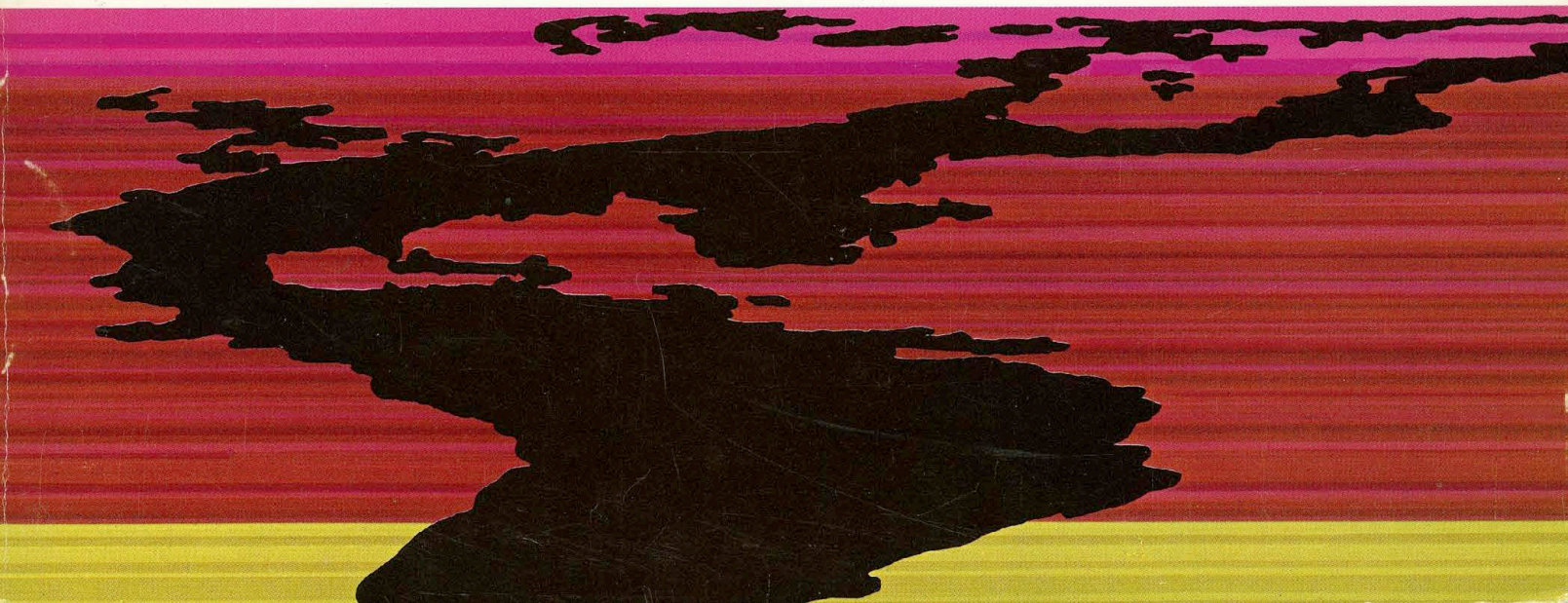
RÉFÉRENCES



Hydro-Québec Rapport annuel 1971

If you would rather have an English version of this report, we shall be glad to send you one upon request.
Public Relations
Hydro-Québec
75 Dorchester Boulevard West
Montréal 128, Québec

Sommaire	page
La Commission	4
Rapport du président	6
Faits saillants	9
Résultats financiers	10
Évolution des ventes	11
L'action commerciale	13
L'approvisionnement	14
La production	15
Centrales en construction	16
La baie James	19
Transport et distribution	21
L'automatisation du réseau	23
L'Institut de recherche	25
Prospection pétrolière	25
Le personnel	26
Nouvelles structures administratives	26
Centrales en service ou en construction	49

États financiers et statistiques	page
Rapport des vérificateurs	30
État consolidé des revenus et dépenses	31
Bilan consolidé	32
État consolidé des réserves	34
État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds	35
Notes aux états financiers consolidés	36
Sommaire des revenus et dépenses consolidés	42
Ventes et revenus consolidés de cinq ans	43
Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1971	44
Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite	45
Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec	46

Ministère des Richesses naturelles
Province de Québec
Cabinet du ministre

L'honorable lieutenant-colonel
Hugues Lapointe, c.r.
Lieutenant-gouverneur de
la province de Québec

Qu'il plaise à Votre Honneur,

Le soussigné a l'honneur
de vous présenter le rapport
de la Commission hydroélectrique
de Québec pour l'exercice terminé
le 31 décembre 1971.

Respectueusement soumis

Le ministre des
Richesses naturelles

Québec, le 9 mars 1972

Siège social:
75 ouest,
boulevard Dorchester,
Montréal 128

La Commission

Le président
Roland Giroux

Les commissaires
Georges Gauvreau, n.p.
Yvon DeGuise, ing.
Robert-A. Boyd, ing.
Paul Dozois

Les co-secrétaires
Bernard Lacasse, c.r.
William E. Johnson

Le vérificateur général
Marcel Jean, C.A.

Les Directions générales

Approvisionnement
Directeur général:
Roger-A. Labrie

Construction
Directeur général:
Guy Monty, ing.

Distribution et Ventes
Directeur général:
Maurice Saint-Jacques, ing.

Finance et Comptabilité
Directeur général:
Edmond-A. Lemieux, C.A.

Génie
Directeur général:
Lionel Cahill, ing.

Personnel
Directeur général:
Alexandre Beauvais, ing.

Production et Transport
Directeur général:
J.-J. Villeneuve, ing.

La Commission hydro-électrique de Québec (ou l'Hydro-Québec) a été constituée par une loi provinciale le 14 avril 1944 comme société d'État productrice et distributrice d'électricité dans la province de Québec.

Les Directions-conseils

Contentieux
Directeur:
Jean Boulanger, c.r.

Informatique
Directeur:
André Duval

Institut de recherche
Directeur:
Lionel Boulet, ing.

Organisation
Directeur:
Jean Lespérance

Recherche économique
Directeur:
Jean-Charles de Groote

Relations publiques
Directeur:
Marcel Couture

Les Régions

Abitibi
Directeur:
Pierre Simard, ing.

Laurentides
Directeur:
Marcel Lapierre, ing.

Maisonneuve
Directeur:
Georges-A. Lauzon, ing.

Manicouagan
Directeur:
Gérard-R. Labossière, ing.

Matapédia
Directeur:
Gabriel Gagnon, ing.

Mauricie
Directeur:
Robert Brunette, ing.

Montmorency
Directeur:
Pierre Godin, ing.

Richelieu
Directeur:
Gaston Galibois, ing.

Saguenay
Directeur:
Jules Harvey, ing.

Saint-Laurent
Directeur:
Louis-G. Boivin, ing.

La Commission hydroélectrique de Québec

Les membres de la Commission. De g. à d., MM. Georges Gauvreau, Yvon DeGuise, Roland Giroux (président), Robert-A. Boyd et Paul Dozois.

Rapport du président

Le produit de nos ventes d'électricité a dépassé le demi-milliard de dollars pour la première fois en 1971 et accuse, par rapport à 1970, une augmentation de 8.4% qui est attribuable à divers facteurs. Le renouvellement d'un certain nombre de contrats importants nous a fourni l'occasion de négocier des prix de vente concordant mieux avec nos prix de revient et la valeur réelle du service fourni. D'autre part, les nouvelles conventions de fourniture de puissance et d'énergie conclues avec les réseaux de deux provinces voisines sont entrées en vigueur et ont eu pour effet, en 1971, d'accroître la productivité de nos centrales.

Le volume des ventes d'énergie souscrite à la clientèle québécoise n'affiche qu'une augmentation de 3.6% par rapport à 1970, au regard de l'augmentation de 7.1% enregistrée en 1970 par rapport à 1969. Cependant, si l'on écarte le petit groupe de grandes industries, y compris les pâtes et papiers, dont la consommation d'électricité a diminué de 2.4%, on constate que la consommation du reste de la clientèle a continué de croître à une cadence fort satisfaisante, soit 9.2%.

L'avoir propre de l'Hydro-Québec a dépassé le milliard de dollars pour la première fois dans l'histoire de la Commission et s'établissait à $1 040 000 000 en fin d'année. Ce montant représente 25.6% du capital investi, une proportion qui donne un excellent crédit sur le marché des capitaux et que la Commission va s'efforcer de maintenir au cours des années futures.

L'examen de notre dette à long terme révèle que de nouvelles émissions à taux d'intérêt élevé continuent de se substituer d'année en année à des obligations portant des taux d'intérêt aussi bas que 3%, ce qui entraîne une ascension constante du taux d'intérêt moyen de la dette. L'Hydro-Québec ne diffère pas en cela des autres services publics, dont la plupart reflètent la même tendance.

En 1971, le taux d'augmentation de nos frais d'exploitation a été fort modéré par rapport aux années antérieures, mais rien n'indique si cette amélioration se maintiendra en 1972.

L'exploitation du réseau vient d'entrer dans une nouvelle phase avec les premières livraisons d'énergie de la centrale des chutes Churchill, dont les groupes vont être mis en service avant les dates prévues et fourniront à l'Hydro-Québec une quantité appréciable d'énergie supplémentaire.

Le parachèvement de la centrale de Manic 5 a porté à près de 3 900 000 kilowatts la puissance maintenant installée sur les rivières Manicouagan et aux Outardes et à 21 milliards de kilowattheures la production annuelle d'énergie, soit plus que le tiers de la production globale actuelle.

L'infrastructure électrique du territoire, dont dépend la possibilité d'alimenter les nouvelles charges et d'assurer le développement de toutes les régions; s'est considérablement enrichie en 1971. La mise en place des nouvelles lignes et des nouveaux postes nécessaires pour relier la centrale des chutes Churchill à notre réseau a déjà doté d'une abondante source d'énergie électrique l'important port de Sept-Iles et les exploitations minières, actuelles et futures, de l'intérieur. De même, la nouvelle ligne double terne, à 315 kV, qui est partiellement en service entre Lévis et Matapédia et qui permettra de livrer de l'énergie au Nouveau-Brunswick est une artère de plus pour alimenter la Gaspésie. Les circuits à 315 et à 230 kV qui pénètrent dans cette partie de la province auront ensemble une puissance de plus de 1 200 000 kilowatts et tout le réseau gaspésien s'en trouvera considérablement renforcé.

Depuis la publication de notre dernier rapport annuel, le projet d'aménager les rivières du versant québécois de la baie James pour satisfaire à l'accroissement des besoins du Québec en énergie électrique a franchi des stades importants, tant sur le plan des études techniques et économiques que sur le plan juridique et administratif.

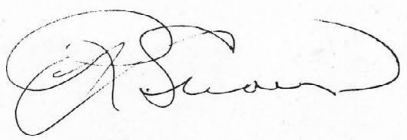
Sur le plan juridique et administratif, la loi du 14 juillet 1971 a établi les cadres juridiques du développement de toutes les ressources naturelles du versant québécois de la baie James. L'adoption de cette loi a été suivie de la formation de la *Société de développement de la Baie James* et peu après, de la *Société d'Énergie de la Baie James.*

La souscription par la Commission de 70 p. 100 du capital-actions autorisé de la *Société d'Énergie de la Baie James,* soit 7 millions d'actions, a été acceptée en février 1972. Le versement des 700 millions de dollars requis sera réparti sur une période de dix ans, dont 50 millions de dollars dans chacune des années 1972 et 1973.

Sur le plan des études techniques et économiques, la recherche du meilleur plan d'aménagement des ressources hydroélectriques de ce territoire a nécessité un effort considérable sur le terrain même et dans les bureaux de l'Hydro-Québec et de plusieurs sociétés d'ingénieurs-conseils.

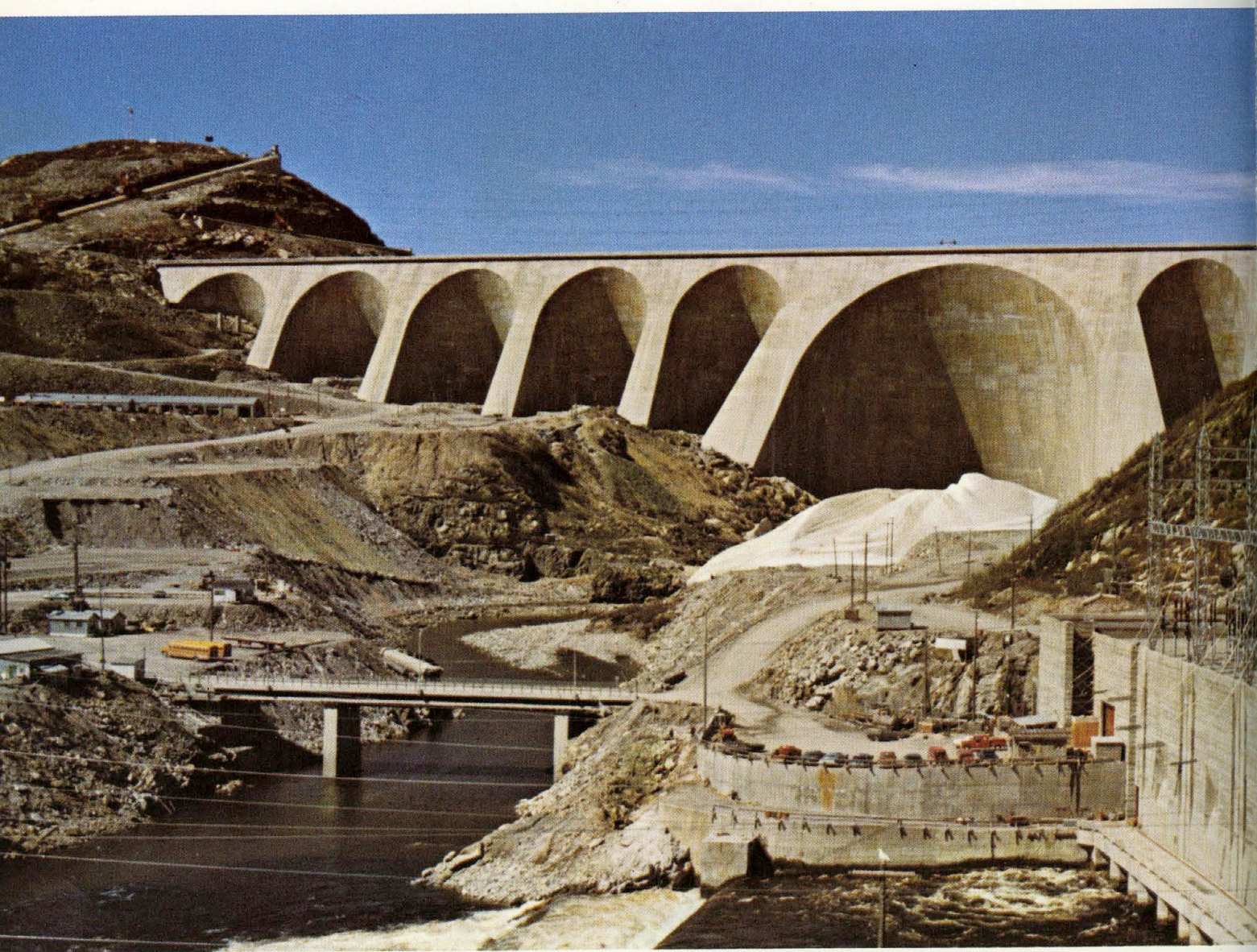
Les résultats obtenus dans les divers domaines de notre activité en 1971 n'auraient pas été possibles sans l'appui et le dévouement du personnel de l'Hydro-Québec et sans les nombreuses collaborations extérieures que nous avons obtenues. Au nom de la Commission, je tiens à exprimer à tous notre vive reconnaissance.

