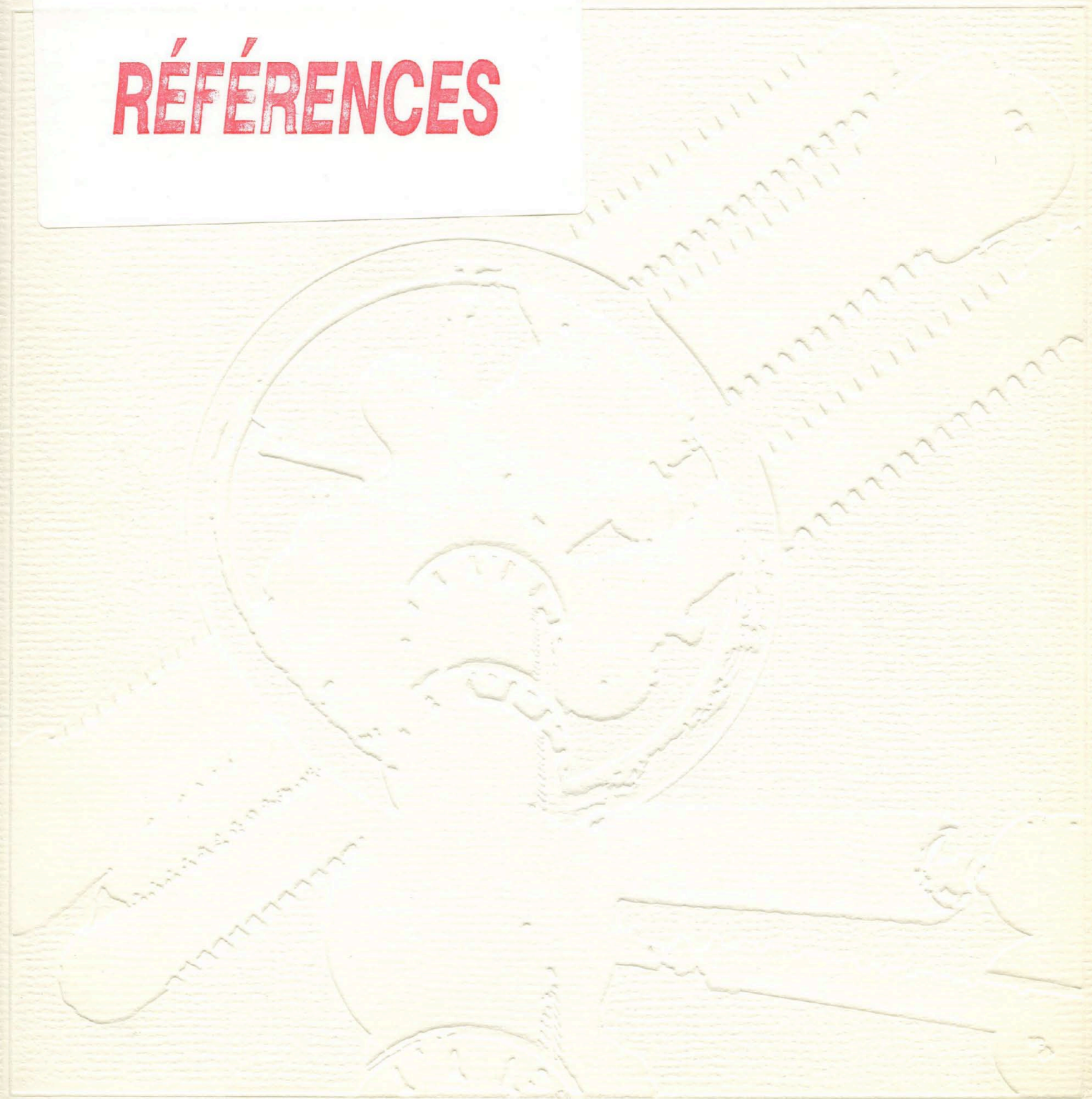
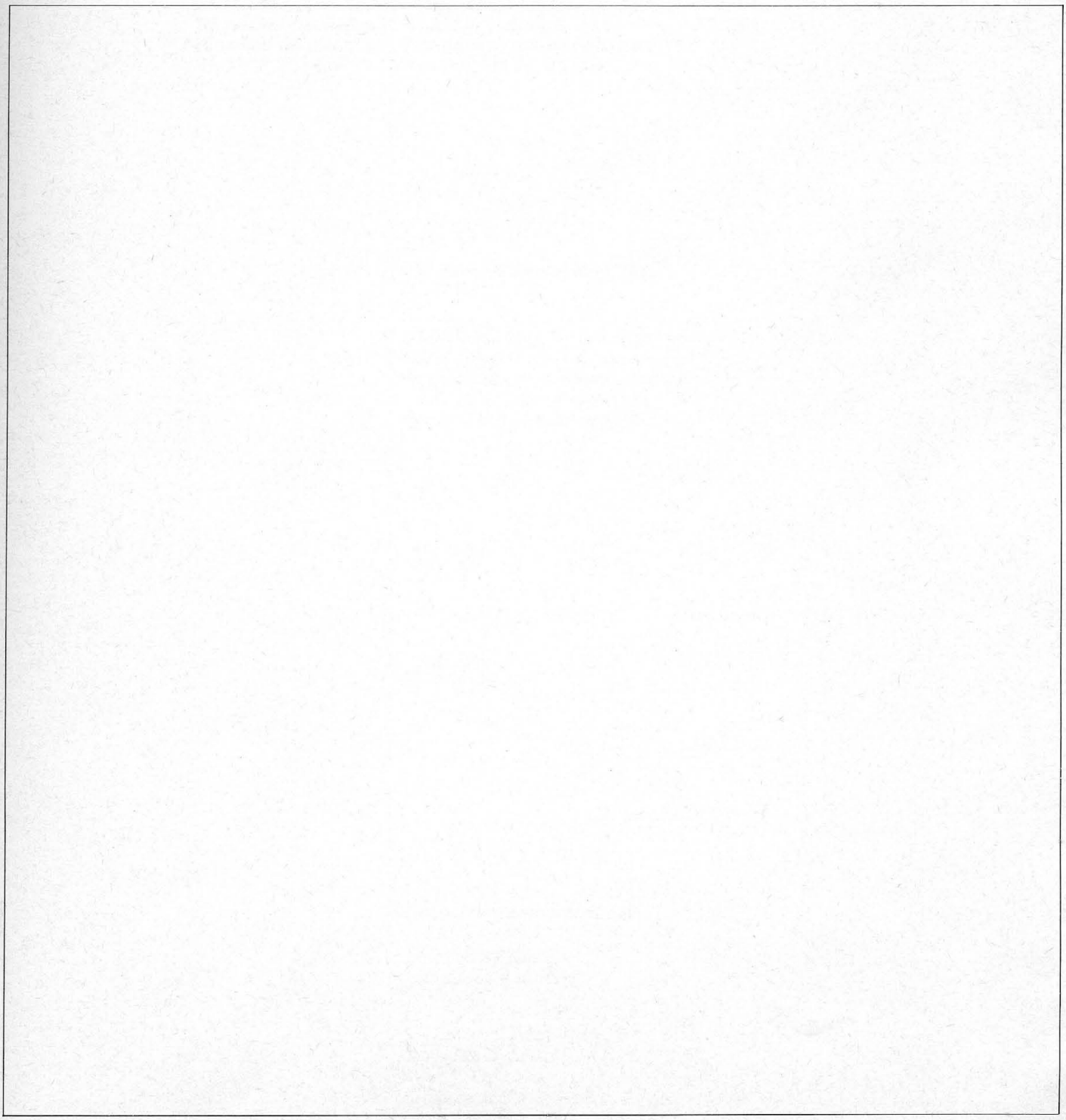
RÉFÉRENCES



Hydro-Québec
Rapport annuel 1968



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

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 1968.

Respectueusement soumis,

Le ministre des
Richesses naturelles,

Québec, le 7 mars 1969.

Siège social :
75 ouest, boulevard Dorchester,
Montréal.

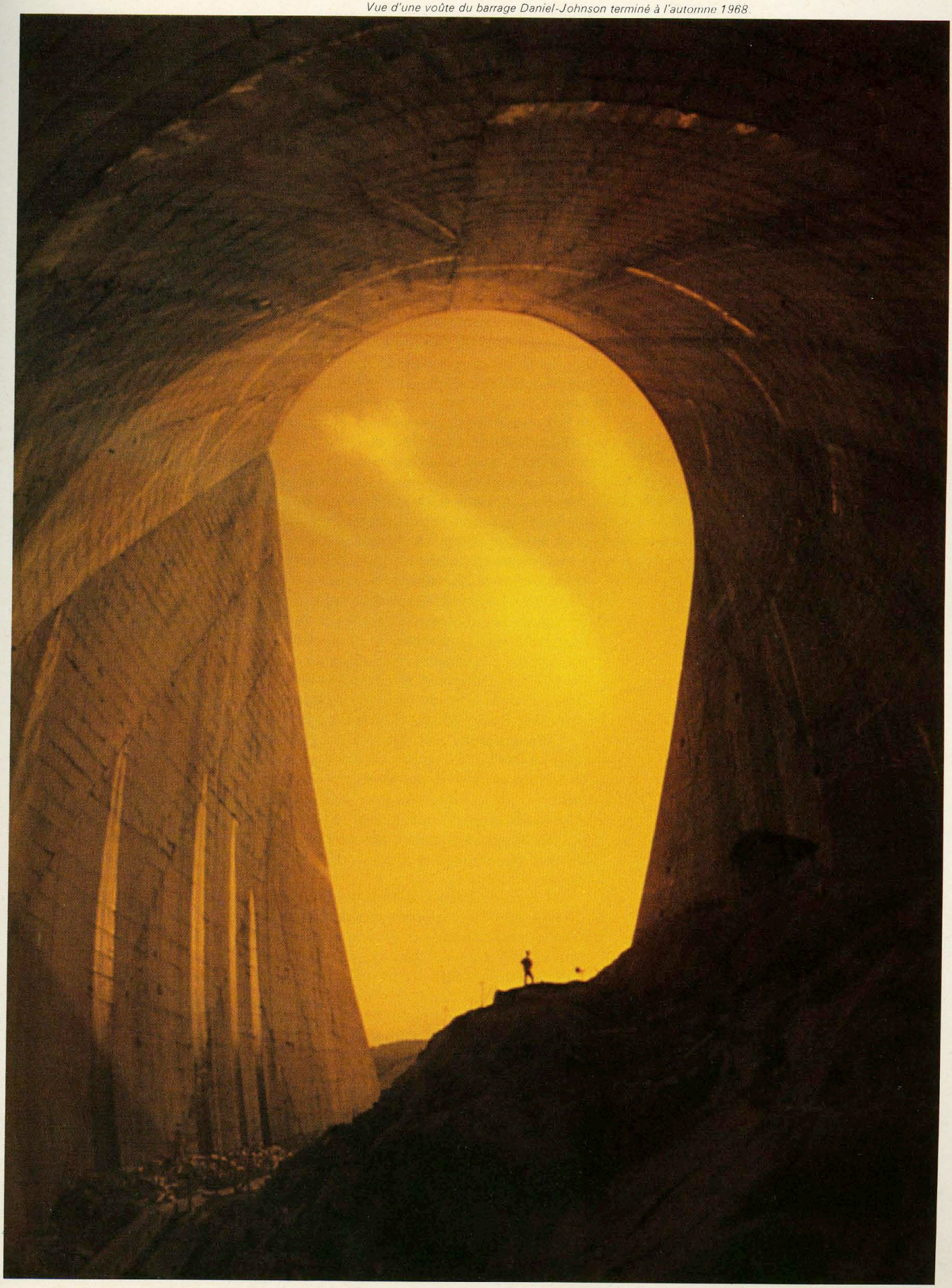
L'administration

Le président	Jean-Claude Lessard, m.b.a.
Les commissaires	Georges Gauvreau, notaire Jean-Paul Gignac, ing. Yvon DeGuise, ing. Roland Giroux
Les co-secrétaires	Bernard Lacasse, c.r. William E. Johnson
Le vérificateur général	Marcel Jean, c.a.

La direction

Le directeur général	Robert-A. Boyd, ing.
Les directeurs généraux	Benoît Baribeau, ing. Génie
	Gérald Molleur, ing. Personnel
	Edmond-A. Lemieux, c.a. Finance et Comptabilité
	L.-André Prud'Homme, ing. Approvisionnement
	Léo Roy, ing. Distribution et Ventes
	J.-J. Villeneuve, ing. Production et Transport
Les directeurs régionaux	Alexandre Beauvais, ing. Région Montmorency
	Louis G. Boivin, ing. Région Richelieu
	Robert Brunette, ing. Région Abitibi
	Gabriel Gagnon, ing. Région Matapédia
	Pierre Godin, ing. Région Mauricie
	Jules Harvey, ing. Région Saguenay
	Marcel Lapierre, ing. Région Laurentides
	Maurice Saint-Jacques, ing. Région Saint-Laurent

Vue d'une voûte du barrage Daniel-Johnson terminé à l'automne 1968.



Rapport du président

Pour l'Hydro-Québec comme pour l'ensemble de la province, l'année 1968 a été assombrie par la mort du premier ministre, l'honorable Daniel Johnson, décédé subitement le 26 septembre à Manic 5, quelques heures avant de présider à l'inauguration du grand barrage qui porte maintenant son nom. En plus de s'inscrire d'une manière aussi profonde dans l'histoire, le parachèvement du barrage Daniel-Johnson a marqué le point culminant des travaux entrepris en 1959 pour aménager les rivières Manicouagan et aux Outardes.

Par suite de retards antérieurs, les nouvelles puissances de production mises en service au cours de l'année n'ont pas été suffisantes pour couvrir entièrement l'augmentation de la charge de pointe. Cependant, les apports obtenus des réseaux voisins, le concours des autoproducteurs québécois et l'absence de pannes de production nous ont permis de franchir sans difficultés graves la période la plus critique de l'hiver, c'est-à-dire la dernière quinzaine de décembre.

Cette situation temporaire sera graduellement renversée par l'entrée en scène des centrales Outardes 3 et 4 en 1969 et ensuite, des centrales Manic 5 et Gentilly et de la centrale des chutes Churchill. En prévision de la réserve de puissance dont le réseau disposera à compter de 1972, la Commission négociait avec l'Ontario et le Nouveau-Brunswick à la fin de l'année des contrats qui ont été précédés de la signature d'accords de principe ou lettres d'intention au début de 1969.

Ces ententes permettront aux trois réseaux de réaliser des économies appréciables et à l'Hydro-Québec en particulier d'atténuer sensiblement le prix de revient de ses kilowattheures de pointe. Elles établiront aussi entre l'Hydro-Québec et les réseaux provinciaux du Nouveau-Brunswick et de l'Ontario des régimes d'assistance mutuelle qui, tout en sauvegardant l'autonomie technique de chaque réseau, entraîneront d'utiles échanges d'énergie et un usage plus rationnel des moyens de production.

L'Hydro-Québec a continué de subir les effets de la conjoncture, c'est-à-dire de la montée des prix, des salaires et du loyer de l'argent. Cependant, comme on peut le constater au chapitre des "Résultats financiers", sans les fortes dépenses de combustible nécessaires à Tracy, l'année 1968 aurait marqué un ralentissement sensible du taux d'augmentation des frais d'exploitation. Cette amélioration provient en partie de ce que l'embauchage acquiert un rythme normal maintenant que les nouvelles structures administratives et les nouvelles installations achèvent de compléter leurs effectifs.

En ce qui concerne la demande de la clientèle québécoise du réseau, l'accroissement du volume des ventes d'électricité par rapport à 1967, l'année de l'Exposition universelle de Montréal, est de 6% seulement. Par rapport à 1966, cependant, cette demande révèle une augmentation annuelle moyenne de 7.5%, laquelle reflète plus fidèlement l'accroissement réel des besoins. Ce taux d'augmentation témoigne de la vigueur de la demande et, partant, de la grande vitalité du marché québécois. Les espoirs d'une relance prochaine des investissements reposent principalement sur ce dernier facteur.

L'effort déployé au cours de l'année pour répandre et diversifier l'usage de l'électricité, et augmenter ainsi la productivité des installations

existantes, a continué de produire d'heureux résultats, surtout dans les constructions neuves. La concurrence de plus en plus vive du gaz naturel et de l'huile joue le rôle d'un stimulant générateur d'initiatives nouvelles.

