

La première transmission d'énergie électrique à 735 kV : Manicouagan-Montréal

Autor(en): **Cahill, L.**

Objektyp: **Article**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins : gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV) und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)**

Band (Jahr): **55 (1964)**

Heft 11

PDF erstellt am: **26.09.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-916719>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

BULLETIN

DES SCHWEIZERISCHEN ELEKTROTECHNISCHEN VEREINS

Gemeinsames Publikationsorgan des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins (SEV)
und des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätswerke (VSE)

Wechselstrom-Höchstspannungsübertragungen: 500...750 kV

Diskussionsversammlung des SEV am 20. und 21. Januar 1964 in Zürich

2. Tag

La première transmission d'énergie électrique à 735 kV: Manicouagan—Montréal

Conférence, donnée à l'Assemblée de discussion de l'ASE, le 21 janvier 1964 à Zurich,
par *L. Cahill*, Montréal

621.311.1.027.873

1. Introduction

A l'exception de l'industrie de l'aluminium et de quelques autres producteurs de moindre importance, l'Hydro-Québec alimente toute la province de Québec en énergie électrique. En 1963 la demande et la production totale du réseau d'Etat atteignent 5900 MW et 35 milliards de kWh. De plus, le groupe des grandes industries génère un total de 2000 MW. Si l'on se base sur le taux d'accroissement des 15 dernières années, la charge de l'Hydro-Québec atteindra 11 000 MW en 1972 et 16 000 MW en 1977 tandis que la demande énergétique atteindra 64 et 88 milliards de kWh respectivement.

Pour satisfaire à la demande croissante d'électricité, les centrales hydroélectriques suivantes ont été mises en service depuis 1956:

Rivière Bersimis:

Bersimis I: 912 MW et Bersimis II: 675 MW.

Fleuve St-Laurent:

Beauharnois agrandie de 1,033 MW à 1,858 MW.

Rivière Outaouais:

Carillon: 650 MW sera terminée en 1965.

Afin de répondre aux besoins, après 1965, quatre centrales sont prévues sur la rivière Manicouagan et trois sur la rivière Outardes. La plus petite des centrales pourra générer 315 MW alors que la plus grande atteindra 1350 MW. Ces sept centrales fourniront un total de 5300 MW et 27,5 milliards kWh. Vers 1972, la dernière centrale sera entièrement aménagée.

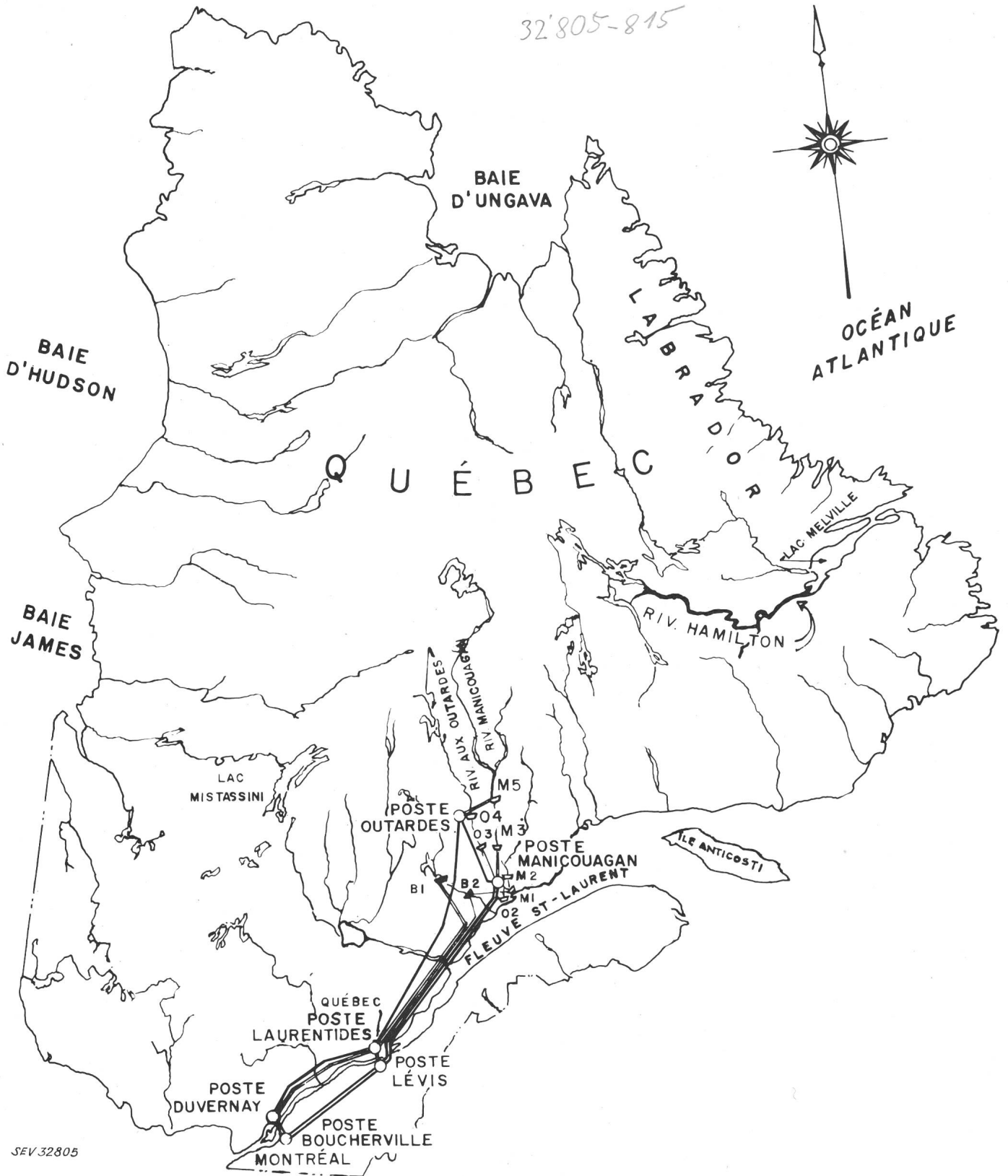
Cependant il se peut que la construction du complexe Manicouagan-Outardes soit ralentie pour permettre la construction, dans un avenir prochain, d'une centrale de 4500 MW sur le fleuve Hamilton à quelque 1300 km de Montréal. Par contre, si ce projet se réalise, le programme d'installation des lignes de transport sera accéléré.

Les abonnés de l'Hydro-Québec sont surtout concentrés dans la partie sud de la province de chaque côté du fleuve St-Laurent. En effet, 85 % de l'énergie est consommé dans la région comprise entre les villes de Québec et Montréal. Comme la plupart des emplacements hydroélectriques qui peuvent être aménagés économiquement sont localisés à plusieurs centaines de kilomètres des centres de consommation, il faut nécessairement avoir recours au transport d'énergie à haute et à très haute tension. Par exemple, le réseau de transport utilisé présentement comprend 3400 km de lignes à 315 kV. Ces lignes transportent environ 1500 MW à partir des centrales Bersimis I et II jusqu'à Montréal, soit sur une distance de 580 km.