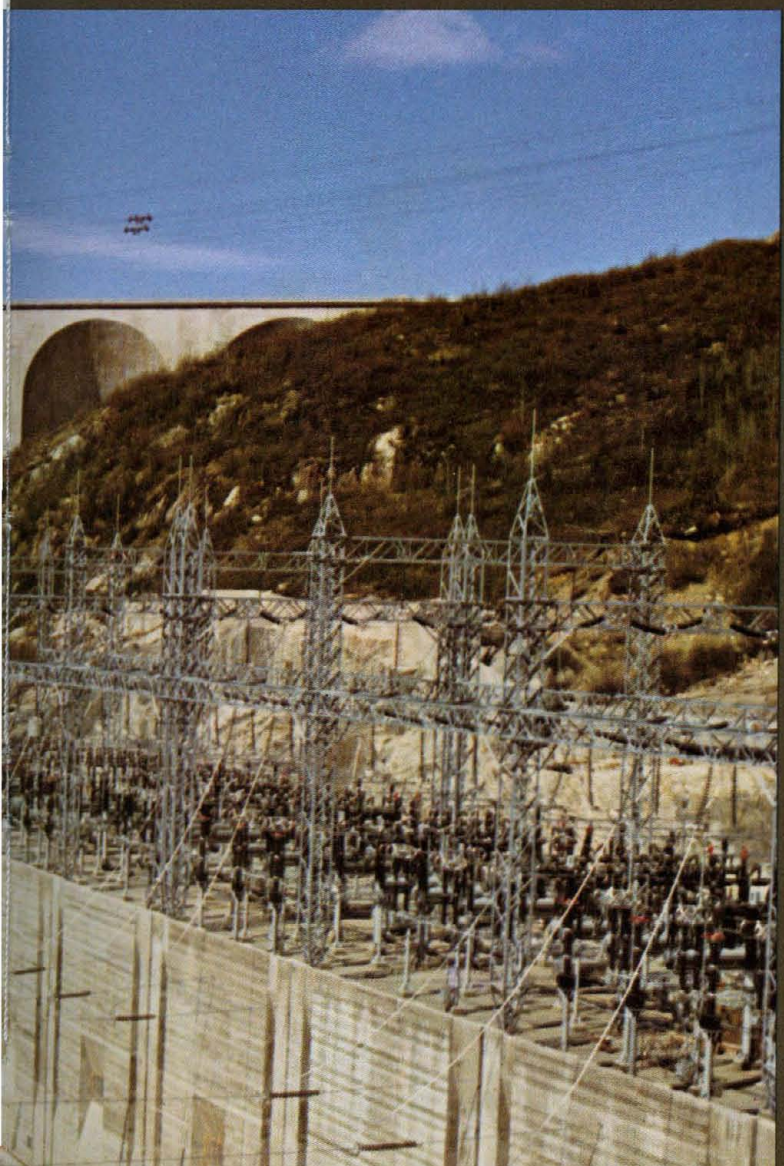
Le président



Montréal, le 6 mars 1972

La centrale de
Manic 5, au pied du barrage
Daniel-Johnson.





Faits saillants	1971	1970
Puissance installée en kilowatts au 31 décembre	11 106 710	10 617 253
Demande maximale souscrite de la clientèle québécoise, en kilowatts	9 173 000	8 873 000
Volume global des ventes d'électricité, en millions de kilowattheures	52 499	50 612
Produit total des ventes d'électricité	$ 518 314 000	$ 478 246 000
Nombre total des abonnements au 31 décembre	1 895 082	1 852 292
Consommation moyenne par abonnement domestique, en kilowattheures	7 279	6 988
Nombre d'employés permanents au 31 décembre	12 245	12 012
Dette à long terme (net) au 31 décembre	$ 2 928 265 000	$ 2 675 814 000
Réserves (avoir propre) au 31 décembre	$ 1 040 833 000	$ 913 081 000

Résultats financiers*

*Les mots en italique correspondent aux termes employés dans les *États financiers et statistiques.*

Les *revenus* bruts s'élèvent à $535 559 000, au regard de $494 319 000 en 1970, soit une augmentation de $41 240 000 ou de 8.3%.

Les *dépenses* s'élèvent à $277 865 000 et sont en hausse de $13 103 000 ou de 4.9% seulement, ce qui se compare avantageusement à l'augmentation annuelle moyenne de 7.1% observée depuis 1967.

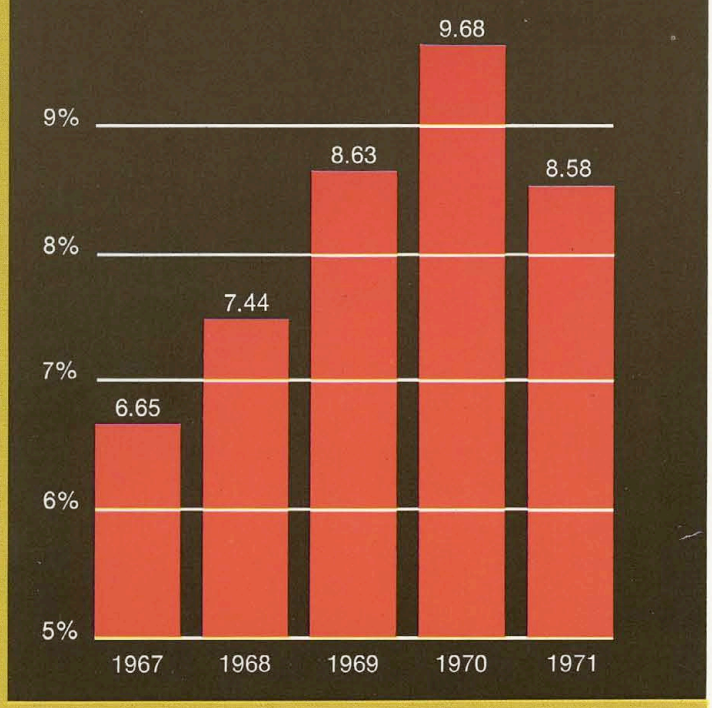
La *provision pour renouvellements (amortissement)* est de $64 103 000 et révèle une augmentation de $5 298 000 ou de 9% qui résulte des mises en service de l'année, y compris les derniers groupes de Manic 5.

Les *taxes scolaires et municipales* de l'année 1971 s'élèvent à $19 070 000, une augmentation de $888 000 ou de 4.9% par rapport à 1970, cependant que l'*impôt provincial sur énergie produite* s'établit à $29 057 000, accusant une hausse de 4.6% ou de $1 273 000. Ensemble, ces deux postes représentent 17.3% des *dépenses* de 1971.

Les obligations rachetées aux prix du marché pour satisfaire aux exigences du fonds d'amortissement ont coûté $9 547 000 de moins que la valeur au pair. En 1970, cette différence avait été de $8 796 000 et on la trouve dans l'Etat consolidé des revenus et dépenses au poste *profit net sur rachats d'obligations.*

L'évolution des taux d'intérêt

Le coût effectif moyen des emprunts annuels depuis 1967.



Les réserves

Déduction faite du montant net des frais d'intérêt imputés sur le compte de l'exploitation, le *revenu net avant intérêt sur réserves* ressort à $127 752 000, en hausse de 9.5% sur l'année précédente.

Cette somme a porté l'avoir propre de la Commission, c'est-à-dire le total des *réserves,* à $1 040 833 000. Nos réserves constituaient au 31 décembre 25.6% du capital investi, au regard de 24.6% en 1970 et 22.5% en 1969. Le capital investi est le total de l'*actif* diminué des postes intitulés *exigibilités* et *autre passif.*

Les fonds dégagés des opérations de l'année et que la Commission a pu affecter aux besoins de trésorerie forment un total de $189 750 000, au regard de $173 775 000 l'année précédente. Cette somme comprend *le revenu net avant intérêt sur réserves* ainsi que les imputations ne comportant pas de sorties de fonds, comme la *provision pour renouvellements (amortissement),* mais ne comprend pas le *profit net sur rachat d'obligations* (qui n'est pas une entrée de fonds).

Les fonds disponibles ont permis de rencontrer des échéances de $46 424 000 sur la dette à long terme, de verser un montant de $34 889 000 au fonds d'amortissement, de réduire de $30 813 000 le poste des *billets à payer,* de produire une amélioration de $26 942 000 dans le fonds de roulement et de contribuer $50 682 000 au financement des immobilisations de l'année lesquelles se sont élevées à $385 560 000, contre $291 107 000 en 1970.

Les emprunts

Les emprunts à long terme de la Commission ont

fourni un montant net de $334 640 000 et le coût effectif moyen de ces emprunts, qui avait été de 9.68% en 1970, s'est établi à 8.58% pour 1971. Au cours de l'année, le coût effectif des diverses émissions lancées sur le marché des capitaux a varié de 8.85% au début de l'année à 8.63% à la fin, passant par un minimum de 8.13% dans l'intervalle.

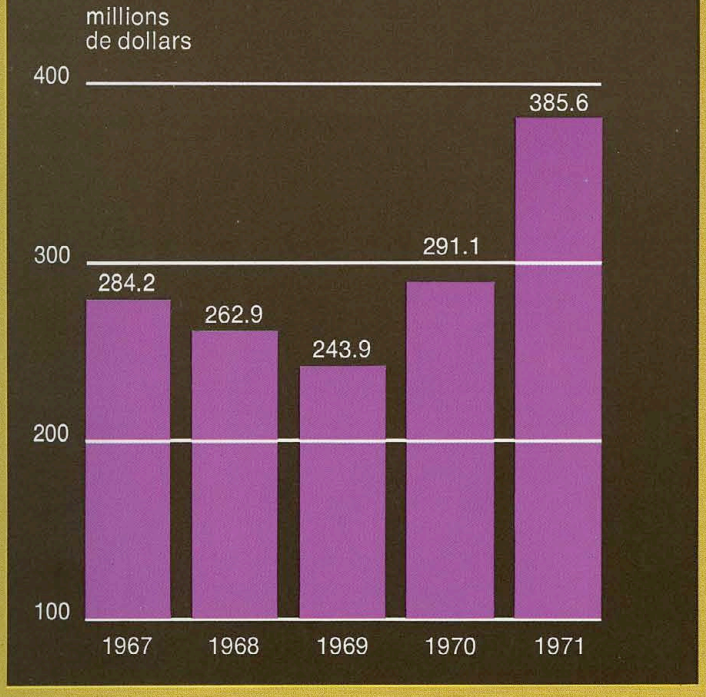
Sur le marché américain, nous avons obtenu en devises des Etats-Unis $153 000 000 dont $3 000 000 représentant le solde d'un emprunt contracté l'année précédente. Le marché européen nous a fourni 45 millions d'eurodollars et 100 millions de marks allemands ($29 835 000), cependant que nous avons émis sur le marché canadien pour $100 000 000 d'obligations dont $65 000 000 ont été souscrites par la Caisse de dépôts et placements du Québec. De plus, la Commission a négocié avec le gouvernement du Canada un emprunt de $17 500 000 devant aider à couvrir les frais de premier établissement de l'Institut de recherche et les premières tranches de cet emprunt, soit $13 400 000, ont été encaissées en 1971. Au 31 décembre, le montant net de la dette à long terme s'établissait à $2 928 265 000, ayant augmenté de $252 451 000.

Évolution des ventes

Les ventes de l'année totalisent 52.5 milliards de kWh en volume et $518 314 000 en revenus, et elles accusent par rapport à 1970 des augmentations de 3.7% en volume et de 8.4% en revenus.

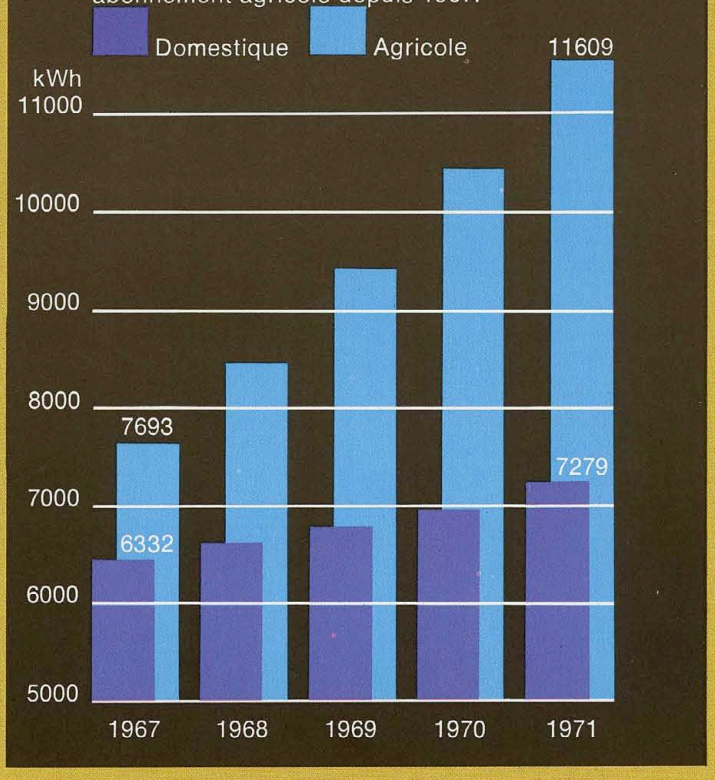
Le taux de croissance du volume des ventes d'énergie souscrite à la clientèle québécoise, qui avait été en moyenne de 7.2% par année de 1965 à 1970, se situe à 3.6% seulement pour 1971 par rapport à 1970. La clientèle québécoise a consommé 46.5 milliards de kWh, au regard de 44.9 milliards en 1970, et ces ventes ont produit $493 877 000, l'augmentation étant de $34 125 000 ou de 7.4%.