Comme l'indique la suite du présent rapport, l'aplanissement graduel des difficultés sans nombre qui ont suivi la nationalisation permet d'orienter de plus en plus nettement l'activité fondamentale de la Commission et de son personnel vers la qualité du service fourni aux abonnés et vers l'amélioration des méthodes de gestion et d'exploitation.

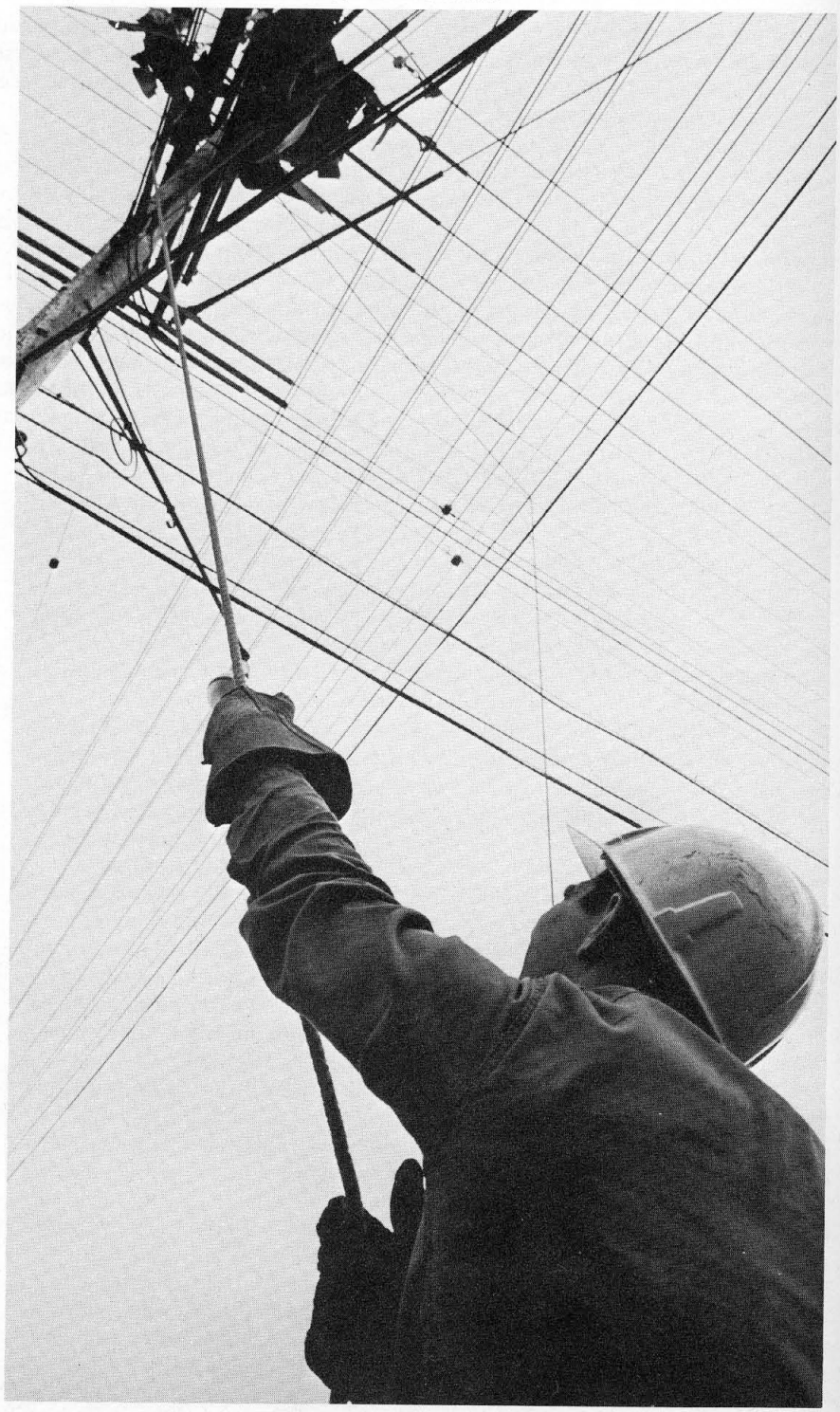
À ce double point de vue, les progrès réalisés au cours de l'année sont entièrement dus aux collaborateurs de la Commission dans toute la province, dont la participation à la solution des problèmes s'accentue constamment. Je tiens à les remercier ici du dévouement et de la persévérance dont ils font preuve ; sans eux l'Hydro-Québec ne pourrait pas s'acquitter de la mission confiée par la loi du 14 avril 1944, qui lui a donné naissance il y a 25 ans.

Le président

Montréal, 5 mars 1969.

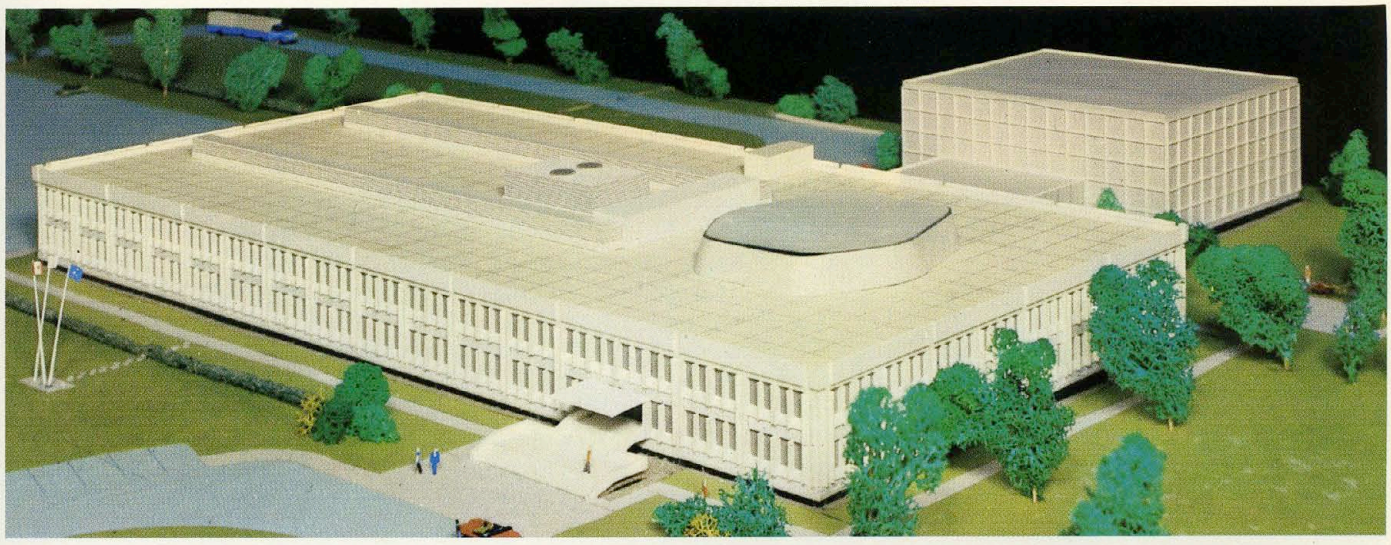
Rapport général

L'équipement est palanqué en haut d'un pylône de distribution.



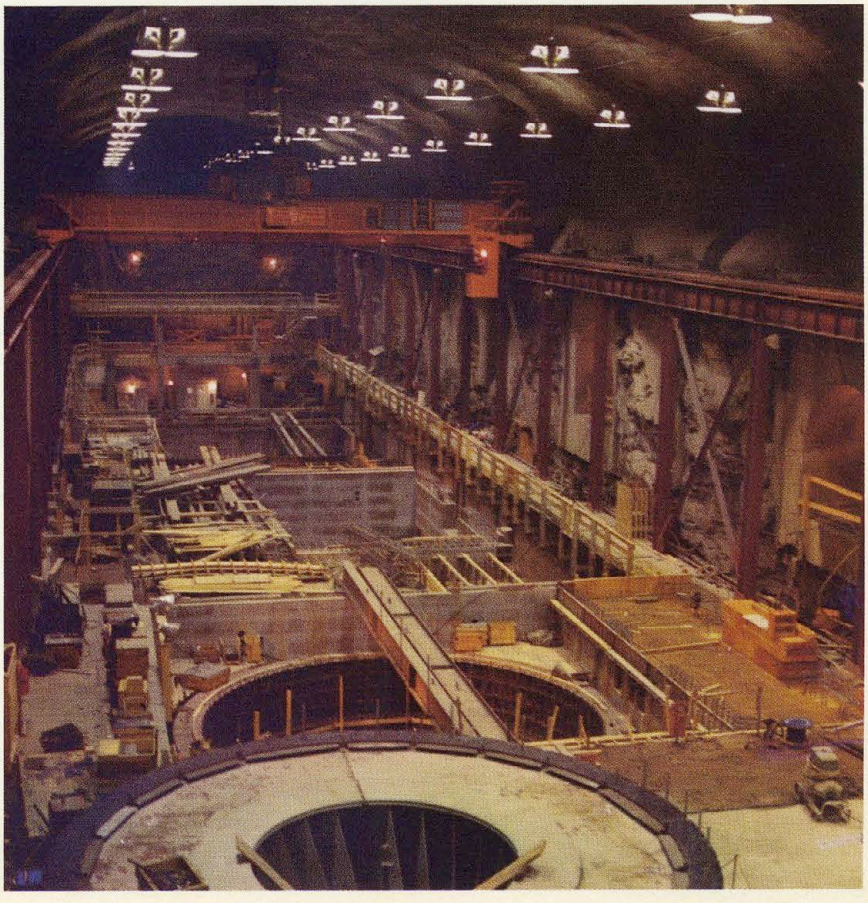
En raccourci

	1968	1967
Puissance aménagée, en kilowatts	8 364 673	8 178 989
Pointe de l'année des réseaux consolidés, en kilowatts	8 193 000	7 542 000
Énergie disponible, en millions de kilowattheures	47 728	45 777
Ventes totales d'électricité	$ 386 941 813	$ 353 508 344
Nombre total des abonnés au 31 décembre	1 707 773	1 646 302
Additions aux propriétés et outillage (brut)	$ 268 921 829	$ 291 251 392
Propriétés et outillage au prix coûtant	$ 3 782 645 760	$ 3 527 376 943
Dette à long terme (net)	$ 2 347 479 273	$ 2 213 263 653
Réserves	$ 711 673 736	$ 633 934 737



Ci-dessus, le premier bâtiment de l'Institut de recherche dont la construction a commencé au mois de novembre 1968.

A droite : la centrale souterraine Outardes 3 entrera en service en 1969.



Résultats financiers

Les revenus bruts de l'année s'élèvent à $397 828 000, contre $365 703 000 en 1967. Cette augmentation de 8.8% est due à l'expansion du volume des ventes d'électricité et aussi à la majoration de tarifs appliquée le 15 mai 1967, majoration qui portait pour la première fois sur une année entière.

Les dépenses

Les dépenses s'élèvent à $234 638 000 et accusent une hausse de $24 184 000 ou de 11.5% par rapport à 1967. Le poste des «frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses», ressort à $130 050 000, soit $17 103 000 ou 15.1% de plus qu'en 1967.

Ce dernier taux d'augmentation se trouve ramené à 10% si l'on exclut le coût du combustible utilisé à la centrale thermique de Tracy, qui est passé de $5 132 000 en 1967 à $11 399 000 en 1968 à cause de l'effort exigé de cette centrale. En faisant aussi abstraction du combustible utilisé à Tracy, on constate qu'en 1967 le poste des «frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses courantes» accusait une augmentation de 14.2% par rapport à 1966. Par conséquent, le coût du combustible utilisé à Tracy voile un ralentissement sensible du taux d'augmentation des frais d'exploitation de 1967 à 1968.

Pour un service d'électricité comme l'Hydro-Québec, la provision pour renouvellements (dépréciation) et les charges d'intérêt absorbent une forte proportion du dollar de revenu. La provision pour renouvellements s'établit à $45 751 000 et est en hausse de 7.3% sur 1967. Cette provision est calculée suivant la méthode du fonds d'amortissement.

Les charges d'intérêt

Quant aux charges d'intérêt imputées sur l'exploitation, sans compter l'intérêt sur les réserves, elles atteignent un total de $85 451 000, soit une augmentation de 7.2% par rapport à 1967. À cause des grands travaux en cours, la dette à long terme s'est accrue depuis cinq ans d'un montant net de $938 292 000 et les plus récentes séries d'obligations portent les taux d'intérêt les plus élevés que la Commission ait payés depuis sa création en 1944.

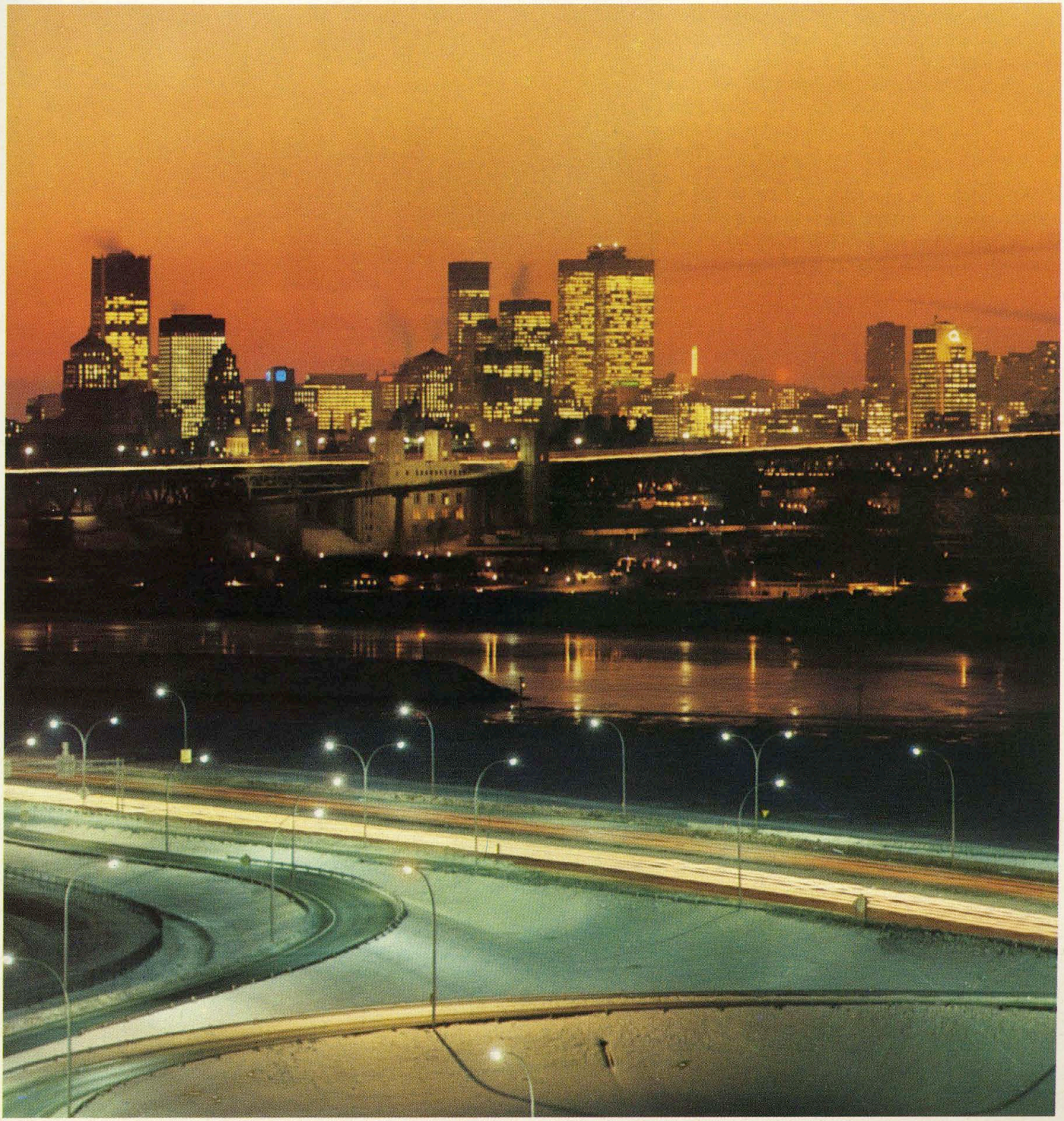
Le montant disponible pour réserves s'établit à $43 887 000, contre $46 962 000 en 1967, soit une réduction de $3 075 000 qui est plus que compensée par une augmentation de $5 263 000 du poste «intérêt sur réserves». Le montant disponible pour réserves s'est ajouté aux divers postes de dépenses qui n'entraînent pas de sorties d'argent (comme la provision pour renouvellements et l'intérêt sur les réserves) pour constituer les ressources propres dont la Commission a disposé au cours de l'année. Ces fonds se sont élevés à $129 083 000, contre $123 506 000 en 1967.

