

Version caviardée

Rapport du Transporteur à la Régie de l'énergie dans le cadre du Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de transport

Rencontres du 11 avril et du 10 octobre 2014

Annexe

Version française des présentations



INFORMATION ET ÉCHANGES SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

MONTRÉAL, 11 AVRIL 2014



DÉROULEMENT DE LA RENCONTRE

9:00

Introduction et informations sur la rencontre

9:20

Processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau

10:30

PAUSE

10:45

Présentation sur la planification du réseau Outaouais

- Évolution sur le réseau Outaouais
 - Revue des intrants
 - Besoins en amélioration de réseau
- Discussion

12:00

LUNCH

13:00

Présentation sur la planification du réseau de Fermont

- Évolution du réseau de Fermont
 - Revue des intrants
 - Besoins en amélioration de réseau
- Discussion

14:00

Résumé et période d'échanges et de discussions

15:00

FIN

CONTEXTE ET HISTORIQUE

- La rencontre s'inscrit dans le cadre de l'appendice K des Tarifs et conditions des services de transport d'Hydro-Québec
- L'appendice K a été approuvée par la Régie en juin 2012
- L'appendice K prévoit la tenue d'au moins une rencontre par année avec la clientèle intéressée sur le processus de planification du transport à Hydro-Québec
- La présente rencontre est la deuxième à être tenue

BUT DE LA RENCONTRE

- 1 Présenter le processus d'information et d'échanges sur la planification du réseau de TransÉnergie
- 2 Présenter l'évolution des réseaux régionaux de transport d'Hydro-Québec TransÉnergie au cours des 10 prochaines années
- 3 Permettre de mieux comprendre les intrants liés à la planification
- 4 Avoir des échanges sur les aspects liés à la planification du réseau
- 5 Offrir l'opportunité aux intervenants de proposer des commentaires, observations et solutions répondant aux problématiques identifiées par le Transporteur



LA PLANIFICATION ET LE PROCESSUS D'INFORMATION ET D'ÉCHANGES SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

PLAN DE LA SECTION

- 1 Le processus d'information et d'échanges en perspective
- 2 Les rencontres insérées dans la planification
- 3 Les rencontres et leur contenu
- 4 Informations non-présentées lors des rencontres
- 5 La méthode de communication
- 6 Type d'information souhaitée par le Transporteur lors des rencontres
- 7 Traitement de l'information confidentielle

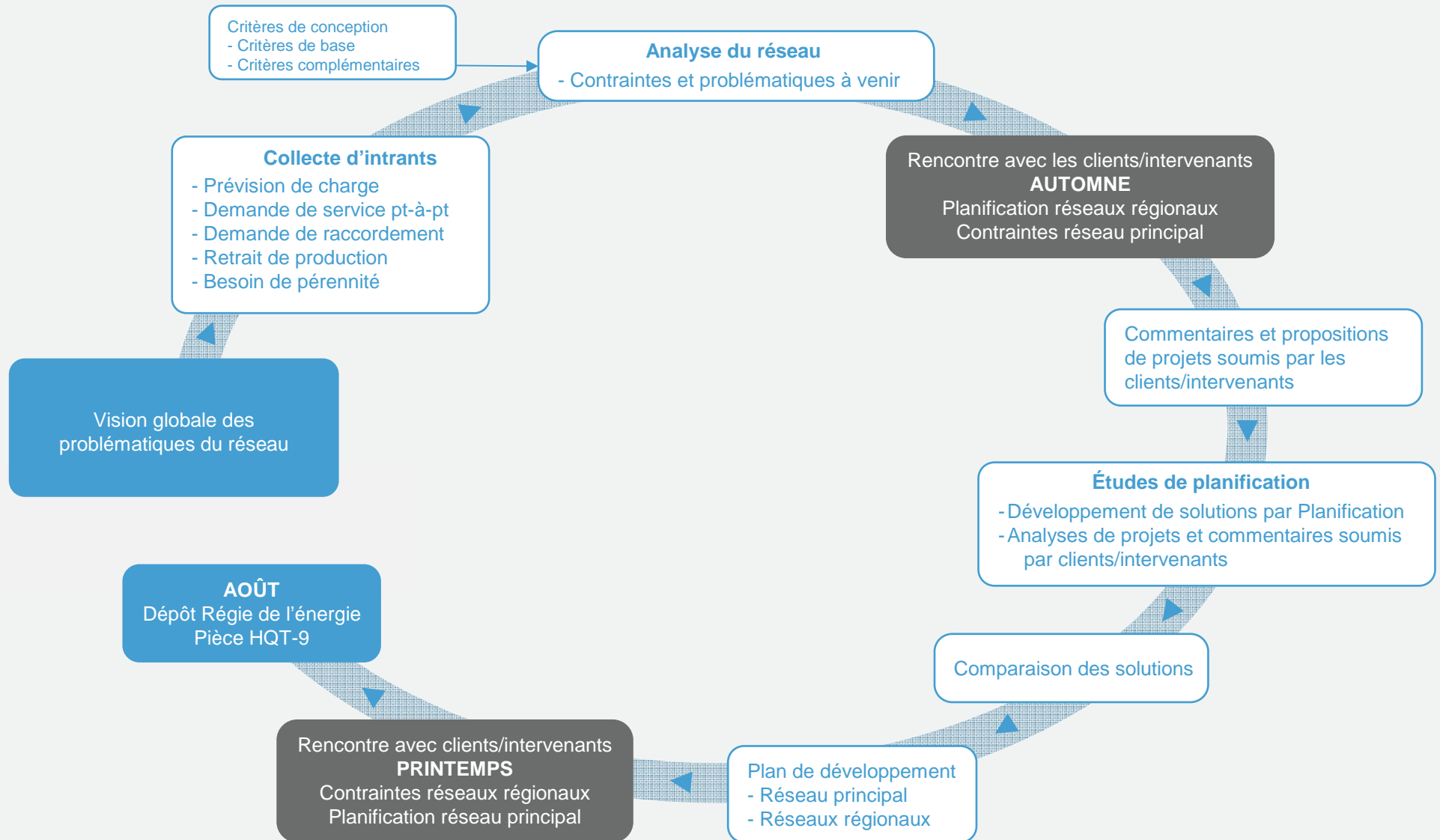
LA PLANIFICATION CHEZ LE TRANSPORTEUR EST UNE ACTIVITÉ EN CONTINU

BUT :

Informer les clients sur la planification du réseau et avoir des échanges permettant l'élaboration de solutions optimales pour le réseau

- Les rencontres avec les parties intéressées sont insérées dans la planification de façon à éclairer le Transporteur sur l'élaboration du document déposé annuellement à la Régie sur la planification du réseau (pièce HQT-9 de la demande tarifaire)
- Il appartient au Transporteur de déterminer les projets qu'il retient dans son plan d'évolution du réseau

LES RENCONTRES INSÉRÉES DANS LA PLANIFICATION



LES RENCONTRES ET LEUR CONTENU

■ Fréquence : 2 rencontres par année

- Octobre
- Avril

■ Rencontre du mois d'octobre

1. Réseaux régionaux

- Présentation du plan de développement 10 ans des réseaux régionaux (réseaux choisis en fonction des intérêts)

2. Réseau principal

- Présentation sur les contraintes à venir du réseau principal. (10 ans)
 - Évolution du réseau à court terme en fonction des projets acceptés et en développement (0-5 ans) : réseau principal
 - Évolution des paramètres influençant la planification sur 10 ans
 - Identification des goulets et contraintes à venir où le Transporteur devra agir

3. Période d'échange

4. Suite de la rencontre

- Clients pourront faire parvenir commentaires et propositions durant une période de 2 mois
- Transporteur pourra communiquer avec l'intervenant pour clarifier sa demande si nécessaire

■ Rencontre du mois d'avril

1. Réseaux régionaux

- Présentation sur les contraintes à venir des réseaux régionaux (10 ans)
 - Évolution des réseaux à court terme en fonction des projets acceptés et en développement (0-5 ans)
 - Évolution des paramètres influençant la planification sur 10 ans
 - Identification des goulets et contraintes à venir où le Transporteur devra agir

2. Réseau principal

- Présentation sur le plan de développement du réseau principal sur 10 ans
 - Évolution du réseau à court terme en fonction des projets acceptés et en développement (0-5 ans) : réseau principal
 - Évolution du réseau sur la période 5-10 ans
 - Identification des projets envisagés tenant compte des commentaires et projets reçus des intervenants sur le réseau principal

3. Période d'échanges

4. Suite de la rencontre

- Clients pourront faire parvenir commentaires et propositions durant une période de 2 mois
- Transporteur pourra communiquer avec l'intervenant pour clarifier sa demande si nécessaire

INFORMATIONS NON-PRÉSENTÉES LORS DES RENCONTRES

- Information non-publique des clients (à moins d'autorisation)
- Information commercialement sensible tel que :
 - Caractéristiques d'une centrale
 - Profil de production d'une centrale
 - Profil de consommation d'un client
 - Caractéristique d'alimentation d'un client
 - Toute information permettant de déduire des informations spécifiques à un client ou un producteur
- Modèles de simulation de réseau

MÉTHODE DE COMMUNICATION

- Dates des rencontres
 - Site OASIS
 - Annoncé en février pour les deux rencontres
- Ordre du jour et modalité d'inscription
 - Site OASIS
 - Annoncé au moins trois semaines avant la rencontre
- Inscription requise à l'adresse : hqtcommercialisation@hydro.qc.ca
 - Nom complet du(de la) participant(e)
 - Titre d'emploi
 - Nom de l'entreprise ou organisme
 - Adresse courriel
- Commentaires et solutions des intervenants
 - Via adresse courriel : hqtcommercialisation@hydro.qc.ca
 - Dans les deux (2) mois suivant une rencontre

TYPE D'INFORMATION SOUHAITÉE PAR LE TRANSPORTEUR LORS DES RENCONTRES

- Propositions relatives aux contraintes exposées
- Propositions relatives au transport seulement
- Toute autre information sur les perspectives des clients pouvant être utile à la planification

Information provenant des participants

- Toute information provenant des intervenants, soit commentaire, information ou proposition de transport sera réputée publique et pourra être publiée par le Transporteur à moins de demande de confidentialité de l'intervenant
- Dans ce cas, l'intervenant devra justifier sa demande

Information provenant du Transporteur

- Les participants devront signer un engagement de confidentialité afin de recevoir les documents sous forme papier ou électronique
- Le Transporteur fera parvenir cet engagement aux personnes inscrites préalablement à la rencontre

Question(s) ?



RENCONTRE D'INFORMATION SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

OUTAOUAIS NORD

MONTRÉAL, 11 AVRIL 2014

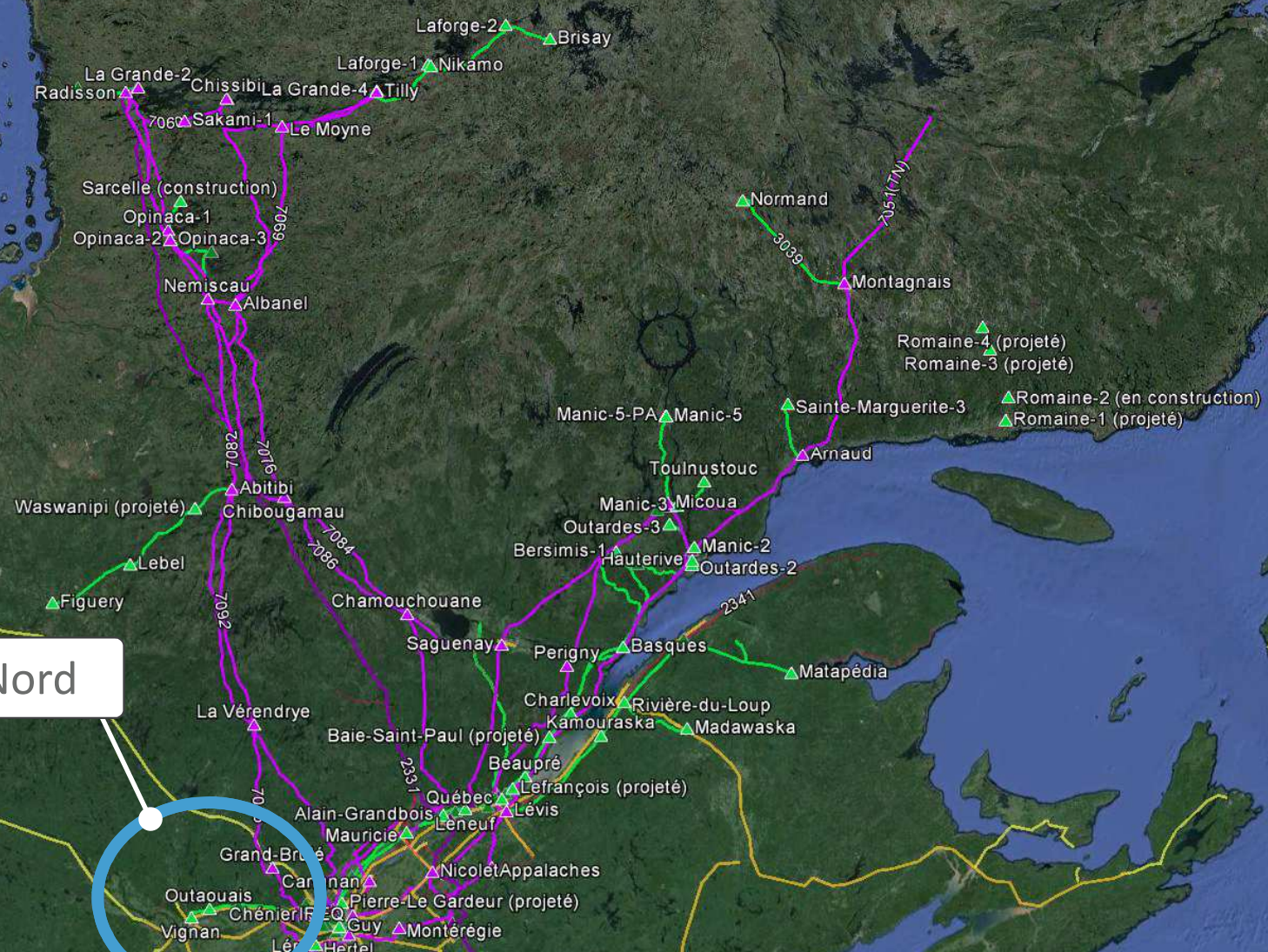


OBJECTIFS DE LA RENCONTRE

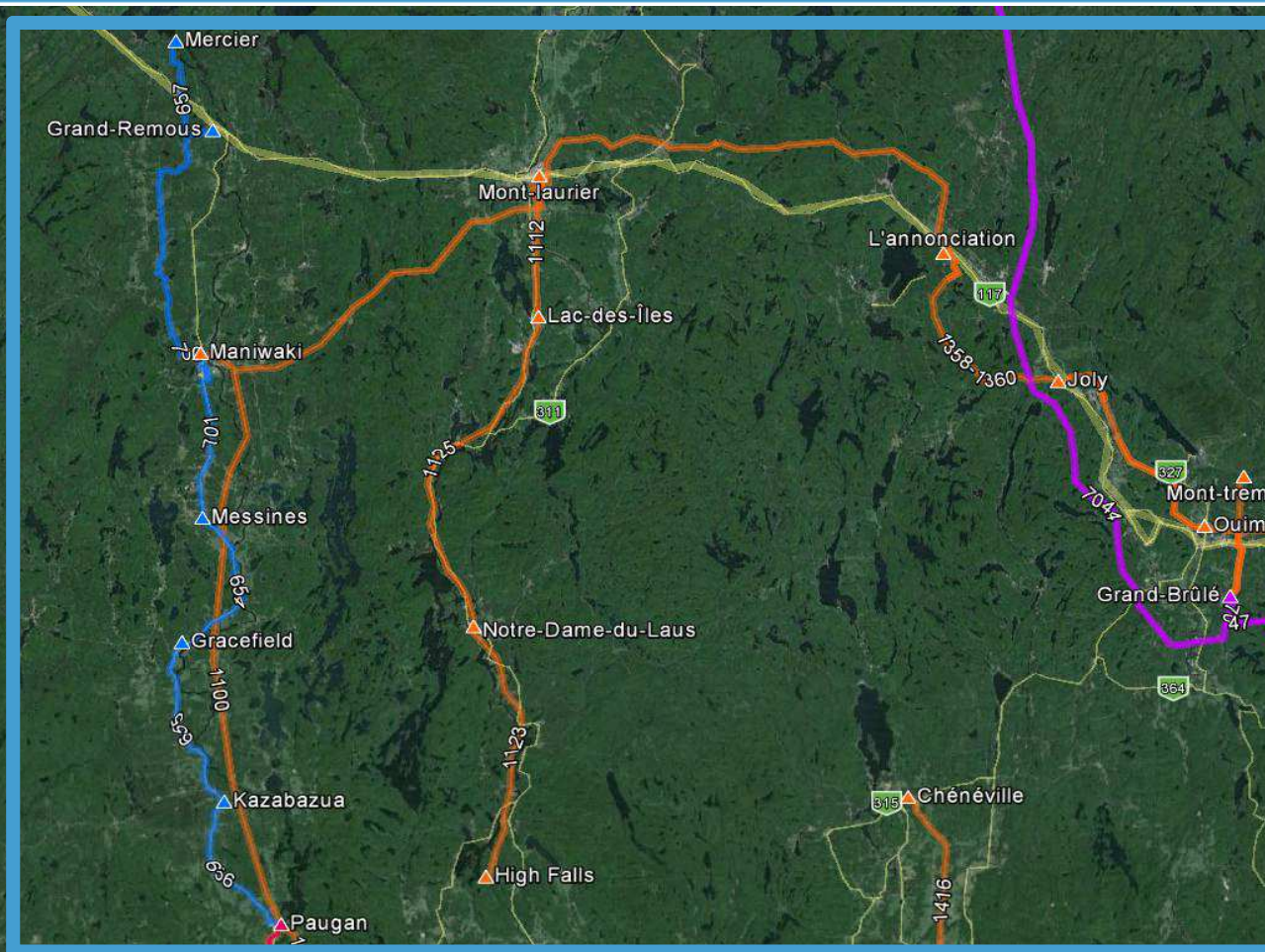
- 1 Exposer les problématiques réseau d'HQT dans la zone de l'Outaouais nord;
- 2 Exposer la solution envisagée dans l'axe Paugan-Maniwaki;

ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)

Outaouais Nord



ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)



ZONE D'ÉTUDE (SCHÉMA DE LIAISON)



CARACTÉRISTIQUES DES LIGNES



POSTES SOURCES

Nom	Paliers de tension	Cap. Ferme (MVA)	Nb / Puissance des transformateurs
Grand-Brûlé	735-120 kV	630	2 x 450 MVA
Maniwaki	120-69 kV	56	2 x 40 MVA
Paugan	6,9 / 69 kV	17	2 x 12 MVA



CENTRALES

Principales centrales de la zone d'étude	
Nom	Puissance maximale
Paugan	232 MW
Mercier	50 MW
High Falls	94 MW
Rapide-des-Cèdres	10 MW
Mont-Laurier	3,1 MW
Kazabazua	0,3 MW

PRÉVISIONS DE LA ZONE

Poste	CLT (MVA)	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Joly	31.7	35.8	27.5	28.2	28.9	29.5	30.0	30.6	31.1	31.5	31.9	32.2	32.6	33.2	33.7	34.2	34.7
L'Annonciation	65	33.7	43.4	44.0	44.6	45.1	45.6	46.1	46.5	46.8	47.2	47.4	47.8	48.3	48.7	49.2	49.6
Mont-Laurier	112.3	99.0	100.2	105.0	106.0	107.0	107.8	108.9	109.5	110.3	110.7	111.1	111.5	112.3	113.2	114.0	114.6
Lac-des-Îles	22.5	13.6	13.8	14.0	14.1	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	14.9	15.0	15.2	15.3	15.4
N.D.-du-Laus	19.1	11.5	11.7	11.8	11.9	12.0	12.1	12.3	12.3	12.4	12.5	12.5	12.6	12.7	12.8	12.9	12.9
La Lièvre	9.2	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	9.9	9.9	9.9	10.0	10.1	10.2	10.2
Maniwaki	58.8	51.3	51.9	52.5	53.0	53.6	54.0	54.5	54.8	55.3	55.5	55.7	55.9	56.3	56.8	57.2	57.5
Grand-Remous	9.7	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2
Messines	11.3	14.7	14.9	15.1	15.3	15.4	15.6	15.7	15.8	16.0	16.0	16.1	16.1	16.3	16.4	16.5	16.6
Gracefield	18.8	19.0	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3	20.4	20.6	20.7	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.5
Kazabazua	16.8	15.4	15.6	15.8	15.9	16.1	16.2	16.3	16.4	16.5	16.6	16.7	16.7	16.8	17.0	17.1	17.2
Wakefield	64	58.5	59.3	60.0	60.7	61.3	61.9	62.5	62.9	63.5	63.8	64.0	64.3	64.8	65.4	65.9	66.3
Charges totales de la zone		369.0	374.2	382.5	387.0	391.3	394.9	399.2	402.0	405.3	407.3	409.2	411.3	415.0	418.5	422.0	424.9

Augmentation de
56 MVA sur 15 ans

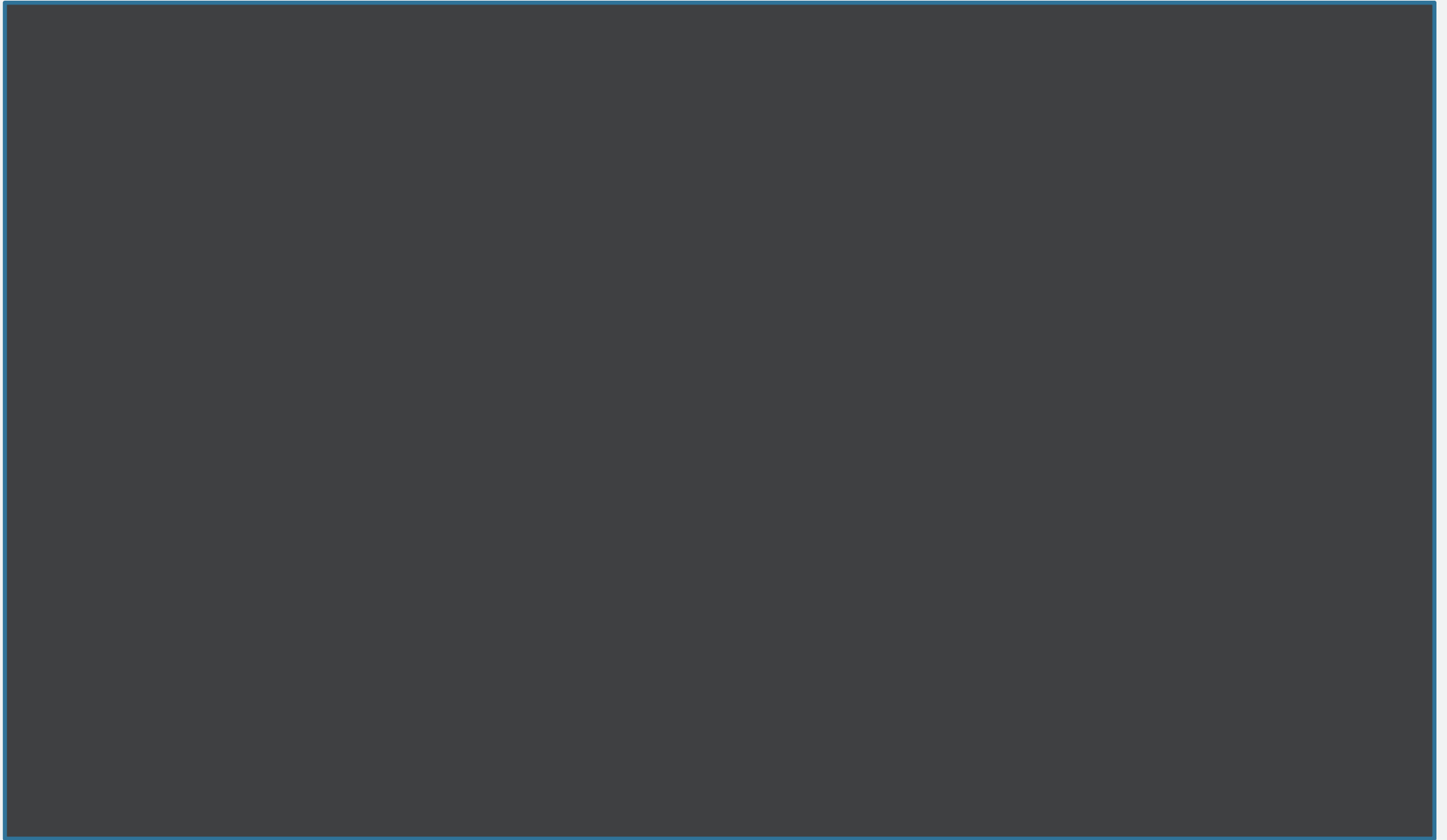
SUBDIVISION DES PROBLÉMATIQUES

- Réseau 120 kV Grand-Brûlé - Paugan;
- Réseau 69 kV Paugan - Maniwaki;
- Zone La Lièvre.



RÉSEAU 120 KV GRAND-BRÛLÉ - PAUGAN

RÉSEAU 120 KV



RÉSEAU 120 KV : PROBLÈMES DE TENSION

RÉSEAU 120 KV : SURCHARGE DE LIGNE

RÉSEAU 120 KV : DÉPASSEMENT DE CLT

RÉSEAU 120 KV : PÉRENNITÉ

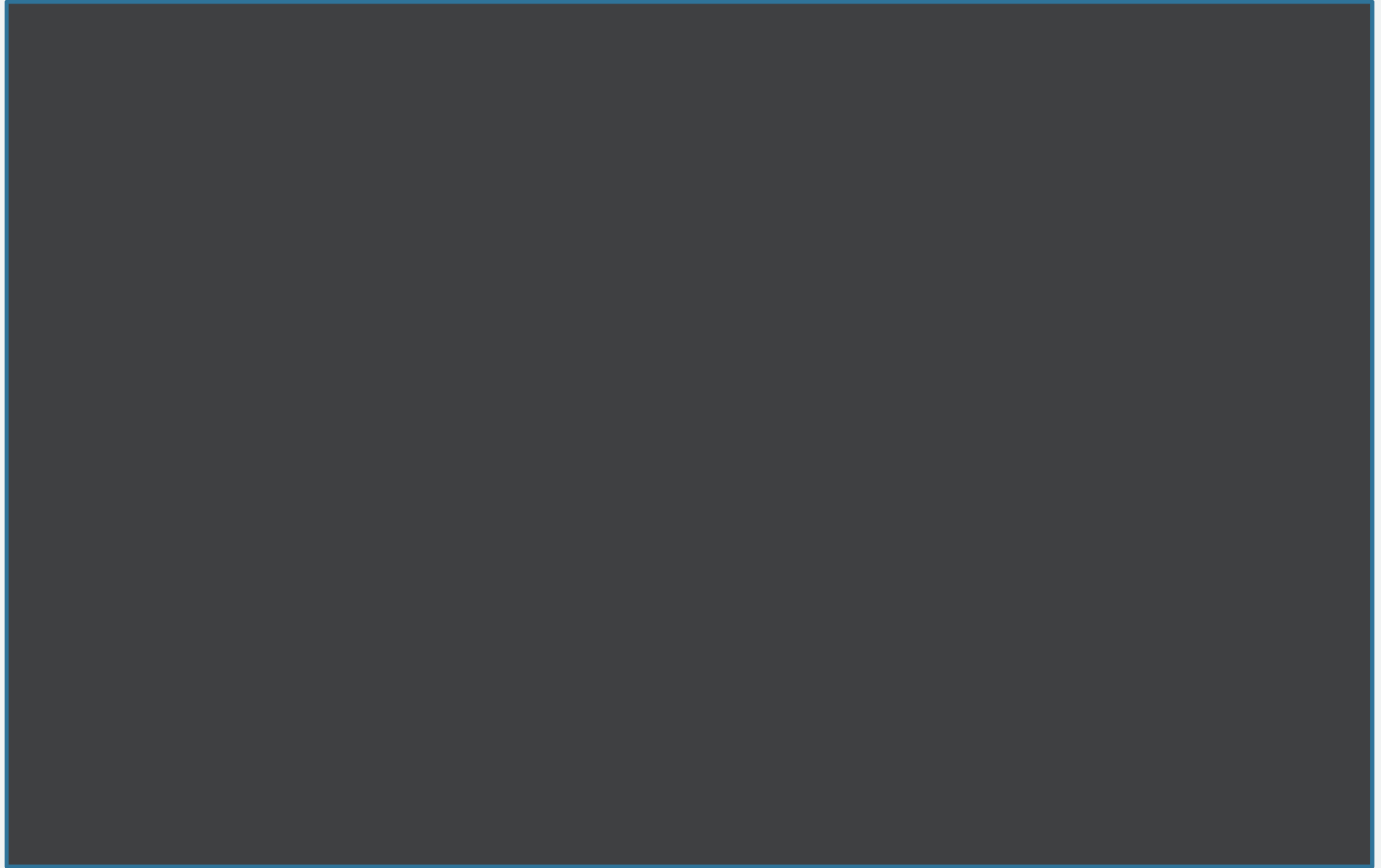


RÉSEAU 69 KV PAUGAN - MANIWAKI

RÉSEAU 69 KV



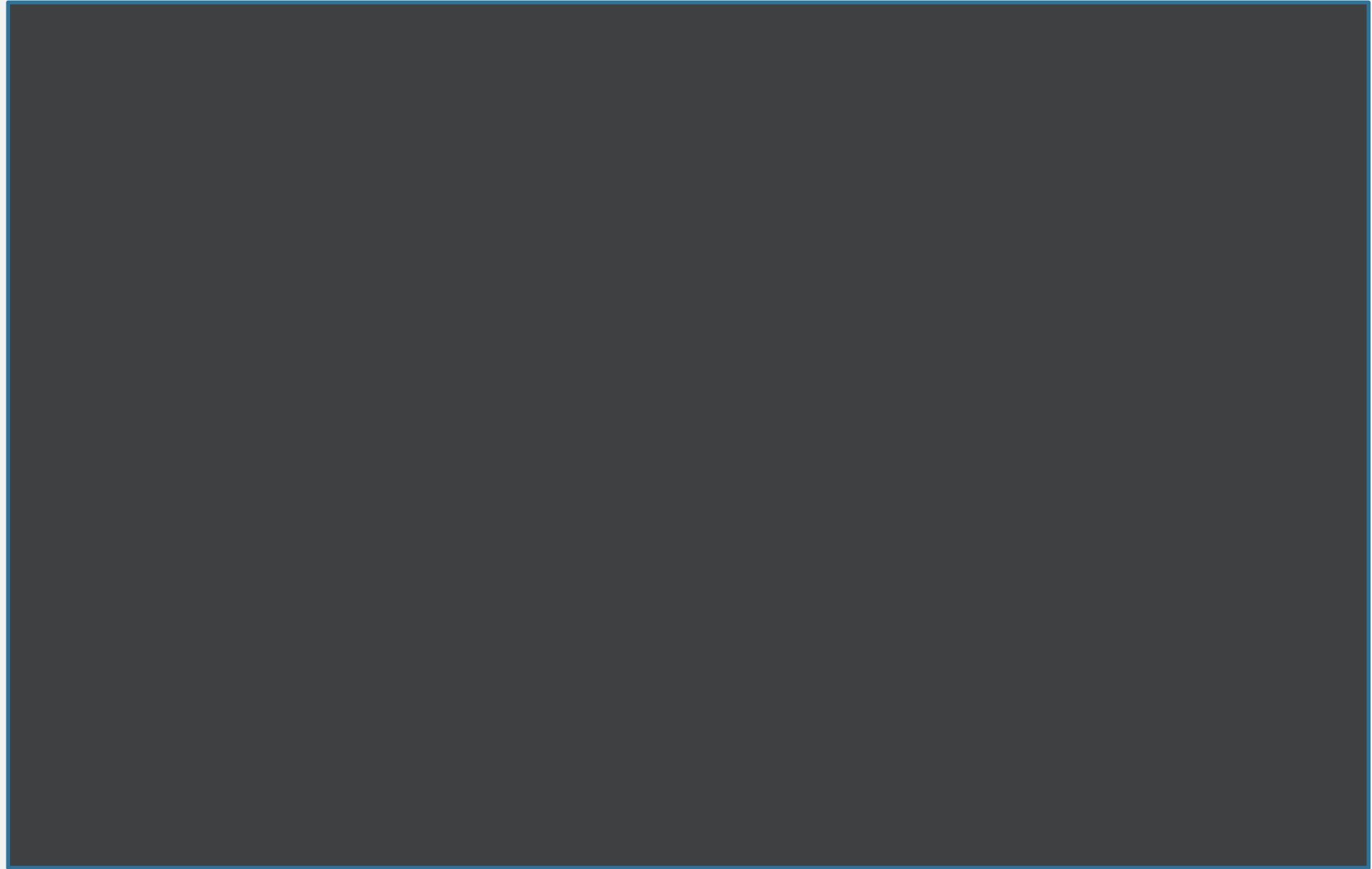
RÉSEAU 69 KV : PROBLÈME DE TENSION



RÉSEAU 69 KV : SURCHARGE



RÉSEAU 69 KV : DÉPASSEMENT DE CLT



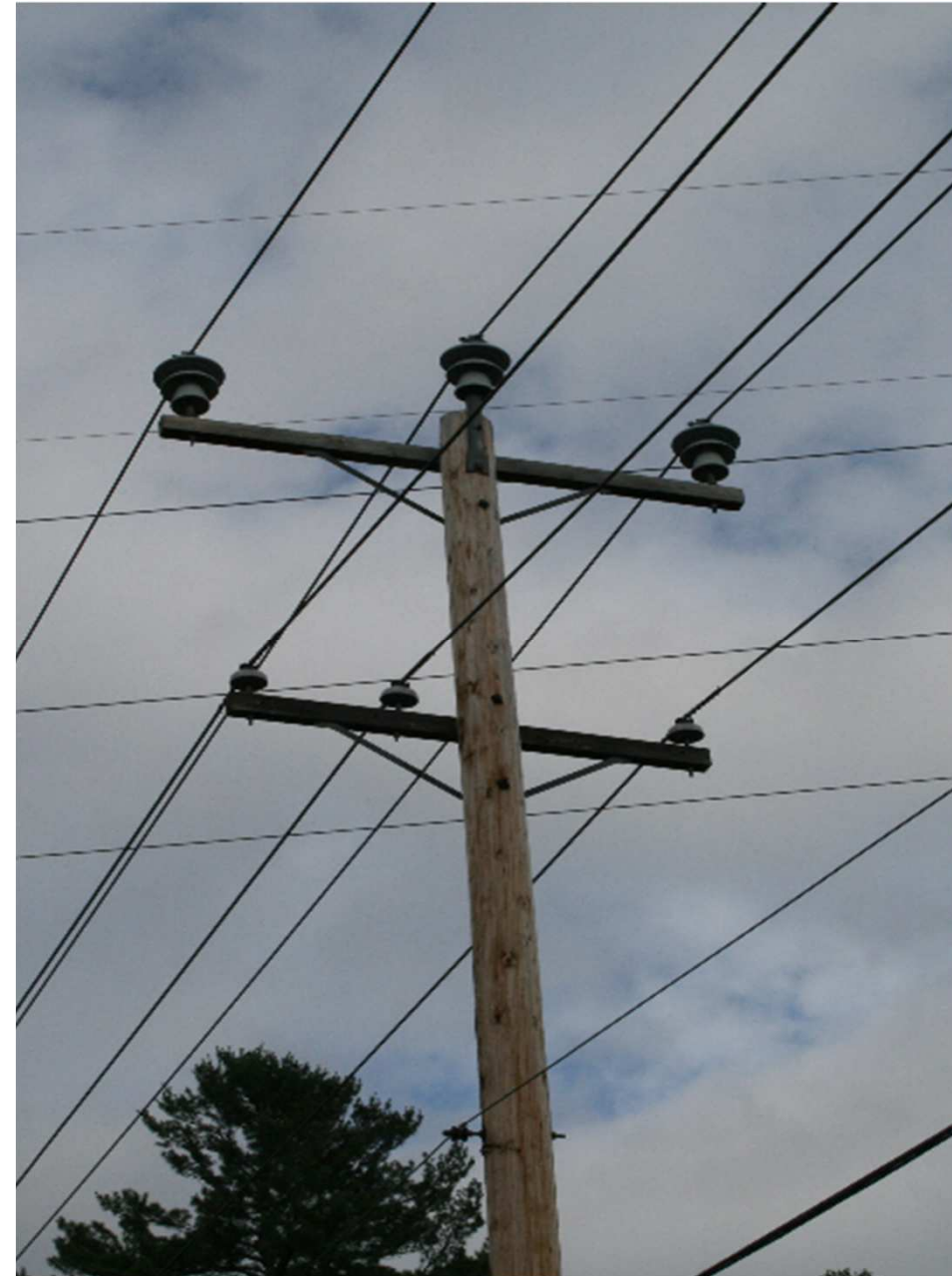
RÉSEAU 69 KV : PÉRENNITÉ



RÉSEAU 69 KV : USAGE COMMUN

La ligne à 69 kV partage les mêmes poteaux qu'une ligne à 25 kV du distributeur sur la majorité du parcours :

- Coordination des interventions nécessaires;
- Possibilités de défaillance en mode commun.

