

Version caviardée

Annexe 1.1

Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal (Décembre 2016)

PLAN D'ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE L'ÎLE DE MONTRÉAL

Révision 2016

ORIENTATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT RÉGIONAL

Document réservé à un usage interne

Décembre 2016

**Planification des réseaux régionaux
Direction planification, expertises et soutien opérationnel
Hydro-Québec TransÉnergie**

Sommaire-

Le plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal 2009-2024 a été émis en mars 2010. Déjà six années se sont écoulées et il est nécessaire de faire une mise à jour afin d'orienter de manière optimale la séquence de conversion en fonction des besoins du réseau.

[Redacted]

[Redacted]

En comparaison avec le plan d'évolution émis en 2010 et du réseau 2023 qui y était présenté, les solutions présentées pour le réseau 2030 demeurent similaires d'un point de vue général, mais présentent tout de même quelques différences. En voici les principales :

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

Table des matières

1.	Introduction	7
1.1	Objectifs et démarche de la présente révision.....	7
2.	Bilan depuis l'émission de la première version du plan d'évolution	9
2.1	Résumé du plan d'évolution émis en 2010	9
2.2	Réseau actuel (2019).....	10
2.3	Bilan.....	11
3.	Prévision de charge	14
4.	Pérennité du réseau de l'île de Montréal	16
4.1	Pérennité des postes	16
4.2	Pérennité des lignes.....	18
5.	Moyens de gestion des postes à 120-12 kV durant la conversion	19
5.1	La maintenance	19
5.2	Banque d'urgence poste	20
6.	Le réseau de transport régional de l'île de Montréal	21
6.1	Réseau Est.....	22
6.2	Réseau Ouest.....	33
6.3	Réseau Sud.....	40
7.	Priorités d'action	48
8.	Conclusion	49

Liste des figures

FIGURE 1 SCHÉMA DU RÉSEAU DE L'ÎLE DE MONTRÉAL PLANIFIÉ EN 2024 PRÉSENTÉ DANS LE RAPPORT DE 2010	9
FIGURE 2 NOUVEAU POSTE BÉLANGER 315-25 kV EN CONSTRUCTION	10
FIGURE 3 RÉSEAU DE DISTRIBUTION EN 2010.....	13
FIGURE 4 RÉSEAU DE DISTRIBUTION AVEC LES NOUVEAUX POSTES À 315-25 kV EN 2019.....	13
FIGURE 5 DÉCOUPAGE GÉOGRAPHIQUE DES RÉSEAUX EST, OUEST ET SUD	21
FIGURE 6 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU RÉSEAU EST	22
FIGURE 7 SCHÉMA 2019 DU RÉSEAU EST	23
FIGURE 10 SCHÉMA 2030-2031 DU RÉSEAU EST	30
FIGURE 11 SCHÉMA ULTIME DU RÉSEAU EST	31
FIGURE 13 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU RÉSEAU OUEST	33
FIGURE 14 SCHÉMA 2019 DU RÉSEAU OUEST.....	34
FIGURE 16 SCHÉMA 2030-2031 DU RÉSEAU OUEST.....	38
FIGURE 17 SCHÉMA ULTIME DU RÉSEAU OUEST.....	39
FIGURE 18 SITUATION GÉOGRAPHIQUE DU RÉSEAU SUD	40
FIGURE 19 SCHÉMA 2019 DU RÉSEAU SUD.....	42
FIGURE 20 SCHÉMA 2030-2031 DU RÉSEAU SUD.....	46
FIGURE 21 SCHÉMA ULTIME DU RÉSEAU SUD.....	47
FIGURE 22 SCHÉMA ULTIME DE L'ÎLE DE MONTRÉAL.....	49

Liste des tableaux

TABLEAU 1 BILAN DES PROJETS PRÉVUS AU PLAN D'ÉVOLUTION DE L'ÎLE DE MONTRÉAL DE 2010	11
TABLEAU 2 ÉCONOMIE POUR TRANSÉNERGIE DEPUIS 2010 DE LA CONVERSION À 315 kV	12
TABLEAU 3 PRÉVISIONS DE CHARGE 2016-2031	15
TABLEAU 4 PRIORISATION EN PÉRENNITÉ DES POSTES DE L'ÎLE DE MONTRÉAL	17
TABLEAU 5 POSTES DE LA ZONE EST DE MONTRÉAL	24
TABLEAU 6 POSTES DE LA ZONE OUEST DE MONTRÉAL	35
TABLEAU 7 POSTES DE LA ZONE SUD DE MONTRÉAL	41
TABLEAU 8 PRIORITÉS D'ACTION DES PROJETS SUR L'ÎLE DE MONTRÉAL	48

1. Introduction

Le plan d'évolution de l'île de Montréal a été émis dans sa première version en mars 2010¹. Ce plan a été émis dans un contexte où de grands investissements étaient à prévoir dans la métropole québécoise. D'une part, le réseau mis en place dans les années 1950 et 1960 n'était plus adapté à l'importance de la charge croissante, qui atteint aujourd'hui près de 8000 MVA. D'autre part, des investissements majeurs devaient être faits afin de répondre aux besoins de pérennité des installations vieillissantes du réseau montréalais.

Il était donc opportun, même impératif, de procéder à une réflexion stratégique dans le but de se doter d'une vision à long terme pour un développement optimal du réseau de l'île de Montréal. L'objectif était clair : proposer le développement d'une architecture possédant la robustesse et la souplesse pour répondre aux besoins du réseau de l'île, tout en étant adaptée aux enjeux du 21^e siècle.

Cette orientation est tout aussi pertinente aujourd'hui.

1.1 Objectifs et démarche de la présente révision

Depuis la sortie de la première version du plan d'évolution, plusieurs projets de construction de postes satellites ont vu le jour, et de nombreux autres sont en cours. Dans un premier temps, le présent rapport vise donc à dresser un bilan de ce qui a été réalisé depuis 2010.

Le réseau étant par nature, en constante évolution, la présente révision vise également à faire la mise à jour des besoins du réseau de l'île de Montréal, en termes de pérennité et de croissance, car ces besoins

¹ Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal 2009-2024, émis par l'unité Planification des réseaux régionaux, mars 2010.

ont évolué depuis 2010. Ce rapport propose également certaines stratégies de gestion des équipements et de la maintenance, afin d'assurer la fiabilité du réseau pendant la période de conversion.

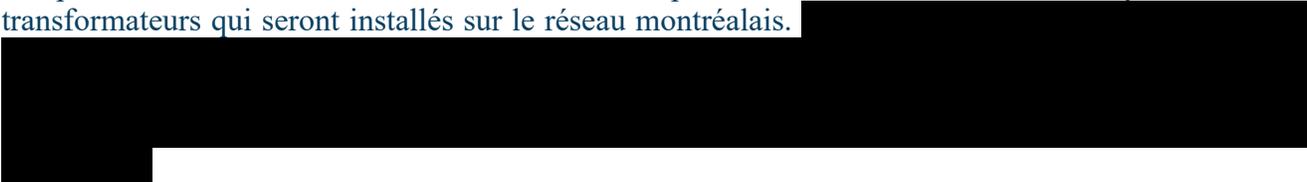
Par ailleurs, le déroulement des projets déjà réalisés et en cours a fourni un retour d'expérience précieux, tant au niveau des études que de la réalisation des projets en collaboration avec nos partenaires d'Hydro-Québec Innovation, équipement et services partagés. De même, nos partenaires d'Hydro-Québec Distribution ont aussi réalisé des avancées importantes dans les études et la conversion proprement dite des premiers postes satellites.

Tenant compte des avancées déjà réalisées, le présent rapport propose un ordonnancement révisé pour les projets à venir sur l'île de Montréal. Il dresse un échéancier plus précis pour les quinze prochaines années, l'objectif étant de proposer une séquence de développement optimale du réseau de transport régional en tenant compte des réalités et des contraintes locales.

Enfin, une vision à très long terme est fournie, indiquant au meilleur de notre connaissance actuelle, la direction ultime vers laquelle se dirige le réseau de transport de l'île de Montréal.

La démarche empruntée pour atteindre les objectifs de la présente révision demeure très similaire à celle de 2010. Ainsi, il ne s'agit pas ici de présenter une analyse économique globale pour les scénarios proposés. La démarche, en effet, est évolutive et les orientations proposées sont d'ordre général. Le détail des analyses économiques sera plutôt diffusé dans le cadre des études de planification qui suivront l'émission de ce plan, avec l'objectif constant de parvenir au choix des meilleures solutions techniques, économiques et environnementales, le tout dans une perspective globale de développement optimal du réseau.

De plus, aucune décision n'est arrêtée dans le présent document concernant la puissance des transformateurs qui seront installés sur le réseau montréalais.

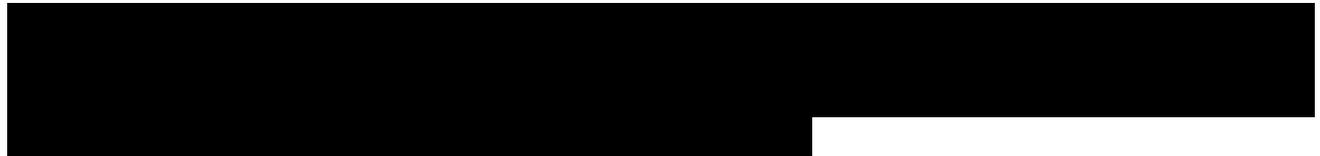


2. Bilan depuis l'émission de la première version du plan d'évolution

2.1 Résumé du plan d'évolution émis en 2010



Figure 1 Schéma du réseau de l'île de Montréal planifié en 2024 présenté dans le rapport de 2010



2.2 Réseau actuel (2019)

Lorsque l'on considère tous les projets qui ont été mis en service ou qui ont été minimalement recommandés, on obtient ce qu'on appelle « le réseau actuel ». En considérant l'ensemble des interventions, on arrive en 2019. C'est à partir de cette date que le bilan sera fait.



Figure 2 Nouveau poste Bélanger 315-25 kV en construction²



² Image extraite d'un bulletin Info-travaux, émis conjointement par HQT et HQIÉSP, édition de décembre 2014

2.3 Bilan

. Le résumé des projets qui étaient prévus et des projets qui ont effectivement été mis en service entre l'émission du plan d'évolution en 2010 et le réseau actuel de 2019 est présenté au Tableau 1.