Comme l'indiquent les fig. 1 et 2, les sept centrales du complexe Manicouagan-Outardes sont localisées en moyenne à 650 km de Montréal. En plus de l'aménagement projeté sur la rivière Hamilton, les principaux sites hydroélectriques qui pourront être développés dans l'avenir, sont situés dans la région de la Baie James et jusqu'à la Baie d'Ungava, soit à des distances de 720 km et plus des centres de charge.

Pour transporter les 5300 MW provenant du complexe Manicouagan-Outardes, un réseau de transport composé de trois lignes à 735 kV reliera Manicouagan à Montréal. Deux postes collecteurs distants de 65 km recevront la puissance transmise des centrales à 315 kV. Deux lignes à 735 kV partiront du poste collecteur sud et voyageront sur la rive nord du St-Laurent jusqu'à la hauteur de Québec; elles traverseront ensuite le fleuve pour continuer jusqu'à Montréal en alimentant la rive sud. La troisième ligne quittera le poste collecteur nord et atteindra Montréal en empruntant la rive nord. Les postes intermédiaires à Québec et Lévis, de même que les postes aux extrémités, seront reliés par des lignes d'attache. Sur le schéma électrique de la fig. 3 on a indiqué en traits gras la partie de l'installation qui sera mise en service à l'automne 1965.

32'805-815



SEV 32805

Fig. 1
Réseau de transport à 735 kV de l'Hydro-Québec

- Ligne à double terre à 315 kV;
- ligne à simple terre à 735 kV;
- ▼ centrale existante;
- centrale future;

- poste futur à 735 kV;
- poste existant à 315 kV;
- B Bersimis;
- M Manicouagan;
- O Outardes

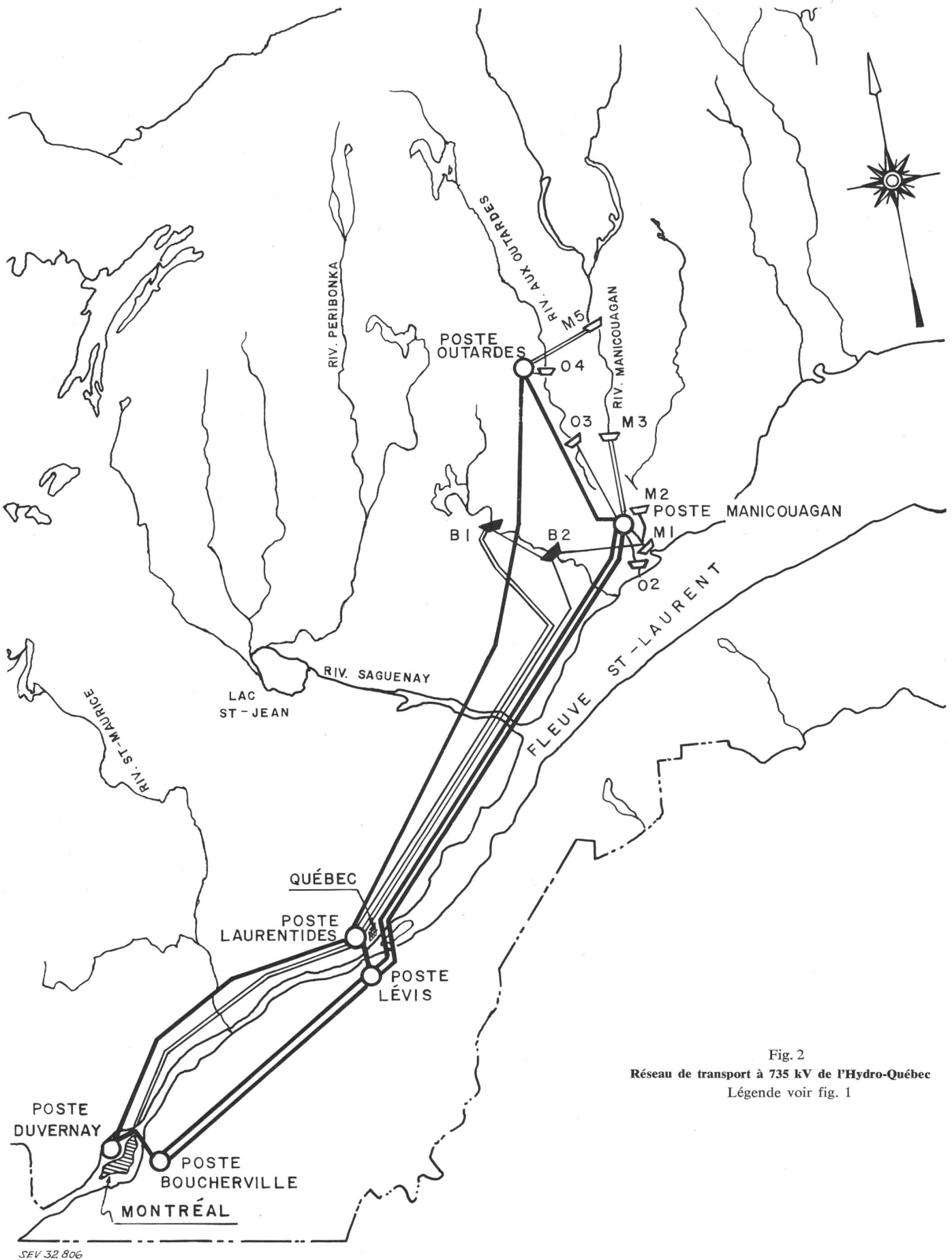


Fig. 2
Réseau de transport à 735 kV de l'Hydro-Québec
Légende voir fig. 1

2. Choix du niveau de tension

Dès le début il devint évident que l'échelon de tension 315 kV n'était pas suffisant à cause du grand nombre de lignes nécessaires et du coût très élevé. Des réseaux de

transport ayant des tensions maximales respectives de 525 kV et 735 kV furent étudiés en détails. A 525 kV, trois lignes compensées par des condensateurs série sont suffisantes. Par contre, à 735 kV il n'est pas nécessaire d'utiliser

