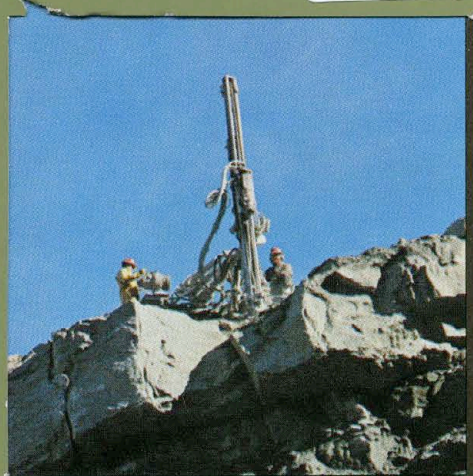
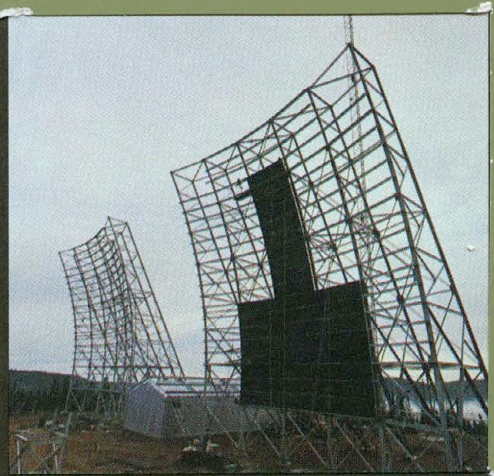
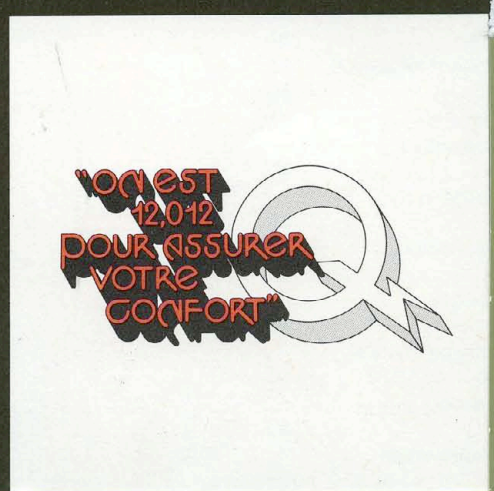
RÉFÉRENCES







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

Sommaire

	Page
La Commission	4
Rapport du président	6
Faits saillants	9
Résultats financiers	10
Évolution des ventes	11
L'action commerciale	12
La production	15
L'hydraulicité	16
Contrats d'achat et de vente	16
Travaux de grand équipement	19
La centrale Gentilly	21
Projets à l'étude	23
Transport et répartition	24
Nouvelles puissances de transformation	27
Le réseau de distribution	28
Télécommunications	29
Télécommande	29
Institut de recherche	31
Prospection pétrolière	31
L'approvisionnement	32
Nouvelles structures administratives	33
Le personnel	34
États financiers et statistiques	37
Rapport des vérificateurs	38
État consolidé des revenus et dépenses	39
Bilan consolidé	40
État consolidé des réserves	42
État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds	43
Notes explicatives sur les états financiers consolidés	44
Sommaire des revenus et dépenses consolidés	50
Ventes et revenus consolidés de cinq ans	51
Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1970	52
Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite	53
Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec	54

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 1970.

Respectueusement soumis,

Le ministre des
Richesses naturelles,

Québec, le 8 mars 1971

La commission hydroélectrique de Québec

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 :
Léo Roy, ing.

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

Les Directions-conseils

Contentieux
Directeur :
Jean Boulanger, c.r.

Informatique
Directeur :
André Duval

Institut de recherche
Directeur :
Lionel Boulet, ing.

Organisation et Méthodes
Directeur :
Jean Lespérance

Recherche économique
Directeur :
Jean-Charles de Groote

Relations publiques
Directeur :
Marcel Couture

Régions et Zones

Région Abitibi
Directeur :
Pierre Simard, ing.

Région Manicouagan
Directeur :
Gérard-R. Labossière, ing.

Région Mauricie
Directeur :
Robert Brunette, ing.

Région Richelieu
Directeur :
Gaston Galibois, ing.

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

Région Laurentides
Directeur :
Marcel Lapierre, ing.

Région Matapédia
Directeur :
Gabriel Gagnon, ing.

Région Montmorency
Directeur :
Pierre Godin, ing.

Région Saguenay
Directeur :
Jules Harvey, ing.

Zone Ouest
Directeur :
Edward E. Copping, ing.

Zone Sud
Directeur :
Georges-A. Lauzon, ing.

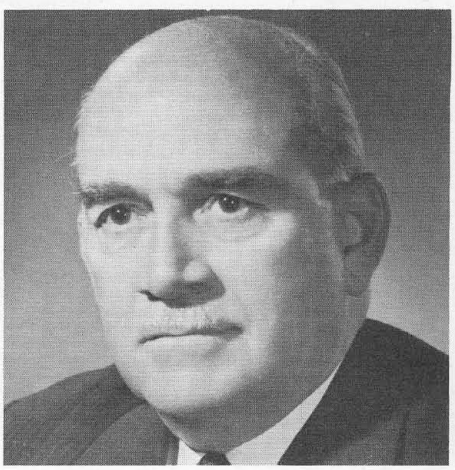
La Commission hydroélectrique de Québec (ou l'Hydro-Québec) a été constituée par une loi provinciale le 14 avril 1944 comme société d'État productrice et distributrice d'électricité dans la province de Québec.

Roland Giroux, président

Georges Gauvreau, commissaire

Yvon DeGuise, commissaire

Robert-A. Boyd, commissaire



Paul Dozois, commissaire

Rapport du président

La mise en service du vaste réservoir créé par le barrage Daniel-Johnson, dont le remplissage avait commencé au printemps de 1964, a puissamment contribué aux excellents résultats que l'année 1970 a produits pour l'Hydro-Québec.

Ce nouveau réservoir a plus que doublé nos possibilités d'emmagasinement et nous a immédiatement permis d'opérer les prélèvements voulus sur les autres réservoirs d'eau, non seulement pour couvrir l'augmentation des besoins du Québec, mais aussi pour satisfaire les demandes de soutien des réseaux voisins tout en réduisant considérablement notre production thermique et nos achats d'énergie. L'incidence de la mise en service du nouveau réservoir sur nos résultats financiers a donc été double, produisant à la fois une augmentation de revenus et une réduction de dépenses.

Nous avons assisté au cours de l'année à un certain ralentissement de l'inflation. Abstraction faite des frais de combustible et des achats d'énergie, le taux d'augmentation des dépenses de l'entreprise, qui avait été de 9.7% en 1969, s'est établi à 9.3% pour 1970. Nous avons également noté un début de baisse du loyer de l'argent, mais les taux d'intérêt des emprunts à long terme sont demeurés très élevés et le coût effectif moyen des emprunts contractés en 1970 accuse une nouvelle augmentation, 9.68% contre 8.63% en 1969. Ces taux d'intérêt, joints à la mise en service d'installations nouvelles, ont eu pour effet d'alourdir considérablement les charges d'intérêt à l'exploitation, lesquelles ont augmenté de $24 645 000 ou de 22.9% par rapport à 1969.

La tâche d'effectuer un choix judicieux entre les diverses options qui s'offrent pour faire face à l'augmentation constante de la charge du réseau a continué de retenir notre attention. L'ampleur des travaux à entreprendre et des sommes à investir pour créer les nouvelles puissances de production dont nous aurons besoin après 1976 exige des études préliminaires approfondies.

Sans perdre de vue l'évolution des prix de revient de l'énergie électrique produite par des centrales thermiques classiques ou nucléaires, nous avons accéléré la mise au point des études déjà commencées depuis quelques années sur les rivières du versant québécois de la baie James.

Ainsi qu'on le verra dans les pages suivantes, ces études portent en particulier sur cinq rivières offrant ensemble un potentiel de plus de 10 millions de kilowatts et une productibilité annuelle de l'ordre de 70 milliards de kilowatt-heures.

Sans anticiper sur les conclusions des études en cours, ni sur les décisions dont elles seront suivies, et sans préjuger non plus les difficultés de toute nature qui peuvent surgir, disons qu'en général les prix de revient actuels des autres formes d'énergie favorisent l'examen des ressources hydrauliques encore inexploitées du plateau laurentien.

Le souci d'améliorer constamment nos méthodes de gestion et d'exploitation en vue d'augmenter la productivité du personnel et celle du capital engagé s'est manifesté dans plusieurs domaines en 1970. C'est ainsi qu'à l'aide de l'expérience acquise depuis 1963, nous avons procédé à un premier remaniement de nos structures administratives dans le territoire pour réduire les frais d'exploitation, éliminer les dédoublements et améliorer le service à l'abonné. Nous avons créé une nouvelle direction, celle de l'Informatique, qui a pour mission de répandre et de rationaliser l'usage de l'ordinateur au sein de l'entreprise. Nous avons pris les mesures voulues pour associer l'Hydro-Québec à la lutte engagée dans la plupart des pays industrialisés contre les multiples formes de pollution qui menacent l'environnement naturel.

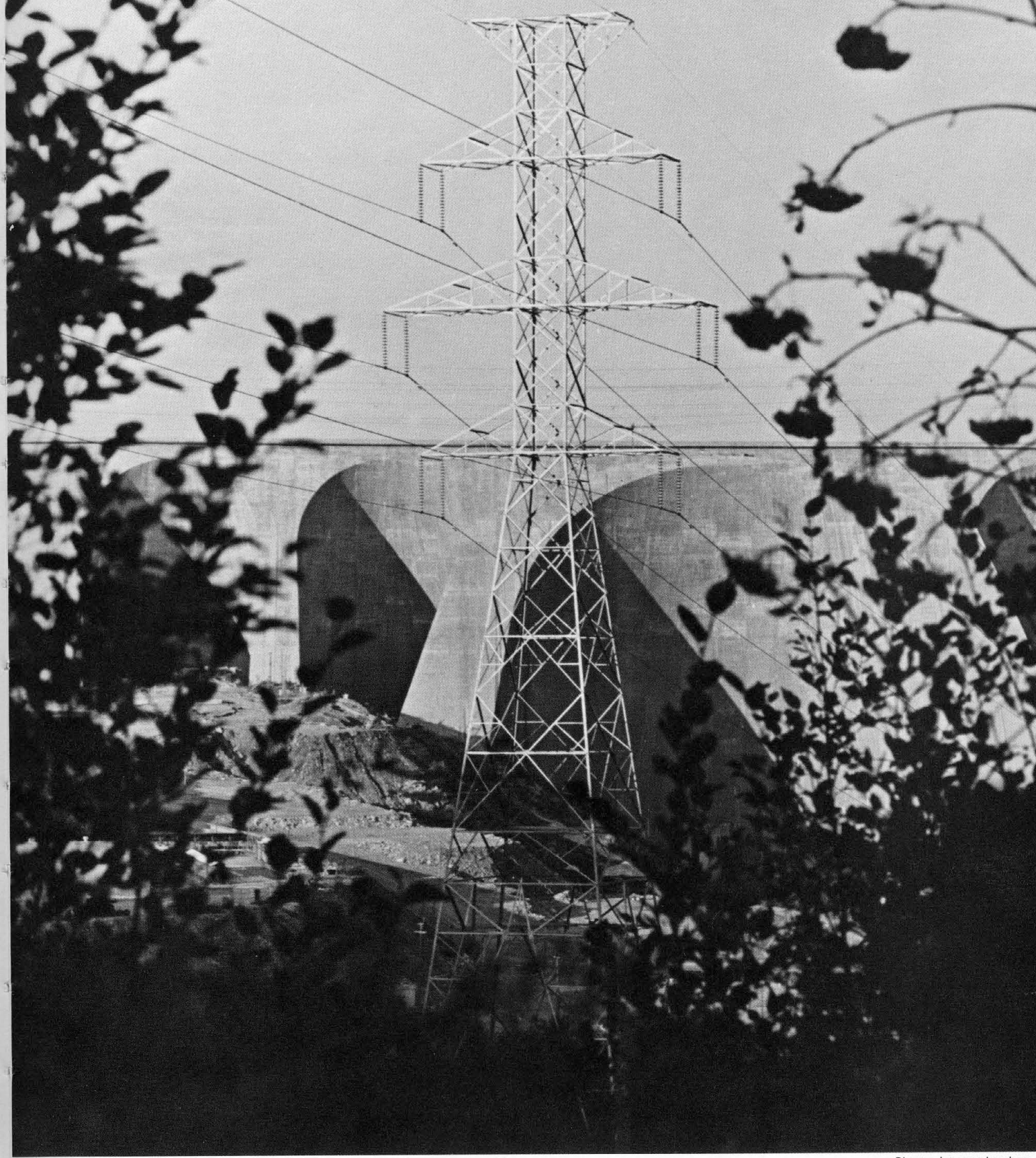
Au début de l'automne, l'inauguration du bâtiment des Laboratoires généraux de l'Institut de recherche a marqué un important point de départ pour l'Hydro-Québec, celui d'une étroite collaboration sur le plan de la recherche avec les fabricants de matériel électrique et avec les autres services d'électricité, tant canadiens qu'étrangers, et d'une collaboration non moins étroite avec nos universités sur le plan de l'enseignement et de la recherche.

Les efforts poursuivis pour implanter l'électricité comme unique source d'énergie dans les constructions neuves, de même que pour faire accéder le plus de foyers possible aux bienfaits de l'électricité, ont continué de produire des résultats encourageants.

Toutes les initiatives que la Commission a prises au cours de l'année dans les divers domaines de notre activité ont de nouveau rallié le concours actif de tous les membres du personnel. Au nom de la Commission, je tiens à leur en exprimer ici notre vive reconnaissance.

Le président

Montréal, le 5 mars 1971



Le barrage Daniel-Johnson

Photo : Jacques Lambert

Manic 3 : construction d'une centrale de 1 176 000 kW

Photo : Jacques Lambert

Faits saillants	**1970**	**1969**
Puissance installée, en kilowatts au 31 décembre	10 617 253	9 808 921
Demande maximale souscrite de la clientèle québécoise, en kilowatts	8 873 000	8 100 000
Volume total des ventes d'électricité, en millions de kilowattheures	50 612	46 313
Produit total des ventes d'électricité	$ 478 246 000	$ 416 012 000
Nombre total des abonnés au 31 décembre	1 821 488	1 761 052
Consommation moyenne des abonnés domestiques, en kilowattheures	7 064	6 831
Nombre d'employés permanents au 31 décembre	12 012	11 934
Dette à long terme (net) au 31 décembre	$ 2 675 814 000	$ 2 553 867 000
Réserves (avoir propre) au 31 décembre	$ 913 081 000	$ 796 439 000

Résultats financiers*

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

Les revenus bruts de l'année s'élèvent à $494 319 000 et sont en hausse de $63 211 000 ou de 14.7% par rapport à 1969. Les *ventes d'électricité* ont produit $62 234 000 de plus et cette augmentation est attribuable (*a*) aux nouveaux tarifs appliqués le 15 mars, qui ont apporté un supplément d'environ $26 000 000, (*b*) à l'accroissement normal de la consommation québécoise et (*c*) à l'augmentation des livraisons hors réseau.

Les dépenses

Les *dépenses* de l'année s'élèvent à $264 762 000, soit une hausse de $10 199 000 ou de 4% seulement au regard des augmentations de 8.5% et de 11.5% enregistrées en 1969 et 1968. Le faible taux d'augmentation des dépenses de 1970 s'explique par la forte production hydraulique hors pointe qui a caractérisé l'exploitation et qui, en plus d'augmenter les ventes à l'exportation, a eu pour corollaire une économie de $10 703 000 dans les *frais de combustible* (Tracy) et *l'achat d'énergie*.