Tableau 1 Bilan des projets prévus au plan d'évolution de l'île de Montréal de 2010

Postes/sections convertis	Nouveau poste/section	Plan d'évolution 2010		Réseau actuel 2019	
		Date de mise en service	Date de fermeture	Date de mise en service	Date de fermeture ³
Saraguay 120-12 kV	Saraguay 315-25 kV	■	■	-	2014
Bélanger 120-12 kV	Bélanger 315-25 kV	■	■	2015	2019
Bourassa 120-12 kV	Henri-Bourassa 315-25 kV	■	■	2015	2018
De Lorimier 120-12 kV	De Lorimier 315-25 kV	■	■	2017	2021
Fleury 120-12 kV	Fleury 315-25 kV	■	■	2017	2020
Charland 120-12 kV	Charland 315-25 kV	■	■	2015	2017
Saint-Jean 120-12 kV	Saint-Jean 315-25 kV	■	■	2019	2023
Montréal-Nord 120-12 kV	Montréal-Nord 315-25 kV ²	■	■	2022 ²	2026
Atwater 120-12 kV ¹	Saint-Patrick 315-25 kV	-	-	2019	2021

1 [Redacted]

2 En cours d'étude de planification.

3 [Redacted]

4 [Redacted]

2.3.1 Volet économique

Pour les sept projets qui auront été mis en service entre 2010 et 2019, tous ont une solution qui implique le 315 kV. Dans la majorité des cas, il a été démontré qu'il était plus rentable de convertir la charge de 120 kV à une tension de 315 kV, tout en offrant une capacité accrue. Pour certains projets, la différence de coûts était plus marquée que d'autres, mais les études ont confirmé que globalement, l'orientation proposée d'un réseau converti à 315 kV était techniquement et économiquement meilleure que de reconduire une architecture à 120 kV.

À titre comparatif, tel qu'illustré au tableau 2, lorsqu'on additionne la différence de coût entre les scénarios à 120 kV et les scénarios retenus à 315 kV pour tous les projets effectués entre l'émission du plan d'évolution et le réseau actuel, on obtient un écart favorable de 137,4 M\$ en faveur d'une architecture à 315 kV.

Tableau 2 Économie pour TransÉnergie depuis 2010 de la conversion à 315 kV

Poste à 315-25 kV	Économie de la conversion à 315 kV ¹
Bélanger	39 000 k\$ ₂₀₁₀
Henri-Bourassa	(1 000) k\$ ₂₀₁₁
De Lorimier	32 500 k\$ ₂₀₁₃
Fleury	27 300 k\$ ₂₀₁₂
Saint-Patrick	29 200 k\$ ₂₀₁₄
Saint-Jean	10 900 k\$ ₂₀₁₅
Total	137 387 k\$

¹ Le montant est basé sur les coûts globaux actualisés (CGA) entre le scénario à 315-25 kV et le scénario à 120-25 kV présentés dans les demandes d'autorisation des projets à la Régie de l'énergie. Bien qu'il ne soit pas possible d'additionner directement ces montants, étant donné qu'il s'agit d'années différentes, le total donne tout de même un aperçu des économies réalisées.

2.3.2 Rythme de conversion

2.3.2.1 Conversion de 120 kV à 315 kV

Entre 2013 et 2019, sept projets, dont six nouveaux postes à 315-25 kV, auront été mis en service pour convertir des postes de 12 kV à 25 kV.

[REDACTED]. Tout d'abord, les premiers projets de conversion ont nécessité plus de temps que prévu pour permettre à tous les intervenants, tant aux étapes de construction que de mises en service, de s'adapter aux nouvelles réalités exigées par le plan de conversion (nouveaux schémas normalisés, taux élevé de conversion, beaucoup de construction de poste en peu de temps). [REDACTED]

2.3.2.2 Conversion de 12 kV à 25 kV

Pour le Distributeur, l'objectif était et demeure de convertir son réseau à 12 kV vers un réseau à 25 kV. En 2010, l'image des tensions de distribution sur l'île de Montréal se présentait comme à la Figure 3.

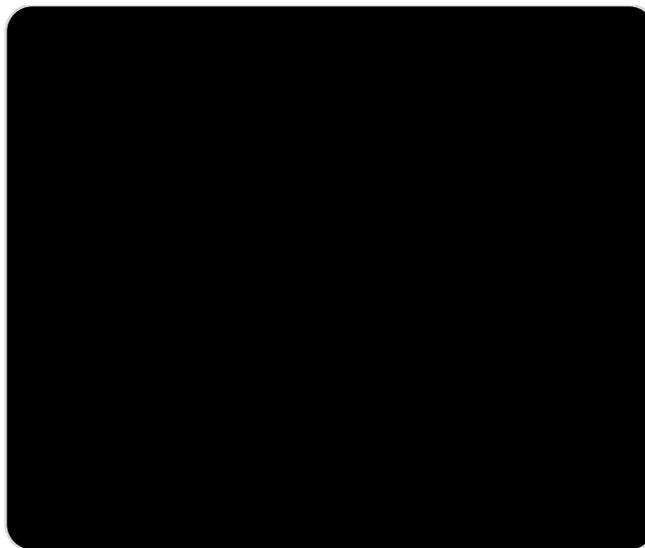


Figure 3 Réseau de distribution en 2010

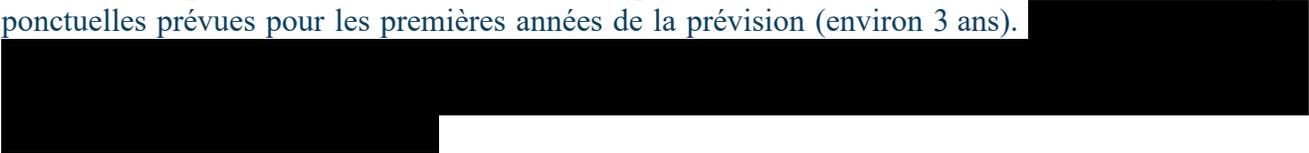
Avec la mise en service des postes à 315-25 kV, il est possible de convertir les réseaux à 25 kV et démantelé les postes à 120-12 kV. Une fois les réseaux convertis, on obtient la carte montrée à la Figure 4. [REDACTED]

TABLEAU

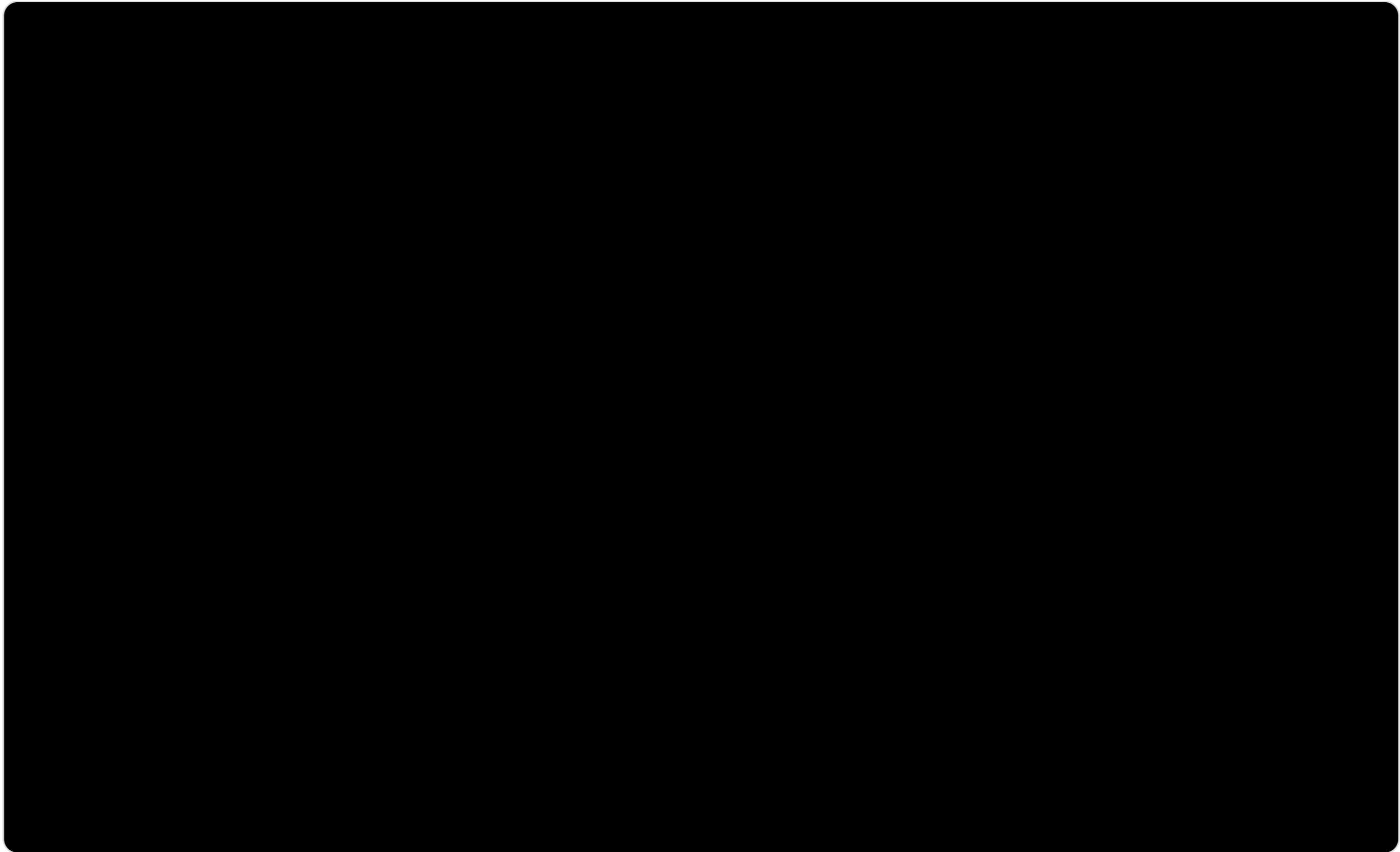
Figure 4 Réseau de distribution avec les nouveaux postes à 315-25 kV en 2019

3. Prévvision de charge

Toutes les années, une prévvision de charges par poste est produite par le Distributeur pour un horizon 0-15 ans. Celle-ci est basée, entre autres, sur les lectures des dernières pointes (2 ans), les conditions climatiques, le nombre de ménages par MRC, le nombre d'abonnements par secteurs de consommation et les ventes par sous-secteurs industriels. La prévvision inclut aussi les transferts et les charges ponctuelles prévues pour les premières années de la prévvision (environ 3 ans).



La prévvision produite annuellement demeure la version officielle et servira dans les études de planification comme déclencheur de projets en Croissance des besoins de la clientèle. Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**³ présente la prévvision 2016-2031 de la demande en puissance par poste du réseau de l'île de Montréal fournie par le Distributeur en 2016.