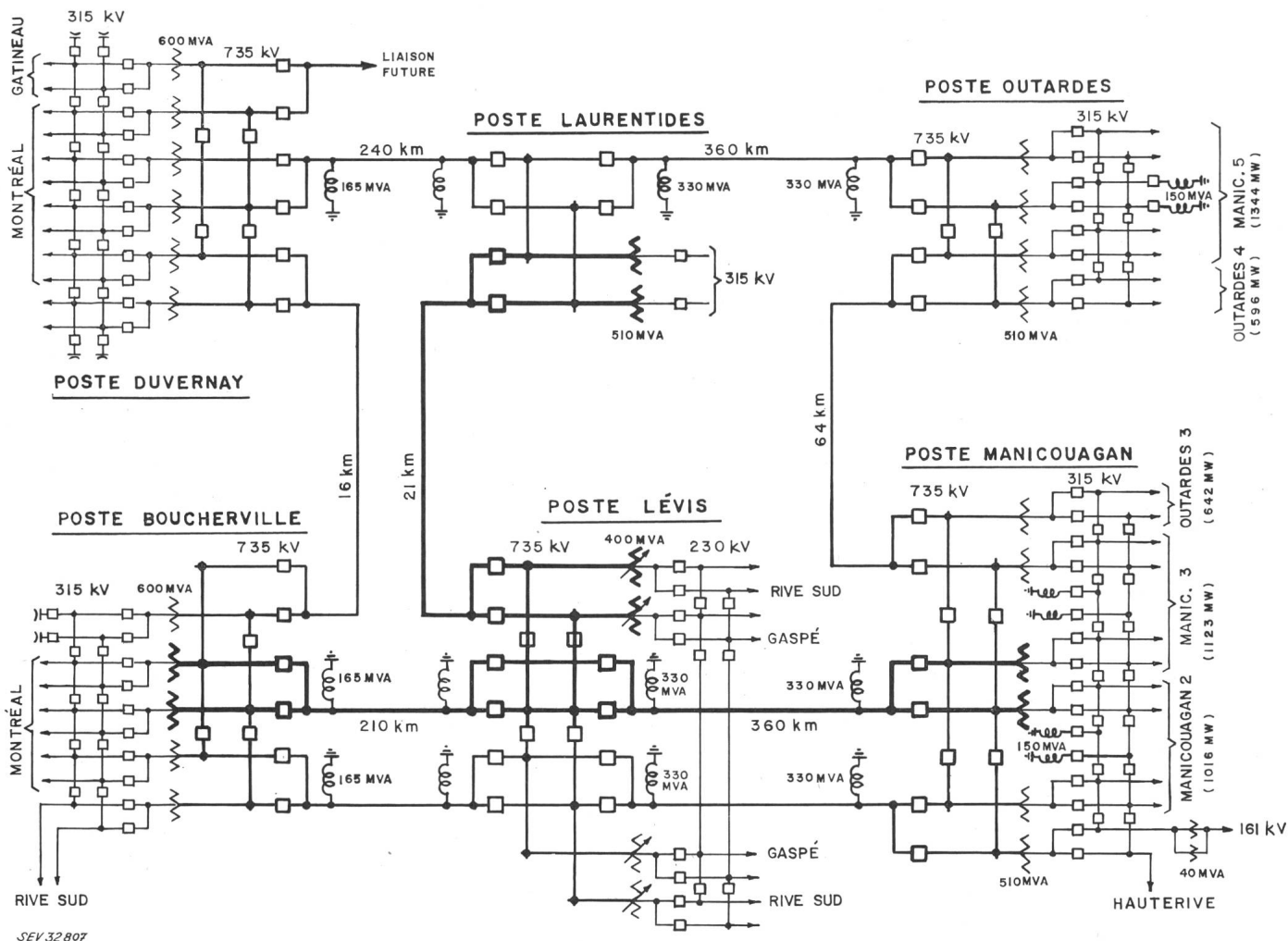


Fig. 3

Réseau de transport à 735 kV Manicouagan-Outardes et Montréal

de condensateur série tout en conservant le même nombre de lignes qu'à 525 kV. Du point de vue économique les deux réseaux sont comparables. Par conséquent, le choix du niveau de tension 525 kV pouvait sembler préférable parce que cette valeur de tension est plus près des niveaux de tension déjà en exploitation.

Cependant, après avoir vérifié avec plusieurs manufacturiers si la construction de l'appareillage à 735 kV était possible pour la mise en service proposée à l'automne 1965, le niveau de tension 735 kV fut choisi pour les raisons suivantes:

1. Eviter les ennuis possibles avec la compensation série.
2. Le niveau de 735 kV est définitivement supérieur pour le développement économique des projets futurs du fleuve Hamilton et de la Baie James.
3. Dans le passé, les échelons de tension choisis par les services publics d'électricité se sont souvent avérés trop bas après quelques années d'exploitation.

3. Stabilité

En régime permanent le réseau à 735 kV, tel qu'adopté, a un facteur de sécurité de 10 %, c'est-à-dire que théoriquement il peut transporter 5800 MW avant de devenir instable. Pour vérifier la stabilité en régime transitoire, on a supposé qu'un défaut fugitif phase à phase serait interrompu en 0,1 s et que la ligne en défaut serait réenclenchée après un temps

mort de 0,4 s. Le calcul original fut exécuté en supposant que l'excitation des alternateurs serait du type amplidyne. Comme il a été décidé d'employer désormais un système d'excitation statique dans toutes les centrales du complexe Manicouagan-Outardes, la stabilité en sera améliorée.

4. Niveau d'isolement

4.1 Surtensions à la fréquence de service

Lors d'un délestage soudain, les surtensions seront limitées à 1,5 fois la tension simple maximale d'exploitation grâce à des bobines de réactance shunt connectées en permanence à chaque extrémité des lignes principales. De plus, les bobines de réactance shunt, compensant 66 % des lignes, permettent de ne pas mettre hors tension plus d'une ligne à la fois en période de faible charge. Eventuellement, afin de diminuer les installations de condensateurs statiques shunt, on espère trouver un moyen pratique qui permette de déconnecter les réactances shunt pendant la période de pleine charge et de les réinsérer rapidement lors d'une surtension élevée.

La limitation des surtensions à la fréquence de service par les réactances shunt permet l'usage de parafoudres ayant une tension nominale de 636 kV pour la protection des transformateurs et de l'appareillage en général. Cependant, les parafoudres qui protègent les réactances shunt auront

une valeur nominale de 686 kV, les réactances shunt étant suffisamment bien protégées. Ces parafoudres pourront donc mieux résister aux surtensions à la fréquence industrielle.

4.2 Surtensions de manœuvre

Suivant la tendance moderne, les disjoncteurs à air comprimé sont conçus à l'épreuve des réamorçages pour les coupures de lignes à vide, même lorsque la tension atteint 1,5 fois la tension à la fréquence industrielle. De plus, des résistances de shuntage de quelques milliers d'ohms, montées aux bornes des éléments de coupure principaux, limitent à 2,0 le niveau de surtensions pour les coupures de transformateurs à vide.

Par conséquent, les surtensions de manœuvre les plus élevées apparaîtront lors de la mise sous tension d'une ligne à vide ou du réenclenchement automatique d'une ligne ayant une charge résiduelle. Dans le cas de la mise sous tension d'une ligne compensée par des réactances shunt, les mesures obtenues sur un analyseur de réseau pour phénomènes transitoires, démontrent que le niveau des surtensions de manœuvre ne dépassera pas 2,1. Sans réactance shunt la surtension maximale atteindrait 2,8.

A cause du coût supplémentaire très élevé, il ne semblait pas logique d'isoler les lignes et le matériel des postes pour des surtensions de manœuvre supérieures à 2,1, même si à l'occasion du réenclenchement automatique d'une ligne à vide, il est possible que cette valeur soit dépassée, à cause de la charge résiduelle. Il fut donc décidé d'isoler les lignes et l'appareillage pour obtenir une tenue aux surtensions de manœuvre sous pluie de 1260 kV crête. Afin de tenir compte des conditions atmosphériques et des dommages causés à un ou deux isolateurs, une tenue sous pluie de 1350 kV crête aux conditions atmosphériques normales fut adoptée. La forme de l'onde de tension employée pour les essais doit être approximativement de $200 \times 3000 \mu\text{s}$.

Des études effectuées à l'aide d'un calculateur analogique, indiquent que les réactances shunt ne déchargeront pas appréciablement les lignes à vide avant un réenclenchement automatique.