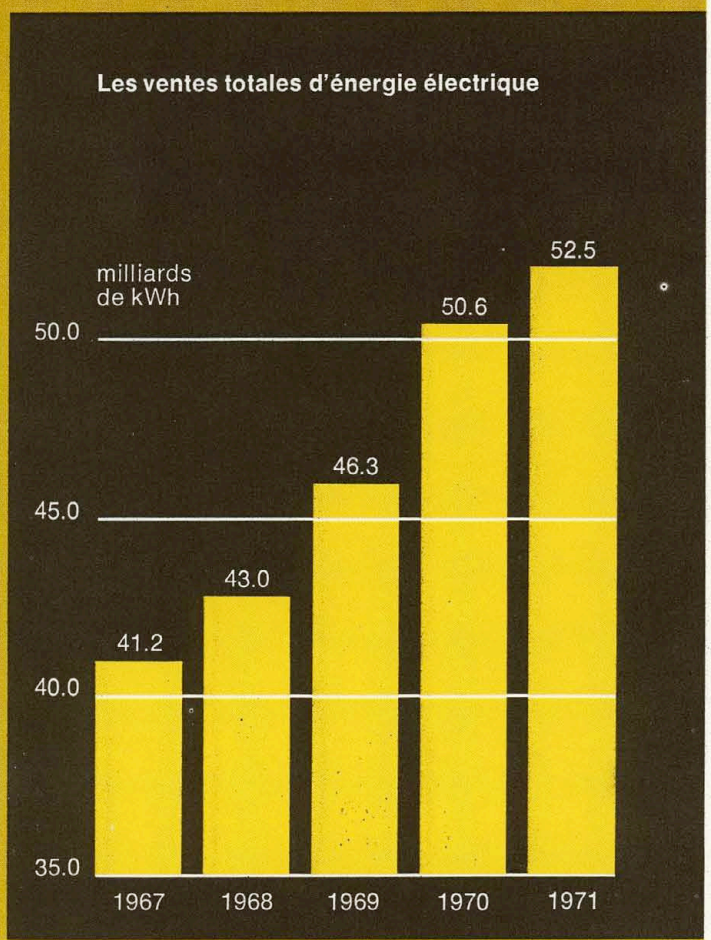
Les immobilisations de 1967 à 1971



Consommation annuelle moyenne

Evolution de la consommation annuelle moyenne par abonnement domestique et par abonnement agricole depuis 1967.





La consommation de quelques grandes industries qui absorbent une forte proportion de notre production a diminué de 383 millions de kWh ou de 2.4%. Ces industries sont les fabriques de pâtes et papiers, les entreprises électrométallurgiques et métallurgiques, les entreprises électrochimiques et chimiques et les mines. De plus, la consommation de nos propres chantiers a baissé de 611 millions de kWh par suite de la fin des travaux à Manic 5 et sur la rivière aux Outardes.

En écartant les secteurs industriels dont la consommation a diminué et nos propres chantiers, on constate que la consommation de tout le reste de la clientèle québécoise en énergie souscrite s'établit à 30.8 milliards de kWh contre 28.2 milliards en 1970, ce qui est une augmentation de 2.6 milliards de kWh ou de 9.2%; l'augmentation des revenus provenant de cette partie de la clientèle s'établit à $34 858 000 ou à 9.1%.

Nous avons fourni aux réseaux voisins un total de 5.5 milliards de kWh contre 5.1 milliards en 1970.

Les usagers domestiques et agricoles

Les ventes aux abonnés domestiques se sont élevées à 11.6 milliards de kWh et à $176 271 000, accusant des augmentations de 6.7% en volume et de 8.7% en revenus.

Le nombre des abonnements domestiques s'établissait à 1 588 587 au 31 décembre, soit 38 606 de plus que l'année précédente. L'augmentation de la consommation annuelle moyenne par abonnement domestique s'est accélérée et s'établit pour l'année à 7 279 kWh, en hausse de 4.2% par rapport à 1970, ce qui surpasse l'augmentation annuelle moyenne de 3.5% enregistrée depuis 1967.

Les exploitations agricoles ont consommé 940 millions de kWh, soit 75 millions de kWh ou 8.7% de plus qu'en 1970 et ces ventes ont produit $13 022 000, une augmentation de $994 000 ou de 8.3%.

Le nombre des abonnements agricoles continue de décroître, s'établissant à 80 936, au regard de 82 412 en 1970, mais la consommation annuelle moyenne a continué d'augmenter, se situant à 11 609 kWh, au regard de 10 490 kWh en 1970.

L'action commerciale

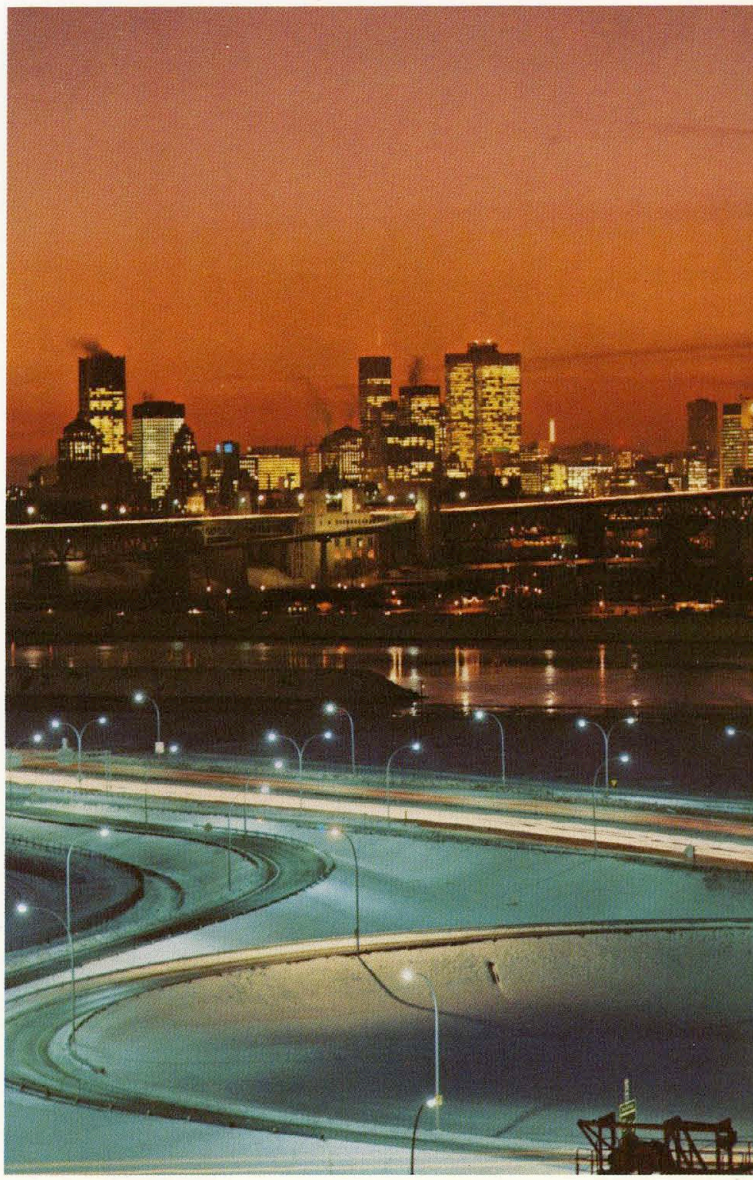
Tout près de 10 000 nouvelles unités domiciliaires construites suivant les normes tout-à-l'électricité (NOVELEC) ont été parachevées au cours de l'année, au regard de 6 260 en 1970. L'augmentation est d'environ 60%.

De plus, sur les 51 800 mises en chantier signalées par la statistique fédérale dans le secteur résidentiel en 1971, au Québec, plus de 40% seront chauffées à l'électricité.

Au 31 décembre, le nombre des chauffe-eau installés en location chez les abonnés s'établissait à 137 106 et accusait une augmentation de 7.7% par rapport à l'année précédente. En outre, 4 842 abonnés se sont prévalus des avantages offerts pour l'achat d'un chauffe-eau ou la modernisation de leur installation électrique.

Le nombre des fermes dites "bien électrifiées", dont la consommation annuelle moyenne est d'environ 30 000 kWh, est passé de 906 à 1 058.

La direction de la Mise en marché et l'Institut de recherche ont continué de s'intéresser de près ou de participer aux études et aux recherches qui se poursuivent en vue de mettre au point un véhicule électrique à la fois économique et pratique. L'année 1971 a vu apparaître sur le marché quatre modèles de tracteurs électriques présentés comme capables de concurrencer les véhicules à combustion de même catégorie et dont les accumulateurs peuvent se recharger à une prise de courant à 120 volts.



Montréal la nuit.

L'approvisionnement

La valeur des matériaux, fournitures et services commandés au cours de l'année accuse par rapport à 1970 une augmentation de 22% qui est principalement attribuable à la continuation du programme de construction des lignes à 735 kV ainsi qu'aux travaux en cours à Manic 3.

La direction générale Approvisionnement a passé un total de 73 488 commandes d'une valeur de $333 542 000 contre 69 415 commandes d'une valeur de $272 493 000 en 1970.

L'acquisition des droits réels et des immeubles nécessaires à l'exécution des projets de la Commission dans toute la province a coûté $1 850 000 contre $1 754 000 en 1970, tandis que le coût du déboisement des emprises pour les nouvelles lignes de transport, confié aux propriétaires concernés, s'élève à $483 000.

Bâtiments administratifs

Le nouveau centre administratif de la région Manicouagan, dont la construction avait débuté en 1970 à Baie-Comeau, est maintenant occupé, de même que le nouveau centre administratif et de service du secteur Drummondville, dans la ville du même nom. Trois secteurs de la région Saint-Laurent ont été pourvus de centres administratifs et de service que nous avons établis dans des locaux loués.

Nous avons mis au point au cours de l'année les plans de deux prototypes de bâtiments administratifs et de service pour district et pour sous-district. La construction à Maniwaki du premier modèle pour district sera terminée au cours de 1972.

La production

Au cours de l'année, la puissance installée du réseau est passée de 10 617 253 kW à 11 106 710 kW. Cet accroissement de 489 457 kW, soit 4.6%, provient surtout de la mise en service des trois derniers groupes (484 500 kW) à la centrale de Manic 5 et comprend un groupe additionnel de 3 072 kW à Cap-aux-Meules, dans les îles de la Madeleine.

L'appel maximal

De 1970 à 1971, la demande maximale de la clientèle québécoise en énergie souscrite s'est élevée de seulement 300 000 kW ou de 3.4%, touchant une pointe de 9 173 000 kW à 5h. de l'après-midi le 20 décembre par une température de 20° F. L'année précédente, la pointe était survenue le 22 décembre à 5h. de l'après-midi par une température bien plus basse, 2° F. sous zéro, et avait été de 8 873 000 kW. Cette faible augmentation s'explique principalement par la différence de température entre les deux dates.

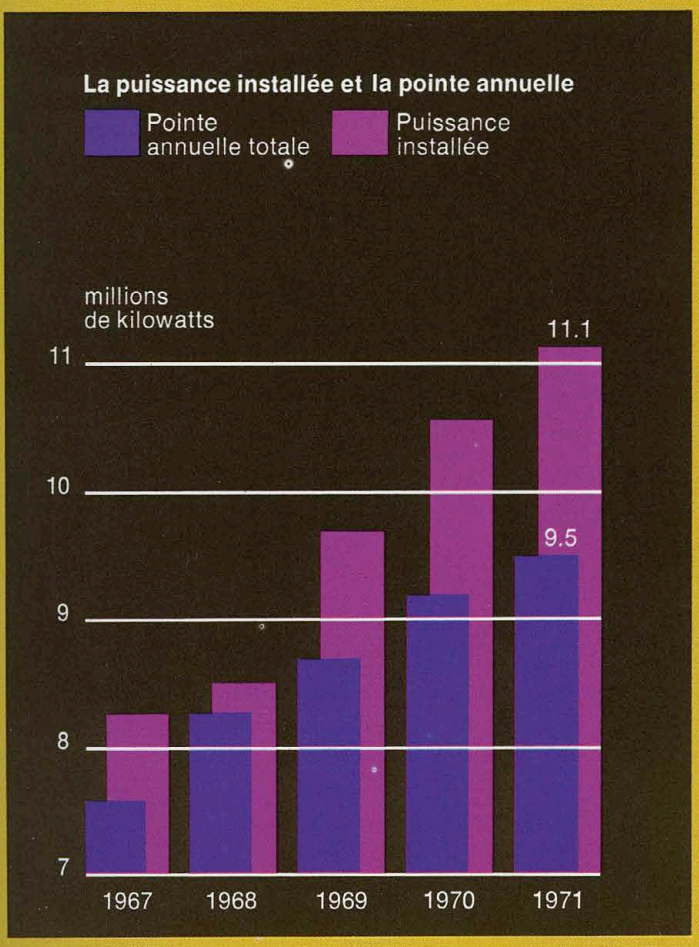
Au moment de la pointe interne, la demande totale, qui comprend les livraisons hors réseau et la puissance excédentaire, s'élevait à 9 537 000 kW, soit une augmentation de 3.5% par rapport à l'année précédente. Le taux moyen d'augmentation de la demande totale depuis 1966 s'établit à 5.3%. L'appel maximal a été satisfait sans aucune difficulté avec la puissance disponible.

L'hydraulicité

L'hydraulicité, c'est-à-dire la quantité d'eau fournie à nos centrales hydroélectriques par les précipitations, a été de 6% inférieure à la moyenne des années précédentes, mais cette baisse coïncidait avec le ralentissement de l'activité économique et n'a pas eu de conséquences fâcheuses sur la marche de l'exploitation.