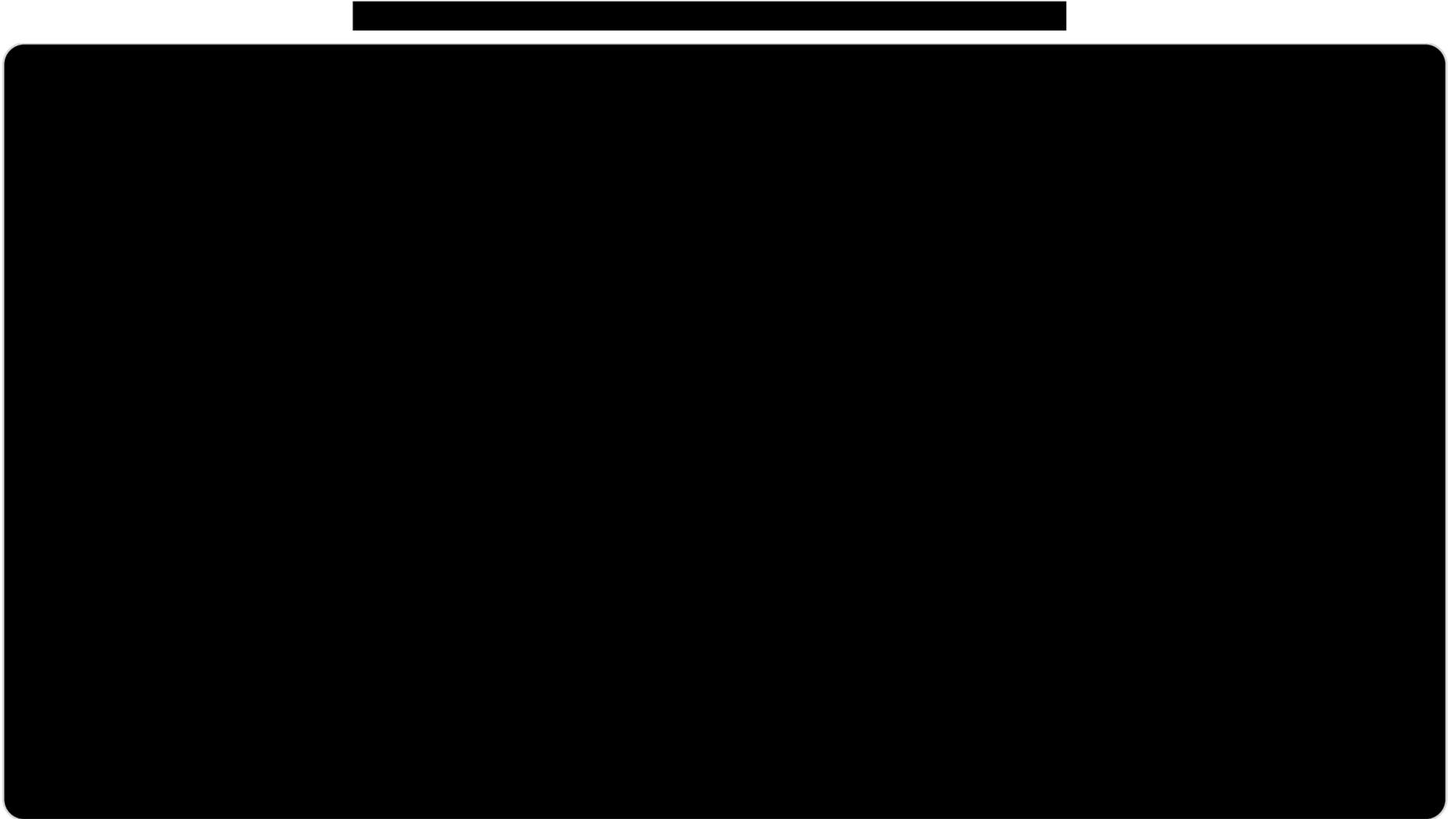


4. Pérennité du réseau de l'île de Montréal

4.1 Pérennité des postes

La majorité des postes à 12 kV situés à Montréal ont été mis en service dans les années '50 et '60. Malgré que plusieurs solutions aient été implantées depuis l'émission du dernier plan d'évolution, l'enjeu majeur dans tous les réseaux de l'île de Montréal reste encore d'assurer la pérennité des installations. Un portrait global des interventions en pérennité dans les installations à 120-12 kV a été réalisé.





4.2 Pérennité des lignes

Concernant la pérennité des lignes sur l'île de Montréal, des encadrements d'entreprise servent de guide afin d'évaluer l'état des lignes à haute tension alimentant le réseau. Dans le cas des lignes aériennes, ces encadrements proposent d'en contrôler l'état à l'aide d'indices tels que la détérioration des conducteurs, des structures d'acier et des isolateurs, ainsi que le vieillissement et la performance en service. Pour ce qui est des lignes souterraines, les indicateurs utilisés concernent entre autres l'âge, la technologie, le nombre et l'importance des fuites d'huile, des défauts de gaine, etc.

Cela veut dire que pour statuer qu'une ligne a atteint sa durée de vie utile, un rapport d'état doit être produit dont la conclusion indique qu'il est nécessaire de remplacer celle-ci. De façon générale et pour les besoins du présent rapport, on estime la durée de vie utile d'une ligne aérienne à environ 80 ans et celle d'une ligne souterraine de l'ordre de 40 à 50 ans.



5. Moyens de gestion des postes à 120-12 kV durant la conversion

Une planification adéquate intègre tous les besoins d'une installation tels que le maintien des équipements, le respect des exigences et la croissance de la charge. C'est ce qu'on appelle la planification intégrée. Celle-ci a l'avantage de réduire le nombre d'interventions dans une installation, mais allonge le temps de réalisation de celle-ci. Par exemple, plusieurs problèmes de vétusté des installations à 120-12 kV sont résolus par l'implantation d'un nouveau poste à 315-25 kV. Durant la transition, il faut prévoir le transfert de la charge, ce qui requiert plusieurs années.

De plus, une planification intégrée exige, dans la mesure du possible, que les interventions dans les postes et les lignes d'alimentation soient rassemblées dans un même projet. Cela implique que certains besoins soient reportés quelque peu et d'autres, au contraire, devancés. Retarder les investissements est généralement l'option privilégiée s'il est possible de le faire tout en assurant la sécurité du réseau.

Pour être en mesure de maintenir l'alimentation des clients alimentés par les postes à 120-12 kV, soit durant la transition vers les postes à 315-25 kV ou lorsque l'on désire retarder un peu des investissements pour les intégrer dans un même projet, il est nécessaire de disposer de quelques ressources. Les ressources privilégiées par la planification des réseaux régionaux sont la réalisation de la maintenance, une saine gestion de la banque d'urgence et au besoin, certaines interventions à la pièce peuvent aussi être envisagées. Ces outils décrits ci-dessous pourront servir à maintenir une qualité de service dans les postes à 120-12 kV tout en limitant l'impact sur le plan de conversion.

5.1 La maintenance

La réalisation de la maintenance dans les installations de TransÉnergie permet d'augmenter le taux de bon fonctionnement des équipements lorsque ceux-ci sont sollicités. Chaque année, une planification de la maintenance est faite de manière à couvrir l'ensemble du parc d'équipement. Cette maintenance systématique est effectuée autant sur les vieux équipements que les neufs. Celle-ci est jugée suffisante pour assurer la fiabilité des postes qui seront convertis jusqu'à leur fermeture.

Par contre, il arrive qu'un diagnostic d'état montre qu'un équipement est plus mal en point que les indices de pérennité ne le laissent paraître.

Les options privilégiées dans cette situation sont présentées ci-dessous pour les deux équipements les plus coûteux d'un poste électrique, soit les transformateurs et les disjoncteurs.

5.1.1 Maintenance sur les transformateurs

Les transformateurs de puissance sont les équipements d'un poste électrique qui coûtent le plus cher et une attention particulière leur est portée.

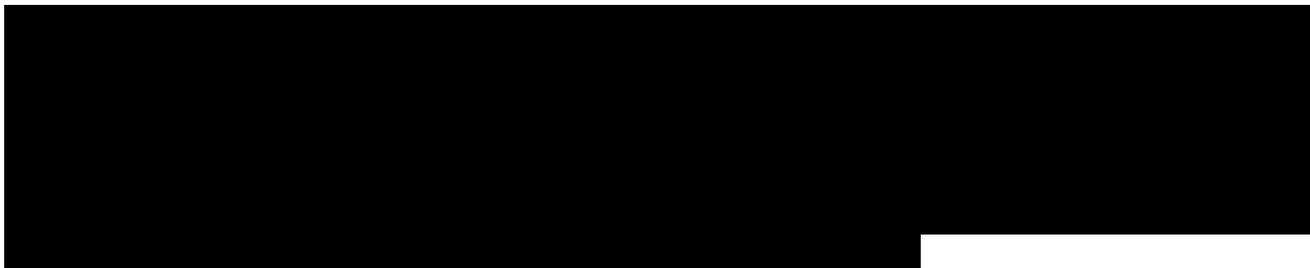



5.1.2 Maintenance sur les disjoncteurs



5.2 Banque d'urgence poste

Outre la maintenance, il existe un autre moyen d'atténuer le risque qui existe lorsque plusieurs postes sont âgés comme c'est le cas sur le réseau de l'île de Montréal. Lorsqu'un équipement brise et qu'il doit être remplacé, il est possible de s'approvisionner avec la banque d'urgence poste. Ce processus permet de répondre plus rapidement que si l'on devait s'approvisionner chez les fournisseurs lors d'un bris d'équipement. Par contre pour limiter les investissements, la banque d'urgence doit maintenir un minimum d'inventaire et ne garder que les équipements normalisés sur le réseau de transport.