Des transformateurs de tension magnétiques peuvent être très efficaces pour drainer rapidement la charge résiduelle, après une coupure de ligne à vide, parce que leur résistance ohmique est élevée et que la fréquence propre d'oscillation est très basse. La fig. 4 indique le résultat d'essais effectués sur une ligne de 315 kV et de 230 km munie de transformateurs de tension branchés à une extrémité. Après 0,4 s, la charge de la ligne devient pratiquement négligeable. Des études préliminaires démontrent que des résultats semblables peuvent être obtenus à 735 kV sur une ligne qui n'est pas équipée avec des réactances shunt. Sur une ligne 735 kV équipée de réactances shunt, la fréquence propre d'oscillation sera d'environ 50 Hz après une coupure à vide. Il s'en suit donc que l'effet des transformateurs de tension magnétiques sur la charge résiduelle serait négligeable.

Comme deux diviseurs capacitifs sont déjà utilisés sur les lignes longues à cause des liaisons haute fréquence, il a semblé logique d'en ajouter un troisième pour obtenir les tensions nécessaires pour les mesures et la protection et de ne pas utiliser de transformateurs de tension magnétiques sur ces lignes. Les lignes courtes ne comportent pas de

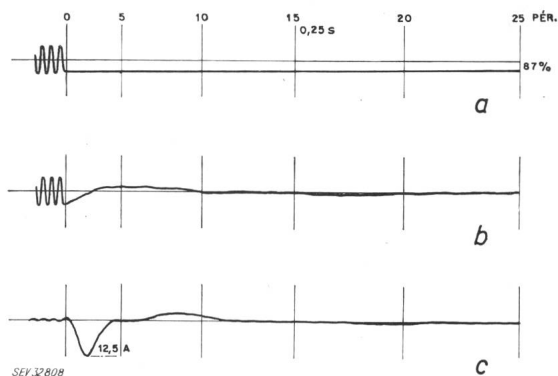


Fig. 4

Décharge d'une ligne de 235 km à 315 kV avec et sans transformateur de tension magnétique connecté à une extrémité
a ligne seule; *b* avec transformateur de tension magnétique; *c* courant dans le transformateur de tension magnétique

liaison haute fréquence, ni de réactances shunt, elles seront équipées de transformateurs de tension magnétiques.

Lors de la mise en service du réseau à 735 kV à l'automne 1965, des essais seront effectués pour vérifier le niveau des surtensions de manœuvre. De plus l'expérience d'exploitation indiquera s'il y a lieu de faire des corrections. Très peu d'ouvertures automatiques de ligne causées par des défauts fugitifs sont prévues. En effet, les lignes à 735 kV seront très adéquatement protégées contre la foudre par deux fils de garde; de plus, elles traverseront en grande partie une zone à niveau isokéraunique très bas. Par ailleurs, on croit que le galopage des conducteurs, dû au verglas, causera très peu d'ennuis parce que les trois phases sont disposées en nappe horizontale contrairement aux lignes à 315 kV, généralement à double terne, qui sont érigées sur des pylônes du type sapin.

Au cas où les surtensions de manœuvre causeraient des ennuis, on pourra ajouter des résistances de réenclenchement sur les disjoncteurs. A chaque extrémité de ligne, un des deux disjoncteurs est construit de façon à pouvoir y installer des résistances de réenclenchement, si nécessaire. Deux disjoncteurs seront équipés de résistances de réenclenchement dès 1965. Le résultat des essais et l'expérience d'exploitation indiqueront s'il est possible d'abaisser le niveau d'isolement des futures installations à 735 kV.

4.3 Surtensions atmosphériques

Tout comme les lignes, les postes seront protégés par des fils de garde. L'appareillage des postes sera protégé par des parafoudres ayant une tension nominale de 636 kV, ceux-ci peuvent être obtenus avec les caractéristiques suivantes:

- a) Tension d'amorçage à 60 Hz > 1200 kV crête
- b) Tension d'amorçage aux surtensions de manœuvre < 1500 kV crête
- c) Tension d'amorçage aux ondes de choc (1,5 × 40) < 1490 kV crête
- d) Tension résiduelle à 10 kA < 1600 kV crête

Par conséquent, les transformateurs ayant une tenue aux ondes de choc de 2050 kV seront protégés adéquatement. Les réactances shunt auront aussi une tenue au choc de 2050 kV. Parce qu'il est plus éloigné des parafoudres, le reste de l'équipement sera isolé pour tenir 2200 kV.

En résumé les tenues aux ondes normales de choc, aux surtensions de manœuvre sous pluie et à la tension de fréquence industrielle sont spécifiées comme suit:

Tenue aux ondes de choc

Isolation intérieure:

- a) transformateurs de puissance et réactances shunt 2050 kV crête
 - b) transformateurs de mesure 2200 kV crête
- Isolation extérieure: 2200 kV crête

Tenue aux surtensions de manœuvre sous pluie

Ligne de transport et appareillage: 1350 kV crête

Tenue aux tensions industrielles

- Isolation intérieure: 960 kV efficace
- Isolation extérieure: sous pluie normalisée 850 kV efficace
- à seconde 960 kV efficace

5. Isolation des lignes et des barres

A très haute tension, les longueurs d'isolation extérieure nécessaires sont conditionnées par les surtensions de manœuvre sous pluie. Comme il existait très peu de renseignements concernant les relations entre les longueurs d'isolation et la tenue aux surtensions de manœuvre à très haute tension, il était indispensable de faire des essais d'isolation sur un pylône monté à l'extérieur. Ces essais furent effectués au centre expérimental de 750 kV de la General Electric à Pittsfield (Mass.). A cause du peu de temps disponible, les essais furent limités à des chaînes simples en «V», sans anneaux de garde, suspendues dans la phase médiane. La distance entre les conducteurs et la fourche de support du pylône pouvait être variée, afin de vérifier l'effet de la structure sur la valeur de contournement des chaînes et d'obtenir la tenue aux surtensions pour les différentes distances entre les conducteurs et la masse.

En se basant sur les résultats obtenus (voir fig. 5 et 6), on a choisi des chaînes doubles (à cause des fortes charges mécaniques) de 35 éléments 15×25 cm disposées en «V», une distance à la masse de 560 cm et une ouverture de pylône de 12 m. La fig. 7 donne les dimensions du pylône d'alignement normal de type rigide qui sera employé. Des résultats publiés par d'autres investigateurs affirment que les chaînes d'isolateurs disposées en «V» sont supérieures aux chaînes perpendiculaires pour la tenue aux surtensions de manœuvre parce que la pluie ne court-circuite pas le pied des chaînes inclinées.

