse: 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi) ██████████ + 9 postes à délester) Ajout délesteurs: 5 postes ██████████ ██████████) Gen4 --> ██████████ télécom --> ██████████ délesteurs --> ██████████

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV)	Commentaires
P7		Perte de biterne 230 kV ██████████	Surcharge de lignes ██████████ (90%)	Automatisme de délestage Délestage ██████████	Voir \$ réalisation	0,56 M\$	0,56 M\$	Solution GEN4: délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes ██████████ vers ██████████ Temps d'ingénieurs + Télécom: ajout d'une carte C3794 ██████████ Gen4 ██████████ Télécom --> ██████████
P7		Perte de biterne 120 kV ██████████	Surcharge de lignes ██████████	Automatisme de délestage Délestage ██████████	Voir \$ réalisation	0 M\$	0 M\$	Solution GEN4: délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes ██████████ vers ██████████): Coûts déjà couverts par automatisme précédent
P4		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte du Poste	Ajout de disjoncteur en série	3 M\$ (2 ans) AO 2024: 14	3,9 M\$	3,9 M\$	
P4		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de ██████████	Ajout de disjoncteur en série ██████████	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6	6,5 M\$	6,5 M\$	
P4		Défaut de disjoncteur ██████████ ██████████ ██████████ ██████████	Perte du ██████████ ██████████ ██████████	Automatisme de délestage Délestage ██████████	Voir \$ réalisation	0 M\$	0 M\$	Solution GEN4: délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes ██████████: Temps d'ingénieurs+ Télécom: ajout d'une carte ██████████ à ██████████ ██████████ ██████████
P6		Perte de Transformateurs ou Condensateurs	Perte de Transformateurs ou Condensateurs	Automatisme de délestage	Voir \$ réalisation	1,56 M\$	1,56 M\$	Solution GEN4: délestage de charge pour la surveillance du transit sur les ██████████: Délesteurs + temps d'ingénieurs+ Télécom: ajout d'une carte ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████
P4		Défaut de disjoncteur ██████████	Surcharge de lignes ██████████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6	6,5 M\$	0 M\$	
P4		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de ██████████ alimentation des services auxiliares	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: ██████████ ██████████ ██████████	26 M\$	0,6 M\$	Hypothèse automatisme GEN-4 pour THT > 400 kV, délestage TC dans les postes alimentés par ██████████

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV)	Commentaires
P6	██████████	Perte de transformateurs ██████████	Surcharge de transformateurs & effondrement de tension	Automatisme de délestage Délestage de ██████████ ██████████	Voir \$ réalisation	3 M\$	3 M\$	Besoin de délestage de 100 MW Solution GEN4 : délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes ██████████ et ██████████):Délesteurs + temps d'ingénieurs+ Télécom: ajout d'une carte ██████████. Pour Assomption un chassis+surveillance ██████████ ██████████ ██████████
P6		Perte de condensateurs ██████████	Surcharge de transformateurs & effondrement de tension	Automatisme de délestage Délestage de ██████████ ██████████				
P7	██████████	Perte de biterne ██████████ ██████████	Surcharge de ligne ██████████	Automatisme de délestage Délestage de charge	Voir \$ réalisation	4,9 M\$	4,9 M\$	Solution GEN4: délestage de charge pour la surveillance du transit sur la ligne ██████████ Délesteurs + temps d'ingénieurs + Télécom: ██████████ (on a déjà ajouté une carte), ██████████ (Chassis complet déjà ajouté). Delesteurs: ██████████ (Chassis complet), ██████████ (projet en cours pour installer Chassis), ██████████ (chassis complet), ██████████ (chassis complet, alimentation et équipement de surveillance), ██████████ (chassis complet) ██████████ ██████████ ██