6. Le réseau de transport régional de l'île de Montréal

En fonction des besoins généraux du réseau présentés précédemment, la prochaine section définira les solutions proposées pour les prochaines années. Les sections seront découpées en trois zones pour former le réseau Est, le réseau Ouest et le réseau Sud. Le découpage de ces trois réseaux est fait de la manière suivante :

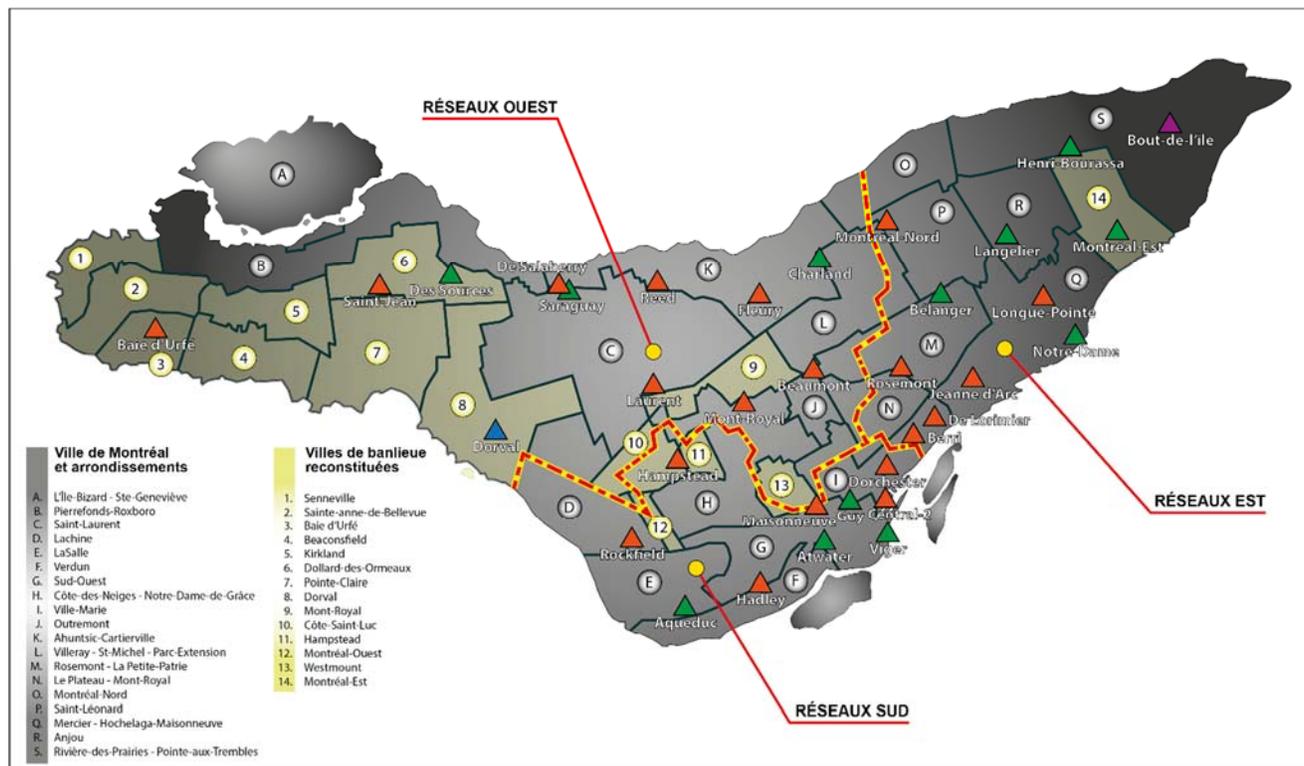


Figure 5 Découpage géographique des réseaux Est, Ouest et Sud

Pour les trois réseaux, on y décrira la situation géographique ainsi que le réseau électrique qui alimente la zone. Par la suite, les problématiques propres à chaque région seront décrites en plus de proposer des solutions. Il s'agit de présenter, pour les trois réseaux, une vision de ce qui pourrait se réaliser d'ici une quinzaine d'années et de se doter d'un réseau cible 2030 pour l'île de Montréal.

Finalement, l'exercice a été poussé plus loin pour s'interroger sur la continuité de ces projets. Au-delà du réseau cible 15 ans, il ne s'agit plus de décrire étape par étape les interventions. Les hypothèses sont trop incertaines et il y a trop de variables pour se prononcer avec certitude. Il s'agit plutôt de présenter un réseau ultime vers quoi le réseau devrait s'orienter. Les réseaux ultimes, tous comme les réseaux 2030, sont basés sur le bilan depuis l'émission du dernier plan d'évolution de Montréal, les prévisions de charge et le portrait actuel de la pérennité des équipements.

6.1 Réseau Est

6.1.1 Situation géographique

Le réseau Est de Montréal couvre près de 150 km². Les arrondissements Rivière-des-Prairies–Pointe-aux-Trembles, Anjou, Mercier–Hochelaga-Maisonneuve, Saint-Léonard, Montréal-Nord, Villeray–Saint-Michel–Parc-Extension, Rosemont–La Petite-Patrie, Le Plateau-Mont-Royal, Ville-Marie, ainsi que la ville de Montréal-Est, sont alimentés en tout ou en partie par ce réseau.

La Figure 6 illustre le territoire alimenté par le réseau Est. La limite ouest de ce territoire se situe aux environs du boulevard Saint-Laurent.

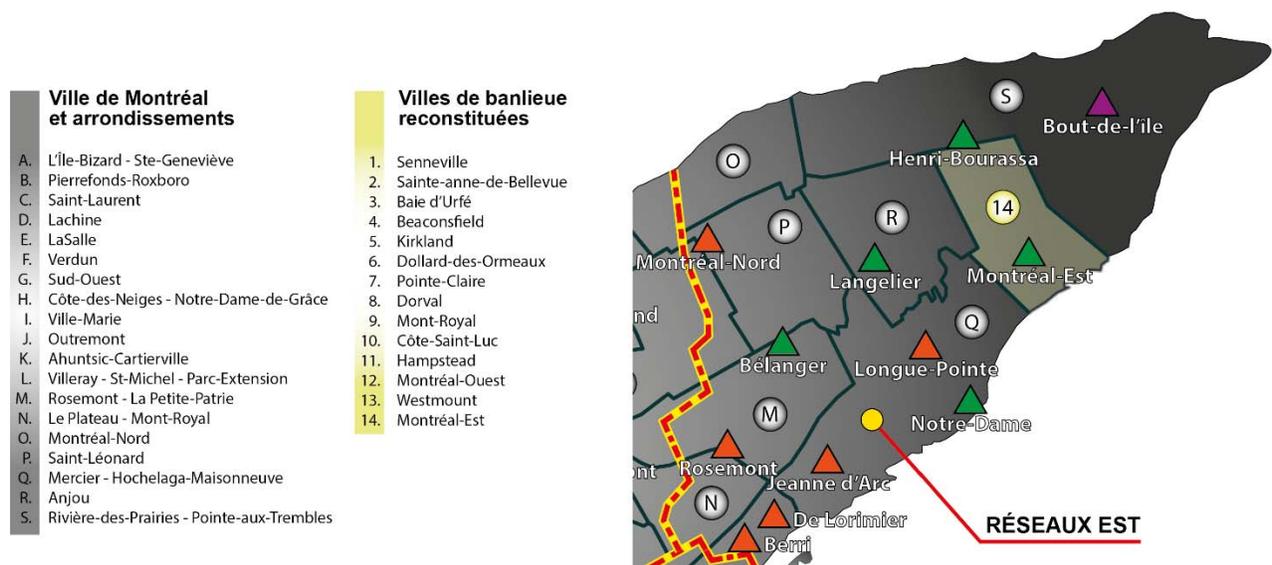
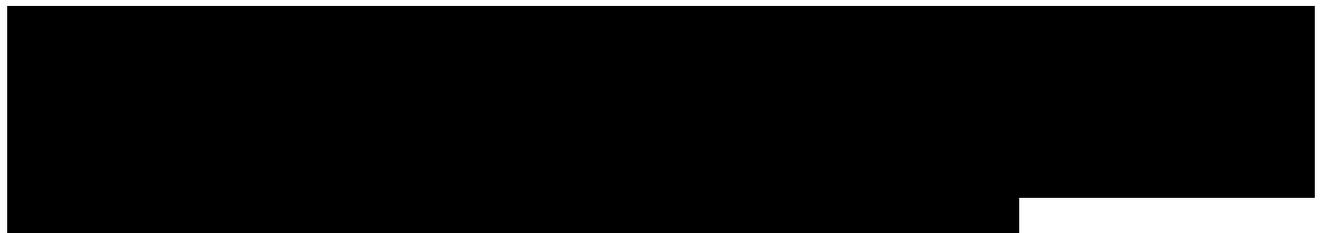


Figure 6 Situation géographique du réseau Est

6.1.2 Description du réseau électrique



La figure 7 suivante illustre le schéma unifilaire du réseau Est de l'île de Montréal.