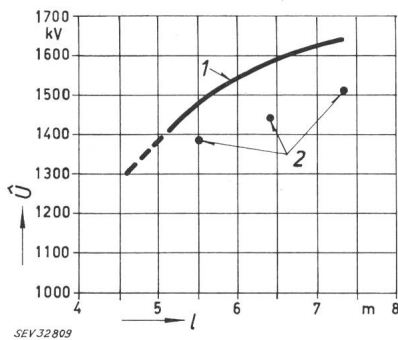


Fig. 5

Valeurs de tenue et de contournement critiques entre conducteur et pylône
 1 valeurs de contournement critiques; 2 valeurs de tenue pour les ouvertures de pylône de 12, 14 et 15 m
 U tension; l distance entre phase et masse
 Forme des surtensions de manœuvre: $175 \times 3200 \mu s$; résultats corrigés pour des conditions atmosphériques normales

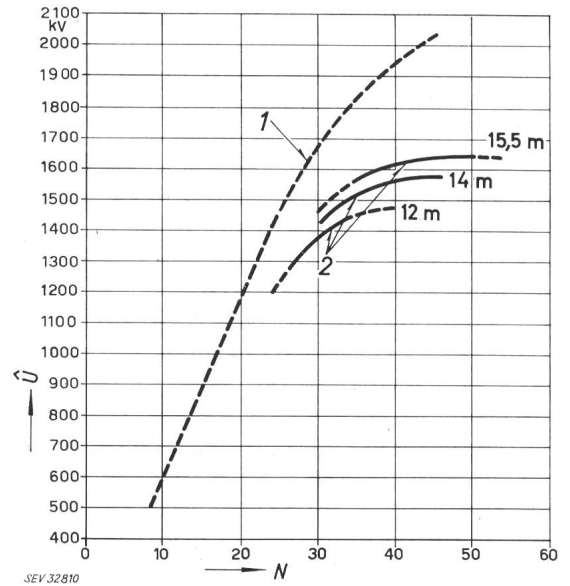


Fig. 6

Tensions de contournement critiques sous pluie pour des chaînes d'isolateurs simples en «V» à l'intérieur d'une ouverture variable de pylône

1 (réf. AIEE 61-226) résultats obtenus avec des chaînes d'isolateurs suspendues au plafond d'un laboratoire; 2 différentes ouvertures de pylône
 U tensions de contournement critiques (la tension de tenue est environ 7 % plus basse); N éléments d'isolateurs 15×25 cm
 Forme des surtensions de manœuvre: $175 \times 3200 \mu s$; résultats corrigés pour des conditions atmosphériques normales

Tout récemment des essais de rigidité diélectrique furent repris à Pittsfield en employant un pylône prototype 735 kV indiqué à la fig. 8. Les derniers résultats prouvent que pour la phase médiane, les chaînes doubles en «V» sont quelque peu inférieures aux chaînes simples quant à la tenue aux surtensions de manœuvre sous pluie.

En effet les chaînes doubles de 35 éléments suspendues entre la fourche de support du pylône prototype ont montré une tenue sous pluie de 1275 kV comparé à 1350 kV pour les chaînes simples. Par contre les mêmes chaînes doubles suspendues à la console extérieure atteignent aussi une tenue

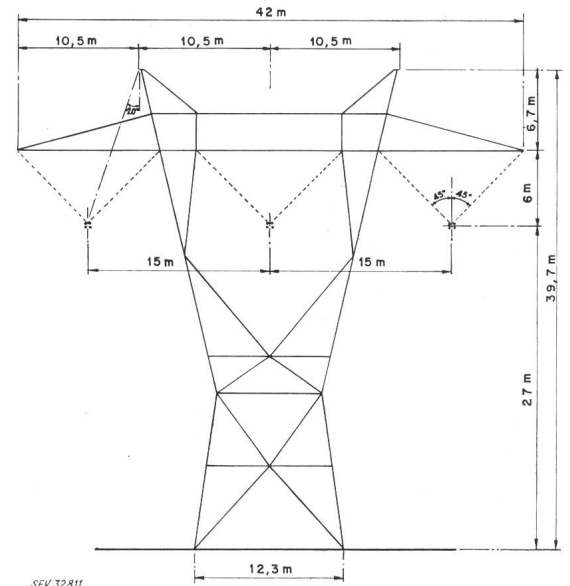


Fig. 7

Pylône d'alignement normal des lignes de transport à 735 kV

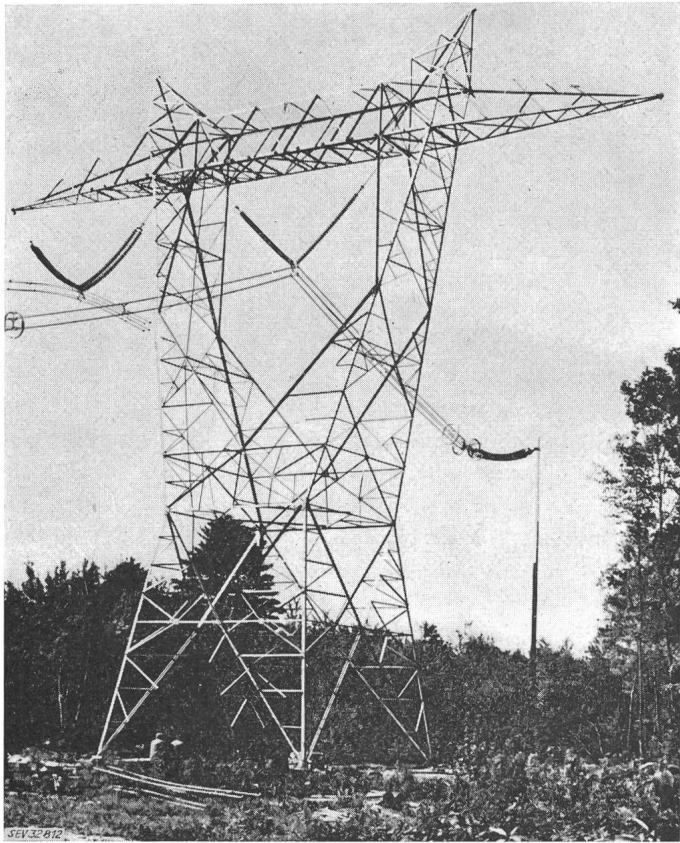


Fig. 8

Installation pour les essais de surtension de manœuvre sur un pylône d'alignement normal 735 kV

de 1350 kV. Il est donc possible que l'on ajoute quelques éléments aux chaînes de la phase médiane afin d'obtenir une tenue aux surtensions de manœuvre sous pluie mieux équilibrée.

Des essais de surtensions de manœuvre sous pluie furent aussi exécutés au laboratoire extérieur de la Ohio Brass Co. sur les chaînes d'ancrage de barres pour les postes. En effet des essais antérieurs laissaient prévoir des résultats inquiétants pour les chaînes d'ancrage sans cavalier. Les résultats prouvent cependant que 35 éléments d'isolateurs de 16×25 cm sont amplement suffisants. Des essais additionnels effectués au même laboratoire indiquent que les colonnes composées d'isolateurs à long fût, qui supporteront les barres rigides, devront avoir environ 455 cm de hauteur afin d'obtenir les niveaux de tenue aux surtensions désirés.

6. Les conducteurs et leur disposition

La section économique des conducteurs de ligne a surtout été choisie en fonction des pertes I^2R . Chaque phase sera formée d'un faisceau de 4 conducteurs ACSR type Bersimis, d'un diamètre de 3,5 cm et espacés de 45 cm. A la tension maximale de service, ce faisceau produit un gradient de potentiel moyen de 14,86 kV efficace/cm.

En se servant de la formule établie par l'Hydro-Ontario à la station expérimentale de Coldwater, les pertes par effet couronne sont telles que montrées à la fig. 9 pour une distance entre phase de 15 m. La longueur des chaînes et la distance entre phase et masse ont été les principaux facteurs qui ont déterminé la distance entre phases. Comme les précipitations annuelles de pluie et de neige sont d'environ

70 cm et 300 cm respectivement, la perte de puissance moyenne par effet couronne est estimée à environ 2 kW/km de ligne.