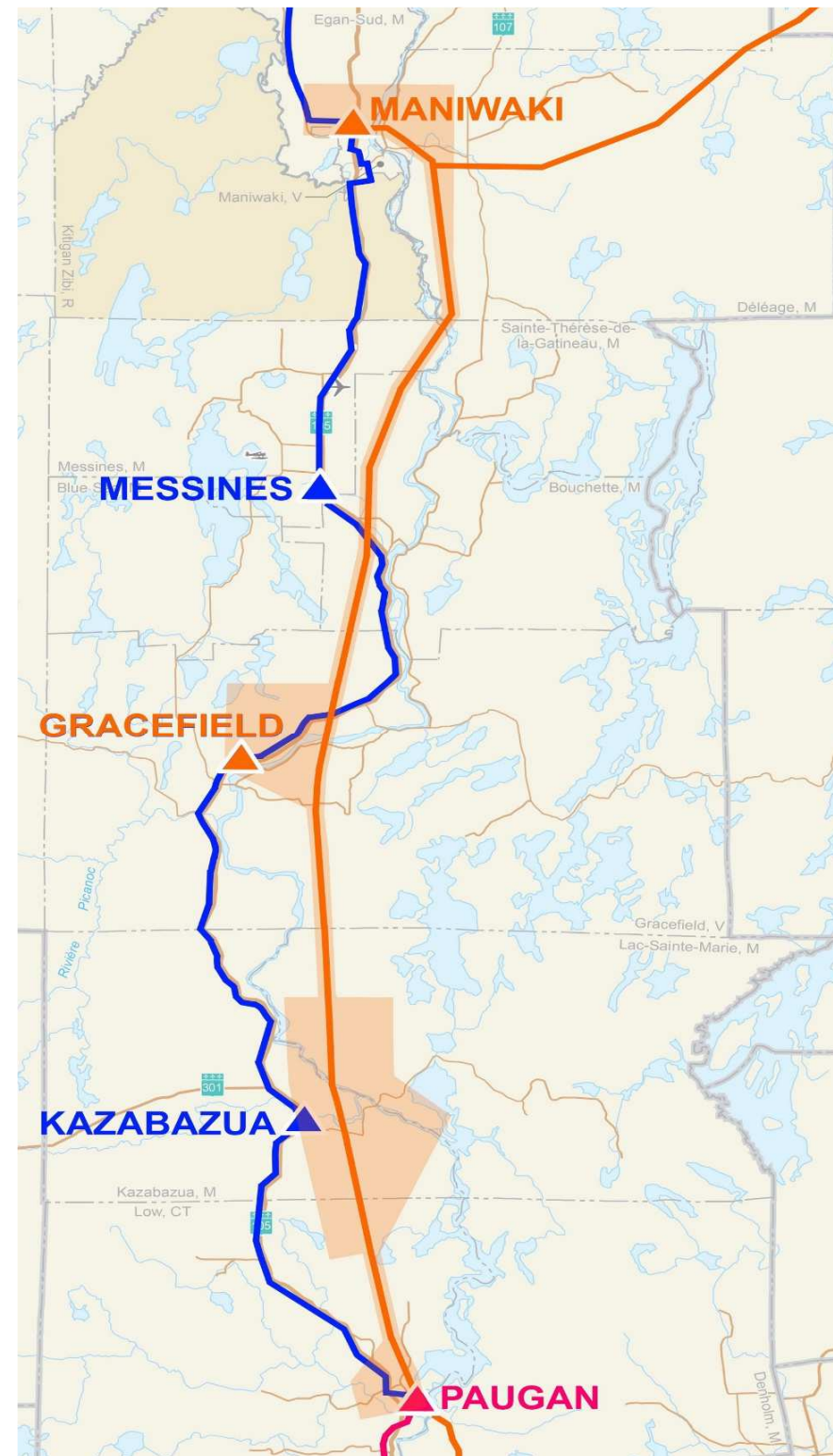




SOLUTION ENVISAGÉE
POUR RÉSOUDRE UNE
PARTIE DES PROBLÈMES
À 69 KV ET À 120 KV

SOLUTION ENVISAGÉE

- Nouveau poste à Gracefield à 120-25kV
- Nouvelle ligne biterne à 120kV entre Maniwaki et Paugan (environ 70 km) et ligne de dérivation vers le nouveau poste
- Démantèlement de la ligne actuelle à 120kV sur portiques de bois
- Démantèlement du poste actuel de Gracefield à 69-25kV



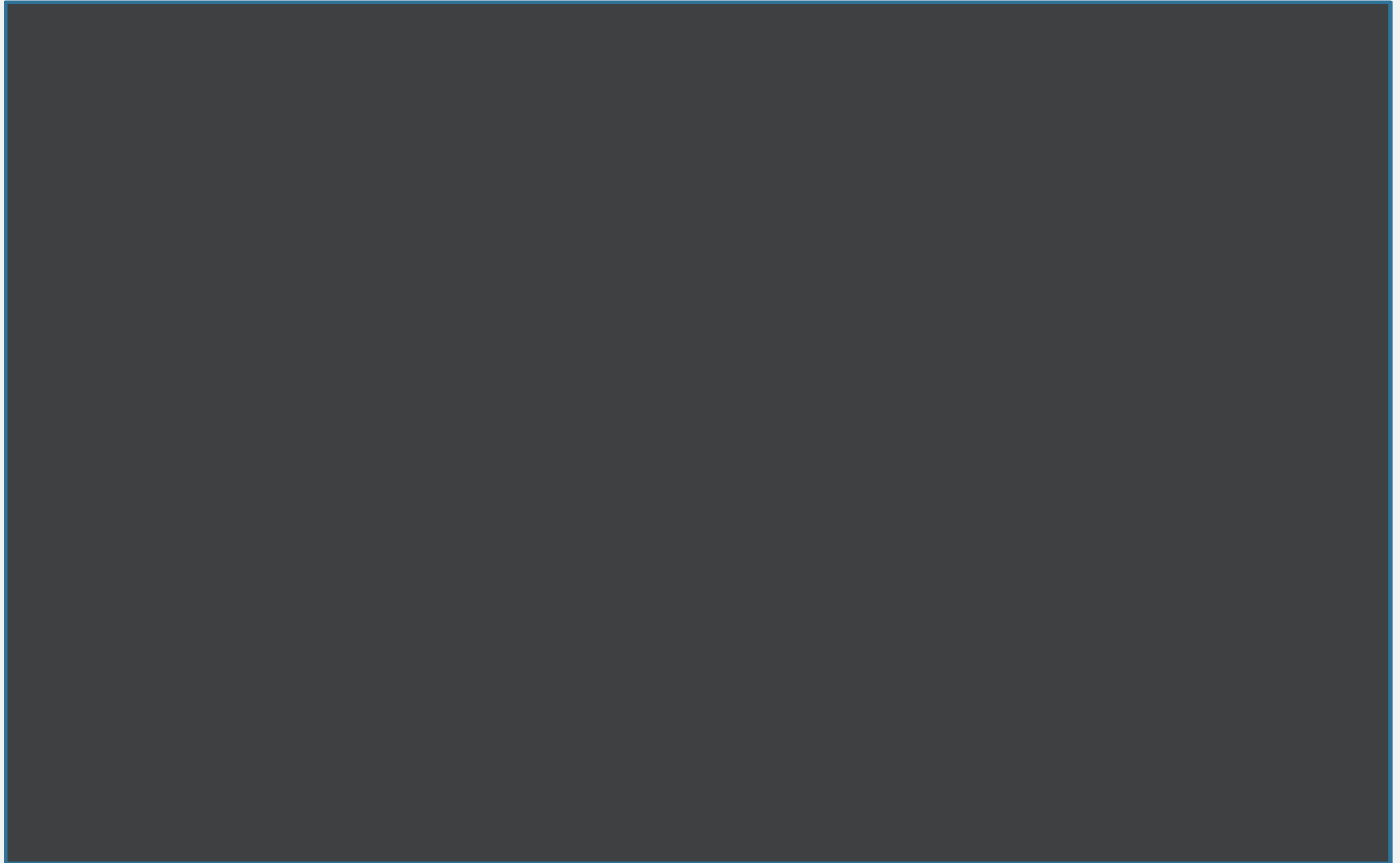
RÉSUMÉ DES PROBLÉMATIQUES RÉSOLUES

- 1 Dépassement de la CLT des postes Messines, Gracefield et Kazabazua;
- 2 Sous-tension suite à la perte de la ligne 1100;
- 3 Surcharge des xfos (pas entièrement résolue) de Paugan lors de la perte de la ligne 701;
- 4 Sous-tension à Kazabazua lors de la perte de la ligne 656;
- 5 Surcharge des lignes 1358 et 1360 lors de la perte d'une ou l'autre de ces lignes.



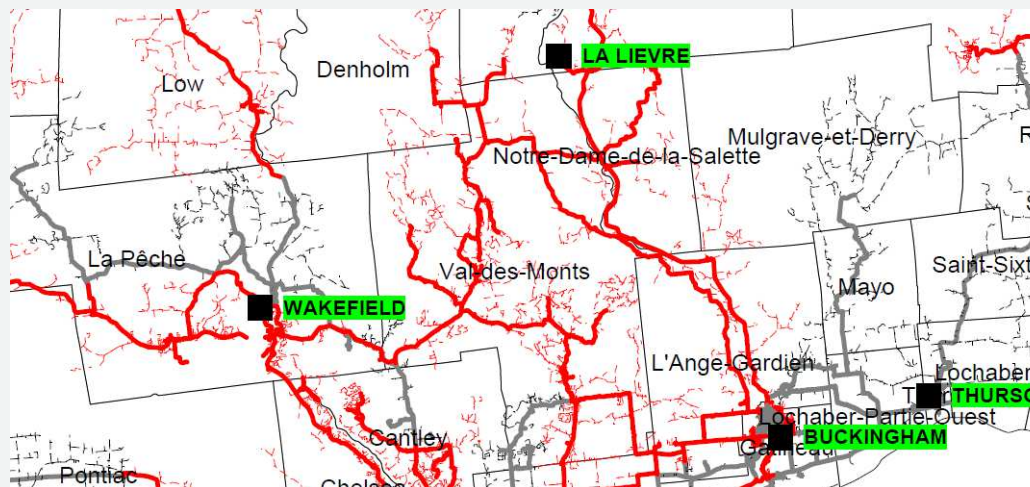
ZONE LA LIÈVRE

ZONE LA LIÈVRE



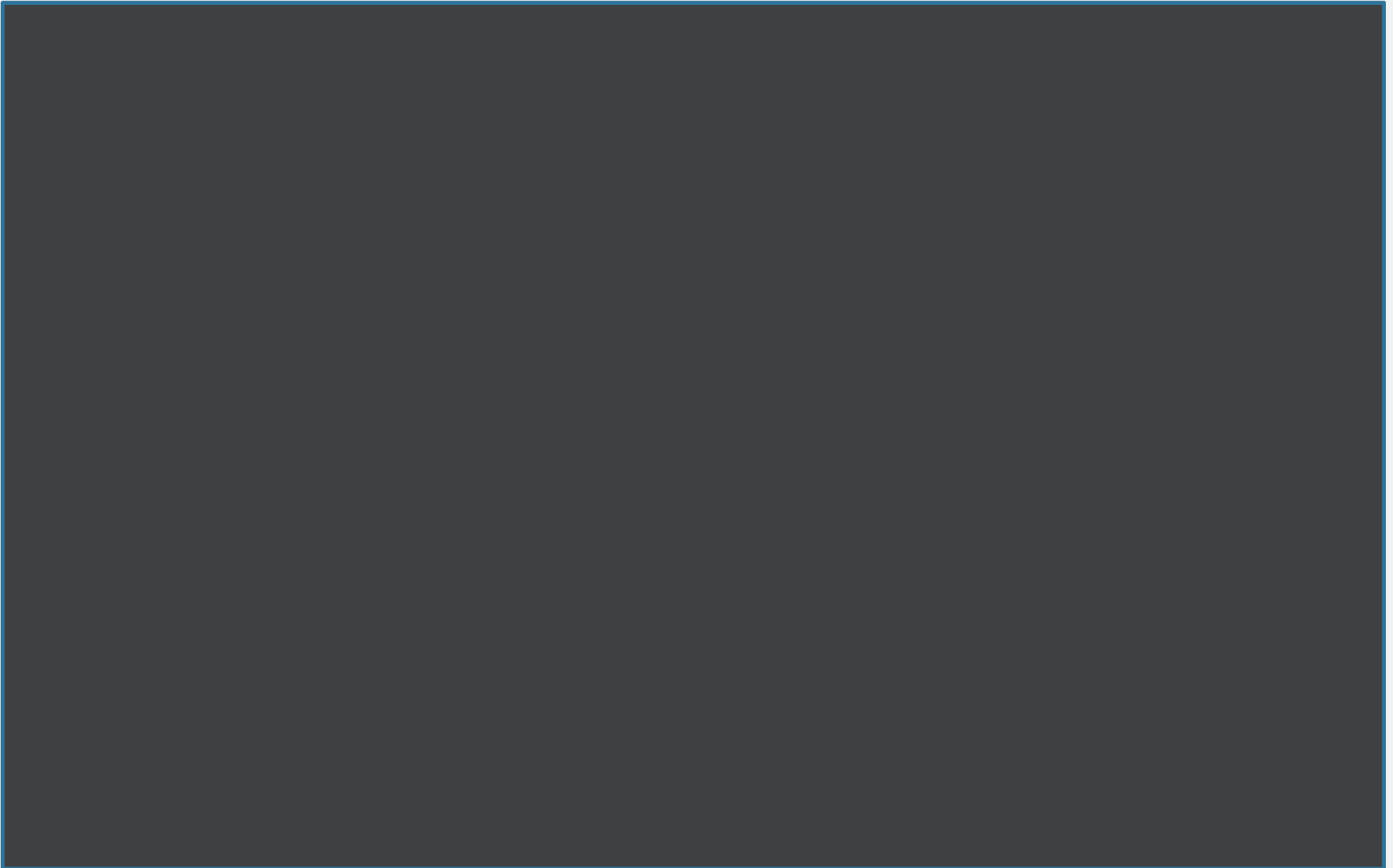
ZONE LA LIÈVRE : SURCHARGES ET QUALITÉ DE SERVICE

- Plusieurs circuits de distribution (en rouge) du poste de Wakefield sont en dépassement de capacité;



- Le poste de La Lièvre est loin de son centre de charge:
 - Alimenté 4 mois par année par un circuit 13,8 kV en provenance de la centrale High Falls et alimenté 8 mois par année par le poste de Buckingham. Ce dernier mode d'opération ne procure pas une qualité de service acceptable puisque certains circuits de distribution font près de 30 km (surcharge, sous-tension et IC);

ZONE LA LIÈVRE : DÉPASSEMENT DE CLT



- Pérennité du poste de Wakefield :

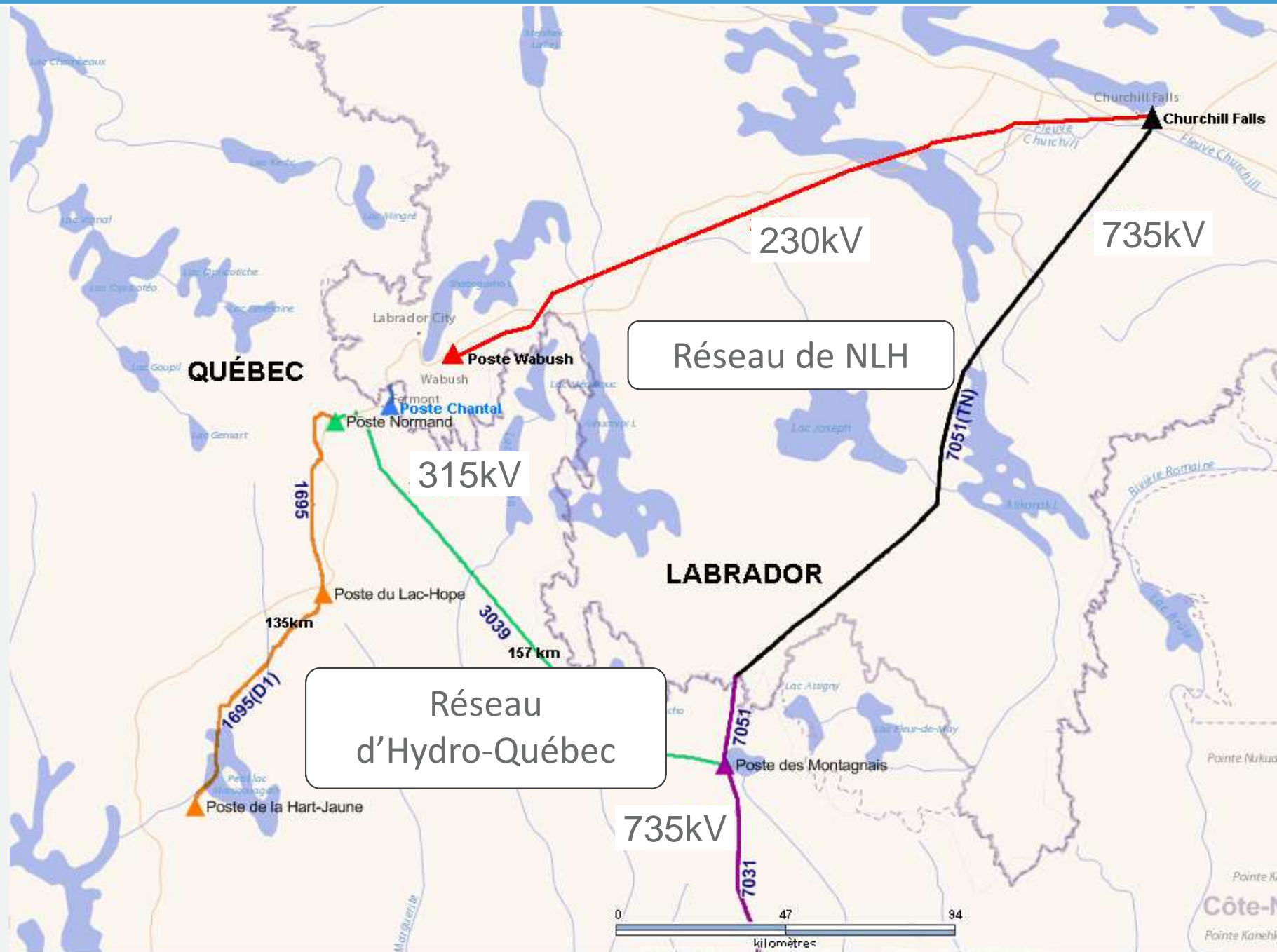


Question(s)?

OBJECTIFS DE LA RENCONTRE

- 1 Présenter le réseau de Fermont ;
- 2 Exposer les problématiques de relève du réseau de 315 kV desservant la région de Fermont ;
- 3 Exposer les limitations du réseau de transport de Fermont ;

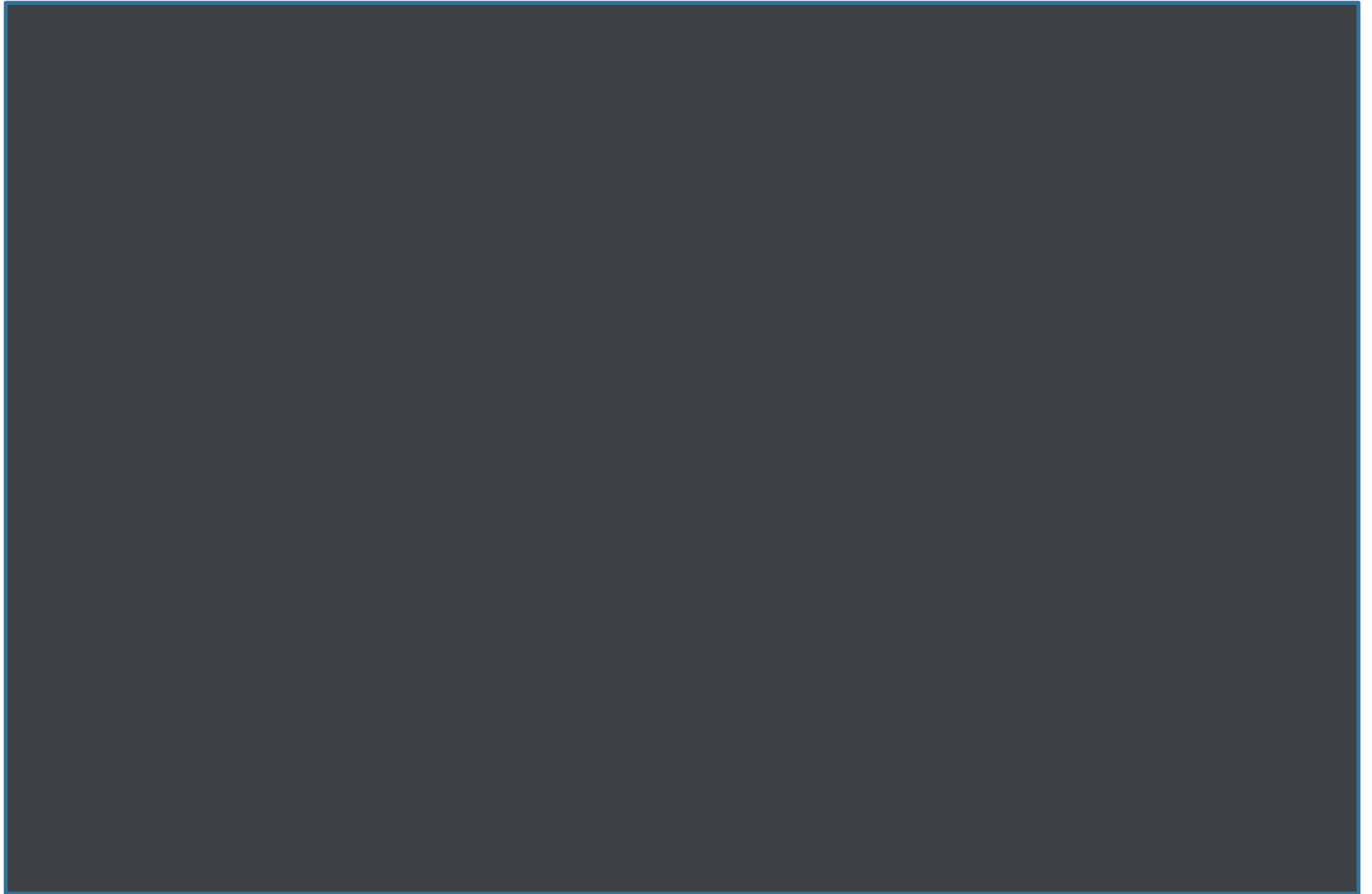
ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)



ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)



ZONE D'ÉTUDE (SCHÉMA DE LIAISON)



PROBLÉMATIQUE DE RELÈVE DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE FERMONT

Le réseau de transport de la région de Fermont dessert une charge de 225 MW.

- Charge locale à 34kV desservie par le poste Normand : 159 MW ;
- Charge à 315 kV : 66 MW.

Il existe une entente de relève entre HQ et NLH via le poste Chantal (interconnexion des réseaux 34kV d'HQD et 44kV de NLH) jusqu'à concurrence de 15 MVA.

L'unique source d'alimentation pour l'ensemble de la charge de la région de Fermont est la ligne 3039 à 315 kV.

- En cas d'indisponibilité de la 3039 :
 - La Ville de Fermont peut être transférée sur le réseau NHL via le poste Chantal jusqu'à concurrence de 15 MVA.
 - Une charge maximale de 9 MW peut être îlotée sur la centrale Hart-Jaune via la ligne 1695.

ÉVOLUTION DU RÉSEAU DE TRANSPORT DE FERMONT

- Pour l'instant, la capacité de la ligne 3039 à 315 kV est suffisante pour desservir la prévision de charge du Distributeur. Cependant, cette prévision de charge n'inclue pas les demandes spécifiques de clients industriels tel qu'un nouveau site minier.
- TransÉnergie a récemment étudié plusieurs cas de raccordement de nouvelles charges industrielles. Les demandes traitées représentent un portefeuille de plus de 150 MW de nouvelles charges.

Question(s)?



 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

INFORMATION ET ÉCHANGES
SUR LA PLANIFICATION
DU RÉSEAU DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

MONTRÉAL, 10 octobre 2014

DÉROULEMENT DE LA RENCONTRE

9:00

Introduction et information sur la rencontre
– SYLVAIN CLERMONT

9:15

Retour sur la planification du réseau de transport Outaouais
nord et du réseau de transport de Fermont
– STÉPHANE TALBOT

9:45

Présentation sur la planification du réseau principal
– SERGE FORTIN

10:45

PAUSE

11:00

Période d'échanges et de discussions

12:00

FIN DE LA RENCONTRE

- LA RENCONTRE S'INSCRIT DANS LE CADRE DE L'APPENDICE K DES TARIFS ET CONDITIONS DES SERVICES DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC
- LA PRÉSENTE RENCONTRE EST LA TROISIÈME. DEUX AUTRES SE SONT TENUES LE 7 JUIN 2013 ET LE 11 AVRIL 2014

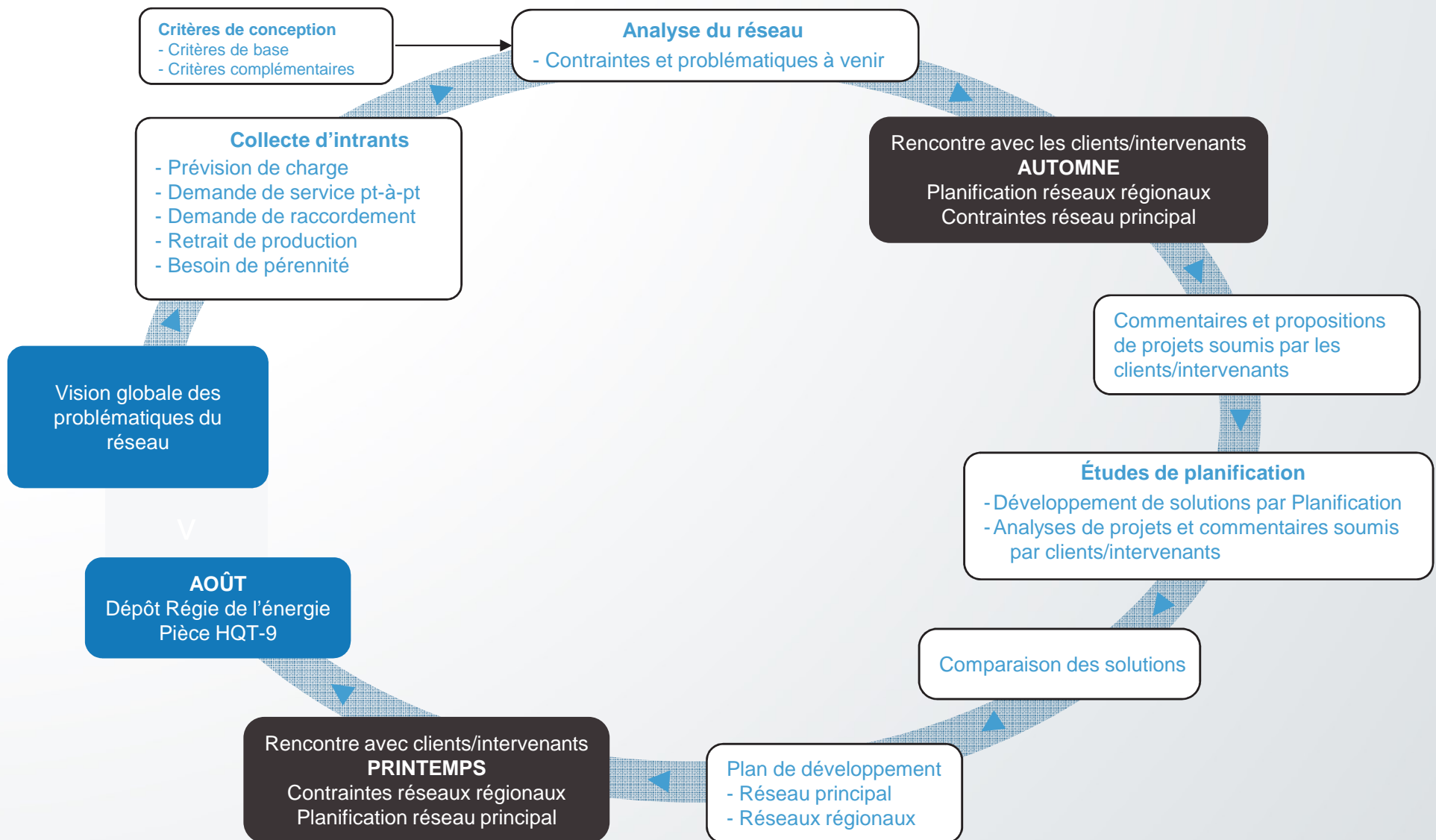
OFFRIR L'OCCASION AUX CLIENTS DE
PROPOSER DES COMMENTAIRES,
OBSERVATIONS ET SOLUTIONS SUR LA
PLANIFICATION DU RÉSEAU DU
TRANSPORTEUR

LA PLANIFICATION CHEZ LE TRANSPORTEUR EST UNE ACTIVITÉ CONTINUE

BUT :

- Informer les clients sur la planification du réseau et avoir des échanges permettant l'élaboration de solutions optimales pour le réseau
- Les rencontres avec les parties intéressées sont insérées dans la planification de façon à éclairer le Transporteur sur l'élaboration du document déposé annuellement à la Régie sur la planification du réseau (pièce HQT-9 de la demande tarifaire)
- Il appartient au Transporteur de déterminer les projets qu'il retient dans son plan d'évolution du réseau

LES RENCONTRES INSÉRÉES DANS LA PLANIFICATION



INFORMATION NON-PUBLIQUE DES CLIENTS (À MOINS D'AUTORISATION)

INFORMATION COMMERCIALEMENT SENSIBLE TEL QUE :

- Caractéristiques d'une centrale
- Profil de production d'une centrale
- Profil de consommation d'un client
- Caractéristiques d'alimentation d'un client
- Tout renseignement visant spécifiquement un client ou un producteur

MODÈLES DE SIMULATION DE RÉSEAU

TYPE D'INFORMATION SOUHAITÉE PAR LE TRANSPORTEUR LORS DES RENCONTRES

- PROPOSITIONS RELATIVES AUX CONTRAINTES EXPOSÉES
- PROPOSITIONS RELATIVES AU TRANSPORT SEULEMENT
- TOUTE AUTRE INFORMATION SUR LES PERSPECTIVES DES CLIENTS POUVANT ÊTRE UTILE À LA PLANIFICATION
- COMMENTAIRES ET PROPOSITIONS AVANT LE 10 DÉCEMBRE 2014

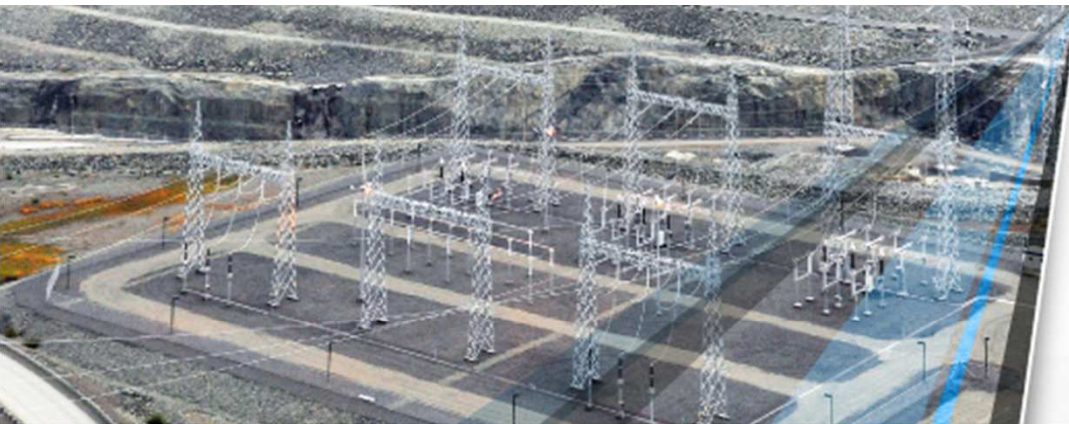
INFORMATION PROVENANT DES PARTICIPANTS

- Toute information provenant des clients, soit commentaire, information ou proposition de transport sera réputée publique et pourra être publiée par le Transporteur à moins de demande de confidentialité de l'intervenant
- Dans ce cas, le client devra justifier sa demande

INFORMATION PROVENANT DU TRANSPORTEUR

- Les participants devront signer un engagement de confidentialité afin de recevoir les documents sous forme papier ou électronique

Questions ?