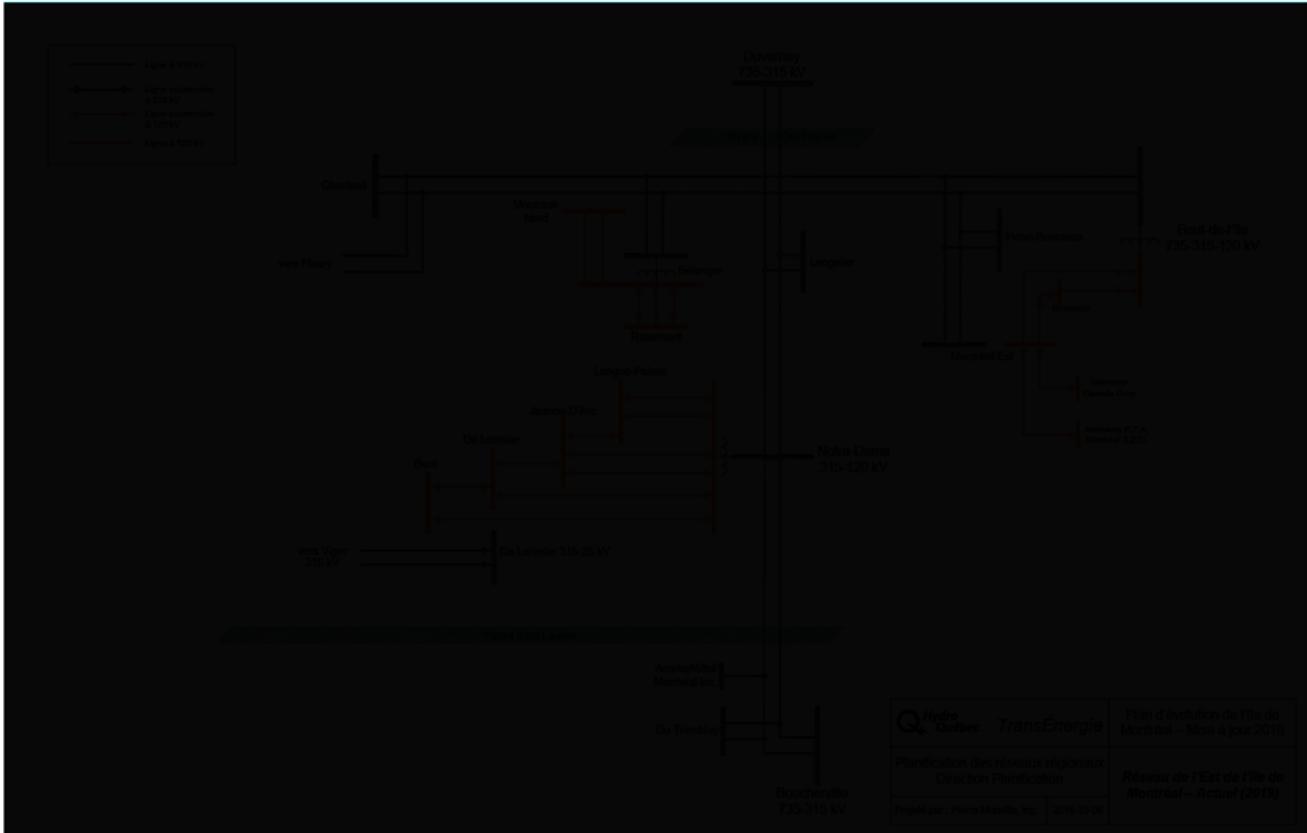
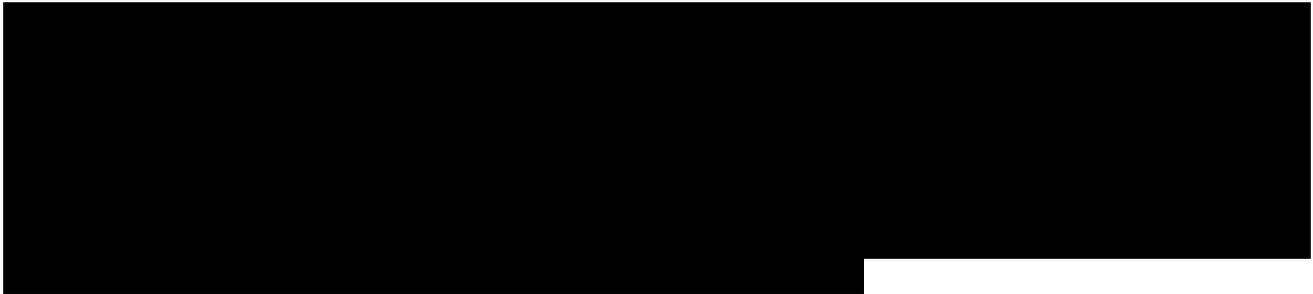
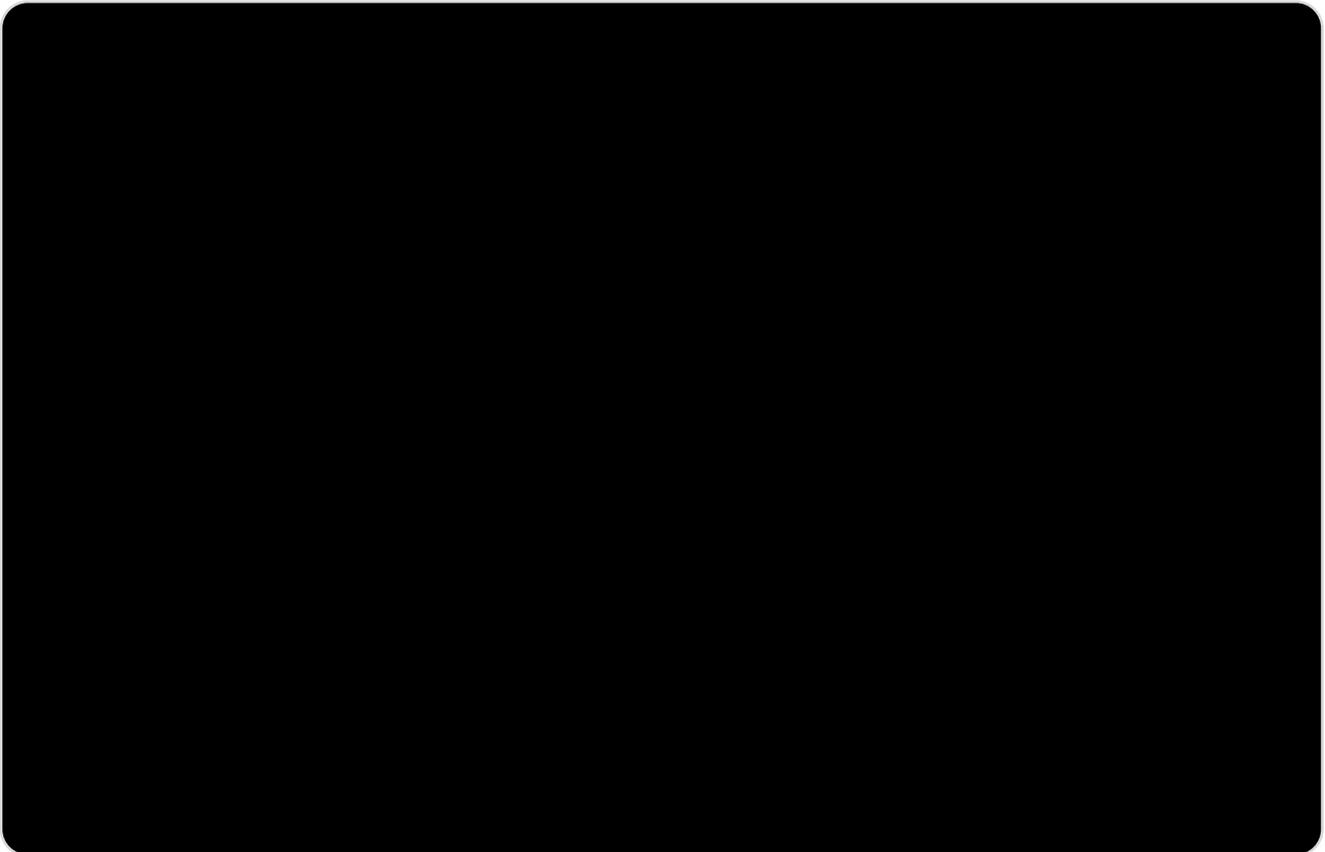


Figure 7 Schéma 2019 du réseau Est

Le réseau de distribution de l'est de l'île de Montréal est encore, pour le moment, alimenté au moyen de deux niveaux de tension, soit à 12 kV et à 25 kV. Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** résume les principales caractéristiques des postes satellites du réseau Est.

Tableau 5 Postes de la zone Est de Montréal





6.1.3 Description des problématiques

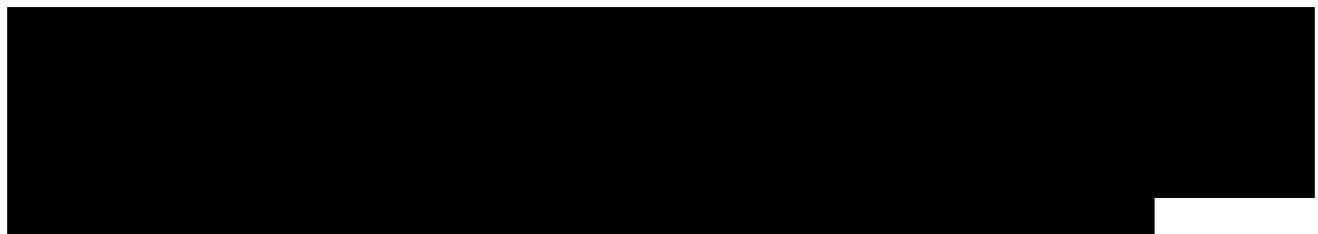
6.1.3.1 Volet postes

La plupart des postes à 12 kV de la zone Est de Montréal ayant été mis en service dans les années '50 et '60, la pérennité de ces installations constituait jusqu'à tout récemment l'enjeu majeur de ce réseau. Toutefois, en raison des nombreux projets déjà réalisés ou en cours dans ce secteur, l'état de ce réseau est en nette amélioration.

Outre les besoins en pérennité, les installations à 12 kV encore existantes présentent une conception désuète à plusieurs égards  Ainsi, les interventions dans ces installations requièrent souvent des zones de retrait agrandies, ce qui pose problème étant donné la faible capacité de reprendre les charges par le réseau de distribution. Ce problème est accentué par le fait que les vieux postes à 12 kV sont souvent enclavés par le réseau à 25 kV et possèdent donc peu de liens d'attache avec des postes dont la zone de charge est compatible.



 Mentionnons toutefois que l'arrivée des nouveaux postes à 315-25 kV dans le secteur Est contribuera certainement à augmenter la flexibilité des transferts de charges entre postes satellites et ainsi augmenter la fiabilité et la robustesse de ce réseau.



6.1.3.2 Volet lignes

Le réseau de l'Est de l'île de Montréal est encore alimenté par plusieurs lignes à 120 kV, dont plusieurs sont souterraines. Lorsque le milieu à alimenter correspond à une zone urbaine densément peuplée et qu'il n'y a pas suffisamment d'espace pour implanter une ligne aérienne, les lignes souterraines constituent parfois la seule alternative possible. Ainsi, les postes du réseau Notre-Dame, dont les zones de charges sont situées au sud-est de l'île de Montréal et se rapprochent du centre-ville, sont alimentés exclusivement par un réseau souterrain à 120 kV. Il est à noter que plusieurs lignes de ce réseau ont été remplacées au cours des dernières années pour répondre à leurs besoins de pérennité.

La capacité limitée de certaines lignes du réseau Notre-Dame constitue une problématique sous surveillance depuis quelques années. Le remplacement de certaines lignes par des lignes plus puissantes et la conversion de la charge du poste De Lorimier vers le réseau à 315-25 kV contribue déjà et continuera de contribuer à maintenir la charge qui transite sur ces lignes à un niveau acceptable.

Enfin, la conversion des postes à 315-25 kV dans le réseau Est de l'île de Montréal allant bon train, le nombre de postes étant raccordés au réseau à 315 kV augmente. L'infrastructure à 315 kV doit donc évoluer afin de pouvoir alimenter cette charge selon une répartition adéquate et ainsi assurer la fiabilité d'alimentation de ces postes.

6.1.4 Solutions envisagées sur un horizon 15 ans

6.1.4.1 Nouveau poste de Montréal-Nord 315-25 kV [REDACTED]

Le poste de Montréal-Nord Est un des premiers postes ciblés actuellement au regard de ses besoins de pérennité. C'est pourquoi le mandat d'études d'avant-projet a déjà été confié à Hydro-Québec Innovation, équipements et service partagés (« HQIÉSP ») depuis plusieurs mois pour ce dossier. L'objectif est de mettre en service un nouveau poste à 315-25 kV sur le site actuel du poste en 2020. Il se raccordera à la ligne 3017-3050, qui passe tout près du terrain du poste.