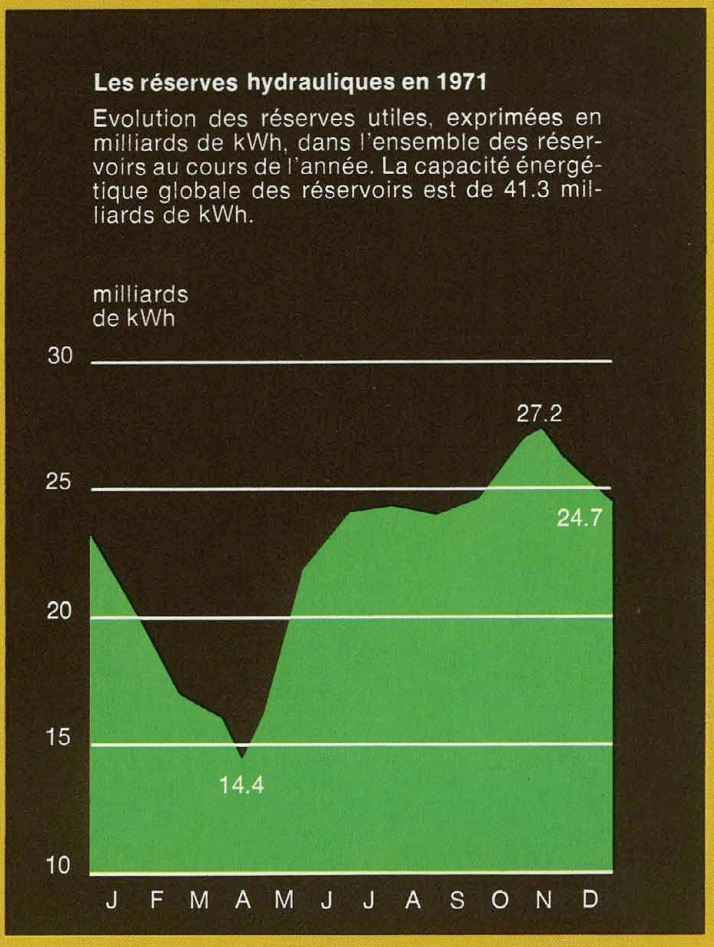
Au contraire, on a réduit la production de la centrale thermique de Tracy, tandis que la quantité d'énergie représentée par les réserves d'eau est passée de 23.1 à 24.7 milliards de kWh entre le 1er janvier et le 31 décembre.

La puissance installée et la pointe annuelle



Les réserves hydrauliques en 1971

Evolution des réserves utiles, exprimées en milliards de kWh, dans l'ensemble des réservoirs au cours de l'année. La capacité énergétique globale des réservoirs est de 41.3 milliards de kWh.



Centrales en construction

Encastrée dans la rive gauche de la rivière Manicouagan au pied du barrage Daniel-Johnson, la centrale de Manic 5 a été parachevée en novembre avec la mise en marche du huitième et dernier groupe. Sa puissance installée, 1 292 000 kW, la place au deuxième rang (après la centrale de Beauharnois) parmi les usines génératrices du réseau.

Sur les rivières Manicouagan et aux Outardes, où les travaux ont débuté en 1959, cinq des sept centrales prévues sont maintenant en service. Ces cinq centrales ont ensemble une puissance de 3 879 810 kW et une productibilité annuelle de 21 milliards de kWh. Le complexe aura éventuellement une puissance de 5 500 000 kW et une productibilité annuelle d'environ 30 milliards de kWh.

Manic 3

Au chantier de Manic 3, situé à 77 milles en aval de Manic 5, la dérivation de la rivière a été complétée le 2 décembre. La galerie de dérivation, percée dans la rive gauche, a une longueur de 2 300 pieds, un diamètre de 55 pieds et pourra laisser passer jusqu'à 85 000 pieds cubes/seconde en période de crue.

La centrale souterraine de Manic 3 aura une puissance de 1 183 200 kW répartie en six groupes qui doivent être mis en service de décembre 1975 à octobre 1976.

En plus de la centrale souterraine, les principaux ouvrages à construire sont un barrage de terre qui aura un volume de 11 millions de verges cubes et un barrage de béton plus petit, qui servira à verrouiller une vallée auxiliaire sur la rive gauche et dont feront partie la prise d'eau, la passe à billes et le déversoir.

Le noyau imperméable du barrage principal sera prolongé vers le bas par un double mur de béton qui pénétrera jusque dans le roc de fondation à travers les alluvions dont est remplie la gorge profonde de plus de 400 pieds sous le lit de la rivière. La construction de cette double membrane, nécessaire pour empêcher l'eau de s'infiltrer sous le barrage, a débuté au printemps et se poursuivra en 1972. La mise en place du barrage lui-même durera jusqu'à la mise en eau en 1975. L'excavation de la caverne de la centrale doit commencer en 1972.

La direction générale de la Construction a exécuté des travaux à plusieurs autres endroits en 1971 et le personnel des divers chantiers a touché une pointe d'environ 3 200 hommes au cours de l'année, y compris 2 020 à Manic 3 et 770 à Manic 5.

La centrale nucléaire de Gentilly

La centrale nucléaire de 266 000 kW construite à Gentilly, sur la rive droite du fleuve Saint-Laurent à quelques milles en aval de Trois-Rivières, a pu fournir jusqu'à 117 000 kW au réseau vers la fin de l'année.

Cette centrale, dont le réacteur a divergé pour la première fois le 12 novembre 1970, appartient à l'Énergie atomique du Canada et l'Hydro-Québec pourra éventuellement en faire l'acquisition quand elle sera assurée d'un fonctionnement sûr et continu.

Le chantier de Manic 3 en 1971.

Baie James:
construction
des premiers abris.
L'avion est le seul
moyen de transport
en 1971.

La Commission et la *Société de développement de la Baie James* ont été saisies en décembre de trois rapports exposant diverses possibilités d'aménagement qu'offrent les rivières du versant québécois de la baie James.

La préparation de ces rapports, destinés à permettre de choisir les modes d'aménagement les plus économiques et l'ordre le plus rationnel à suivre pour mettre en valeur les potentiels de ces rivières, a nécessité une intense campagne d'investigations sur le terrain.

Le rapport sur les trois rivières formant le complexe du Sud, Nottaway, Broadback et Rupert, a été préparé par notre propre direction générale du Génie, y compris une variante joignant à ce complexe une partie du cours de la rivière Eastmain, tandis que deux sociétés d'ingénieurs-conseils ont préparé des rapports sur la rivière Eastmain et sur la Grande Rivière, y compris la possibilité de dériver dans celle-ci les cours supérieurs de deux autres rivières situées plus loin au nord, Grande Baleine et Caniapiscau.

Les trois groupes se sont mutuellement secondés au cours de la campagne, laquelle avait débuté l'hiver précédent par la construction d'un chemin d'hiver sur la neige et la glace entre Matagami et la rivière Rupert, une distance de 170 milles. Cette route a permis de transporter d'avance par voie de terre, une grande partie du matériel et du carburant qui allaient être requis.

Les équipes chargées de recueillir les nombreuses données hydrologiques, topographiques, géologiques et autres qui manquaient encore ont rayonné de 27 camps établis dans un territoire de 100 000 milles carrés, et elles étaient transportées et approvisionnées par une vingtaine d'hélicoptères et une quinzaine d'hydravions. Environ 1 300 hommes ont participé aux opérations, dont 650 employés par l'Hydro-Québec et les autres par les sociétés d'ingénieurs-conseils et divers entrepreneurs.

En plus des investigations sur le terrain, d'autres sociétés d'ingénieurs-conseils ont déterminé les tracés et complété les plans et devis de 260 milles de routes permanentes, soit une route de 150 milles de Matagami à la rivière Rupert et une route de 110 milles de Chibougamau au lac Mistassini. Les appels d'offres ont été publiés avant la fin de l'année et on prévoit que la première route sera praticable à la fin de l'année 1972. On a également procédé au choix d'emplacements propices pour trois aéroports.

Autres études

La direction générale du Génie a poursuivi l'étude de divers autres projets de moindre envergure, notamment sur la rivière Chamouchouane, qui se jette dans le lac Saint-Jean à Saint-Félicien et dont le potentiel est de 620 000 kW, et sur la rivière Moisie, qui se jette dans le fleuve Saint-Laurent à Sept-Iles et dont le potentiel pourrait être porté à 1 800 000 kW par la dérivation d'une petite partie de la rivière Caniapiscau.

On a établi une station expérimentale dans le fleuve Saint-Laurent à Saint-Joachim pour étudier les problèmes de corrosion que pose la salinité du fleuve à cet endroit, où nous pourrions établir une centrale à réserve pompée fonctionnant sous 1 160 pieds de chute. Cette centrale, réalisable en trois étapes distinctes, aurait éventuellement une puissance de 3 600 000 kW utilisable aux heures de pointe seulement en fonction du programme d'exploitation.

Transport et distribution

La première des trois lignes à 735 kV devant servir à relier la centrale de Churchill Falls aux postes Manicouagan et Micoua et le premier des 11 groupes générateurs de la centrale ont été mis en service le 19 novembre avec une avance de plus de cinq mois sur le programme.

L'Hydro-Québec prend livraison de l'énergie de Churchill Falls sur un point situé à 152 milles au nord de Sept-Iles et à 125 milles à l'ouest de la centrale, où nos lignes se raccordent avec celles construites par la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited.*

Du côté québécois, la première ligne va du point de livraison au poste Manicouagan, près de Baie-Comeau, et est longue de 257 milles. La deuxième ligne de l'Hydro-Québec, construite entre le point de livraison et le poste Micoua, une distance de 265 milles, était terminée au 31 décembre et doit être mise en service en mai 1972. Le parachèvement de la troisième ligne, entre le point de livraison et le poste Manicouagan, est prévu pour 1973.

D'autre part, la troisième ligne à 735 kV entre le complexe des rivières Manicouagan et aux Outardes et la région de Montréal s'est trouvée complétée le 3 décembre avec la mise en service du tronçon de 158 milles entre le poste Laurentides, près de Québec, et le nouveau poste Duvernay, près de Montréal.

Rendue nécessaire par l'arrivée de l'énergie des chutes Churchill, la construction d'une quatrième ligne à 735 kV entre le complexe Manicouagan-Les Outardes et la région de Québec était à moitié terminée à la fin de l'année.

Lignes à 315 kV et à 230 kV

Pour livrer au réseau du Nouveau-Brunswick les quantités d'énergie que nous nous sommes engagés à lui vendre jusqu'au 31 octobre 1976, nous achevons de construire une ligne biterne à 315 kV, longue de 260 milles, depuis le poste Lévis jusqu'au poste Matapédia près de la frontière du Nouveau-Brunswick.

Deux tronçons de cette ligne ont été mis en service au mois d'octobre: le tronçon Lévis-Rivière-du-Loup (114 milles) et le tronçon Rimouski-Matapédia (80 milles), qui fonctionneront provisoirement à 230 kV jusqu'à la mise en service du tronçon de 66 milles entre Rivière-du-Loup et Rimouski en octobre 1972.

Depuis le poste Matapédia jusqu'à la rivière Restigouche (frontière entre le Québec et le Nouveau-Brunswick), nous avons construit une ligne biterne à 230 kV, longue de 3 milles et demi, que la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick a prolongée d'une vingtaine de milles jusqu'au poste convertisseur établi à Eel River, près de Dalhousie. Le poste d'Eel River, le premier en Amérique à utiliser des convertisseurs à thyristors, servira de tampon entre notre réseau et celui des Maritimes.

Nouveaux postes

Trois nouveaux postes à 735 kV, le poste Duvernay, près de Montréal, et les postes Arnaud et Montagnais, sur le parcours des lignes venant des chutes Churchill, ont été mis en service.

Le poste Duvernay, destiné à devenir l'un des plus importants postes de transformation du continent, est le deuxième grand poste établi dans la région de Montréal pour recevoir l'énergie transportée par le réseau à 735 kV, l'autre étant le poste Boucherville. Situé à Pointe-Noire près de Sept-Iles, à 325 milles environ en aval de Québec, le poste Arnaud est équipé pour alimenter le réseau local. Situé à 137 milles au nord de Sept-Iles, le poste Montagnais alimentera en 1973 la ligne à 315 kV, longue d'une centaine de milles, pour les besoins du complexe minier du mont Wright et de la ville minière de Fermont.

Six autres nouveaux postes ont été mis en service: les postes Maisonneuve, Sidbec et Delson dans la région Maisonneuve, le poste Boulevard-Labelle dans la région Laurentides et les postes Rimouski et Matapédia dans la région Matapédia.

Les nouvelles puissances de transformation ajoutées au réseau en 1971 par les additions aux postes existants et par les nouveaux postes mis en service forment un total d'environ 5 000 000 de kVA, compte tenu des retraits.

Le réseau de distribution

Les dépenses au compte capital nécessitées par l'expansion du réseau de distribution se sont élevées à $55 063 000, soit $1 158 000 ou 2% de plus qu'en 1970. Sur cette somme, les prolongements ou additions nécessaires pour desservir les nouveaux abonnés ont coûté $22 900 000, tandis que les petits transformateurs requis pour desservir les nouveaux abonnés et pour répondre à l'augmentation des charges existantes ont coûté $8 900 000.

Les nouveaux circuits de distribution mis en service forment un total de 692 milles, contre 750 l'année précédente. Suivant les résultats d'un nouveau relevé, le réseau de distribution comptait en tout, au 31 décembre, 43 124 milles de circuits aux tensions variant de 4 à 25 kV.

La longueur totale des circuits de distribution souterraine a été portée à 1 346 milles par la mise en place de 46 milles de circuits souterrains, dont plus de la moitié a servi à raccorder de nouveaux abonnés payant directement ou indirectement la différence entre le coût de la distribution souterraine et celui de la distribution aérienne.

Érection d'un pylône à 735 kV.

Réflecteurs paraboliques
de la liaison hertzienne
avec Churchill Falls.

L'automatisation du réseau

Le réseau de l'Hydro-Québec s'est définitivement orienté en 1971 vers les modes avancés d'exploitation et de surveillance qui deviennent de plus en plus indispensables à mesure qu'augmentent le nombre, la longueur et les charges des lignes de transport et de répartition.

Un groupe de travail qui avait été chargé en 1970 d'étudier l'exploitation du réseau et son automatisation a présenté au début de l'année un rapport dont les conclusions vont entraîner la mise en service à Montréal en 1975 d'un nouveau centre provincial de dispatching et, entre 1975 et 1977, de sept nouveaux centres régionaux de dispatching: Manicouagan, Grand Montréal, Québec, Shawinigan, Hull, Rouyn et Rimouski.

On prévoit que les nouveaux centres, en s'adaptant d'année en année à l'évolution du réseau, pourront répondre aux exigences de l'exploitation jusqu'en 1985 ou 1990.