Ces deux derniers postes mis à part, cependant, les autres dépenses s'élèvent à $245 288 000 et accusent une augmentation de $20 902 000 ou de 9.3%, laquelle reflète mieux l'évolution des charges d'exploitation. À elle seule, la *provision pour renouvellements* (*dépréciation*) s'est accrue de $7 317 000 ou de 14.2% par suite des importantes installations mises en service au cours de l'année.

Autres revenus et frais d'intérêt

L'*état consolidé des revenus et dépenses* pour 1970 a subi un changement de présentation et montre maintenant, sous *Autres revenus*, le *revenu net sur placements* et le *profit net sur rachat d'obligations*. Il donne aussi les diverses charges d'intérêt, qu'on trouvait auparavant dans une note explicative.

Cette nouvelle présentation permet de constater directement que l'*intérêt sur la dette à long terme* a augmenté de $17 789 000 ou de 13.6%, que l'*intérêt sur avances bancaires et billets à payer* a diminué de $5 241 000 ou de 29.2%, cependant que l'*intérêt imputé aux travaux de construction en cours*, a diminué de $11 806 000 ou de 26.9%, ce qui, là encore, est dû aux installations mises en service au cours de l'année.

Il ressort que les frais d'intérêt imputés sur le compte de l'exploitation s'élèvent pour 1970 à $132 275 000, soit $24 645 000 ou 22.9% de plus qu'en 1969.

Le revenu net

La nouvelle forme donnée à l'*état consolidé des revenus et dépenses* fait apparaître un nouveau poste qui s'appelle *revenu net avant intérêt sur réserves* et qui s'établit à $116 642 000, au regard de $84 765 000 en 1969, soit une augmentation de $31 877 000 ou de 37.6%. Ce montant constitue le *revenu net* de l'année avant déduction de l'*intérêt sur réserves* et le solde forme le *disponible pour réserves* comme le requiert la loi régissant l'Hydro-Québec. En s'ajoutant aux *réserves*, l'*intérêt sur réserves* ($46 910 000) et le *disponible pour réserves* ($69 732 000) ont porté le total des *réserves*, c'est-à-dire l'avoir propre de la Commission, à $913 081 000. Cette somme constitue 24.6% du capital investi, qui est l'actif moins les postes intitulés *exigibilités* et *autre passif*. Un an auparavant, l'avoir de la Commission formait 22.5% du capital investi.

Le financement

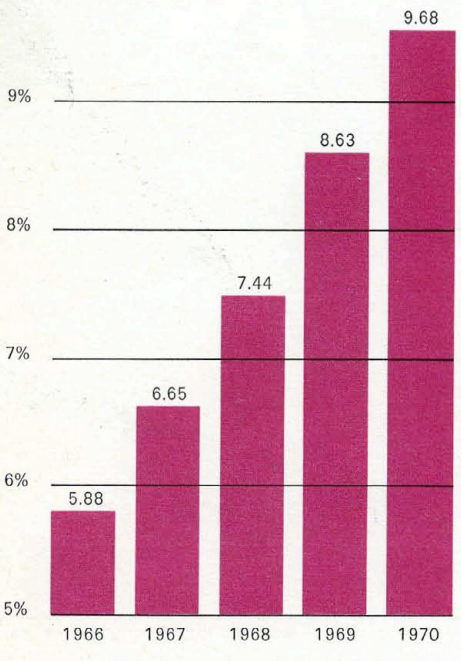
Les fonds dégagés des opérations de l'année forment un total de $173 775 000, au regard de $135 734 000 en 1969. Ce montant est composé du *revenu net*, plus la *provision pour renouvellements* et les autres imputations n'ayant pas entraîné des sorties de fonds. Étant donné que le *profit net sur rachat d'obligations* ne représente pas une entrée de fonds, il est exclu du calcul des fonds produits par l'exploitation.

Les fonds disponibles ont permis de rencontrer des échéances de $77 252 000 sur la dette à long terme, de verser $31 365 000 au fonds d'amortissement et de contribuer $65 158 000 au financement des immobilisations de l'année, lesquelles se sont élevées à $291 107 000 contre $242 646 000 en 1969.

Les opérations de la Commission

L'augmentation des taux d'intérêt

Gradation du coût effectif moyen des emprunts annuels depuis 1966.



sur le marché à long terme ont apporté un montant équivalant à $231 899 000 en devises canadiennes. Le coût effectif moyen des emprunts à long terme contractés en 1970 s'établit à 9.68%, contre 8.63% en 1969 et 7.44% en 1968. Sans atteindre le sommet de 9.99% touché en décembre 1969, les taux d'intérêt sur le marché à long terme se sont maintenus à des niveaux très élevés pendant toute l'année. Le coût effectif de la première émission en février était de 9.75% et celui de la dernière émission, en octobre, de 9.63%.

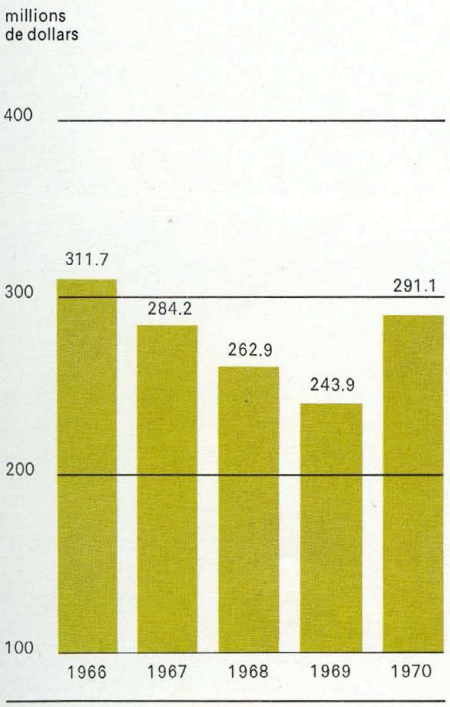
Sur le marché européen, nous avons emprunté 15 millions d'eurodollars et, sur le marché américain, 135 millions en devises É.-U., dont 3 millions ont été encaissés en janvier 1971. De nouveau, la Caisse de dépôt et placement du Québec a été un important acheteur d'obligations de l'Hydro-Québec, ayant souscrit $22 500 000 sur une émission de $50 000 000 en février et le plein montant d'une émission de $30 000 000 en juin. De plus, nous avons encaissé au début de 1970 une tranche de $8 300 000 (É.-U.) sur un emprunt contracté aux États-Unis en 1969.

Au 31 décembre, le montant net de la dette à long terme s'établissait à $2 675 814 000, soit $121 947 000 de plus qu'un an auparavant. Les *billets à payer* s'élevaient à $128 858 000 et accusaient une réduction de $55 034 000 qui a eu pour pendant une augmentation de $35 112 000 des *avances bancaires*. Au cours de la même période, le fonds de roulement, qui est la différence entre les *disponibilités* et les *exigibilités*, avait diminué de $47 734 000.

L'évolution des ventes

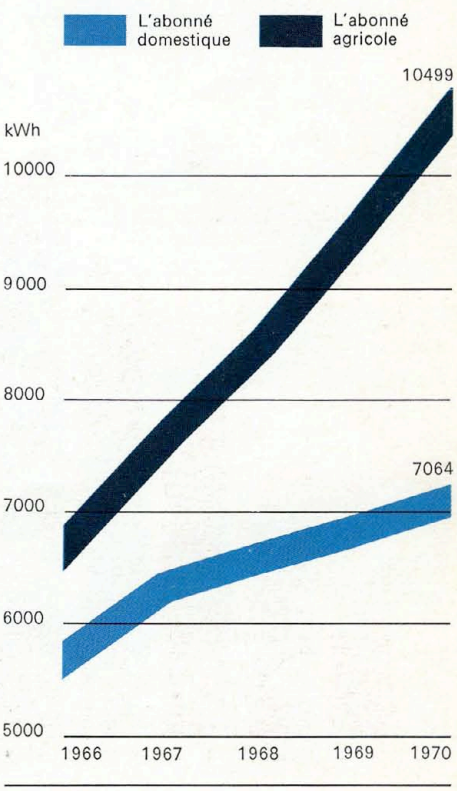
Une forte augmentation des ventes d'énergie excédentaire aux réseaux voisins et une progression normale des besoins de la clientèle québécoise se sont conjuguées en 1970 pour porter à 50.6 milliards de kWh le volume des ventes d'électricité de l'Hydro-Québec. Par rapport à 1969, l'augmentation est de 4.3 milliards de kWh ou de 9.3%. Le produit global des ventes de l'année s'établit à $478 246 000, au regard de $416 012 000 en 1969.

Les immobilisations de 1966 à 1970



Consommation annuelle moyenne

Evolution de la consommation annuelle moyenne de l'abonné domestique et de l'abonné agricole depuis 1966.

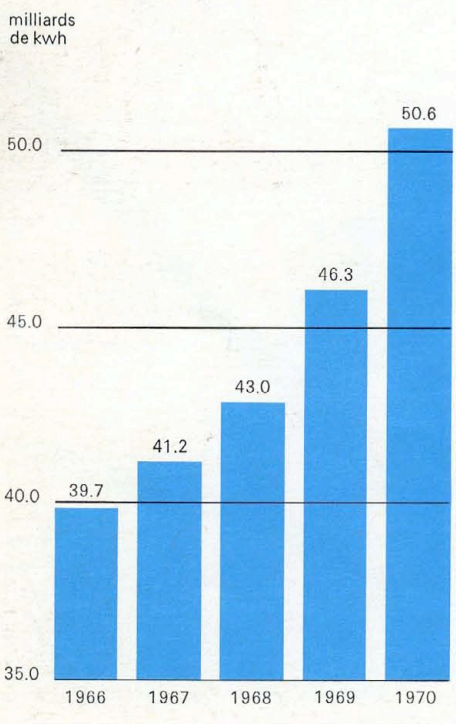


Le volume des exportations d'énergie excédentaire ou interruptible a plus que triplé, passant de 826 millions à 2.6 milliards de kWh, tandis que le produit de ces ventes est passé de $1 844 000 à $9 588 000. Cependant, les ventes d'énergie excédentaire proprement dite à l'intérieur du Québec ont diminué, passant de 819 à 574 millions de kWh en volume et de $2 957 000 à $2 115 000 en revenus.

Les ventes d'énergie souscrite à la clientèle québécoise du réseau s'établissent à 44.9 milliards de kWh en volume et à $459 752 000 en revenus, accusant des augmentations de 7.1% en volume et de 13.8% en revenus. Le taux d'augmentation du volume de ces ventes est voisin de l'augmentation annuelle moyenne de 7.2% enregistrée depuis 1965, mais inférieur à la hausse de 7.7% que l'année 1969 avait marquée par rapport à 1968.

Les quelque 207 000 établissements industriels, commerciaux et autres que comprennent ensemble la catégorie dite générale et la catégorie industrielle, dont la reclassification se poursuit, ont consommé en 1970 un total de 30.9 milliards de kWh contre 29.0 en 1969 et ces ventes ont produit $263 730 000 contre $235 833 000 en 1969. L'augmentation est de 6.5% en volume et de 11.8% en revenus.

Les ventes totales d'énergie électrique



Les usagers domestiques

Les ventes aux abonnés domestiques se sont élevées à 10.8 milliards de kWh et à $162 203 000. Par rapport à 1969, l'augmentation est de 740 millions de kWh ou de 7.3% en volume et de $24 113 000 ou 17.5% en revenus.

À la fin de l'année, le nombre des abonnés domestiques s'établissait à 1 533 418, soit 56 023 de plus que l'année précédente. La consommation moyenne de l'abonné domestique a continué de progresser, atteignant 7 064 kWh pour 1970 contre 6 831 kWh en 1969 et 6 562 kWh en 1968.

La clientèle agricole a consommé un total de 865 millions de kWh, soit 9.4% de plus qu'en 1969, et les revenus provenant de cette catégorie d'abonnés s'établissent à $12 028 000, ce qui représente une augmentation de $1 457 000 ou de 13.8% par rapport à 1969.

Continuant de décroître, le nombre des abonnés agricoles s'établissait au 31 décembre à 82 339, soit 1 387 de moins que l'année précédente. Cependant, la consommation annuelle moyenne de l'abonné agricole a dépassé le cap des 10 000 kWh en 1970, passant de 9 439 à 10 499 kWh.

L'action commerciale

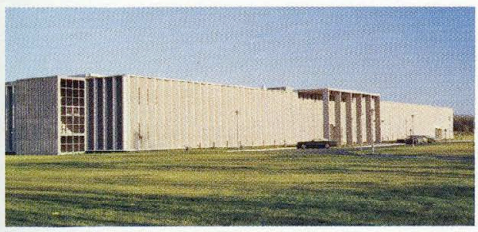
Les efforts soutenus que la direction Mise en marché déploie pour implanter l'électricité comme unique source d'énergie dans les constructions neuves, tant domiciliaires que commerciales et industrielles, ont continué de produire d'excellents résultats en 1970.

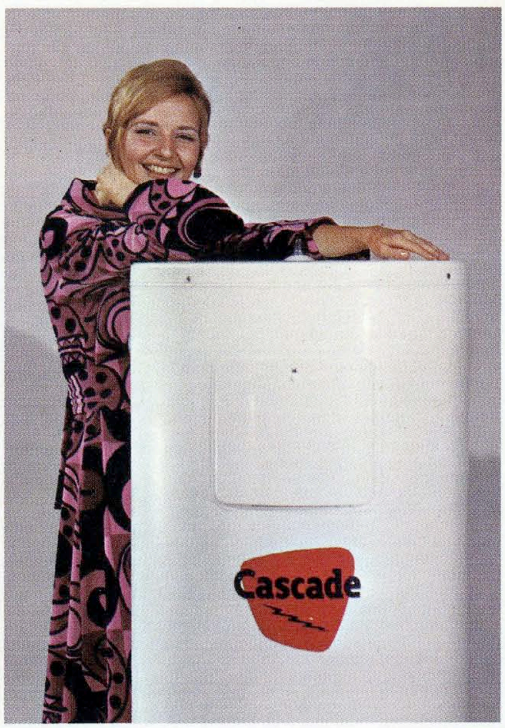
Le label NOVELEC

Dans le seul secteur domiciliaire, 6 260 des nouvelles unités domiciliaires parachevées au cours de l'année ont été construites en conformité des normes NOVELEC. Ce nombre comprend 1 793 maisons unifamiliales et 4 467 unités domiciliaires situées dans des immeubles variant du duplex aux immeubles de 10 logements ou moins. Dans le secteur des entreprises et des institutions, le concept tout-à-l'électricité a également remporté des succès ; on compte en particulier 54 nouvelles institutions tout-à-l'électricité, dont la charge raccordée est de 35 000 kW et dont la plupart sont des foyers pour personnes âgées.

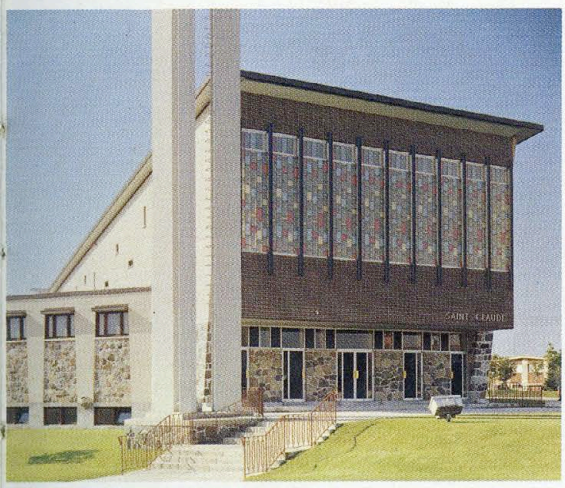
Lancé au début de l'année, le certificat NOVELEC atteste que le constructeur a respecté les normes du «tout-à-l'électricité» établies par la Ligue électrique du Québec quant à l'alimentation en énergie, l'isolation thermique, la ventilation mécanique, les ouvertures, la puissance des appareils de chauffage et de réglage, les prises de courant, le chauffe-eau et le câble de raccordement de la cuisinière.