L'autofinancement

Les ressources propres de l'entreprise ont servi à verser $30 952 000 au fonds d'amortissement, à rembourser $27 135 000 d'obligations échues, à participer au financement de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, et à financer une partie des immobilisations de l'année.

Les immobilisations ont continué de baisser, ayant totalisé $268 922 000 en 1968 au regard de $291 251 000 en 1967 et d'un

L'Hydro-Québec illumine la silhouette nocturne de la métropole du Canada.



De plus en plus, on choisit l'électricité comme unique source d'énergie dans les grands bâtiments.

Le quatrième groupe électrogène de la centrale thermique Tracy a été installé en février 1968.

sommet de $320 286 000 en 1964. Environ 57.7% des investissements de l'année ont été absorbés par les ouvrages du complexe des rivières Manicouagan et aux Outardes et par le réseau à 735 kV. Quant au financement de la centrale des chutes Churchill, la participation de l'Hydro-Québec a entraîné l'achat de $40 000 000 d'actions et d'obligations de la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (voir la note 9 des états financiers).

Les emprunts

Pour combler la différence entre les fonds disponibles et les besoins de trésorerie, la Commission a contracté des emprunts à long terme formant un total de $195 000 000, au regard de $270 000 000 en 1967. La recherche des meilleures conditions possibles a eu pour effet de diversifier les sources des capitaux d'emprunt. C'est ainsi qu'à la fin de l'année la Commission était à négocier en Allemagne un emprunt à long terme de quelque $40 000 000. Cependant, en 1968 comme en 1967, la Caisse de dépôt et placement du Québec a été un important acheteur d'obligations de l'Hydro-Québec.

Le taux d'intérêt effectif moyen des obligations à long terme émises en 1968 se situe au palier de 7.44%, contre 6.65% en 1967, 5.15% en 1963 et 3.96% en 1958.

De nouveau, la Commission a exploité à fond les avantages offerts par le marché à court terme, les taux d'intérêt et les conditions étant plus favorables que sur le marché à long terme. En juillet, la Commission a reculé l'échéance moyenne de ses billets à court terme en empruntant en Europe un montant de $20 000 000 (eurodollars) pour trois ans avec rendement de 7½%.

La dette

À la fin de l'année, la dette à court terme s'élevait à $198 568 000, contre $185 942 000 l'année précédente. Cette augmentation résultait en partie du fait que la Commission ne devait obtenir qu'au début de 1969 le produit d'emprunts à long terme contractés en 1968.

Au 31 décembre, le montant net de la dette à long terme était de $2 347 479 000, contre $2 213 264 000 un an auparavant, et les réserves de la Commission, qui représentent l'avoir propre, avaient augmenté de $77 739 000 et s'élevaient à $711 674 000. Ce dernier montant constitue 21.8% du capital de la Commission, soit l'actif moins les exigibilités et le passif différé.

Nouveau plan comptable

Dans le domaine de la gestion interne, la direction générale Finance et Comptabilité a mis au point au cours de l'année un nouveau plan comptable, appliqué au début de 1969, qui permettra en particulier d'accélérer la production des états mensuels et d'y introduire plus d'informations utiles.

En général, le nouveau plan comptable a pour objet d'uniformiser les méthodes comptables de toutes les unités administratives, de centraliser le traitement des données pour certaines opérations comme la paye et la production des états financiers, et de fournir une base d'information commune dans toute l'entreprise. On prévoit qu'il permettra à la fois une meilleure gestion et un meilleur contrôle des coûts.

Évolution des ventes

Les ventes d'énergie électrique ont atteint en 1968 un total de 43.1 milliards de kWh en volume et de $386 942 000 en recettes ce qui représente par rapport à 1967 des augmentations de 4.6% en volume et de 9.5% en recettes. Il importe de retenir que la majoration de tarifs appliquée le 15 mai 1967 portait pour la première fois sur une année entière. En 1967, les augmentations correspondantes par rapport à 1966 avaient été de 3.8% en volume et de 12.8% en recettes.

Les ventes provinciales

Les ventes provinciales d'énergie souscrite, ce qui exclut les ventes d'énergie excédentaire et les livraisons hors province, s'établissent à 39 milliards de kWh en volume et à $375 618 000 en recettes et accusent des augmentations de 6% en volume et de 10% en recettes. En 1967, les augmentations correspondantes par rapport à 1966 avaient été de 8.9% en volume et de 14.4 % en recettes.

L'énergie excédentaire

De nouveau, les ventes d'énergie excédentaire ont subi une forte contraction, la puissance de production ayant à peu près entièrement servi à satisfaire les besoins d'énergie souscrite. Ces ventes ont totalisé 1.3 milliards de kWh et $3 513 000, soit une baisse de 21.7% en volume et de 10.9% en recettes par rapport à 1967. En 1967, pour la même raison, les ventes d'énergie excédentaire accusaient par rapport à 1966 des compressions de 37.4% en volume et de 34.1% en recettes. L'Abitibi, dont le réseau n'est par raccordé au réseau provincial, bénéficie provisoirement d'une réserve de puissance de production et a été la seule région à vendre des quantités appréciables d'énergie excédentaire.

Les abonnés domestiques

Les abonnés domestiques constituent la base la plus solide et la plus stable de toute la demande. Les ventes à cette catégorie d'abonnés ont atteint 9.4 milliards de kWh en volume et $129 719 000 en recettes, accusant des augmentations de 7.4% en volume et de 12.9% en recettes sur 1967. Par rapport à 1966, les augmentations correspondantes en 1967 avaient été de 12.9% et de 22.7%.

En fin d'année, le nombre des abonnements domestiques s'établissait à 1 439 737, soit 56 933 de plus qu'un an auparavant. La consommation annuelle moyenne par abonné domestique a été de 6 530 kWh, au regard de 6 332 en 1967. En 1944 à Montréal, la consommation annuelle moyenne de l'abonné domestique était de 804 kWh.

Les abonnés agricoles

Dans le domaine agricole, le phénomène du regroupement a continué de s'accentuer. Autrement dit, les exploitations agricoles ont continué de diminuer en nombre et de grandir en importance. En effet, en 1968, ces abonnés ont consommé 724 millions de kWh qui leur ont coûté $9 950 000, soit des augmentations de 7.1% en volume et de 7.8% en recettes par rapport à 1967. Or, de 1967 à 1968, le nombre de ces abonnements a baissé de 87 881 à 85 643. Autre fait significatif, la consommation annuelle moyenne par abonné agricole, qui était de 7 693 kWh en 1967, a été de 8 453 kWh en 1968.

Commerce et industrie

À cause de la reclassification qui se poursuivait en 1968, il faut de nouveau grouper la catégorie commerciale et la catégorie industrielle pour établir une comparaison valable avec l'année 1967. Les ventes d'énergie

souscrite à ces deux catégories se sont élevées à 26.5 milliards de kWh et à $215 815 000, ce qui représente des augmentations de 6.4% en volume et de 8.5% en recettes par rapport à 1967. En 1967, les augmentations correspondantes sur 1966 avaient été de 6.2% en volume et de 9.7% en recettes.

On calcule que les grèves subies par la grande industrie ont réduit sa consommation d'énergie électrique d'environ 207 millions de kWh.

Au cours de l'année, 57 contrats de fourniture d'énergie ont été reconduits avec des abonnés industriels souscrivant 3 000 kW ou plus. Ces contrats totalisent 718 000 kW, dont 65 000 kW en nouvelle puissance souscrite.

L'action commerciale

Fondé sur les résultats d'enquêtes et de sondages auprès des abonnés, l'effort commercial déployé dans toute la province en 1968 a permis d'implanter le «tout-à-l'électricité» dans plus de 9 900 nouvelles unités d'habitation, soit plus de 25% des nouvelles constructions domiciliaires. L'électricité a aussi été adoptée comme unique source d'énergie pour un bon nombre d'établissements importants, écoles, centres d'achat, motels, immeubles de rapport, etc.

Concurrence des hydrocarbures

Devant la concurrence croissante des hydrocarbures (gaz naturel et mazout), dont les réseaux de distribution s'étendent de plus en plus, la direction de la Mise en marché a mis au point au cours de l'année les plans d'une nouvelle forme de promotion qui coordonnera l'offensive de l'électricité dans tous les secteurs du marché : industriel, commercial, domestique et agricole.

Le chauffage à l'électricité

Afin de garantir au public la qualité des installations «tout-à-l'électricité» et de rallier architectes, ingénieurs-conseils et constructeurs, la Mise en marché a collaboré avec la Ligue électrique du Québec à la conception du symbole NOVELEC, qui servira à attester qu'une installation est conforme aux normes de construction préconisées par la Ligue.

Depuis la fin de 1968, un service de calcul par ordinateur des coûts d'installation et d'utilisation du chauffage à l'électricité (CALMEC) a été mis à la disposition des concepteurs de gros édifices.

La modernisation

L'Hydro-Québec a continué en 1968 d'accorder des prêts aux propriétaires désireux de rénover leurs installations électriques. En tout, 6 011 prêts formant un total de $1 862 315 ont été accordés, au regard de 5 061 prêts et d'un total de $1 711 991 en 1967. On estime qu'il reste dans la province environ 365 000 habitations dont les installations électriques sont insuffisantes et interdisent l'emploi des appareils électrodomestiques les plus utiles.

Le chauffe-eau

La concurrence est particulièrement vive dans le domaine du chauffage de l'eau. Déjà, près de 50% des abonnés peuvent opter entre l'électricité et le gaz naturel pour le chauffage de l'eau et, dans cinq ans, on prévoit que cette proportion sera de 63%. De plus, l'huile est disponible partout dans la province. Au cours de l'année, des chauffe-eau électriques ont été installés en location chez 15 501 autres abonnés (contre 14 824 en 1967),

ce qui a porté à 124 635 le nombre des chauffe-eau en location. Le nombre des prêts accordés pour l'achat d'un chauffe-eau Cascade s'établit à 1 838, contre 2 183 en 1967.

L'agriculture

Dans le domaine agricole, l'enseigne «Ferme bien électrifiée» a été décernée à 152 autres exploitations agricoles, ce qui a porté à 577 le nombre de ces fermes dans la province. La consommation d'électricité des fermes bien électrifiées est d'environ quatre fois supérieures à la consommation moyenne de l'ensemble des abonnés agricoles.

L'implantation de l'électricité dans les exploitations agricoles spécialisées a continué de faire des progrès, surtout parmi les aviculteurs.

Dans le domaine du séchage artificiel du foin à l'air forcé, 250 nouveaux séchoirs ont été mis en place et l'usage de ces appareils s'étend maintenant à 15% de la récolte totale de foin.

La production

La puissance installée

Du 31 décembre 1967 au 31 décembre 1968, la puissance installée du réseau est passée de 8 178 989 kW à 8 364 673 kW. Cette augmentation de 185 684 kW ou de 2.3% est consécutive à la mise en service du quatrième et dernier groupe de la centrale de Tracy (150 000 kW) et du premier groupe de la centrale Première-Chute (31 050 kW) ; le reste de l'accroissement, soit 4 634 kW, représente le résultat net des additions, désaffectations et autres changements apportés dans les petites centrales diesel-électriques.

L'appel maximal

L'appel maximal de puissance s'est produit le 16 décembre à 5 heures de l'après-midi par une température exceptionnellement basse pour cette date (8°F). À ce moment, la demande d'énergie souscrite dans le territoire desservi par le réseau, dite demande interne, a touché une pointe de 7 664 000 kW, soit une augmentation de 10.6% par rapport à 1967, et la demande totale, qui comprend l'énergie excédentaire et les livraisons hors réseau, a été de 8 193 000 kW, soit 8.6% d'augmentation par rapport à 1967.

Augmentation moyenne de 8.1%

L'ampleur de ces augmentations est principalement attribuable aux conditions climatiques, température, humidité et vent, qui ont été plus rigoureuses qu'en 1967. De 1966 à 1968, années dont les conditions atmosphériques en pointe étaient assez semblables, *le taux moyen* d'augmentation annuelle de la pointe interne a été de 8.1% et reflète beaucoup mieux la tendance de l'évolution.

Apports de l'extérieur

Au moment de la pointe du 16 décembre, la puissance fournie par les centrales du réseau était de 7 378 000 kW. Le reste de la pointe interne, soit 286 000 kW, constituait le solde «importateur» des échanges en cours, et provenait des réseaux voisins en vertu d'ententes précédemment conclues pour combler le déficit prévu.

Fournitures réduites

Dès le lendemain de la pointe, la puissance réalisable à la centrale de Beauharnois se trouvait réduite d'une façon plus brutale que l'habitude par la formation du couvert de glace sur le canal. Cette situation a entraîné la nécessité de réduire certaines fournitures industrielles conformément aux contrats existants. La plupart des délestages sont devenus nécessaires entre 4 heures de l'après-midi et 7 heures du soir au cours de six journées différentes jusqu'au 28 décembre. La quantité d'énergie demandée et non fournie ne représente que 0.01% de la consommation annuelle.

L'hydraulicité

Déficience de 4%

En 1968, l'hydraulicité globale a été de 4% inférieure à la moyenne. La déficience est apparue dès le printemps, qui a été précoce et dont les apports ont été les plus faibles depuis 12 ans. Une légère amélioration est survenue au cours des mois d'août, septembre et octobre, mais sans dépasser la moyenne, puis les apports ont nettement fléchi de nouveau en novembre et en décembre.

(*Suite page 37*)

Hydro-Québec
Rapport annuel 1968

États financiers et statistiques

Rapport des vérificateurs 18

État consolidé des revenus et dépenses 19

Bilan consolidé 20

État consolidé des réserves 22

État consolidé de provenance et d'utilisation des fonds 23

Notes explicatives sur les états financiers consolidés 24

Sommaire des revenus et dépenses consolidés 30

Ventes et revenus consolidés de cinq ans 31

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1968 32

Rapport des vérificateurs pour la caisse de retraite 33

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec 34

Rapport des vérificateurs

Nous avons examiné le bilan consolidé de la Commission hydroélectrique de Québec et ses filiales arrêté au 31 décembre 1968, les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves, et de la provenance et 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 le bilan consolidé, les états consolidés des revenus et dépenses, des réserves, et de la provenance et utilisation des fonds s'y rattachant et formant le rapport de la Commission, présentent équitablement la situation financière de la Commission et ses filiales au 31 décembre 1968, 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 1969

H. Marcel Caron, c.a.
de Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

Léo Davignon, c.a.
de Davignon, L'Abbé, Verner, Lemire & 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 1968
(avec les montants correspondants pour l'année terminée le 31 décembre 1967)

		1968	1967
Revenus	Ventes d'électricité	$386 942	$353 508
	Augmentation du revenu non facturé	3 049	5 054
		389 991	358 562
	Autres revenus d'exploitation (net)	7 837	7 141
		397 828	365 703
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses	130 050	112 947
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	45 751	42 622
	Impôt provincial sur énergie produite	22 088	22 179
	Taxes scolaires et municipales	17 999	14 476
	Achat d'énergie	18 750	18 230
		234 638	210 454
Revenu net d'exploitation		**163 190**	155 249
	Moins: Intérêt (net) (note 7)	85 451	79 698
	Intérêt sur réserves (note 6)	33 852	28 589
		119 303	108 287
Disponible pour réserves		**$ 43 887**	$ 46 962
Provision (note 6) pour	Éventualités	$ 19 328	$ 23 872
	Stabilisation des tarifs	7 800	7 171
	Amortissement	16 759	15 919
		$ 43 887	$ 46 962

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

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

Bilan consolidé

(en milliers de dollars)
au 31 décembre 1968
(avec les montants correspondants au 31 décembre 1967)

	Actif	1968	1967
Immobilisations	Propriétés et outillage, au prix coûtant :		
	En exploitation	$2 991 603	$ 2 841 636
	Construction en cours	791 043	685 741
		3 782 646	3 527 377
	Moins réserve pour renouvellements (dépréciation accumulée)	663 420	621 161
		3 119 226	2 906 216
	Équipement de construction, d'exploitation et divers, au prix coûtant, moins montant amorti	28 503	33 662
		3 147 729	2 939 878
Disponibilités	Espèces en caisse et bons du trésor au prix coûtant	15 894	63 887
	Comptes à recevoir	52 179	48 078
	Revenu non facturé	27 329	24 280
	Matériaux et fournitures, au prix coûtant	23 926	25 956
	Frais imputables aux opérations futures	5 255	4 992
		124 583	167 193
Autres actifs	Placements, au prix coûtant (note 1)	58 296	18 771
	Prêts hypothécaires aux employés	4 531	5 138
	Comptes à recevoir différés	10 749	12 396
		73 576	36 305
	Escompte sur obligations et frais d'émission non amortis	41 184	39 053
		$3 387 072	$3 182 429