La télécommande

Les installations de télécommande mises en place dans les nouvelles centrales d'Outardes 4, d'Outardes 3 et de Manic 5 et au poste Manicouagan étaient à différents stades de mise en service à la fin de l'année. Sur le haut Saint-Maurice, dont les quatre centrales seront éventuellement asservies au dispatching de Shawinigan, les centrales de La Trenche et du Rapide Blanc seront télécommandées en 1972 par la centrale de La Tuque. Assujetties à la télécommande, il y aura alors 12 centrales ayant ensemble une puissance de 3 800 000 kilowatts.

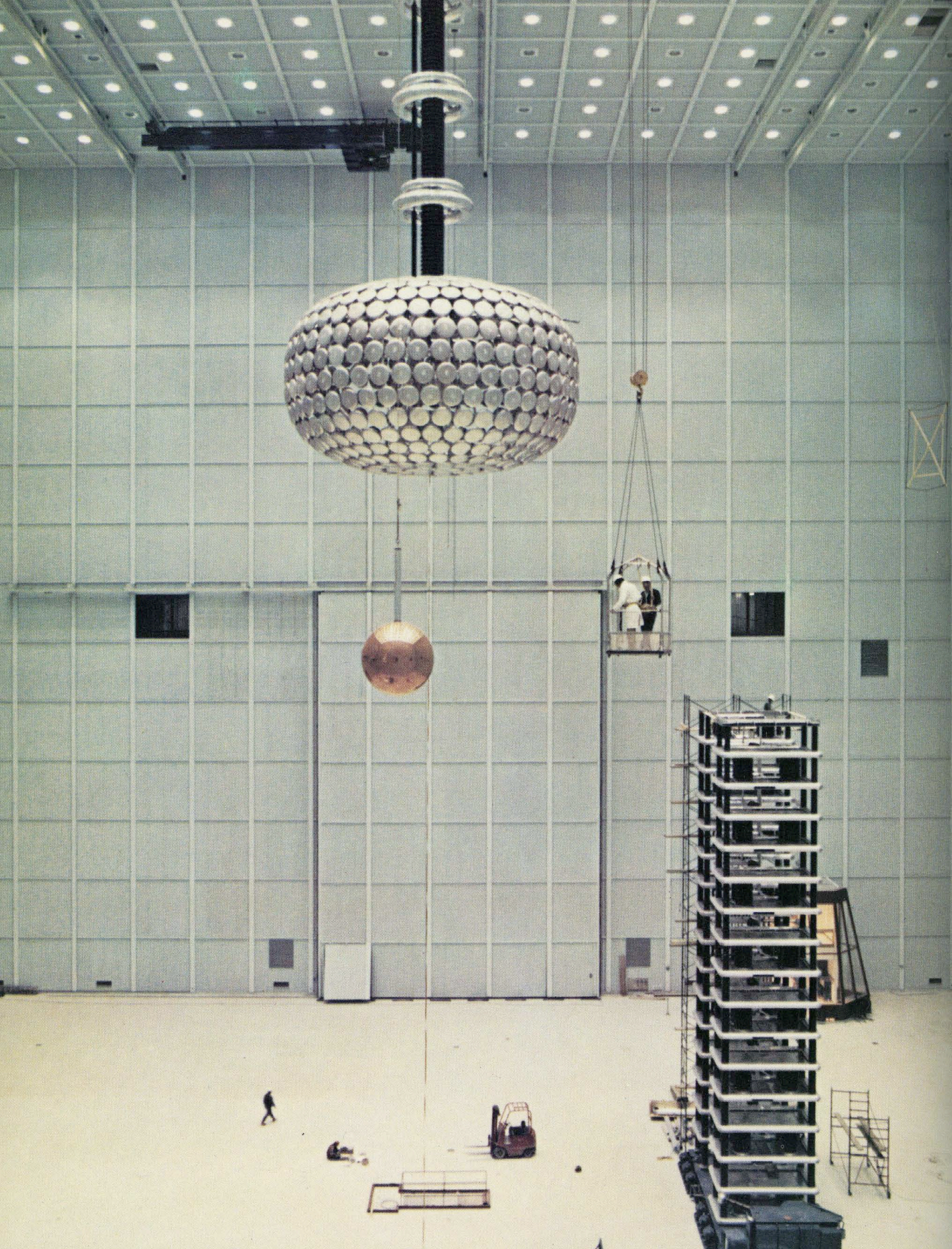
Cinq autres postes se sont ajoutés au cours de l'année 1971 à la liste des postes télécommandés. Ce sont les postes Maisonneuve, Bélanger, Montréal-Nord et Mont-Royal dans l'île de Montréal et le poste Renaud dans Ville Laval. Le nombre des postes de toutes catégories qui étaient asservis à la télécommande en fin d'année s'établissait à 139.

Les télécommunications

Quant aux télécommunications, la principale addition de l'année est la liaison hertzienne établie entre notre réseau et la centrale de Churchill Falls. Cette liaison couvre une distance de 374 milles et comporte deux tronçons de liaison dite "trans-horizon", une technique qui permet de transmettre les signaux hertziens au-delà de l'horizon grâce au phénomène de dispersion troposphérique.

D'autres liaisons hertziennes ont été mises en service, notamment entre Shawinigan et les centrales du haut Saint-Maurice, de même que de nouvelles liaisons par courants porteurs sur lignes de transport, notamment sur les lignes reliant la centrale de Beauharnois au réseau de l'*Ontario Hydro.*

A la fin de l'année, le réseau de télécommunications comprenait un total d'environ 125 000 milles-circuits, dont 80 000 milles-circuits hertziens, soit l'un des plus grands réseaux de télécommunications exploités par les services d'électricité en Amérique.



L'Institut de recherche

La construction des bâtiments de l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec à Varennes, sur la rive droite du Saint-Laurent à 20 milles du centre de Montréal, est entrée dans sa troisième et dernière étape au cours de l'été avec la mise en chantier du laboratoire Grande Puissance.

Le laboratoire Haute Tension, dont le grand hall d'essais a une superficie de 60 000 pieds carrés et une hauteur de 168 pieds, est entré en service au mois d'octobre, tandis que le bâtiment des Laboratoires généraux, avec ses 80 bureaux de chercheurs et ses 60 laboratoires divers, est occupé depuis 1970.

Les diverses sections du laboratoire Grande Puissance commenceront à fonctionner en 1972 et en 1973. L'Institut sera alors pourvu d'installations qui en feront le principal centre de recherche électrotechnique en Amérique du Nord et dont certaines seront même supérieures à ce qui existe présentement dans le monde.

Le personnel de l'Institut, qui comprend des hommes de science et des ingénieurs de renommée internationale recrutés au Canada et dans plusieurs pays étrangers, poursuivait à la fin de l'année l'exécution de plus d'une soixantaine de programmes et de contrats de recherche. Certaines des recherches en cours sont faites sous contrat pour le compte de divers clients canadiens, américains et européens et d'autres portent sur des problèmes dont la solution offre un intérêt particulier pour l'Hydro-Québec.

Le grand hall d'essais du laboratoire Haute Tension.

Prospection pétrolière

L'analyse et la synthèse des données fournies par le premier forage d'exploration et les levés sismiques effectués l'année précédente dans les îles de la Madeleine se sont poursuivies en 1971 et ces études pourront servir de base à la négociation d'ententes destinées à faire suite à cette première phase des investigations.

Le premier forage, effectué sur l'île Brion de concert avec l'Hydro-Québec par la Société acadienne de Recherches pétrolières (SAREP), filiale de la *Texaco Exploration Canada, Ltd.* a atteint une profondeur de plus de 10 500 pieds. Tout le matériel resté sur place a été enlevé au printemps et la surface de l'île a été remise dans son état naturel.

Les travaux d'exploration à l'île Brion ont coûté $1 612 000, y compris l'acquisition de l'île, les levés sismiques et le forage du premier puits. Ces recherches sont régies par une convention conclue en 1967 entre SAREP et l'Hydro-Québec, qui détient des permis d'exploration pétrolière du ministère provincial des Richesses naturelles. Ces permis portaient à l'origine sur une étendue de quelque 33 millions d'acres dans le golfe Saint-Laurent, dont 30 millions ont été transférés à la Société québécoise d'Initiatives pétrolières (SOQUIP) en 1970 après la création de cette société d'État. Les modalités de la cession à SOQUIP des permis de l'Hydro-Québec sur la zone restante, qui fait l'objet du contrat de l'Hydro-Québec avec SAREP, étaient à l'étude en fin d'année.

Le personnel

De nouvelles conventions collectives ont été conclues au cours de l'année avec le *Syndicat professionnel des Ingénieurs de l'Hydro-Québec,* qui groupe 460 ingénieurs professionnels sur un total d'environ 790, et avec cinq syndicats ou sections comptant 760 membres, la plupart employés au complexe des rivières Manicouagan et aux Outardes. La convention signée le 5 novembre 1971 avec le Syndicat des Ingénieurs se terminera le 31 décembre 1972.

D'importantes négociations se poursuivaient à la fin de l'année en vue du renouvellement de trois conventions expirant le 31 décembre 1971 et régissant plus de 8 000 employés. Ces conventions avaient été conclues en 1969 avec les sections locales 957 (techniciens et technologistes), 2 000 (employés de bureau) et 1 500 (employés de métiers) du *Syndicat canadien de la fonction publique.*

Deux ententes spéciales touchant l'évaluation des emplois ont été conclues en 1971 avec la section 1500.

Effectifs et salaires

Au 31 décembre, le personnel permanent comptait 12 245 employés, soit 233 de plus que l'année précédente, tandis qu'au début d'octobre le personnel des chantiers de construction comptait 2 477 personnes, 407 de plus qu'un an auparavant.

Les traitements et salaires versés au personnel de l'exploitation, sans compter le coût des avantages sociaux, s'élèvent à $129 673 000 et ceux versés au personnel des chantiers, à $24 840 000.

Nouvelles structures administratives

Dix nouvelles divisions administratives, toutes appelées *régions,* ont maintenant succédé aux huit régions de distribution et aux quatre zones de production établies dans le territoire après la nationalisation des dernières compagnies d'électricité en 1963.

Les fonctions *distribution et ventes* et les fonctions *production et transport,* qui étaient auparavant exercées par des unités administratives différentes, se trouvent désormais rassemblées sous une seule unité administrative dans chacune des nouvelles divisions territoriales, sauf deux. La région Saint-Laurent, qui englobe l'agglomération montréalaise, demeure exclusivement une unité distribution-ventes et la région Maisonneuve (ex-zone Sud) demeure exclusivement une unité production-transport.

Les nouvelles structures administratives ont été conçues pour réduire les frais d'exploitation, éliminer les dédoublements et améliorer le service à l'abonné. Les dernières étapes du remaniement ont consisté à fondre ensemble l'ancienne région Laurentides et l'ancienne zone Ouest, avec siège administratif à Saint-Jérôme, et à définir les limites territoriales de la nouvelle région Maisonneuve, dont les fonctions production-transport couvrent toute la région Saint-Laurent et certaines parties des régions Laurentides et Richelieu, comme l'indique la carte ci-jointe.

La liste des nouvelles divisions territoriales, avec le nom du directeur de chacune, se trouve à la page 4 du présent rapport.

États financiers et statistiques

Rapport des vérificateurs 30

État consolidé des revenus et dépenses 31

Bilan consolidé 32

État consolidé des réserves 34

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 35

Notes aux états financiers consolidés 36

Sommaire des revenus et dépenses consolidés. 42

Ventes et revenus consolidés de cinq ans 43

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1971 44

Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 45

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 46

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné le bilan consolidé de la Commission hydroélectrique de Québec et de ses filiales au 31 décembre 1971 ainsi que les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves et de provenance et d'utilisation des fonds pour l'année terminée à cette date. Notre examen a comporté une revue générale des procédés comptables ainsi que les sondages des registres comptables et autres preuves à l'appui que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, les opérations de la Commission au cours de l'année ont été conformes à la Loi d'Hydro-Québec et ces états financiers consolidés, formant le rapport de la Commission, présentent fidèlement la situation financière de la Commission et de ses filiales au 31 décembre 1971 ainsi que les résultats de leur exploitation et la provenance et l'utilisation de leurs fonds pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, lesquels ont été appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada,
le 3 mars 1972

Samson, Bélair, Côté, Lacroix
et associés
Comptables agréés

H. Marcel Caron, C.A.
de: Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

État consolidé des revenus et dépenses

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

		1971	1970
Revenus	Ventes d'électricité	$518 314	$478 246
	Augmentation du revenu non facturé	5 963	4 820
		524 277	483 066
	Autres revenus d'exploitation (net)	11 282	11 253
		535 559	494 319
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses (incluant combustible $1 669 et $3 827)	149 897	144 344
	Provision pour renouvellements (amortissement)	64 103	58 805
	Impôt provincial sur énergie produite	29 057	27 784
	Taxes scolaires et municipales	19 070	18 182
	Achat d'énergie	15 738	15 647
		277 865	264 762
Revenu net d'exploitation		**257 694**	229 557
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 094	10 564
	Profit net sur rachat d'obligations (note 4)	9 547	8 796
Revenu avant intérêt		**277 335**	248 917
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	167 800	148 443
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	8 007	12 721
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 311	3 190
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(29 535)	(32 079)
		149 583	132 275
Revenu net avant intérêt sur réserves		**127 752**	116 642
	Intérêt sur réserves (note 7)	57 250	46 910
Disponible pour réserves		**$ 70 502**	$ 69 732
Provisions pour réserves (note 7)	Éventualités	$ 36 203	$ 38 227
	Stabilisation des tarifs	10 485	9 661
	Amortissement du capital engagé	23 814	21 844
		$ 70 502	$ 69 732

(Voir notes ci-jointes)

Bilan consolidé

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

	Actif	1971	1970
Immobilisations	Propriétés et outillage, au coût:		
	En exploitation	$4 250 783	$3 899 146
	Moins réserve pour renouvellements (amortissement)	815 420	756 845
		3 435 363	3 142 301
	Construction en cours	411 304	388 530
		3 846 667	3 530 831
	Équipement de construction, d'exploitation et divers, au coût moins l'amortissement	23 542	27 338
		3 870 209	3 558 169
Disponibilités	Encaisse et placements à court terme, au coût	34 543	4 868
	Comptes à recevoir	59 361	57 895
	Revenu non facturé	42 427	36 464
	Matériaux et fournitures, au coût	27 714	27 201
	Frais payés d'avance	5 454	6 031
		169 499	132 459
Autre actif	Placements, au coût (note 1)	132 190	132 219
	Escompte et frais d'émission sur obligations moins montant amorti	50 442	47 053
	Comptes à recevoir	10 040	12 546
	Coût reporté sur achat d'énergie (note 2)	16 658	7 368
		209 330	199 186
		$4 249 038	$3 889 814