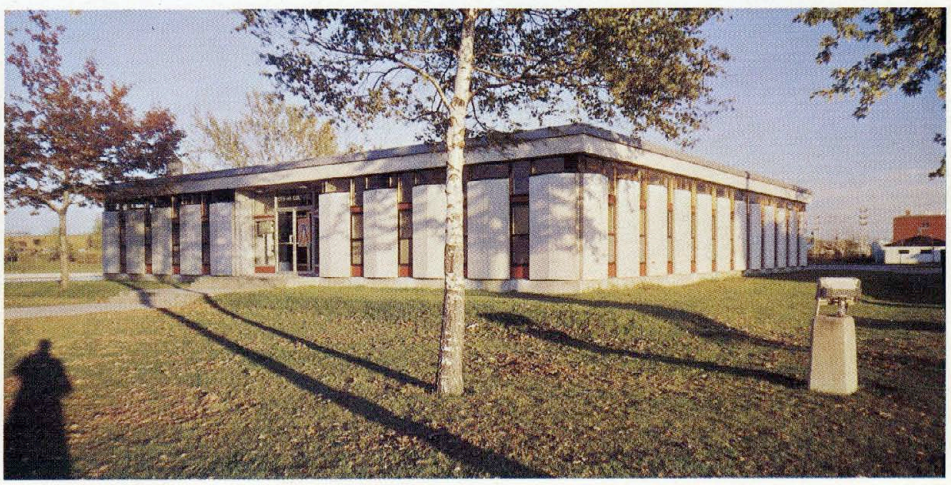
Les nouvelles méthodes d'intervention directe de nos représentants dès les premiers stades de la conception et du financement des nouvelles constructions ont été particulièrement fructueuses en 1970. Les avantages offerts aux constructeurs ont permis de conclure des ententes «tout à l'électricité» portant sur un total de 12 409 nouvelles unités domiciliaires, dont près de 4 000 ont été parachevées au cours de l'année.





Novelec





Les multiples aspects de l'action commerciale

L'année 1970 a été caractérisée par une forte augmentation de la production hydraulique.

Photo : Félicien Gagnon

D'autre part, notre service de calcul par ordinateur des frais d'installation et d'utilisation de l'électricité (CALMEC) dans les nouveaux immeubles a effectué 153 études sur des projets représentant une charge potentielle de 114 000 kW.

L'industrialisation

Créé en 1969, le nouveau service d'Implantation industrielle poursuivait à la fin de l'année ou était sur le point de conclure des négociations portant sur quelque 25 projets d'implantation industrielle dont pourrait résulter une charge additionnelle de l'ordre de 800 000 kW.

Les bases de contact du service d'Implantation industrielle dans le monde industriel et financier se sont élargies au cours de l'année. La publication et la diffusion d'une brochure intitulée «Assistance financière au développement industriel du Québec» ont suscité des réactions favorables tant au pays qu'à l'étranger. Cette brochure résume succinctement les mesures gouvernementales d'assistance financière ainsi que les sources de financement mises à la disposition des industriels au Québec.

Au cours de l'année, le service des Contrats a négocié la reconduction de 54 contrats avec des abonnés industriels souscrivant 3 000 kW ou plus. Les contrats ainsi renouvelés totalisent 828 300 kW, dont 207 150 kW de nouvelles puissances souscrites, auxquelles s'ajoutent un nouveau contrat de 10 000 kW.

Le chauffage de l'eau

Au cours de l'année, 12 155 chauffe-eau électriques ont été installés en location chez les abonnés, contre 13 473 en 1969, et au 31 décembre le nombre des chauffe-eau en location s'établissait à 127 314. Le nombre des prêts accordés pour l'achat d'un chauffe-eau Cascade accuse aussi une baisse, soit 1 302 contre 1 455 en 1969.

D'autre part, la rénovation des installations électriques dans les maisons existantes a fait l'objet de 4 021 prêts totalisant $1 274 000, contre 4 550 prêts totalisant $1 441 000 en 1969.

Dans le domaine agricole, 148 autres fermes ont reçu l'enseigne de «ferme bien électrifiée», ce qui a porté à 906 le nombre de ces fermes, dont la consommation annuelle moyenne est d'environ 30 000 kWh, alors que la consommation moyenne de tous les abonnés agricoles en 1970 a été de 10 499 kWh.

La production

La puissance installée du réseau a doublé le cap des 10 millions de kW en 1970 et formait un total de 10 617 253 kW à la fin de l'année. L'augmentation sur l'année précédente est de 808 332 kW, ou de 8.2%, y compris 807 500 kW apportés par les cinq groupes mis en service à la centrale Manic 5. Le reste de l'accroissement représente le résultat net des changements mineurs survenus à divers endroits. Quatre petites centrales hydroélectriques et une petite centrale diesel ont notamment été désaffectées à Chaudière, Parent, Saint-Elzéar et Val-Barrette, cependant qu'une nouvelle centrale diesel a été établie à Fort-George, sur la baie James.

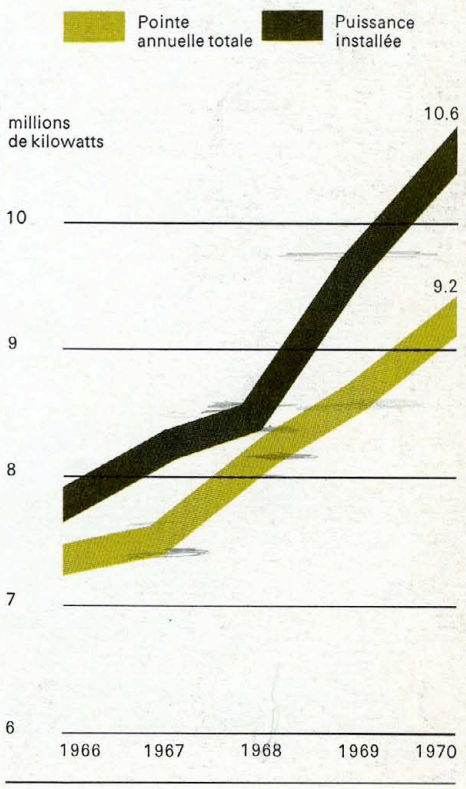
L'appel maximal

La demande maximale de la clientèle québécoise, dite demande interne, a fait un bond particulièrement sensible de 1969 à 1970. La demande interne a touché une pointe de 8 881 000 kW à 5 h. de l'après-midi le 22 décembre par une température de −2°F. La pointe de l'année précédente, survenue le 23 décembre 1969 à 5 h. 30 de l'après-midi par une température sensiblement égale (−3°F), avait été de 8 100 000 kW.

En excluant 8 000 kW de puissance excédentaire, la pointe interne en énergie souscrite a donc augmenté de 773 000 kW, ou de 9.5%, tandis que l'augmentation annuelle moyenne enregistrée depuis 1966 s'établit à 7.8%.

Cette augmentation exceptionnelle coïncidait avec une forte réduction de puissance causée par la glace à la centrale Beauharnois et avec l'absence d'un groupe générateur à la centrale Outardes 4. Il en est résulté qu'au moment de la pointe, même en utilisant au maximum la centrale thermique Tracy, la puissance fournie par

La puissance installée et la pointe annuelle



nos centrales se trouvait limitée à 8 393 000 kW, soit seulement 269 000 kW de plus que la puissance fournie lors de la pointe de 1969, alors que nous avions un solde exportateur de 24 000 kW.

Pour affronter cette situation, nous avons limité nos exportations aux obligations contractuelles (335 000 kW) et fait appel aux réserves de puissance des réseaux voisins. La demande québécoise a été satisfaite au moyen d'un solde importateur de 488 000 kW sans qu'aucun délestage n'ait été nécessaire.

Au moment de la pointe interne, la demande totale, qui comprend les livraisons hors réseaux et la puissance excédentaire, s'élevait à 9 216 000 kW, ce qui représente une augmentation de 7.3% par rapport à l'année précédente. Depuis 1966, l'augmentation annuelle moyenne de la demande totale a été de 5.7%.

L'hydraulicité

L'hydraulicité a été sensiblement égale à la moyenne en 1970, mais la mise en service du réservoir de Manic 5, l'un des plus grands du monde, et les prélèvements opérés sur les autres réservoirs au cours de l'année ont permis de réduire la production thermique et de satisfaire des demandes de soutien de la part des réseaux voisins tout en couvrant l'augmentation de la demande québécoise—ce qui a eu pour effet d'augmenter de 18% notre production hydraulique brute, qui est passée de 43.5 à 51.3 milliards de kWh (pertes comprises).

Réservoir de Manic 5

Les soutirages qu'on effectuait assez régulièrement du réservoir de Manic 5 depuis le début de la mise en eau en 1964 pour augmenter la production des centrales Manic 2, Manic 1 et McCormick ont été définitivement arrêtés le 13 avril. Le niveau de l'eau atteignait dès le 10 mai la cote minimale requise (1 115 pieds au-dessus du niveau de la mer) pour commencer l'exploitation de la centrale Manic 5, dont le premier groupe a effectivement démarré le 31 juillet.

Constituée à partir du 10 mai, la réserve utile atteignait 8.3 milliards de kWh à la fin de l'année. Le réservoir a une capacité totale de 21.1 milliards de kWh, valeur qui sera portée à 28.9 milliards de kWh par la mise en service de Manic 3 en 1975-1976.

Compte tenu de l'addition de la réserve utile de Manic 5 en cours d'année, l'ensemble de nos réserves hydrauliques a évolué de 14.1 milliards de kWh au 1er janvier à 23.1 milliards de kWh au 31 décembre.

Grâce aux prélèvements sur les réserves et à la mise en service du réservoir de Manic 5, la production thermique à la centrale Tracy, qui avait été maintenue à un niveau très élevé jusqu'en avril, a pu être à peu près totalement interrompue par la suite, n'ayant été reprise qu'aux heures de pointe et pendant d'autres courtes périodes. Au total, la production de Tracy a été de 1.04 millard de kWh (en majeure partie de janvier à avril), au regard de 3.6 milliards de kWh en 1969.

En plus d'autoriser cette économie de combustible, nos réserves d'eau ont permis de satisfaire des demandes de soutien de la part des réseaux voisins par l'exportation de 1.5 milliard de kWh en sus de nos obligations contractuelles.

Contrats d'achat et de vente

Le montage des deux premiers groupes générateurs était commencé à la fin de l'année dans la centrale souterraine de 5 225 000 kW que la *Churchill Falls (Labrador) Corporation, Limited* construit aux chutes Churchill, à 700 milles au nord-est de Montréal dans le Labrador et dont presque toute la production sera livrée à l'Hydro-Québec en vertu d'un contrat signé le 12 mai 1969.

Le contrat prévoit que les premières livraisons d'énergie commenceront le 1er mai 1972, et les livraisons doivent atteindre leur rythme annuel moyen de 31.5 milliards de kWh avec le démarrage du 11e et dernier groupe, qui est prévu au contrat pour 1976.

Le contrat a été conclu pour une période de 40 ans à compter de 1976 *ou de la date du parachèvement effectif de la centrale* et sera automatique-

Les réserves hydrauliques en 1970

Evolution des réserves utiles, exprimées en milliards de kWh., dans l'ensemble des réservoirs au cours de l'année. La mise en service du réservoir de Manic 5 a porté la capacité énergétique globale des réservoirs de 20.2 à 41.3 milliards de kWh.

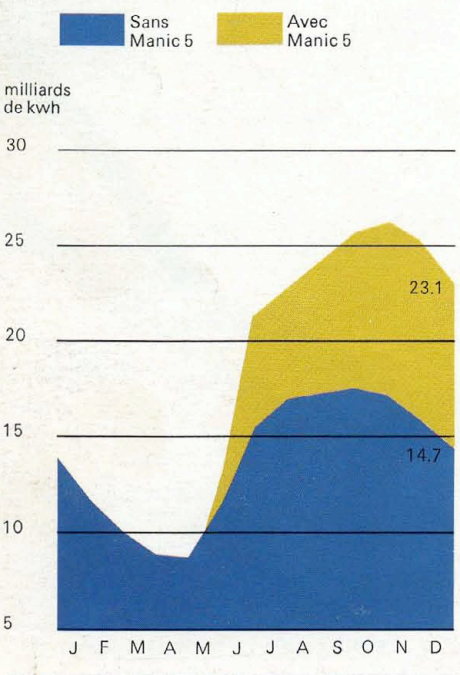
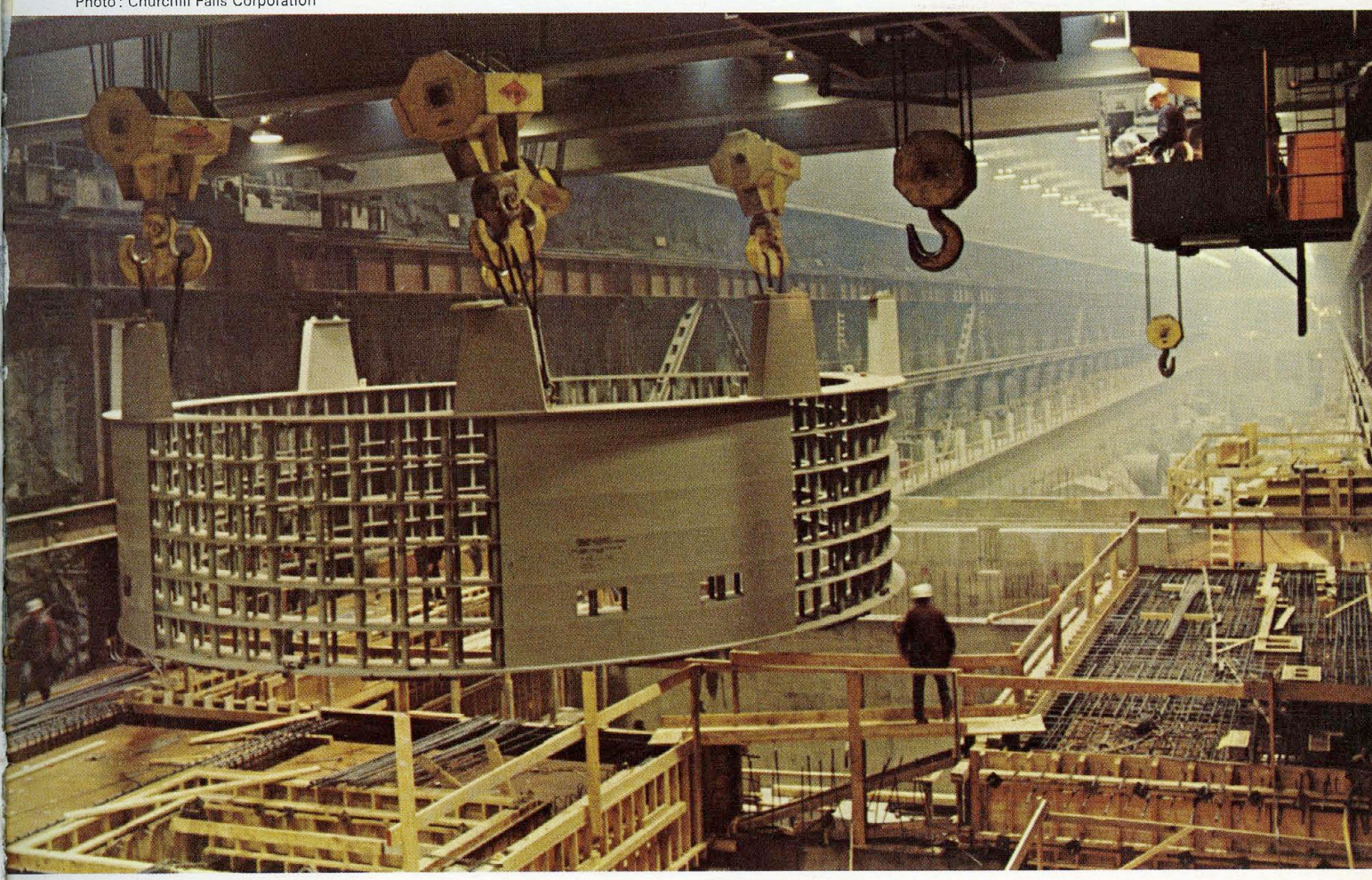


Photo : Churchill Falls Corporation



Churchill Falls : montage des premiers groupes

Manic 3 : début des travaux d'excavation

Photo : Jacques Lambert

ment reconduit ensuite pour une période additionnelle de 25 ans. Compte tenu des frais et pertes de transport ainsi que des diverses conditions financières, cette entente assure à l'Hydro-Québec un prix de revient inférieur à celui que lui aurait coûté la même quantité d'énergie obtenue de toute autre source. De plus, l'Hydro-Québec détient 34.2% des actions de CFLCo.