6.1.4.2 Nouveau poste Hochelaga 315-25 kV [REDACTED]

Le nouveau poste Hochelaga est destiné à répondre aux besoins de pérennité du poste Jeanne-d'Arc à 120-12 kV [REDACTED]



[Redacted line of text]

[Redacted paragraph of text]

[Redacted paragraph of text]

[Redacted paragraph of text]

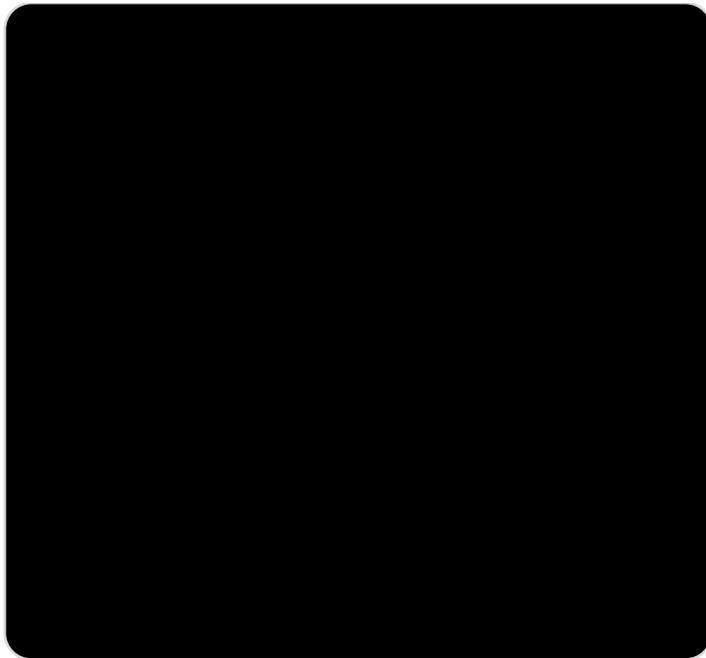
6.1.4.3 [Redacted section header]

[Redacted paragraph of text]

[Redacted paragraph of text]

[Redacted text block]

[Redacted text block]



[Redacted text block]

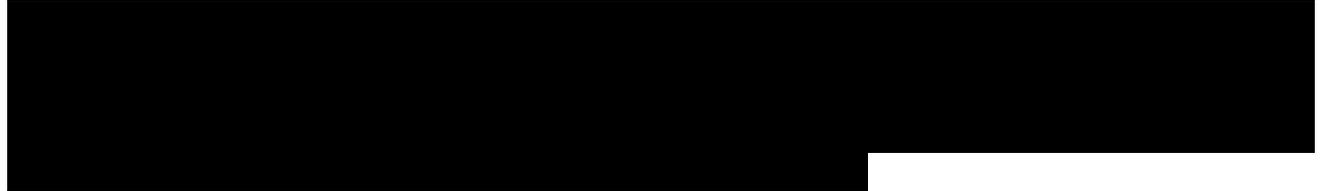
6.1.4.4 [Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

6.1.4.5 Réorganisation de la répartition de charge dans l'est de l'île

Tel qu'évoqué plus haut, l'augmentation du nombre de postes raccordés sur le réseau à 315 kV nécessitera un réaménagement du réseau d'accueil, afin de répartir convenablement la charge convertie et de garantir la fiabilité d'alimentation à 315 kV.



6.1.5 Réseau cible 15 ans

Le schéma suivant illustre le réseau intermédiaire, d'ici une quinzaine d'années.



Figure 9 Schéma 2030-2031 du réseau Est



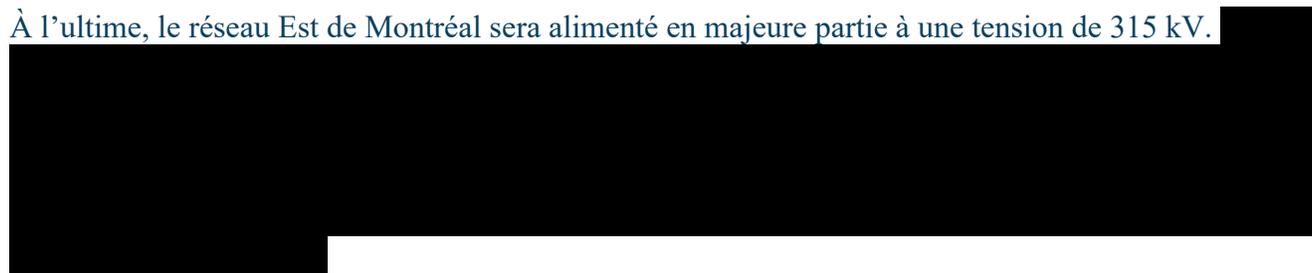
6.1.6 Réseau Est ultime

Le schéma du réseau ultime de l'Est de Montréal est illustré à la figure 11 suivante.



Figure 10 Schéma ultime du réseau Est

À l'ultime, le réseau Est de Montréal sera alimenté en majeure partie à une tension de 315 kV.



À l'ultime, un poste de sectionnement est également prévu à Anjou, au point de croisement actuel des deux lignes biternes 3017-3050 et 3070-3071.

La situation géographique de l'emplacement de ce futur poste est illustrée à la figure 12 suivante.



[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

6.2 Réseau Ouest

6.2.1 Situation géographique

Le réseau Ouest couvre approximativement 240 km². Il alimente en tout ou en partie les villes et arrondissements suivants :

- Arrondissements Ahuntsic-Cartierville, Côte-des-Neiges – Notre-Dame-de-Grâce, Île-Bizard, Sainte-Geneviève, Lachine, Pierrefonds-Roxboro et Saint-Laurent ;
- Villes de Baie-d'Urfé, Beaconsfield, Dollard-des-Ormeaux, Dorval, Kirkland, Mont-Royal, Outremont, Pointe-Claire, Sainte-Anne-de-Bellevue et Senneville.

La Figure 12 montre le territoire couvert par la zone d'étude et les divers postes électriques qui l'alimentent. La zone d'étude est constituée par la pointe ouest de l'île de Montréal et se termine plus ou moins au milieu de l'Île, mais n'inclut pas le centre-ville de Montréal.

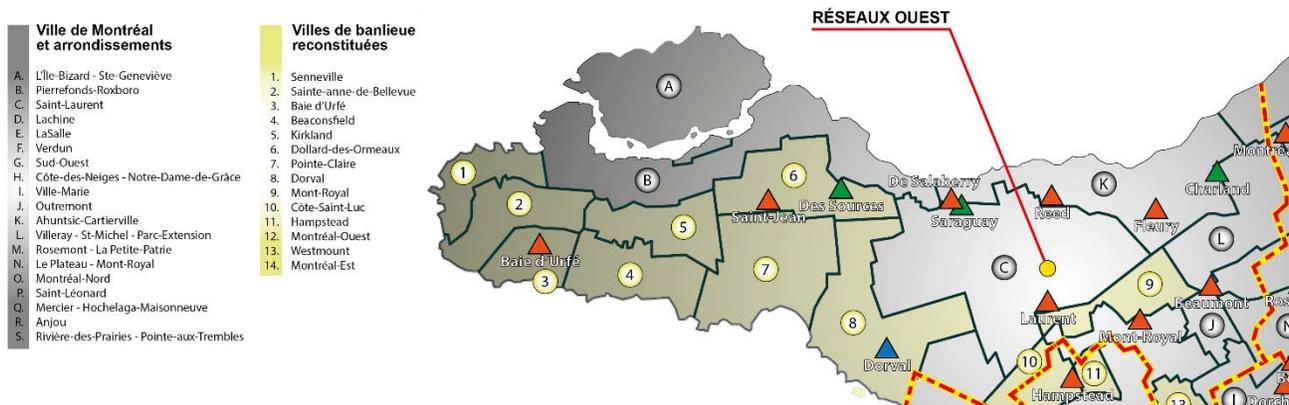


Figure 12 Situation géographique du réseau Ouest

6.2.2 Changement au réseau électrique

La Figure 13 présente le réseau électrique 2019 de la zone d'étude. Depuis la première sortie en 2010 du plan d'évolution de l'île de Montréal, cinq projets ont été réalisés ou sont en voie de l'être dans l'ouest et vise tout principalement à assurer la pérennité du réseau :

- Au poste de Saraguay, la section à 12 kV a été convertie sur la section à 25 kV ;
- Au poste Charland, un quatrième transformateur de puissance à 315-25 kV a été ajouté et la conversion du poste Charland à 120-12 kV devrait être terminée d'ici 2017 pour permettre son démantèlement l'année d'après ;
- Au poste Fleury, la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV est débutée et la mise en service est prévue en 2017. La conversion de la section à 12 kV du poste Fleury à 120 kV est prévue être terminée en 2020 ;
- Au poste Saint-Jean, le projet d'un nouveau poste à 315-25 kV est en cours et sa mise en service est prévue en 2019. La conversion du poste Saint-Jean à 120-12 kV est prévue se terminer en 2025.



Figure 13 Schéma 2019 du réseau Ouest

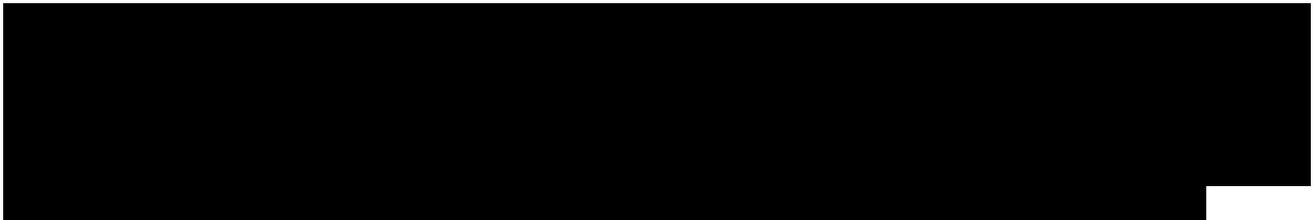


Tableau 6 Postes de la zone Ouest de Montréal



6.2.3 Description des problématiques

6.2.3.1 Volet postes

La plupart des installations à 12 kV de la zone Ouest de Montréal ayant été mises en service dans les années '50 et '60, la pérennité de ces installations est et demeure le principal enjeu de cette zone.