	Passif et réserves	1971	1970
Dette à long terme	Obligations — garanties par la province de Québec (notes 3 et 5)	$2 875 894	$2,637 766
	Moins fonds d'amortissement (notes 3 et 4)	53 825	55 680
		2 822 069	2 582 086
	Prime nette de change (note 5)	81 364	82 133
		2 903 433	2 664 219
	Autre dette à long terme (note 6)	24 832	11 595
		2 928 265	2 675 814
Billets à payer	Billets à payer en-deçà de trois ans dont $98 045 et $123 700 sont dus en-deçà d'un an	**98 045**	128 858
Exigibilités	Avances bancaires	21 959	40 408
	Comptes à payer et frais courus	94 851	73 594
	Intérêt couru	54 110	46 820
		170 920	160 822
Autre passif	Indemnités — accidents de travail	2 431	2 471
	Dépôts et avances des abonnés	8 544	8 768
		10 975	11 239
Réserves (note 7)	Éventualités	426 252	367 036
	Stabilisation des tarifs	186 495	165 625
	Amortissement du capital engagé	428 086	380 420
		1 040 833	913 081
		$4 249 038	$3 889 814

Pour la Commission:
(signé) Roland Giroux
(signé) Robert A. Boyd
Montréal, le 3 mars 1972

(signé) E.-A. Lemieux,
directeur général
Finance et Comptabilité

(Voir notes ci-jointes)

État consolidé des réserves

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

	1971				1970
	Éventualités	Stabilisation des tarifs	Amortissement du capital engagé	Total	Total
Solde — 1er janvier	$367 036	$165 625	$380 420	$ 913 081	$796 439
Plus:					
Intérêt sur réserves (note 7)	23 013	10 385	23 852	57 250	46 910
Provisions provenant du revenu consolidé	36 203	10 485	23 814	70 502	69 732
Solde — 31 décembre	**$426 252**	**$186 495**	**$428 086**	**$1 040 833**	$913 081

(Voir notes ci-jointes)

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

	1971	1970
Provenance des fonds		
Exploitation de l'année		
Revenu net avant intérêt sur réserves	$127 752	$116 642
Moins:		
Profit net sur rachat d'obligations	9 547	8 796
	118 205	107 846
Plus:		
Provision pour renouvellements (amortissement)	64 103	58 805
Amortissement de l'équipement d'exploitation	4 131	3 934
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 311	3 190
	189 750	173 775
Émission d'obligations (moins escompte et frais d'émission)	334 640	229 492
Prime nette de change	(769)	2 407
Item divers (net)	1 007	1 350
	$524 628	$407 024
Utilisation des fonds		
Investissement dans les immobilisations (coût)	$388 592	$292 905
Moins:		
Amortissement de l'équipement de construction	3 032	1 798
	385 560	291 107
Échéance de la dette à long terme	46 424	77 252
Achats d'obligations pour le fonds d'amortissement (coût)	34 889	31 365
Diminution des billets à payer	30 813	55 034
Augmentation (diminution) du fonds de roulement	26 942	(47 734)
	$524 628	$407 024

(Voir notes ci-jointes)

Notes aux états financiers consolidés

31 décembre 1971

		1971 ($'000')	1970 ($'000')
	Note 1		
Placements, au coût	Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 9)		
	Obligations, Hypothèque générale, 7½%, échéant en 2010 (valeur nominale $100 millions)	$ 90 500	$ 90 500
	Actions ordinaires: Entièrement libérées	34 333	34 333
		124 833	124 833
	Entreprises Gelco Ltée, billet non garanti, 4%, échéant en 1991	7 250	7 250
	Placements divers	107	136
		$132 190	$132 219

Note 2

Coût reporté sur achat d'énergie

En vertu d'un contrat intervenu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir note 9) la Commission s'est engagée à payer à la Corporation une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, sur les obligations d'hypothèque générale et sur d'autres dettes de ladite Corporation. Les paiements effectués en vertu de cette entente seront amortis, à compter de 1972, pendant la durée du contrat.

Note 3

Obligations

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 4)
Commission hydroélectrique de Québec					
"D"	3%	1947	1972-1973	$ 18 300	
*"K"	3½ %	1953	1978	39 217 É.-U.	$ 14 285
*"L"	3¼ %	1954	1974	20 594	479
*"M"	3½ %	1955	1975	27 213	
*"N"	3½ %	1956	1981	39 150 É.-U.	12 384
*"O"	4¼ %	1956	1976	18 230	
*"P"	4¼ %	1956	1981	27 243 É.-U.	7 125
*"Q"	4⅜ %	1957	1977	38 566 É.-U.	5 150
*"S"	5%	1957	1975, 1982	21 852	70
*"T"	3¾ %	1958	1983	38 992 É.-U.	6 754
*"V"	5%	1958	1979	16 040	18
*"W"	5%	1959	1980	23 819	410
*"X"	5%	1959	1984	37 186 É.-U.	
*"Y"	6%	1959	1979	20 207	
*"Z"	5½ %	1960	1982	28 137	189
*"AA"	5½ %	1960	1983	20 961	
*"AB"	5½ %	1961	1985	33 762	
*"AC"	5½ %	1961	1985	31 202	
*"AD"	5½ %	1962	1982	35 410	220
*"AF"	5¾ %	1962	1984	45 177	
*"AG"	5%	1963	1988	265 989 É.-U.	
"AH"	4%	1963	1973	20 000	
"AI"	4½ %	1963	1973	7 118	
"AJ"	5%	1963	1973	12 196	
"AK"	5½ %	1963	1973	5 775	
"AL"	6%	1963	1973	8 089	
*"AM"	5¼ %	1963	1986	43 483	
*"AN"	5½ %, 5½ %	1964	1984, 1994	35 938	
*"AO"	4½ %	1964	1994	50 000 É.-U.	5 549
*"AP"	4¾ %	1964	1989	44 080 É.-U.	497
*"AQ"	5½ %	1964	1988	54 197	
*"AR"	5½ %, 5%	1965	1987, 1995	67 958	185
*"AS"	4⅝ %	1965	1985	48 857 É.-U.	
*"AT"	5¼ %	1966	1987	48 650 É.-U.	
*"AU"	6%	1966	1991	47 407	
*"AV"	5⅜ %	1966	1992	60 000 É.-U.	
*"AW"	6%	1966	1980, 1990	46 908	20
*"AX"	6¼ %	1966	1991	40 000 É.-U.	
*"AY"	6¼ %	1967	1993	60 000 É.-U.	
*"AZ"	6½ %	1967	1978, 1990	47 883	90
*"BA"	6¼ %	1967	1993	50 000 É.-U.	
*"BB"	6½ %	1967	1992	50 000 É.-U.	
*"BC"	6¾ %, 7%, 6% et 7%	1967	1972, 1977, 1980, 1994	54 000	
*"BD"	6⅞ %	1968	1989	60 000 É.-U.	
*"BE"	7½ %, 7½ %, 7%	1968	1972, 1978, 1980, 1994	46 400	
*"BF"	7¾ %	1968	1986	25 000 É.-U.	
*"BG"	7¼ %	1968	1991	50 000 É.-U.	
"VA"	7¼ %	1968	1974	10 000 É.-U.	
* —	6¾ %	1969	1984 (150 millions de marks allemands)	40 216	
* —	7¼ %	1969	1984 (100 millions de marks allemands)	27 045	
*"BH"	7¾ %	1969	1974 (1990 au choix des détenteurs)	50 000	
*"BI"	8¾ %	1969	1999	50 000 É.-U.	
"BJ"	8%	1969	1979 (1974 au choix des détenteurs)	20 000 É.-U.	
*"BK"	8½ %	1969	1972 (1992 au choix des détenteurs)	25 000	
*"BL"	9¾ %	1969	1995	50 000 É.-U.	
*"BM"	9½ %	1970	1975 (1990 au choix des détenteurs)	50 000	
*"BN"	9¼ %	1970	1995	60 000 É.-U.	
*"BO"	9½ %	1970	1990	30 000	400
*"BP"	9½ %	1970	1997	75 000 É.-U.	
*"BQ"	9¼ %	1970	1985	14 400 É.-U.	
*"BR"	8¾ %	1971	1999	75 000 É.-U.	
*"BS"	8¼ %	1971	1986	20 000 É.-U.	
*"BT"	7¾ %	1971	1996	50 000	
*"BU"	8¾ %	1971	1996	50 000	
* —	8%	1971	1986 (100 millions de marks allemands)	29 835	
*"BV"	8½ %	1971	2001	75 000 É.-U.	
*"BW"	8½ %	1971	1986	25 000 É.-U.	
				$2 757 682	**$ 53 825**

*À fonds d'amortissement

Notes aux états financiers consolidés
31 décembre 1971

Note 3 — Obligations (suite)

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 4)
La Compagnie d'Électricité Shawinigan					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"O"	3¼ %	1947	1972	$ 11 833	
"P"	3½ %	1948	1973	19 827	
"Q"	3%	1950	1975	14 650 É.-U.	
"R"	4¾ %	1956	1976	10 251	
"S"	5¾ %	1961	1981	14 332	
				70 893	
Obligations amortissables					
—	5½ %	1957	1972	13 347	
				$ 84 240	
Southern Canada Power Company, Limited					
Obligations garanties par première hypothèque					
"B"	3½ %	1946	1976	$ 5 340	
"C"	3½ %	1948	1976	2 500	
"D"	3⅜ %	1951	1981	2 500	
				$ 10 340	
Compagnie Québec Power					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"F"	3%	1947	1972	$ 2 623	
"G"	6¼ %	1962	1982	12 272	
				$ 14 895	
Compagnie d'Électricité Gatineau					
Obligations garanties par première hypothèque					
"E"	3¾ %	1948	1973	**$ 2 122**	

Note 3 — Obligations (suite)

Série	Taux	Année d'émission	Année d'échéance	Obligations ($'000')	Placement des fonds d'amortissement ($'000') (note 4)
La Compagnie de Pouvoir du Bas Saint-Laurent					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"E"	4½ %	1953	1973	$ 720 É.-U.	
"F"	5⅞ %	1959	1984	895 É.-U.	
				$ 1 615	
Northern Quebec Power Company, Limited					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"B"	5⅛ %	1954	1974	**$ 280**	
La Compagnie Électrique du Saguenay					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"C"	4⅞ %	1953	1973	$ 960	
Obligations amortissables garanties par hypothèque générale					
"A"	5½ %	1962	1982	3 760	
				$ 4 720	
Total des obligations				**$2 875 894**	**$ 53 825**

Un contrat signé par la Commission le 1er février 1972 prévoit l'émission en date du 10 février 1972 et du 16 mai 1972 de $98 500 000 et de $1 500 000 respectivement d'obligations en devises des États-Unis de la Série "BX" 7⅞ % datées du 1er février 1972 et échéant le 1er février 2002.

Les obligations des filiales sont garanties par la Commission et cet engagement est garanti par la province de Québec.

Les échéances de la dette à long terme et les exigences des fonds d'amortissement pour chacune des cinq prochaines années se chiffrent à environ:

	Échéances et exigences maximales ($'000')	Échéances au choix des détenteurs ($'000')	Échéances et exigences minimales ($'000')
1972	$ 98 957	$ 25 000	$ 73 957
1973	141 877	—	141 877
1974	149 071	70 000	79 071
1975	152 274	50 000	102 274
1976	94 072	—	94 072

Notes aux états financiers consolidés
31 décembre 1971

Note 4

Fonds d'amortissement

La Commission investit la presque totalité de ses fonds d'amortissement dans ses propres obligations et dans celles de ses filiales et comptabilise ces placements à la valeur nominale, ce qui n'est pas nécessairement représentatif du coût ou de la valeur du marché. Le profit qui en résulte, déduction faite du solde non amorti de l'escompte et des autres frais, est imputé aux revenus et dépenses. Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de cette même série, ont été annulées.

Note 5

Prime nette de change

La dette à long terme consolidée comprend un montant de $1 563 595 000 payable en devises des États-Unis, comptabilisé à un taux de change de $1 É.-U. pour $1 canadien, et un montant de 350 millions de marks allemands comptabilisé au taux de change en vigueur lors des emprunts. La prime nette de change apparaissant au bilan consolidé représente l'ajustement pour conversion en devises canadiennes de la dette payable en devises des États-Unis, aux taux de change en vigueur lorsque les obligations furent émises ou incluses dans les états consolidés, moins la prime applicable aux obligations rachetées pour les fonds d'amortissement.

Si la dette payable en devises étrangères était convertie en dollars canadiens aux taux de change en vigueur au 31 décembre 1971, la prime effectivement requise serait inférieure d'approximativement $67 200 000 à la prime nette de change montrée au bilan consolidé.

Note 6

Autre dette à long terme

	1971 ($'000')	1970 ($'000')
L'Office de l'Électrification rurale, 1972-1993*	$ 9 127	$ 9 827
Gouvernement du Canada**	14 111	—
Autres dettes à long terme échéant de 1972 à 1992	1 594	1 768
	$ 24 832	$ 11 595

*Ne porte pas intérêt en autant que les conditions en sont respectées.

**Garantie par la province de Québec, 7 3/16 % - 7 1/2 %. Billet à payer en 25 versements annuels égaux comprenant capital et intérêts commençant au plus tard le 31 mars 1975.

Note 7

Réserves

La Loi d'Hydro-Québec stipule que la Commission doit maintenir des réserves pour éventualités, pour stabilisation des tarifs et pour l'amortissement du capital engagé. Tel que requis par la Loi, chaque réserve, en plus du montant qui lui était attribué à la fin de l'année, a porté intérêt au taux moyen que la Commission paie sur ses emprunts, soit 6.27% en 1971 et 5.89% en 1970. Ces intérêts ont été imputés aux comptes de revenus et dépenses.

Note 8

Pensions

Le régime de retraite des employés de l'Hydro-Québec est un régime contributoire à prestations définies et les prestations prévues par ce régime sont garanties par la Commission. Ce régime s'applique à tous les employés de l'Hydro-Québec y compris ceux qui étaient employés des filiales avant le 1er janvier 1966 et qui sont couverts par les caisses de retraite de ces filiales pour leurs services antérieurs à cette date. Le coût des services passés non pourvu aux états financiers consolidés s'élevait à environ $33 millions suivant une étude actuarielle des régimes au 31 décembre 1968.