	Passif	1968	1967
Dette à long terme	Obligations — garanties par la province de Québec (note 2)	$2 319 585	$2 192 794
	Prime nette de change sur dette payable en devises des États-Unis (note 3)	71 668	61 885
		2 391 253	2 254 679
	Moins fonds d'amortissement (notes 2 et 4)	56 278	54 425
		2 334 975	2 200 254
	Autre dette à long terme (note 5)	12 504	13 010
		2 347 479	2 213 264
Billets à payer	Billets à payer échéant en deçà de trois ans dont $168 806 et $177 317 sont dus en deçà d'un an	**198 568**	185 942
Exigibilités	Découverts de banque	9 998	13 472
	Emprunts de banque	9 450	33 863
	Comptes à payer et frais courus	61 724	57 372
	Intérêt couru	37 136	33 455
		118 308	138 162
Passif différé	Indemnités — accidents du travail	2 633	2 790
	Dépôts et avances des abonnés	8 410	8 336
		11 043	11 126
Réserves (note 6)	Éventualités	277 215	244 814
	Stabilisation des tarifs	131 617	117 540
	Amortissement	302 842	271 581
		711 674	633 935
		$3 387 072	$3 182 429

Approuvé pour la Commission :
(signé) Jean-Claude Lessard, président
(signé) Rolland Giroux, commissaire
Montréal, le 3 mars 1969

(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 1968

	Total	Éventualités	Stabilisation des tarifs	Amortissement
Solde — 31 décembre 1967	$633 935	$244 814	$117 540	$271 581
Plus :				
Intérêts sur réserves	33 852	13 073	6 277	14 502
Provision provenant du revenu consolidé	43 887	19 328	7 800	16 759
Solde — 31 décembre 1968	**$711 674**	**$277 215**	**$131 617**	**$302 842**

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

COMMISSION HYDROÉLECTRIQUE DE QUÉBEC ET SES FILIALES

État consolidé de provenance et utilisation des fonds

(en milliers de dollars)
pour l'année terminée le 31 décembre 1968
(avec les montants correspondants pour l'année 1967)

	1968		1967	
Provenance des fonds				
Exploitation de l'année — Disponible pour réserves	$ 43 887		$ 46 962	
Plus dépenses n'impliquant pas de déboursés courants : Provision pour renouvellements (dépréciation)	45 751		42 622	
Amortissement de l'équipement d'exploitation	3 067		2 958	
Intérêts sur réserves	33 852		28 589	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission d'obligations	2 526	$129 083	2 375	$123 506
Émission d'obligations (moins escompte et frais d'émission)	177 347		256 445	
Plus prime de change sur obligations émises en devises des États-Unis	9 783	187 130	11 778	268 223
Augmentation de la dette à court terme		12 626		24 110
Item divers (net)		9 384		4 968
		$338 223		$420 807
Utilisation des fonds				
Investissement dans les propriétés et l'outillage (coût)	$268 922		$291 251	
Moins amortissement de l'équipement de construction (n'impliquant pas de déboursés courants)	6 031	$262 891	7 020	$284 231
Remboursement de la dette à long terme		27 135		49 247
Achats d'obligations pour le fonds d'amortissement		30 952		27 672
Achats d'actions et d'obligations de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited		40 000		6 114
(Diminution) augmentation du fonds de roulement		(22 755)		53 543
		$338 223		$420 807

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1968

Placements au prix coûtant

Note 1

	1968 ($'000')	1967 ($'000')
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited —		
Obligations, hypothèque générale, 7½%, échéant en 2008 (valeur nominale $25 millions)	$22 625	
Actions ordinaires :		
Entièrement libérées	27 208	$ 3 718
Souscrites :		
Montant appelé et versé		612
Montant non appelé, mais versé par anticipation à 6¾%		5 503
	49 833	9 833
Entreprises Gelco Ltée, billet non garanti, 4%, échéant en 1991	7 315	7 377
Saint John Realty Co., billet ne portant pas intérêt	386	386
British Newfoundland Corporation Ltd., actions ordinaires		268
Placements divers	762	907
	$58 296	$18 771

Obligations

Note 2
Commission hydroélectrique de Québec

			Obligations ($'000')		Placements des fonds d'amortissement ($'000')
					(Note 4)
Série					
"C"	3%	1969	1 540		
"D"	3%	1969-1973	24 300		
*"K"	3½%	1978	45 943	É.-U.	$13 908
*"L"	3¼%	1974	20 997		
*"M"	3½%	1975	30 149		
*"N"	3½%	1981	47 242	É.-U.	12 838
*"O"	4¼%	1976	19 726		
*"P"	4¼%	1981	31 886	É.-U.	6 879
*"Q"	4⅜%	1977	44 653	É.-U.	6 763
*"S"	5%	1975-1982	23 332		
*"T"	3¾%	1983	47 384	É.-U.	7 349
*"V"	5%	1979	17 052		5
*"W"	5%	1980	25 633		
*"X"	5%	1984	44 939	É.-U.	2 885
*"Y"	6%	1969-1979	31 484		1 065
*"Z"	5½%	1969-1982	39 786		816
*"AA"	5½%	1983	22 602		
*"AB"	5½%	1985	36 312		
*"AC"	5½%	1985	33 595		
*"AD"	5½%	1982	38 005		
*"AF"	5½%-5¾%	1970-1984	56 246		519
*"AG"	5%	1988	284 237	É.-U.	100
"AH"	4%	1973	20 000		
"AI"	4½%	1973	7 118		
"AJ"	5%	1973	12 196		
"AK"	5½%	1973	5 775		
"AL"	6%	1973	8 089		
*"AM"	5¼%	1986	47 260		
*"AN"	5%-5½%	1971-1984-1994	48 286		
*"AO"	4½%	1994	50 000	É.-U.	2 307
*"AP"	4¾%	1989	48 155	É.-U.	700
*"AQ"	5½%	1988	57 389		1
*"AR"	5½%-5%	1987-1995	72 136		
*"AS"	4⅝%	1985	50 000	É.-U.	
*"AT"	5¼%	1987	50 000	É.-U.	
*"AU"	6%	1991	48 940		1
*"AV"	5⅜%	1992	60 000	É.-U.	
*"AW"	6%	1980-1990	48 826		12
*"AX"	6¼%	1991	40 000	É.-U.	
*"AY"	6¼%	1993	60 000	É.-U.	
*"AZ"	6½%	1978-1990	49 536		130
*"BA"	6¼%	1993	50 000	É.-U.	
*"BB"	6½%	1992	50 000	É.-U.	
*"BC"	6¾%-7%-6%-7%	1969-77, 80, 94	58 500		
			1 909 249		
Émises en 1968 :					
*"BD"	6⅞%	1989	60 000	É.-U.	
*"BE"	7½%-7½%-7%	1969-78, 80, 94	50 000		
*"BF"	7¾%	1986	12 450	É.-U.	
*"BG"	7¼%	1991	44 410	É.-U.	
"VA"	7¼%	1974	10 000	É.-U.	
			2 086 109		
Assumées —					
Montreal Light, Heat & Power Consolidated 4% — 1969			13 000		
			$2 099 109		**$56 278**

Des contrats signés avant le 31 décembre 1968 prévoient l'émission en date du 8 janvier 1969, d'un montant de $12 550 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BF", 7¾% et en date du 15 janvier 1969, d'un montant de $5 590 000 d'obligations en devises des États-Unis de la série "BG", 7¼%. De plus, un contrat a été signé le 15 janvier 1969 pour l'émission d'obligations, 6¾%, d'un montant de 150 millions de marks allemands (environ $40 millions) en date du 1er février 1969.

*À fonds d'amortissement.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés
au 31 décembre 1968

Note 2 - suite

				Obligations ($'000')
La Compagnie d'Électricité Shawinigan				
Obligations amortissables garanties par première hypothèque				
Série				
"H"	3½%	1970		$ 13 107
"J"	3½%	1970		6 766
"M"	3%	1971		25 000 É.-U.
"N"	3%	1971		5 849
"O"	3¼%	1972		11 833
"P"	3½%	1973		19 859
"Q"	3%	1975		15 000 É.-U.
"R"	4¾%	1976		11 422
"S"	5¾%	1981		16 123
				124 959
Obligations convertibles et amortissables				
Série	1957	5½%	1972	13 347
				$ 138 306
St. Maurice Power Corporation				
Obligations amortissables garanties par première hypothèque				
Série	"A"	3¼%	1970	**$ 6 667**

Note 2 - suite

			Obligations ($'000')
Southern Canada Power Company, Limited			
Obligations garanties par première hypothèque			
Série			
"B"	3½%	1976	$ 5 670
"C"	3½%	1976	2 500
"D"	3⅜%	1981	2 500
			$ 10 670
Compagnie Quebec Power			
Obligations amortissables garanties par première hypothèque			
Série			
"F"	3%	1972	$ 2 623
"G"	6¼%	1982	13 027
			$ 15 650
Compagnie d'Électricité Gatineau			
Obligations garanties par première hypothèque			
Série			
"C"	3%	1970	$ 37 272 É.-U.
"D"	3¼%	1970	2 221
"E"	3¾%	1973	2 350
			$ 41 843
La Compagnie de Pouvoir du Bas Saint-Laurent			
Obligations amortissables garanties par première hypothèque			
Série			
"E"	4½%	1973	$ 820 É.-U.
"F"	5⅞%	1984	935 É.-U.
			$ 1 755
Northern Quebec Power Company, Limited			
Obligations amortissables garanties par première hypothèque			
Série			
"B"	5⅛%	1974	**$ 595**
La Compagnie électrique du Saguenay			
Obligations amortissables garanties par première hypothèque			
Série			
"C"	4⅞%	1973	$ 1 050
Obligations amortissables garanties par hypothèque générale			
Série			
"A"	5½%	1982	3 940
			$ 4 990
Total des obligations			**$2 319 585**

La dette à long terme consolidée comprend un montant de $1 210 326 000 payable en devises des États-Unis. Ce montant est comptabilisé à un taux de change de $1 É.-U. pour $1 canadien (voir note 3). Au 31 décembre 1968, le taux de change était d'environ $1 É.-U. pour $1.073125 canadien. Les échéances et exigences des fonds d'amortissement des obligations pour 1969 se chiffrent à environ $71 millions.

Notes explicatives sur les états financiers consolidés

au 31 décembre 1968

Note 3

Prime nette de change sur dette payable en devises des États-Unis

La prime nette de change sur dette payable en devises des États-Unis 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.

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 achetée pour le fonds d'amortissement de la même série ont été annulées. Le solde des placements des fonds d'amortissement est comptabilisé au pair (voir aussi note 7) quant aux obligations de la Commission et au coût ($2 266 000) quant aux autres placements.

Note 5

Autre dette à long terme

	($'000')
L'Office de l'Électrification rurale, 1969-1993	$ 11 227
Ville de Lac-Mégantic, 1969-1992	758
Ville de Sainte-Agathe-des-Monts, 1969-1983	142
Ville de Port-Cartier, 1969-1984	138
Commission hydroélectrique de Murdochville, 1969-1981	74
Commission hydroélectrique de Chapais, 1969-1982	77
Ville de Sainte-Anne-des-Monts et Cap Chat, 1969-1977	68
Corporation du village de Tadoussac, 1969-1976	20
	$ 12 504

La dette à l'Office de l'Électrification rurale ne porte pas intérêt en autant que les conditions de remboursement sont respectées. Les échéances de 1969 se chiffrent à environ $700 000.

Note 6

Réserves

La loi de la Commission hydroélectrique de Québec stipule que la Commission doit maintenir des réserves pour l'amortissement du capital engagé, éventualités, et 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 5.34% en 1968 et 5.12% en 1967. Ces intérêts ont été imputés sur les comptes de revenus et dépenses.

Note 7

Intérêt

	1968 ($'000')	1967 ($'000')
Intérêt sur dette à long terme	$117 023	$105 095
Intérêt sur emprunts, découverts bancaires et sur dette à court terme	12 761	13 069
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des obligations	2 526	2 375
	132 310	120 539
Moins :		
Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	38 559	33 763
Profit net sur placements pour le fonds d'amortissement	3 738	2 922
Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.	1 092	
Intérêt net sur placements à court terme et autres actifs	3 470	4 156
	46 859	40 841
	$ 85 451	$ 79 698

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. Des calculs actuariels du régime au 31 décembre 1965 démontrent que le coût des services passés non pourvu s'élève à $34 millions, et le niveau actuel des contributions (dont la part de la Commission s'élevait à $7 329 000 en 1968, $6 091 000 en 1967) est suffisant pour défrayer les coûts encourus pour services présents, l'intérêt sur le coût des services passés non pourvu et l'amortissement de ce coût sur une période de 30 ans. Il est prévu qu'il se fera en 1969 une étude actuarielle des obligations du régime au 31 décembre 1968.

Note 9

Engagements

a. Les chutes Churchill

La Commission s'attend à acheter dès 1972 et dans les années qui suivront une très grande quantité d'énergie de la centrale que la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited a commencé à construire aux chutes Churchill, au Labrador, et dont la puissance nominale sera de 5 225 000 kilowatts.

Cette Corporation a négocié 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 1968, l'Hydro-Québec s'était portée acquéreur de plus de 27% des actions ordinaires de cette Corporation et de 25 millions de dollars de ses obligations d'hypothèque générale, le tout à un coût de $49.8 millions. En élargissant sa participation financière dès 1969 par l'achat d'unités d'actions ordinaires et d'obligations d'hypothèque générale à un coût de $75 millions, l'Hydro-Québec détiendra 34.2% des actions ordinaires et $100 millions d'obligations d'hypothèque générale. Dans le cas où la Corporation se trouverait dans l'impossibilité de se procurer ailleurs les fonds nécessaires pour parachever les travaux, elle pourra exiger que l'Hydro-Québec achète des unités additionnelles d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires.

Le projet de contrat de fourniture d'énergie prévoit l'achat par la Commission d'à peu près toute l'énergie produite aux chutes Churchill pendant une période de 40 ans à compter du parachèvement des travaux prévu pour 1976. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues, y compris celle d'un prix de 2 mills le kilowatt-heure. Le prix que la Commission paiera pour cette énergie variera jusqu'à l'an 2016, et dépendra du coût définitif des travaux, jusqu'à concurrence d'un coût de $900 millions. On prévoit que les versements annuels de la Commission pour cette énergie varieront de $93 à $80 millions environ jusqu'à l'an 2016 et seront d'environ $63 millions durant les 25 dernières années. Étant donné le prix convenu pour l'achat de l'énergie, la Commission s'est engagée à payer à la Corporation une partie des frais d'intérêt sur les obligations de première hypothèque, les obligations d'hypothèque générale et 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 obligera 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 les dépenses de la Corporation. La Corporation et la Commission se partageront les profits et pertes de change découlant du service des obligations et autres dettes de la Corporation qui seront payables en devises américaines.

b. Autres engagements

Les engagements relatifs aux contrats de construction, aux achats de matériel et d'équipement se chiffrent approximativement par $104 millions au 31 décembre 1968.