6.2.3.2 Volet lignes



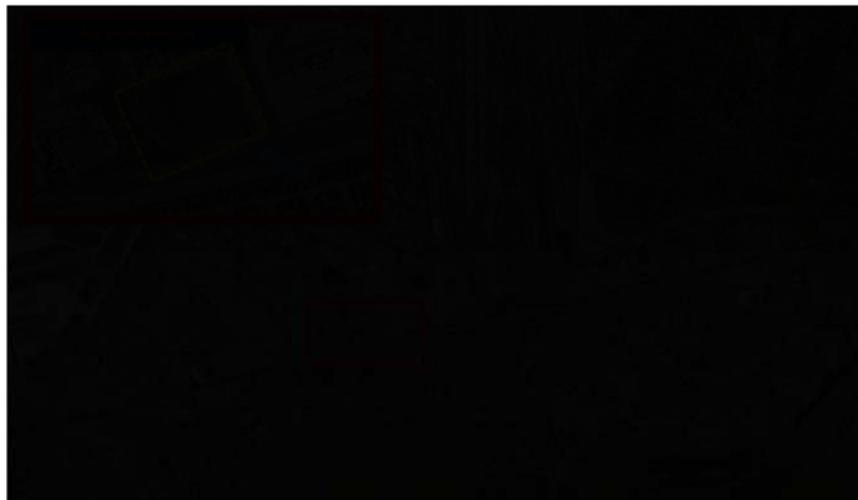
6.2.4 Solutions envisagées sur un horizon 15 ans

L'orientation proposée pour l'île de Montréal est un développement de réseau orienté vers une seule tension, soit le 315 kV, mais durant la période de transition, il y aura inévitablement une cohabitation de deux tensions.



Des études plus détaillées devront justifier et détailler tous les projets proposés. Basés sur le bilan (section 2.3) depuis l'émission du plan d'évolution en 2010 et dans l'optique où c'est l'option à 315 kV qui est privilégiée et la meilleure solution technico-économique, voici les projets qui devraient être réalisés d'ici 2030.

6.2.4.1



[Redacted text block]

6.2.5 Réseau cible 15 ans



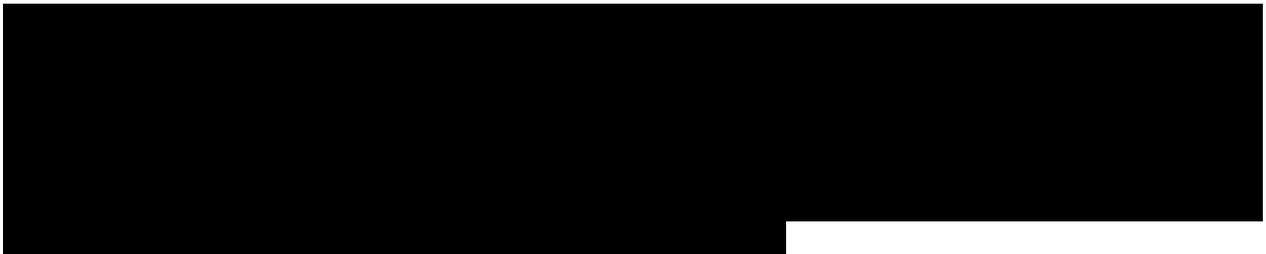
Figure 15 Schéma 2030-2031 du réseau Ouest

Le schéma du réseau cible envisagé pour l'ouest de Montréal d'ici 15 ans est présenté à Figure 15. Ce schéma inclut les projets mentionnés précédemment et présente le scénario de transition vers un réseau ultime envisagé.

6.2.6 Réseau Ouest ultime

Le schéma du réseau ultime à 315 kV envisagé pour l'ouest de Montréal est présenté à la Figure 16 et illustre le développement futur du réseau sur un horizon à très long terme. Cette architecture de réseau peut être décrite de la manière suivante :

-



-

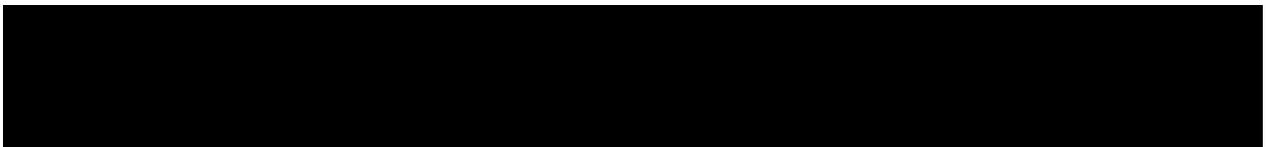




Figure 16 Schéma ultime du réseau Ouest



6.3 Réseau Sud

6.3.1 Situation géographique

Le réseau Sud comprend les arrondissements de Lachine, La Salle, Le Sud-Ouest, Verdun et Ville-Marie, en plus d'inclure les villes de Côte-Saint-Luc, Hampstead, Montréal-Ouest et Westmount. Le réseau Sud est particulier parce qu'il inclut le centre-ville de Montréal, alimenté majoritairement par les postes Adélar-Godbout, Central, Dorchester et Guy.

Le réseau Sud hors centre-ville inclut les postes Atwater, Aqueduc, Hadley, Hampstead, Maisonneuve et Rockfield.

Le réseau Sud ne couvre pas une grande zone géographique, mais alimente beaucoup de charges quand même. La densité de ce réseau est très élevée. La Figure 17 présente un aperçu de la localisation des postes du réseau Sud sur l'île de Montréal.

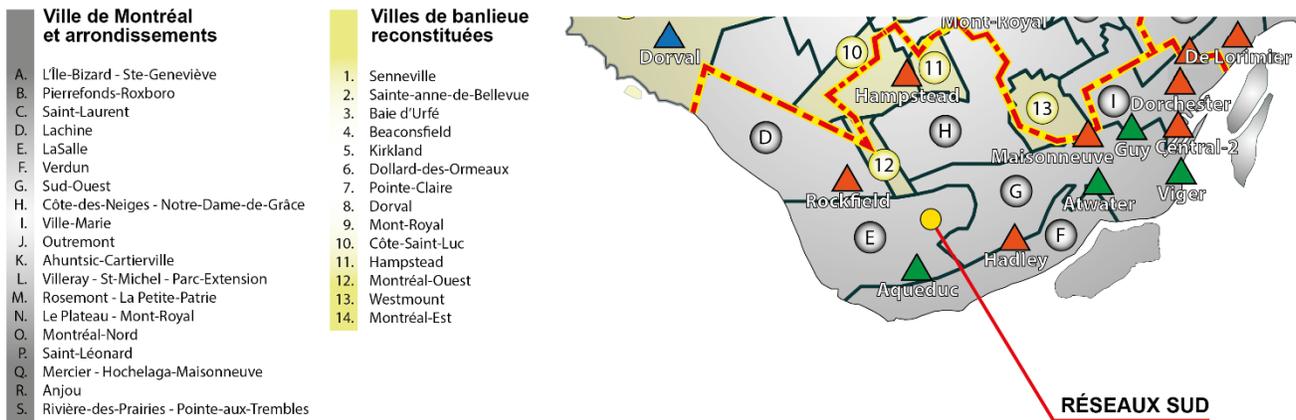
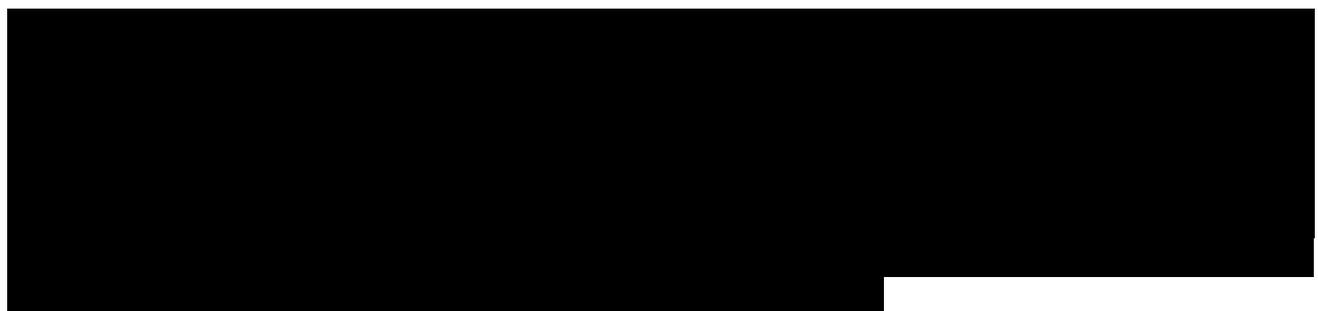


Figure 17 Situation géographique du réseau Sud

6.3.2 Description du réseau





Le tableau 7 présente la liste des postes qui formeront le réseau Sud en 2019.

Tableau 7 Postes de la zone Sud de Montréal

A large black rectangular redaction box covering the entire content area of the page, obscuring the data from Table 7.

Le réseau actuel, tel qu'il devrait l'être en 2019, est présenté à la Figure 18.

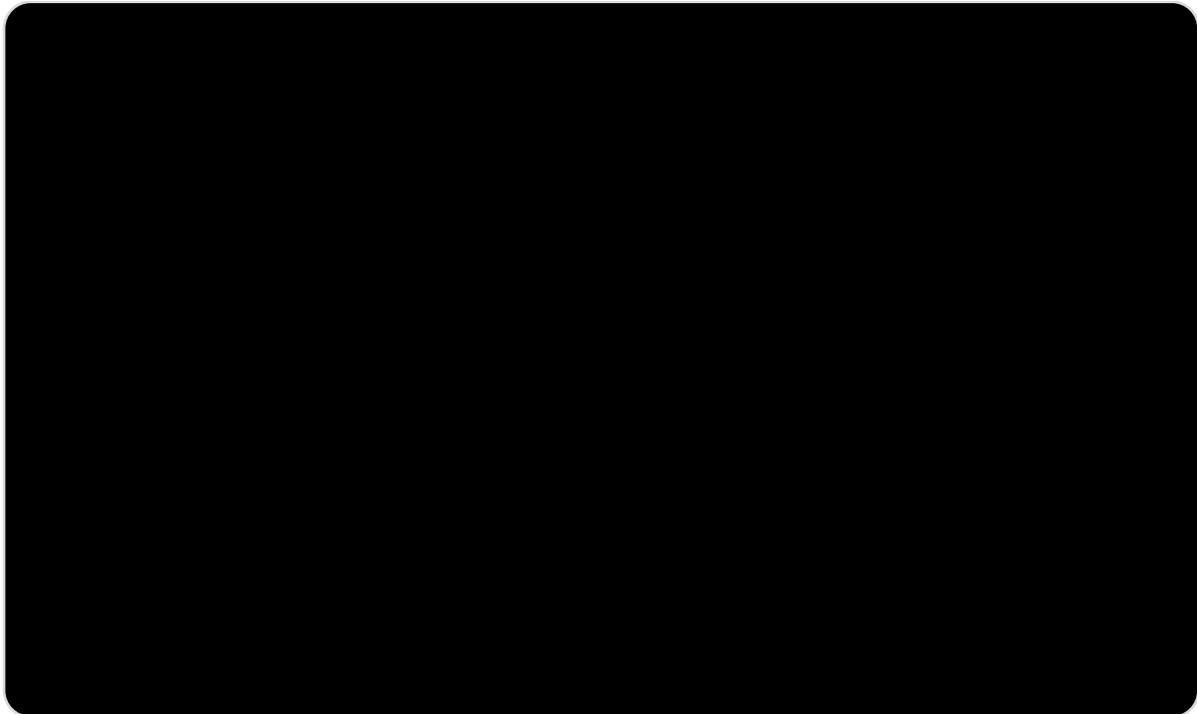


Figure 18 Schéma 2019 du réseau Sud

6.3.3 Description des problématiques

6.3.3.1 Volet poste

La majorité des clients situés au centre-ville de Montréal sont alimentés à une tension de 12 kV

Alimenté par le réseau Sud, la ville de Westmount possède son propre réseau municipal.