INFORMATION ET ÉCHANGES SUR LA PLANIFICATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

Réseaux régionaux
Outaouais nord et Fermont

MONTREAL, 10 octobre 2014

SUIVI DE LA RENCONTRE DU 11 AVRIL 2014

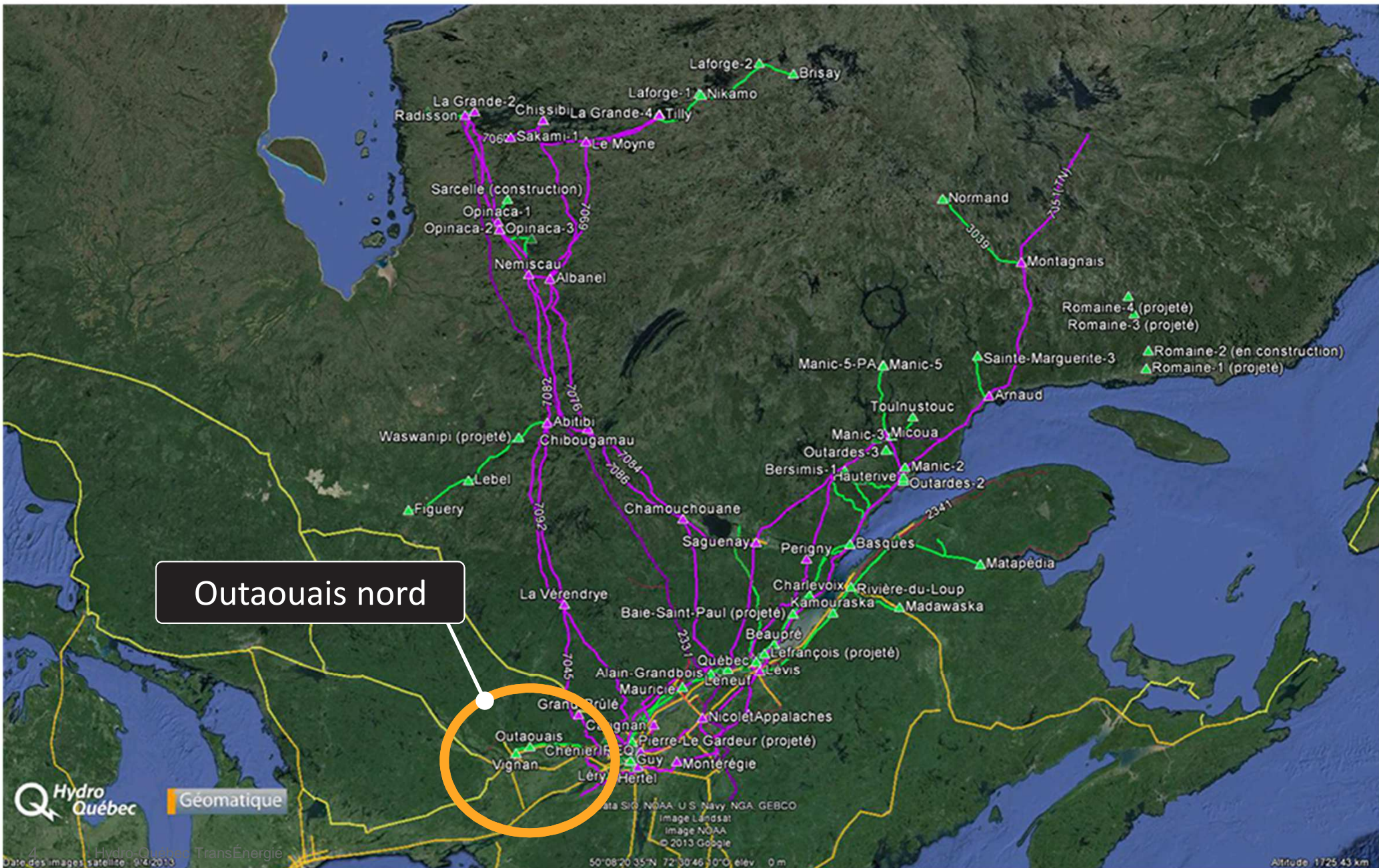
- Aucun commentaire reçu
- Solution proposée – Outaouais nord
- Vigie - Fermont



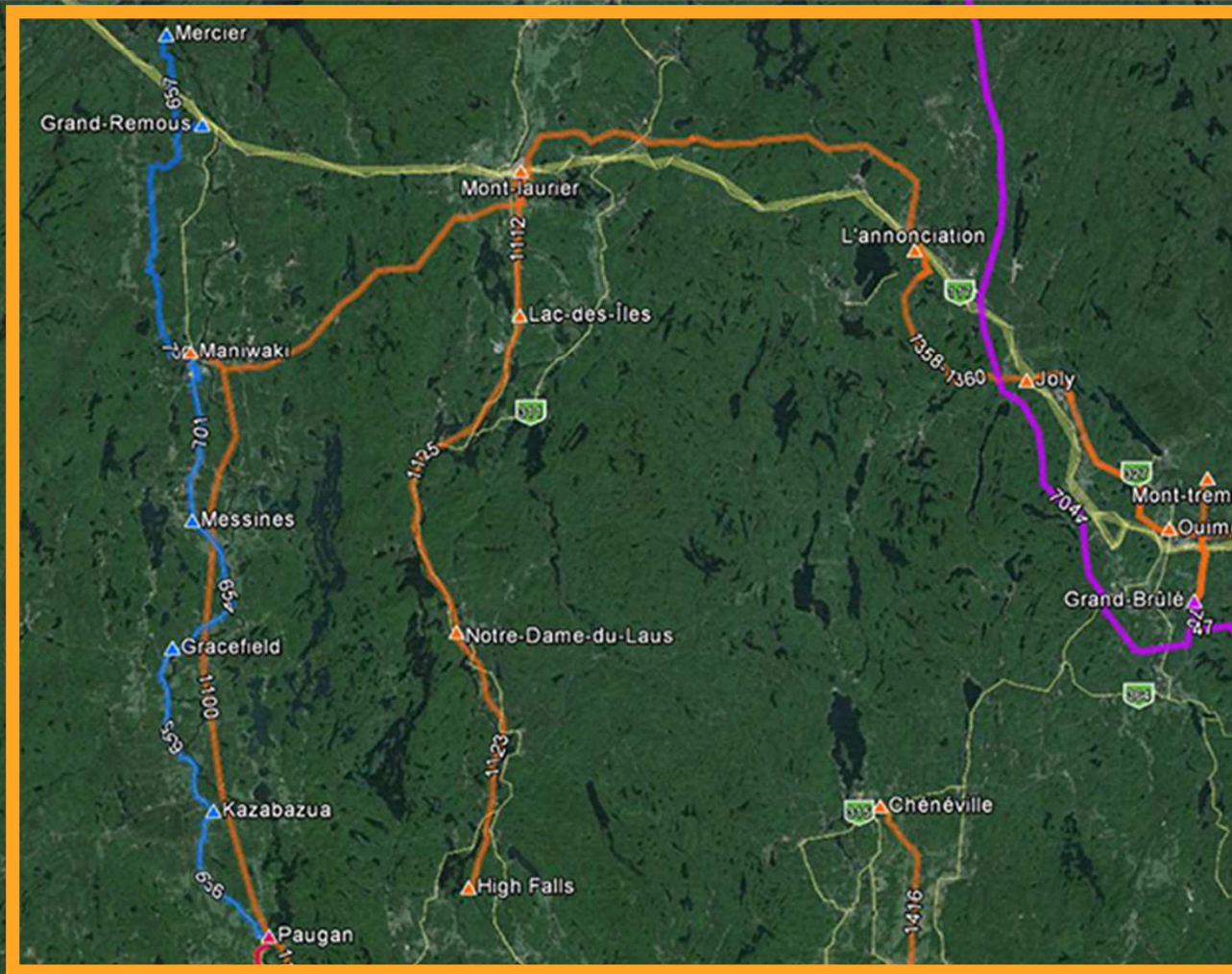
 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

RAPPEL DE LA PROBLÉMATIQUE
OUTAOUAIS NORD

ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)



ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)



ZONE D'ÉTUDE (SCHÉMA DE LIAISON)



RÉSEAUX À 120 KV ET À 69 KV:

- Problèmes de tension et de surcharge de lignes
- Dépassement de la capacité limite de transformation
- Pérennité des postes et des lignes

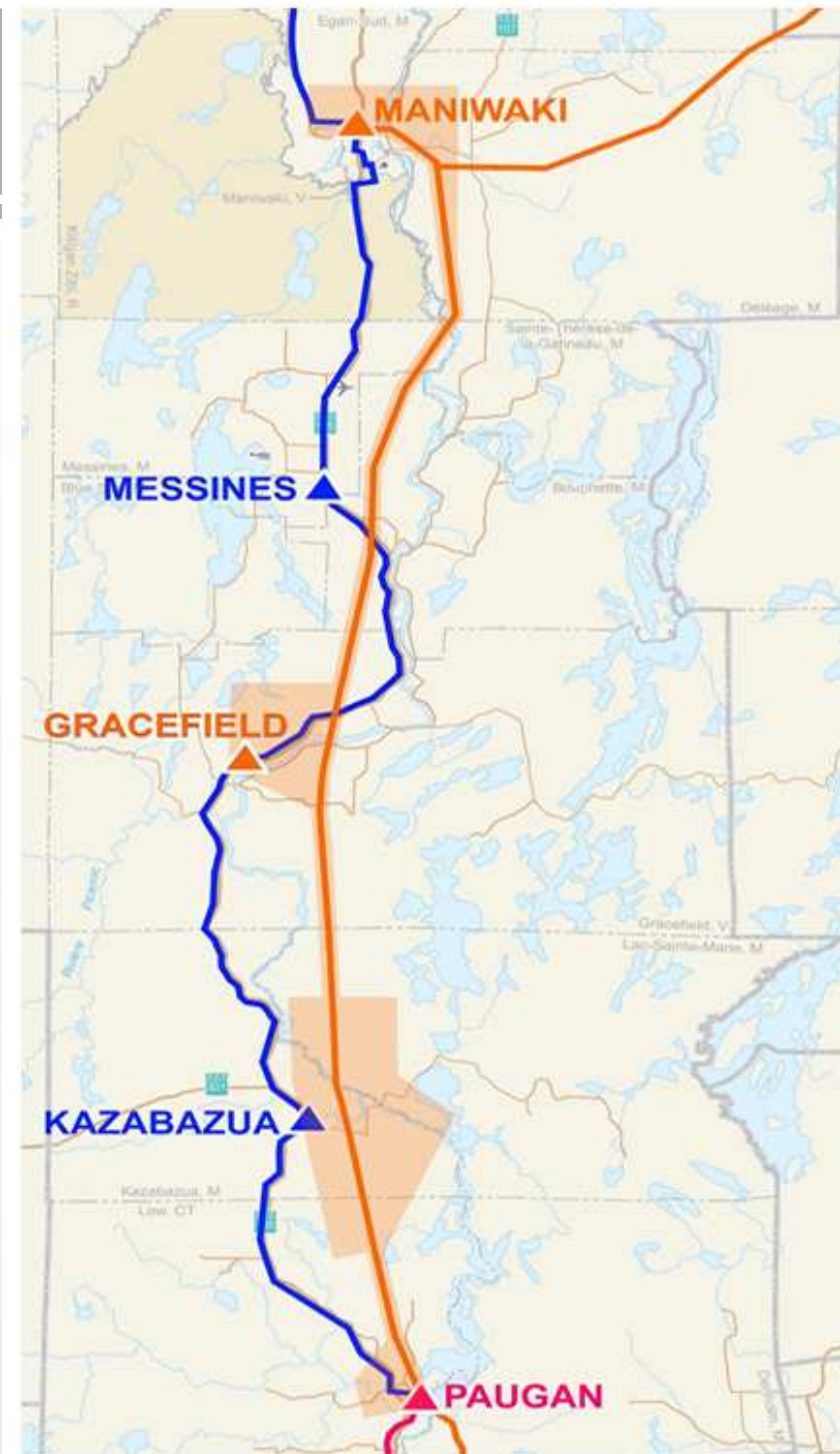


 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

SOLUTION PROPOSÉE

SOLUTION PROPOSÉE

- Nouveau poste à Gracefield à 120-25 kV
- Nouvelle ligne biterne à 120 kV entre Paugan et Maniwaki (environ 70 km) et ligne de dérivation vers le nouveau poste
- Démantèlement de la ligne actuelle à 120 kV sur portiques de bois
- Démantèlement du poste de Gracefield actuel à 69-25 kV



RÉSEAU À 120 KV

- Avant-projet en cours :
 - Nouvelle ligne biterne à 120 kV entre Paugan et Maniwaki
 - Nouveau poste à Gracefield
- Juin 2014 : consultation publique
- Cahier des charges en préparation – ajout de compensation réactive (Mont Laurier)

ÉNERGIE LA LIÈVRE (ÉLL) : PROJET D'UN NOUVEAU POSTE À VAL-DES-MONTS À 120-25 KV

- ÉLL : discussion en cours (raccordement réseau HQT vs enclavement réseau ÉLL)

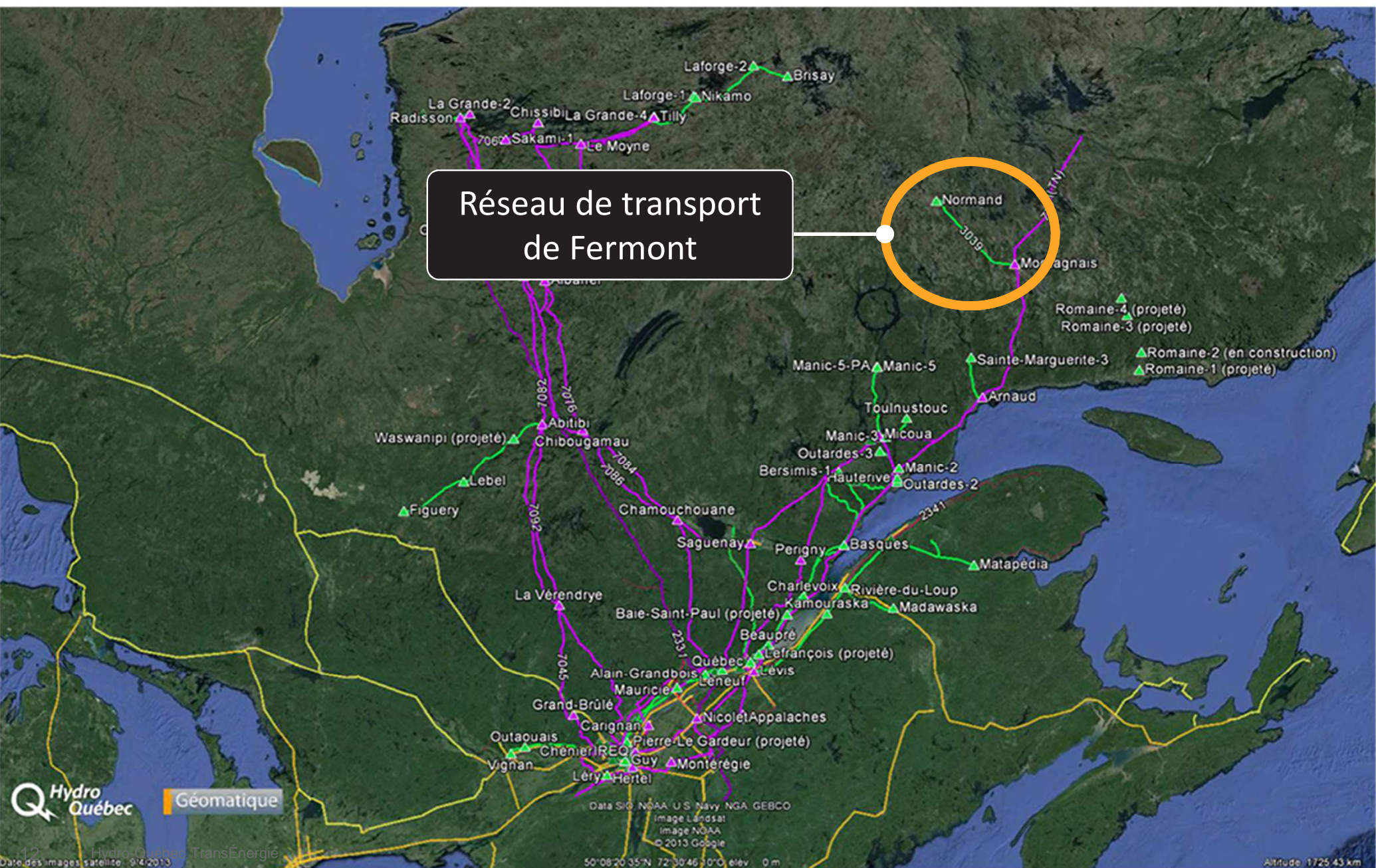
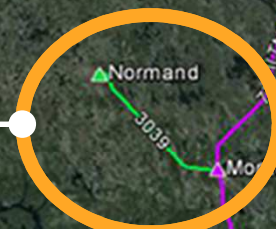


 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

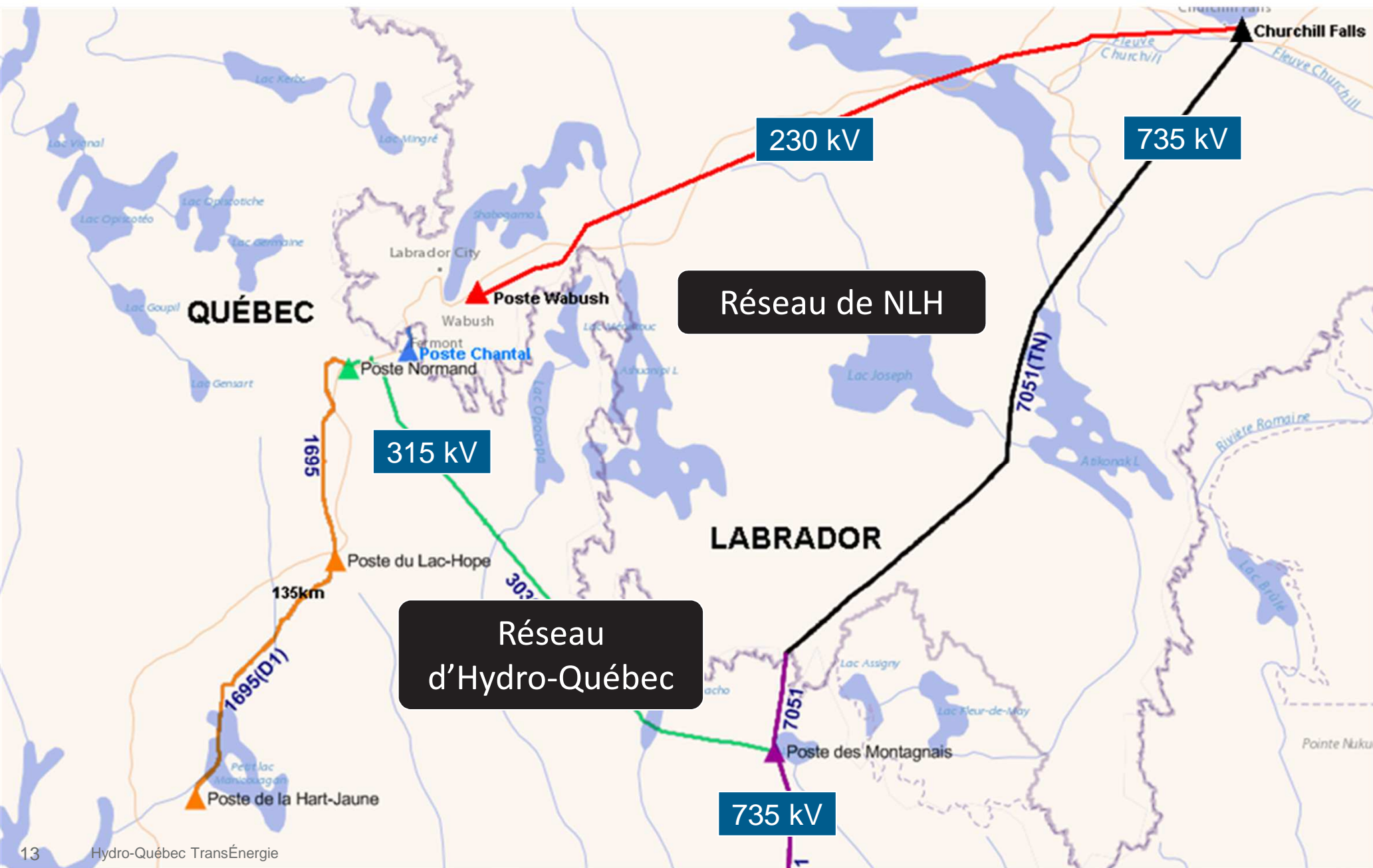
RAPPEL DE LA PROBLÉMATIQUE
FERMONT

ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)

Réseau de transport
de Fermont



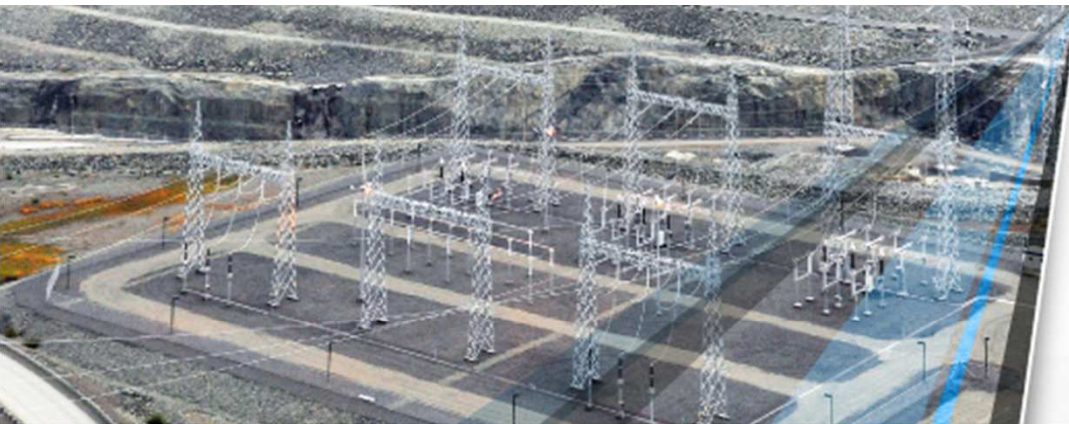
ZONE D'ÉTUDE (GÉOGRAPHIQUE)





PÉRIODE D'ÉCHANGES

DISCUSSION



INFORMATION ET ÉCHANGES
SUR LA PLANIFICATION
DU RÉSEAU DE TRANSPORT
D'HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE

RÉSEAU PRINCIPAL

Montréal, 10 octobre 2014

PLAN DE LA PRÉSENTATION

1 PRÉSENTATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL (RAPPEL)

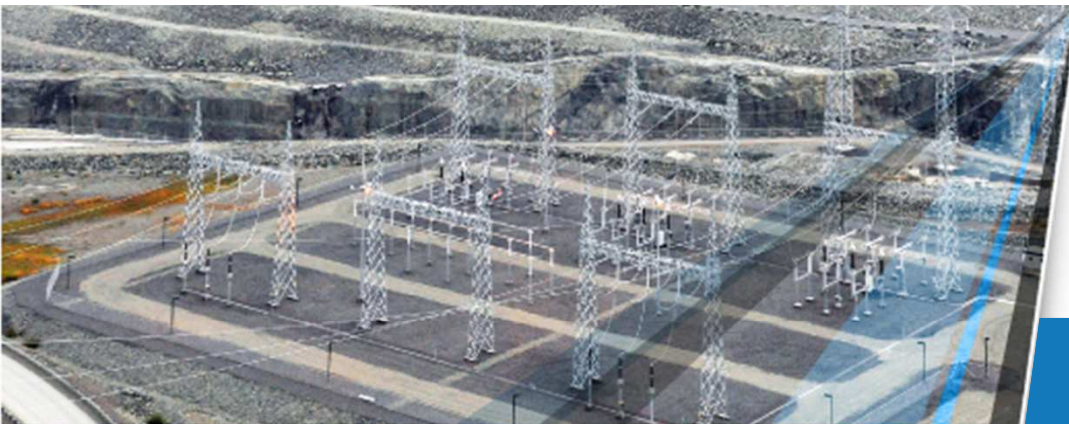
2 PLANIFICATION DU RÉSEAU PRINCIPAL À L'HORIZON 2019

- Prévision de la demande interne au Québec
- Demandes de raccordement
- Plan des ressources
- Demandes de service de transport point-à-point
- Besoins en pérennité
- Projets
- Transits sur les grands axes du réseau

3 PLANIFICATION DU RÉSEAU PRINCIPAL À L'HORIZON 2024

- Prévision de la demande interne au Québec
- Demandes de raccordement
- Principaux enjeux
 - Réseau de la Côte-Nord
 - Réseau de l'Abitibi

4 PÉRIODE D'ÉCHANGES



1

PRÉSENTATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL (RAPPEL)

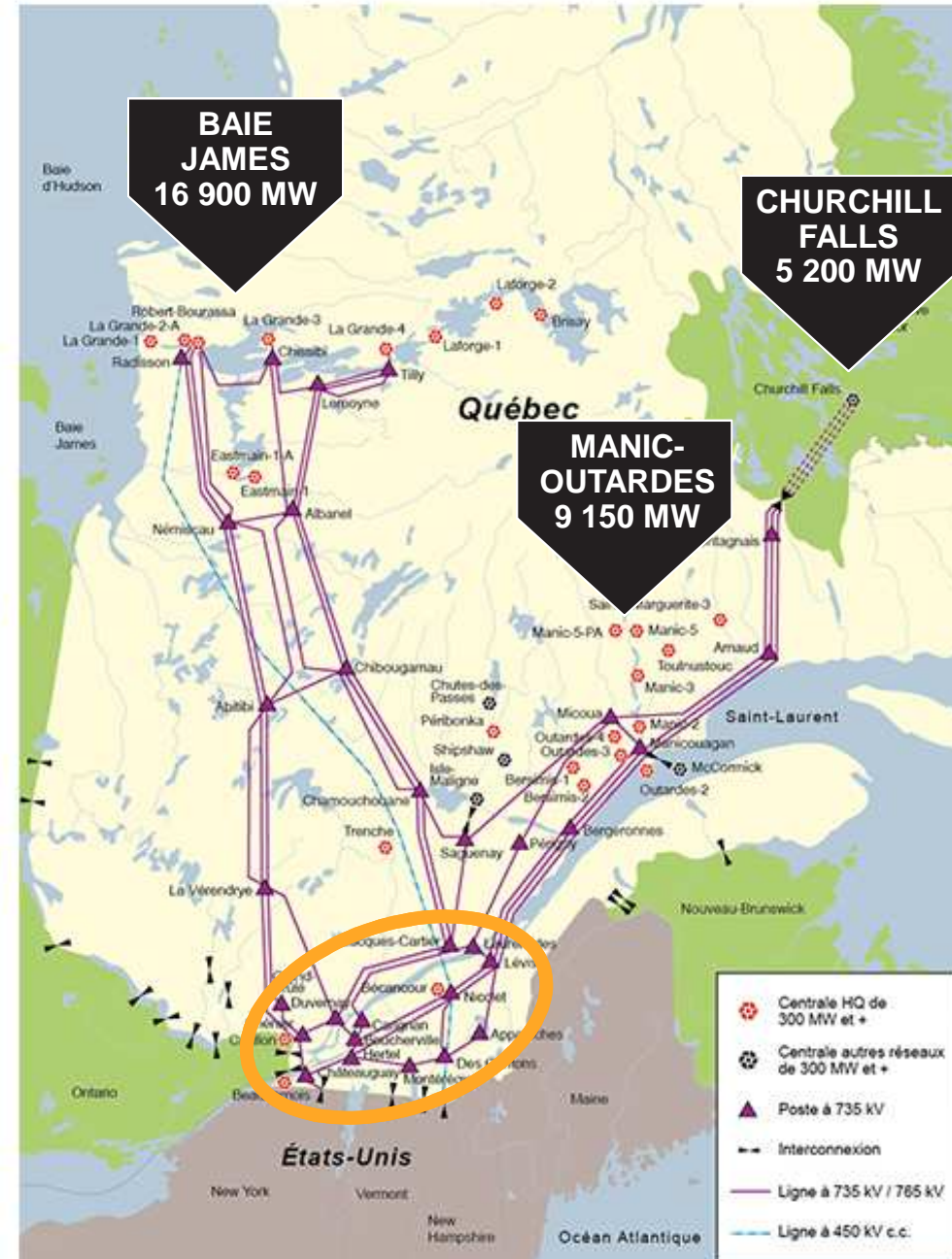
UNE ÉTENDUE ET UNE COMPLEXITÉ EXCEPTIONNELLE

- 11 400 km de lignes à haute tension (735 kV)
- Un réseau intelligent vaste et complexe (grands automatismes pour la protection du réseau en place depuis 20 ans et en évolution constante)

PRÉSENTATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL

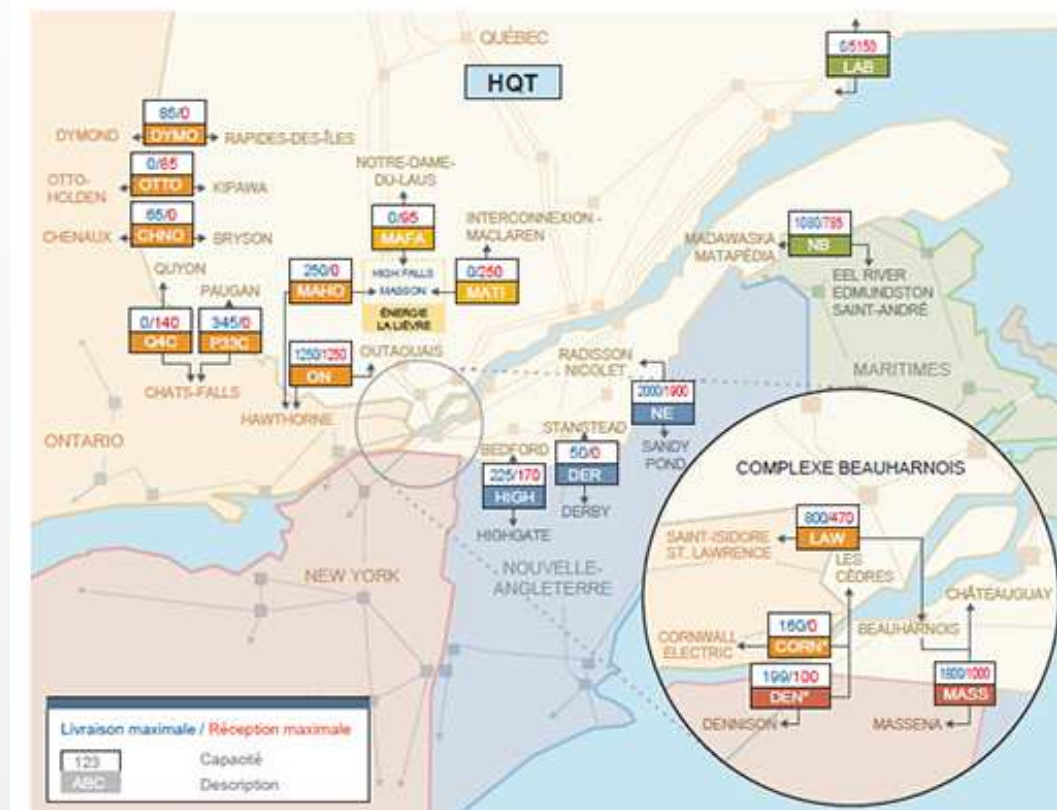
RÉSEAU DE TRANSPORT 2014

- La demande
 - 39 240 MW de pointe historique de la demande d'électricité (22 janvier 2014–7 h 26)
 - 85% des charges concentrées au sud
- La puissance à transporter
 - Plus de 43 500 MW en date de décembre 2013
 - 85 % de la production située au nord
- Le parc d'actifs: 19,2 G\$
 - 18,1 G\$ ligne et postes
 - 33 885 km de lignes dont un tiers à 735 kV
 - 527 postes dont 39 postes à 735 kV et 765 kV
 - 1,1 G\$ autres



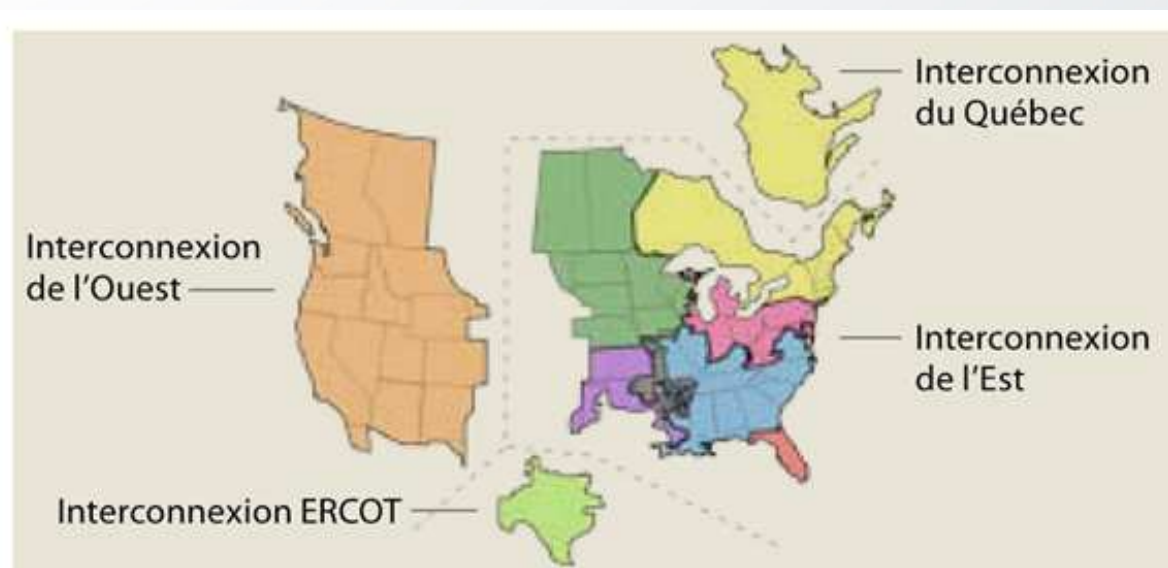
21 INTERCONNEXIONS DONT 6 À COURANT CONTINUU

- Échanges d'électricité avec les provinces atlantiques, l'Ontario et le Nord-Est des États-Unis (capacité maximale de livraison de 8 000 MW dont 5 000 MW à courant continu)
- Nos Tarifs et conditions de service, approuvés par la Régie de l'énergie, assurent un accès non discriminatoire à notre réseau, conformément à la réglementation nord-américaine applicable



RESPECT DES NORMES ET DES CRITÈRES DE FIABILITÉ DE LA NERC ET DU NPCC

- Sous l'autorité de la Régie de l'énergie, autorité réglementaire en matière d'énergie au Québec
- Normes opérationnelles (exploitation du réseau, gestion des limites, équilibrage de l'offre et de la demande, etc.)
- Normes de protection des infrastructures critiques (protection physique et cybernétique des actifs critiques à la fiabilité du réseau de transport du Québec)



PRÉSENTATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT PRINCIPAL LE RÉSEAU PRINCIPAL ET LES RÉSEAUX RÉGIONAUX

LE RÉSEAU PRINCIPAL

LES RÉSEAUX RÉGIONAUX

ACTIFS DE TRANSÉNERGIE



POSTES
DE DÉPART

POSTES
STRATÉGIQUES
(735 À 315 kV)

POSTES
SOURCES
(315 À 69 kV)

POSTES
SATELLITES
(120-25 kV)