Théoriquement, sous un taux de précipitation de neige de 1,2 cm/h, les pertes par effet couronne en kW/km des lignes à 735 kV seront égales aux pertes des lignes à 315 kV. Les pertes par effet couronne furent vérifiées pendant quelques années sur des lignes à 315 kV de 375 km de long. Une analyse des mesures enregistrées, démontre que les pertes par effet couronne instantanées, produites par la neige sont beaucoup plus élevées que celles causées par la pluie dans un rapport d'environ 2 à 1. Ce résultat est probablement dû au fait qu'une très forte chute de neige sur une très grande zone est plus probable qu'une très forte chute de pluie. La fig. 10 indique quelles sont les plus fortes pertes par effet de couronne enregistrées sur les lignes à 315 kV lors d'une tempête de neige de longue durée.

Une formule développée au Japon fut utilisée pour calculer le niveau de perturbations radiophoniques près des lignes de transport. On a calculé que le niveau de perturbations atteindrait $75 \mu\text{V}$ quasi-crête/m à une fréquence de 1 MHz, à 30 m d'une phase extérieure en période de beau temps. Ce niveau de perturbations est pratiquement identique à celui qui a été mesuré le long des lignes à 315 kV. Le niveau de perturbations à 30 m d'une phase extérieure des lignes à 315 kV varie d'un minimum de $50 \mu\text{V/m}$ en période de beau temps jusqu'à un maximum d'environ $2500 \mu\text{V/m}$ lors de chutes de pluie ou de neige, sans que jamais aucune plainte ne soit enregistrée.

A ce sujet, trois résidents (le long des lignes 315 kV) ont formulé des plaintes concernant des parasites aux fréquences de la télévision. La source de ces perturbations a été retracée jusqu'aux chaînes qui supportent les cavaliers aux pylônes d'ancrage. Parce que ces chaînes sont légèrement chargées mécaniquement, un mauvais contact électrique à l'attache des pinces pouvait provoquer de petits arcs qui généraient des perturbations aux fréquences très élevées.

Comme les traversées de la rivière Saguenay et du fleuve St-Laurent sont très longues (entre 1100 et 1750 m) il est économique d'employer les plus petits conducteurs acceptables du point de vue perturbations radiophoniques afin de diminuer les efforts mécaniques aux pylônes et le coût des installations.

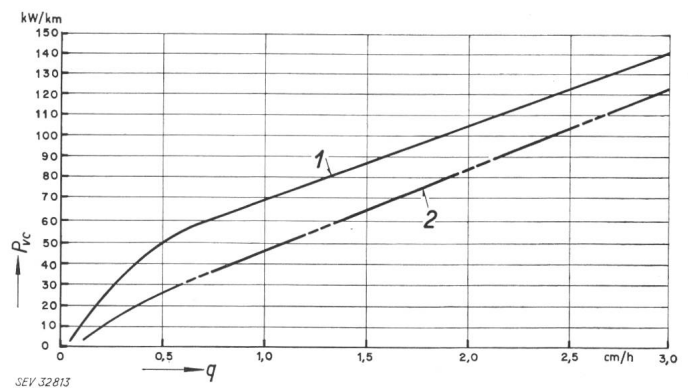


Fig. 9

Prévisions des pertes P_{vc} causées par l'effet couronne sur les lignes de transport à 735 kV

1 pluie; 2 neige
 q taux de précipitation de pluie ou de neige
 Distance entre phases 15 m

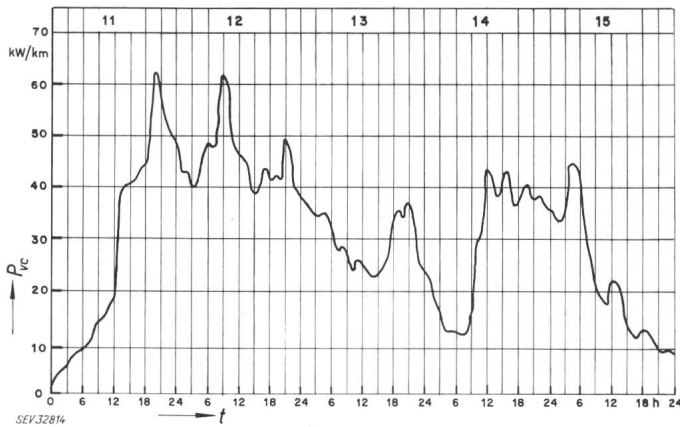


Fig. 10

Pertes couronnes P_{vc} mesurées sur des lignes de transport 315 kV durant la période du 11 au 15 février 1960

t temps

L'usage de plus petits conducteurs est facilité par une distance entre phases de 24 m et une hauteur minimum de 57 m par rapport au sol. Afin de faciliter la pose, il fut résolu de s'en tenir à un faisceau de 4 conducteurs ayant un diamètre de 2,8 cm. A cause de l'élévation considérable des conducteurs au-dessus de l'eau, le niveau de perturbations sous les traversées sera d'environ $75 \mu\text{V}$ en période de beau temps. Pour les quelques portées adjacentes aux traversées, les niveaux de perturbations radiophoniques seront plus élevés qu'ailleurs le long des lignes. Cependant, on ne prévoit pas d'ennuis sérieux.

A cause de l'économie et surtout parce qu'il est peu probable que les traversées soient frappées par la foudre, les fils de garde seront omis. De plus, l'utilité des fils de garde suspendus à des pylônes de traversées qui atteignent jusqu'à près de 180 m de hauteur est discutable. Il est à noter qu'aucune traversée n'est à moins de 8 km d'un poste.

En ce qui concerne les postes, les barres tendues seront composées d'un faisceau de 2 conducteurs entièrement en aluminium d'un diamètre de 5,87 cm distants de 35 cm. Les barres rigides consisteront de tuyaux d'aluminium d'un diamètre extérieur de 11,5 cm. Toutes les barres des postes seront isolées pour soutenir les mêmes surtensions de manœuvre sous pluie que les lignes. Tout comme pour les lignes de transport, la distance entre les phases dans les postes est de 15 m. Dans ce cas la distance a été choisie en fonction des distances entre phase et masse et des dimensions de l'appareillage.

7. Isolateurs et accessoires de ligne et de barre

Les éléments d'isolateurs de ligne seront en porcelaine du type capot et tige avec fixation par chape et œillet parce que leur résistance mécanique est très grande. Des éléments de 7000, 11 000 et 16 000 kg, dépendant des charges mécaniques, composeront les chaînes doubles en «V». Des éléments de 23 000 kg seront utilisés pour les traversées importantes. Un poids de 360 kg sera suspendu aux chaînes qui supportent les cavaliers de ligne afin de respecter les distances entre phase et masse. Les chaînes d'ancrage des postes seront simples et formées de 35 éléments de 16 000 kg afin d'obtenir une petite flèche.

Les palonniers de suspension des lignes de transport ne seront pas équipés de pare-effluves. En effet, avec des

chaînes doubles (fig. 11) la construction des palonniers permet de supporter les conducteurs supérieurs du faisceau assez haut pour empêcher la formation d'aigrettes au pied des chaînes. Par beau temps, des essais ont démontré que le niveau de perturbations mesuré sur un ensemble de palonniers et pinces d'attache, sans pare-effluves, atteignait $1500 \mu\text{V}$ quasi-crête à 1 MHz pour une tension de 465 kV phase à terre. Avec des anneaux de garde, cette valeur peut être réduite à environ $500 \mu\text{V}$. Cependant comme les pare-effluves n'ont guère d'influence par mauvais temps, il apparaît superflu de les ajouter, car la valeur de $1500 \mu\text{V}$ ne semble pas excessive.