6.3.3.2 Volet Ligne

Les postes Central et Adélar-Godbout sont alimentés directement par le poste de La Prairie situé sur la Rive-Sud. Ces postes particuliers alimentent une partie du centre-ville et pointent en période estivale. La section qui traverse le fleuve Saint-Laurent de la ligne qui les alimente n'aura plus, vers 2025, la capacité nécessaire pour suffire à toute cette charge en été.



6.3.4 Solutions envisagées sur un horizon 15 ans

6.3.4.1 Ajout d'un quatrième transformateur au poste de l'Aqueduc



[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

6.3.4.5 Nouveau poste des Irlandais à 315-25 kV [REDACTED]

Afin de solutionner le problème de surcharge de la capacité thermique estivale de la ligne à 120 kV 1194-1278 qui alimente les postes Central et Adélarde-Godbout, un nouveau poste des Irlandais à 315-25 kV serait construit. Le nouveau poste situé près du poste Viger et au sud du canal de Lachine pourrait absorber la croissance des postes Central et Adélarde-Godbout, celle-ci se trouvant principalement à Griffintown et au sud du canal de Lachine. [REDACTED]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

[Redacted]

6.3.5 Réseau cible 15 ans

Lorsque tous les projets mentionnés précédemment sont ajoutés au réseau actuel, on obtient le réseau cible pour une quinzaine d'années. Il s'agit d'un réseau intermédiaire avant d'arriver à un réseau ultime et idéal.



Figure 19 Schéma 2030-2031 du réseau Sud

6.3.6 Réseau Sud ultime

Le réseau Sud ultime est présenté à la Figure 20.

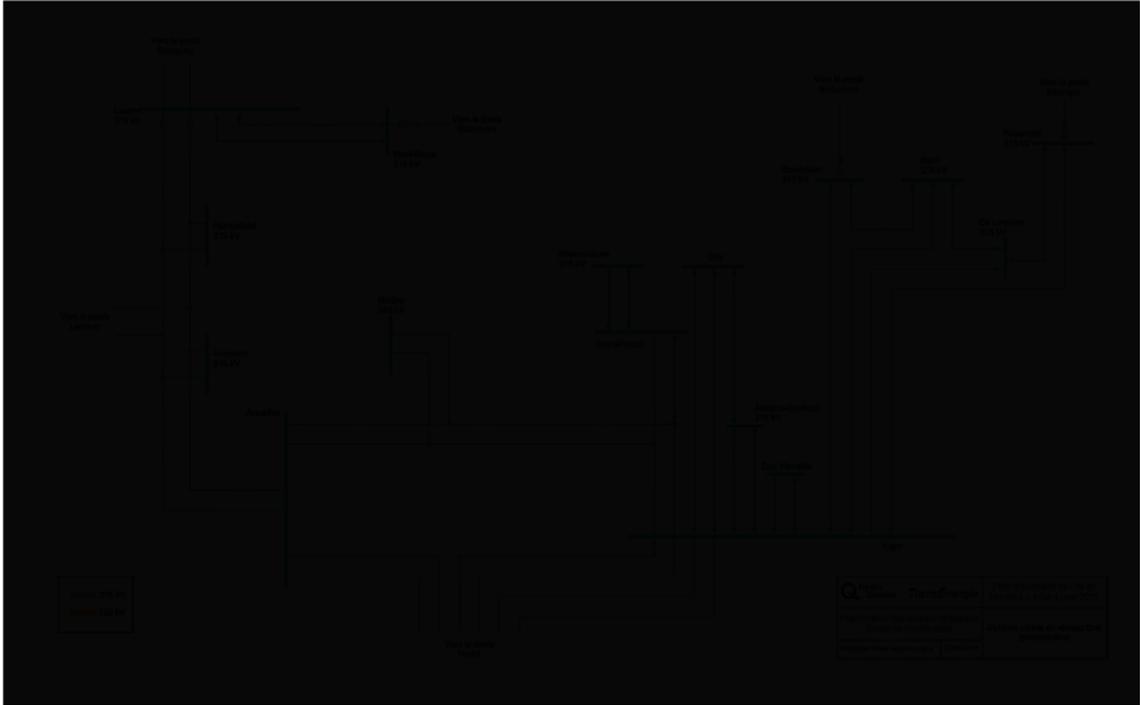


Figure 20 Schéma ultime du réseau Sud

[Redacted text block]

[Redacted text block]

[Redacted text block]

7. Priorités d'action

Une fois les réseaux cibles et ultimes définis, il est important de se donner un plan d'action. Ce plan d'action se résume au **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**8. La liste de priorités considère que tous les problèmes rencontrés depuis l'émission du plan d'évolution en 2010 sont solutionnés et prend comme hypothèse qu'à partir de l'avant-projet, la construction d'un nouveau poste à 315-25 kV se fait en quatre ans.

Il s'agit de donner un ordonnancement des études de planification à réaliser en fonction des besoins du Transporteur tel que présenté précédemment. Chaque étude de planification détaillera de façon plus exhaustive les besoins de l'installation et de celles avoisinantes de façon à comparer tous les scénarios de solutions possibles afin de choisir la meilleure autant du point de vue technique, économique, qu'environnemental. Le Transporteur note que cette liste d'ordonnancement des projets de conversion à 315 kV sera appelée à évoluer selon la prévision de charge du Distributeur et l'ensemble des paramètres pris en considération dans les études de planification.

Tableau 8 Priorités d'action des projets sur l'île de Montréal



8. Conclusion

En faisant le bilan de ce qui a été fait depuis l'émission du plan d'évolution en 2010, on comprend que la solution à 315 kV s'est révélée globalement la plus avantageuse. L'orientation stratégique de convertir le réseau à 315 kV demeure donc d'actualité et continue d'être l'objectif à long terme. En passant par un réseau cible pour un horizon d'une quinzaine d'années, jusqu'au réseau ultime à plus long terme, les solutions à 315 kV seront privilégiées afin de déployer un réseau mieux adapté à la réalité de l'île de Montréal.

En suivant la priorisation des actions dans les postes à 120-12 kV de l'île de Montréal tel que présenté au tableau 8 et en respectant les architectures réseaux proposées, on s'assure de répondre aux besoins identifiés à ce jour, en regard de la pérennité et de la croissance du réseau à long terme. Ces besoins peuvent toutefois évoluer avec le temps. C'est pourquoi chaque étude de planification devra tenir compte des besoins du moment et démontrer que le projet mis de l'avant est la meilleure solution technique et économique à long terme.

Le réseau ultime de l'île de Montréal est présenté à la Figure 21.

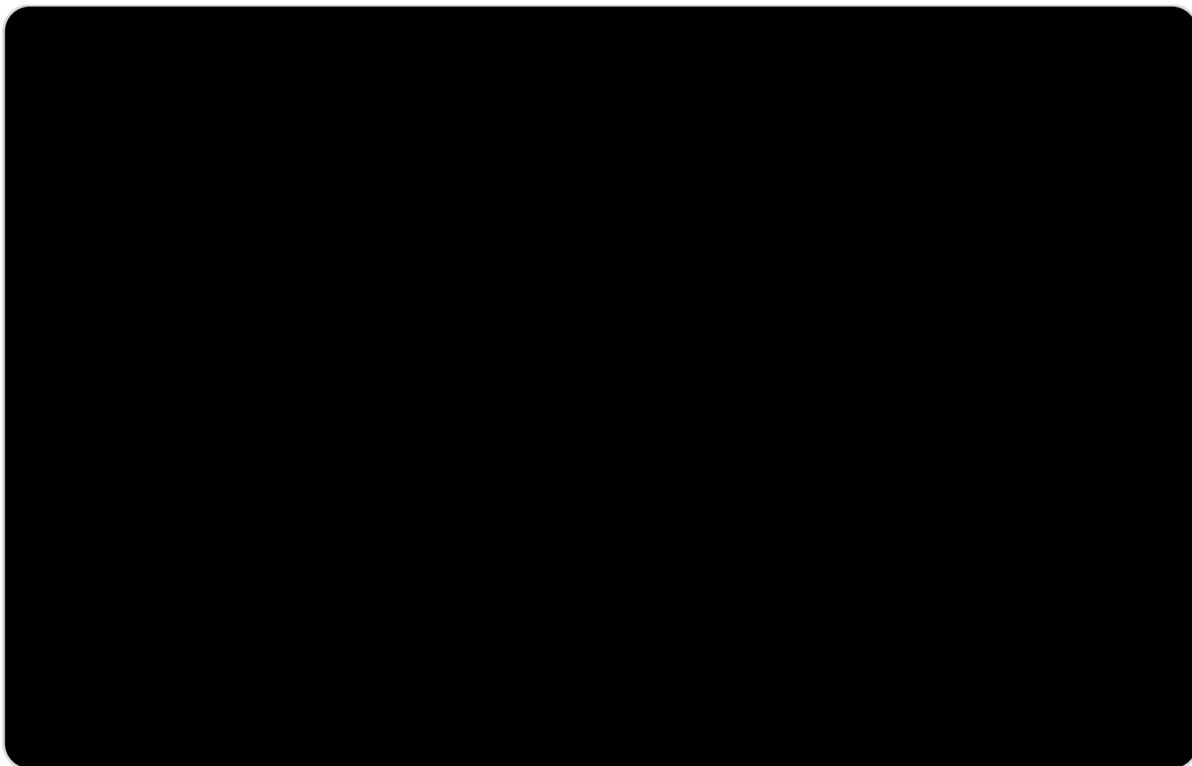


Figure 21 Schéma ultime de l'île de Montréal

Plan d'évolution du réseau de l'île de Montréal
Priorités d'action des projets
Révision octobre 2018

Priorité		
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		