Sommaire des revenus et dépenses consolidés

(en milliers de dollars)

		1968	1967	1966	1965	1964
Revenus	Ventes d'électricité	$386 942	$353 508	$313 530	$288 156	$269 013
	Augmentation du revenu non facturé	3 049	5 054	1 942	878	1 542
	Autres revenus à l'exploitation (net)	7 837	7 141	6 024	7 527	6 607
		397 828	365 703	321 496	296 561	277 162
Dépenses	Frais d'exploitation, entretien, administration et autres dépenses	130 050	112 947	95 216	82 586	73 241
	Provision pour renouvellements (dépréciation)	45 751	42 622	54 191	49 502	44 900
	Impôt provincial sur énergie produite	22 088	22 179	21 679	19 524	19 214
	Taxes scolaires et municipales	17 999	14 476	11 237	9 776	7 905
	Achat d'énergie	18 750	18 230	18 203	19 022	16 894
		234 638	210 454	200 526	180 410	162 154
Revenu net d'exploitation		**163 190**	155 249	120 970	116 151	115 008
Autres frais	Intérêt : sur dette à long terme	117 023	105 095	93 117	83 672	75 233
	sur emprunts et découverts bancaires et sur dette à court terme	12 761	13 069	9 444	4 676	4 786
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des obligations	2 526	2 375	2 460	2 474	1 920
	Intérêt imputé aux travaux de construction en cours	(38 559)	(33 763)	(31 169)	(29 744)	(21 197)
	Profit net sur placements pour le fonds d'amortissement	(3 738)	(2 922)	(1 490)	(400)	(231)
	Profit sur disposition des actions ordinaires de British Newfoundland Corporation, Ltd.	(1 092)				
	Intérêt net sur placements à court terme et autres actifs	(3 470)	(4 156)	(2 446)	(1 539)	(4 082)
		85 451	79 698	69 916	59 139	56 429
	Intérêt sur réserves	33 852	28 589	25 315	22 291	19 006
		119 303	108 287	95 231	81 430	75 435
Disponible pour réserves		**$ 43 887**	$ 46 962	$ 25 739	$ 34 721	$ 39 573
Provision pour	Éventualités	$ 19 328	$ 23 872	$ 4 740	$ 15 338	$ 22 051
	Stabilisation des tarifs	7 800	7 171	6 309	5 781	5 407
	Amortissement	16 759	15 919	14 690	13 602	12 115
		$ 43 887	$ 46 962	$ 25 739	$ 34 721	$ 39 573

Ventes et revenus consolidés de cinq ans

		1968	1967	1966	1965	1964
Énergie produite et achetée	Produite (net)	43 068	41 201	39 461	34 844	34,534
(en millions de kWh)	Achetée	4 660	4 576	4 551	4 939	4,130
		47 728	45 777	44 012	39 783	38,664
	Pertes et service interne	4 076	4 134	3 929	3 673	3,402
	Livrée suivant entente	582	411	353	5	
	Ventes totales	**43 070**	41 232	39 730	36 105	35,262
Ventes d'électricité	Service domestique	10 125	9 432	8 345	7 607	6 815
(en millions de kWh)	Service commercial (inclut municipal)	4 367	3 609	2 985	2 945	2 655
	Service industriel: Permanent	22 174	21 342	20 514	18 775	17 436
	Excédentaire	640	687	1 074	664	937
	Éclairage des rues et luminaires	402	336	283	249	213
	Transport	176	218	43	50	49
	Ventes en bloc: Permanent	3 802	3 674	4 132	4 093	4 049
	Excédentaire	642	951	1 543	357	2 583
	Inter-services	742	983	811	1 365	525
	Ventes totales	**43 070**	41 232	39 730	36 105	35 262
Revenu des ventes	Service domestique	$139 670	$124 090	$101 618	$ 93 656	$ 84 564
(en milliers de dollars)	Service commercial (inclut municipal)	70 816	60 806	51 122	49 891	45 430
	Service industriel: Permanent	144 999	138 090	130 090	116 974	107 502
	Excédentaire	2 228	2 137	2 625	2 003	2 440
	Éclairage des rues et luminaires	9 629	7 593	6 799	5 646	4 924
	Transport	1 363	1 684	382	430	428
	Ventes en bloc: Permanent	14 714	14 340	15 130	14 790	15 215
	Excédentaire	1 285	1 804	3 352	875	7 091
	Inter-services	2 238	2 964	2 412	3 891	1 419
	Revenu total des ventes	**$386 942**	$353 508	$313 530	$288 156	$269 013
Nombre des abonnés	(en fin d'année)	**1 707 773**	1 646 302	1 581 241	1 539 073	1 492 333
Nombre des abonnés domestiques	(en fin d'année)	**1 518 118**	1 465 676	1 406 047	1 365 059	1 321 517

Statistiques de l'électricité produite et achetée et de sa répartition en 1968

Production brute			Le réseau consolidé (en millions de kWh)
Centrales hydrauliques			
Outaouais supérieur	(6 centrales)		2 058
Gatineau	Paugan	1 080	
	Autres	1 288	
	(4 centrales)		2 368
Outaouais inférieur	Carillon	2 382	
	Autres	910	
	(9 centrales)		3 292
Saint-Laurent supérieur	Beauharnois	11 310	
	Autre	535	
	(1 centrale)		11 845
Saint-Maurice	Trenche	1 478	
	Beaumont	1 283	
	La Tuque	1 158	
	Shawinigan 2	1 068	
	Autres	3 370	
	(4 centrales)		8 357
Bersimis	Bersimis 1	5 074	
	Bersimis 2	2 582	
			7 656
Manicouagan	Manicouagan 2	3 206	
	Autres (A)	714	
	(2 centrales)		3 920
Autres rivières	(17 centrales)		568
Total	(53 centrales hydrauliques)		40 064
Centrales thermiques	Tracy	3 258	
	Autres	30	
	(16 centrales)		3 288
Production brute totale	(B) (70 centrales)		43 352
Moins : consommation interne des centrales			284
Production totale (net)			43 068
Énergie achetée de	Alcan		4 232
	MacLaren Power Co.		241
	Achats divers		187
Total			4 660
Moins : livrée suivant entente (net)			582
Apport d'énergie			4 078
Débit net du réseau			47 146
Ventes totales			43 070
Pertes			4 076
Charge maximum en (MW)	Permanente		8 166
	Excédentaire		27

(A) les groupes 6 et 7 de McCormick, sous location, sont comptés comme une centrale.

(B) l'Hydro-Québec en possède 69.

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 arrêté au 31 décembre 1968 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, les états de l'actif et de la réserve et des revenus et dépenses ci-joints présentent équitablement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1968, 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 1969

H. Marcel Caron, c.a.
de Clarkson, Gordon & Cie
Comptables agréés

Léo Davignon, c.a.
de Davignon, L'Abbé, Verner, Lemire & Cie
Comptables agrées

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

État des revenus et dépenses

pour l'année terminée le 31 décembre 1968
(avec les montants correspondants pour l'année 1967)

		1968	1967
Revenus	Contributions: Employés	$ 3 677 750	$ 3 040 259
	Hydro-Québec	7 329 783	6 091 257
		11 007 533	9 131 516
	Contributions additionnelles pour les années de service antérieures, moins annulations	207 928	220 539
		11 215 461	9 352 055
	Moins: remboursements aux employés qui ont quitté le service	295 225	245 800
		10 920 236	9 106 255
	Revenus sur placements	2 835 038	2 064 609
		13 755 274	11 170 864
Dépenses	Pensions payées	1 925 011	1 734 020
Revenu net	versé au compte de réserve	**$11 830 263**	$ 9 436 844

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

au 31 décembre 1968
(avec les montants correspondants au 31 décembre 1967)

Actif (note)	1968	1967
Placements, au prix coûtant (valeur nominale $54 719 300 ; valeur marchande approximative $42 485 590) :		
Obligations de, ou garanties par la province de Québec	$38 252 352	$28 246 338
Obligations de municipalités et de commissions scolaires	13 226 275	10 444 623
	51 478 627	38 690 961
Intérêt couru sur placements	874 151	585 504
Contributions à recevoir des employés pour années de service antérieures	61 027	21 924
	52 413 805	39 298 389
Montant dû par l'Hydro-Québec	534 301	1 819 454
	$52 948 106	$41 117 843

Réserve		
Solde, 1er janvier	$41 117 843	$31 680 999
Revenu net de l'année	11 830 263	9 436 844
Solde, 31 décembre	**$52 948 106**	$41 117 843

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

Approuvé pour la Commission :
(signé) Jean-Claude Lessard président
(signé) Rolland Giroux, commissaire

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

Montréal, Canada, le 3 mars 1969

Caisse de retraite des employés de l'Hydro-Québec

Note sur les états financiers

au 31 décembre 1968

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 1965 ont démontré que le coût des services passés non pourvu à cette date s'élevait à $34 000 000. 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 une période de trente ans. Il est prévu qu'il se fera en 1969 une étude actuarielle des obligations du Régime au 31 décembre 1968.

Un record à Beauharnois

Le Saint-Laurent est le seul cours d'eau qui ait bénéficié d'une hydraulicité supérieure à la moyenne (115%) et cela grâce aux niveaux des Grands Lacs, ce qui a permis à la centrale de Beauharnois d'atteindre la production record de 11.3 milliards de kWh, son maximum précédent ayant été de 10.7 milliards de kWh en 1967. À elle seule, cette centrale a fourni 27% de la production totale.

Prélèvement sur les réserves

Pour compenser la déficience de l'hydraulicité, il a fallu opérer de forts prélèvements sur les réservoirs Cabonga, Bastakong, Gouin et Lac Cassé, et soutirer du réservoir Manic 5 la moitié des apports de l'année. Ce dernier réservoir a reçu au total l'équivalent de 5.5 milliards de kWh, dont 2.6 milliards ont été soutirés.

Le réservoir Manic 5

Le réservoir Manic 5 a une capacité de 4 900 milliards de pieds cubes d'eau, dont 1 250 utiles. La mise en eau dure depuis le printemps de 1964. Depuis, sans compromettre le programme de remplissage, il a été possible de soutirer environ 480 milliards de pieds cubes d'eau pour augmenter la production des centrales Manic 2 et 1. Au 31 décembre, il renfermait 3 008 milliards de pieds cubes d'eau.

Un fléchissement

En résumé, comparativement à l'année 1967, la productibilité hydraulique a été inférieure de 2.8 milliards de kWh et les prélèvements ont été accrus de 2.6 milliards de kWh pour obtenir finalement une production hydraulique légèrement inférieure (0.4%).

La centrale Tracy

Comme conséquence directe, la production de la centrale thermique Tracy a été portée à 3.3 milliards de kWh, une augmentation de 2 milliards de kWh qui correspond sensiblement à l'augmentation de la demande interne d'énergie souscrite. La production de cette centrale a constitué 7.6% de la production totale.

Les chutes Churchill

La mise au point des documents relatifs au financement retardait encore à la fin de l'année la signature du contrat négocié avec la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.). Ce contrat prévoit que l'Hydro-Québec recevra pendant plus que 65 ans presque toute la production de la centrale de 5 225 000 kW en construction aux chutes Churchill, dans le Labrador à 700 milles au nord-est de Montréal.

Les livraisons d'énergie doivent commencer dès la mise en service du premier des 11 groupes générateurs de la centrale en 1972 et elles doivent atteindre le rythme annuel d'environ 31.5 milliards de kWh avec la mise en service du dernier groupe en 1976.

Par suite de sa participation au financement de la compagnie, l'Hydro-Québec détenait à la fin de l'année plus de 27% et détiendra en 1969 34.2% des actions de la CFLCo. Les autres actionnaires sont la British Newfoundland Corporation, Limited (Brinco) et la province de Terre-Neuve. (Voir la note 9 des états financiers.)

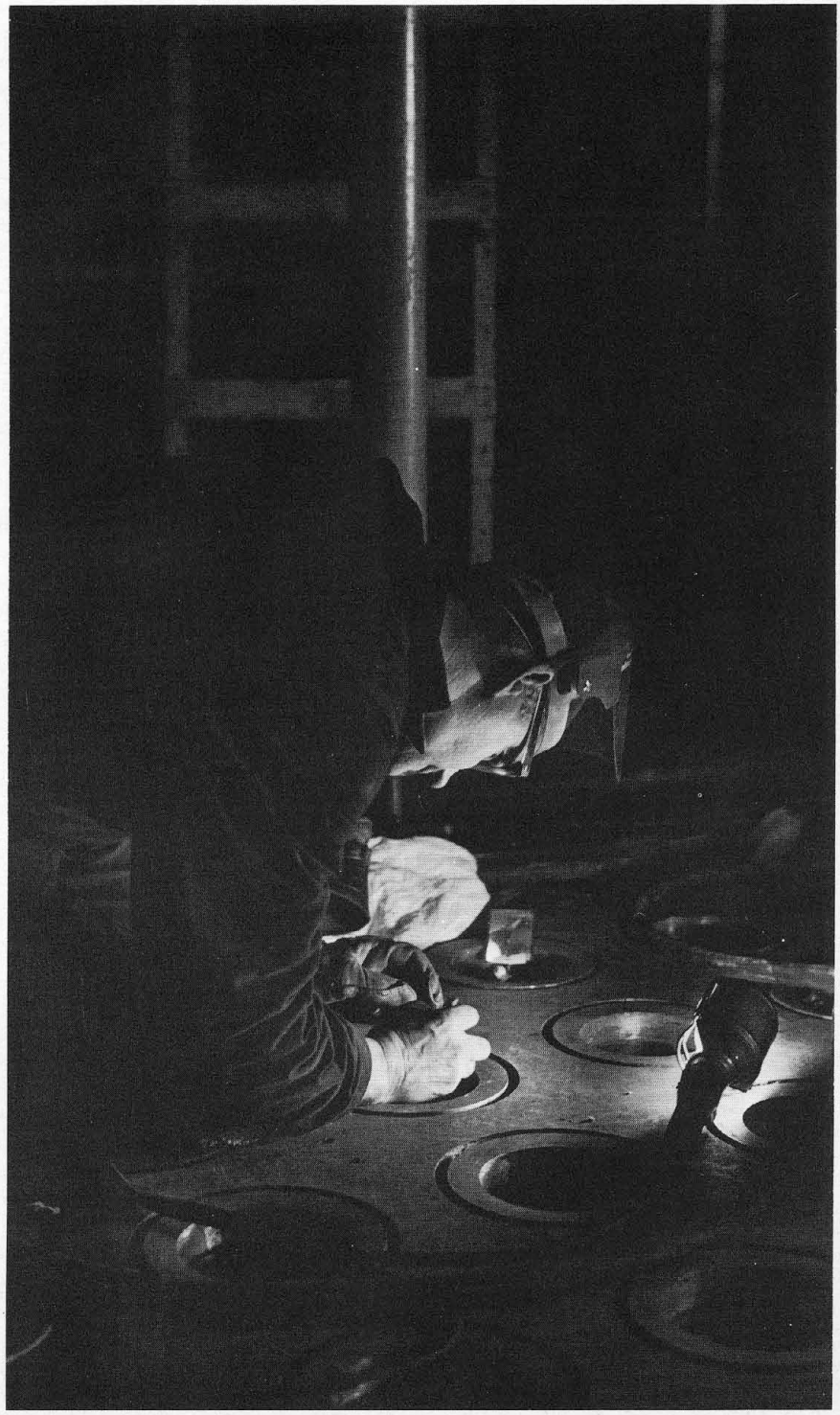
Collaboration avec les autres réseaux

La mise en service de la centrale Manicouagan 5 de 1970 à 1972 et l'entrée en scène de la centrale des chutes Churchill en 1972 fourniront à l'Hydro-Québec une certaine réserve de puissance de production dont elle pourra faire bénéficier les réseaux des deux provinces voisines, l'Ontario et le Nouveau-Brunswick. À la fin de décembre, des négociations se poursuivaient à ce sujet avec The Hydro-Electric Power Commission of Ontario et la Commission d'énergie du Nouveau-Brunswick.

Nouveaux contrats de fourniture

Les lettres d'intention qui doivent précéder la conclusion de contrats définitifs prévoient des livraisons d'énergie qui pourront atteindre un maximum de plus de 1 000 000 de kW, dont une partie sera fournie avec certains droits d'interruption du côté québécois. Ces ententes auront des durées initiales de cinq et six ans seulement, mais posent les bases d'une étroite coopération future.

Les conduits de combustible du réacteur nucléaire sont polis pour atteindre un haut degré d'efficacité.



Avec l'Ontario

Dans le cas de l'Ontario, la nouvelle convention sera substituée à divers contrats de fourniture, portant sur un total de 600 000 kW, qui expireront de 1969 à 1976, et porterait elle-même sur une puissance maximale de 750 000 kW. L'Hydro-Québec livrera 28 milliards de kWh au réseau ontarien de juin 1971 à mai 1977, en utilisant surtout les deux lignes à 230 kV qui relient la centrale de Beauharnois à l'Ontario Hydro. L'Hydro-Québec se réserve le droit d'interrompre les fournitures aux heures de pointe, sauf pendant les deux dernières années, alors qu'elle garantira la fourniture continuelle d'une puissance de 500 000 kW.

Avec le Nouveau-Brunswick

Dans le cas du Nouveau-Brunswick, une ligne d'interconnexion à 138 kV, longue de 20 milles, a été mise en service au mois de décembre entre Matapédia au Québec et Eel River au Nouveau-Brunswick pour donner suite à un accord d'assistance mutuelle conclu en 1966. Les échanges d'énergie rendus possibles ont déjà permis à l'Hydro-Québec de recevoir d'utiles appoints de puissance au cours de l'hiver 1968-69.