RÉSEAU NORD-EST								
Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV)	Commentaires
P2	██████████	Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de lignes ██████████&Surcharge ██████████ écroulement de tension	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) Ref : A/O 2024 #6	6,5 M\$	0 M\$	Défaut causant la perte de ██████████ et un écroulement de tension Hypothèse GEN-4 avec hausse THT
P2		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte des lignes ██████████ Surcharge ██████████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 x4 (solution complexe) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	Défaut causant perte de lignes ██████████ et la surcharge de ██████████
P7		Perte de biterne ██████████ ██████████	Surcharge de lignes ██████████& écroulement de tension	Automatisme Rejet de production et délestage de charge	Voir \$ réalisation	23,7 M\$	23,7 M\$	Implantation dun automatisme rejet et de délestage de charge (mini-RPTC) pour la surveillance du transit sur la ligne ██████████ URP+DLO Solution Gen4 + temps d'ingénieurs + Télécom: DLO: ██████████ (1 carte C3794), ██████████ (Chassis complet). Pour les URP: ██████████ (1 carte C3794), ██████████ (1 carte C3794), ██████████ (1 carte C3794) Poste à delester: C ██████████ ██████████ (1 carte C3794), ██████████ (1 carte C3794) ██████████ ██████████ ██████████ ██████████
P2	██████████	Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de lignes ██████████ & Surcharge ██████████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) Ref : A/O 2024 #6	6,5 M\$	0,6 M\$	Défaut entraine la perte de ██████████ et surcharge de ██████████ -Une solution GEN-4 au poste avec hausse du seuil THT
P2		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte de lignes ██████████& Surcharge ██████████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) Ref : A/O 2024 #6	6,5 M\$		Défaut entraine la perte de ██████████ et surcharge de ██████████
P2		Défaut de disjoncteur ██████████	Perte des lignes ████████████████████ Surcharge ██████████ Perte de stabilité de tension long terme	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 x4 (solution complexe) -> 20 M\$	26 M\$		Défaut entraine la perte de ██████████ et la surcharge ██████████

RÉSEAU DU GRAND MONTRÉAL								
Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P2	██████████	Défaut de disjoncteur ██████	Perte de █████ Surcharge █████	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (3 ANS)	6,5 M\$	0,6 M\$	Un seul automatisme GEN-4 avec hausse du seuil.
P2		Défaut de disjoncteur ██████	Perte de █████ Surcharge █████	Remplacer T3 par 450 MVA Démantèlement de T5	25 M\$ (6 ANS)	32,5 M\$		
P2		Défaut de disjoncteur ██████	PERTE █████ SURCHARGE █████					
P7			Perte de biterne █████ ██████████	Perte du poste La Prairie █████ Surcharge █████	Automatisme de délestage	Voir \$ réalisation	6,5 M\$	6,5 M\$
P2	██████████	Défaut de disjoncteur ██████	Perte de █████ Surcharge █	Conversion du réseau 120 kV & démantèlement du █	S/O	S/O	S/O	Le démantèlement du █████st prévu dans un horizon de 10 à 15 ans.
P2	██████	Défaut de disjoncteur ██████	PERTE █████ SURCHARGE █████	Ajout de disjoncteur en série	10 M\$	13 M\$	0,6 M\$	
P2		Défaut de disjoncteur ██████	PERTE █████ SURCHARGE █████	Ajout de disjoncteur en série	10 M\$	13 M\$		

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P2	██████████	Défaut de barre ██████████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$	0,6 M\$	Futur poste RTP suite à la construction de la ligne ██████████
P2		Défaut de barre ██████████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$		Futur poste RTP suite à la construction de la ligne ██████████
P2	██████████	Défaut de disjoncteur ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Ajout de disjoncteur en série Sur barre ███	5 M\$ (3 ans)	6,5 M\$	0,6 M\$	
P2		Défaut de barre ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$		Diminution de continuité de service 25 kV
P2		Défaut de barre ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$		Diminution de continuité de service 25 kV
P7		Perte de biterne ██████ ██████████	Surcharge ██████████ ██████████	Automatisme de délestage Délestage de charge	Voir \$ réalisation	6,5 M\$	6,5 M\$	Implantation de l’automatisme de délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes ██████████ vers ██████████ Délesteurs + temps d’ingénieurs + télécom Télécom Delesteurs: ajout de carte C3794 à ██████████ et à ██████████ (hypothèse: délestage de 4 postes : 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi ██████████ ██████████ ██████████ ██████████ ██████████
P2	██████████	Défaut de barre ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$	0,6 M\$	Diminution de continuité de service 25 kV
P2		Défaut de barre ██████████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$		Diminution de continuité de service 25 kV
P2	██████████	Défaut de barre ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$	0,6 M\$	Futur poste RTP suite à la construction de la ligne ██████████
P2		Défaut de barre ██████	Perte ██████ Surcharge ██████	Retrait du croisement 25 kV	2 M\$ (2 ANS)	2,6 M\$		Futur poste RTP suite à la construction de la ligne ██████████