Des contrats définitifs sont venus confirmer au cours de l'année les accords de principe que nous avions conclus au début de 1969 avec les réseaux des deux provinces voisines pour leur livrer d'importantes quantités d'énergie de 1971 à 1977 et utiliser ainsi la réserve de puissance dont notre réseau disposera au cours de cette période.

Ces deux contrats et les ententes connexes assurent à l'Hydro-Québec un revenu global d'environ $145 000 000 et feront bénéficier les deux provinces voisines d'une quarantaine de milliards de kWh.

Le contrat négocié avec l'*Hydro-Electric Power Commission of Ontario* a été signé le 2 octobre et prévoit que, du 1er juin 1971 au 31 mai 1977, l'Hydro-Québec livrera au réseau ontarien un total de quelque 28 milliards de kWh pendant les six années de l'entente, plus toutes quantités d'énergie excédentaire dont la livraison pourra être convenue entre les parties.

(Aux termes d'une entente distincte conclue le 28 septembre, l'Hydro-Québec s'est engagée à livrer à l'*Ontario Hydro*, entre le 22 juin 1970 et le 31 mai 1971, un total de 2.6 milliards de kWh sous forme d'énergie interruptible.)

La nouvelle convention absorbe divers autres contrats de moindre importance déjà expirés ou devant expirer sous peu, et a occasionné la conclusion d'ententes particulières de l'Hydro-Québec avec la *Maclaren-Quebec Power Company* et l'*Ottawa Valley Power Company*.

Le contrat signé le 18 juin avec la Commission d'Énergie électrique du Nouveau-Brunswick porte sur la période du 1er novembre 1971 au 31 octobre 1976. Les puissances de base à livrer sont de 65 000 kW jusqu'au 31 octobre 1973,de 215 000 kW jusqu'au 31 octobre 1974, de 250 000 kW jusqu'au 31 octobre 1975 et, enfin, de 320 000 kW jusqu'au 31 octobre 1976. Le facteur d'utilisation sera de 90 p. 100.

(Depuis la signature de ce contrat, il a été convenu que l'Hydro-Québec livrerait jusqu'à 55 000 kW de puissance additionnelle du 1er novembre 1971 au 31 mars 1972, puissance qui sera interruptible quatre heures par jour du lundi au vendredi advenant une déficience de production du côté québécois.)

En vertu d'une entente conclue le 4 juin avec *Cedars Rapids Transmission Company Ltd (Ontario)*, dont les lignes sont raccordées à la centrale des Cèdres depuis 1912, l'Hydro-Québec a fourni un appoint de 94 000 kW du 9 juin au 15 septembre à la ville de New York, qui souffrait d'une pénurie d'électricité. L'Hydro-Québec s'était réservé le droit d'interrompre la fourniture sur préavis de 24 heures. L'énergie parvenait à la *Consolidated Edison Company of New York Inc.* par l'entremise des réseaux de *Long Sault Inc.* et de *Niagara Mohawk Power Corporation*.

Un petit réseau qui desservait 539 abonnés dans trois municipalités frontalières du Vermont (Derbyline, North Derby et Beebe) et que l'Hydro-Québec exploitait depuis 1963, a été vendu le 10 juin à la *Vermont Electric Cooperative, Inc.* Ce réseau, l'*International Electric Company*, appartenait à la *Southern Canada Power*, qui devint filiale de l'Hydro-Québec en 1963. L'Hydro-Québec a consenti à continuer de fournir l'énergie jusqu'à la fin de 1972.

Travaux de grand équipement

Le programme de construction prévoyait que trois seulement des huit groupes (161 500 kW chacun) de la centrale Manic 5 seraient couplés sur le réseau en 1970, mais il a été possible d'en faire démarrer cinq entre le 31 juillet et le 9 décembre. Les trois autres seront mis en service à leur tour au début de 1971.

Manic 5 est la principale (1 292 000 kW) des sept centrales

prévues pour équiper les rivières Manicouagan et aux Outardes, sur la Côte Nord à environ 400 milles de Montréal. Sont déjà en service les centrales Manic 2 (1 015 200 kW), Manic 1 (184 410 kW), Outardes 4 (632 000 kW) et Outardes 3 (756 200 kW). Une sixième centrale, Manic 3 (1 176 000 kW), sera mise en service en 1975 et 1976 et aucune date n'a encore été fixée pour la reprise des travaux de construction de la septième centrale, Outardes 2 (454 000 kW).

Étant donné que la centrale Manic 5 est directement alimentée par le réservoir créé par le barrage Daniel-Johnson, sa mise en service signale aussi la mise en service du réservoir lui-même, qui a une capacité de 4 900 milliards de pieds cubes d'eau, dont 1 250 milliards de réserve utile. L'eau sortant des turbines de Manic 5 augmentera considérablement la production d'énergie des centrales situées en aval, le facteur d'utilisation de la centrale Manic 2 passant, par exemple, de 27 à 63.5 p. 100.

Les deux pertuis de restitution qui avaient été aménagés dans la base de la voûte centrale du barrage, autant pour protéger le barrage pendant la construction que pour laisser passer les quantités d'eau nécessaires à la production d'énergie en aval, ont été définitivement fermés le 13 avril. Les deux pertuis (17' x 11' chacun) seront comblés de béton en 1971.

Manic 5 fonctionne sous 491 pieds de chute. Ses huit groupes turbineront un débit moyen de 22 345 pieds cubes/seconde et produiront en moyenne 7.4 milliards de kWh par année. L'énergie produite sera dirigée sur le poste Micoua par quatre circuits à 315 kV dont deux sont déjà en service.

La centrale Manic 3

L'emplacement de Manic 3, où s'est ouvert au printemps un chantier qui comptera jusqu'à 2 500 hommes en 1973, offre la possibilité d'exploiter un débit moyen de 26 300 pieds cubes/seconde sous 312 pieds de chute. Il est situé à 77 milles en aval de Manic 5, à 41 milles en amont de Manic 2 et à deux milles et demi à l'est de la route qui monte jusqu'à Manic 5 entre les rivières Manicouagan et aux Outardes.

La centrale souterraine de Manic 3 aura une puissance de 1 176 000 kW, un facteur d'utilisation de 55 p. 100 et une productibilité annuelle de 5.4 milliards de kWh. Les six groupes doivent être mis en service de décembre 1975 à octobre 1976.

À Manic 3, la rivière s'enchasse profondément entre deux rives escarpées, qui seraient idéales comme appuis d'un barrage-voûte, mais il a fallu opter pour un barrage en terre à cause de la présence, sous le lit de la rivière, d'une gorge remplie d'alluvions qui a 400 pieds de profondeur. La coupure étanche qu'il sera nécessaire d'établir à travers ces alluvions pour empêcher l'eau de s'infiltrer sous le barrage sera réalisée au moyen d'un double écran de béton formé de pieux et de panneaux jointifs coulés dans des trous de forage pénétrant jusqu'à deux pieds dans le roc de fondation. La partie centrale de l'écran sera coulée en 1971 et 1972.

Le barrage lui-même aura un volume de 11 millions de verges cubes de terre et une hauteur de 353 pieds. La prise d'eau, la passe à billes et le déversoir seront implantés à l'est du barrage principal, où ces ouvrages serviront à verrouiller une vallée auxiliaire et à compléter la retenue, qui aura une capacité de 388 milliards de pieds cubes d'eau, dont 25 milliards utiles.

En 1970, les travaux préliminaires ont consisté à préparer l'aire des camps, à monter les bâtiments temporaires, à construire un pont permanent qui sera mis en service au début de 1971 et à procéder aux travaux d'excavation nécessaires pour découvrir les fronts d'attaque de la galerie de dérivation en amont et en aval. La galerie elle-même, qui sera percée de janvier à octobre 1971 dans la rive gauche de la rivière, aura 55 pieds de diamètre et 2 340 pieds de longueur.

Travaux divers

La tâche de remédier aux effets produits sur l'environnement par le creusage du canal de Beauharnois de 1929 à 1932 a franchi de nouvelles et importantes étapes au cours de l'année. En construction depuis quelques

années, le barrage remédiateur de Saint-Timothée a été mis en eau au début de l'automne et ses vannes seront télécommandées en 1971 de la centrale des Cèdres, située tout près. Ce barrage s'ajoute à ceux de Pointe-du-Buisson, de Pointe-des-Cascades et de l'île Juillet pour restituer en partie les plans d'eau qui existaient avant le détournement d'une grande partie des eaux du fleuve dans le canal de Beauharnois.

Commencé en 1967, le dévasement de la petite rivière Saint-Louis, qui est parallèle au canal de Beauharnois et baigne des paroisses comme Saint-Clément, Saint-Louis-de-Gonzague et Saint-Étienne, a été terminé sur une longueur de 16 milles.

D'importants travaux d'entretien et autres, exigeant une main-d'œuvre spécialisée, ont été exécutés au cours de l'année par la direction *Construction de centrales*, notamment aux centrales Paugan, Beauharnois, Farmers, Rapide-des-Îles, La Gabelle, Chute-Garneau, Saint-Alban et Bryson.

La centrale Gentilly

En construction depuis l'automne de 1966 à Gentilly, sur la rive droite du fleuve Saint-Laurent à 9 milles à l'est de Trois-Rivières, la première centrale nucléaire du Québec doit être mise en service au printemps de 1971 et elle ajoutera au réseau une puissance de 250 000 kW.

Livré à l'équipe de mise en service le 27 octobre, le réacteur a divergé pour la première fois à 10 h 50 du soir le 12 novembre et les multiples essais qui ont suivi jusqu'à la fin de décembre ont donné des résultats satisfaisants. La prochaine phase du processus de mise en service consistera à augmenter graduellement la puissance en observant le fonctionnement du réacteur et des organes connexes, puis à utiliser la vapeur produite pour faire tourner le turbo-alternateur.

La centrale nucléaire Gentilly est un nouveau prototype utilisant l'uranium naturel comme combustible, l'eau lourde comme modérateur et l'eau ordinaire comme caloporteur. Elle diffère des autres centrales nu-

Centrale Gentilly : la salle des commandes

Centrale Gentilly : introduction des barres de combustible dans le réacteur

Photo : Alain Rinfret

cléaires du type CANDU que l'Énergie atomique du Canada Limitée a conçues jusqu'ici et qui utilisent l'eau lourde à la fois comme modérateur et comme caloporteur.

Les économies attendues de ce nouveau prototype proviendront d'une réduction des frais de construction et des pertes d'eau lourde, laquelle coûte environ $30 la livre. Les travaux de construction ont été exécutés par l'Hydro-Québec pour le compte de l'Énergie atomique du Canada. L'Hydro-Québec exploitera la centrale pendant la période nécessaire pour l'évaluer à fond et en établir les frais d'exploitation, et pourra en faire l'acquisition une fois qu'elle sera assurée d'un fonctionnement sûr et continu.

L'équipe de mise en service, qui comptait 280 hommes à la fin de l'année, est en grande partie composée d'ingénieurs, de techniciens, d'opérateurs et de préposés de l'entretien de l'Hydro-Québec, mais comprend aussi des ingénieurs prêtés par l'Énergie atomique du Canada, par les ingénieurs-conseils, l'Ontario Hydro et l'Électricité de France. En plus de constituer peut-être une étape très importante dans le perfectionnement de la filière canadienne, la centrale Gentilly fournit à l'Hydro-Québec l'occasion de former le noyau du personnel spécialisé dont elle aura besoin pour exploiter les autres usines nucléaires qui suivront éventuellement.

Projets à l'étude

Les études en cours sur les principaux potentiels hydrauliques inexploités de la province se sont accélérées au cours de l'année, et les diverses options qui s'offrent pour couvrir l'augmentation de la demande après 1976 feront l'objet de certaines décisions avant la fin de 1971.

Les études portent en particulier sur cinq rivières du versant québécois de la baie James qui recèlent ensemble un potentiel de plus de 10 millions de kilowatts et qui pourraient fournir quelque 70 milliards de kWh par année, mais elles s'étendent aussi à l'ensemble des réserves hydrauliques du territoire, y compris le projet d'une centrale à réserve pompée. Elles portent également sur l'évolution des prix de revient de l'énergie produite par des centrales nucléaires et des centrales thermiques classiques.

Sur le versant québécois de la baie James, des centaines d'hommes envahiront au printemps de 1971 les bassins des rivières Nottaway, Broadback, Rupert et Eastmain et de la Grande Rivière pour continuer d'y recueillir des données hydrauliques, topographiques, géologiques et autres.

Nottaway-Broadback-Rupert

Le projet conçu pour aménager les plus au sud de ces rivières (Nottaway, Broadback et Rupert) consisterait à les réunir par dérivation en un seul ensemble hydrographique. Le potentiel est de plus de 5 600 000 kW avec facteur d'utilisation de 80 p. 100 et la productibilité annuelle est évaluée à 39.3 milliards de kWh.

À la fin de l'année, les ingénieurs travaillaient encore à mettre au point le programme des calculs de rentabilité à effectuer par ordinateurs afin de déterminer dans quelle proportion ce potentiel est économiquement réalisable. Le rapport de cette étude doit être présenté le 1er septembre 1971.

L'ensemble du projet comporte un canal de 22 milles de long pour dériver le cours de la rivière Nottaway dans la rivière Broadback, laquelle serait à son tour dérivée dans la Rupert au moyen de trois galeries souterraines percées côte à côte et longues d'environ 4 000 pieds chacune. Sur la rivière Rupert, 9 ou 10 centrales sont prévues dont la puissance varierait de 282 000 à 1 272 000 kW, sous des hauteurs de chute allant de 40 à 180 pieds.

L'embouchure de la Rupert est située à 475 milles au nord-ouest de Montréal. Tout le complexe Nottaway-Broadback-Rupert, qui draine une région de 50 000 milles carrés, serait régularisé par un jeu de 11 réservoirs dont la création exigerait près de 120 digues de 4 à 100 pieds de hauteur.

Les études en cours sur la rivière Eastmain et la Grande Rivière sont à des étapes moins avancées que celles du complexe Nottaway-Broadback-Rupert. Le potentiel de ces deux autres rivières est de 4 800 000 kW

avec facteur d'utilisation de 75 p. 100.

Des études préliminaires ont été entreprises sur la rivière Chamouchouane, qui se jette dans le lac Saint-Jean à Saint-Félicien et dont le bassin a une superficie de 6 090 milles carrés. Le potentiel de cette rivière est évalué à 620 000 kW.

Sur la basse Côte Nord, des études préliminaires viennent d'être terminées sur la rivière Moisie, dans la région de Sept-Îles. Grossie par la dérivation d'une petite partie de la rivière Caniapiscau, la Moisie aurait un potentiel de 1 800 000 kW à 80 p. 100 et sa productibilité annuelle serait de 11 milliards de kWh.