Une liaison à courant continu

La nouvelle entente maintenant projetée prévoit que les livraisons d'énergie au Nouveau-Brunswick pourront atteindre un maximum de 320 000 kW de 1971 à 1976. Cependant, même avec la nouvelle liaison Matapédia-Eel River, les moyens de transport actuels seraient insuffisants. De plus, le fonctionnement en parallèle des deux réseaux ne pourrait pas continuer sans compromettre la stabilité. Par conséquent, le contrat projeté prévoit l'établissement, par le Nouveau-Brunswick, d'une liaison à courant continu qui servirait de tampon et assurerait le maintien de la stabilité. De son côté, l'Hydro-Québec construirait une nouvelle ligne à double terne et à 315 kV entre Lévis et Rimouski.

Entente avec Électricité de France

Un accord de coopération a été conclu le 25 novembre entre l'Hydro-Québec et l'Électricité de France pour fournir un cadre à l'étroite collaboration existant déjà entre les deux entreprises. L'entente prévoit des échanges de renseignements dans les domaines de la recherche, des études et de l'exploitation ainsi que des échanges de stagiaires et de spécialistes. Elle est conclue pour deux ans, mais sera renouvelable par reconduction tacite.

L'Institut de Recherche

L'Hydro-Québec a continué en 1968 de recruter et de former le personnel de son Institut de Recherche, qui comptera plus de 200 chercheurs, techniciens et auxiliaires. Le noyau déjà constitué comprend des sommités qui avaient la direction des équipes chargées d'établir les nouveaux standards internationaux dans l'appareillage électrotechnique ; il comprend également de jeunes chercheurs qui ont été envoyés en stage d'étude et formation dans les laboratoires européens, y compris ceux d'Électricité de France et de CESI d'Italie.

La construction des trois bâtiments destinés à loger les divers laboratoires a débuté en novembre sur un terrain d'un mille carré situé près du poste Boucherville, à 20 milles du cœur de Montréal. Les laboratoires légers seront terminés et équipés à la fin de 1969 ; le laboratoire haute tension le sera à la fin de l'été en 1970 et celui de grande puissance, au milieu de 1971.

Les premières commandes d'appareils et d'instruments ont été placées au cours de l'année. Pour les recherches et les essais, l'Institut sera pourvu d'installations qui en feront le principal centre de recherche électrotechnique en Amérique du Nord. À certains égards, l'équipement sera même supérieur à tout ce qui existe présentement dans le monde, y compris des transformateurs pour essais diélectriques de 2.1 millions de volts et un générateur d'impulsion de 6.4 millions de volts, la tension la plus élevée jamais fournie par un appareil de ce genre.

Travaux de grand équipement

La centrale thermique Tracy

Une quatrième tranche de 150 000 kW a été mise en service le 5 février à la centrale thermique de Tracy, près de Sorel, dont la puissance s'est trouvée portée à 600 000 kW. Cette tranche a complété le deuxième stade de la construction de l'usine, qui est située sur la rive droite du fleuve Saint-Laurent à une quarantaine de milles en aval de Montréal.

La centrale Première-Chute

Dans le Nord-Ouest, le premier groupe de la centrale Première-Chute, sur la rivière des Quinze à quelques milles en aval de la centrale Rapide-des-Îles, a démarré le 1er novembre. Deux autres groupes de 31 050 kW chacun suivront en mars et en mai 1969.

Cette centrale pourra recevoir éventuellement un quatrième groupe, de même que la centrale Rapide-des-Îles, où trois groupes de 36 630 kW chacun ont été mis en marche de décembre 1966 à juillet 1967.

Le barrage Daniel-Johnson

Commencée en octobre 1962, la mise en place des 2 950 000 verges cubes de béton que renferme le barrage Daniel-Johnson à Manic 5 a été terminée au début de l'automne, mais le clavage, c'est-à-dire l'injection de coulis dans les joints, devra se continuer encore pendant un ou deux ans. Le comportement de l'ouvrage, en tout conforme jusqu'ici aux calculs faits lors de la conception, fait l'objet d'une surveillance qui ne cessera jamais pendant toute la durée de l'ouvrage, mais qui est particulièrement étroite pendant la mise en eau.

La superstructure de la centrale Manic 5 est entièrement montée et le pont roulant est en place. L'installation des vannes sphériques au bout des conduites forcées doit commencer en janvier et la première turbine doit être livrée au printemps de 1969. Les huit groupes de la centrale, qui aura une puissance de 1 322 400 kW, seront mis en service du 1er août 1970 au 1er avril 1972.

La rivière aux Outardes

Le réservoir de régularisation de la rivière aux Outardes, qui aura une superficie de 252 milles carrés, est en cours de remplissage depuis le printemps de 1968. Ce réservoir a été créé par huit barrages, dont deux grands barrages en enrochement terminés en 1968, cinq barrages en matériaux meubles plus petits terminés en 1967 et un barrage-déversoir en béton parachevé en 1968.

Outardes 4 et Outardes 3

La centrale Outardes 4 est encastrée dans la rive droite de la rivière au pied du barrage principal et ses quatre groupes (158 000 kW chacun) seront mis en service du 1er juin au 1er décembre 1969.

Centrale nucléaire Gentilly. Le bâtiment du réacteur a été livré sur place en septembre 1968.

Situé à 13 milles en aval d'Outardes 4, le barrage d'Outardes 3 a été terminé au cours de l'année et sa mise en eau est commencée depuis la fin de novembre. Le barrage détournera l'eau dans le lac Tirebouchon d'où un canal de 7 000 pi de longueur l'acheminera vers la prise d'eau d'une centrale souterraine située environ 4 milles en aval du barrage.

Les quatres groupes (186 000 kW chacun) de la centrale seront mis en service du 1er mai au 1er novembre 1969. Par conséquent, les centrales Outardes 4 et Outardes 3 ajouteront en 1969 un total de 1 376 000 kW à la puissance installée du réseau.

Outardes 2

À Outardes 2, où une centrale de 454 000 kW remplacera éventuellement l'usine de 50 000 kW exploitée là depuis 1937 par la Quebec North Shore Paper Company, les travaux ont été interrompus en avril tel que prévu. On a terminé l'excavation de l'emplacement de la nouvelle centrale et préparé les fronts d'attaque de la prise d'eau et de la cheminée d'équilibre.

Ouvrages remédiateurs

En amont de la centrale de Beauharnois, entre les lacs Saint-Louis et Saint-François, l'Hydro-Québec a entrepris depuis plusieurs années la construction d'une série de barrages en cascade dans le lit du fleuve Saint-Laurent afin de 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. Deux de ces barrages, Pointe-du-Buisson et Pointe-des-Cascades, sont terminés. La construction d'un troisième barrage, à Saint-Timothée, s'est poursuivie au cours de l'année.

La centrale Gentilly

Commencée à l'automne 1966, la construction de la centrale nucléaire Gentilly a progressé au cours de l'année 1968 selon le programme établi. Presque tous les travaux de génie civil du bâtiment du réacteur, du bâtiment de service et du poste de pompage ont été complétés. Commencé au cours de l'année, le bâtiment de l'administration sera complété au printemps 1969.

Les travaux de tuyauterie et d'installation électrique se sont poursuivis au cours de l'année. Le 22 septembre, la cuve du réacteur, lourde de 550 tonnes, fabriquée à Montréal, a été livrée au chantier et introduite dans le bâtiment du réacteur.

La centrale de Gentilly, d'une puissance de 250 000 kV, utilisera la filière uranium naturel, eau lourde, eau légère en ébullition. Elle est construite par un organisme fédéral, l'Énergie atomique du Canada, Limitée, avec le concours de l'Hydro-Québec, qui en fera l'acquisition quand elle sera assurée d'un fonctionnement sûr et continu. Elle doit être mise en service en 1971.

La centrale sera bouclée sur le réseau à 230 kV de l'Hydro-Québec dans la région de Sainte-Angèle, à 13 milles de Gentilly. La construction du poste de transformation de l'usine est en cours.

Projets à l'étude

Les principales études en cours portaient en 1968 sur les nouvelles puissances de production dont le réseau aura besoin après le parachèvement

de la centrale des chutes Churchill, dont le 11e et dernier groupe doit démarrer en 1976.

Manic 3

À l'emplacement de la centrale projetée à Manic 3 (1 121 000 kW), une cinquantaine de milles en amont de l'embouchure de la rivière Manicouagan, on a procédé à des essais de coupure par membrane de béton formée de pieux jointifs, en vue d'obturer sans excavation le sillon alluvionnaire de plus de 350 pieds de profondeur qui se trouve sous le lit de la rivière à cet endroit.

Saint-Joachim

L'étude du projet de centrale à réserve pompée à Saint-Joachim, sur la rive gauche du Saint-Laurent à une trentaine de milles en aval de Québec, s'est continuée. Cette centrale pourrait avoir une puissance initiale de 1 100 000 kW, exploiterait une hauteur de chute d'environ 1 160 pieds et aurait pour mission de reporter sur les heures de pointe une partie de l'énergie que le réseau recevra des chutes Churchill pendant les heures creuses de la demande.

La baie James

À la suite des relevés topographiques, hydrographiques et géologiques déjà faits dans les bassins des rivières Nottaway, Broadback et Rupert, qui se déversent dans la baie de Rupert à l'extrémité sud de la baie James, on avait préparé un premier rapport où se trouvent indiquées diverses variantes d'aménagement allant jusqu'à 5 230 000 kW.

La chute Rouge

Les études pour la mise à jour de ce rapport se sont poursuivies au cours de l'année, mais les investigations sur le terrain ont été concentrées dans la région de la chute Rouge et sur le cours supérieur de la rivière Rupert (lac Mistassini). Les études ont mis en relief, en effet, la possibilité de commencer par aménager séparément la partie la plus au sud du complexe.

Cette première phase comporterait la construction d'une centrale de 190 000 à 300 000 kW sur la chute Rouge, à 30 milles au nord-ouest de Matagami et à 145 milles d'Amos. Entre autres avantages, ce début fournirait une source d'énergie aux autres chantiers éventuels et ferait réaliser d'avance une forte proportion de toute la régularisation du complexe.

Eastmain et Grande-Rivière

Dans les bassins de deux autres rivières qui se jettent dans la baie James plus loin au nord, la rivière Eastmain et la Grande-Rivière, certains relevés préliminaires avaient été effectués au cours des années précédentes. La compilation des données recueillies s'est continuée, mais aucun relevé n'a été fait sur le terrain.

Ces deux rivières offrent ensemble un potentiel sensiblement égal à celui du complexe des rivières Nottaway, Broadback et Rupert, avec la différence qu'elles sont plus encaissées et que leurs chutes sont plus concentrées.

La centrale Témiscamingue

La direction des Projets d'aménagement hydroélectrique a terminé l'étude générale d'une centrale souterraine d'environ 195 000 kW, la centrale «Témiscamingue», entre le lac Beauchesne et la rivière Outaouais, à 190 milles environ au nord-ouest de Hull, pour remplacer l'usine de 17 000 kW en service au lac Kipawa depuis 1920. Les études détaillées et les relevés sur le terrain se sont continués au cours de l'année.

Transport et répartition

L'étude des lignes et postes à 735 000 volts (735 kV) requis pour prendre livraison de l'énergie des chutes Churchill s'est poursuivie au cours de l'année.

L'énergie des chutes Churchill

La Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited construira, entre la centrale des chutes Churchill et le point de livraison, trois lignes à 735 kV longues de 125 milles chacune. De là, deux de ces lignes seront prolongées par l'Hydro-Québec jusqu'au poste Manicouagan (255 milles) et la troisième jusqu'au poste Micoua (265 milles).

Les trois lignes venant des chutes Churchill passeront par deux nouveaux postes, le poste Montagnais, à 15 milles au sud du point de livraison, et le poste Arnaud, à 151 milles du point de livraison près de Sept-Îles. Elles seront successivement mises en service de 1971 à 1973 ou 1974. Les travaux de déboisement seront entrepris en 1969.

Aux postes Manicouagan et Micoua, les lignes des chutes Churchill s'intégreront au réseau 735 kV destiné au transport de l'énergie des diverses centrales des rivières Manicouagan et aux Outardes vers Québec et Montréal, réseau qui prendra, de ce fait, une expansion considérable.

Deuxième ligne Lévis-Boucherville

La mise en place de ce réseau initial s'est continuée en 1968. Le montage des pylônes du deuxième tronçon Lévis-Boucherville a été terminé et l'installation des faisceaux de conducteurs, commencée. La mise en service est prévue pour juin 1969. La deuxième grande artère entre le poste Manicouagan et la région de Montréal se trouvera alors entièrement terminée.

Micoua-Duvernay

La construction de la ligne Micoua-Duvernay sera entreprise au printemps. Le déboisement était presque terminé en décembre. La première partie de cette ligne, entre les postes Micoua et Laurentides (près de Québec), sera mise en service en août 1970 et la deuxième partie, entre les postes Laurentides et Duvernay (près de Montréal), en août 1971.

Ligne de raccordement

Les travaux se sont poursuivis au cours de l'année sur la ligne de raccordement à 735 kV longue de 39 milles, entre les postes Manicouagan et Micoua, qui sera mise en service en juin 1969.

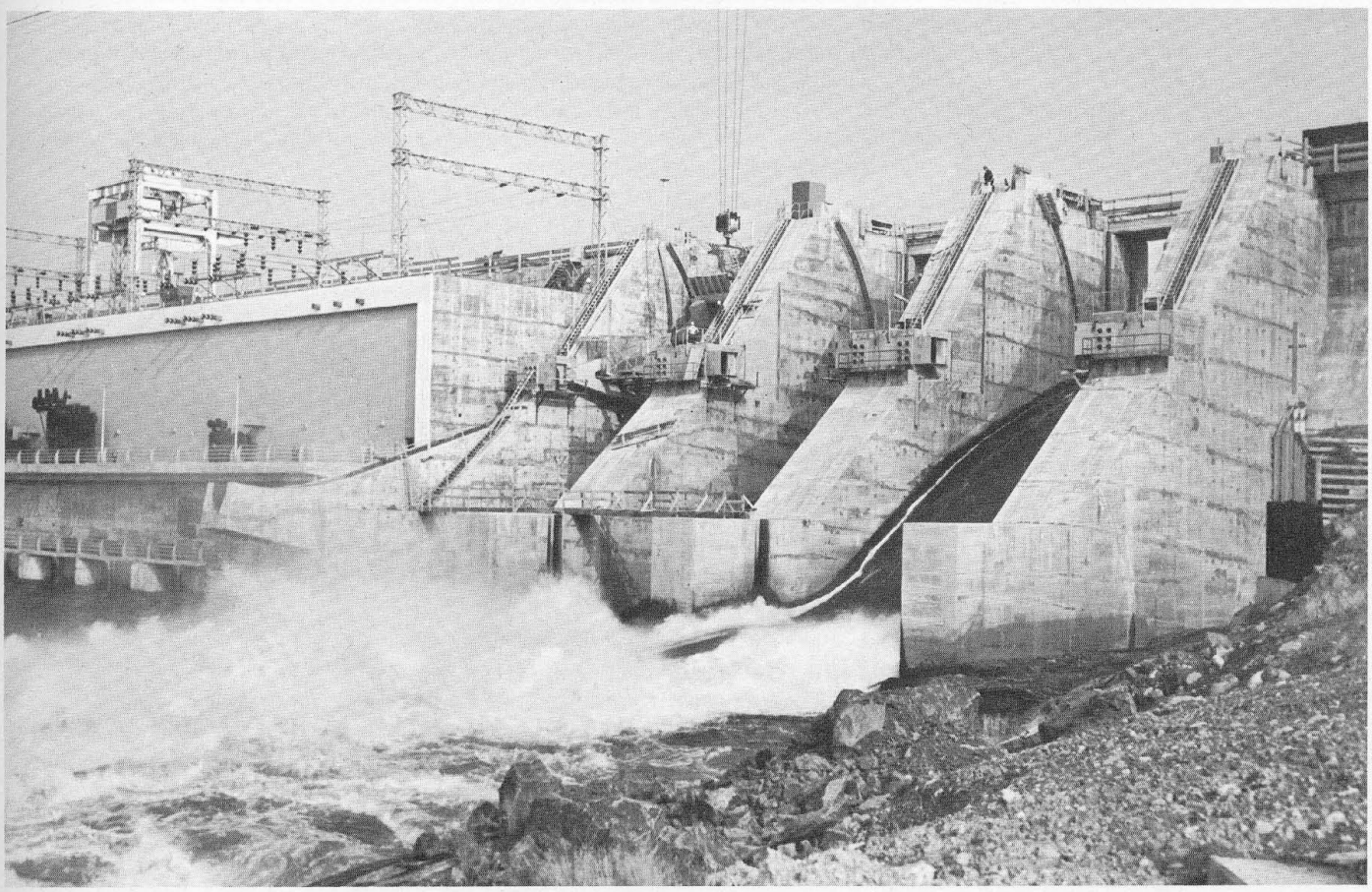
Lignes à 315 kV

On a mis en service en 1968 une liaison à 315 kV, à double terne, longue de 9 milles qui franchit le fleuve près du pont-tunnel Sir-Louis-Hyppolyte-Lafontaine et relie le poste Boucherville au nouveau poste Notre-Dame à Montréal. On a poursuivi la construction des lignes à 315 kV qui raccorderont les centrales Outardes 4 et Outardes 3 aux postes Micoua et Manicouagan. La centrale Outardes 4 sera reliée au poste Micoua par une ligne à double terne, longue de huit milles, et la centrale Outardes 3 au poste Manicouagan par une ligne à double terne, longue de 29 milles. Pour relier la centrale souterraine d'Outardes 3 au poste de sectionnement, on a installé 2 milles de circuits souterrains à 315 kV dans la galerie d'accès à la centrale.