Les frais de pension de $11 849 000 en 1971 ($10 997 000 en 1970) constituent la provision requise pour les contributions à la caisse de retraite et au Régime de rentes du Québec pour services présents, pour l'intérêt sur le coût des services passés non pourvu et pour l'amortissement de ce coût sur une période finissant le 31 décembre 1995.

De plus, à compter du 1er janvier 1972, la Commission a décidé de payer des montants supplémentaires de façon à assurer un minimum de ses pensions à $1 200 par année et de façon à corriger les pensions payées ou à être payées aux retraités des filiales acquises en 1963. Selon des estimés préliminaires, le déficit actuariel correspondant à ces bénéfices se chiffre approximativement à $30 000 000, le tout pour services passés. Ce montant sera presque totalement amorti pendant une période de trente ans par des imputations annuelles aux dépenses d'exploitation, au fur et à mesure que les bénéfices seront effectivement versés.

Une nouvelle étude actuarielle, en date du 31 décembre 1971, des régimes de retraite ainsi que des obligations encourues par la Commission à la suite de la nouvelle politique mentionnée plus haut, sera effectuée en 1972.

Note 9

Engagements

Les chutes Churchill

La Commission a signé en mai 1969 un contrat pour l'achat, à partir de 1972, d'une très grande quantité d'énergie de la centrale que la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited ("CFLCo.") construit aux chutes Churchill, au Labrador, et dont la puissance nominale sera de 5 225 000 kilowatts.

CFLCo. a signé des contrats de financement à moyenne et à longue échéance qui lui permettront, prévoit-elle, avec les fonds produits par l'entreprise, de défrayer le coût entier du projet évalué originalement à $950 millions et maintenant à $937 millions. Au 31 décembre 1971, l'Hydro-Québec détenait 34.2% des actions ordinaires de CFLCo. et $100 millions de ses obligations d'hypothèque générale, le tout à un coût de $124.8 millions. Dans le cas où CFLCo se trouverait dans l'impossibilité de se procurer ailleurs les fonds additionnels qui pourraient s'avérer nécessaires pour parachever les travaux, elle pourra exiger que l'Hydro-Québec achète des unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires.

Le contrat de fourniture d'énergie prévoit l'achat par la Commission, pendant une période de 40 ans à compter du parachèvement des travaux prévu pour 1976, de toute l'énergie produite aux chutes Churchill, sauf celle requise (mais n'excédant pas 12% de l'énergie produite) par Terre-Neuve. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues. Le prix que la Commission paiera pour cette énergie variera jusqu'à l'an 2016 et dépendra du coût définitif des travaux. On prévoit que les versements annuels de la Commission pour cette énergie varieront de $93 millions à $80 millions environ jusqu'à l'an 2016 et seront d'environ $63 millions durant les 25 dernières années. La Commission s'est également engagée à payer à CFLCo. une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, sur les obligations d'hypothèque générale et sur d'autres dettes de CFLCo. La Commission prévoit que ces paiements ne dépasseront pas $15 millions par année, somme qui diminuera à mesure que les obligations et les autres dettes seront acquittées. Sous réserve de certaines limites et compensations, le contrat oblige la Commission à payer l'énergie, qu'elle l'utilise ou non. La Commission pourrait en outre être tenue de fournir des fonds supplémentaires par l'achat d'unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires, si d'autres fonds n'étaient pas disponibles pour le service de la dette et pour les dépenses de CFLCo.

Les deux premiers des onze groupes générateurs prévus, ont commencé de produire en quantité commerciale au début de décembre 1971 et la Commission s'attend d'obtenir 5 500 000 000 kilowattheures au cours de 1972, à un coût d'environ $13 millions.

Dans l'anticipation de ces livraisons d'énergie provenant de CFLCo., la Commission a signé des contrats avec The Hydro-Electric Power Commission of Ontario et avec La Commission d'Energie Electrique du Nouveau-Brunswick pour leur revendre des quantités importantes d'énergie jusqu'en 1977.

Baie James

En juillet 1971 le gouvernement du Québec créait la Société de développement de la Baie James pour développer les ressources naturelles dans le nord-ouest québécois et en décembre 1971 la Société d'énergie de la Baie James était incorporée afin de développer les ressources hydroélectriques de cette même région. Au 31 décembre 1971, il y avait cinq actions d'émises pour un montant de $500, à des administrateurs, dont trois sont des représentants de la Commission. Le 3 février 1972, les administrateurs de la Société d'énergie de la Baie James acceptaient de la Commission une souscription pour 7 000 000 d'actions sur le total autorisé de 10 000 000, pour un montant de $700 000 000 payable en dix ans. Cette souscription spécifie des versements de $50 000 000 dans chacune des années 1972 et 1973.

Aucune transaction importante n'est survenue en 1971 dans la Société d'énergie de la Baie James dont les comptes ne sont pas consolidés avec ceux de la Commission. Cependant, au 31 décembre 1971 les états financiers de la Commission incluent des coûts de $39 millions et $72 millions d'engagements pour le projet de la Baie James. Il n'a pas encore été déterminé si tous ces coûts seront transférés à la Société d'énergie de la Baie James.

Le total des investissements qui seront requis pour le projet de la Baie James ne peut pas être estimé tant que l'envergure totale des travaux et leur ordre d'exécution n'auront pas été établis. Pour cette raison, à l'exception de la souscription au capital ci-dessus mentionné, l'étendue de la participation financière de la Commission dans ce projet ne peut être déterminée présentement.

Autres engagements

Les engagements relatifs aux contrats de construction et aux achats d'équipement se chiffrent approximativement à $260 millions au 31 décembre 1971, dont $72 millions pour la Société d'énergie de la Baie James.

Sommaire des revenus et dépenses consolidés
(en milliers de dollars)

		1971	1970	1969	1968	1967
Revenus	Ventes d'électricité	$518 314	$478 246	$416 012	$386 942	$353 508
	Augmentation du revenu non facturé	5 963	4 820	4 315	3 049	5 054
		524 277	483 066	420 327	389 991	358 562
	Autres revenus d'exploitation (net)	11 282	11 253	10 781	7 837	7 141
		535 559	494 319	431 108	397 828	365 703
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses (1)	149 897	144 344	143 704	130 050	112 947
	Provision pour renouvellements (amortissement)	64 103	58 805	51 488	45 751	42 622
	Impôt provincial sur énergie produite	29 057	27 784	23 744	22 088	22 179
	Taxes scolaires et municipales	19 070	18 182	18 091	17 999	14 476
	Achat d'énergie	15 738	15 647	17 536	18 750	18 230
		277 865	264 762	254 563	234 638	210 454
Revenu net d'exploitation		**257 694**	229 557	176 545	163 190	155 249
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 094	10 564	9 114	3 470	4 156
	Profit net sur rachat d'obligations	9 547	8 796	6 736	3 738	2 922
	Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.				1 092	
Revenu avant intérêt		**277 335**	248 917	192 395	171 490	162 327
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	167 800	148 443	130 654	117 023	105 095
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	8 007	12 721	17 962	12 761	13 069
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 311	3 190	2 899	2 526	2 375
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(29 535)	(32 079)	(43 885)	(38 559)	(33 763)
		149 583	132 275	107 630	93 751	86 776
Revenu net avant intérêt sur réserves		**127 752**	116 642	84 765	77 739	75 551
	Intérêt sur réserves	57 250	46 910	39 284	33 852	28 589
Disponible pour réserves		**$ 70 502**	$ 69 732	$ 45 481	$ 43 887	$ 46 962
Provisions pour réserves	Éventualités	$ 36 203	$ 38 227	$ 18 002	$ 19 328	$ 23 872
	Stabilisation des tarifs	10 485	9 661	8 407	7 800	7 171
	Amortissement du capital engagé	23 814	21 844	19 072	16 759	15 919
		$ 70 502	$ 69 732	$ 45 481	$ 43 887	$ 46 962

(1) Incluant combustible $1,669 — 1971; $3 827 — 1970; $12 641 — 1969; $11 399 — 1968; $5 132 — 1967

Ventes et revenus consolidés de cinq ans

		1971	1970	1969	1968	1967
Énergie produite et achetée (en millions de kWh)	Produite (net)	54 134	52 165	46 760	43 068	41 201
	Achetée	4 200	4 001	4 298	4 660	4 576
		58 334	56 166	51 058	47 728	45 777
	Pertes et service interne	4 640	4 422	3 829	3 830	3 723
	Livrée suivant entente (net)	625	858	458	582	411
	Augmentation des ventes non facturées	570	274	458	246	411
	Ventes totales	**52 499**	50 612	46 313	43 070	41 232
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Service domestique et agricole	12 503	11 696	10 883	10 125	9 432
	Service commercial (inclut municipal)	9 096	6 684	5 505	4 367	3 609
	Service industriel: Énergie souscrite	22 369	24 032	23 334	22 174	21 342
	Excédentaire	439	574	819	640	687
	Éclairage des rues et luminaires	453	429	413	402	336
	Transport	164	161	164	176	218
	Ventes en bloc: Énergie souscrite	5 008	3 784	3 710	3 802	3 674
	Excédentaire	2 395	2 569	826	642	951
	Inter-services	72	683	659	742	983
	Ventes totales	**52 499**	50 612	46 313	43 070	41 232
Revenu des ventes (en milliers de dollars)	Service domestique et agricole	$189 293	$174 231	$148 661	$139 670	$124 090
	Service commercial (inclut municipal)	134 539	103 303	83 912	70 816	60 806
	Service industriel: Énergie souscrite	144 903	159 122	150 602	144 999	138 090
	Excédentaire	1 665	2 115	2 957	2 228	2 137
	Éclairage des rues et luminaires	12 720	11 586	10 346	9 629	7 593
	Transport	1 402	1 306	1 318	1 363	1 684
	Ventes en bloc: Énergie souscrite	20 046	14 921	14 383	14 714	14 340
	Excédentaire	13 510	9 588	1 844	1 285	1 804
	Inter-services	236	2 074	1 989	2 238	2 964
	Revenu total des ventes	**$518 314**	$478 246	$416 012	$386 942	$353 508
Nombre d'abonnements	(en fin d'année)	**1 895 082**	1 852 292	1 772 878	1 719 799	1 655 584
Nombre d'abonnements domestiques et agricoles	(en fin d'année)	**1 669 523**	1 632 393	1 568 689	1 525 380	1 470 685

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1971

		Le réseau consolidé (en millions de kWh)	
Production brute			
Centrales hydrauliques			
Outaouais supérieur	(5 centrales)		1 957
Gatineau	Paugan	915	
	Autres (3 centrales)	1 112	2 027
Outaouais inférieur	Carillon	2 099	
	Autres (9 centrales)	895	2 994
Saint-Laurent supérieur	Beauharnois	11 923	
	Autre (1 centrale)	488	12 411
Saint-Maurice	La Trenche	1 610	
	Beaumont	1 403	
	La Tuque	1 260	
	Shawinigan 3	1 103	
	Autres (4 centrales)	3 615	8 991
Bersimis	Bersimis 1	5 737	
	Bersimis 2	3 034	8 771
Outardes	Outardes 3	3 706	
	Outardes 4	2 872	6 578
Manicouagan	Manic 5	4 632	
	Manic 2	4 035	
	Autres (A) (2 centrales)	874	9 541
Autres rivières	(14 centrales)		593
Total	(51 centrales hydrauliques)		53 863
Centrales thermiques	Tracy	427	
	Autres (16 centrales)	49	476
Production brute totale	(B) (68 centrales)		54 339
Moins: consommation interne des centrales			205
Production totale (net)			54 134
Énergie achetée de	Alcan		2 953
	Maclaren-Quebec Power Co		809
	Énergie atomique du Canada (Gentilly)		68
	Churchill Falls (Labrador) Corporation		184
	Achats divers		186
Total			4 200
Moins: livrée suivant entente (net)			625
Apport d'énergie			3 575
Débit net du réseau			57 709
Ventes totales			52 499
Augmentation des ventes non facturées			570
Pertes			4 640
Charge maximum en (MW)	Souscrite		9 536
	Excédentaire		1
	Soutien réseaux voisins		0

(A) les groupes 6 et 7 de McCormick, sous location, sont comptés comme une centrale.
(B) l'Hydro-Québec en possède 67.

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec
Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné l'état de l'actif et de la réserve de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec au 31 décembre 1971 et l'état des revenus et dépenses pour l'année terminée à cette date. Notre examen a comporté une revue générale des procédés comptables et tels sondages des livres et pièces comptables et autres preuves à l'appui que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1971 ainsi que les revenus et dépenses pour l'année terminée à cette date, conformément aux principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 3 mars 1972

Samson, Bélair, Côté, Lacroix
et Associés
Comptables agréés

H Marcel Caron, C.A.
de: Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de revenus et dépenses
(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre

		1971	1970
Revenus	Contributions: Employés	$ 4 505	$ 4 163
	Hydro-Québec	8 917	8 249
		13 422	12 412
	Contributions additionnelles pour services antérieurs, moins annulations	58	131
		13 480	12 543
	Moins remboursements aux employés qui ont quitté le service	277	442
		13 203	12 101
	Revenus sur placements	5 920	4 782
		19 123	16 883
Dépenses	Pensions payées	2 992	2 705
Revenu net	versé au compte de réserve	**$ 16 131**	$ 14 178

(Voir note ci-jointe)

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de l'actif et de la réserve
(en milliers de dollars)
au 31 décembre

Actif (note)	1971	1970
Placements, au coût		
Obligations de, ou garanties par la province de Québec	$65 763	$50 891
Obligations de municipalités et de commissions scolaires	15 518	14 995
Obligations du Gouvernement du Canada	336	—
Autres obligations	150	150
(Valeur nominale de $88 916, valeur du marché $79 284)	**81 767**	66 036
Actions ordinaires (valeur du marché $1 196)	1 497	1 479
Placements à court terme, garantis par la province de Québec	10 500	10 000
	93 764	77 515
Intérêt couru sur placement	1 818	1 335
Contributions à recevoir des employés pour années de services antérieures	52	68
Montant à recevoir (à payer) de l'Hydro-Québec	(112)	473
	$95 522	$79 391

Réserve		
Solde, 1er janvier	$79 391	$65 213
Revenu net de l'année	16 131	14 178
Solde, 31 décembre	**$95 522**	$79 391

(Voir note ci-jointe)

Pour la Commission:
(signé) Roland Giroux
(signé) Robert A. Boyd
Montréal, le 3 mars 1972

(signé) E.-A. Lemieux,
directeur général
Finance et Comptabilité

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

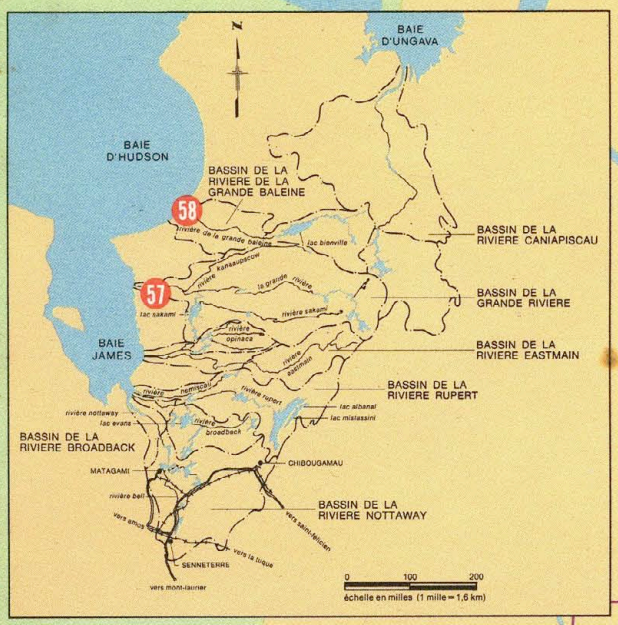
Note aux états financiers

au 31 décembre 1971

Ces états ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec et n'indiquent pas la capacité de cette Caisse à satisfaire aux obligations du Régime de retraite de l'Hydro-Québec. Ces obligations sont garanties par la Commission. Des calculs actuariels en vue de déterminer les obligations du Régime au 31 décembre 1968 ont démontré que le coût des services passés non pourvu à cette date s'élevait à environ $33 millions. Il a été établi que les contributions actuelles sont suffisantes pour défrayer le coût des services présents, l'intérêt sur le coût des services passés non pourvu et l'amortissement de ce coût non pourvu sur la période se terminant le 31 décembre 1995.