En ce qui concerne le projet d'une centrale à réserve pompée au lac Saint-Joachim, sur la rive gauche du fleuve Saint-Laurent à 35 milles en aval de Québec, on a déterminé au cours de l'année le tracé de la route d'accès à la future centrale et l'emplacement de son poste de sectionnement. La salinité de l'eau du fleuve à cet endroit pose pour tout l'équipement, et en particulier pour les turbines-pompes, un problème majeur de corrosion dont la solution exigera de longs et coûteux essais.

La centrale souterraine à construire sous 1 160 pieds de chute au lac Saint-Joachim aurait une puissance éventuelle de 3 600 000 kW, réalisable en trois centrales distinctes. Le lac Saint-Joachim serait transformé en un grand bassin d'accumulation par la construction de quatre digues. Le fleuve servirait de bassin inférieur pour fournir ou recevoir l'eau pompée ou restituée par les turbines-pompes. L'énergie reçue de la centrale des chutes Churchill et d'autres centrales de base pendant la nuit et les fins de semaine serait utilisée pour accumuler dans le réservoir de l'eau qui en descendrait pour faire tourner les génératrices aux heures de pointe.

Transport et répartition

Le premier tronçon de la troisième ligne à 735 kV entre le complexe des rivières Manicouagan et aux Outardes et la région de Montréal a été mis en service le 19 novembre entre les postes Micoua et Laurentides (près de Québec) et sera prolongé jusqu'au poste Duvernay (près de Montréal) à l'automne de 1971.

Le tronçon Micoua-Laurentides, d'une longueur de 255 milles, avait été endommagé en novembre 1969 par une tempête de verglas qui détruisit une trentaine de pylônes. Malgré les travaux supplémentaires requis, la nouvelle ligne a été parachevée à temps pour assurer le transport de l'énergie produite par les cinq premiers groupes de la nouvelle centrale Manic 5 pendant la période de la pointe annuelle en décembre.

Le tronçon Laurentides-Duvernay (158 milles) était à moitié terminé à la fin de l'année et doit être mis en service le 1er octobre 1971 en même temps que la liaison à 735 kV en construction dans la région de Montréal entre les postes Boucherville et Duvernay (21 milles). Cette date marquera le parachèvement du réseau à 735 kV initialement conçu pour transporter l'énergie du complexe Manicouagan-Les Outardes jusqu'aux centres de consommation.

Ce réseau initial comprend trois grandes lignes, dont deux vont du poste Manicouagan au poste Boucherville, une distance de 366 milles, et la troisième du poste Micoua au poste Duvernay. Il comprend aussi des lignes de raccordement à 735 kV entre les deux postes de départ (Micoua et Manicouagan), les deux postes intermédiaires (Laurentides et Lévis) et les deux postes d'arrivée (Boucherville et Duvernay), soit un total de 1 228 milles de circuits, dont 1 050 sont en service.

Les lignes Churchill

D'autres lignes à 735 kV, qui feront partie intégrante du réseau initial, sont en cours de réalisation pour transporter l'énergie à recevoir de la centrale en construction aux chutes Churchill.

Le déboisement de l'emprise d'une quatrième ligne à 735 kV entre le complexe Manicouagan-Les Outardes et la région de Québec s'achève et les travaux de construction doivent commencer en février 1971. Longue de 269 milles, cette ligne part du poste Micoua, passe par la région d'Arvida dans l'intérieur des terres et aboutit au nouveau poste Jacques-Cartier,

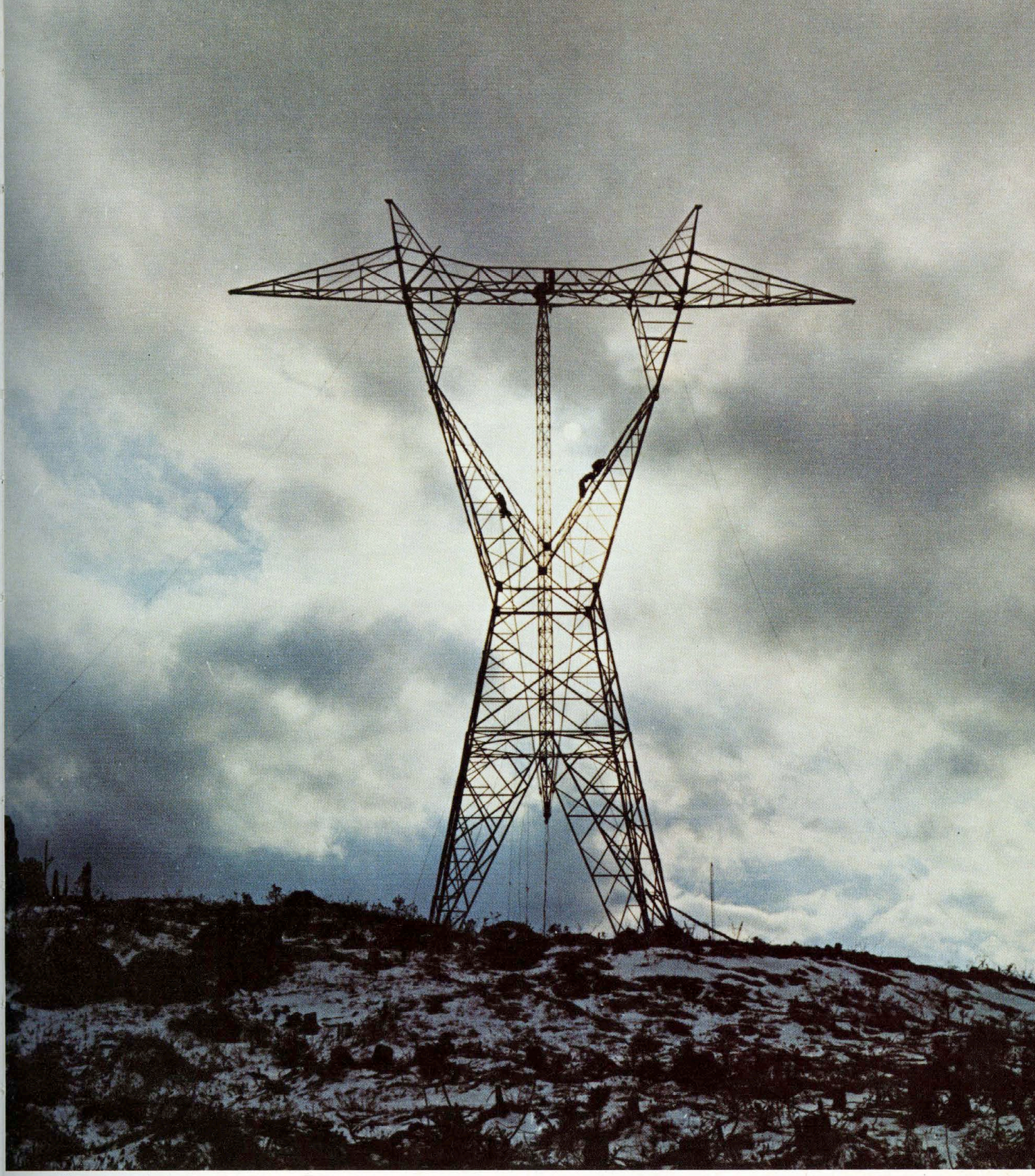


Photo : Jacques Lambert

Les lignes Churchill (735 kV) : pylône de suspension

près de Pont-Rouge à une vingtaine de milles à l'ouest de Québec. La mise en service est prévue pour l'automne de 1972.

L'Hydro-Québec prendra livraison de l'énergie des chutes Churchill sur un point situé à 152 milles au nord de Sept-Îles au moyen de trois lignes dont deux, longues de 256 milles, iront au poste Manicouagan, tandis que la troisième, longue de 266 milles, ira au poste Micoua.

La construction de cette dernière ligne et d'une des deux lignes destinées à joindre le poste Manicouagan était très avancée à la fin de l'année, si bien qu'elles pourraient toutes deux être disponibles en août 1971 avec une avance de cinq ou six mois sur le programme. De son côté, la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited* poursuit la construction de trois lignes à 735 kV, longues de 125 milles, entre le point de livraison et la centrale.

Lignes à 315 kV

La première des deux lignes à 315 kV double terne entre la centrale Manic 5 et le poste Micoua, une distance de 67 milles, a été mise en service le 15 juillet et la deuxième suivra en mai 1971.

Pour livrer les 5 milliards de kilowattheures que nous fournirons au Nouveau-Brunswick de 1971 à 1976, nous avons commencé entre Lévis et Matapédia la construction d'une ligne à 315 kV qui sera longue de 263 milles et dont chaque phase sera pourvue d'un faisceau de deux conducteurs.

La construction du tronçon Lévis-Rivière-du-Loup (114 milles) et du tronçon Rimouski-Matapédia (83 milles) débute en janvier 1971. Ce dernier tronçon doit être mis en service en août 1971, mais fonctionnera sous la tension de 230 kV jusqu'à ce que le tronçon Rivière-du-Loup-Rimouski (66 milles) ait été parachevé en 1972.

L'aire du futur aéroport de Sainte-Scholastique est actuellement traversée d'un bout à l'autre par une ligne à 315 kV, longue de 16 milles, qui raccorde les postes Chomedey et Lafontaine. Cette ligne sera déplacée en 1971 sur une longueur de dix milles pour dégager l'aire de l'aéroport.

Pour répondre à l'augmentation des besoins d'électricité dans les Can-

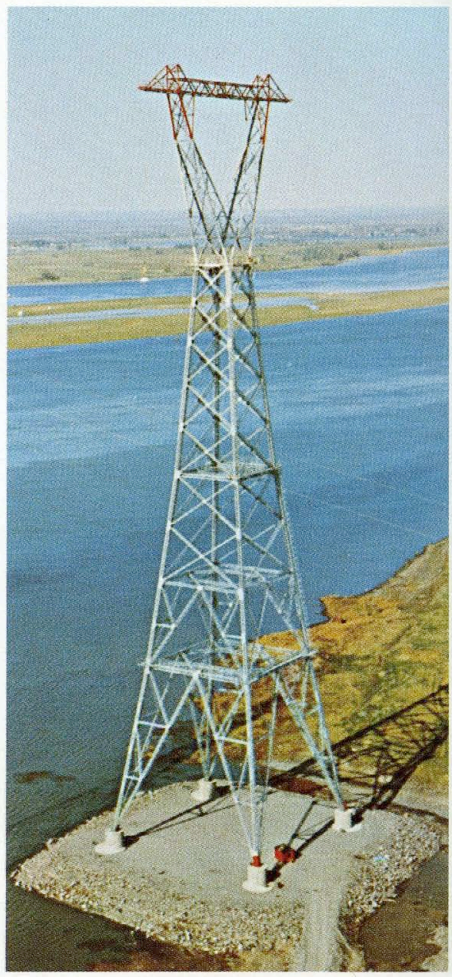


Photo : Marcel Bourassa

Ligne 735 kV Boucherville-Duvernay : pylône de la traversée aérienne sur le Saint-Laurent

tons de l'Est, une nouvelle ligne à double terne, de 26 milles de longueur, a été mise en service à la fin de l'année entre Boucherville et Saint-Césaire, s'ajoutant au circuit à 230 kV qui existait déjà entre ces deux endroits depuis 1963.

Au cours de l'année, le réseau à 120 kV a été augmenté à divers endroits de cinq tronçons ayant ensemble une longueur d'environ 12 milles. On a également mis en service 64 milles de circuits à 69 et 44 kV.

À Montréal, environ 5 milles de nouveaux circuits souterrains à 120 kV ont été mis en place entre les postes Guy et Maisonneuve, entre les postes Atwater et Maisonneuve et entre les postes Laurent et Mont-Royal. Une ligne souterraine à 66 kV, d'une longueur de 300 pieds, a été complétée pour l'alimentation du poste Dosco.

Nouvelles puissances de transformation

Un groupe transformateur d'une puissance de 1 000 000 de kVA, le plus puissant jamais utilisé au Québec, a été mis en service à la fin de l'année au poste Boucherville, près de Montréal, un des grands postes du réseau à 735 kV de l'Hydro-Québec.

Ce groupe, qui débite sur le réseau à 315 kV alimentant la région métropolitaine, est formé de trois transformateurs monophasés ayant chacun une puissance de 333 333 kVA et un poids (rempli d'huile) de 265 tonnes. C'est le premier de la série de groupes semblables dont seront équipés plusieurs postes à 735 kV, tant pour abaisser le prix de revient du kVA que pour économiser l'espace disponible dans ces postes.

Le groupe de 1 000 000 de kVA installé à Boucherville a remplacé un groupe de 600 000 kVA ; les trois autres groupes de 600 000 kVA actuellement en place dans ce poste seront éventuellement remplacés à leur tour par des groupes de 1 000 000 de kVA, et ils seront utilisés ailleurs sur le réseau.

Les nouvelles puissances de transformation ajoutées au réseau en 1970 par les additions aux postes existants et par les nouveaux postes mis en service forment un total de quelque 3 300 000 kVA.

Le poste élévateur de Micoua, qui reçoit la production de la centrale Manic 5, a été augmenté d'un groupe de 510 000 kVA qui a porté sa puissance à 1 530 000 kVA. Au poste Chaudière, près de Québec, deux transformateurs de 125 000 kVA qui abaissent la tension de 230 à 69 kV ont remplacé deux appareils de 60 000 kVA, tandis que la puissance du poste Saint-Césaire, qui alimente les Cantons de l'Est, a été augmentée de 200 000 kVA, et celle du Terminus de Sorel, de 125 000 kVA.

Parmi les nouveaux postes mis en service au cours de l'année, le plus important est celui de La Suète, à Québec, qui est équipé de trois transformateurs de 60 000 kVA chacun, abaissant la tension de 230 à 25 kV. Les autres nouveaux postes mis en service (120 kV) sont les postes Berri (Montréal), Gamelin (Hull), Grand-Pré (Louiseville), Landry et Renaud (Laval), Maniwaki et Terrebonne. La construction de deux autres postes, Rimouski et Delson, était terminée à la fin de l'année.

Postes en construction

L'année 1970 a vu débuter la construction de trois nouveaux postes qui porteront de 5 à 8 le nombre des postes à 735 kV du réseau.

Deux de ces postes, Montagnais et Arnaud, serviront comme postes de manœuvre pour les trois lignes à 735 kV devant relier la centrale des chutes Churchill au réseau de l'Hydro-Québec et les premières étapes de leur construction seront terminées à temps pour la mise en service des deux premières lignes à l'automne de 1971 et au printemps de 1972.

Situé à Pointe-Noire près de Sept-Îles, à une centaine de milles en aval de Baie-Comeau, le poste Arnaud sera pourvu de deux groupes de 600 000 kVA chacun provenant de Boucherville, qui abaisseront la tension de 735 à 315 kV, et aussi de deux transformateurs qui abaisseront cette dernière tension à 161 kV pour alimenter le réseau local. Situé à 137 milles au nord de Sept-Îles, le poste Montagnais sera également en mesure d'alimenter des charges locales.

Le plus important des nouveaux postes en construction, cependant, est le poste Duvernay, situé près de Saint-François de Sales à 25 milles du centre de Montréal, dont les installations initiales seront mises en service en octobre 1971.

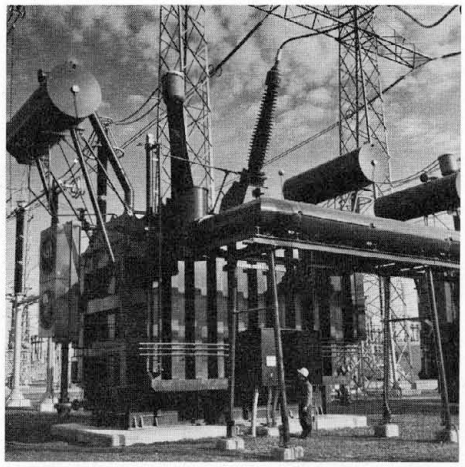
Deux compensateurs synchrones de 250 000 kVAR, les premiers sur le réseau à 735 kV, seront installés dans ce poste pour assurer la régulation de la tension à pleine charge.