L'alimentation de la Gaspésie

Tout le réseau alimentant la Gaspésie va bientôt bénéficier d'un renforcement considérable. La construction d'une liaison à double terne et à 230 kV, longue de 64 milles, a été entreprise entre New Richmond et Chandler. Le premier terne sera mis en service à 161 kV en avril 1969 et

En haut : La centrale Outardes 4 sera mise en service en 1969.
En bas : Le premier groupe de Première Chute a été installé en novembre 1968.



fermera la boucle à 161 kV, longue de 406 milles, qui part des Boules et y revient en passant par Copper Mountain, Chandler, New Richmond et Matapédia. Éventuellement, toute la boucle sera modifiée et fonctionnera à 230 kV.

La ligne Gentilly

Une ligne à 230 kV, longue de 11 milles, est en construction entre Gentilly et Larochelle, près de Sainte-Angèle. Elle sera prête en avril 1969, à temps pour les essais qui précéderont la mise en service de la centrale nucléaire Gentilly.

Dans tout le territoire, 203 milles de nouveaux circuits aériens à 120 kV et environ 105 milles de circuits à 69 kV ont été mis en service au cours de l'année.

À Montréal, 5.4 milles de nouveaux circuits souterrains à 120 kV ont été mis en place, entre les postes Notre-Dame et Jeanne d'Arc et entre les postes Atwater et Guy.

Nouveaux postes

Les nouvelles puissances de transformation dont le réseau a été pourvu aux divers paliers en 1968 forment un total de 2 184 000 kVA, soit 1 031 000 kVA de plus que le total de 1967. La construction de la deuxième ligne à 735 kV a entraîné l'installation d'un supplément de 1 000 000 de kVA dans les deux seuls postes Lévis et Boucherville.

Un troisième transformateur de 400 000 kVA a été installé au poste Lévis, qui a pour principale fonction d'alimenter les lignes à 230 kV de la Gaspésie et du Québec central.

Un quatrième transformateur de 600 000 kVA a été mis en service au poste Boucherville, qui débite à la fois sur le réseau à 315 kV de Montréal et sur le réseau à 230 kV. Avec le parachèvement de la deuxième ligne à 735 kV venant du poste Manicouagan, la puissance de ce poste sera portée à 3 200 000 kVA en 1969.

Parmi les postes alimentés par le réseau à 315 kV, celui de Chomedey a reçu un quatrième transformateur de 240 000 kVA et celui de Laprairie un transformateur semblable qui a porté sa puissance à 540 000 kVA. Sur le réseau à 230 kV, la puissance du poste terminus de Sorel a été portée de 100 000 à 225 000 kVA. Plusieurs autres postes alimentés à des tensions inférieures ont été renforcés, y compris les postes Beaumont, Bourassa, Hemming Falls, Laurent et Matapédia.

De nouveaux postes alimentés par des lignes à 120 kV ont été mis en service à Lac-des-Îles, Mont-Laurier, Notre-Dame du Laus, Rigaud, Rolland et La Trappe.

Le réseau de distribution

Les dépenses d'immobilisations consacrées à l'ensemble du réseau de distribution se sont élevées à $48 660 000, dont $18 765 000, soit 39%, ont servi à rénover ou modifier des ouvrages existants pour améliorer ou maintenir la qualité du service. Les nouvelles lignes de distribution ont coûté $7 000 000, soit près de 13% de moins que l'année précédente. En 1967, les dépenses d'immobilisations avaient atteint un total de $48 450 000, dont $17 000 000 d'améliorations diverses.

L'Hydro-Québec a fait son entrée dans un autre village de la basse Côte Nord, Tête-à-la-Baleine, à 625 milles en aval de Québec, où elle a installé une centrale diesel-électrique et des lignes de distribution. La puissance de huit centrales diesel existantes a été grossie de plus de 6 000 kW, y compris 4 400 kW à Cap-aux-Meules, dans les îles de la Madeleine, 650 kW à Parent et 425 kW à Natashquan.

L'entreprise a continué de collaborer à l'enfouissement des lignes de distribution aériennes et a procédé à l'enfouissement de 5 milles de lignes existantes, dont quatre milles dans la région de Montréal. De plus, 1.3 mille de circuits souterrains ont été mis en place dans les nouveaux centres domiciliaires, où l'abonné est directement ou indirectement appelé à payer la différence entre le coût de la distribution souterraine et celui de la distribution aérienne.

Télécommunications et commandes

Le poste Manicouagan

Les études sur l'automatisation du réseau se sont continuées en 1968 et ont porté en particulier sur les nouvelles centrales et les nouveaux postes de la Côte Nord, où le poste Manicouagan est appelé à devenir un important centre de télécommande. La centrale Manicouagan 1 est déjà télécommandée de ce poste, auquel pourront être également asservis les centrales Outardes 4, Outardes 3, Manicouagan 5, les postes Micoua, Hauterive, Arnaud, Montagnais, etc.

Dans les installations existantes, la transition de l'exploitation manuelle à l'exploitation par télécommande est déjà amorcée à plusieurs endroits, mais est subordonnée au recyclage et à la réadaptation du personnel.

L'Abitibi et la Mauricie

En Abitibi, les centrales Rapide 7 et Rapide-des-Îles ont été asservies par télécommande en 1968 au nouveau centre de répartition de Rouyn. En 1969, la centrale Rapide 2 sera aussi télécommandée de Rouyn, tandis que la centrale Première-Chute sera télécommandée de la centrale Rapides-des-Quinze.

Sur le haut Saint-Maurice, on a commencé les études requises pour que les centrales Rapide-Blanc et La Trenche soient télécommandées de La Tuque en 1971.

Télécommande

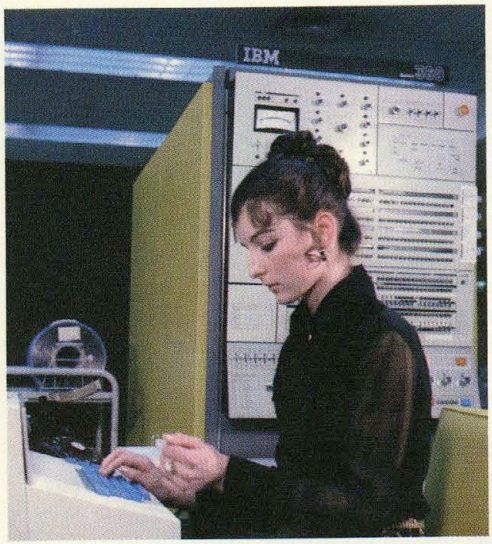
La plupart des nouveaux postes mis en service au cours de l'année sont télécommandés ou entièrement automatiques. Dans l'île de Montréal, 7 autres grands postes de distribution ont été pourvus d'appareils de télécommande, ce qui a porté à 14 sur 27 le nombre des grands postes télécommandés dans l'île. Quatre autres seront télécommandés en 1969.

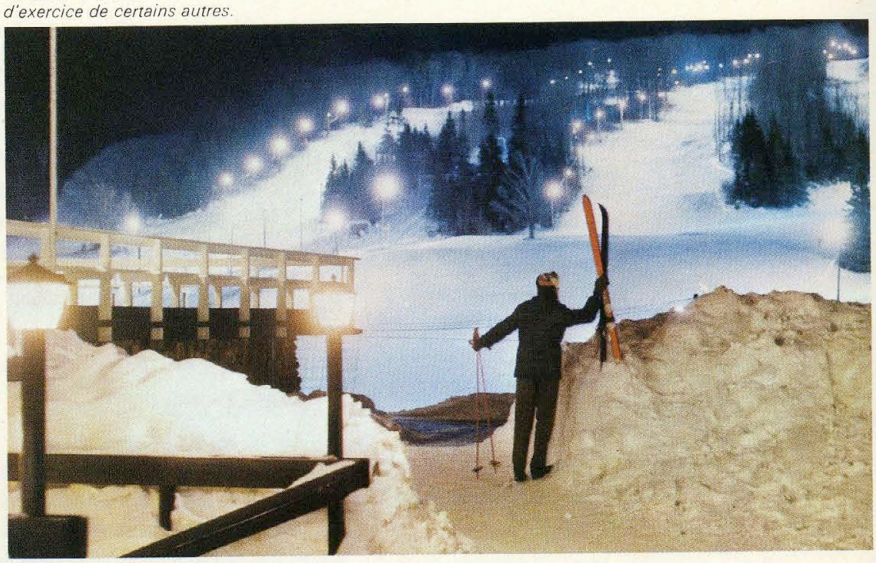
On a continué les études commencées en 1967 en vue de prolonger jusqu'à la centrale des chutes Churchill les liaisons hertziennes existant entre les centrales Manicouagan-Les Outardes et Montréal.

L'ensemble du réseau de télécommunications par faisceaux hertziens, qui compte plus d'une cinquantaine de postes, s'est enrichi en 1968 de quelques nouvelles liaisons destinées à la télécommande, à la protection des lignes et aux communications verbales. Parmi les autres réalisations de l'année, une nouvelle liaison par ondes porteuses (sur lignes haute tension) entre Les Boules, Matapédia et Eel River (Nouveau-Brunswick) a

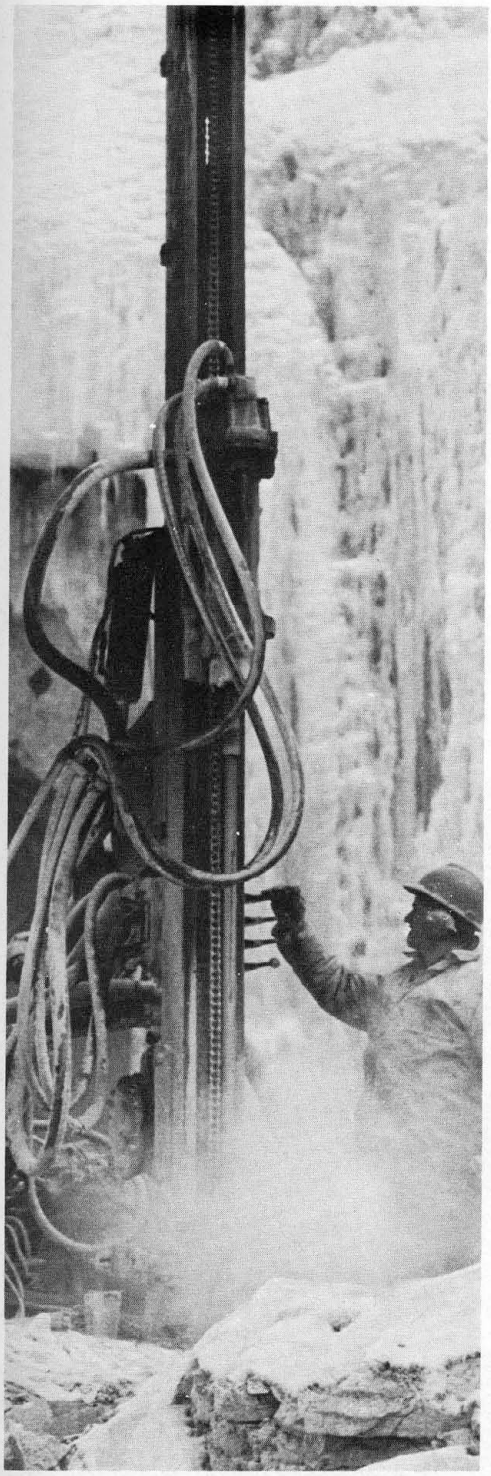
En haut à gauche. Le service des ordinateurs permet de calculer le coût du chauffage à l'électricité des grands immeubles.

En haut à droite et en bas. L'électricité est indispensable à certains sports et permet d'allonger la durée d'exercice de certains autres.





Autant que possible, la construction se poursuit même en hiver.



complété un circuit de communication téléphonique directe entre le bureau des répartiteurs du réseau de l'Hydro-Québec à Montréal et celui des répartiteurs du réseau du Nouveau-Brunswick à Fredericton.

L'Approvisionnement

Par suite du parachèvement des travaux dans plusieurs chantiers, le coût total des achats de matériaux, d'équipement et de services en 1968 a continué de décroître, s'établissant à $170 228 000, contre $184 967 000 en 1967 et $219 391 000 en 1966.

Le produit de la vente des biens excédentaires s'est élevé à $4 605 351, y compris une somme de $127 565 représentant la valeur d'articles remis à neuf et recyclés ; de plus, une somme de $1 048 000 a été tirée de la vente de biens immobiliers. L'acquisition des droits réels ou des immeubles requis pour l'exécution des grands projets de la Commission dans toute la province a occasionné la négociation de 5 546 achats, servitudes et conventions intéressant un montant global de $3 057 502 contre $4 758 000 en 1967.

En plus de ces activités, la direction générale Approvisionnement s'occupe de pourvoir les régions et les zones des locaux nécessaires à l'exercice de leurs fonctions. Ce travail se trouve retardé d'une part par les limites budgétaires et d'autre part par les baux déjà en vigueur ; cependant, des progrès notables ont quand même été réalisés en 1968.

À la fin de l'année, on achevait de construire un centre administratif à Rimouski pour la région Matapédia et un centre de service à Lévis, pour le secteur Sud de la région Montmorency.

À Hull, l'Hydro-Québec a fait l'acquisition d'un immeuble pour le centre administratif de ce secteur de la région Laurentides. Enfin, à Rouyn-Noranda, le centre administratif de la région et de la zone Abitibi occupe maintenant un total de 22 000 pieds carrés de planchers loués dans deux édifices contigus.

L'informatique

En vue de continuer d'améliorer les méthodes de gestion et d'exploitation, la Commission a confié à un groupe d'étude la tâche de procéder à une analyse complète des services actuellement rendus par les ordinateurs à l'Hydro-Québec, de repérer tous les besoins de l'entreprise dans le domaine de l'informatique et de proposer un plan directeur visant à mettre en place un système intégré d'information fondé sur les techniques les plus modernes.

Après avoir consulté les meilleurs spécialistes en la matière, le groupe a fait une étude approfondie pour comparer les principes et les méthodes qui ont présidé aux principales réalisations actuelles dans l'emploi de l'ordinateur au Canada et aux États-Unis, de même qu'en France et en Angleterre. Le groupe a ensuite procédé à une enquête minutieuse au sein de l'Hydro-Québec, non seulement pour déterminer les moyens existants et les besoins à satisfaire, mais aussi pour fixer les points de départ, définir les étapes et dresser l'ordre de priorité à suivre dans l'implantation de l'informatique.

Le rapport du groupe sera présenté à la fin d'avril 1969.

Avant de couler le béton, on renforce les barres.

Prospection pétrolière

L'étude de la structure géologique des fonds marins autour des îles de la Madeleine dans le golfe Saint-Laurent s'est continuée. Ces travaux de prospection pétrolière sont exécutés par la Société acadienne de Recherches pétrolières (SAREP), une filiale de la Texaco Exploration Company, en vertu d'une convention conclue au début de 1967 entre cette compagnie et l'Hydro-Québec.

Les prospecteurs ont appliqué quatre catégories de méthodes de géophysique en 1968, gravimétriques, magnétiques, électriques et sismiques. L'interprétation de la masse des données recueillies orientera les investigations plus détaillées à entreprendre dans le futur. Les dépenses engagées au cours de l'année se sont élevées à $125 000.