Des anneaux répartiteurs de champ, fabriqués avec un tuyau d'aluminium de 11,5 cm de diamètre seront nécessaires à l'extrémité des chaînes d'ancrage ainsi qu'avec les palonniers des chaînes simples en «V» qui supportent les cavaliers. Les chaînes simples en «V» ne permettent pas l'usage d'un palonnier qui suspende les conducteurs suffisamment hauts pour empêcher le pied des chaînes de produire des effluves.

Dans les postes, les raccords de barres seront conçus de façon à ce qu'aucune aigrette ne se forme à une tension minimale de 500 kV phase à la terre.

Les barres rigides seront posées à 10,5 mètres au-dessus du sol et seront supportées par des colonnes d'isolateurs de porcelaine à long fût. L'emploi des isolateurs creux fit surgir certains doutes, à savoir: que le gradient de potentiel à l'intérieur de l'élément, placé au haut d'une colonne isolante, dépasse la valeur critique d'ionisation. Des essais concluants furent exécutés par la Ohio Brass Co. Ces essais démontrent que le gradient maximal, à l'intérieur d'une colonne isolante de 455 cm de hauteur soumise à la tension de service, n'atteint qu'un faible pourcentage de la valeur critique d'ionisation. Afin d'obtenir une expérience d'exploitation variée, des colonnes isolantes à fût plein et à fût creux serviront pour la construction des sectionneurs et des barres.

Il est peu probable que le vent fasse vibrer dangereusement les barres rigides, même si les colonnes de support sont espacées d'environ 10 m. Cependant si les vibrations s'avéraient trop prononcées il serait facile de les amortir en insérant un conducteur d'aluminium-acier à l'intérieur des tuyaux d'aluminium.

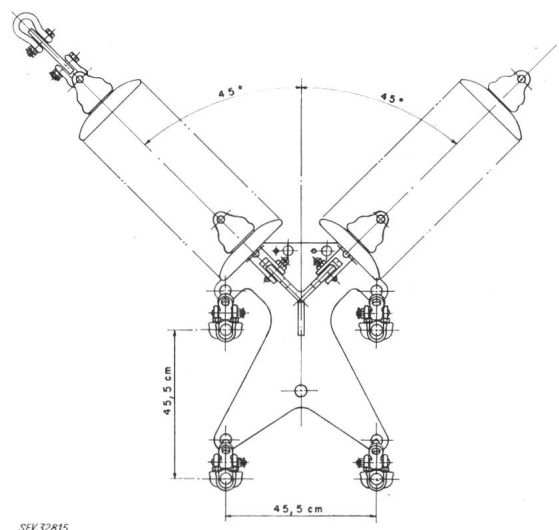


Fig. 11

Palonnier et pinces d'attache pour un faisceau de quatre conducteurs type Bersimis

8. Appareillage

8.1 Choix de l'appareillage

Le choix de l'appareillage qui sera mis en service en 1965 fut basé sur les critères suivants:

1. L'expérience antérieure du fabricant dans la production de l'équipement à très haute tension.
2. Dans un poste donné, les appareils similaires devaient être achetés d'au moins deux fabricants, de sorte qu'une erreur de conception ne puisse occasionner une panne prolongée.
3. Le rendement garanti.
4. Les dates de livraison et le coût.

8.2 Transformateurs de puissance

Une norme pour les traversées 735 kV sera probablement adoptée par les manufacturiers canadiens. Les manufacturiers européens ne pourront pas adopter cette norme pour différentes raisons. Entre autres, dans les limites de temps fixées pour la livraison du matériel, il ne semblait pas logique de changer les dimensions de traversées qui avaient déjà subi les essais requis. De plus, les changements de dimensions des traversées auraient occasionné chez certains fabricants des révisions de projets assez élaborées. L'Hydro-Québec jugea donc plus sage d'accepter des traversées 735 kV qui ne seraient pas toutes interchangeables afin d'assurer un meilleur résultat final dans la période de temps allouée.

Chaque autotransformateur ou transformateur sera muni d'un enroulement tertiaire à 12 kV destiné à la circulation des courants harmoniques et à l'alimentation des services auxiliaires.

Toutes les cuves doivent être construites de telle façon que l'huile recouvre entièrement les parties actives lors de l'installation. Cette précaution empêche l'humidité de pénétrer dans l'isolation pendant l'assemblage, l'inspection ou l'entretien.

Plusieurs fabricants soumettront un transformateur à la tension maximale d'exploitation pendant un certain temps afin de vérifier la valeur de leur construction.

8.3 Réactances shunt

L'usage de bobines de réactance shunt à très haute tension est relativement récent. Grâce à l'expérience acquise avec des réactances shunt déjà en exploitation à des tensions allant jusqu'à 420 kV, il semble que le problème de la vibration, un des plus sérieux, sera résolu sans trop de difficultés.

En plus des essais électriques et mécaniques effectués sur des modèles réduits, chaque fabricant doit vérifier les vibrations sur un élément pleine grandeur soumis à la tension maximum d'exploitation, à 60 périodes pendant une minute. Des installations de condensateurs statiques d'envergure sont évidemment nécessaires pour exécuter cet essai.

Aucune installation d'essai existante ou économiquement réalisable ne permet d'exécuter des essais diélectriques et de surtensions de manœuvre. Les pertes seront mesurées à 50 % de la tension d'exploitation par la méthode calorimétrique et extrapolées pour 100 %. Apparemment il sera possible de réaliser la construction des réactances pour satisfaire la tolérance de $\pm 2,5$ % pour un groupe triphasé et une tolérance de $\pm 0,5$ % entre les appareils formant un groupe. Afin de contrôler les surtensions à la fréquence industrielle lors d'un délestage, l'inductance des réactances

shunt sera linéaire jusqu'à 150 % de la tension maximale d'exploitation.

A chaque poste une réactance de réserve sera installée en permanence, pour remplacer, au moyen d'un jeu de barres et de sectionneurs, n'importe quelle réactance comprise dans deux groupes au maximum.

Une comparaison des coûts des éléments de 110 MVar et de 55 MVar indiquent que les premiers sont environ 20 % plus chers seulement. Il est évident que seules les réactances de très grande puissance sont économiques à 735 kV à cause de la grande quantité d'isolement en jeu.

Les réfrigérants des réactances seront installés sur des bases de béton séparées et seront reliés aux cuves par des tuyaux et des joints flexibles. De plus un manufacturier recommande l'installation de ressorts amortisseurs sous les cuves et des bases de béton d'un poids égal à celui des éléments.

8.4 Disjoncteurs

Tous les disjoncteurs 735 kV sont du type à air comprimé. Selon les fabricants, le nombre de chambres de coupure par pôle est de 12 ou de 14. Le disjoncteur le plus court mesure 11,5 m alors que le plus long atteint 16 m.