Éventuellement, le poste Duvernay comprendra quatre arrivées à 735 kV, douze départs à 315 kV et neuf à 120 kV. Sa puissance de transformation sera de 11 000 000 de kVA, ce qui en fera l'un des plus grands postes de répartition du continent. Il sera pourvu des facilités voulues pour recevoir des visiteurs.

Postes en projet

Il y a deux autres postes à 735 kV parmi les postes en projet. Près de Pont-Rouge à une vingtaine de milles à l'ouest de Québec, le poste de manœuvre Jacques-Cartier servira à boucler les prochaines lignes à venir de la Côte Nord, et servira aussi éventuellement à la transformation locale. Ce poste, qui sera mis en service en 1972, est en quelque sorte un prolongement du poste Laurentides, qui n'avait plus l'espace nécessaire à son expansion.

Un nouveau poste à 735 kV sera intercalé à Nicolet entre les postes Lévis et Boucherville. Une des lignes à 735 kV allant de Lévis à Boucherville sera bouclée sur ce poste, qui sera équipé de deux groupes de 1 000 000 de kVA alimentant six lignes à 230 kV.



Poste Boucherville : élément d'un groupe transformateur de 1 million de kVA

Le réseau de distribution

Un total de 750 milles de nouveaux circuits de 4 à 25 kV s'est ajouté au réseau de distribution en 1970, portant à 45 465 milles la longueur totale des circuits qui alimentent directement les abonnés dans tout le territoire.

Les nouvelles lignes comprennent 30 milles de circuits de distribution souterraine dont la plus grande partie a servi à raccorder de nouveaux centres domiciliaires où les abonnés sont directement ou indirectement

appelés à payer la différence entre le coût de la distribution souterraine et celui de la distribution aérienne. Les nouvelles unités domiciliaires ainsi raccordées au cours de l'année forment un total d'environ 1 890, la plupart construites dans la région de Montréal.

Les travaux d'alimentation souterraine exécutés en 1970 ont coûté environ $4 450 000 et comprennent l'installation du réseau de distribution de la cité parlementaire à Québec, la continuation de la rénovation urbaine à Longueuil, plusieurs canalisations passant sous la route transcanadienne dans la région Matapédia et l'enfouissement des circuits le long d'environ deux milles de rues dans la ville de Montréal. De plus, les circuits passant sous le boulevard Saint-Laurent à Montréal ont été rénovés sur une distance de trois milles entre les rues Craig et Jean-Talon.

Les dépenses au compte capital exigées par le réseau de distribution au cours de l'année forment un total de $54 000 000 contre $52 300 000 en 1969.

Les prolongements et additions nécessaires pour raccorder les nouveaux abonnés ont coûté $22 700 000, contre $21 274 000 en 1969. Les petits transformateurs installés au cours de l'année, tant pour desservir les nouveaux abonnés que pour répondre à l'augmentation des charges, forment un total de 400 000 kVA et ont coûté $3 260 000.

Réseaux non reliés

En décembre, un réseau complet de distribution alimenté par deux groupes électrogènes ayant ensemble une puissance de 1 100 kW a été mis en service à Fort-George, sur le versant oriental de la baie James à l'embouchure de la Grande Rivière, et dessert maintenant environ 270 abonnés. La population de Fort-George comprend un millier d'Indiens cris, une cinquantaine d'Esquimaux et une centaine de blancs. Un autre groupe électrogène doit être installé en 1971 et d'autres familles seront raccordées au réseau local.

Sur la basse Côte Nord, on a électrifié deux autres localités, Middle Bay (25 familles) et Rivière-Saint-Paul (75 familles) en reliant ces deux villages au réseau de Blanc-Sablon au moyen de 23 milles de circuits. Blanc-Sablon est situé à 900 milles au nord-est de Montréal.

Les télécommunications

La mise en service d'une liaison hertzienne entre le réseau et la centrale des chutes Churchill est prévue pour août 1971, à temps pour les essais qui précéderont la mise en service des premiers groupes générateurs de la centrale.

Cette liaison, qui servira à la téléprotection des lignes et à tous les besoins de l'exploitation, couvrira une distance totale de 374 milles entre la station Hauterive, dans la région de Baie-Comeau, et la centrale des chutes Churchill, où la *Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited* aura sa propre station émettrice et réceptrice.

Entre la station Hauterive et la station Sainte-Marguerite (près de Sept-Îles), la transmission des signaux sera assurée par six stations relais ordinaires, c'est-à-dire reliées entre elles par faisceaux rectilignes. À cause de l'absence de routes d'accès et de sources locales d'électricité, le reste de la distance sera couvert par deux tronçons de liaison dite «transhorizon», une technique qui permet de transmettre les signaux hertziens au-delà de l'horizon grâce au phénomène de dispersion troposphérique.

Dans la vallée de la rivière Saint-Maurice, des liaisons hertziennes sont en cours d'établissement entre la station Mont-Carmel, près de Shawinigan, et les centrales Rapide-Blanc et La Trenche, qui seront télécommandées de la Tuque en 1971 ; des liaisons semblables sont projetées avec les centrales Beaumont et La Tuque. Les quatre centrales du haut Saint-Maurice seront éventuellement télécommandées de Shawinigan.

La télécommande

Les nouveaux dispositifs de télécommande installés dans les centrales Outardes 4, Outardes 3 et Manic 5 ainsi qu'au poste Manicouagan doivent être mis en service au début de

L'IREQ : le laboratoire Haute Tension en construction

Photo : Alain Rinfret

1971. Ces centrales et le poste Manicouagan seront télécommandés par le dispatching de Manicouagan comme l'est déjà la centrale Manic 1.

Les 12 postes de transformation nouveaux ou entièrement refaits qui ont été mis en service au cours de l'année dans la province sont tous télécommandés. De plus, cinq postes existants, les postes Longue-Pointe, Montréal-Est, Jeanne-d'Arc, Saint-Jérôme et Pandora, ont été convertis, ce qui a porté à 134 le total des postes de toutes catégories qui étaient asservis à la télécommande en fin d'année.

Dans l'île de Montréal, la conversion de trois postes existants et la mise en service du nouveau poste Berri ont porté à 22 sur 28 le nombre des grands postes télécommandés dans l'île.

L'Institut de recherche

L'année 1970 a été marquée pour l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec par la mise en route du travail de recherche dans le bâtiment des Laboratoires généraux et par la conclusion d'ententes qui assurent à cette nouvelle institution l'aide financière de l'État fédéral et la collaboration des universités et de l'industrie.

Le bâtiment des Laboratoires généraux, officiellement inauguré en septembre, compte 216 000 pieds carrés de plancher et comprend 80 bureaux de chercheurs, 60 laboratoires divers, un atelier de mécanique, une cafétéria, un auditorium et une bibliothèque. Plus d'une cinquantaine de chercheurs étaient déjà à l'œuvre à la fin de l'année.

Le laboratoire Haute Tension, dont la construction est très avancée, sera en mesure dès l'été de 1971 de faire les essais demandés par l'Hydro-Québec ou par l'industrie électrique.

Le laboratoire Grande Puissance sera terminé en 1972, mais la section «moyenne tension» doit être en service dès la fin de 1971. Ce laboratoire sera pourvu en particulier de six transformateurs de court-circuit de 1 200 000 kVA chacun et d'un banc d'essais synthétiques de ± 750 kV.

Un accord conclu entre le gouvernement fédéral, le gouvernement provincial et l'Hydro-Québec prévoit que, pour aider l'IREQ à couvrir ses frais de premier établissement, le gouvernement fédéral prête un total de $17 500 000. Ce prêt, garanti par la province de Québec, sera remboursable en 25 ans à compter de 1975. En ce qui concerne les frais de fonctionnement de l'IREQ, le gouvernement fédéral versera une subvention annuelle de $325 000 pendant au moins dix ans.

Afin que l'Institut réponde le plus efficacement possible aux exigences de toute l'industrie canadienne de l'électricité, l'accord prévoit la création d'un conseil de revision fédéral-provincial et d'un comité consultatif représentant à la fois le gouvernement fédéral, le gouvernement provincial, les services canadiens d'électricité et les fabricants canadiens de matériel électrique.

Une autre entente conclue en 1970 vise à donner le plus grand rayonnement possible à l'IREQ dans le domaine de l'enseignement supérieur en mettant à contribution son personnel scientifique et ses installations. L'Hydro-Québec et l'Institut national de la recherche scientifique (INRS) de l'Université du Québec ont décidé par cet accord de créer un nouvel organisme, le Centre de recherche de l'énergie (CREN), qui est devenu locataire de huit bureaux et de deux laboratoires dans le bâtiment des Laboratoires généraux de l'IREQ.

Depuis septembre, le CREN offre un programme d'études avancées et interdisciplinaires conduisant à la maîtrise et au doctorat ès-sciences de l'Université du Québec. Les milieux scientifiques des universités et de l'industrie sont largement représentés dans le comité de direction et parmi les professeurs invités du CREN.

Prospection pétrolière

De concert avec l'Hydro-Québec, la Société acadienne de Recherches pétrolières, Limitée (SAREP), filiale de la *Texaco Exploration Canada, Ltd.*, a fait un premier forage d'exploration au cours de l'automne dans les îles de la Madeleine et la reprise des travaux dépend de l'analyse complète des résultats obtenus ainsi que des autres

données recueillies jusqu'ici.

La convention conclue en 1967 entre SAREP et l'Hydro-Québec, qui détient des permis d'exploration pétrolière du ministère provincial des Richesses naturelles, porte sur une zone de 3 300 000 acres formée par les îles de la Madeleine et les terres submergées qui les entourent dans le golfe Saint-Laurent.

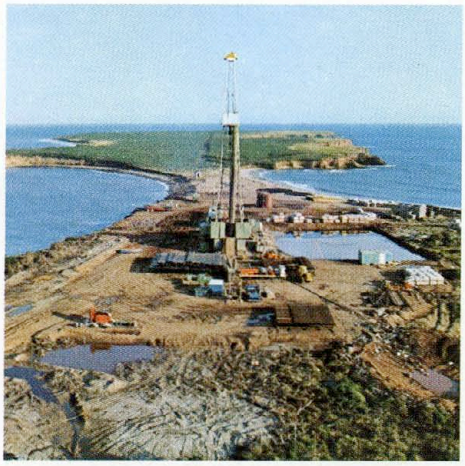
Avant d'entreprendre des travaux de forage, SAREP a signé avec *Amoco Canada Petroleum Company Limited*, détenteur de permis fédéraux dans la même zone, une convention limitée à 171 438 acres comprenant l'île Brion (une des îles de la Madeleine) et les terres submergées qui l'entourent. Cette convention a mis les permis fédéraux à la disposition de SAREP. SAREP s'est ensuite engagée à transporter à l'Hydro-Québec la part de cette dernière de tous les droits, titres, intérêts et obligations découlant de la convention SAREP-AMOCO.

Le forage du premier puits a débuté sur l'île Brion le 18 septembre et avait atteint une profondeur de 10 519 pieds à la fin de la campagne. Au cours de l'année, on a aussi effectué des relevés sismiques sur les îles Brion, Grosse-Île, Havre-aux-Maisons, Cap-aux-Meules et Havre-Aubert. Tous ces travaux ont coûté quelque $2 000 000 et la moitié de cette dépense a été assumée par l'Hydro-Québec.

L'Approvisionnement

La valeur des matériaux, fournitures et services commandés au cours de l'année accuse par rapport à 1969 une augmentation de 13% qui est principalement attribuable aux nouvelles lignes à 735 kV nécessaires pour le transport de l'énergie des chutes Churchill. La direction générale Approvisionnement a passé un total de 69 415 commandes d'une valeur de $272 493 000, contre 70 734 commandes d'une valeur de $241 136 000 en 1969. D'importantes économies ont de nouveau résulté des achats globaux effectués en conformité de la ligne de conduite établie.

Les ventes de biens immobiliers ont produit un total de $1 713 000,



Exploration pétrolière : forage sur l'île Brion

soit $324 000 de plus qu'en 1969. L'acquisition des immeubles et des droits réels nécessaires à la réalisation des projets de la Commission dans toute la province a donné lieu à la négociation de beaucoup plus d'achats, servitudes et conventions qu'en 1969 (soit 6 482 contre 4 351), mais pour un montant global légèrement inférieur ($1 754 000 contre $1 755 000).

Les montants versés aux propriétaires concernés pour le déboisement des emprises des nouvelles lignes de transport traversant leurs terres s'élèvent à $783 559.

La tâche de mécaniser la comptabilité des stocks gardés dans les magasins de l'Hydro-Québec à travers la province a fait des progrès considérables en 1970. Au 31 décembre, la mécanisation se trouvait réalisée dans 106 magasins, soit 11 de plus que l'année précédente, et couvrait 96% des articles emmagasinés.

La Commission a approuvé en novembre la formation d'un groupe de travail qui a pour mission de réduire les investissements et les frais d'exploitation des magasins et qui a déjà mis en œuvre un programme de rationalisation de tout le système de gestion des magasins. Ce programme, réalisable en deux ans, entraînera notamment une réduction de la gamme d'articles gardés en magasin. L'écoulement des stocks hors gamme, mais utilisables dont disposeront encore certains magasins s'effectuera à l'échelle de la province.

En ce qui concerne la normalisation des matériels et fournitures gardés par les magasins, des groupes de travail ont aussi été chargés de continuer, d'étendre et d'accélérer les travaux de normalisation en cours depuis quelques années.

La région Manicouagan sera dotée d'un nouveau centre administratif dont la construction a débuté en 1970 à Baie-Comeau et sera terminée en 1971. Le nouveau centre administratif et de service du secteur Drummondville, en construction dans la ville du même nom, sera également terminé en 1971.

Le comité de coordination et de planification des bâtiments administratifs a travaillé au cours de l'année à la préparation de deux prototypes de bâtiments administratifs et de service, l'un pour les districts et l'autre pour les sous-districts.

Nouvelles structures administratives

En vue de réduire les frais d'exploitation, d'éliminer les dédoublements et d'améliorer le service à l'abonné, la Commission a procédé en 1970 à un premier remaniement des structures administratives mises en place à la suite de la nationalisation des dernières compagnies d'électricité en 1963, alors que le territoire avait été divisé en huit régions de distribution et en quatre zones de production.

Les fonctions distribution, ventes, production et transport se trouvent maintenant fusionnées sous une seule unité administrative dans les régions Abitibi, Matapédia, Saguenay, Mauricie, Manicouagan et Montmorency, tandis que la région Saint-Laurent (île de Montréal) demeure exclusivement une unité de distribution.

Jusqu'à ce que les études en cours aient permis de statuer définitivement sur leur cas, la région Laurentides (augmentée du district de Joliette) et la région Richelieu (diminuée du secteur de Victoriaville) demeurent des unités de distribution, tandis que les zones Sud et Ouest demeurent des unités de production.

La région Manicouagan est une nouvelle unité administrative qui résulte de la fusion de la zone Est et des districts de distribution de Sept-Îles et Hauterive, mais ses limites territoriales sont celles de l'ancienne Zone Est. Les limites de la région Mauricie sont celles de l'ancienne région Mauricie diminuée du district de Joliette et augmentée du district de Victoriaville. La région Montmorency, qui comprend les réseaux non reliés, a été augmentée du district de Thetford et diminuée des districts de Sept-Iles et Hauterive.

Génie et Construction

La réorganisation consécutive à la création de la direction générale Construction, dont les fonctions ont été détachées en juillet 1969 de la

direction générale Génie, a été à peu près entièrement terminée au cours de l'année, y compris la répartition des tâches entre le Génie et la Construction et la mise en place des nouvelles structures.