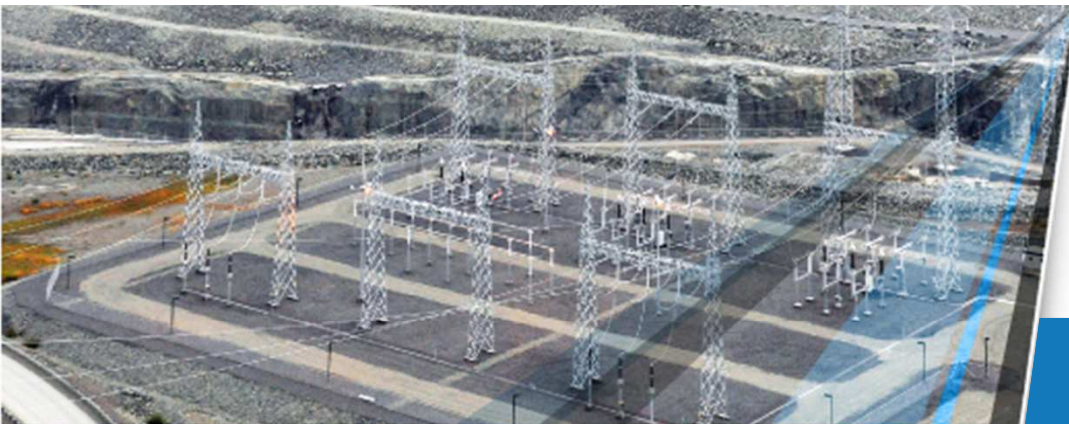
CENTRALES
DE PRODUCTION
HQP ET AUTRES



21 INTERCONNEXIONS

RÉSEAU DE
DISTRIBUTION





2

PLANIFICATION DU RÉSEAU PRINCIPAL À L'HORIZON 2019

PRINCIPAUX INTRANTS

- Prévion de la demande interne au Québec
- Demandes de raccordement
- Plan des ressources
- Demandes de service de transport point-à-point
- Besoins en pérennité

OBJECTIF : OFFRIR UN SERVICE DE TRANSPORT FIABLE ET À MOINDRE COÛT QUI PERMETTRA AU RÉSEAU DE DISPOSER D'UNE CAPACITÉ SUFFISANTE POUR RENCONTRER L'ENSEMBLE DES DEMANDES DU RÉSEAU À L'HORIZON 2019

- La demande
 - 95% de la prévision de la demande au Québec est sous la responsabilité d'Hydro-Québec Distribution (HQD)
 - Transmise annuellement conformément aux Tarifs et conditions (article 37)

- La production
 - Un plan des ressources pour l'horizon 2019 est établi suivant la production installée et les demandes de raccordement au réseau

- Les demandes de service de transport point-à-point considérées pour l'horizon 2019 ayant fait l'objet d'une convention d'avant-projet

- L'état des infrastructures du réseau de transport

LA PRÉVISION DE LA DEMANDE DU DISTRIBUTEUR POUR LA POINTE DE 2018-2019 :

- 39 031 MW (en date du 13 septembre 2013*)
- Représente une croissance moyenne de 0,9 % annuellement
- Représente une croissance de charge de 1 657 MW sur 5 ans

Pointe	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019
Exercice 2013	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031

- Le Transporteur planifie son réseau en considérant une charge de pointe exceptionnelle :
 - Charge de pointe estimée + 4 000 MW

- La répartition géographique des prévisions de la demande peut varier et ainsi représenter des écarts de transit plus élevés sur les grands axes de transport

PRODUCTION

- Puissance à transporter en date de décembre 2013 : 43 534 MW
- Puissance à transporter prévue pour 2018-2019 : 46 223 MW
- Ajouts de production sur les prochains 5 ans : 2 689 MW
- Retraits de production thermique et nucléaire au fil des ans : 1 505 MW en 2012-2013

Filières de production	Puissance installée 2013-14 (MW)	Puissance installée 2018-19 (MW)	Accroissement (MW)
Hydraulique	39 858	41 274	1 416
Thermique	983	983	0
Éolien	2 416	3 623	1 207
Biomasse	277	343	66
Total	43 534	46 223	2 689

Ajouts de production par année

■ 2014	
— Romaine-2	640 MW
— Petite hydro/divers	14 MW
— Augmentation de puissance (Manic-2)	30 MW
— Production éolienne	459 MW
— Biomasse	50 MW
■ 2015	
— Augmentation de puissance (Manic-2)	30 MW
— Production éolienne	447 MW
— Biomasse	16 MW
■ 2016	
— Romaine-1	270 MW
— Petites centrales hydro/divers	6 MW
— Augmentation de puissance (Manic-2)	30 MW
— Production éolienne	150 MW
■ 2017	
— Romaine-3	396 MW
■ 2018	
— Aucun ajout	



DES ÉQUIPEMENTS SERONT AJOUTÉS POUR LES DEMANDES SUIVANTES :

- 1 200 MW ferme sur le chemin HQT-MASS pour 2014
- 1 200 MW ferme sur le chemin HQT-NE pour 2014
- 225 MW ferme sur le chemin HQT-HIGH pour 2014

EN ÉTUDE D'AVANT-PROJET :

- Ajout de 1 200 MW sur un nouveau chemin Québec-New Hampshire
- Ajout de 1 000 MW sur un nouveau chemin Hertel-New-York

ENTRE 650 ET 700 M\$ SONT ALLOUÉS SELON LES DIVERS PORTEFEUILLES DE PÉRENNITÉ

LES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS SONT :

Appareillage	295 M\$
Lignes	100 M\$
Automatismes	85 M\$
Interconnexions	85 M\$
Compensation	60 M\$

Stratégie de pérennité

IMPACT										RISQUES
9										ÉLEVÉ
8										
7										
6										FORT
5										
4										MOYEN
3										
2										FAIBLE
1										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	PROBABILITÉ

RISQUE = fonction (impact/état)

- Plusieurs installations approchent leur fin de vie utile
- Systèmes intégrés requièrent une approche intégrée
 - Valves à thyristors
 - Système de refroidissement
 - Système de commande et protection
- L'importance stratégique d'un système doit être prise en compte dans l'étude des besoins de pérennité
- Nécessite une gestion de l'indisponibilité de l'équipement afin de minimiser les impacts sur le réseau
 - Durée du retrait
 - Période du retrait



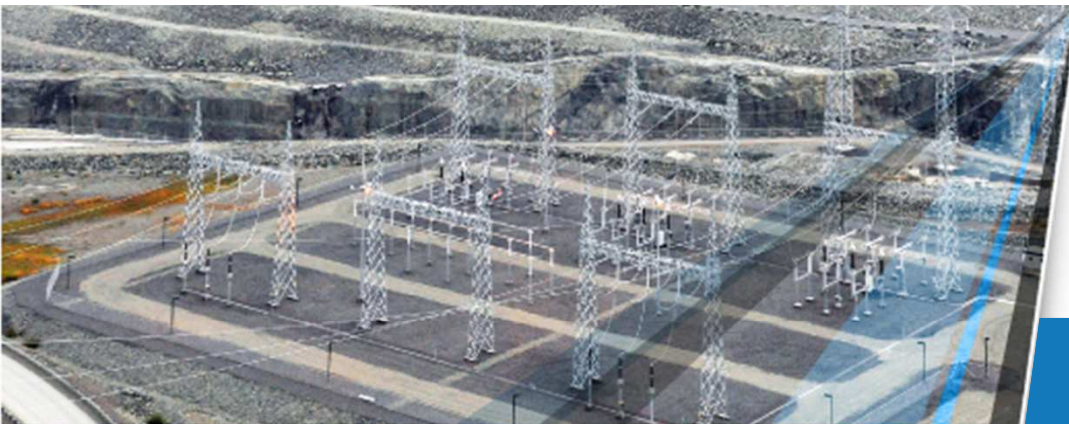
COMPENSATION SHUNT :

- 9 compensateurs synchrones (CS)
- 14 compensateurs statiques (CLC) mis en service de 1972 à 2011
- La fin de vie utile de certains de ces équipements est atteinte

COMPENSATION SÉRIE :

- 44 bancs de condensateurs série (CXC) mis en service en majorité au début des années 90
- Les systèmes de commande et protection des CXC ont atteint leur fin de vie utile





2

PLANIFICATION DU RÉSEAU
PRINCIPAL À L'HORIZON 2019

PRINCIPAUX PROJETS LIGNES,
POSTES, COMPENSATION ET
INTERCONNEXIONS

2014-2015

- Intégration de production éolienne (lignes et postes à 120 kV et 315 kV)
- Ajout d'un second CLC au poste du Bout-de-l'île à 735 kV (-100/+300 Mvar)
- Deux transformateurs de 1 650 MVA à 735/315 kV au poste du Bout-de-l'Île (ouverture du réseau à 315 kV Montréal–Québec au poste du Bout-de-l'Île)
- Nouveau poste aux Outardes à 735 kV
- Rehaussement de la capacité de la CXC au poste de Bergeronnes
- Ajout de trois CS de 25 Mvar au poste de Cadillac
- Nouvelle ligne biterne Saint-Césaire-Bedford à 230 kV, exploitée à 120 kV (Highgate 225 MW ferme + charge locale)
- Ajout de la ligne Arnaud–Romaine-2 à 315 kV (Ligne à 735 kV de 260 km)
- Ajout d'un CLC au poste de Figury à 315 kV (-100/+300 Mvar)

2015-2016

- Intégration de production éolienne (lignes et postes à 120 kV, 230 kV et 315 kV)

2016-2017

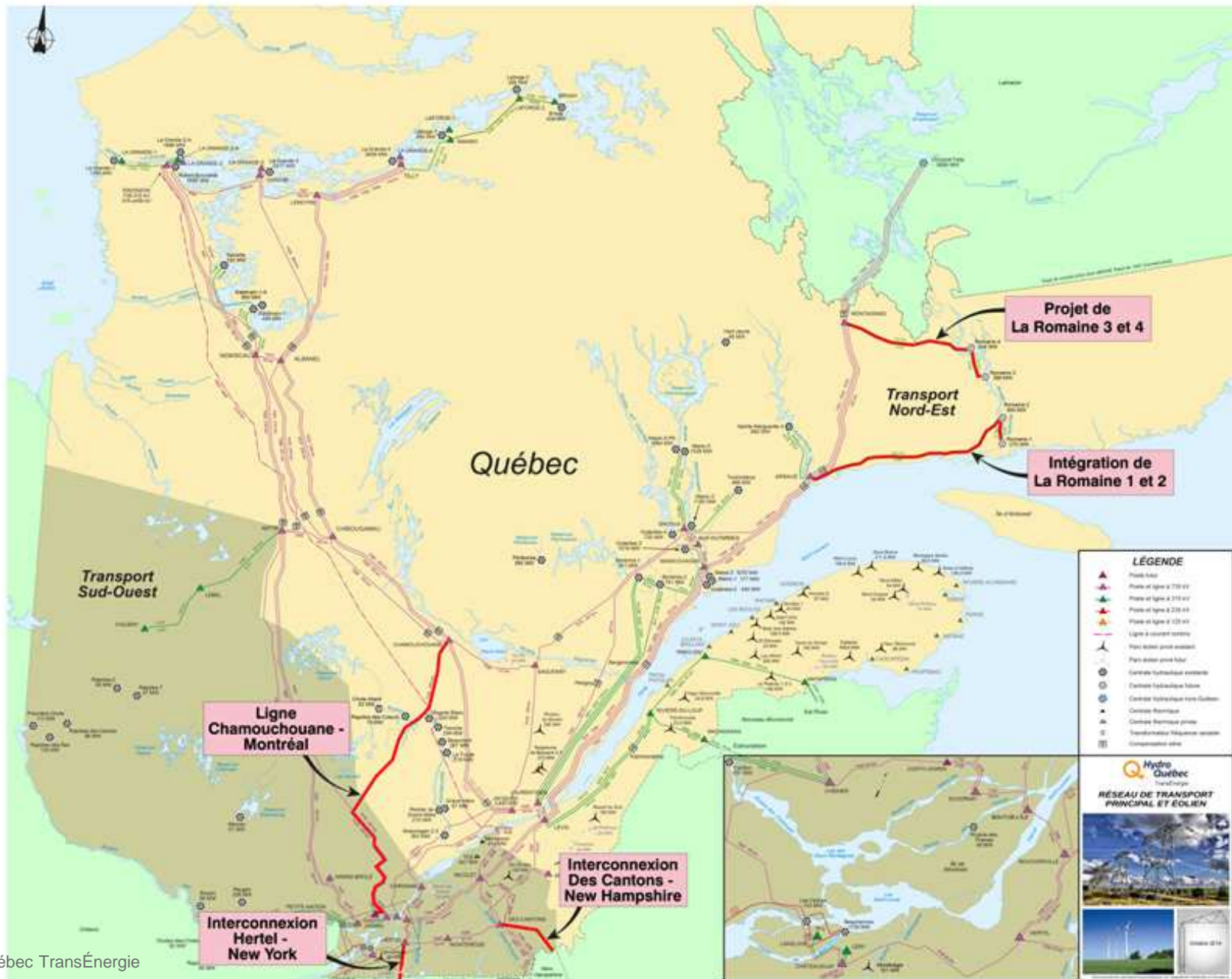
- Intégration de production éolienne (lignes et postes à 230 kV)
- Ligne Romaine-1-Romaine-2 à 315 kV (30 km)
- Intégration de la centrale Romaine-1

2017-2018

- Intégration de production éolienne (lignes et postes à 315 kV)
- Intégration de la centrale Romaine-3
- Ajout de CXC au nord des postes Micoua et Manic

2018-2019

- Nouvelle ligne à 735 kV entre les postes de la Chamouchouane et Judith-Jasmin
- Ajout d'un poste à 735 kV dans la boucle de Montréal (Judith-Jasmin)
- Ligne de 1 200 MW CCHT entre Des Cantons et Franklin et d'une ligne CA de Franklin à Deerfield
- Ligne de 1 000 MW CCHT entre Hertel et Astoria Annex et d'une ligne CA de Astoria à Rainey
- Augmentation de la CXC au poste d'Abitibi



- Réfection des CS et remplacement de leur système de démarrage
 - Manicouagan, Duvernay, Abitibi, Lévis
- Remplacement des CLC des postes
 - Chamouchouane, Chibougamau, La Vérendrye
- Remplacement des systèmes de commande et protection des CXC (phase 1)
 - Kamouraska, Montagnais, Bergeronnes, Chamouchouane, Chibougamau, Arnaud, Abitibi

2015

- Remplacement de disjoncteurs à 120 kV et à 315 kV dans la cour des groupes convertisseurs du poste de Châteauguay

2015-2016

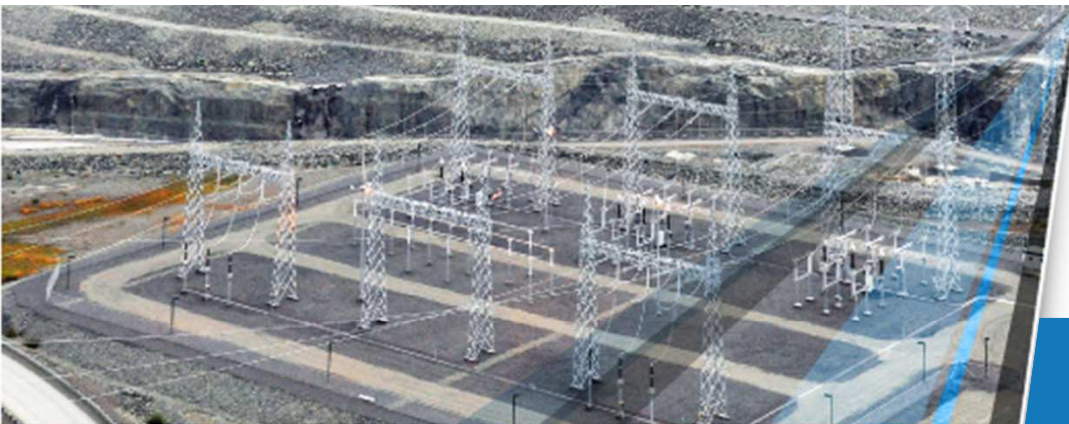
- Remplacement des systèmes de commande des groupes convertisseurs du Réseau Multi-Terminal à Courant Continu (postes de Radisson et de la Nicolet)
- Ajout d'inductances à 240 kV et à 315 kV au poste de l'Outaouais

2016

- Remplacement des valves à thyristors et des systèmes de commande et de refroidissement du groupe convertisseur au poste de la Madawaska

2017

- Remplacement des valves à thyristors et des systèmes de commande et de refroidissement d'un CLC au poste de Châteauguay (requis pour le fonctionnement des groupes convertisseurs)



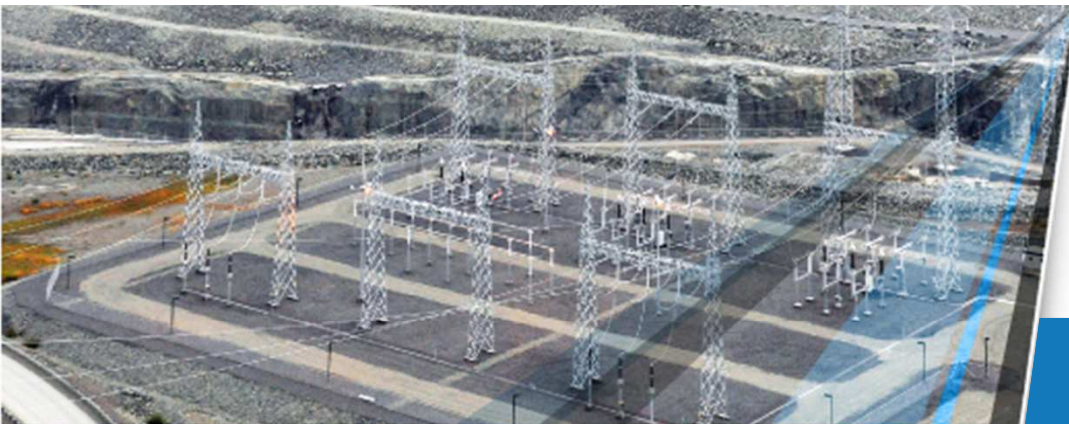
2

PLANIFICATION DU RÉSEAU
PRINCIPAL À L'HORIZON 2019

TRANSITS SUR LES GRANDS AXES
DU RÉSEAU

Interfaces	Transit 2013-14 (MW)	Transit 2018-19 (MW)	Écart (MW)
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]





3

PLANIFICATION DU RÉSEAU PRINCIPAL À L'HORIZON 2024

- Prévission de la demande interne au Québec
- Demandes de raccordement
- Principaux enjeux
 - Réseau de la Côte-Nord
 - Réseau de l'Abitibi

Le Distributeur

- Prévision de la demande du Distributeur s'échelonne sur 10 ans
- Pour des fins de projection, la demande pour 2023-2024 est estimée en utilisant le taux de croissance de la dernière année de la prévision officielle de la demande du Distributeur datée du 13 septembre 2013*

Pointe hivernale	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
Exercice 2013	37 374	37 268	37 607	37 954	38 337	39 031	39 397	39 726	40 036	40 340	40 646

Production

- Ajout de la centrale Romaine-4 d'une puissance de 244 MW (2020)
- Rééquipement des groupes de la centrale Manic-3 : 210 MW additionnels (2024)
- Ajout du complexe Petit-Mécatina-4 : 880 MW (2023)
- Puissance installée prévue pour décembre 2023 : 46 667 MW

Filières de production	Puissance installée 2013-14 (MW)	Puissance installée 2018-19 (MW)	Puissance installée 2023-24 (MW)
Hydraulique	39 858	41 274	41 728
Thermique	983	983	983
Éolien	2 416	3 623	3 623
Biomasse	277	343	343
TOTAL	43 534	46 223	46 677

POUR 2024, LE PROCESSUS DE RÉALISATION DES PROJETS N'EST PAS DÉMARRÉ

- Pas d'engagement définitif quant au développement du réseau
- Choix à faire entre les différentes technologies et solutions disponibles pour le renforcement du réseau (ajout de lignes, compensation shunt dynamique, compensation série, etc.)

NOUVELLE RÉPARTITION DE LA CHARGE VERS LE SUD

- **Fluctuation de la charge minière en Abitibi**
- **Augmentation de la charge au sud**
 MW par an à Montréal et interconnexion(s)
- **Perte de production et de réserve au sud**
 Fermeture des centrales
 - Gentilly-2 (2012)
 - La Citière (2012)
 - Tracy (2011)
- **Diminution de la charge au nord-est**
 Fermeture d'industries au nord-est
- **Augmentation de la production sur la Côte-Nord**



PRÉVISIONS INCERTAINES

- Charge : mines, industries, projets d'interconnexion
- Localisation de la puissance additionnelle

CAPACITÉ THERMIQUE

- Réseau conçu pour répondre à une pointe hivernale
- Capacité du réseau atteinte en été (limite thermique des lignes et charge estivale accrue)

CAPACITÉ DE TRANSPORT ATTEINTE DANS CERTAINS TERRITOIRES

- Certains territoires régionaux (ex. Deux-Montagnes, Saint-Eustache, Terrebonne, Mascouche, Saint-Jérôme et Sainte-Agathe)
- Parc industriel de Bécancour / Côte-Nord / Abitibi



3

PLANIFICATION DU RÉSEAU PRINCIPAL À L'HORIZON 2024

- Réseau de la Côte-Nord et de l'Abitibi

BAISSE IMPORTANTE DES PRÉVISIONS DE LA CHARGE INDUSTRIELLE (500 MW ET +)

- Augmentation du transit vers le sud sur l'axe Manic–Québec

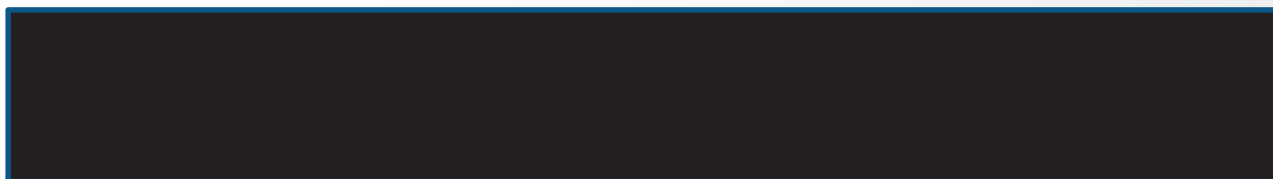
- 



SCÉNARIOS DE RENFORCEMENT POSSIBLES :

- Scénario 1 :

-



- Scénario 2 :

-

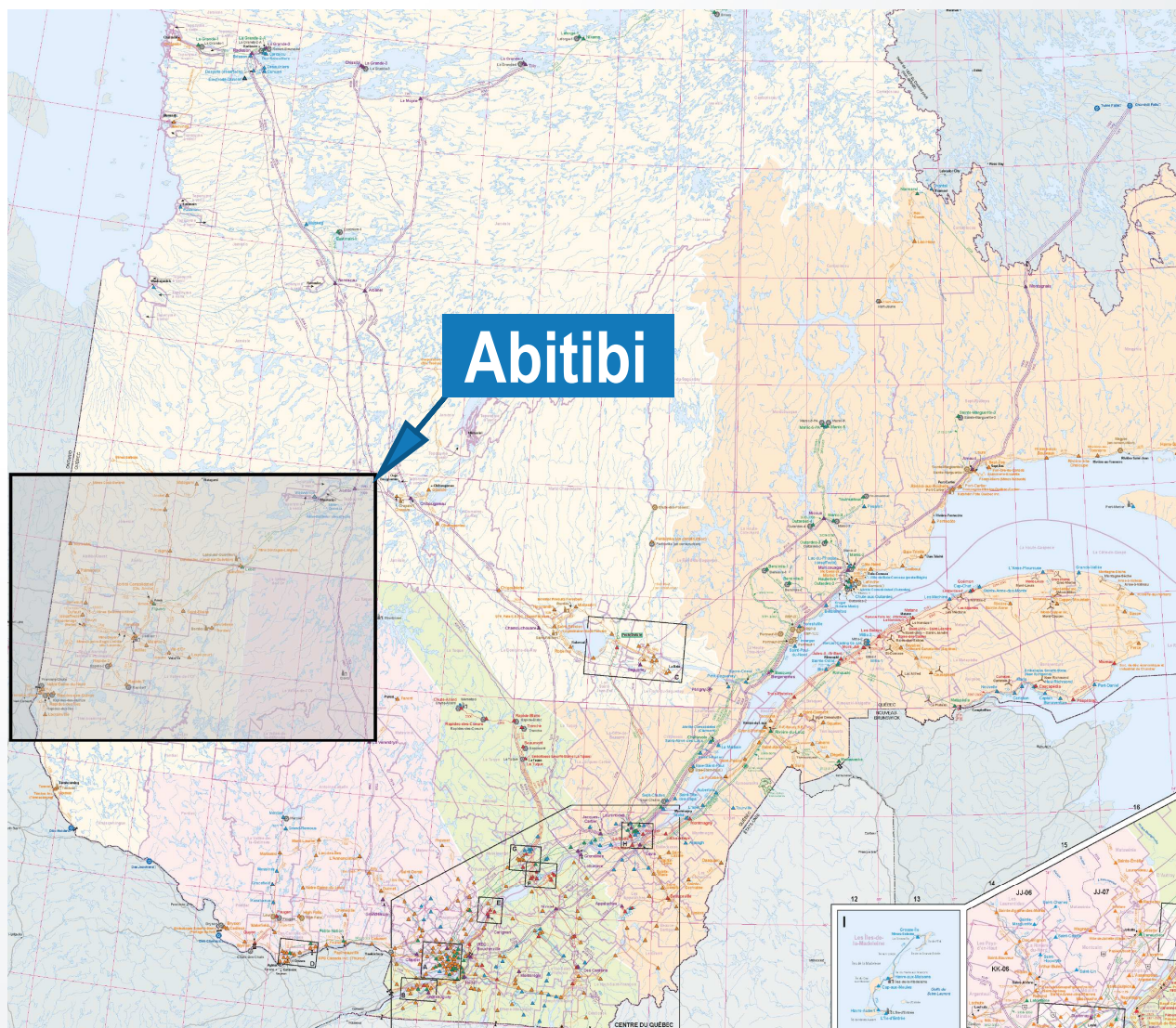


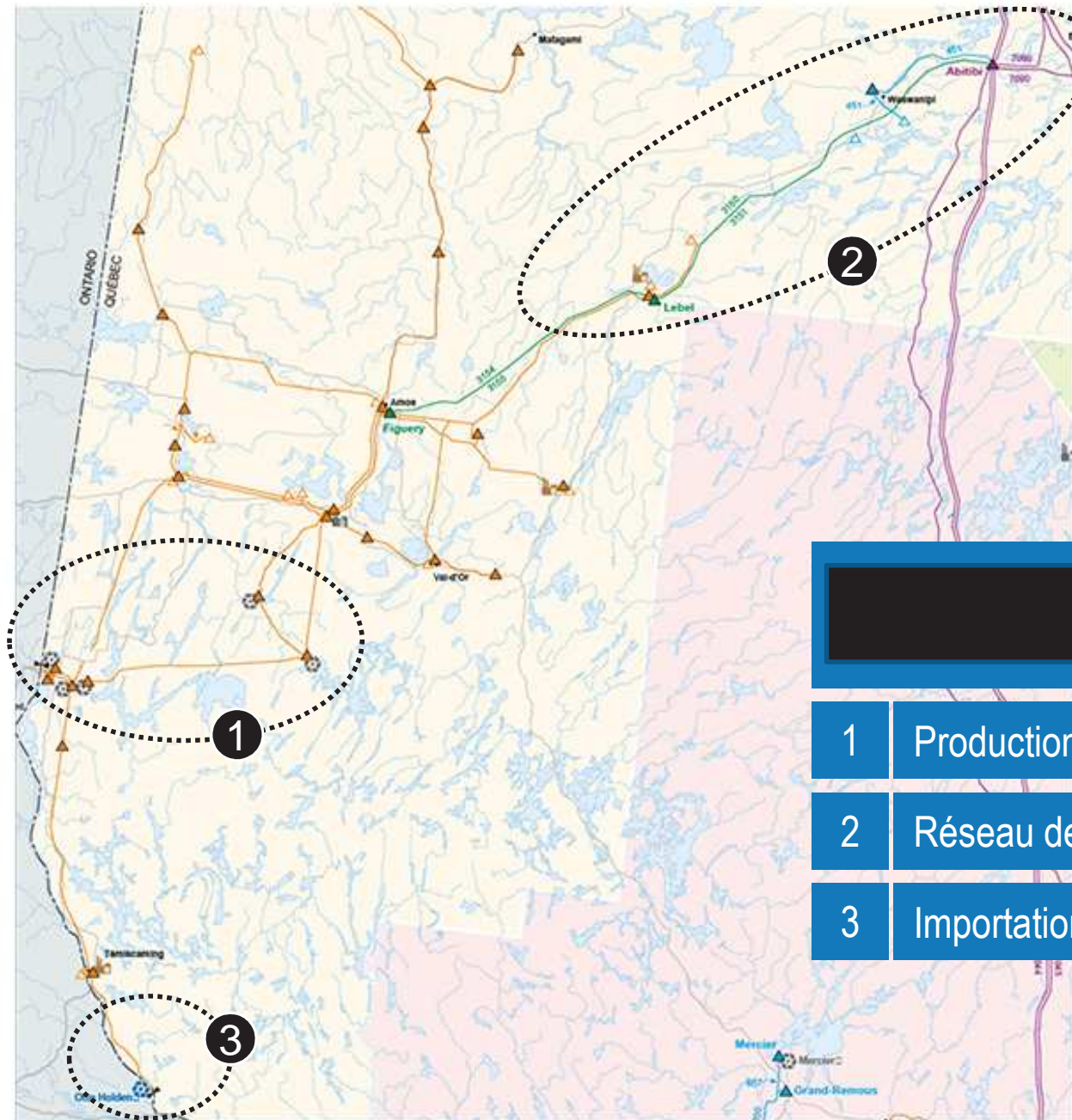
-



HORIZON 2024

RÉSEAU DE L'ABITIBI – ZONE D'ÉTUDE (Géographique)





1 Production locale

2 Réseau de transport à 315 kV

3 Importation de l'Ontario

ACCROISSEMENT INCERTAIN DE LA CHARGE

- Secteur minier
- Prévisions déjà dépassées
- Croissance et décroissance en escalier



SCÉNARIOS DE RENFORCEMENT POSSIBLES :

■ Scénario 1 :

- [REDACTED]
- [REDACTED]

■ Scénario 2 :

- [REDACTED]
- [REDACTED]

■ Observations, commentaires ou propositions ?



4

PÉRIODE D'ÉCHANGES

DISCUSSION

Version anglaise des présentations



INFORMATION AND DISCUSSION ON HYDRO- QUÉBEC TRANSÉNERGIE TRANSMISSION SYSTEM PLANNING

MONTRÉAL, APRIL 11, 2014



AGENDA

9:00 a.m. Introduction and information on the meeting

9:20 a.m. Information and discussion process for system planning

10:30 a.m. **BREAK**

10:45 a.m. Presentation on Outaouais system planning

- Developments in the Outaouais system
 - Review of inputs
 - System upgrades needed
- Discussion

Noon **LUNCH**

1:00 p.m. Presentation on Fermont system planning

- Developments in the Fermont system
 - Review of inputs
 - System upgrades needed
- Discussion

2:00 p.m. Recap and discussion period

3:00 p.m. **END**

BACKGROUND

- This meeting relates to the new Attachment K of the Hydro-Québec Open Access Transmission Tariff (OATT).
- Attachment K was approved by the Régie in June 2012.
- Attachment K calls for at least one meeting per year with interested customers covering Hydro-Québec's transmission planning process.
- This meeting is the second to be held.

MEETING OBJECTIVES

- 1 Present the process for information and discussion on TransÉnergie system planning.
- 2 Present the projected development of the Hydro-Québec TransÉnergie regional systems for the coming decade.
- 3 Help achieve a better understanding of inputs on which planning is based.
- 4 Have discussions on system planning matters.
- 5 Give stakeholders an opportunity to comment, share observations and propose solutions to issues identified by the Transmission Provider.



PLANNING AND THE PROCESS FOR INFORMATION AND DISCUSSION ON TRANSMISSION SYSTEM PLANNING

SECTION OVERVIEW

- 1 Overview of the information and discussion process
- 2 Place of meetings in the planning process
- 3 Meetings and their content
- 4 Information not presented during the meetings
- 5 Communication method
- 6 Type of information that the Transmission Provider wishes to receive
- 7 Treatment of confidential information

OVERVIEW OF THE INFORMATION AND DISCUSSION PROCESS

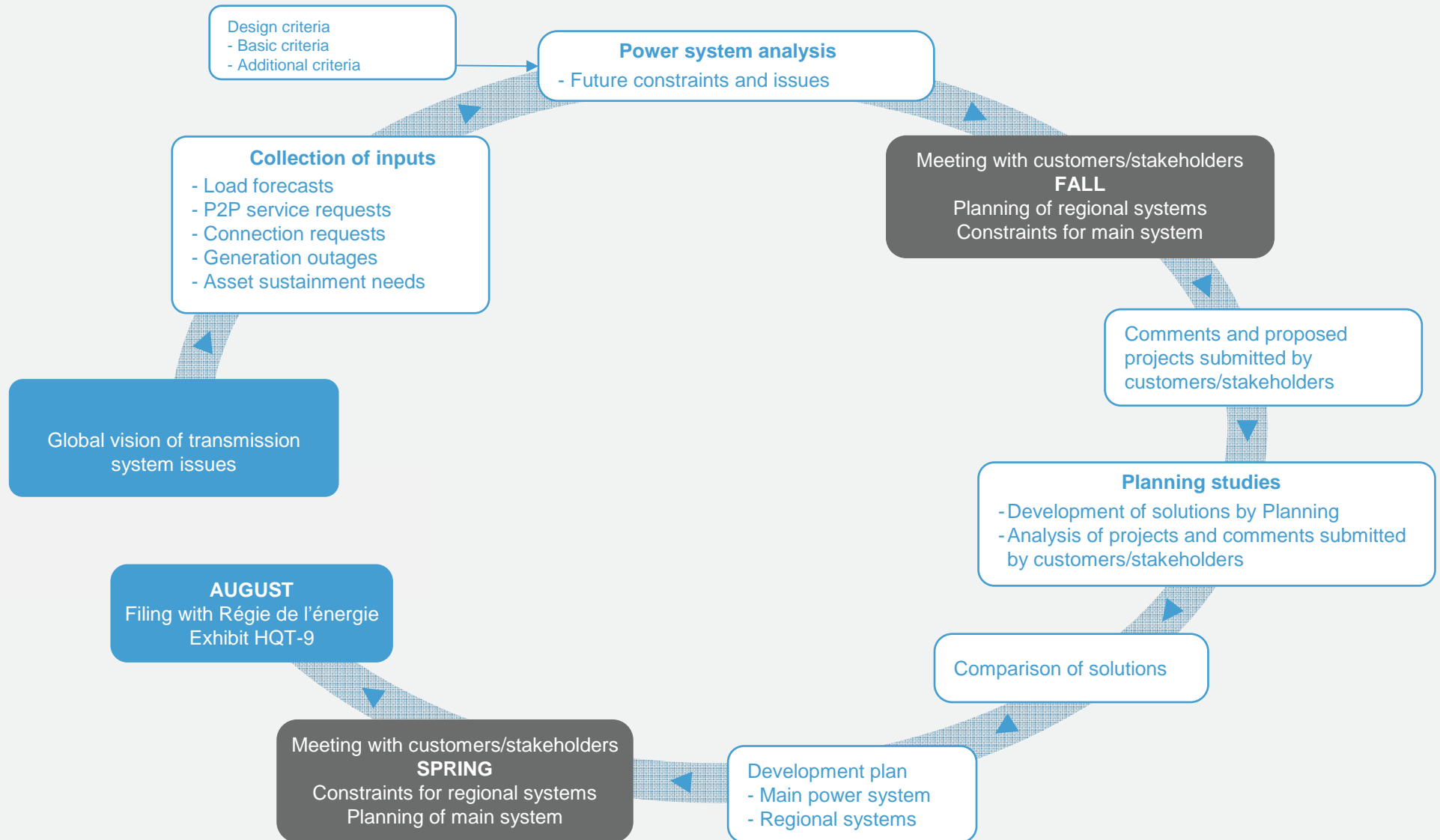
Planning is a continuous process for the Transmission Provider.