L'Hydro-Québec détient du ministère des Richesses naturelles des permis d'exploration portant sur une étendue d'environ 36 millions d'acres dans l'estuaire et le golfe Saint-Laurent. L'entente conclue avec la compagnie Texaco porte sur une zone de 3 300 000 acres comprenant les îles de la Madeleine et réserve à l'Hydro-Québec, si elle continue d'acquitter la moitié des frais d'exploration, la moitié de toute production éventuelle de gaz naturel ou de pétrole.

Le personnel

Au 31 décembre, les employés permanents étaient au nombre de 11 723, une augmentation de 112 par rapport à 1967, tandis que le personnel des chantiers de construction comptait 4 288 personnes au début d'octobre, soit 2 986 de moins qu'un an auparavant. Les traitements et salaires du personnel de l'exploitation, sans compter les cotisations patronales, se sont élevés à $104 320 000, contre $91 900 000, en 1967, et ceux du personnel des chantiers à $42 977 000, contre $56 301 000 en 1967.

Parmi les personnes qui ont sollicité des emplois auprès de la Commission, 721 ont été embauchées et affectées à des postes permanents. De plus, parmi les étudiants rencontrés dans cinq universités, 25 ont été embauchés. Les nouvelles recrues forment ainsi un total de 746, contre 852 en 1967. Au cours de l'année, 51 employés et 62 retraités sont décédés, 144 employés permanents ont pris leur retraite et 439 autres ont quitté l'Hydro-Québec pour diverses raisons.

Une attention particulière a été accordée au recyclage et à la réadaptation des employés touchés par l'automatisation et la télécommande de certaines centrales, de même qu'au placement des employés temporaires mis à pied par la fermeture de certains chantiers.

Conventions collectives

Sept nouvelles conventions collectives régissant environ 1 800 employés, d'une durée de deux ans, ont été conclues avec divers syndicats sans arrêt de travail.

La convention collective du Syndicat professionnel des Ingénieurs de l'Hydro-Québec, qui groupe des ingénieurs de l'exploitation et de la construction, a été renouvelée et une entente a été conclue avec l'Association des contremaîtres des chantiers Manicouagan-Les Outardes.

Dans le secteur de la construction et des études préliminaires sur le terrain, cinq nouvelles conventions ont été signées, dont une première

entente avec le Syndicat des travailleurs de Bécancour, représentant les employés de métiers de la centrale nucléaire Gentilly. Ce groupe était représenté auparavant par l'Union internationale des journaliers (F.T.Q.).

Les négociations relatives au renouvellement de trois conventions collectives régissant 8 000 employés de métiers, employés de bureau et techniciens ont débuté en décembre.

Bourses d'études

Quatorze bourses d'une valeur globale de $52 000, dont neuf renouvellements, ont été accordées à des employés prometteurs pour leur permettre de poursuivre à plein temps des études universitaires orientées vers les besoins de l'Hydro-Québec et conduisant au diplôme d'ingénieur ou à la maîtrise en sciences ou en administration.

Échange de stagiaires

L'Hydro-Québec a reçu 10 stagiaires de France et a envoyé 24 ingénieurs faire des stages techniques en France. Quelques-uns de ces stagiaires ont aussi fait des séjours dans d'autres pays, tels l'Italie et la Suisse.

Hors de l'Hydro-Québec, des bourses d'une valeur globale de $170 000 ont été accordées à 29 universitaires québécois pour leur permettre de poursuivre des études conduisant à la maîtrise ou au doctorat. À l'avenir, ces bourses seront limitées aux études conduisant à un doctorat en sciences appliquées, en sciences pures, ou en sciences administratives, sociales, économiques et politiques.

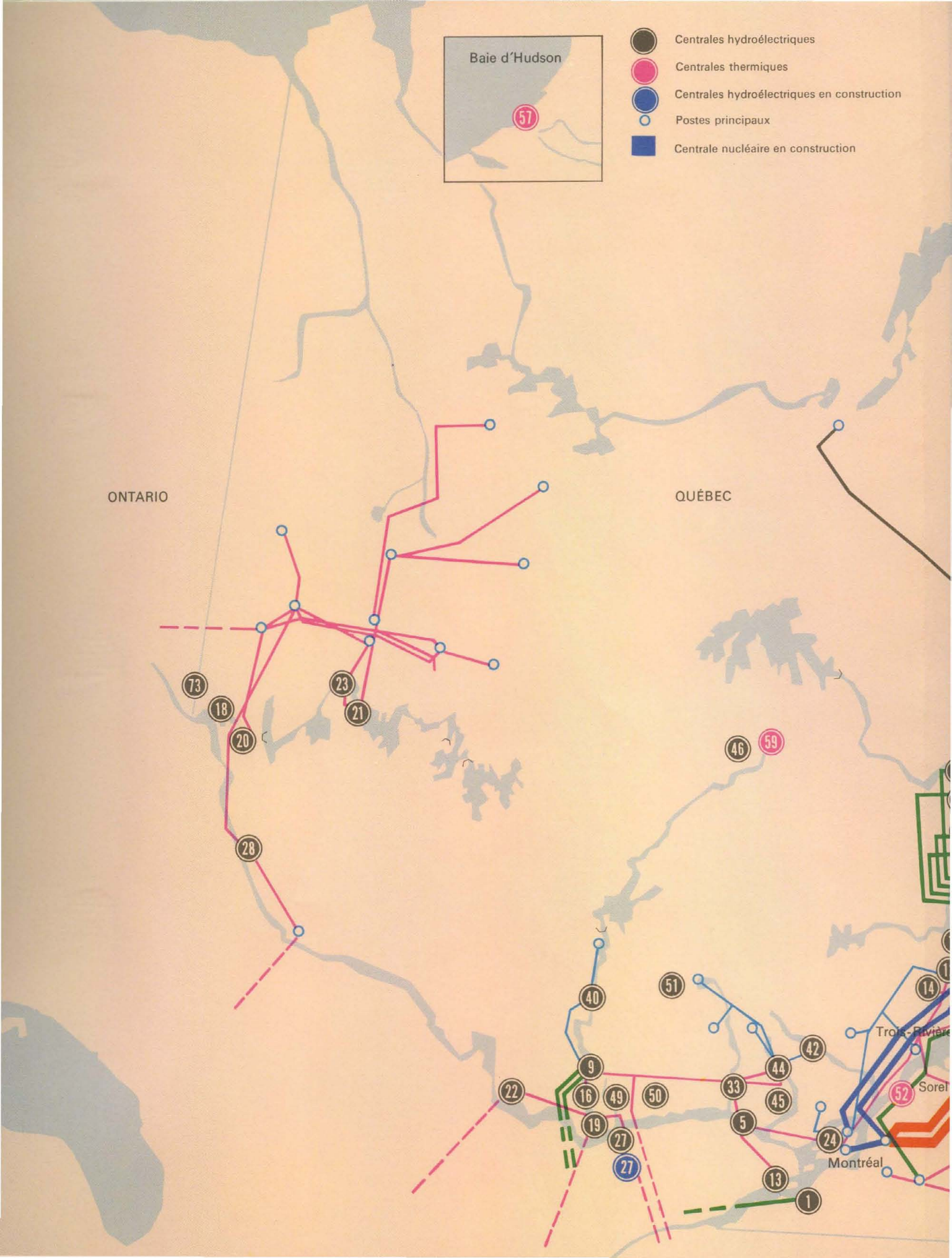
La prévention des accidents

En ce qui concerne la prévention des accidents de travail, l'année 1968 a produit une amélioration sensible. Dans le personnel d'exploitation, l'indice de fréquence des accidents par million d'heures de travail est tombé de 9.9 à 8.1, ce qui a valu à la Commission le certificat que l'Association canadienne de l'électricité accorde chaque année aux services d'électricité qui réduisent leur indice de fréquence de 25% par rapport à la moyenne des trois années précédentes. En tout, il s'est produit 186 accidents, dont deux mortels, contre 217, dont deux mortels, en 1967. Cependant, l'indice de gravité (mesuré par le nombre de journées perdues par million d'heures de travail) s'est accru de 4%.

Dans les chantiers de construction, l'indice de fréquence a fléchi de 21.1 à 21, tandis que l'indice de gravité a marqué une réduction de 32.5%. Le nombre des accidents a baissé de 390 à 270, mais cette amélioration est partiellement due à la diminution du nombre des heures de travail. Il s'est produit deux morts accidentelles, contre cinq en 1967.

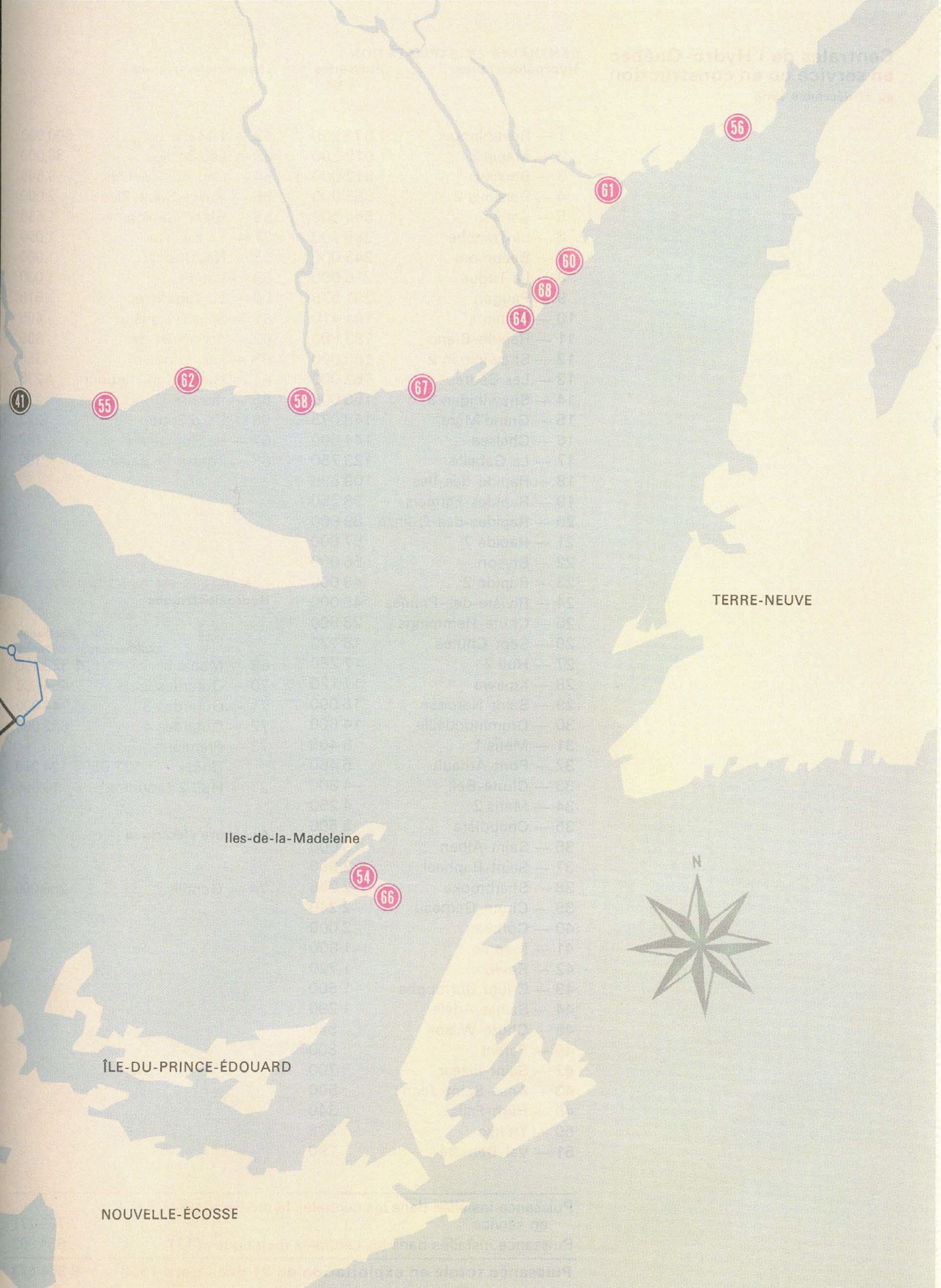
Radioprotection

En prévision de l'entrée de l'Hydro-Québec dans le domaine de l'énergie nucléaire, il a été établi un programme de sécurité nucléaire qui sera mis en vigueur après approbation par la Commission de l'Énergie atomique du Canada. On s'occupe aussi de former des spécialistes en radioprotection et de leur faire acquérir l'expérience pratique requise dans divers secteurs de l'industrie nucléaire.



Baie d'Hudson
57
Centrales hydroélectriques
Centrales thermiques
Centrales hydroélectriques en construction
Postes principaux
Centrale nucléaire en construction
ONTARIO
QUÉBEC
73
18
20
23
21
28
46
59
40
51
14
Trois-Rivière
42
44
9
22
16
49
50
33
45
52
Sorel
19
27
5
24
27
Montréal
13
1

735 kV
735 kV en construction
300 kV
300 kV en construction
220-230-240 kV
161 kV
110-115-120 kV
66-69 kV
Sept-Iles
Fleuve Saint-Laurent
Baie-Comeau
Hauterive
Gaspé
Lac
Saint-Jean
Rimouski
Québec
NOUVEAU-BRUNSWICK
ÉTATS-UNIS


56
61
60
68
64
62
67
58
55
41
TERRE-NEUVE
Iles-de-la-Madeleine
54
66
N
ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD
NOUVELLE-ÉCOSSE

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

au 31 décembre 1968

CENTRALES EN EXPLOITATION

Hydroélectriques	Puissance (kilowatts)
1 — Beauharnois	1 574 260
2 — Manic 2	1 015 200
3 — Bersimis 1	912 000
4 — Bersimis 2	655 000
5 — Carillon	654 500
6 — La Trenche	286 200
7 — Beaumont	243 000
8 — La Tuque	216 000
9 — Paugan	201 975
10 — Manic 1	184 410
11 — Rapide-Blanc	183 600
12 — Shawinigan 2	163 000
13 — Les Cèdres	162 000
14 — Shawinigan 3	150 000
15 — Grand'Mère	148 075
16 — Chelsea	144 000
17 — La Gabelle	123 750
18 — Rapide-des-Îles	109 890
19 — Rapides-Farmers	98 250
20 — Rapides-des-Quinze	89 600
21 — Rapide 7	57 000
22 — Bryson	56 000
23 — Rapide 2	48 000
24 — Rivière-des-Prairies	45 000
25 — Chute-Hemmings	28 800
26 — Sept-Chutes	18 720
27 — Hull 2	17 280
28 — Kipawa	17 120
29 — Saint-Narcisse	15 000
30 — Drummondville	14 600
31 — Métis 1	6 400
32 — Pont-Arnault	5 450
33 — Chute-Bell	4 800
34 — Métis 2	4 250
35 — Chaudière	3 500
36 — Saint-Alban	3 000
37 — Saint-Raphael	2 550
38 — Sherbrooke	2 256
39 — Chute-Garneau	2 240
40 — Corbeau	2 000
41 — Magpie	1 800
42 — Rawdon	1 720
43 — Chute-Burroughs	1 600
44 — Sainte-Adèle	1 280
45 — Chute-Wilson	840
46 — Parent	800
47 — Saint-Elzéar	700
48 — Anse-Saint-Jean	500
49 — High-Falls	340
50 — Thurso	275
51 — Val-Barrette	190

Thermo-électriques	
52 — Tracy	600,000
53 — Les Boules	36,000
54 — Cap-aux-Meules	9,665
55 — Havre-Saint-Pierre	2,000
56 — Blanc-Sablon	1,550
57 — La Baleine	1,000
58 — Natashquan	1,000
59 — Parent	1,000
60 — La Tabatière	515
61 — Saint-Augustin	465
62 — Johan-Beetz	355
63 — Lac-Édouard	350
64 — Harrington Harbour	275
65 — Île-aux-Grues	225
66 — Île-d'Entrée	222
67 — La Romaine	180
68 — Tête-à-la-Baleine	100

CENTRALES EN CONSTRUCTION

Hydroélectriques

	en exploitation	installation définitive
69 — Manic 5		1 322 400
70 — Outardes 2		454 000
71 — Outardes 3		744 000
72 — Outardes 4		632 000
73 — Première-Chute	31 050	124 200
27 — Hull 2 (addition)		10 000

Nucléaire électrique

74 — Gentilly	250 000

Puissance installée dans les centrales hydroélectriques (51) en service	7 709 771
Puissance installée dans les centrales thermiques (17)	654 902
Puissance totale en exploitation au 31 décembre 1968	**8 364 673**