La division de l'ancienne direction générale Génie en deux unités administratives distinctes avait été rendue nécessaire par l'expansion de l'entreprise, de même que par la multiplicité, la complexité et l'ampleur des responsabilités qui en résultaient dans les deux domaines du génie et de la construction.

L'informatique

À la suite d'études entreprises en 1968 sur les besoins de l'Hydro-Québec en matière d'informatique, la Commission a décidé en décembre de créer la nouvelle direction Informatique, qui travaillera en étroite collaboration avec le comité directeur de l'Informatique.

La nouvelle direction aura pour fonction de concevoir conjointement avec les usagers des systèmes d'information utilisant les techniques les plus modernes de l'informatique et de rationaliser l'usage des ordinateurs au sein de l'entreprise. Elle a pour tâche immédiate d'établir un plan d'ensemble pour satisfaire les besoins d'information administrative des diverses directions générales et des régions suivant l'ordre de priorité établi par le comité directeur.

Dans le domaine de la gestion et du calcul scientifique, l'Hydro-Québec utilise déjà des ensembles d'ordinateurs de la troisième génération et se propose de mettre ce puissant outil à la disposition de toute son équipe administrative tant au Siège social que dans les régions.

Planification générale

Les programmes à long terme des diverses unités administratives de l'Hydro-Québec seront désormais suivis et coordonnés par un nouvel organisme, le Comité permanent de planification générale, qui est composé de spécialistes dans les principaux domaines d'activité de l'Hydro-Québec, mais dont le président et les membres de la Commission et tous les directeurs généraux sont membres *ex officio*.

Le Comité permanent de planification générale a pour mandat de déterminer les objectifs généraux de l'Hydro-Québec, de recommander la meilleure stratégie à suivre pour les atteindre et de constater si les résultats obtenus concordent avec les objectif s généraux proposés.

Au cours de l'année, l'Hydro-Québec a également décidé de s'associer à la lutte engagée dans presque tous les pays industrialisés contre les multiples formes de pollution qui menacent l'environnement naturel. Depuis le mois de mai, un comité permanent de protection de l'environnement est chargé de veiller à ce que l'Hydro-Québec continue de produire et distribuer l'électricité en protégeant l'environnement.

Jusqu'ici, l'action du nouveau comité a consisté à étudier les problèmes exigeant des interventions immédiates, à surveiller la bonne exécution des mesures recommandées et à entreprendre une campagne de sensibilisation auprès des cadres de l'Hydro-Québec afin que la protection du milieu naturel continue d'être une préoccupation constante à tous les paliers de l'entreprise.

Le personnel

Les négociations entreprises au cours de l'année avec divers groupements syndicaux ont permis de conclure deux nouvelles conventions régissant plus de 1 100 employés et n'ont occasionné qu'un seul arrêt de travail, soit une grève de dix jours de la part de 145 employés. A la fin de l'année, des pourparlers se poursuivaient en vue de la conclusion de cinq autres conventions collectives intéressant plus de 800 employés.

Une convention a été signée le 2 novembre pour la période du 4 juin 1970 au 30 mai 1973 avec le Syndicat national de la construction (Hauterive), qui compte 1 070 membres (métiers) et une autre convention a été signée le 27 novembre pour la période du 2 juillet 1970 au 27 juin 1973 avec la loge 546 de l'Association internationale des machinistes et des travailleurs de l'Aéroastronautique, qui groupe 37 constables et

sergents du complexe des rivières Manicouagan et aux Outardes.

Ayant rejeté la convention acceptée par leur comité de négociation, les 145 membres du Syndicat national interprofessionnel de l'Hydro-Québec (Manicouagan-Outardes) sont restés en grève du 8 au 19 octobre, mais les négociations se sont poursuivies et ont abouti à la signature d'un accord le 28 janvier 1971.

Effectifs et salaires

Au 31 décembre, le personnel de l'exploitation comptait 12 012 employés permanents, soit 78 de plus qu'un an auparavant, tandis qu'au début d'octobre le personnel des chantiers de construction comptait 2 070 personnes, contre 2 211 un an auparavant. Les traitements et salaires versés au personnel de l'exploitation forment un total de $118 278 000 sans compter les diverses cotisations patronales, contre $109 166 600 en 1969, et ceux versés au personnel des chantiers un total de $18 326 000, contre $21 499 000 au cours de l'année précédente.

Au cours de l'année, 685 personnes ont été embauchées et affectées à des postes permanents, ce qui représente 15 nouvelles recrues de moins qu'en 1969. Vingt-huit employés en service et 46 retraités sont décédés et 131 employés permanents ont pris leur retraite.

Bourses d'étude

Quinze bourses d'une valeur globale d'environ $72 000 ont été accordées à des employés prometteurs pour leur permettre de poursuivre des études à plein temps et, de plus, 900 employés ont suivi des cours dans différentes maisons d'enseignement après les heures de travail afin de compléter leur formation.

Hors de l'Hydro-Québec, nous avons accordé 27 bourses d'une valeur globale d'environ $144 000, dont 18 renouvellements, à des universitaires québécois pour leur permettre de poursuivre des études conduisant au doctorat. À compter de 1971, cependant, tout en respectant les engagements pris pour l'année académique 1971-1972, l'Hydro-Québec cessera d'accorder des bourses externes et, au lieu d'aider directement les étudiants, elle intensifiera sa collaboration avec les universités du Québec, surtout dans le domaine de la recherche.

Prévention des accidents

Le taux de fréquence des accidents de travail, qui mesure le nombre d'accidents à perte de temps par million d'heures de travail, a légèrement augmenté en 1970 dans l'exploitation, passant de 8.3 à 8.9. Il s'est produit 203 accidents, dont quatre mortels, contre 192 accidents dont trois mortels, en 1969.

Dans la construction, le taux de fréquence des accidents s'établit à 31.3 pour 1970, contre 17.8 en 1969. Il s'est produit 148 accidents à perte de temps, dont deux mortels, contre 103 accidents, dont cinq mortels, en 1969.

Dans le personnel de la direction générale Génie, le taux de fréquence s'établit pour 1970 à 10.3, contre 25.6 en 1969, ce qui correspond à 19 accidents dont aucun mortel en 1970, contre 71 accidents, dont un mortel, en 1969.

La direction Santé

À la fin de l'année, la direction Santé achevait de compléter l'ensemble des installations et des mesures de radioprotection à la centrale nucléaire Gentilly, dont la mise en service est prévue pour 1971. Le service de Radioprotection de la centrale a procédé en particulier à l'établissement de ses laboratoires de mesure radiologique interne et externe, à la formation du personnel de la centrale en radioprotection, à l'élaboration d'un plan pour les cas d'urgence et à l'étude des environs de la centrale.

Les 18 cliniques à la disposition du personnel de l'exploitation et du personnel des chantiers dans le territoire ont intensifié leur action de dépistage et de prévention des maladies auprès des employés, en attachant une attention particulière aux maladies cardiovasculaires. Elles ont reçu près de 35 000 visites d'employés, y compris 19 000 cas de premiers soins, et ont fait plus de 20 000 examens médicaux.

Photo : Paul Garceau

États financiers et statistiques

Rapport des vérificateurs 38

État consolidé des revenus et dépenses 39

Bilan consolidé 40

État consolidé des réserves 42

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 43

Notes explicatives sur les états financiers consolidés 44

Sommaire des revenus et dépenses consolidés 50

Ventes et revenus consolidés de cinq ans 51

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1970 52

Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 53

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 54

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné le bilan consolidé de la Commission hydroélectrique de Québec et ses filiales au 31 décembre 1970, les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves, et de provenance et d'utilisation des fonds s'y rattachant 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, les opérations de la Commission au cours de l'année ont été conformes à la loi et ces états financiers consolidés formant le rapport de la Commission, présentent fidèlement la situation financière de la Commission et ses filiales au 31 décembre 1970, ainsi que les résultats de leurs opérations et la provenance et l'utilisation de leurs fonds 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 1971.

Léo Davignon, C.A.
de : Raymond, Chabot, Martin, Paré & Associés
Davignon, L'Abbé, Verner & 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 1970

		1970	1969
Revenus	Ventes d'électricité	$478 246	$416 012
	Augmentation du revenu non facturé	4 820	4 315
		483 066	420 327
	Autres revenus d'exploitation (net)	11 253	10 781
		494 319	431 108
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses (incluant combustible $3 827 et $12 641)	144 344	143 704
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	58 805	51 488
	Impôt provincial sur énergie produite	27 784	23 744
	Taxes scolaires et municipales	18 182	18 091
	Achat d'énergie	15 647	17 536
		264 762	254 563
Revenu net d'exploitation		**229 557**	176 545
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 564	9 114
	Profit net sur rachat d'obligations (note 4)	8 796	6 736
Revenu avant intérêt		**248 917**	192 395
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	148 443	130 654
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	12 721	17 962
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 190	2 899
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(32 079)	(43 885)
		132 275	107 630
Revenu net	avant intérêt sur réserves	**116 642**	84 765
	Intérêt sur réserves (note 7)	46 910	39 284
Disponible pour réserves		**$ 69 732**	$ 45 481
Provision pour (note 7)	Éventualités	$ 38 227	$ 18 002
	Stabilisation des tarifs	9 661	8 407
	Amortissement	21 844	19 072
		$ 69 732	$ 45 481

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Bilan consolidé

(en milliers de dollars)
au 31 décembre 1970

	Actif	1970	1969
Immobilisations	Propriétés et outillage, au coût :		
	En exploitation	$3 899 146	$3 404 418
	Moins réserve pour renouvellements (dépréciation accumulée)	756 845	705 882
		3 142 301	2 698 536
	Construction en cours	388 530	608 383
		3 530 831	3 306 919
	Équipement de construction, d'exploitation et divers, au coût, moins montant amorti	27 338	25 486
		3 558 169	3 332 405
Disponibilités	Encaisse et placements à court terme, au coût	4 868	15 917
	Comptes à recevoir	57 895	51 135
	Revenu non facturé	36 464	31 644
	Matériaux et fournitures, au coût	27 201	29 594
	Frais imputables aux opérations futures	6 031	3 415
		132 459	131 705
Autre actif	Placements, au coût (note 1)	132 219	132 219
	Escompte et frais d'émission sur obligations moins montant amorti	47 053	44 924
	Comptes à recevoir	12 546	14 527
	Coût reporté sur achat d'énergie (note 2)	7 368	1 920
		199 186	193 590
		$3 889 814	$3 657 700

	Passif	1970	1969
Dette à long terme	Obligations — garanties par la province de Québec (notes 3 et 5)	$2 637 766	$2 515 523
	Moins fonds d'amortissement (notes 3 et 4)	55 680	53 943
		2 582 086	2 461 580
	Prime nette de change (note 5)	82 133	79 726
		2 664 219	2 541 306
	Autre dette à long terme (note 6)	11 595	12 561
		2 675 814	2 553 867
Billets à payer	Billets à payer échéant en deçà de trois ans dont $123 700 et $154 574 sont dus en deçà d'un an	**128 858**	183 892
Exigibilités	Avances bancaires	40 408	5 296
	Comptes à payer et frais courus	73 594	63 944
	Intérêt couru	46 820	43 094
		160 822	112 334
Autre passif	Indemnités — accidents de travail	2 471	2 546
	Dépôts et avances des abonnés	8 768	8 622
		11 239	11 168
Réserves (note 7)	Éventualités	367 036	310 519
	Stabilisation des tarifs	165 625	147 289
	Amortissement	380 420	338 631
		913 081	796 439
		$3 889 814	$3 657 700

Pour la Commission :
(signé) Roland Giroux, président
(signé) Yvon DeGuise, commissaire
Montréal, le 3 mars 1971

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

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

État consolidé des réserves

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre 1970

	Total	Éventualités	Stabilisation des tarifs	Amortissement
Solde — 31 décembre 1969	$796 439	$310 519	$147 289	$338 631
Plus :				
Intérêt sur réserves	46 910	18 290	8 675	19 945
Provision provenant du revenu consolidé	69 732	38 227	9 661	21 844
Solde — 31 décembre 1970	**$913 081**	**$367 036**	**$165 625**	**$380 420**

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

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 1970

	1970	1969
Provenance des fonds		
Exploitation de l'année		
Revenu net avant intérêt sur réserves	$116 642	$ 84 765
Moins :		
Profit net sur rachat d'obligations	8 796	6 736
	107 846	78 029
Plus :		
Provision pour renouvellements (dépréciation)	58 805	51 488
Amortissement de l'équipement d'exploitation	3 934	3 318
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 190	2 899
	173 775	135 734
Émission d'obligations (moins escompte et frais d'émission)	229 492	265 789
Prime nette de change	2 407	8 059
Item divers (net)	1 350	4 385
	$407 024	$413 967
Utilisation des fonds		
Investissement dans les immobilisations (coût)	$292 905	$244 846
Moins :		
Amortissement de l'équipement de construction	1 798	2 200
	291 107	242 646
Échéances de la dette à long terme	77 252	39 549
Achats d'obligations pour le fonds d'amortissement (coût)	31 365	29 001
Achats d'actions et d'obligations de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited	—	75 000
Diminution des billets à payer	55 034	14 676
(Diminution) augmentation du fonds de roulement	(47 734)	13 095
	$407 024	$413 967

Les notes ci-jointes font partie intégrante des états financiers consolidés.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

31 décembre 1970

	1970 ($'000')	1969 ($'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	136	136
	$132 219	$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 ont été reportés pour être amortis au cours des années où la Commission recevra de l'énergie.