GOAL:

Inform customers of transmission system planning and have discussions to develop optimal solutions for the network.

- Meetings with interested parties is part of a process to clarify matters for the Transmission Provider in developing its annual filing to the Régie on system planning (Exhibit HQT-9 of the rate application).
- It is up to the Transmission Provider to determine which projects to choose for its system development plan.

PLACE OF MEETINGS IN THE PLANNING PROCESS



MEETINGS AND THEIR CONTENT

- **Frequency: 2 meetings per year**

- October
- April

- **October meeting**

1. Regional systems

- Presentation of 10-year development plan for regional systems (selected based on interests)

2. Main system

- Presentation on future constraints for the main system (10 years)
 - Short-term development of system based on projects accepted or under development (0 to 5 years): main system and regional systems
 - Trends in factors affecting 10-year planning
 - Identification of future bottlenecks and constraints that the Transmission Provider cannot ignore

3. Discussion period

4. After the meeting

- Customers can submit comments and proposals during the next two months.
- The Transmission Provider may communicate with stakeholders to clarify their requests, if necessary.

■ April meeting

1. Regional systems

- Presentation on future constraints for regional systems (10 years)
 - Short-term development of systems based on projects accepted or under development (0 to 5 years)
 - Trends in factors affecting 10-year planning
 - Identification of future bottlenecks and constraints that the Transmission Provider cannot ignore

2. Main system

- Presentation on the 10-year development plan for the main system
 - Short-term development of the system based on projects accepted or under development (0 to 5 years): main system and regional systems
 - Development of the system over a 5- to 10-year period
 - Identification of projects considered, taking into account comments and projects received from stakeholders on the main system

3. Discussion period

4. After the meeting

- Customers can submit comments and proposals during the next two months.
- The Transmission Provider may communicate with stakeholders to clarify their requests, if necessary.

INFORMATION NOT PRESENTED DURING THE MEETINGS

- Customer information that is not public (unless authorized)
- Commercially sensitive information, such as:
 - Characteristics of a generation station
 - Generation profile of a generation station
 - Consumption profile of a customer
 - Power supply characteristics of a customer
 - Any information that could lead to specific information about a customer or a generator

- Load flow models

COMMUNICATION METHOD

- Meeting dates
 - Posted on OASIS
 - Posted in February for both meetings
- Agenda
 - Posted on OASIS
 - Posted at least three weeks before the meeting
- Registration required at: hqtcommercialisation@hydro.qc.ca
 - Participant's first and last names
 - Job title
 - Name of company or organization
 - E-mail
- Comments and solutions from stakeholders
 - Send to: hqtcommercialisation@hydro.qc.ca
 - Send during the two months following a meeting

TYPE OF INFORMATION THAT THE TRANSMISSION PROVIDER WISHES TO RECEIVE

- Proposals regarding constraints discussed
- Proposals regarding transmission only
- Any other information from the customers' perspective that can inform planning

Information from participants

- All information from stakeholders (transmission-related comments, information and proposals) will be considered public and may be released by the Transmission Provider unless a stakeholder requests that it be kept confidential.
- The stakeholder must then justify its request.

Information from the Transmission Provider

- Participants must sign a confidentiality undertaking before receiving paper or electronic copies of the documents
- The Transmission Provider will send this undertaking to registered participants before the meeting

Questions?



INFORMATION MEETING ON TRANSMISSION PLANNING

OUTAOUAIS NORTH

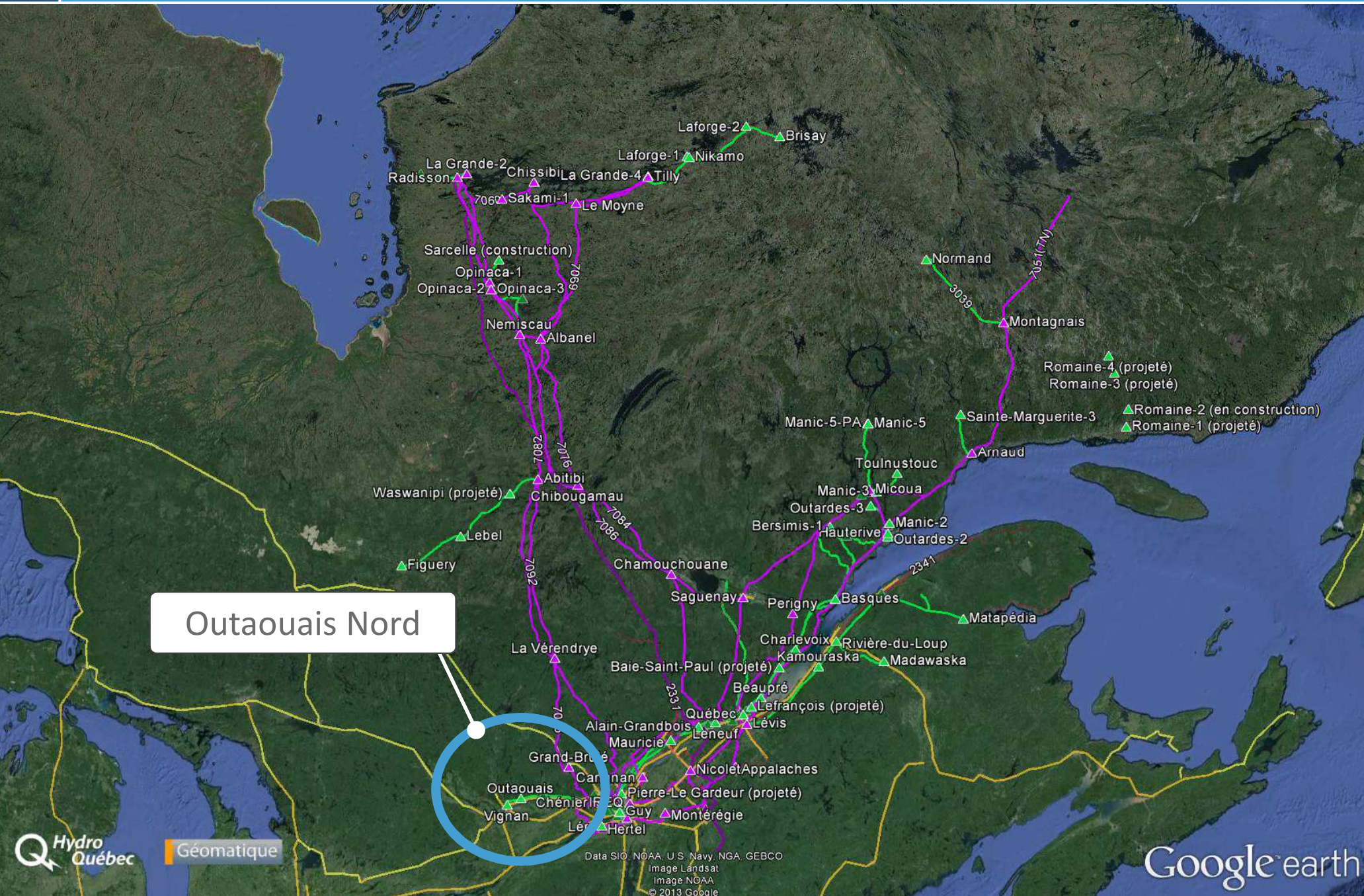
MONTREAL, APRIL 11, 2014



MEETING OBJECTIVES

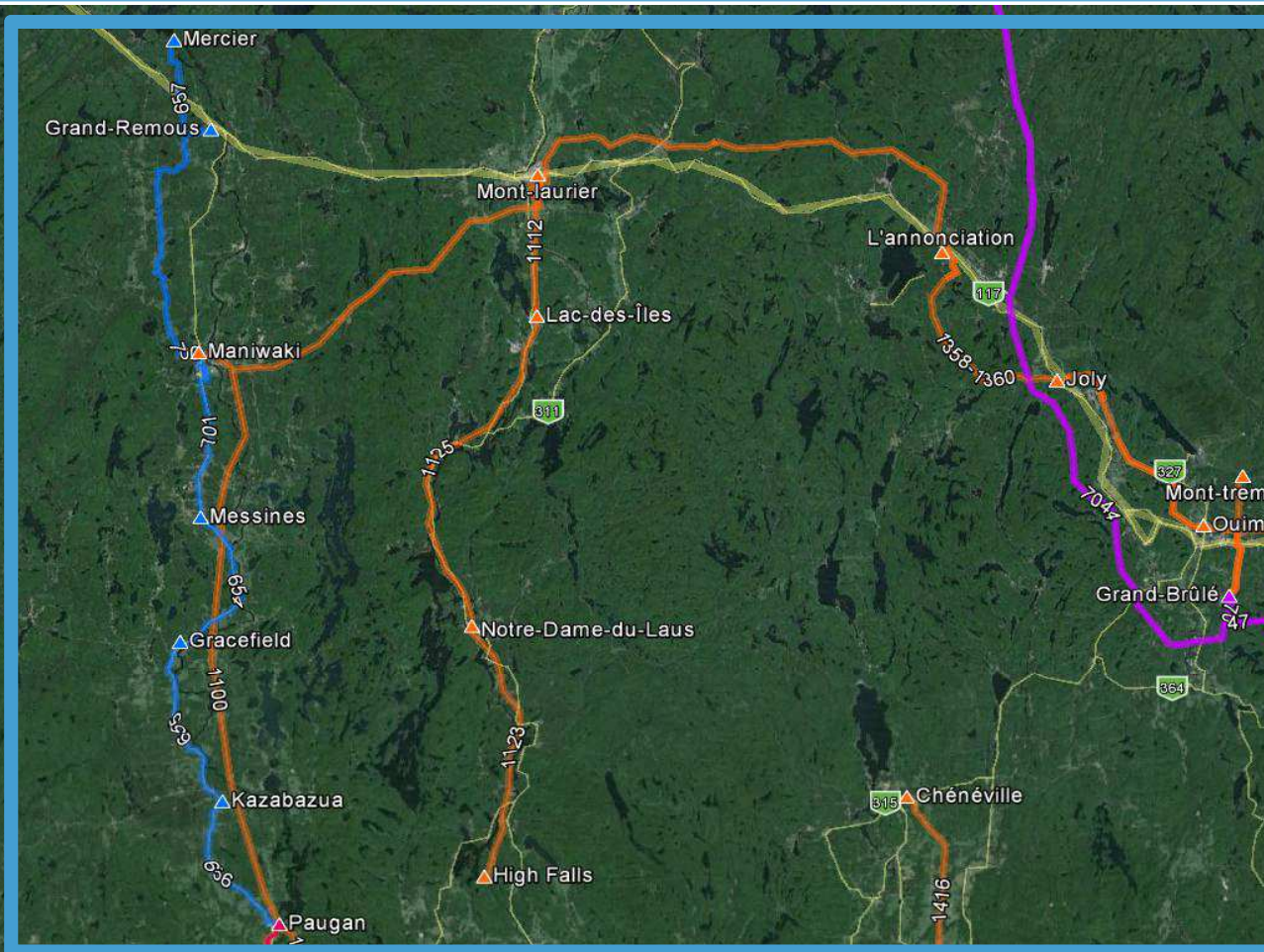
- 1 Present issues related to the TransÉnergie system in the Outaouais Nord area.
- 2 Present the foreseen design solution for the Paugan–Maniwaki corridor.

STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)



Outaouais Nord

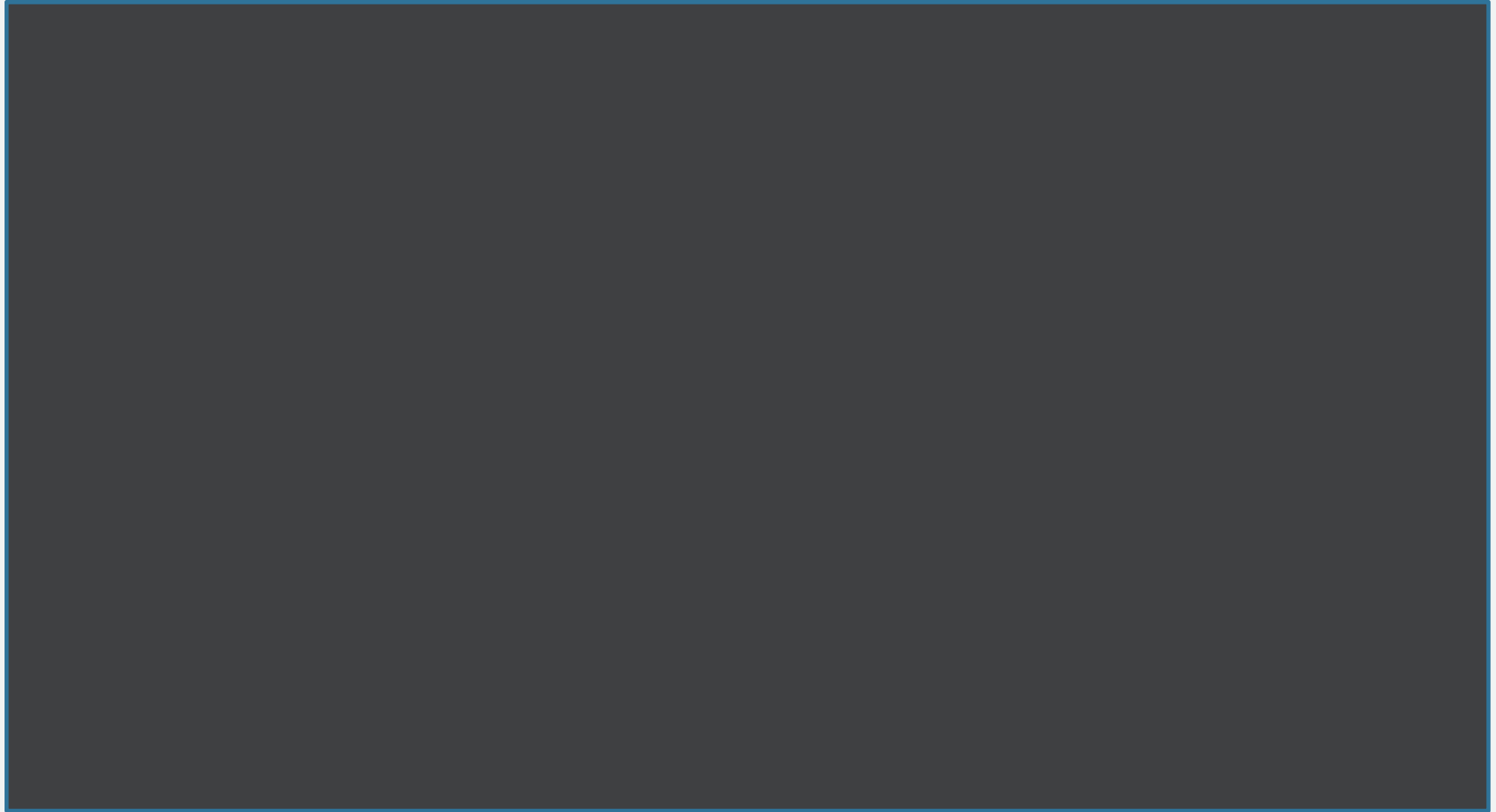
STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)



STUDY AREA (SINGLE-LINE DIAGRAM)



LINE CHARACTERISTICS



SOURCE SUBSTATION

Nom	Paliers de tension	Cap. Ferme (MVA)	Nb / Puissance des transformateurs
Grand-Brûlé	735-120 kV	630	2 x 450 MVA
Maniwaki	120-69 kV	56	2 x 40 MVA
Paugan	6,9 / 69 kV	17	2 x 12 MVA

POWER STATIONS

Principales centrales de la zone d'étude	
Nom	Puissance maximale
Paugan	232 MW
Mercier	50 MW
High Falls	94 MW
Rapide-des-Cèdres	10 MW
Mont-Laurier	3,1 MW
Kazabazua	0,3 MW

AREA FORECASTS

Poste	CLT (MVA)	10-11	11-12	12-13	13-14	14-15	15-16	16-17	17-18	18-19	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Joly	31.7	35.8	27.5	28.2	28.9	29.5	30.0	30.6	31.1	31.5	31.9	32.2	32.6	33.2	33.7	34.2	34.7
L'Annonciation	65	33.7	43.4	44.0	44.6	45.1	45.6	46.1	46.5	46.8	47.2	47.4	47.8	48.3	48.7	49.2	49.6
Mont-Laurier	112.3	99.0	100.2	105.0	106.0	107.0	107.8	108.9	109.5	110.3	110.7	111.1	111.5	112.3	113.2	114.0	114.6
Lac-des-Îles	22.5	13.6	13.8	14.0	14.1	14.3	14.4	14.5	14.6	14.7	14.8	14.9	14.9	15.0	15.2	15.3	15.4
N.D.-du-Laus	19.1	11.5	11.7	11.8	11.9	12.0	12.1	12.3	12.3	12.4	12.5	12.5	12.6	12.7	12.8	12.9	12.9
La Lièvre	9.2	9.1	9.2	9.3	9.4	9.5	9.6	9.7	9.8	9.8	9.9	9.9	9.9	10.0	10.1	10.2	10.2
Maniwaki	58.8	51.3	51.9	52.5	53.0	53.6	54.0	54.5	54.8	55.3	55.5	55.7	55.9	56.3	56.8	57.2	57.5
Grand-Remous	9.7	7.2	7.3	7.4	7.5	7.6	7.6	7.7	7.8	7.8	7.9	7.9	7.9	8.0	8.1	8.1	8.2
Messines	11.3	14.7	14.9	15.1	15.3	15.4	15.6	15.7	15.8	16.0	16.0	16.1	16.1	16.3	16.4	16.5	16.6
Gracefield	18.8	19.0	19.3	19.5	19.7	19.9	20.1	20.3	20.4	20.6	20.7	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.5
Kazabazua	16.8	15.4	15.6	15.8	15.9	16.1	16.2	16.3	16.4	16.5	16.6	16.7	16.7	16.8	17.0	17.1	17.2
Wakefield	64	58.5	59.3	60.0	60.7	61.3	61.9	62.5	62.9	63.5	63.8	64.0	64.3	64.8	65.4	65.9	66.3
Charges totales de la zone		369.0	374.2	382.5	387.0	391.3	394.9	399.2	402.0	405.3	407.3	409.2	411.3	415.0	418.5	422.0	424.9

**Growth in load of
56 MVA over 15 years**

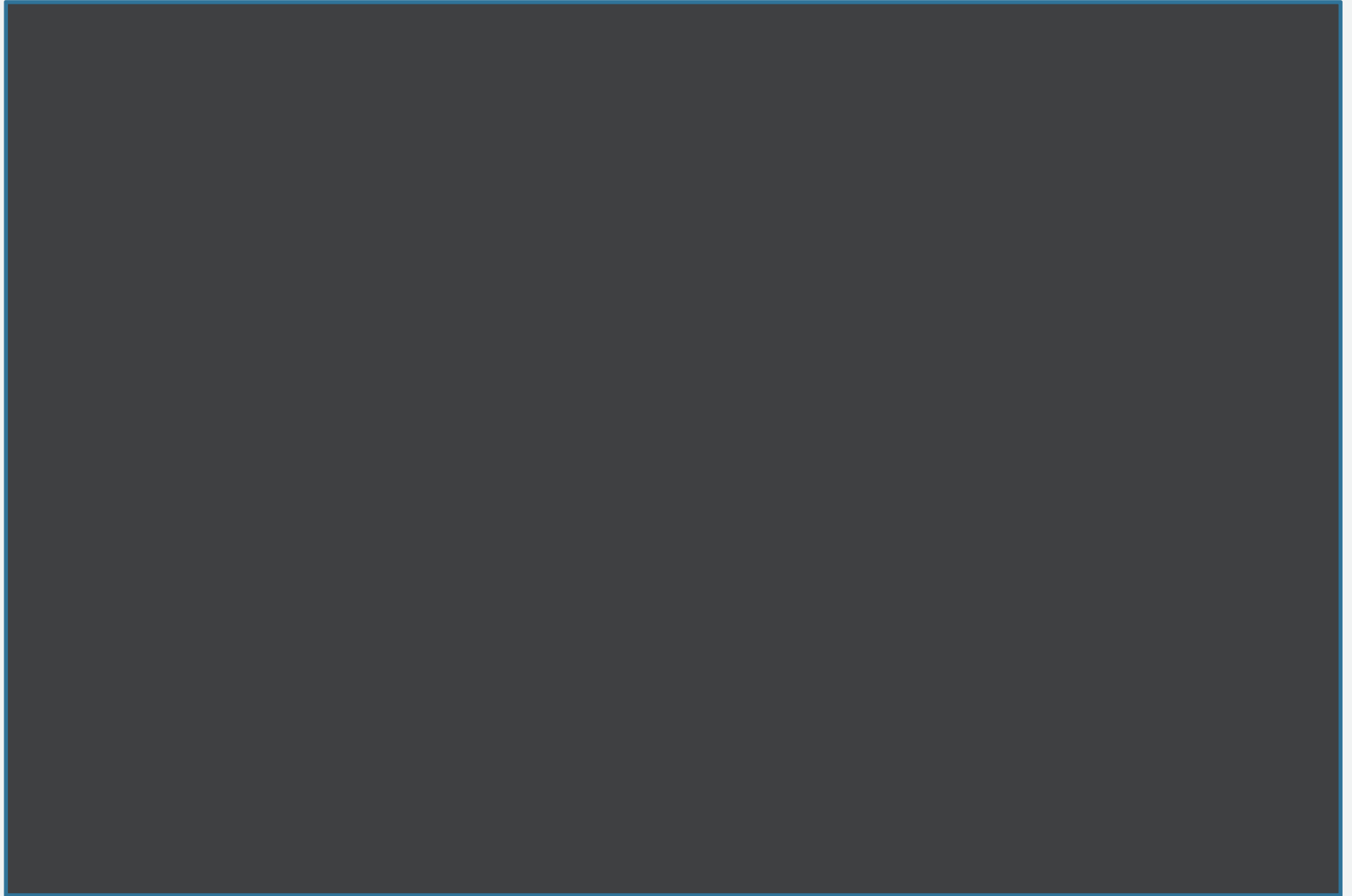
SUBSYSTEMS WITH ISSUES

- 120-kV Grand-Brûlé–Paugan system
- 69-kV Paugan– Maniwaki system
- La Lièvre area