Une étude actuarielle des obligations du régime au 31 décembre 1971 sera faite en 1972.

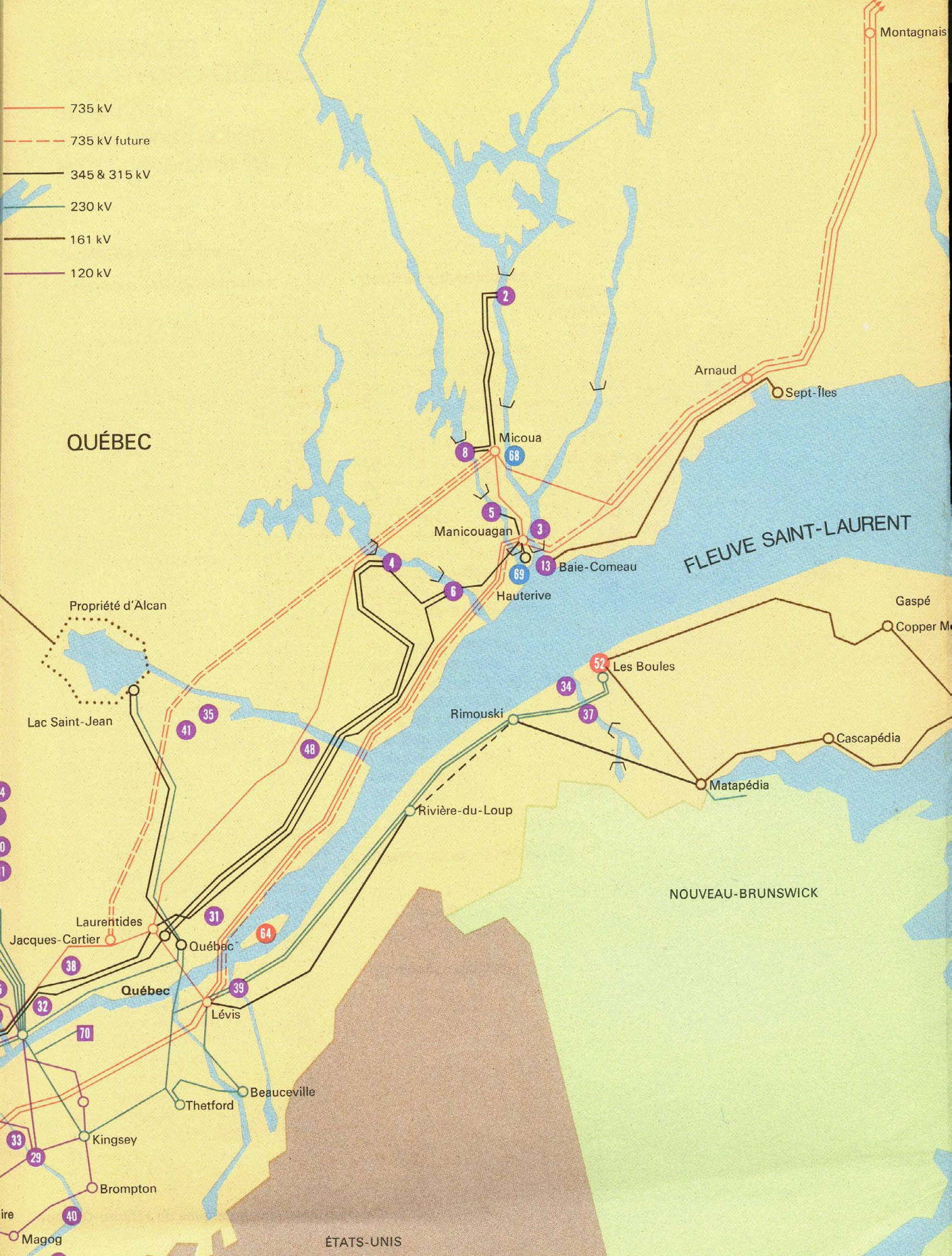
Réalisé par la direction Relations publiques de l'Hydro-Québec

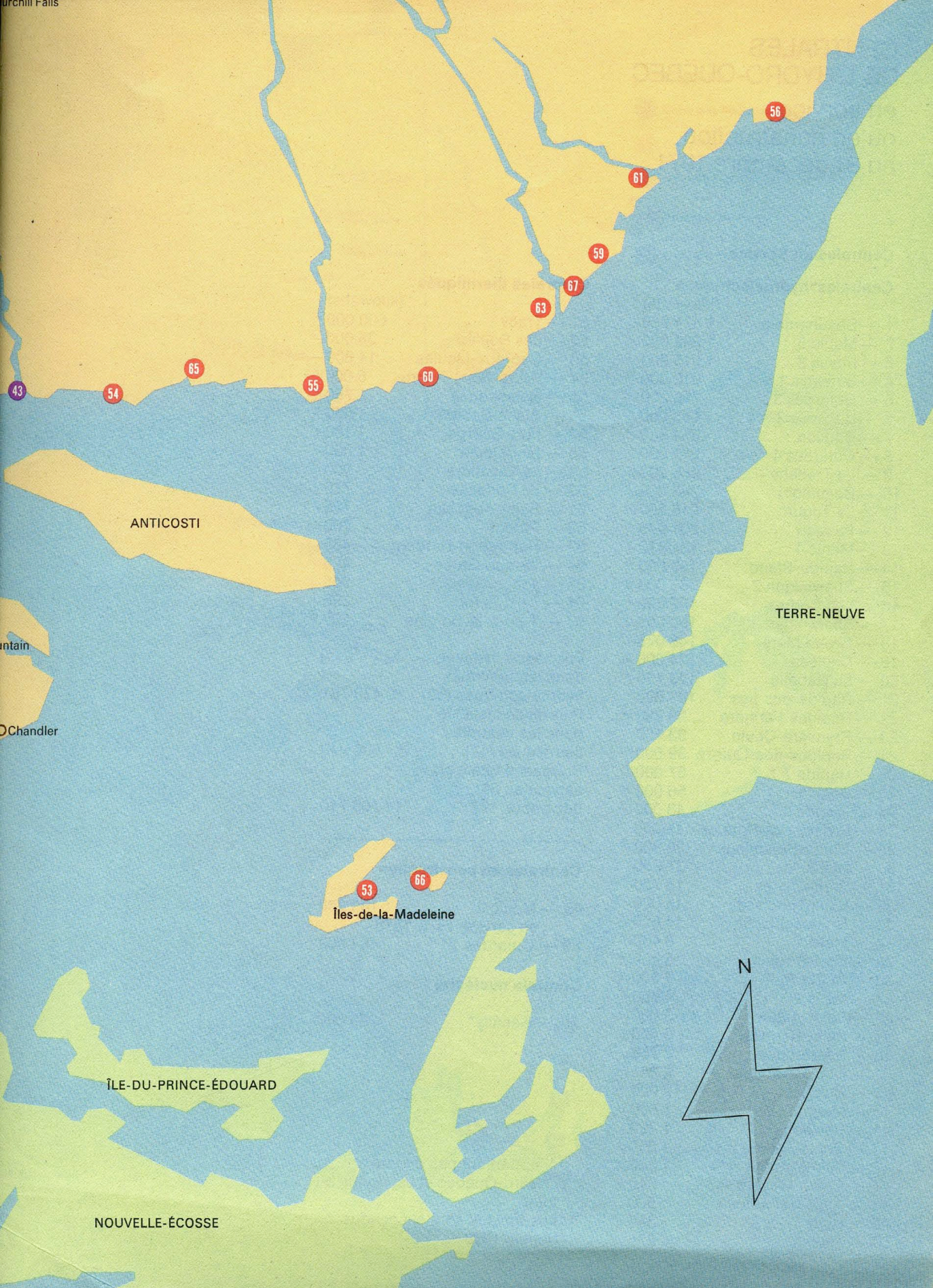


Légende

- Centrales hydrauliques
- Centrales thermiques
- Centrales hydrauliques en construction
- Postes principaux
- Centrale nucléaire

Matagami
Chibougamau
Quévillon
Normétal
Figuery
Senneterre
Rouyn
Cadillac
Pandora
Provencher
Louvicourt
Kipawa
ONTARIO
Mont-Laurier
N.D. du Laus
Paquin
Lachute
Lafontaine
Duvernay
Île Varennes
Bout-de-l'Île
Montréal
Laprairie
Boucherville
Trois-Rivières
Sorel
St-Cés
23
21
24
27
25
62
42
12
26
19
49
50
36
22
30
46
47
44
51
7
28
16
1
18
17


735 kV
735 kV future
345 & 315 kV
230 kV
161 kV
120 kV
QUÉBEC
Montagnais
Arnaud
Sept-Îles
Micoua
Manicouagan
Baie-Comeau
Hauterive
FLEUVE SAINT-LAURENT
Gaspé
Copper M
Les Boules
Rimouski
Cascapédia
Matapédia
Propriété d'Alcan
Lac Saint-Jean
Rivière-du-Loup
NOUVEAU-BRUNSWICK
Laurentides
Jacques-Cartier
Québec
Québec
Lévis
Beauceville
Thetford
Kingsey
Brompton
Magog
ÉTATS-UNIS


urchill Falls
56
61
59
67
63
65
43
54
55
60
ANTICOSTI
TERRE-NEUVE
ntain
Chandler
53
66
Îles-de-la-Madeleine
N
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
NOUVELLE-ÉCOSSE

CENTRALES DE L'HYDRO-QUÉBEC en service ou en construction au 31 décembre 1971

Centrales en Service

Centrales hydroélectriques

		(kilowatts)
1	— Beauharnois	1 574 260
2	— Manic 5	1 292 000
3	— Manic 2	1 015 200
4	— Bersimis 1	912 000
5	— Outardes 3	756 200
6	— Bersimis 2	655 000
7	— Carillon	654 500
8	— Outardes 4	632 000
9	— La Trenche	286 200
10	— Beaumont	243 000
11	— La Tuque	216 000
12	— Paugan	201 975
13	— Manic 1	184 410
14	— Rapide-Blanc	183 600
15	— Shawinigan 2	163 000
16	— Les Cèdres	162 000
17	— Shawinigan 3	150 000
18	— Grand'Mère	148 075
19	— Chelsea	144 000
20	— La Gabelle	123 750
21	— Rapide-des-Îles	109 890
22	— Rapides-Farmers	98 250
23	— Première-Chute	93 150
24	— Rapides-des-Quinze	89 600
25	— Rapide 7	57 000
26	— Bryson	56 000
27	— Rapide 2	48 000
28	— Rivière-des-Prairies	45 000
29	— Chute-Hemmings	28 800
30	— Hull 2	27 280
31	— Sept-Chutes	18 720
32	— Saint-Narcisse	15 000
33	— Drummondville	14 600
34	— Métis 1	6 400
35	— Pont-Arnault	5 450
36	— Chute-Bell	4 800
37	— Métis 2	4 250
38	— Saint-Alban	3 000
39	— Saint-Raphaël	2 550
40	— Sherbrooke	2 256
41	— Chute-Garneau	2 240
42	— Corbeau	2 000
43	— Magpie	1 800
44	— Rawdon	1 720
45	— Chute-Burroughs	1 600
46	— Sainte-Adèle	1 280
47	— Chute Wilson	840
48	— Anse-Saint-Jean	500
49	— High-Falls	340
50	— Thurso	275

Centrales thermiques

		(kilowatts)
51	— Tracy	600 000
52	— Les Boules	36 000
53	— Cap-aux-Meules	14 809
54	— Havre-Saint-Pierre	6 000
55	— Natashquan	1 750
56	— Blanc-Sablon	1 550
57	— Fort-George	1 100
58	— La Baleine	1 000
59	— La Tabatière	800
60	— La Romaine	775
61	— Saint-Augustin	725
62	— Parent	700
63	— Harrington-Harbour	435
64	— Île-aux-Grues	425
65	— Johan-Beetz	355
66	— Île-d'Entrée	295
67	— Tête-à-la-Baleine	230

Puissance installée dans les centrales hydroélectriques (50)	10 439 761
Puissance installée dans les centrales thermiques (17)	666 949
Puissance totale en service au 31 décembre 1971	11 106 710

Centrales en construction

68	— Manic 3 en service 1975-1976	1 183 200
69	— Outardes 2**	454 000

Centrale nucléaire

70	— Gentilly*	266 000

* N'appartient pas encore à l'Hydro-Québec et est exclue du total

** Les travaux sont suspendus depuis 1968