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P7		Perte de biterne	Surcharge de lignes	Automatisme de délestage Délestage de charge	Voir \$ réalisation	6,5 M\$	6,5 M\$	Implantation de l’automatisme de délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes Délesteurs + temps d'ingénieurs + télécom Télécom Delesteurs: ajout de carte C3794 à (hypothèse: délestage de 4 postes : 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi)
P7		Perte de biterne	Surcharge de lignes	Automatisme de délestage Délestage de charge	Voir \$ réalisation	6,5 M\$	6,5 M\$	Implantation de l’automatisme de délestage de charge pour la surveillance du transit sur les lignes Délesteurs + temps d'ingénieurs + télécom Télécom Delesteurs: ajout de carte C3794 à (hypothèse: délestage de 4 postes : 1 chassis complet+surveillance+alimentation+commutateur+wifi)
P2		Défaut de disjoncteur	Perte de lignes	Ajout de disjoncteur en série	4 M\$ (3 ANS)	5,2 M\$	0,6 M\$	

RÉSEAU DE LA CÔTE-NORD								
Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P2		Défaut de disjoncteur	et des lignes Instabilité	Automatisme de rejet de production Groupes de	S/O	S/O	S/O	Il y a un automatisme de rejet de production (ARP) centrales Les ARP surveillent les défauts avec déclenchement de ligne aux postes des centrales GEN-R-811 GEN-D-811

RÉSEAU DE LA GASPÉSIE								
Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P7		Perte de biterne [REDACTED]	Instabilité du réseau de la Gaspésie	Automatisme de délestage de la Gaspésie Modification de DIR-Gaspésie (Débouclage)	Voir \$ réalisation	6,5 M\$	6,5 M\$	Il faut s'assurer que le temps d'action est de 15 cycles ou moins suivant l'élimination du défaut. Refonte de l'automatisme de détection d'instabilité du réseau de la Gaspésie (DIR-GASPÉSIE). Actuellement exploité en hors-circuit. Ingénierie + efforts + équipements Pas besoin de télécom [REDACTED] [REDACTED]
P7		Perte de biterne [REDACTED]	Instabilité du réseau de la Gaspésie	Automatisme Ouverture de biterne [REDACTED]	Voir \$ réalisation	11 M\$	11 M\$	Implantation de l'automatisme de déclenchement de la biterne [REDACTED] (surveillance de perte de lignes [REDACTED]) Détection locale (4 x DLO/2 lignes) Ingénierie + efforts + télécom Télécom Delesteurs: ajout de chassis complet à [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
P7		Perte de biterne [REDACTED]	Instabilité du réseau de la Gaspésie	Automatisme Ouverture de la biterne [REDACTED]	Voir \$ réalisation	21 M\$	21 M\$	Implantation de l'automatisme de délestage de la Gaspésie (surveillance de perte de lignes [REDACTED]) [REDACTED] Détection locale (8 x DLO/4 lignes) Ingénierie + efforts + télécom Télécom Delesteurs: ajout de chassis complet à [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]
P7		Perte de biterne [REDACTED]	Instabilité du réseau de la Gaspésie	Automatisme Ouverture de la biterne [REDACTED]	Voir \$ réalisation			
P2		Défaut de disjoncteur [REDACTED]	Perte biterne [REDACTED] instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne

Critère TPL-001-5	Poste	Évènement	Impact sur le réseau	Description du correctif	Coûts (\$ constants 2024)	Coûts (\$ réalisation estimés)	Coûts (THT >400 KV) (\$ réal.)	Commentaires
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte du poste : instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte biterne████ : instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte████ non-respect des critères de tension à 230 kV	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte biterne████ : instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte biterne████ instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne
P2		Défaut de disjoncteur ████	Perte biterne████ instabilité du réseau	Ajout de disjoncteur en série	5 M\$ (2 ans) AO 2024: 6 Sol. comp. (5M\$ x4) -> 20 M\$	26 M\$	0 M\$	THT>400 kV : hypthèse que l'événement pourra être couvert avec l'automatisme prévu pour la perte de biterne

Annexe VII

Dédoublement de disjoncteurs

Poste	Disjoncteur	Option	Solution préliminaire	Degré de complexité	Exclu D-1?
		A	Déplacer le sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		A	Déplacer un sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		A	Déplacer un sectionneur et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		B	Installation entre les sectionneurs [REDACTED] existants	Faible	Oui
		B	Installation entre les sectionneurs [REDACTED] existants	Faible	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		A	Installation entre les sectionneurs [REDACTED] existants	Faible	Oui
		B	Installation entre les sectionneurs [REDACTED] existants	Faible	Oui
		A	Déplacer le sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		A	Déplacer le sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		A	Déplacer un sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		A	Installation entre les sectionneurs [REDACTED] et [REDACTED] existants	Faible	Non
		A	Déplacer un sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED] peut avoir une incidence sur la ligne [REDACTED] future	Faible	Oui
		A	A - Déplacer le sectionneur [REDACTED] et ajouter le disjoncteur côté [REDACTED]	Faible	Oui
		S/O	Voir étude préliminaire [REDACTED] -> Plan d'évolution	S/O	Non
		S/O	Voir étude préliminaire [REDACTED] -> Plan d'évolution	S/O	Non
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		A	Installation sous le jeu de barres tendues.	Faible	Oui
		A	Installation sous le jeu de barres tendues.	Faible	Oui
		A	Installation à proximité du disjoncteur existant sans contraintes.	Faible	Oui
		A	Installation sous le jeu de barres tendues.	Faible	Oui
		A	Déplacement d'un sectionneur [REDACTED] et installation du nouveau disjoncteur sous les barres.	Faible	Oui
		C	Installation possible avec deux nouveaux disjoncteurs deadtank.	Faible	Oui
		A	Déplacement d'un sectionneur [REDACTED] et installation du nouveau disjoncteur sous les barres.	Faible	Oui
		C	Installation possible avec deux nouveaux disjoncteurs deadtank.	Faible	Oui
		C	Installation possible avec deux nouveaux disjoncteurs deadtank.	Faible	Oui
		A	Déplacement d'un sectionneur [REDACTED] et installation du nouveau disjoncteur sous les barres.	Faible	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		A	Déplacement d'un sectionneur [REDACTED] et installation du nouveau disjoncteur sous les barres.	Simple	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		A	Déplacement d'un sectionneur [REDACTED] et installation du nouveau disjoncteur sous les barres.	Simple	Oui
		A	Référer analyse [REDACTED] (implantation similaire)	Simple	Oui

Poste	Disjoncteur	Option	Solution préliminaire	Degré de complexité	Exclu D-1?
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui
		D	Câble isolé, installation déportée	Complexe	Oui

Option	Disjoncteurs	Facteur d'estimation
A	2 Disjoncteurs "Live Tank" avec deux TC. Conservation du disjoncteur existant.	1
B	1 Disjoncteur "Live Tank", 1 TC et 1 disjoncteur "Dead Tank". Conservation du disjoncteur existant.	1
C	2 Disjoncteurs "Dead Tank"	2
D	Installation déportée avec câbles isolés, 2 disjoncteurs "Live tank" et 2 TC	4