120-KV GRAND-BRÛLÉ-PAUGAN SYSTEM

120-KV SYSTEM

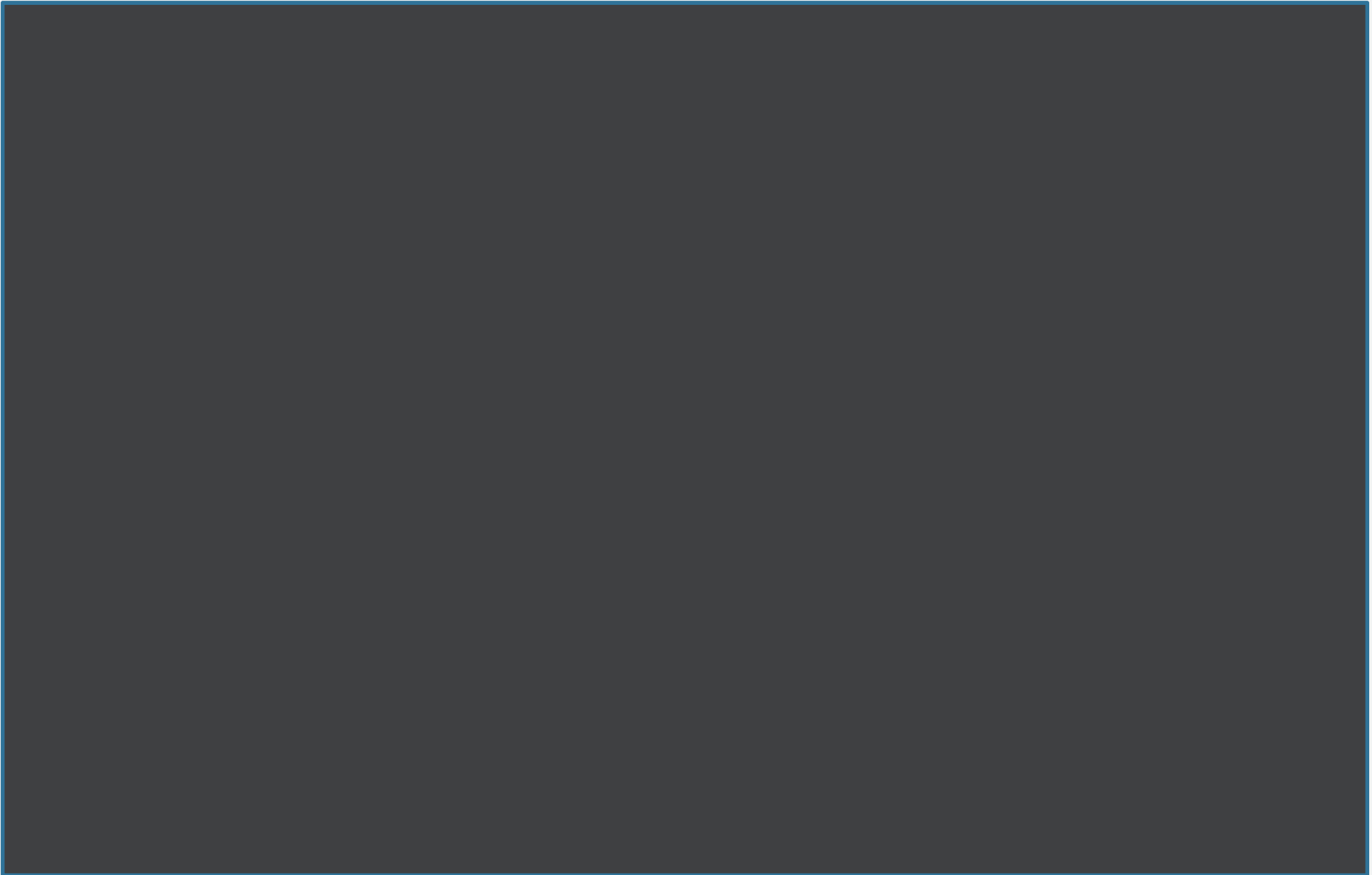


120-KV SYSTEM: VOLTAGES PROBLEMS

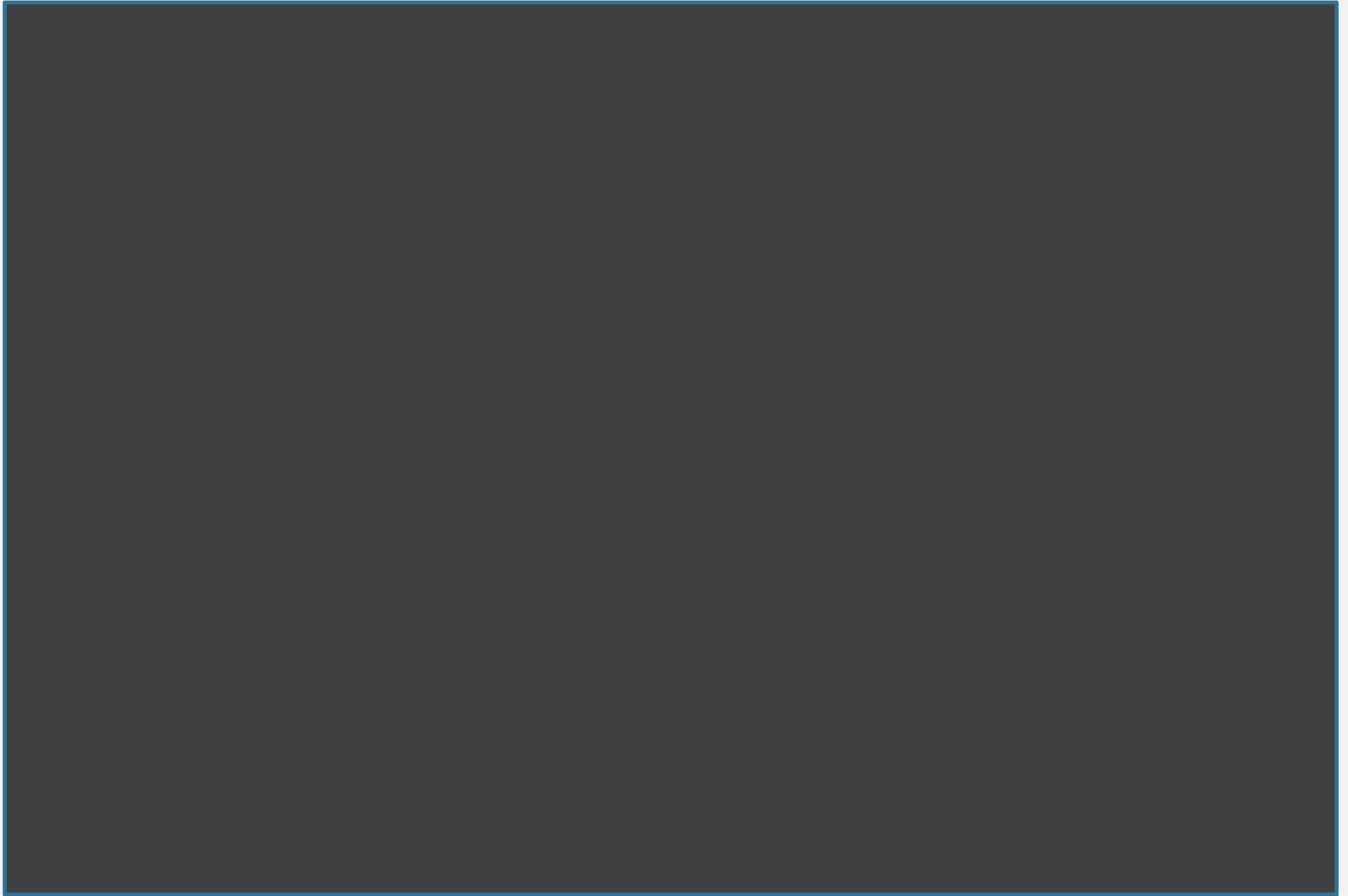
120-KV SYSTEM: OVERLOADED LINE



120-KV SYSTEM: CAPACITY LIMITS



120-KV SYSTEM: LONG-TERM OPERABILITY





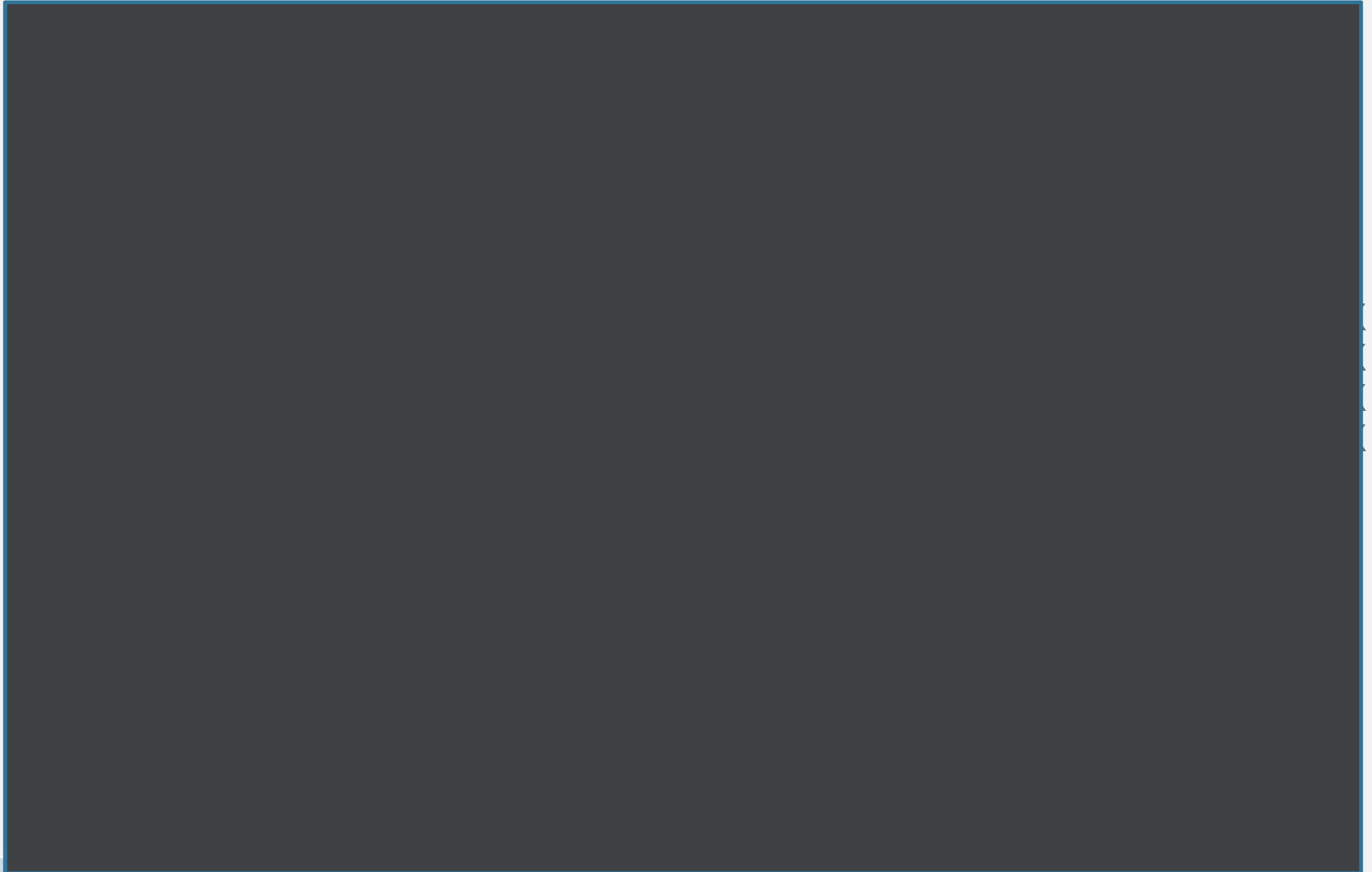
69-KV PAUGAN–MANIWAKI SYSTEM

69-KV SYSTEM



69-KV SYSTEM: VOLTAGE PROBLEMS

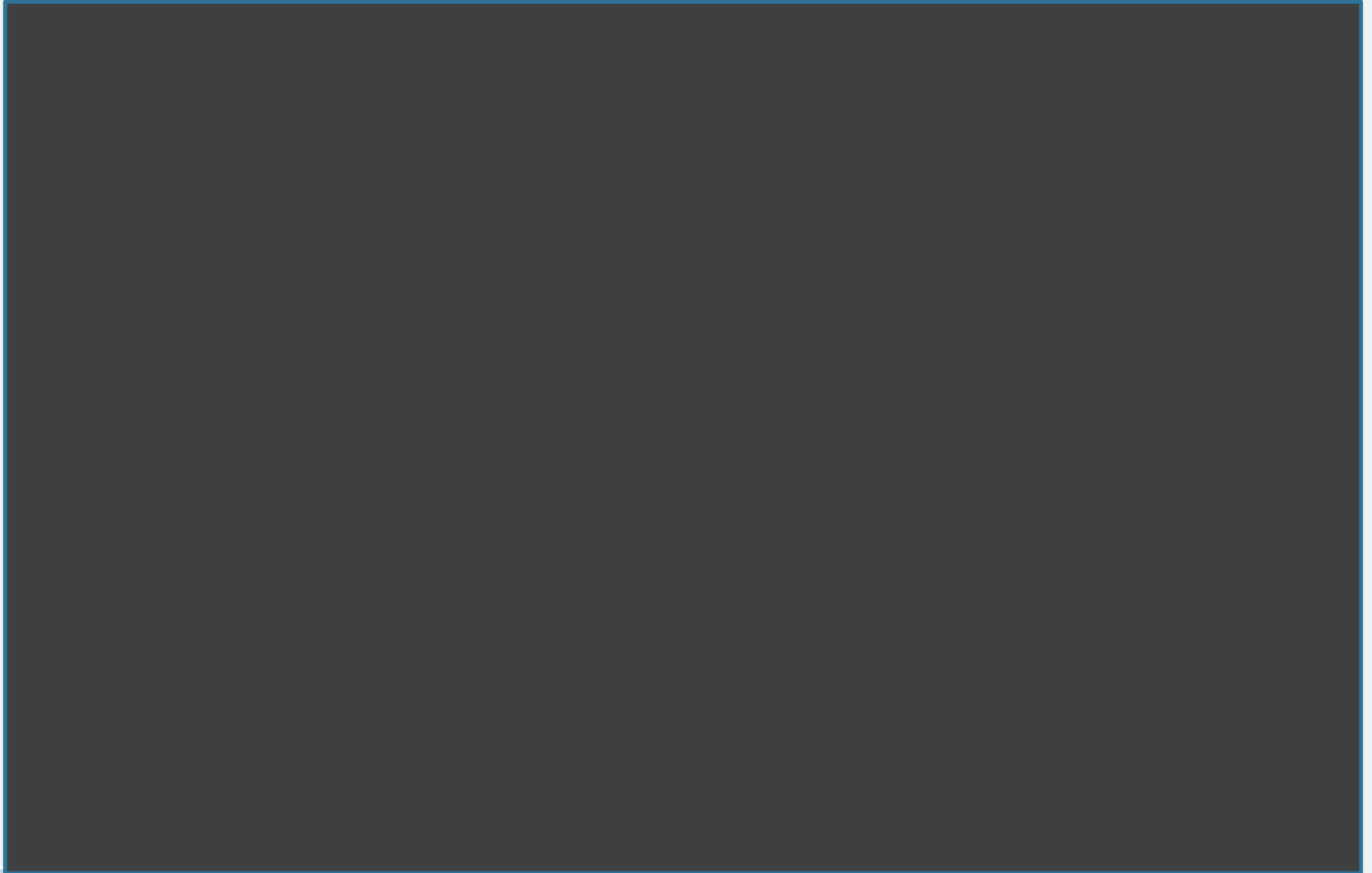
69-KV SYSTEM: OVERLOADING



69-KV SYSTEM: CAPACITY LIMITS



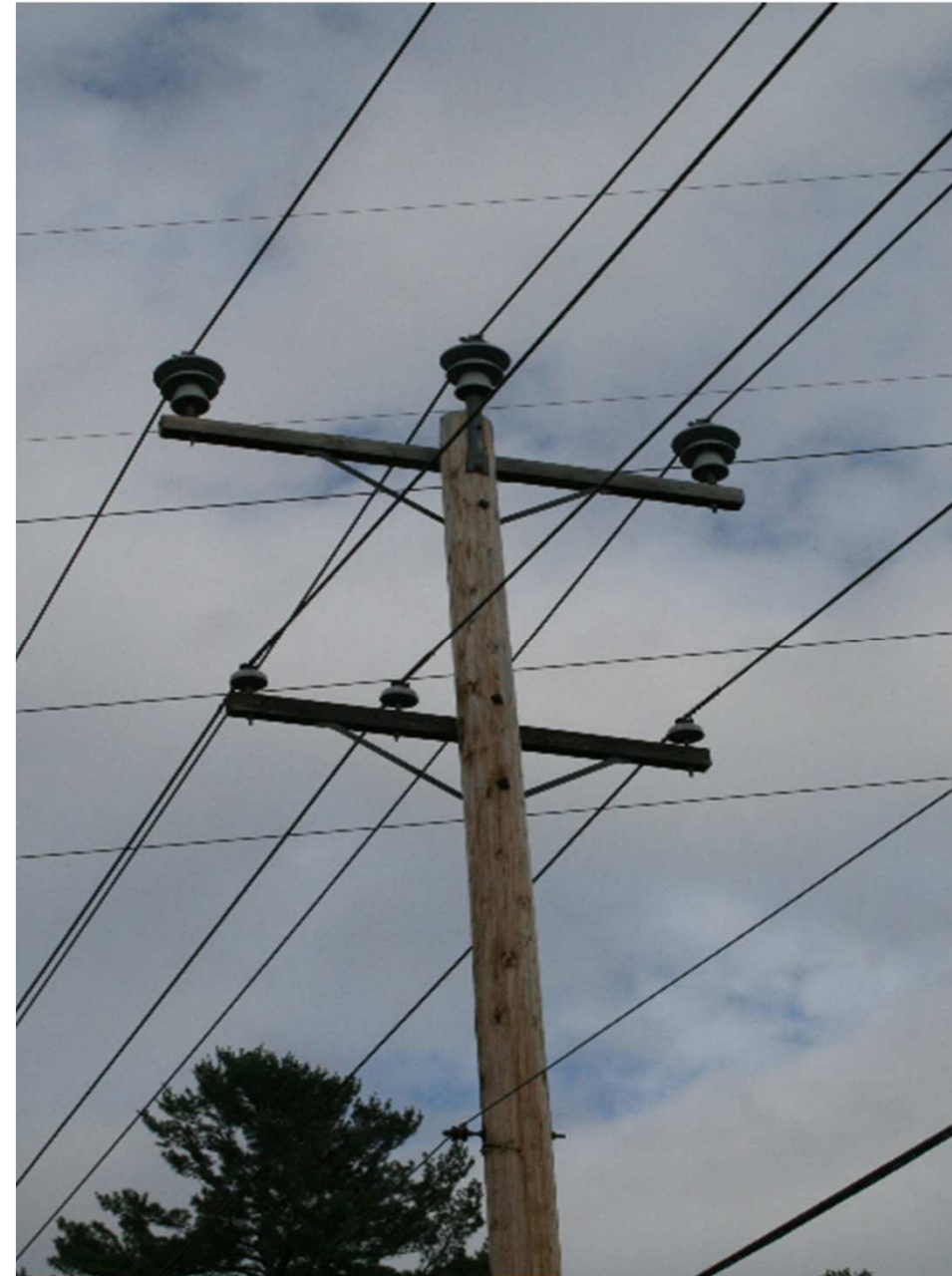
69-KV SYSTEM: LONG-TERM OPERABILITY



69-KV SYSTEM: JOINT USE

The 69-kV line shares poles with the Distributor's 25-kV line over most of its length:

- Coordination of work necessary
- Common mode failure possible

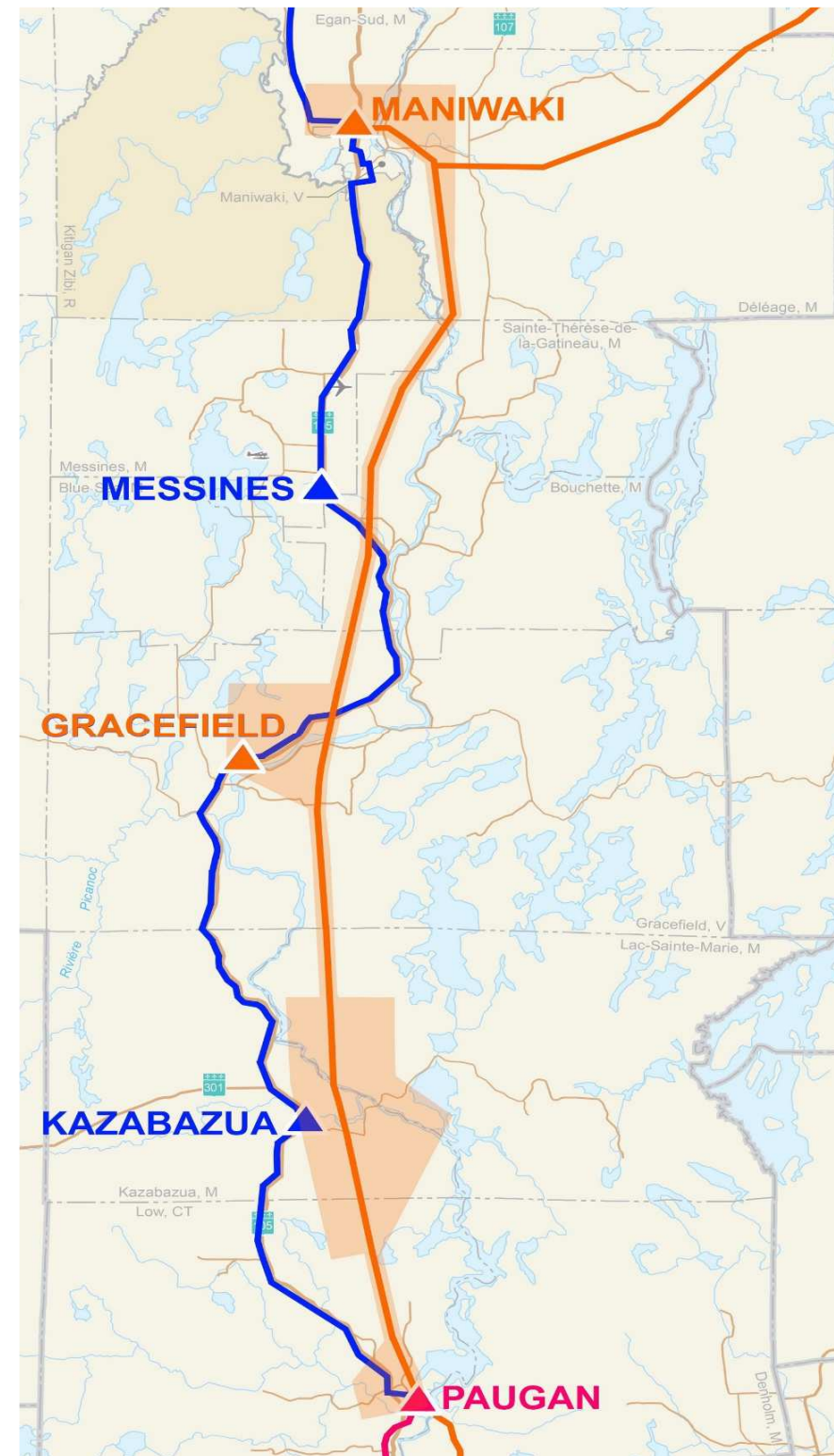




CONTEMPLATED DESIGN SOLUTION TO SOME 69- AND 120-KV SYSTEM PROBLEMS

CONTEMPLATED SOLUTION

- New 120/25-kV Gracefield substation
- New 120-kV double-circuit line between Maniwaki and Paugan (about 70 km) and tap line to new substation
- Dismantling of existing 120-kV line on wood H-frames
- Dismantling the existing 69/25-kV Gracefield substation



SUMMARY OF PROBLEMS SOLVED

- 1 Capacity limit exceeded for Messines, Gracefield and Kazabazua substations
- 2 Undervoltage further to the loss of line 1100
- 3 Overload of xfos (not completely resolved) for Paugan when line 701 is lost
- 4 Undervoltage at Kazabazua when line 656 is lost
- 5 Lines 1358 and 1360 overloaded when the other is lost



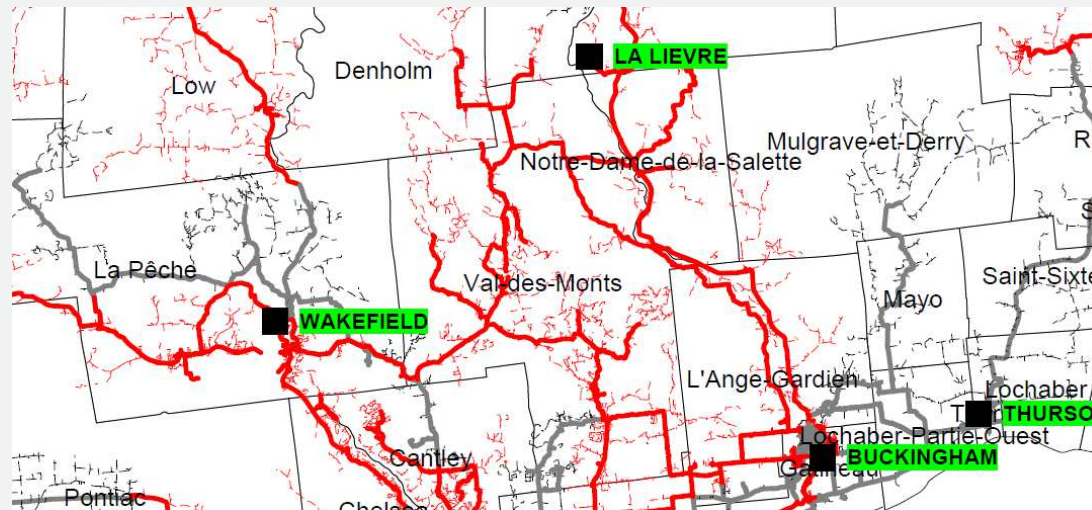
LA LIÈVRE AREA

LA LIÈVRE AREA



LA LIÈVRE AREA: OVERLOADS AND QUALITY OF SERVICE

- Several of Wakefield substation's distribution circuits (in red) are overloaded

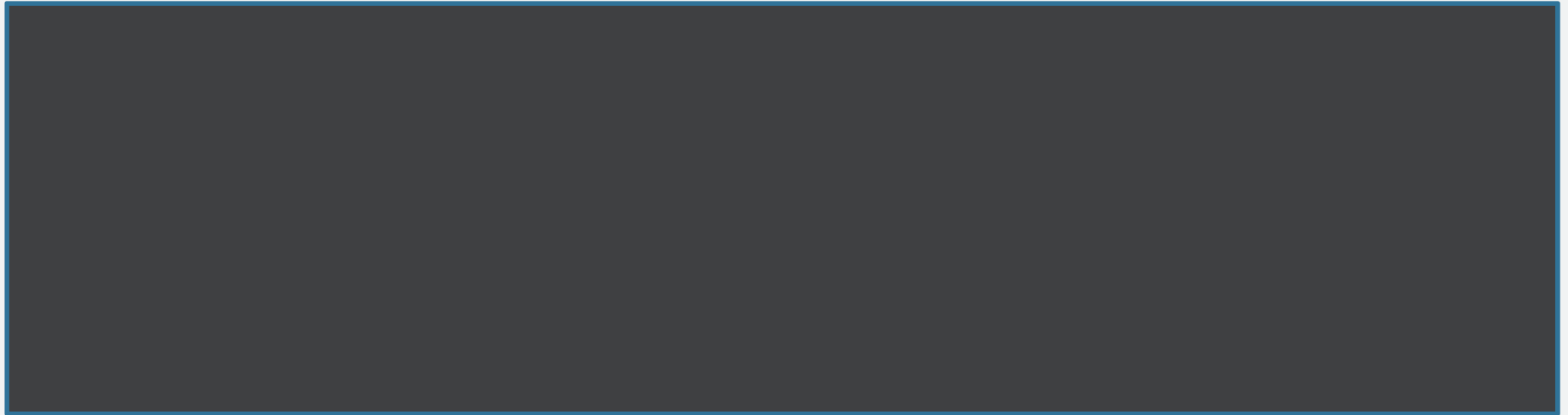


- La Lièvre substation is far from its load center
 - Supplied 4 months a year by a 13.8-kV circuit from High Falls generating station and 8 months a year by Buckingham substation. This way of operating doesn't provide acceptable quality of service since some distribution circuits are almost 30-km long (overload, undervoltage and service interruption)

LA LIÈVRE AREA: CAPACITY LIMITS

LA LIÈVRE AREA: LONG-TERM OPERABILITY

- Wakefield substation long-term operability:



Questions?



INFORMATION MEETING ON TRANSMISSION PLANNING

FERMONT

MONTREAL, APRIL 11, 2014

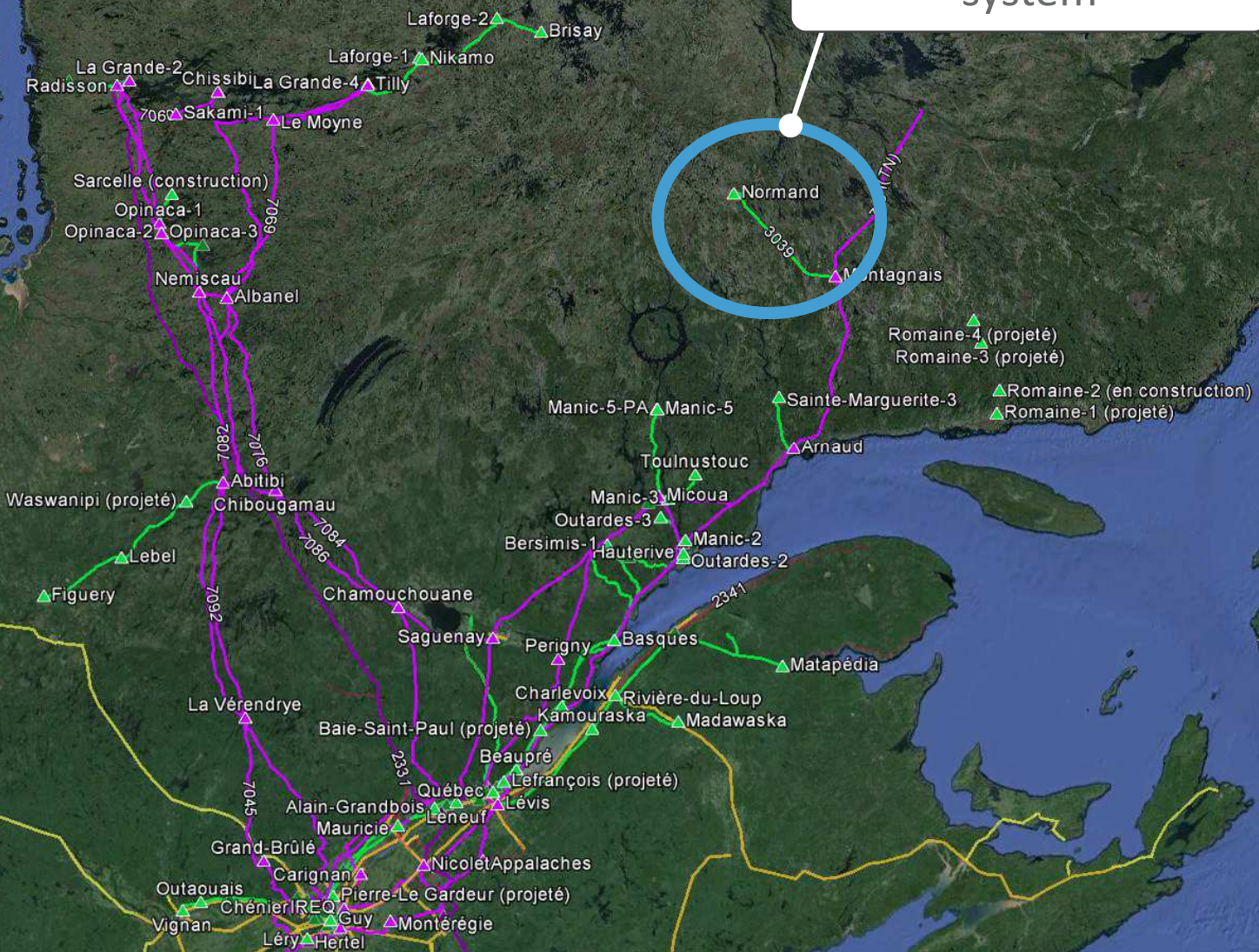
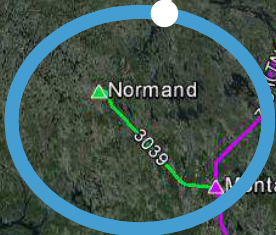


MEETING OBJECTIVES

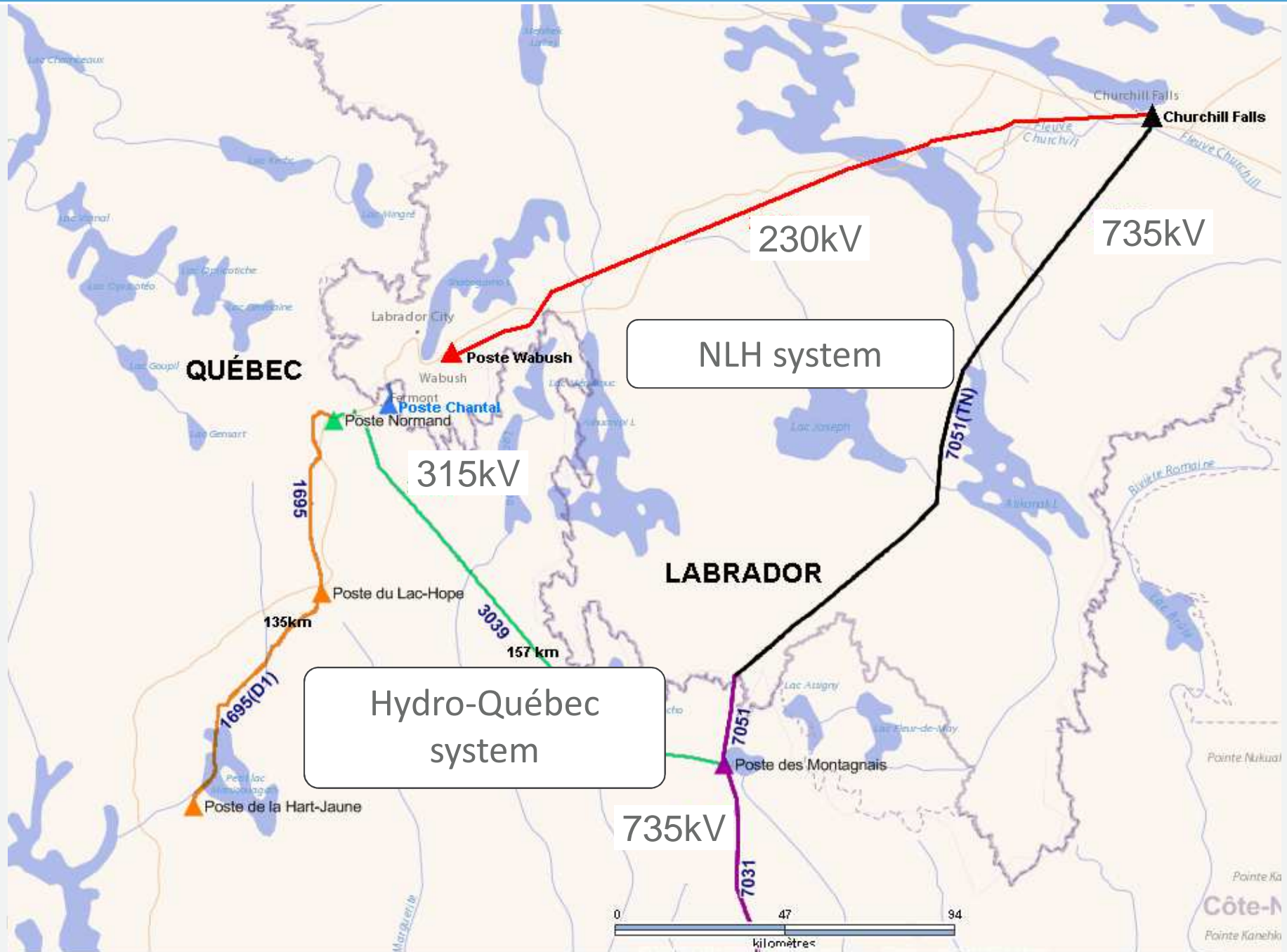
- 1 Present the Fermont system.
- 2 Present issues related to emergency supply of the 315-kV system serving the Fermont area.
- 3 Present limitations of the Fermont transmission system.

STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)

Fermont transmission system



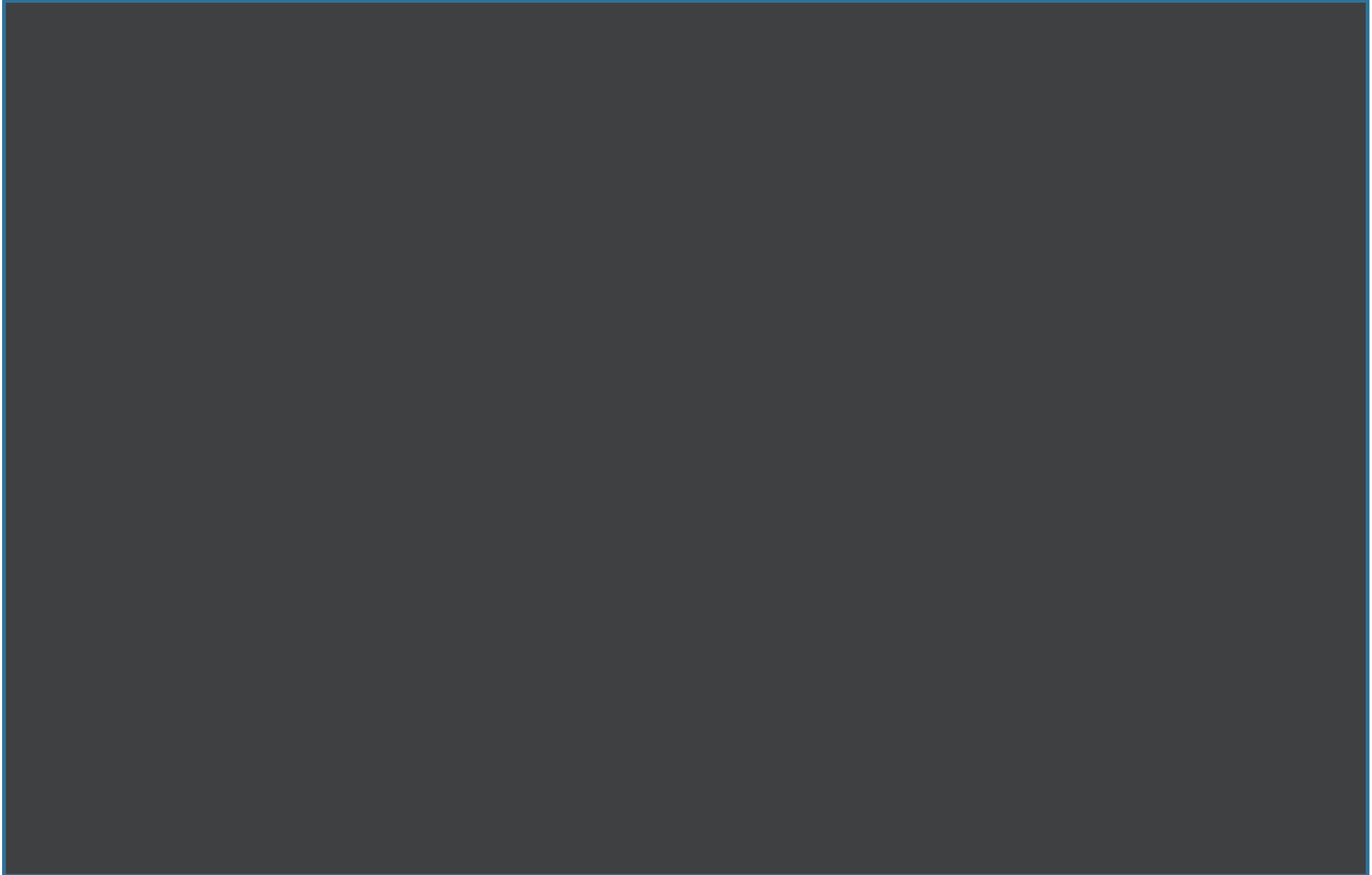
STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)



STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)



STUDY AREA (LINK DIAGRAM)



ISSUE OF EMERGENCY SUPPLY TO THE FERMONT TRANSMISSION SYSTEM

The transmission system in the Fermont area supplies 225 MW of loads.

- The 34-kV local load is supplied by Normand substation: 159 MW;
- The 315-kV load: 66 MW.

An emergency supply agreement for up to 15 MVA exists between Hydro-Québec and NLH through Chantal substation (tie between the HQD 34-kV system and the NLH 44-kV system).

**The entire Fermont area load has just one source of supply:
315-kV line 3039.**

- In the event of a line 3039 outage:
 - The town of Fermont can be connected to the NLH system through Chantal substation for a supply of up to 15 MVA.
 - A maximum load of 9 MW can be islanded on Hart-Jaune generating station over line 1695.

DEVELOPMENT OF THE FERMONT TRANSMISSION SYSTEM

- For the moment, 315-kV line 3039 is of sufficient capacity to supply the Distributor's forecast load. The load forecast does not include specific requests from industrial customers, such as for the new mine site.
- TransÉnergie recently studied a number of cases of new connections for industrial loads. Requests dealt with amounted to a portfolio of more than 150 MW of new loads.

Questions?



 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE'S INFORMATION AND DISCUSSION MEETING ON THE TRANSMISSION SYSTEM PLANNING PROCESS

MONTRÉAL, October 10, 2014

AGENDA

9:00

Introduction and information about the meeting
– SYLVAIN CLERMONT

9:15

Feedback on planning: Outaouais nord and Fermont transmission systems
– STÉPHANE TALBOT

9:45

Presentation on planning: Main transmission system
– SERGE FORTIN

10:45

BREAK

11:00

Discussion period

12:00

END OF MEETING

BACKGROUND

- THIS MEETING RELATES TO ATTACHMENT K OF THE HYDRO-QUÉBEC OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF (OATT)
- IT IS THE THIRD SUCH MEETING. THE TWO OTHERS WERE HELD ON JUNE 7, 2013 AND APRIL 11, 2014

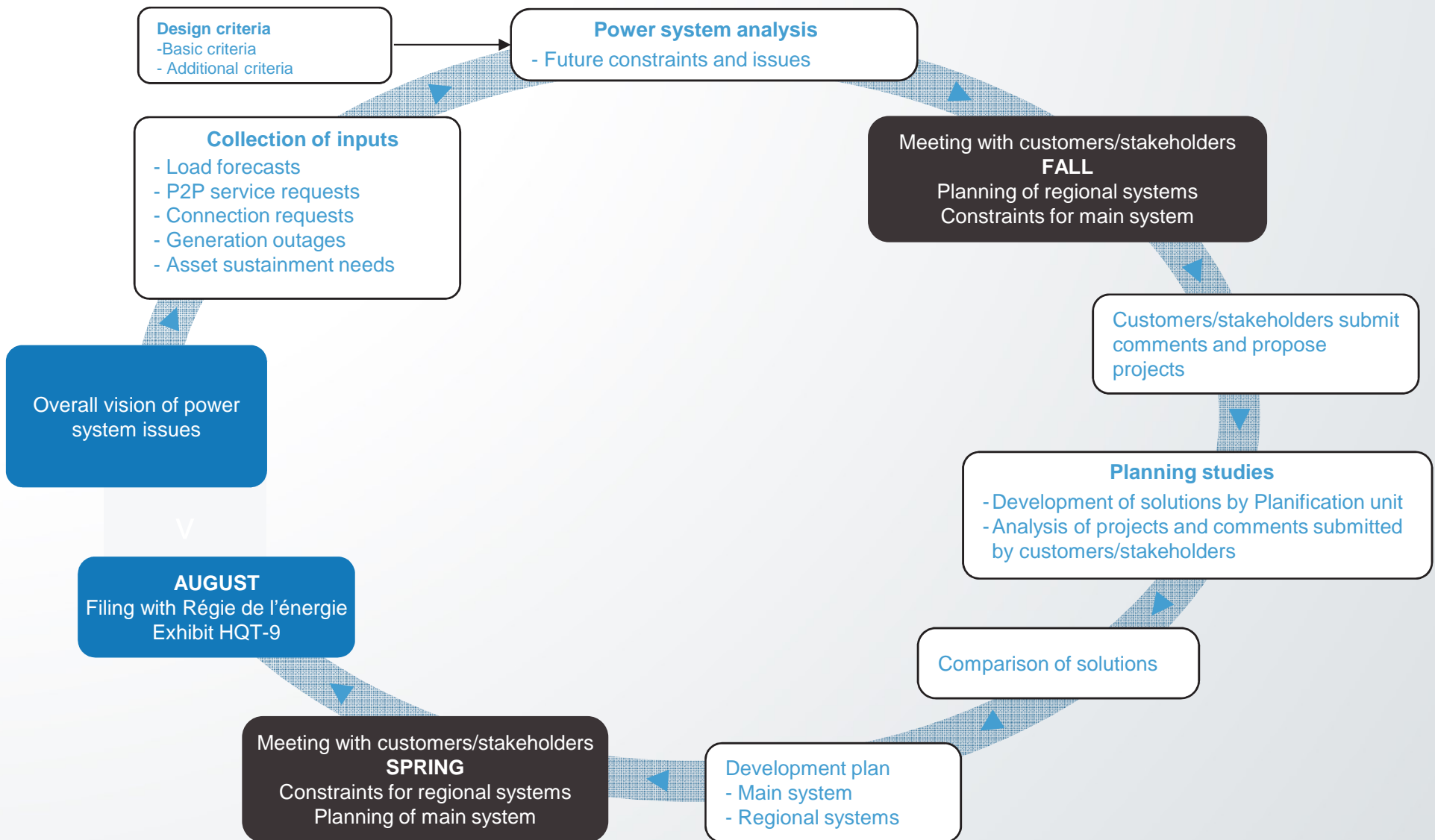
GIVE CUSTOMERS AN OPPORTUNITY TO PROVIDE COMMENTS, OBSERVATIONS AND SOLUTIONS REGARDING PLANNING OF THE TRANSMISSION PROVIDER'S SYSTEM

PLANNING IS A CONTINUOUS PROCESS FOR THE TRANSMISSION PROVIDER

PURPOSE:

- Inform customers on system planning and discuss matters in order to help develop optimal solutions for the transmission system
- Meetings with interested parties are included in the planning process in order to clarify matters for the Transmission Provider in developing its annual filing to the Régie de l'énergie on system planning (Exhibit HQT-9 of the rate application)
- It is the Transmission Provider's responsibility to determine the projects it includes in its system development plan.