Obligations

Note 3 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	1971-1973	$ 20 300	
*"K"	3½%	1953	1978	40 547 É.-U.	$13 212
*"L"	3¼%	1954	1974	20 843	468
*"M"	3½%	1955	1975	28 162	
*"N"	3½%	1956	1981	43 416 É.-U.	14 171
*"O"	4¼%	1956	1976	18 741	
*"P"	4¼%	1956	1981	29 404 É.-U.	7 416
*"Q"	4⅜%	1957	1977	40 412 É.-U.	5 696
*"S"	5%	1957	1975, 1982	22 247	
*"T"	3¾%	1958	1983	43 542 É.-U.	8 802
*"V"	5%	1958	1979	16 359	
*"W"	5%	1959	1980	24 252	150
*"X"	5%	1959	1984	39 001 É.-U.	656
*"Y"	6%	1959	1979	20 712	
*"Z"	5½%	1960	1982	28 680	
*"AA"	5½%	1960	1983	21 481	
*"AB"	5½%	1961	1985	34 672	
*"AC"	5½%	1961	1985	32 102	
*"AD"	5½%	1962	1982	36 182	
*"AF"	5¾%	1962	1984	46 212	
*"AG"	5%	1963	1988	272 371 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	44 822	
*"AN"	5%, 5½%, 5½%	1964	1971, 1984, 1994	46 926	
*"AO"	4½%	1964	1994	50 000 É.-U.	4 239
*"AP"	4¾%	1964	1989	45 980 É.-U.	870
*"AQ"	5½%	1964	1988	55 547	
*"AR"	5½%, 5%	1965	1987, 1995	69 976	
*"AS"	4⅝%	1965	1985	50 000 É.-U.	
*"AT"	5¼%	1966	1987	50 000 É.-U.	
*"AU"	6%	1966	1991	47 939	
*"AV"	5⅜%	1966	1992	60 000 É.-U.	
*"AW"	6%	1966	1980, 1990	47 493	
*"AX"	6¼%	1966	1991	40 000 É.-U.	
*"AY"	6¼%	1967	1993	60 000 É.-U.	
*"AZ"	6½%	1967	1978, 1990	48 321	
*"BA"	6¼%	1967	1993	50 000 É.-U.	
*"BB"	6½%	1967	1992	50 000 É.-U.	
*"BC"	6¾%, 7%, 6% et 7%	1967	1971-1977, 1980, 1994	55 500	
*"BD"	6⅞%	1968	1989	60 000 É.-U.	
*"BE"	7½%, 7½%, 7%	1968	1971-1978, 1980, 1994	47 600	
*"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	
*"BP"	9½%	1970	1997	72 000 É.-U.	
*"BQ"	9¼%	1970	1985	15 000 É.-U.	
				$2 487 181	**$55 680**

*À fonds d'amortissement.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés
au 31 décembre 1970

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					
"M"	3%	1946	1971	$ 25 000 É.-U.	
"N"	3%	1946	1971	5 849	
"O"	3¼%	1947	1972	11 833	
"P"	3½%	1948	1973	19 834	
"Q"	3%	1950	1975	14 650 É.-U.	
"R"	4¾%	1956	1976	10 632	
"S"	5¾%	1961	1981	14 784	
				102 582	
Obligations amortissables					
—	5½%	1957	1972	13 347	
				$ 115 929	
Southern Canada Power Company, Limited					
Obligations garanties par première hypothèque					
"B"	3½%	1946	1976	$ 5 450	
"C"	3½%	1948	1976	2 500	
"D"	3⅜%	1951	1981	2 500	
				$ 10 450	
Compagnie Quebec Power					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"F"	3%	1947	1972	$ 2 623	
"G"	6¼%	1962	1982	12 522	
				$ 15 145	
Compagnie d'Électricité Gatineau					
Obligations garanties par première hypothèque					
"E"	3¾%	1948	1973	**$ 2 198**	

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	$ 755 É.-U.	
"F"	5⅞%	1959	1984	910 É.-U.	
				$ 1 665	
Northern Quebec Power Company, Limited					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"B"	5⅛%	1954	1974	**$ 388**	
La Compagnie électrique du Saguenay					
Obligations amortissables garanties par première hypothèque					
"C"	4⅞%	1953	1973	$ 990	
Obligations amortissables garanties par hypothèque générale					
"A"	5½%	1962	1982	3 820	
				$ 4 810	
Total des obligations				**$2 637 766**	**$55 680**

Des contrats signés par la Commission avant le 31 décembre 1970 prévoient l'émission en date du 5 janvier 1971, d'un montant de $3 000 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BP", 9½% et d'un montant de $71 500 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BR", 8¾% et en date du 15 avril 1971, d'un montant de $3 500 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BR", 8¾%.

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')
1971	$ 81 214		$ 81 214
1972	97 419	$ 25 000	72 419
1973	140 506		140 506
1974	147 687	70 000	77 687
1975	149 915	50 000	99 915
	$616 741	$145 000	$471 741

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1970

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. Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de la même série ont été annulées. Le solde des placements des fonds d'amortissement est comptabilisé au pair quant aux obligations de la Commission et au coût ($2 230 000) quant aux autres placements.

Note 5

Prime nette de change

La dette à long terme consolidée comprend un montant de $1 417 988 000 payable en devises des États-Unis, comptabilisé à un taux de change de $1 É.-U. pour $1 canadien, et un montant de 250 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.

La prime de change requise pour convertir en dollars canadiens la dette nette payable en devises étrangères aux taux de change en vigueur le 31 décembre 1970 serait inférieure de $63 988 000 à la prime nette de change apparaissant au bilan consolidé.

Note 6

Autre dette à long terme

	1970 ($'000')	1969 ($'000')
L'Office de l'Électrification rurale, 1971-1993	$ 9 827	$ 10 527
Autres dettes à long terme échéant de 1971 à 1992	1 768	2 034
	$ 11 595	$ 12 561

La dette à l'Office de l'Électrification rurale ne porte pas intérêt en autant que les conditions en sont respectées.

Note 7

Réserves

La loi de la Commission hydroélectrique de Québec stipule que la Commission doit maintenir des réserves pour l'amortissement du capital engagé, pour éventualités, et pour stabilisation des tarifs. 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 5.89% en 1970 et 5.52% en 1969. 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 prestation définie 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 $10 997 000 en 1970 ($10 139 000 en 1969) 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.

Note 9

Engagements

a. 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 construit aux chutes Churchill, au Labrador, et dont la puissance nominale sera de 5 225 000 kilowatts.

Cette Corporation 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 à $950 millions. Au 31 décembre 1970, l'Hydro-Québec détenait 34.2% des actions ordinaires de cette Corporation et $100 millions de ses obligations d'hypothèque générale, le tout à un coût de $124.8 millions. Dans le cas où la Corporation 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 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. 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 la Corporation.

La Commission a signé des contrats en 1970 avec The Hydro-Electric Power Commission of Ontario et avec The New New Brunswick Electric Power Commission pour leur vendre de 1971 à 1977, des quantités importantes d'énergie qui dépasseront ses exigences.

b. Autres engagements

Les engagements relatifs aux contrats de construction, aux achats de matériel et d'équipement se chiffrent approximativement par $227 millions au 31 décembre 1970.

Sommaire des revenus et dépenses consolidés

(en milliers de dollars)

		1970	1969	1968	1967	1966
Revenus	Ventes d'électricité	$478 246	$416 012	$386 942	$353 508	$313 530
	Augmentation du revenu non facturé	4 820	4 315	3 049	5 054	1 942
		483 066	420 327	389 991	358 562	315 472
	Autres revenus à l'exploitation (net)	11 253	10 781	7 837	7 141	6 024
		494 319	431 108	397 828	365 703	321 496
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses (1)	144 344	143 704	130 050	112 947	95 216
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	58 805	51 488	45 751	42 622	54 191
	Impôt provincial sur énergie produite	27 784	23 744	22 088	22 179	21 679
	Taxes scolaires et municipales	18 182	18 091	17 999	14 476	11 237
	Achat d'énergie	15 647	17 536	18 750	18 230	18 203
		264 762	254 563	234 638	210 454	200 526
Revenu net d'exploitation		**229 557**	176 545	163 190	155 249	120 970
Autres revenus	Revenu net sur placements	10 564	9 114	3 470	4 156	2 446
	Profit net sur rachat d'obligations	8 796	6 736	3 738	2 922	1 490
	Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.			1 092		3 934
Revenu avant intérêt		**248 917**	192 395	171 490	162 327	124 906
Intérêt	Intérêt sur dette à long terme	148 443	130 654	117 023	105 095	93 117
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	12 721	17 962	12 761	13 069	9 444
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	3 190	2 899	2 526	2 375	2 460
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	164 354 / (32 079)	151 515 / (43 885)	132 310 / (38 559)	120 539 / (33 763)	105 021 / (31 169)
		132 275	107 630	93 751	86 776	73 852
Revenu net	avant intérêt sur réserves	**116 642**	84 765	77 739	75 551	51 054
	Intérêt sur réserves	46 910	39 284	33 852	28 589	25 315
Disponible pour réserves		**$ 69 732**	$ 45 481	$ 43 887	$ 46 962	$ 25 739
Provision pour	Éventualités	$ 38 227	$ 18 002	$ 19 328	$ 23 872	$ 4 740
	Stabilisation des tarifs	9 661	8 407	7 800	7 171	6 309
	Amortissement	21 844	19 072	16 759	15 919	14 690
		$ 69 732	$ 45 481	$ 43 887	$ 46 962	$ 25 739

(1) Incluant combustible $3 827 — 1970; $12 641 — 1969; $11 399 — 1968; $5 132 — 1967; $767 — 1966.

Ventes et revenus consolidés de cinq ans

		1970	1969	1968	1967	1966
Énergie produite et achetée (en millions de kWh)	Produite (net)	52 165	46 760	43 068	41 201	39 461
	Achetée	4 001	4 298	4 660	4 576	4 551
		56 166	51 058	47 728	45 777	44 012
	Pertes et service interne	4 422	3 829	3 830	3 723	3 714
	Livrée suivant entente (net)	858	458	582	411	353
	Augmentation des ventes non facturées	274	458	246	411	215
	Ventes totales	**50 612**	46 313	43 070	41 232	39 730
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Service domestique et agricole	11 696	10 883	10 125	9 432	8 345
	Service commercial (inclut municipal)	6 684	5 505	4 367	3 609	2 985
	Service industriel : Énergie souscrite	24 032	23 334	22 174	21 342	20 514
	Excédentaire	574	819	640	687	1 074
	Éclairage des rues et luminaires	429	413	402	336	283
	Transport	161	164	176	218	43
	Ventes en bloc : Énergie souscrite	3 784	3 710	3 802	3 674	4 132
	Excédentaire	2 569	826	642	951	1 543
	Inter-services	683	659	742	983	811
	Ventes totales	**50 612**	46 313	43 070	41 232	39 730
Revenu des ventes (en milliers de dollars)	Service domestique et agricole	$174 231	$148 661	$139 670	$124 090	$101 618
	Service commercial (inclut municipal)	103 303	83 912	70 816	60 806	51 122
	Service industriel : Énergie souscrite	159 122	150 602	144 999	138 090	130 090
	Excédentaire	2 115	2 957	2 228	2 137	2 625
	Éclairage des rues et luminaires	11 586	10 346	9 629	7 593	6 799
	Transport	1 306	1 318	1 363	1 684	382
	Ventes en bloc : Énergie souscrite	14 921	14 383	14 714	14 340	15 130
	Excédentaire	9 588	1 844	1 285	1 804	3 352
	Inter-services	2 074	1 989	2 238	2 964	2 412
	Revenu total des ventes	**$478 246**	$416 012	$386 942	$353 508	$313 530
Nombre des abonnés	(en fin d'année)	**1 821 488**	1 761 052	1 707 773	1 646 302	1 581 241
Nombre des abonnés domestiques et agricoles	(en fin d'année)	**1 615 757**	1 561 121	1 518 118	1 465 676	1 406 047

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1970

Production brute		Le réseau consolidé (en millions de kWh)	
Centrales hydrauliques			
Outaouais supérieur	(5 centrales)		2 559
Gatineau	Paugan	957	
	Autres (3 centrales)	1 207	2 164
Outaouais inférieur	Carillon	2 640	
	Autres (9 centrales)	984	3 624
Saint-Laurent supérieur	Beauharnois	11 815	
	Autre (1 centrale)	345	12 160
Saint-Maurice	La Trenche	1 769	
	Beaumont	1 553	
	La Tuque	1 344	
	Shawinigan 3	1 119	
	Autres (4 centrales)	3 905	9 690
Bersimis	Bersimis 1	5 690	
	Bersimis 2	3 077	8 767
Outardes	Outardes 3	3 756	
	Outardes 4	2 861	6 617
Manicouagan	Manic 5	1 281	
	Manic 2	3 249	
	Autres (A) (2 centrales)	587	5 117
Autres rivières	(14 centrales)		624
Total	(51 centrales hydrauliques)		51 322
Centrales thermiques	Tracy	1 041	
	Autres (16 centrales)	39	1 080
Production brute totale	(B) (68 centrales)		52 402
Moins : consommation interne des centrales			237
Production totale (net)			52 165
Énergie achetée de	Alcan		3 505
	Maclaren-Quebec Power Co.		337
	Achats divers		159
Total			4 001
Moins : livrée suivant entente (net)			858
Apport d'énergie			3 143
Débit net du réseau			55 308
Ventes totales			50 612
Augmentation des ventes non facturées			274
Pertes			4 422
Charge maximum en (MW)	Souscrite		9 186
	Excédentaire		30
	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 1970 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 1970 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 1971.

Léo Davignon, C.A.
de: Raymond, Chabot, Martin, Paré & Associés
Davignon, L'Abbé, Verner & Associés
Comptables agréés

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

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État des revenus et dépenses

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre 1970

		1970	1969
Revenus	Contributions: Employés	$ 4 163	$ 3 738
	Hydro-Québec	8 249	7 449
		12 412	11 187
	Contributions additionnelles pour services antérieurs, moins annulations	131	12
		12 543	11 199
	Moins remboursements aux employés qui ont quitté le service	442	267
		12 101	10 932
	Revenus sur placements	4 782	3 649
		16 883	14 581
Dépenses	Pensions payées	2 705	2 316
Revenu net	versé au compte de réserve	**$14 178**	$12 265

La note ci-jointe constitue une partie intégrante des états financiers.

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État de l'actif et de la réserve

(en milliers de dollars)
au 31 décembre 1970

Actif (note)	1970	1969
Placements, au coût		
Obligations de, ou garanties par la province de Québec	$50 891	$43 884
Obligations de municipalités et de commissions scolaires	14 995	13 827
Autres obligations	150	166
(Valeur nominale $71 972 ; valeur du marché $57 350)	**66 036**	57 877
Actions ordinaires (valeur du marché $1 150)	1 479	350
Placement à court terme	10 000	5 500
	77 515	63 727
Intérêt couru sur placements	1 335	1 025
Contributions à recevoir des employés pour années de services antérieures	68	37
Montant à recevoir de l'Hydro-Québec	473	424
	$79 391	$65 213

Réserve		
Solde, 1er janvier	$65 213	$52 948
Revenu net de l'année	14 178	12 265
Solde, 31 décembre	**$79 391**	$65 213

La note ci-jointe constitue une partie intégrante des états financiers.

Pour la Commission :
(signé) Roland Giroux, président
(signé) Yvon DeGuire, commissaire

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

Montréal, Canada, le 3 mars 1971.

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

Note explicative sur les états financiers

31 décembre 1970

Ces états ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec et n'indiquent pas la suffisance 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.

Légende
Centrales hydrauliques
Centrales thermiques
Centrales hydrauliques en construction
Postes principaux
Centrale nucléaire
Baie d'Hudson
Baie James
58
57
Matagami
Chibougamau
Quévillon
Normétal
Figuery
Senneterre
Rouyn
Cadillac
Pandora
Provencher
Louvicourt
23
21
24
27
25
64
14
9
10
11
18
15
17
20
42
Mont-Laurier
N.D. du Laus
12
26
19
49
50
36
22
30
44
46
Paquin
47
Lachute
Lafontaine
7
28
Montréal
Laprairie
16
1
Trois-Rivières
Sorel
51
Île Varennes
Bout-de-l'Île
Boucherville
St-Césair
ONTARIO

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

Montagnais
55
59
60
66
65
62
63
56
54
43
ANTICOSTI
URENT
Gaspé
Cooper Mountain
Chandler
capédia
TERRE-NEUVE
67
53
Îles-de-la-Madeleine
N
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
NOUVELLE-ÉCOSSE

Centrales de l'Hydro-Québec en service ou en construction

au 31 décembre 1970

CENTRALES EN EXPLOITATION

Hydroélectriques	Puissance (kilowatts)
1 — Beauharnois	1 574 260
2 — Manic 2	1 015 200
3 — Bersimis 1	912 000
4 — Manic 5	807 500
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
thermo-électriques	
51 — Tracy	600 000
52 — Les Boules	36 000
53 — Cap-aux-Meules	11 737
54 — Havre-Saint-Pierre	6 000
55 — Blanc-Sablon	1 550
56 — Natashquan	1 350
57 — Fort-George	1 100
58 — La Baleine	1 000
59 — Saint-Augustin	725
60 — La Tabatière	500
61 — Île-aux-Grues	425
62 — Johan Beetz	355
63 — La Romaine	350
64 — Parent	350
65 — Harrington Harbour	260
66 — Tête-à-la-Baleine	230
67 — Île-d'Entrée	60

CENTRALES EN CONSTRUCTION

hydroélectriques

	en service	puissance kW
4 — Manic 5	1970-71	1 292 000
68 — Manic 3	1975-76	1 176 000
69 — Outardes 2*		454 000

nucléaire électrique

70 — Gentilly	1971	250 000

* Les travaux sont suspendus depuis 1968.

Puissance installée dans les centrales hydroélectriques (50) en service	9 955 261
Puissance installée dans les centrales thermiques (17)	661 992
Puissance totale en exploitation au 31 décembre 1970	**10 617 253**