Les spécifications du cahier des charges ne semblent pas poser de difficultés trop grandes. En effet, les pouvoirs de coupure prévus varient d'environ 35 000 à 40 000 MVA symétriques alors que seulement 25 000 MVA étaient requis. De plus la vitesse de rétablissement diélectrique de 2650 V/ μ s pendant 400 μ s, lors de la coupure d'un défaut, est facilement dépassée si on se fie aux essais déjà exécutés sur des chambres séparées. Quant aux coupures de lignes à vide, des essais de rétablissement diélectrique sur des chambres individuelles indiquent qu'il ne sera pas difficile d'éviter les réamorçages. Des essais de coupure de lignes à vide seront effectués en 1965 pour confirmer les résultats de laboratoire.

Afin d'obtenir des temps de fonctionnement très courts, les trois fournisseurs de disjoncteurs offrent des appareils dont les éléments de coupure sont continuellement sous pression, avec clapet de soufflage du côté aval. Dans le cas de deux manufacturiers, les clapets de soufflage sont commandés par des tiges isolantes montées à l'intérieur des isolateurs de support. Le troisième manufacturier utilise un moyen mécanique différent en plus d'une commande pneumatique. Ces divers arrangements produiront un temps de fonctionnement total qui variera entre 3,3 et 5,0 centièmes de seconde.

Les disjoncteurs ne seront équipés que pour le réenclenchement rapide triphasé.

De grandes précautions seront prises afin d'empêcher la condensation de l'humidité à l'intérieur des tubulures isolantes des disjoncteurs. L'air sera d'abord comprimé à 86 kg/cm² avant de circuler à travers des assécheurs à l'oxyde d'aluminium et de passer aux réservoirs d'emmagasinement. Il sera ensuite détendu à 56 kg/cm² et dirigé à l'aide de boyaux en plastique vers les appareils où la pression sera réduite à la pression d'utilisation qui varie entre 19 et 25 kg/cm² suivant les manufacturiers.

Une attention toute spéciale doit être apportée à la réalisation des joints d'étanchéité car l'expérience a démontré qu'ils peuvent faire défaut à très basse température.

8.5 Parafoudres

Deux manufacturiers différents fabriqueront les parafoudres du type à soufflage magnétique. Les éléments posséderont une puissance thermique très élevée correspondant à la décharge d'une ligne de 360 km de long, soumise à une surtension de 2,5. Pour indiquer les dimensions en jeu il faut souligner qu'une colonne mesure jusqu'à 9 m de hauteur et pèse jusqu'à 5000 kg. Afin de vérifier la puissance thermique, des essais seront faits en déchargeant, à travers quelques éclateurs et résistances, un circuit de condensateurs et d'inductances ayant des paramètres et une charge proportionnels à une ligne de 360 km.

Dans le but de prévenir des amorçages inutiles il sera possible d'assurer une tension d'amorçage pratiquement constante, quelle que soit la raideur du front des surtensions internes.

8.6 Sectionneurs

Tous les sectionneurs sont du genre à un couteau, à ouverture verticale. La commande locale comporte, pour chaque pôle, un moteur électrique relié à une colonne de porcelaine tournante par un système d'arbre et d'engrenage. Une commande manuelle de secours est fixée à l'arbre de commande.

Ce genre de sectionneur est très apprécié parce que la rotation du couteau lors de la fermeture ou de l'ouverture permet de briser la glace très efficacement et aussi d'employer des contacts à très forte pression. A cause de leur longueur, les couteaux d'aluminium ont un diamètre de 12,7 cm. Les colonnes isolantes mesureront probablement 455 cm de hauteur et la distance entre les anneaux de garée le long du grand axe atteindra 5,3 m.

L'usage de sectionneurs pantographes n'offrait aucun avantage dû à l'implantation adoptée.

8.7 Transformateurs de mesure

Pour les raisons énumérées plus haut, des transformateurs de tension magnétiques seront raccordés aux liaisons courtes, alors que les lignes longues seront équipées de diviseurs de tension capacitifs. A 735 kV les transformateurs de tension magnétiques coûtent en général plus chers que les diviseurs capacitifs.

Les transformateurs de tension capacitifs sont composés de condensateurs installés à l'extérieur et disposés en hélice autour de colonnes isolantes. Cette construction semble simple et sûre. Des éléments de condensateurs ont été mis sous tension à -54°C , tel que requis par le cahier des charges, avec des résultats concluants. Les transformateurs de tension magnétiques choisis comprennent 4 stades indépendants par pôle.

Trois manufacturiers fourniront les transformateurs de courant de deux types différents:

- a) Un seul élément par pôle, avec un circuit magnétique unique et une isolation à deux stades en cascade.
- b) Deux éléments indépendants par pôle, chacun ayant un circuit magnétique et une isolation à deux stades en cascade.

Chaque élément des transformateurs de mesure sera scellé hermétiquement à l'air atmosphérique. La variation

du volume d'huile sera rendue possible soit par une membrane flexible, un réservoir compressible en forme d'accordéon ou un volume d'azote sec.

9. Progrès des travaux

9.1 Lignes de transport

90 % de l'arpentage pour la première ligne de transport est terminé. Jusqu'à 200 ouvriers ont participé à ce travail simultanément. Pour déblayer l'assiette du droit de passage qui atteint 160 m de largeur pour deux lignes, 1500 bûcherons sont à l'œuvre et déjà 70 % du travail est terminé.

Les premières fondations des pylônes seront coulées au début d'avril 1964. Presque tous les contrats pour la fabrication de l'acier des pylônes ont été adjugés. Les contrats pour la fourniture des conducteurs ont aussi été accordés et ceux des isolateurs et accessoires le seront incessamment.

Une ligne expérimentale d'environ 3 km de longueur sera érigée durant l'hiver 1963—1964 afin d'étudier les difficultés du montage.

Pour illustrer l'envergure du travail requis pour réaliser la première ligne, il suffit d'énumérer les quantités en jeu, soit: 45 000 t d'acier, 675 000 éléments d'isolateurs et 7500 km de conducteurs.

9.2 Postes

Tout l'appareillage des postes est commandé depuis plusieurs mois et sera livré dans une proportion d'environ 40 % en 1964 et de 60 % en 1965.

Les détails des plans pour la construction des postes progressent de façon satisfaisante. Déjà les bases de béton pour la structure du 315 kV ont été coulées au poste collecteur de Manicouagan. A Lévis et Boucherville les terrains seront nivelés avant la fin de décembre 1963. Les travaux de construction recommenceront tôt au printemps 1964.

Tous les programmes de fabrication d'appareillage ont été reçus et tous les manufacturiers semblent optimistes quant aux dates de livraison.

10. Conclusion

La décision d'adopter 735 kV comme échelon de tension pour le réseau de transport d'énergie Manicouagan—Montréal a provoqué un grand étonnement et soulevé beaucoup d'intérêt parmi les fabricants d'appareillage électrique. Cette décision, qui fut annoncée à la fin d'août 1962, ne laissait guère que trois ans avant la mise en service de la première liaison. Cependant les seize mois qui se sont écoulés depuis prouvent que le choix était sage.

Les manufacturiers d'appareils ont démontré que l'Hydro-Québec avait eu raison de leur faire confiance. Grâce à la collaboration de tous les fabricants ainsi qu'au travail ardu des services techniques de l'Hydro-Québec et des différents entrepreneurs, il semble assuré que la première tranche du projet sera mise en exploitation à la date prévue.

Adresse de l'auteur:

L. Cahill, ingénieur, Commission hydroélectrique de Québec, Montréal (Canada).