MEETINGS IN THE PLANNING PROCESS



INFORMATION NOT PRESENTED DURING MEETINGS

NON-PUBLIC CUSTOMER INFORMATION (UNLESS CONSENT GIVEN)

COMMERCIALLY SENSITIVE INFORMATION, SUCH AS:

- Characteristics of a generating station
- Output profile of a generating station
- Consumption profile of a customer
- Characteristics of supply to a customer
- Any information focused on one specific customer or power producer

POWER SYSTEM SIMULATION MODELS

TYPE OF INFORMATION DESIRED BY TRANSMISSION PROVIDER DURING MEETINGS

- PROPOSALS RELATED TO CONSTRAINTS PRESENTED
- PROPOSALS RELATED TO TRANSMISSION ONLY
- ANY OTHER INFORMATION ON CUSTOMER VIEWS OF POTENTIAL USE IN PLANNING
- COMMENTS AND PROPOSALS BEFORE DECEMBER 10, 2014

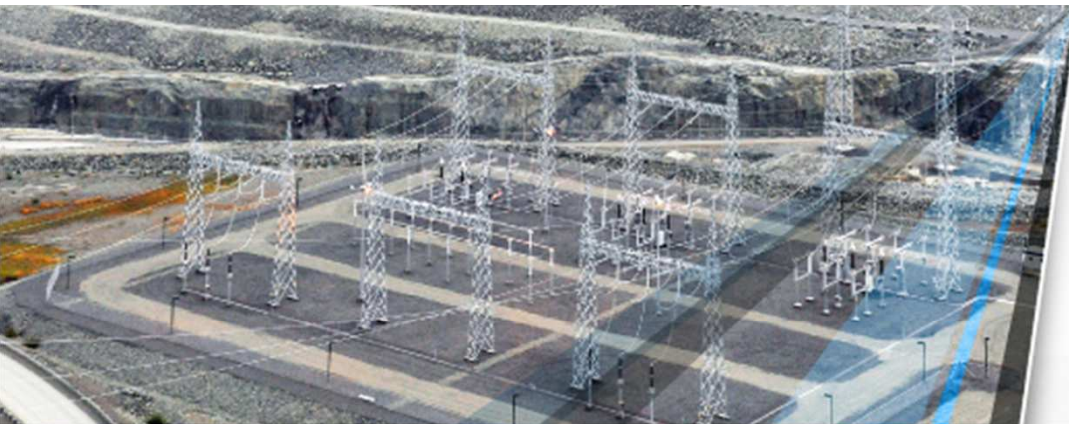
INFORMATION FROM PARTICIPANTS

- All information from customers (transmission-related comments, information and proposals) will be considered public and may be released by the Transmission Provider unless the customer requests that it be kept confidential
- The customer must then justify its request

INFORMATION FROM THE TRANSMISSION PROVIDER

- Participants must sign a confidentiality agreement in order to receive documents in paper or electronic form

Questions?



HYDRO-QUÉBEC TRANSÉNERGIE'S INFORMATION AND DISCUSSION MEETING ON THE TRANSMISSION SYSTEM PLANNING PROCESS

REGIONAL SYSTEMS
OUTAOUAIS NORD AND FERMONT

MONTRÉAL, October 10, 2014

FOLLOW-UP TO THE APRIL 11, 2014 MEETING

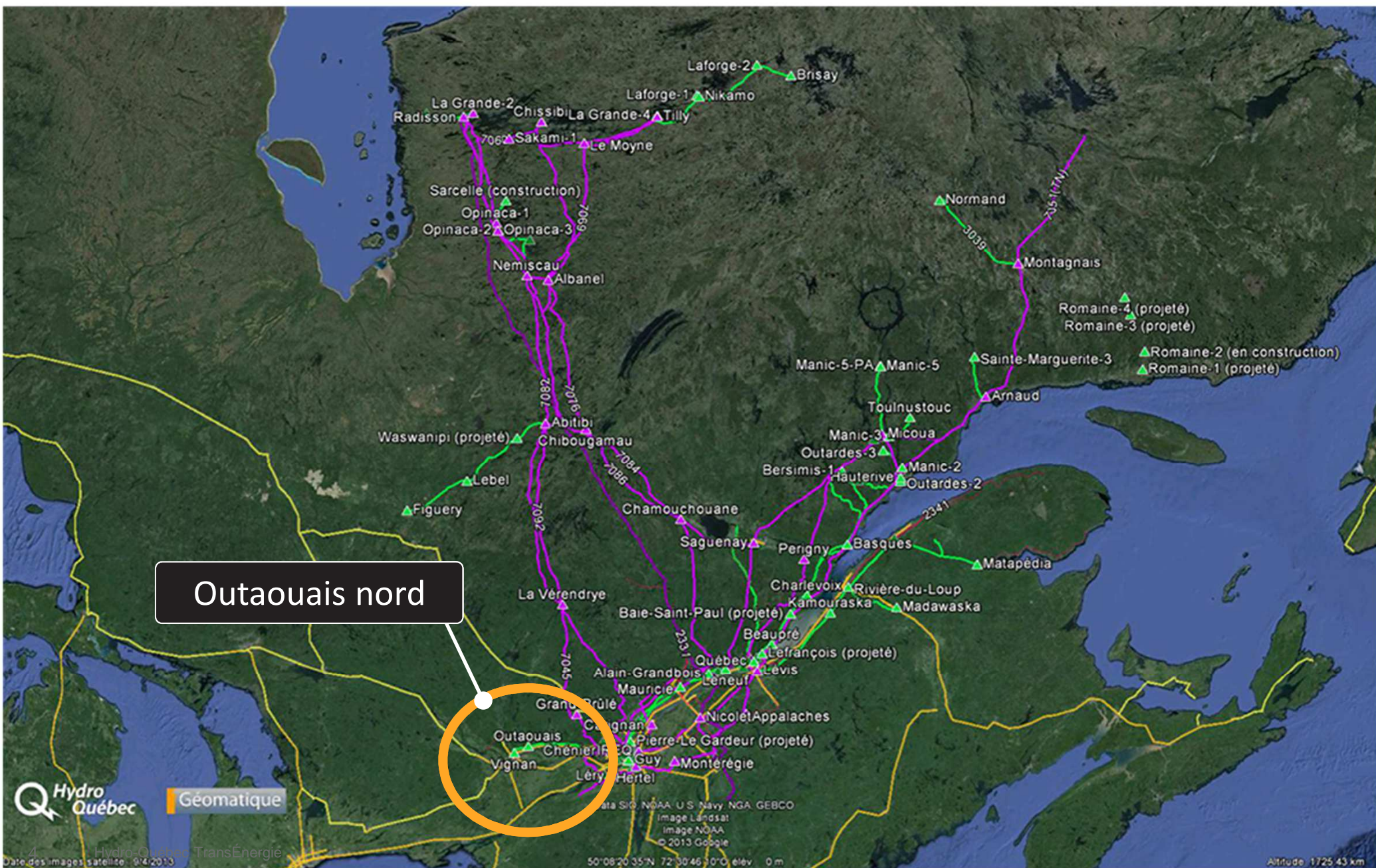
- No comments received
- Proposed solution – Outaouais nord
- Ongoing study – Fermont



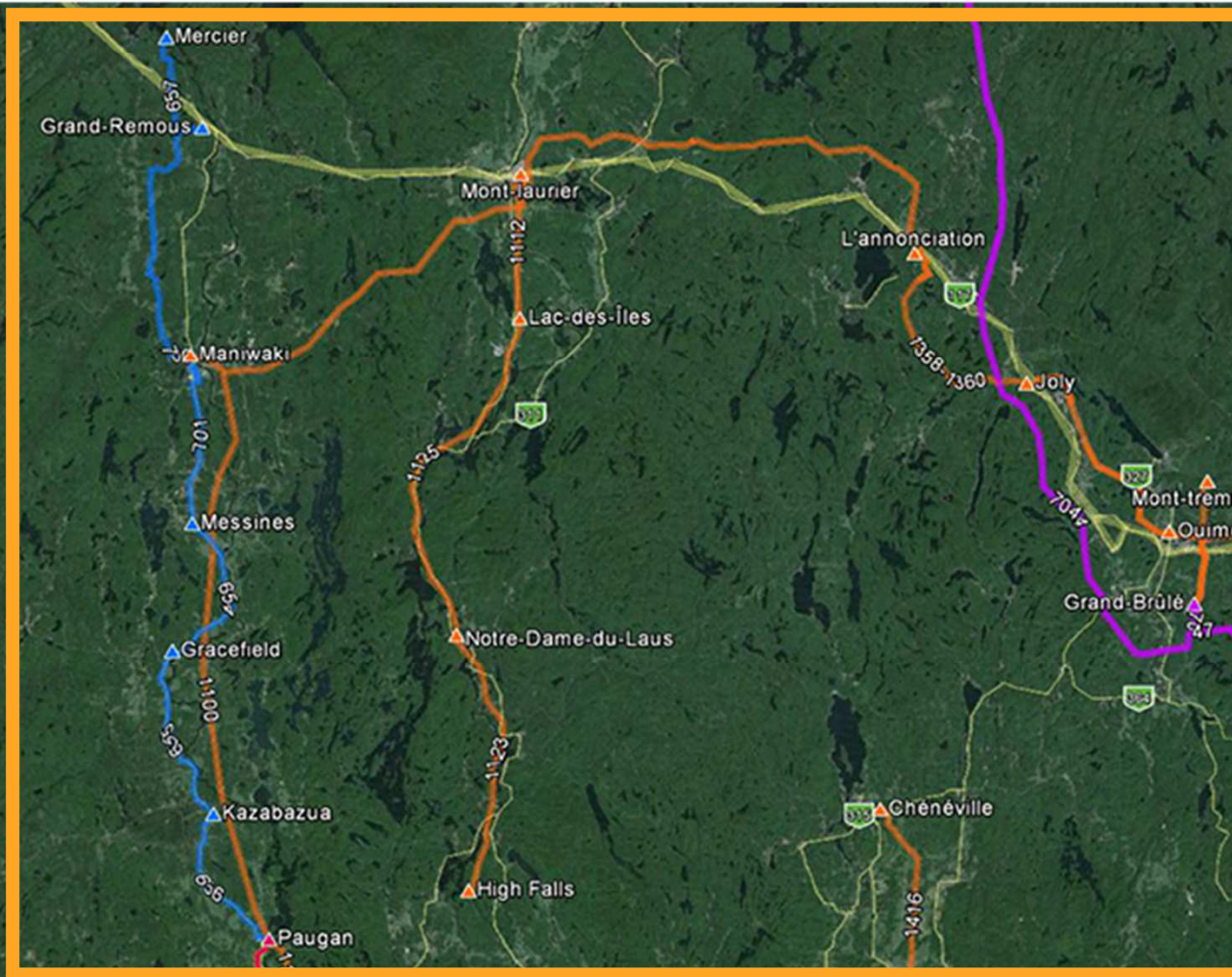
 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

Review of Outaouais nord issues

STUDY AREA (geographic view)



STUDY AREA (geographic view)



STUDY AREA (LINK DIAGRAM)



120- AND 69-KV SYSTEMS:

- Voltage and line overloading problems
- Transformer capacity limit exceeded
- Long-term operability of substations and lines

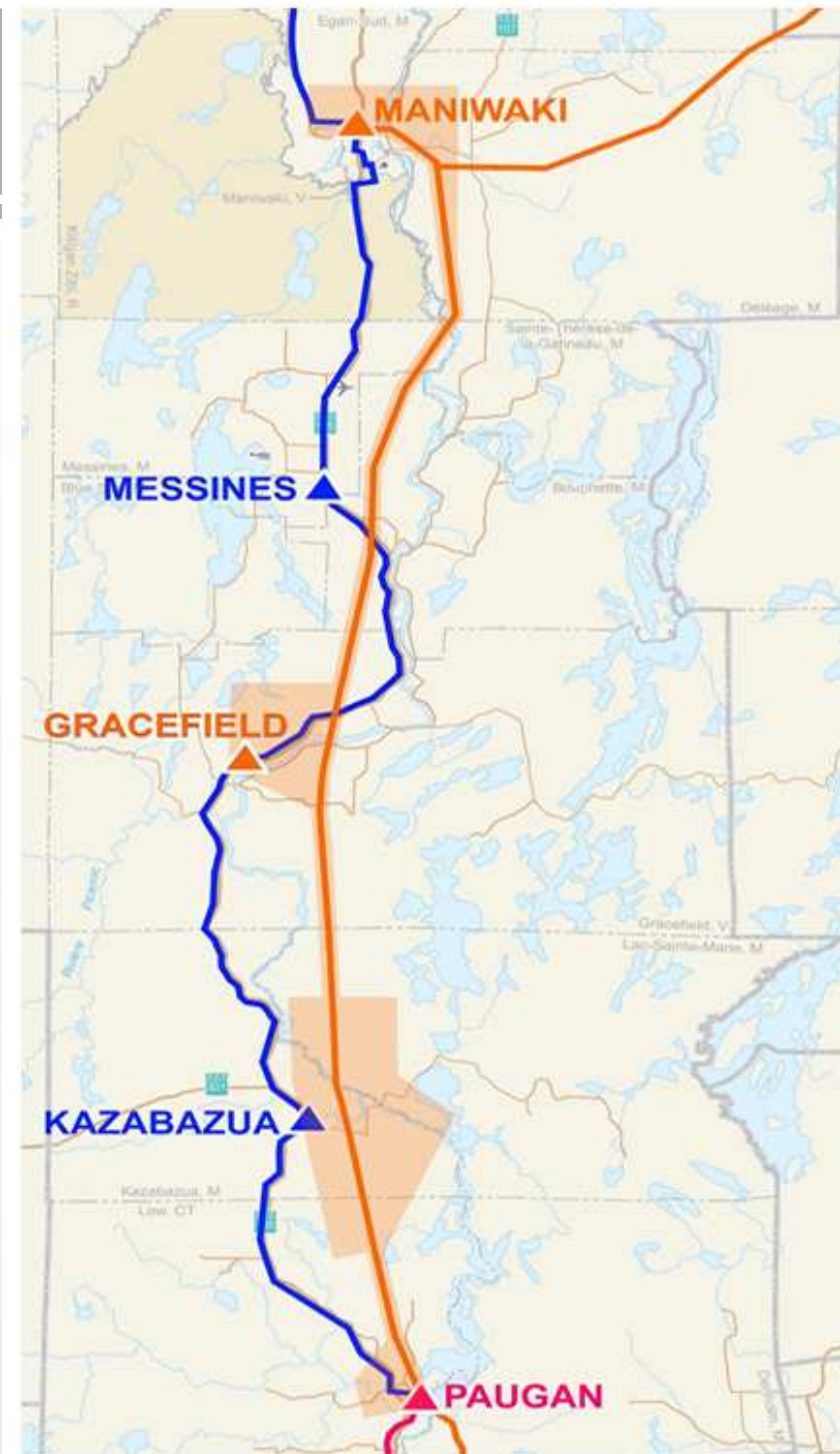


 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

PROPOSED SOLUTION

PROPOSED SOLUTION

- New 120/25-kV Gracefield substation
- New 120-kV double-circuit line between Paugan and Maniwaki (about 70 km) and tap line to new substation.
- Dismantling of existing 120-kV line on wood H-frames
- Dismantling the existing 69/25-kV Gracefield substation



120-KV SYSTEM

- Now at facilities studies phase:
 - New 120-kV double-circuit line between Paugan and Maniwaki
 - New substation at Gracefield
- June 2014: Public consultation
- Specifications being prepared – Addition of reactive compensation (Mont-Laurier)

ÉNERGIE LA LIÈVRE (ÉLL): PROJECT FOR NEW 25/120-KV SUBSTATION AT VAL-DES-MONTS

- ÉLL: Ongoing discussion (connection to HQT system vs. isolated ÉLL system)

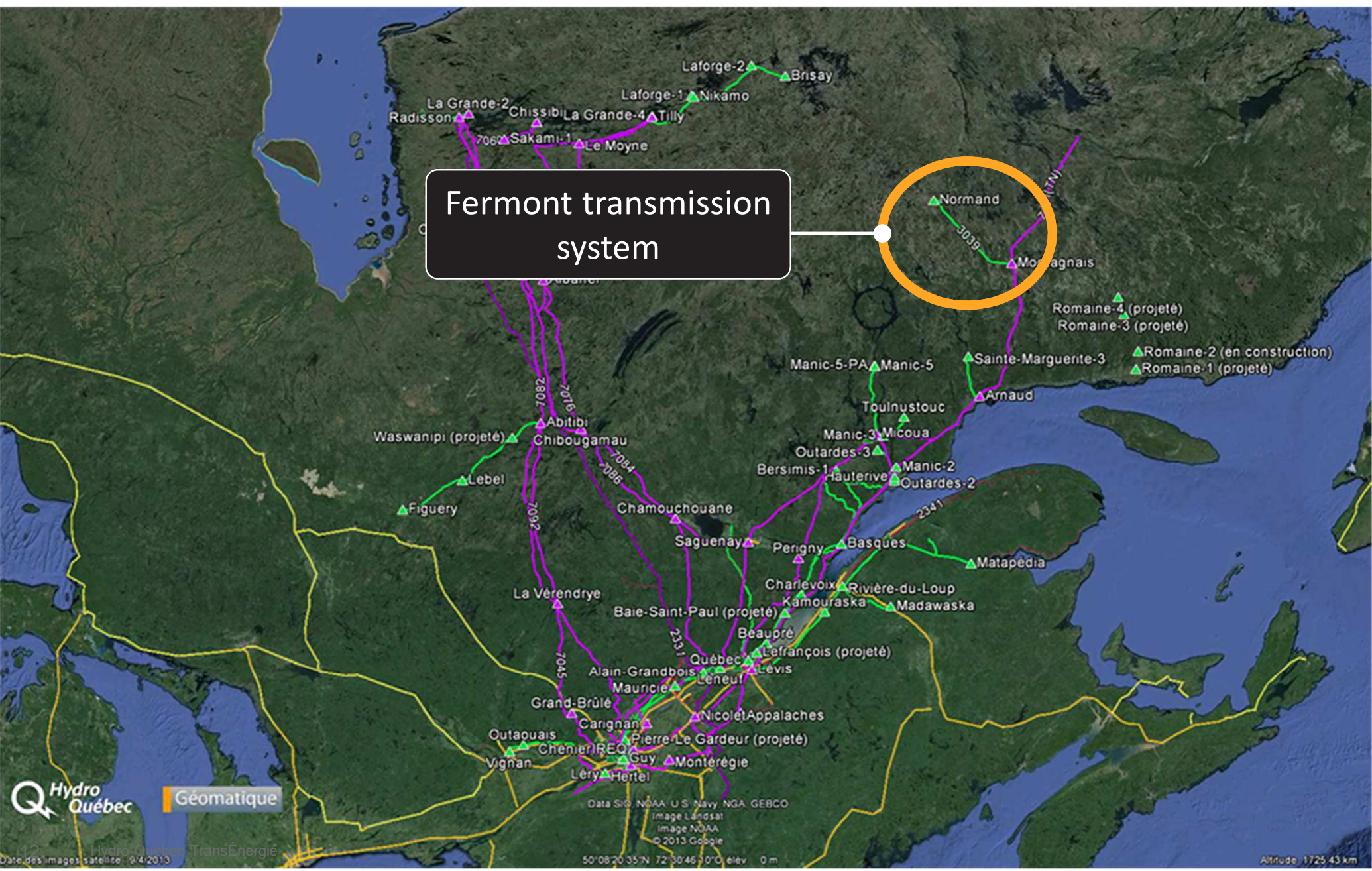
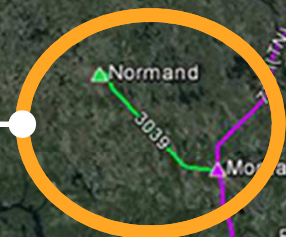


 **Hydro
Québec**
TransÉnergie

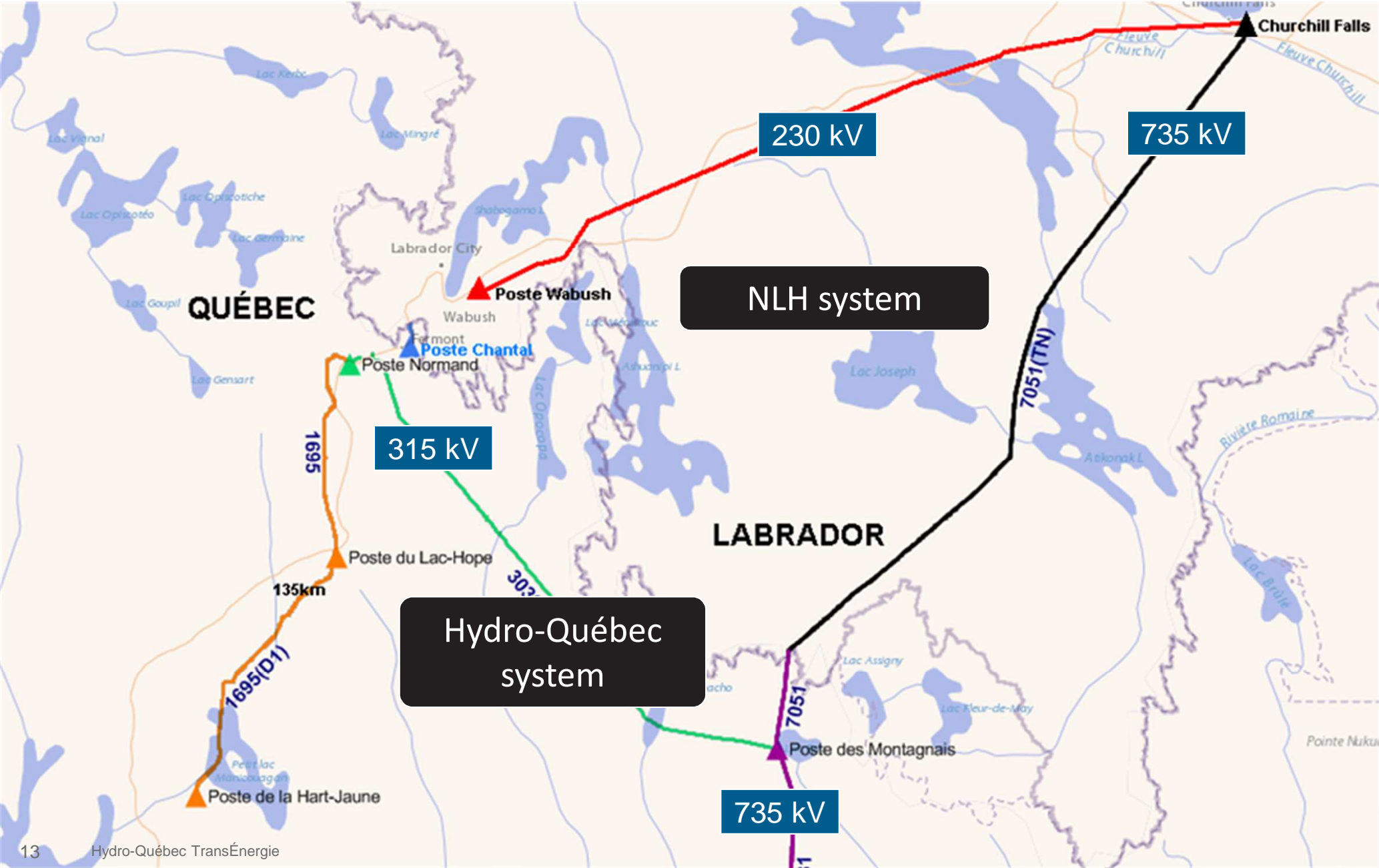
REVIEW OF FERMONT ISSUES

STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)

Fermont transmission system



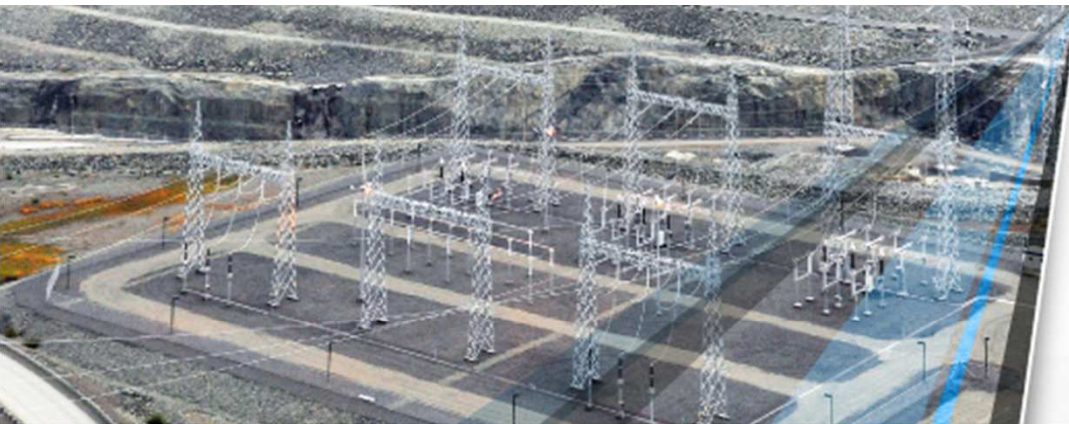
STUDY AREA (GEOGRAPHIC VIEW)





DISCUSSION PERIOD

DISCUSSION



HYDRO-QUÉBEC
TRANSÉNERGIE'S INFORMATION
AND DISCUSSION MEETING ON
THE TRANSMISSION SYSTEM
PLANNING PROCESS

MAIN TRANSMISSION SYSTEM

MONTRÉAL, October 10, 2014

CONTENTS

1 PRESENTATION OF THE MAIN TRANSMISSION SYSTEM (REVIEW)

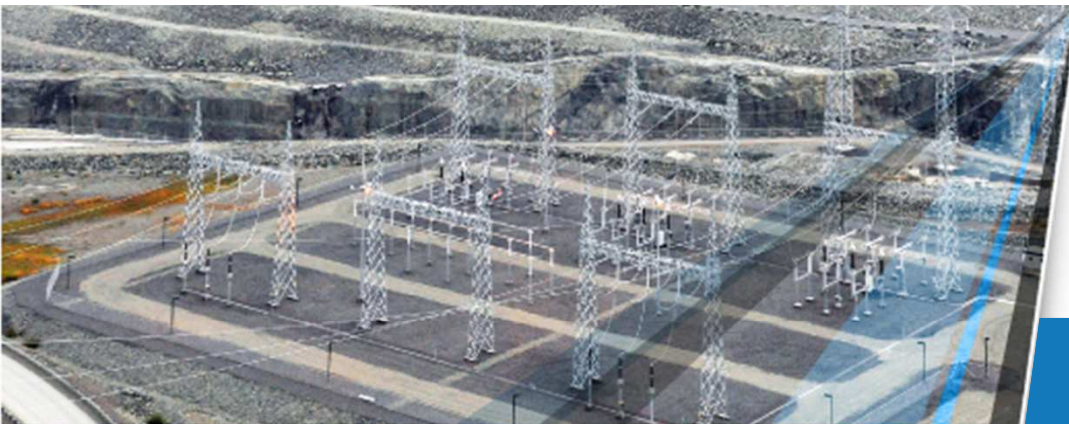
2 MAIN TRANSMISSION SYSTEM - 2019 PLANNING HORIZON

- Québec's Internal demand forecast
- Connection requests
- Resources plan
- Point-to-point transmission service requests
- Long-term operability needs
- Projects
- Power transits on major system corridors

3 MAIN TRANSMISSION SYSTEM - 2024 PLANNING HORIZON

- Québec's Internal demand forecast
- Connection requests
- Planning challenges
 - Côte-Nord network
 - Abitibi network

4 DISCUSSION PERIOD



1

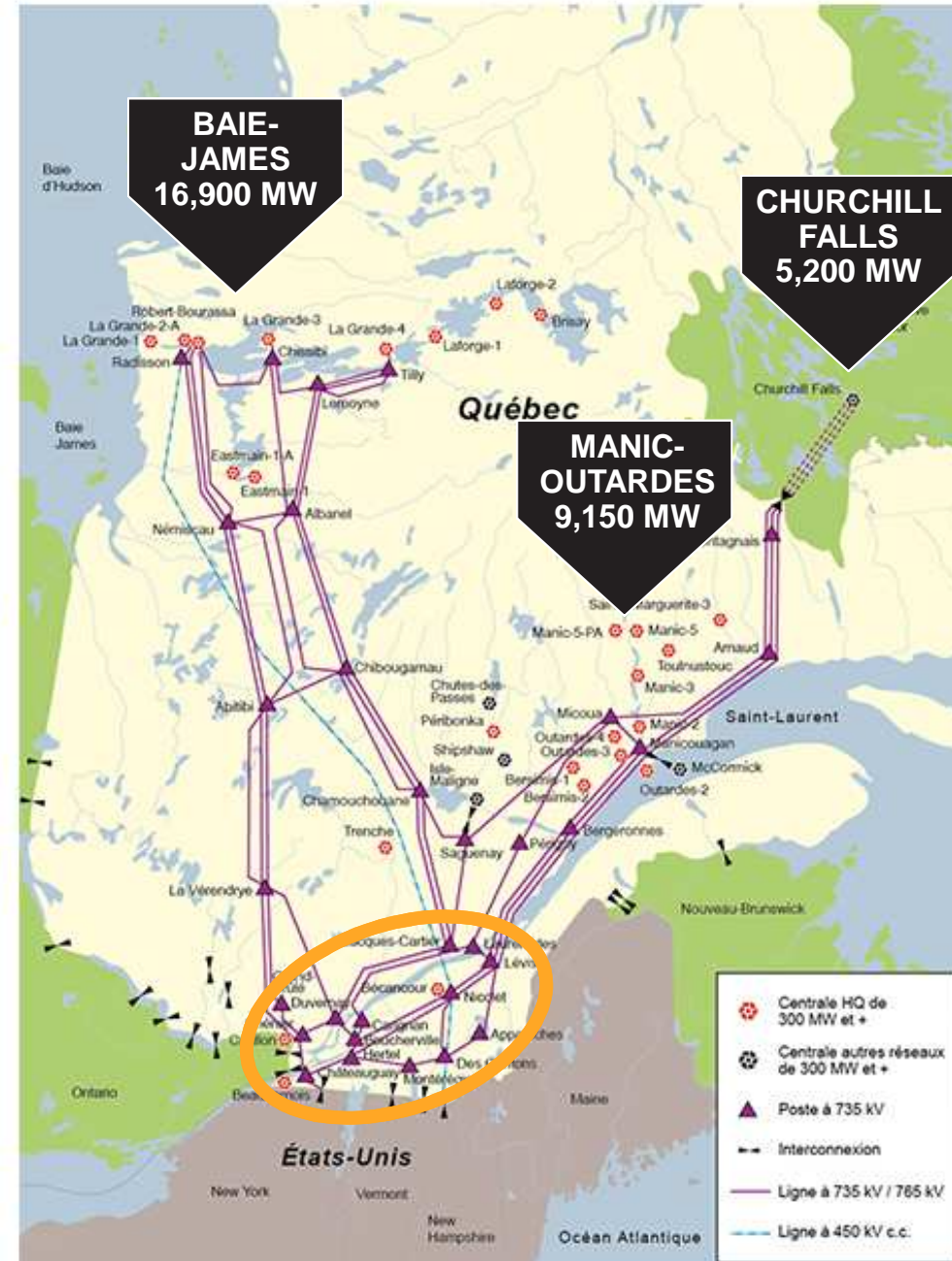
PRESENTATION OF THE MAIN TRANSMISSION SYSTEM (REVIEW)

VAST AND EXCEPTIONALLY COMPLEX SYSTEM

- 11,400 km of high-voltage 735 kV lines
- Vast and complex smart grid (special protection systems for the grid in service for 20 years and constantly evolving)

PRESENTATION OF THE MAIN TRANSMISSION SYSTEM TRANSMISSION SYSTEM IN 2014

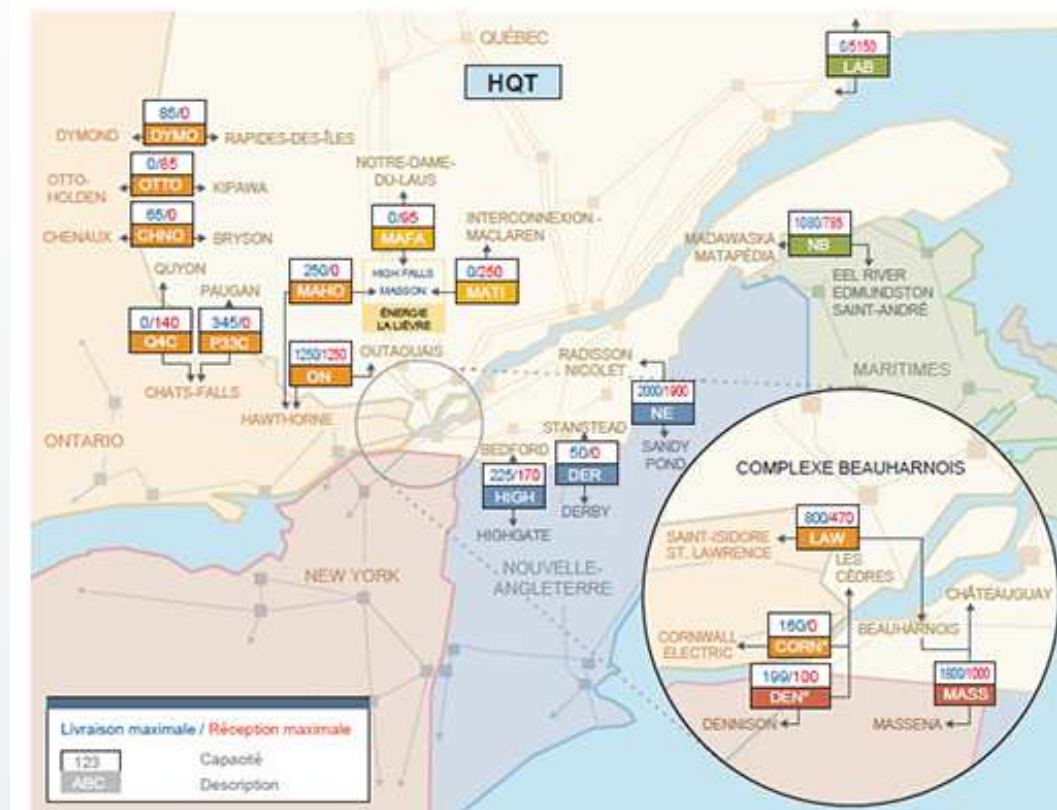
- Demand
 - Record peak demand of 39,240 MW (January 22 at 7:26 a.m.)
 - 85% of the load concentrated in southern Québec
- Power to be transmitted
 - More than 43,500 MW as of December 2013
 - 85% of generation located in northern Québec
- Assets: \$19.2 billion
 - \$18.1 billion in lines and substations
 - 33,885 km of lines, one-third at 735 kV
 - 527 substations, 39 at 735 or 765 kV
 - \$1.1 billion – Other



PRESENTATION OF THE MAIN TRANSMISSION SYSTEM INTERCONNECTIONS

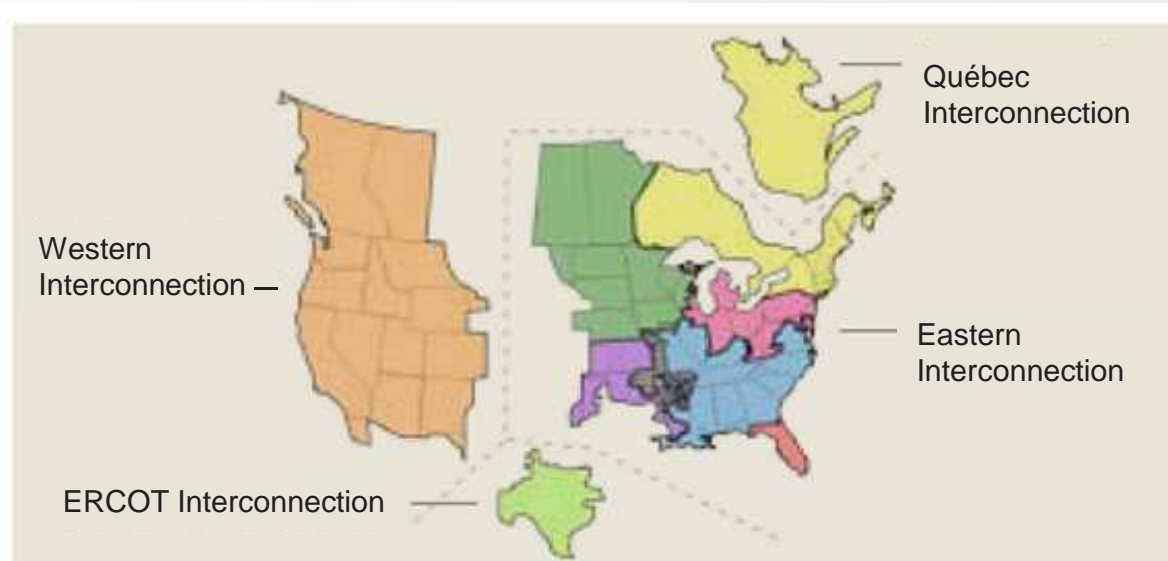
21 INTERCONNECTIONS, INCLUDING 6 DC TIES

- Electricity interchanges with the Atlantic provinces, Ontario and U.S. Northeast (maximum delivery capacity of 8,000 MW of which 5,000 MW over DC ties)
- Our Open Access Transmission Tariff (OATT), approved by the Régie de l'énergie, ensures non-discriminatory access to our system, in compliance with the North American regulatory requirements



COMPLIANCE WITH NERC AND NPCC RELIABILITY CRITERIA AND STANDARDS

- Under the Régie de l'énergie's authority, which is the regulatory authority on energy matters in Québec
- Operating standards (system operation, limits management, generation and load balancing, etc.)
- Critical infrastructure protection standards (cyber-security and physical perimeter protection of assets critical to the reliability of the Québec transmission system)



PRESENTATION OF THE MAIN TRANSMISSION SYSTEM MAIN TRANSMISSION SYSTEM AND REGIONAL SYSTEMS

MAIN TRANSMISSION SYSTEM

REGIONAL SYSTEMS

TRANSÉNERGIE'S ASSETS



POWER PLANT
SUBSTATIONS

STRATEGIC
SUBSTATIONS
(735 to 315 kV)

SOURCE
SUBSTATIONS
(315 to 69 kV)

SATELLITE
SUBSTATIONS
(12025 kV)

GENERATING
STATIONS
HQP AND OTHER



21 INTERCONNECTIONS



DISTRIBUTION
SYSTEM



2

MAIN TRANSMISSION SYSTEM 2019 PLANNING HORIZON

KEY INPUTS

- Québec's Internal demand forecast
- Connection requests
- Resources plan
- Point-to-point transmission service requests
- Long-term operability needs

OBJECTIVE: PROVIDE RELIABLE TRANSMISSION SERVICES AT THE LOWEST COST WHILE ALLOWING SUFFICIENT CAPACITY TO SUPPLY ALL SYSTEM LOADS UP TO 2019

- Demand

- 95% of the Québec demand forecast is under the responsibility of Hydro-Québec Distribution (HQD).
- Forecast is submitted annually as agreed upon in the OATT

- Generation
 - A resources plan for 2019 is established based on the installed generating capacity and system connection requests
- The point-to-point transmission service requests considered for 2019 planning are those covered by a preliminary study agreement
- Assessment of the transmission system infrastructure condition

2019 PLANNING HORIZON QUÉBEC'S INTERNAL DEMAND FORECAST

DEMAND FORECAST FOR THE 2018–2019 PEAK:

- 39,031 MW (based on septembre 13, 2013* HQD forecast)
- Representing an average annual growth of 0.9%
- Representing an increase of 1,657 MW over a 5 year span

Peak	2013- 2014	2014- 2015	2015- 2016	2016- 2017	2017- 2018	2018- 2019
2013 Forecast	37,374	37,268	37,607	37,954	38,337	39,031

- The Transmission provider plans its system to meet an exceptional peak load:
 - Estimated peak load + 4,000 MW
- The geographic distribution of the forecasted load can vary, thus resulting in greater than estimated power flow transits on the major transmission corridors

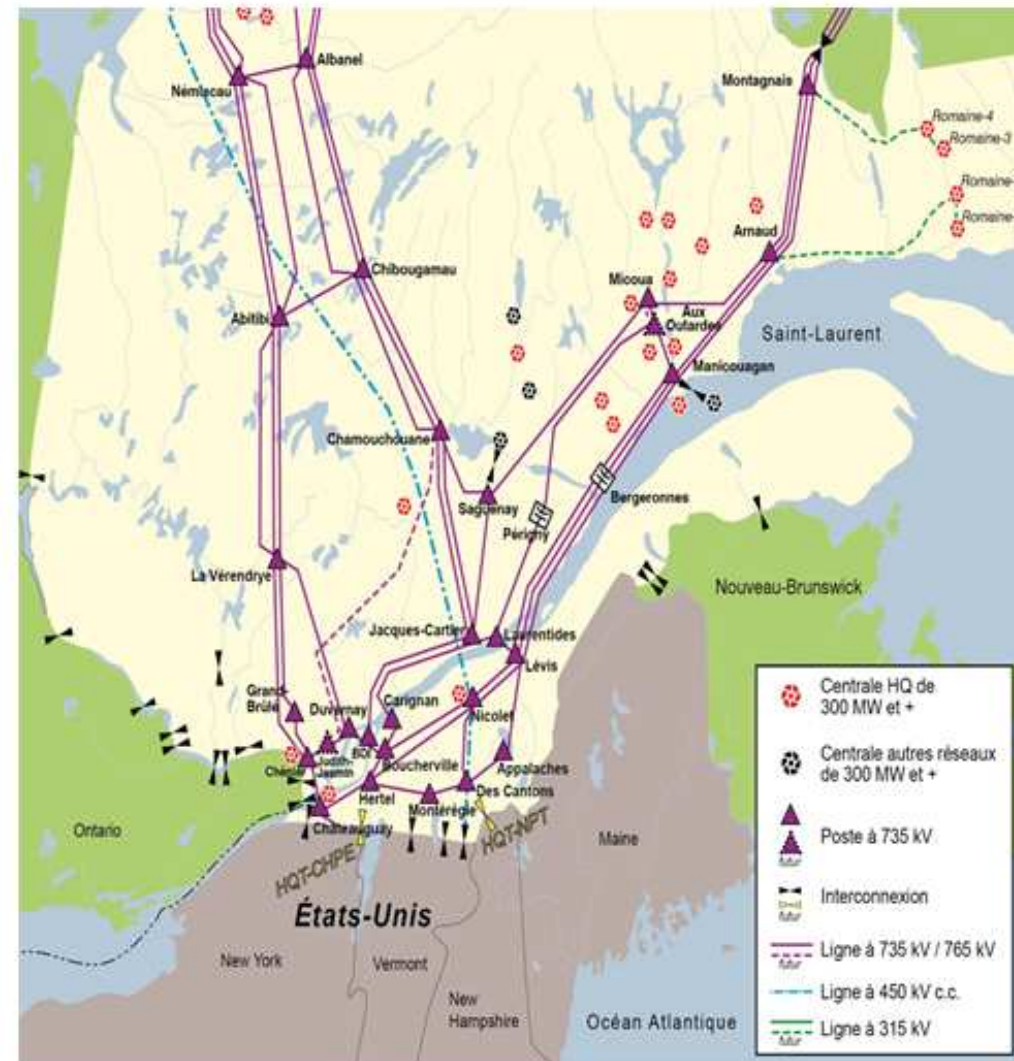
GENERATION RESOURCES

- Power capacity to be transmitted as of December 2013: 43,534 MW
- Projected power capacity to be transmitted for 2018–2019: 46,223 MW
- Generation additions over the next 5 years: 2,689 MW
- Previous thermal and nuclear generation retirements: 1,505 MW in 2012–2013

Generation source	Installed capacity 2013–2014 (MW)	Installed capacity 2018–2019 (MW)	Delta (MW)
Hydro	39,858	41,274	1,416
Thermal	983	983	0
Wind	2,416	3,623	1,207
Biomass	39,858	41,274	1,416
Total	43,534	46,223	2,689

Yearly generation additions

■ 2014	
— Romaine-2	640 MW
— Small hydro/misc.	14 MW
— Uprating (Manic-2)	30 MW
— Wind generation	459 MW
— Biomass	50 MW
■ 2015	
— Uprating (Manic-2)	30 MW
— Wind generation	447 MW
— Biomass	16 MW
■ 2016	
— Romaine-1	270 MW
— Small hydro/misc.	6 MW
— Uprating (Manic-2)	30 MW
— Wind generation	150 MW
■ 2017	
— Romaine-3	396 MW
■ 2018	
— None	



SYSTEM UPGRADES ARE ENGAGED FOR THE FOLLOWING REQUESTS:

- Firm 1,200 MW over the HQT–MASS path for 2014
- Firm 1,200 MW over the HQT–NE path for 2014
- Firm 225 MW over the HQT–HIGH path for 2014

ONGOING PRELIMINARY STUDIES :

- Addition of 1,200 MW over a new Québec–New Hampshire path
- Addition of 1,000 MW over a new Hertel–New York path

BETWEEN \$650 AND \$700 MILLION ARE ALLOCATED AMONG THE FOLLOWING PORTFOLIOS

Équipements	\$295 M
Lines	\$100 M
Automation	\$85 M
Interconnections	\$85 M
Compensation	\$60 M

Asset sustainment strategy

IMPACT										RISK
9										HIGH
8										
7										
6										STRONG
5										
4										MODERATE
3										
2										LOW
1										
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	PROBABILITY

RISK = function (Impact/Condition)

- A number of installations approach the end of their service life
- Integrated systems require an integrated approach
 - Thyristor valves
 - Cooling system
 - Control and protection system
- The strategic importance of a system must be considered in studying asset sustainment
- Equipment outage management is required to minimize impacts on the power system
 - Outage duration
 - Outage timing

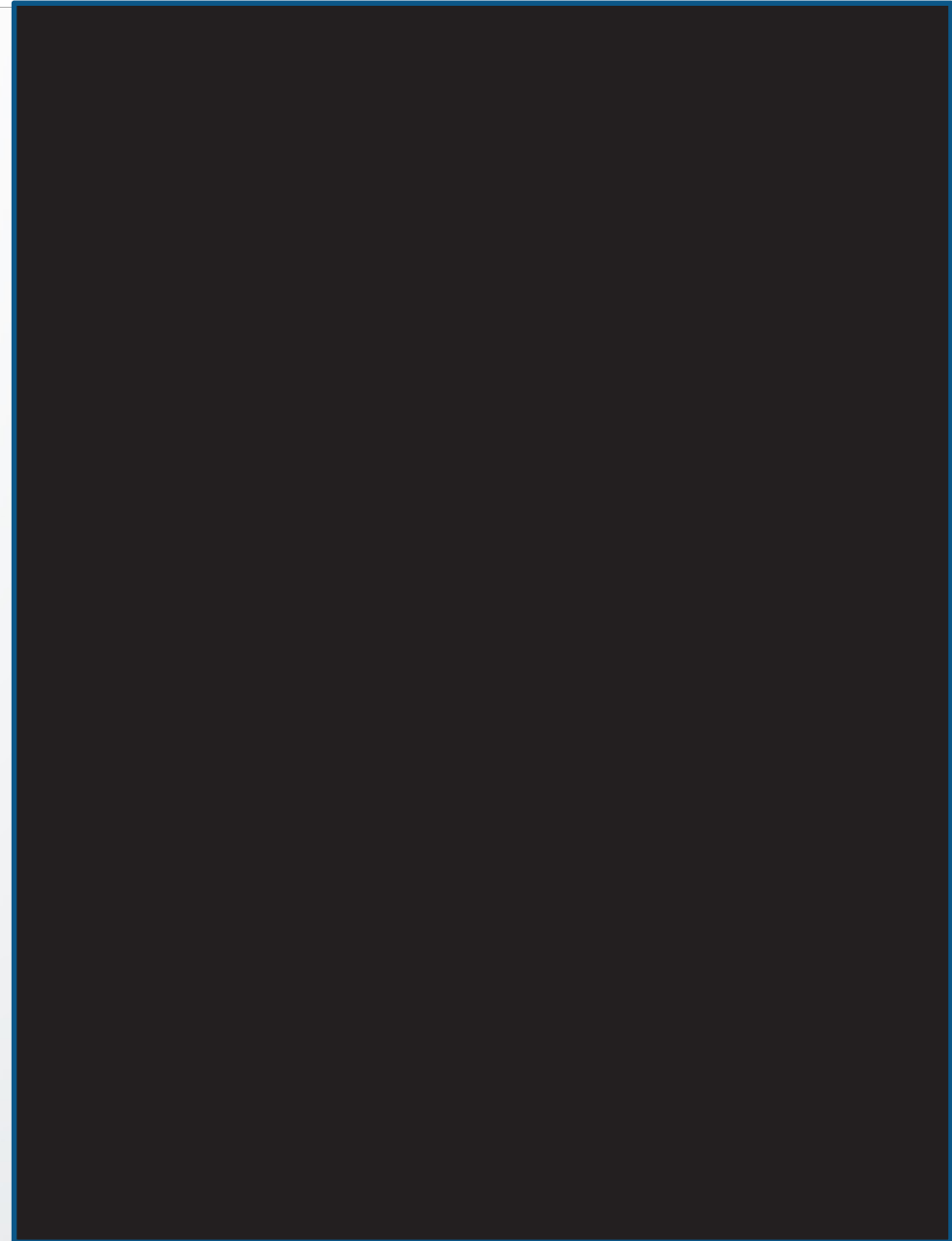


SHUNT COMPENSATION:

- 9 synchronous condensers (SCs)
- 14 static var compensators (SVCs) commissioned from 1972 to 2011
- Some of these systems have reached the end of their service life

SERIES COMPENSATION:

- 44 series capacitor banks (CXCs), most commissioned in the early 1990s
- CXC control and protection systems have reached the end of their service life





2

MAIN TRANSMISSION SYSTEM
2019 PLANNING HORIZON

MAJOR LINE, SUBSTATION
COMPENSATION AND
INTERCONNECTION PROJECTS

2014–2015

- Integration of wind generation (120 and 315 kV lines and substations)
- Addition of second SVC at the 735 kV Bout-de-l'île substation (-100/+300 Mvar)
- Two 1,650-MVA 735/315 kV transformers at the Bout-de-l'île substation to open the 315 kV Montréal–Québec system loop
- New 735 kV Outardes substation
- Series compensation (CXC) increase at the Bergeronnes substation
- Addition of three 25 Mvar synchronous condensers (SCs) at the Cadillac substation
- New 230 kV double-circuit Saint-Césaire–Bedford line, operated at 120 kV (Highgate firm 225 MW + local load)
- Addition of 260 km 735 kV Arnaud–Romaine-2 line, operated at 315 kV
- Addition of a static var compensator (SVC) at the 315 kV Figuery substation (-100/+300 Mvar)

2015–2016

- Integration of wind generation (120, 230 and 315 kV lines and substations)

2016–2017

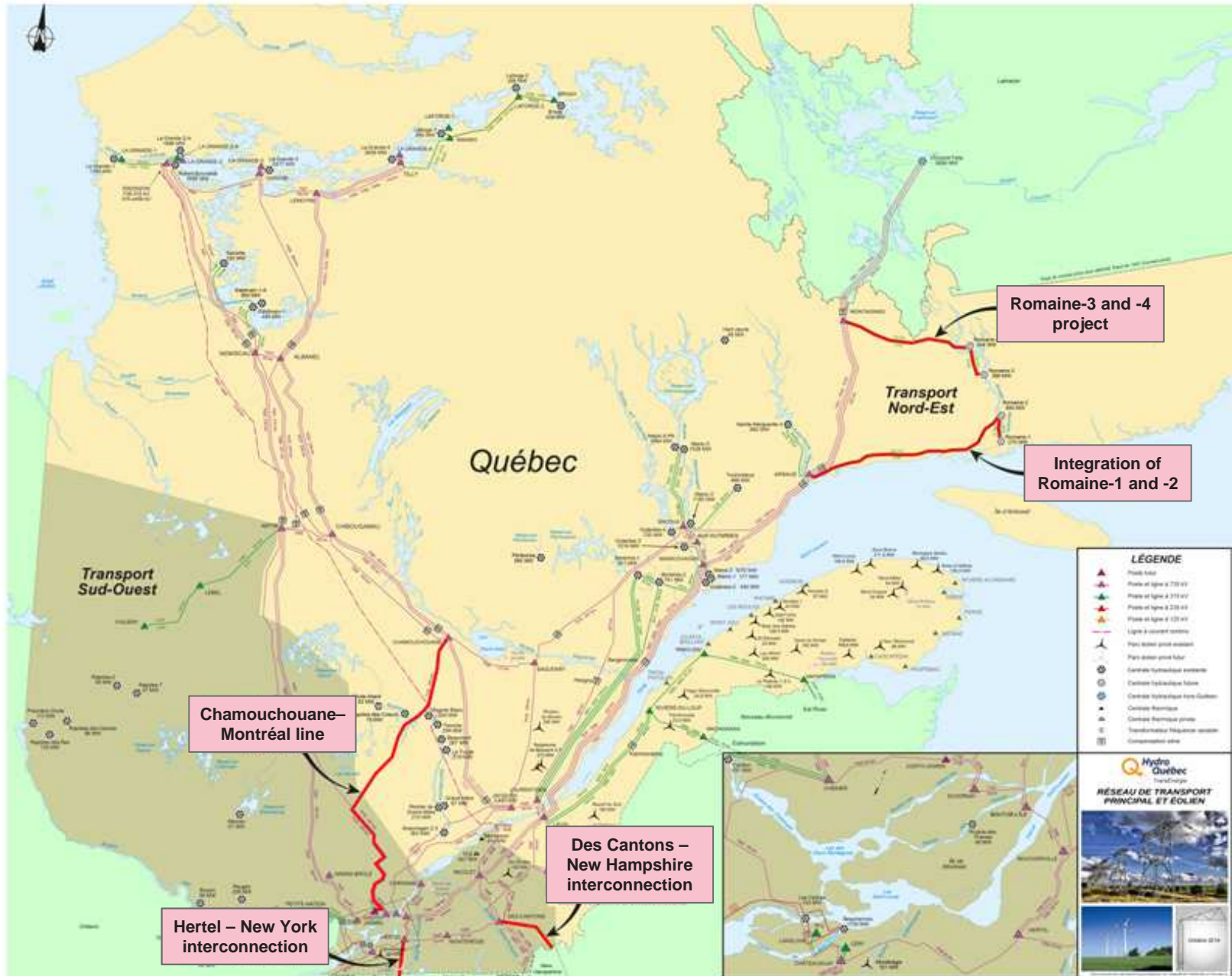
- Integration of wind generation (230 kV lines and substations)
- 30 km Romaine-1–Romaine-2 line operated at 315 kV
- Integration of Romaine-1 generating station

2017–2018

- Integration of wind generation (315 kV lines and substations)
- Integration of Romaine-3 generating station
- Addition of series compensation north of the Micoua and Manic substations

2018–2019

- New 735 kV line between the Chamouchouane and Judith-Jasmin substations
- Addition of the 735 kV Judith-Jasmin substation in the Montréal loop
- 1,200-MW HVDC line between Des Cantons and Franklin, and AC line from Franklin to Deerfield
- 1,000-MW HVDC line between Hertel and Astoria Annex, and AC line from Astoria to Rainey
- Series compensation increase at the Abitibi substation



- Refurbishment of synchronous condensers and replacement of their starting systems
 - Manicouagan, Duvernay, Abitibi and Lévis substations
- Replacement of substation SVCs
 - Chamouchouane, Chibougamau and La Vérendrye substations
- Replacement of CXC control and protection systems (Phase 1)
 - Kamouraska, Montagnais, Bergeronnes, Chamouchouane, Chibougamau, Arnaud and Abitibi substations

2015

- Replacement of 120 and 315 kV circuit breakers in the Châteauguay substation converter unit yard

2015–2016

- Converter unit control systems replacement for the multi-terminal direct-current system (MTDCS) at the Radisson and Nicolet substations
- Addition of 240 and 315 kV inductive reactors at the Outaouais substation

2016

- Replacement of thyristor valves, converter unit control and cooling systems at the Madawaska substation

2017

- Replacement of thyristor valves, SVC control and cooling systems at the Châteauguay substation (required to operate converter units)



2

MAIN TRANSMISSION SYSTEM 2019 PLANNING HORIZON

POWER FLOW TRANSITS ON MAIN
SYSTEM CORRIDORS

Interface	2013–2014 transits	2018–2019 transits	Delta (MW)
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]





3

MAIN TRANSMISSION SYSTEM 2024 PLANNING HORIZON

- Québec's Internal demand forecast
- Connection requests
- Planning challenges
 - Côte-Nord system
 - Abitibi system

2024 PLANNING HORIZON

QUÉBEC'S INTERNAL DEMAND FORECAST

Distributor

- The Distributor's load forecast covers a 10-year period
- For planning purposes, the 2023–2024 demand is estimated using the rate of growth in the last year of the official forecast*

Winter peak	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2020-2021	2021-2022	2022-2023	2023-2024
2013 forecast	37,374	37,268	37,607	37,954	38,337	39,031	39,397	39,726	40,036	40,340	40,646

Generation

- Addition of the Romaine-4 generating station with a capacity of 244 MW (2020)
- Retrofitting of Manic-3 generating units: Additional 210 MW (2024)
- Addition of the Petit-Mécatina-4 complex: 880 MW (2023)
- Installed generation capacity forecast for December 2023: 46,667 MW

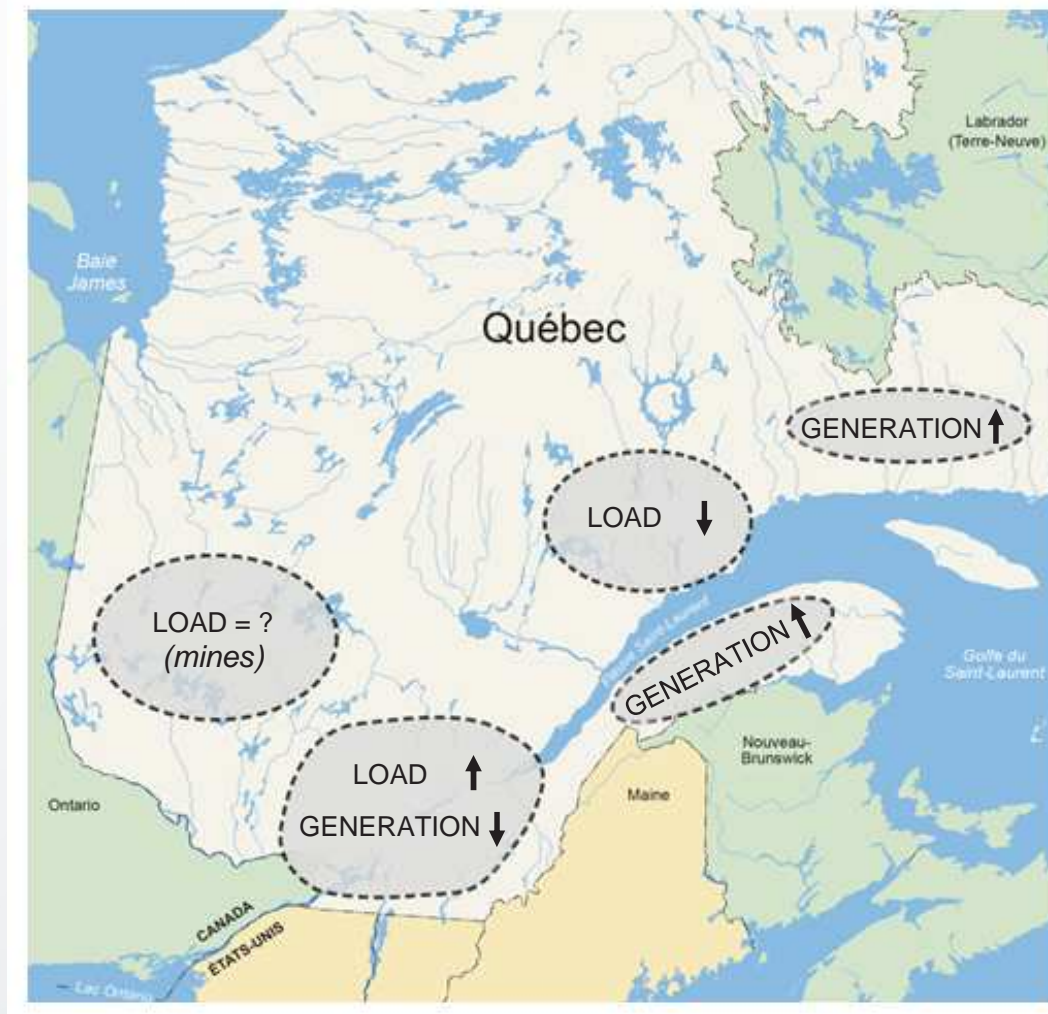
Generating source	Installed capacity 2013–2014 (MW)	Installed capacity 2018–2019 (MW)	Installed capacity 2023–2024 (MW)
Hydro	39,858	41,274	41,728
Thermal	983	983	983
Wind	2,416	3,623	3,623
Biomass	277	343	343
TOTAL	43,534	46,223	46,677

THE PROJECT IMPLEMENTATION PROCESS HAS NOT BEEN INITIATED FOR 2024

- No final commitment has been made regarding the main transmission system development
- Choices are to be made among the various technologies and solutions available for transmission system reinforcement (addition of lines, dynamic shunt compensation, series compensation, etc.)

LOAD REDISTRIBUTION TOWARD THE SOUTH

- **Fluctuation of the mining load in Abitibi**
- **Load growth in the south**
 ■ MW per year in Montreal and interconnection(s)
- **Loss of generation and reserve in the south**
 Power plant retirements
 - Gentilly-2 (2012)
 - La Citière (2012)
 - Tracy (2011)
- **Load reduction in the northeast**
 Industries shut down in the northeast
- **Increased generation in the Côte-Nord region**



UNCERTAINTY IN DEMAND FORECASTS

- Load: mines, industries, interconnection projects
- Location of additional generating capacity

THERMAL CAPACITY

- System designed to supply the winter peak
- System capacity reached in summer (lines thermal rating and summer load increase)

TRANSMISSION CAPACITY REACHED IN CERTAIN REGIONS

- Reached capacity in Deux-Montagnes, Saint-Eustache, Terrebonne, Mascouche, Saint-Jérôme and Sainte-Agathe
- Bécancour industrial park, Côte-Nord and Abitibi



3

MAIN TRANSMISSION SYSTEM 2024 PLANNING HORIZON

- The Côte-Nord and Abitibi systems

IMPORTANT DROP (500 MW OR MORE) IN PROJECTED INDUSTRIAL LOAD

- Increased power flow towards the south along the Manic–Québec corridor



REINFORCEMENT OPTIONS:

■ Option 1:

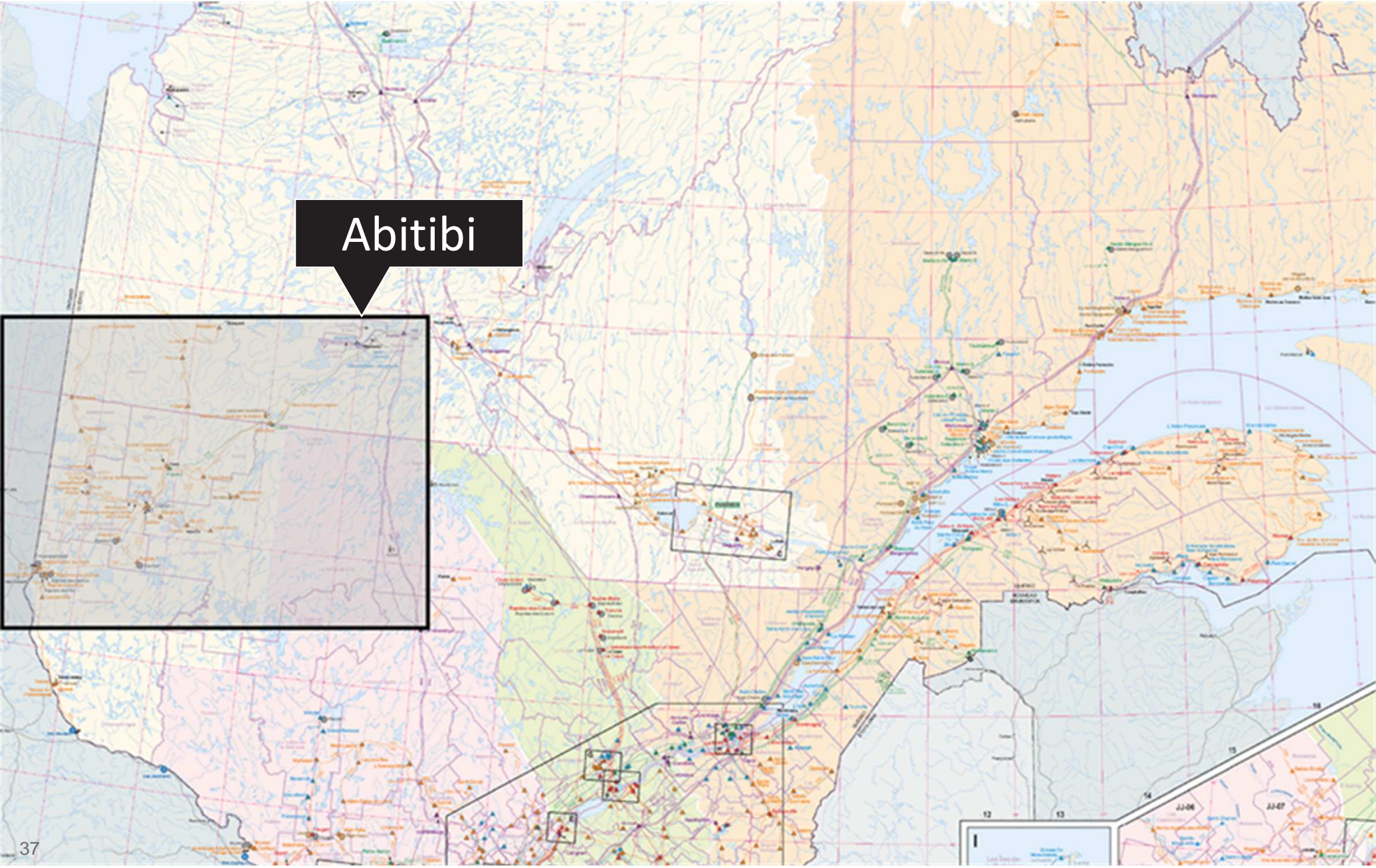
— [REDACTED]

■ Option 2:

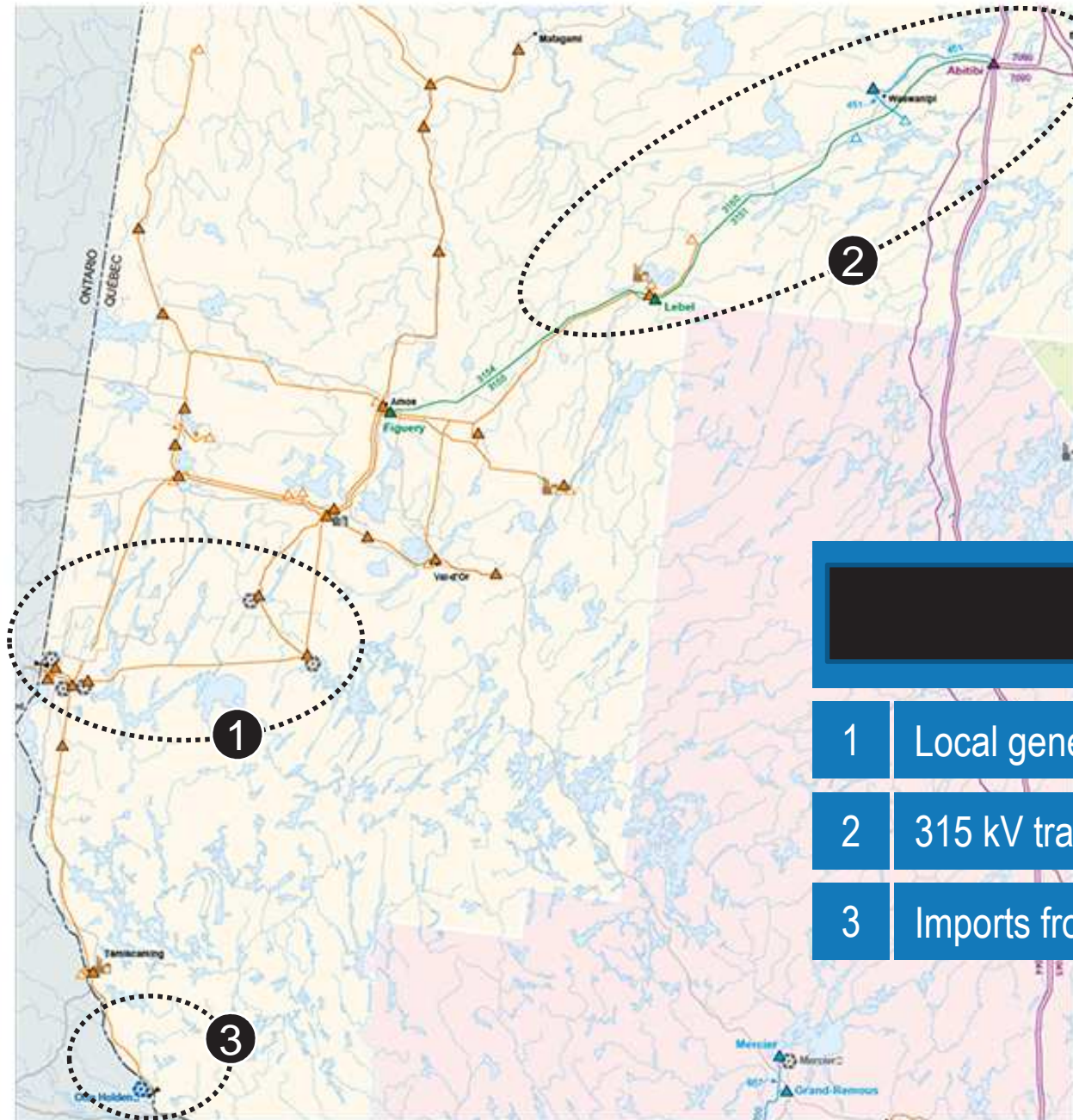
— [REDACTED] x

■ [REDACTED]

2024 PLANNING HORIZON ABITIBI SYSTEM (STUDY ZONE)



2024 PLANNING HORIZON ABITIBI SYSTEM



1 Local generation

2 315 kV transmission system

3 Imports from Ontario

UNCERTAIN LOAD GROWTH

- Mining sector
- Forecasts already exceeded
- Load grows and shrinks in steps



REINFORCEMENT OPTIONS:

■ Option 1:

- [REDACTED]
- [REDACTED]

■ Option 2:

- [REDACTED]
- [REDACTED]

■ Observations, comments or proposals?



4

DISCUSSION PERIOD

DISCUSSION