1980

HYDRO-QUÉBEC ANNUAL REPORT

1980 HYDRO-QUÉBEC ANNUAL REPORT

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 8 1981
McGILL UNIVERSITY

Facts in Figures

Financial Situation(1)
(in millions of dollars)

	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971
Total assets	**18,012**	15,505	12,886	10,649	9,133	7,068	5,814	5,088	4,640	4,249
Net value of property and plant in service	**10,760**	7,691	5,396	4,879	4,703	4,215	3,955	3,894	3,721	3,435
Construction work in progress	**5,878**	6,565	6,221	4,283	2,634	1,970	1,197	752	465	411
Long-term debt	**12,492**	10,687	9,095	7,653	6,647	5,001	4,062	3,513	3,229	2,928
Reserves or net worth	**4,374**	3,628	2,882	2,359	1,977	1,667	1,437	1,260	1,140	1,041
Annual investments in fixed assets	**2,589**	2,817	2,588	1,950	1,267	1,142	616	551	424	389
Revenue from sales of electricity	**2,413**	1,956	1,600	1,263	1,071	904	783	662	569	524
Total operating and interest charges	**1,698**	1,231	1,099	904	781	692	621	554	481	408
Net income before allocations to reserves	**746**	746	523	382	311	230	177	121	99	128

Indicators of Growth

Priority requirements (2) in billions of kilowatthours	**99.1**	91.6	89.7	82.8	79.7	71.0	69.2	62.4	58.2	53.8
Priority requirements (3) in megawatts (4)	**19,385**	17,582	17,059	15,785	14,783	13,337	11,932	11,446	10,244	9,435
Installed capacity in megawatts (5)	**16,862**	14,475	12,979	12,523	12,409	11,356	11,123	11,148	11,107	11,107
Sales of electricity in billions of kilowatthours	**104.0**	97.0	92.6	87.5	85.2	77.5	77.9	69.2	61.0	52.8
Total number of customer accounts (in thousands)	**2,416**	2,372	2,318	2,265	2,188	2,136	2,081	2,017	1,943	1,895

(1) The consolidated financial statements comprise the financial statements of Hydro-Québec and all its subsidiaries, including the Société d'énergie de la Baie James.

(2) The electricity that Hydro-Québec must provide under its mandate as defined in section 22 of the Hydro-Québec Act: "The object of the Corporation shall be to supply power to the... citizens of this Province at the lowest rates consistent with sound financial administration." Priority requirements therefore exclude sales of surplus electricity in Québec and deliveries outside Québec.

(3) At the time of the system peak demand for the winter beginning in December of each year.

(4) 1 megawatt = 1,000 kilowatts.

(5) Since 1972, in addition to its own installed capacity, Hydro-Québec has also had access to most of the production of the Churchill Falls powerhouse, which has a rated capacity of 5,225 megawatts.

Gouvernement du Québec
Cabinet du ministre de l'Énergie et des Ressources

Monsieur Claude Vaillancourt
Président de l'Assemblée nationale
Québec

Monsieur le Président,

I have the honor of presenting to you the annual report of Hydro-Québec for the year ended December 31, 1980.

Yours respectfully,

Yves Duhaime
Le ministre de l'Énergie et des Ressources
Québec, May 15, 1981

Contents

5
The Minister's letter to the President of the National Assembly

7
Comments by the Chairman of the Board and the President and Chief Executive Officer of Hydro-Québec

8
Board of Directors of Hydro-Québec, Société d'énergie de la Baie James and Hydro-Québec International

9
Officers of Hydro-Québec
Officers of Société d'énergie de la Baie James
Officers of Hydro-Québec International

11
Financial Results

19
Sales

25
Interconnections

31
Production

35
Construction

45
Human Resources

51
Preparing for the Future

61
Hydro-Québec and its Subsidiaries

F1
Financial Statements and Statistics

Inside Back Cover
Map of System's Main Features
List of Generating Stations

Joseph Bourbeau and Robert A. Boyd sign the 1980 financial statements. Standing: Jean Bernier, secretary of Hydro-Québec.

Comments by the Chairman of the Board and the President and Chief Executive Officer

In keeping with the Québec government's proposed energy policy, Hydro-Québec's activities in 1980 concentrated on developing greater energy self-sufficiency for Québec — an important objective in view of the various disturbances which continued to affect the world energy scene.

Québec is privileged to possess abundant water resources offering distinct advantages for system operation and reliability of supply. As a result, electricity will play an increasingly important role in Québec's energy picture to the end of the century. To pursue this course effectively, Hydro-Québec can draw upon the experience acquired during its 36-year history.

In 1980 Hydro-Québec passed a number of important milestones; some were significant because they reveal the progress of its activities, others because they shape the utility's future.

Among the year's most noteworthy milestones was the commissioning of more than 2 million kilowatts of new generating capacity. This was the largest amount ever brought on line by the utility in a single year and increased total capacity by 16.5%. Nearly all of the additional capacity is at LG 2 powerhouse, in the James Bay region, where seven new generating units started operating alongside the four placed in service in 1979. LG 2, the largest of the four powerhouses of the La Grande hydroelectric complex, is the first to be placed in service.

Another milestone was reached in the amount of gross revenue, which for the first time surpassed $2 billion. Coincidentally, the year's borrowings also exceeded the $2-billion mark for the first time.

Despite the record revenue, net income remained at approximately the same level as in the previous year, after having increased steadily for 10 years.

This result is largely due to the increase in the amount of interest allocated to operating expenses rather than to capital expenditures and to the operating expenses for the new installations. These two elements are not immediately offset by a commensurate increase in sales — a normal result when large generating units are added to a hydroelectric system.

Hydro-Québec has prepared a plan for new installations to cover the needs of the 1980s and anticipate those to the end of the century; the plan was submitted to the Québec government and outlined to the public. It is designed so that it can be adapted to circumstances and to changes in the broad energy sector, especially in regard to electrical energy.

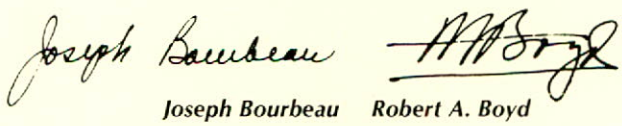
Two areas of concern for the immediate future are developments regarding Churchill Falls and the reliability of the Hydro-Québec system.

First, Churchill Falls: in December 1980 the Newfoundland House of Assembly passed a law which, if implemented, would have the effect of canceling the rights of Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited on the upper Churchill River and rendering it unable to honor its commitments to Hydro-Québec. Hydro-Québec intends to take all the necessary steps to protect the rights it holds under the contract signed in May 1969.

The second matter for concern is system reliability. The number of distribution outages during 1980 underscored the need for improvement in this area. System reliability, a vital part of the service provided to our customers, is one of the utility's main preoccupations.

In this review of the year's activities we wish to thank all employees, whose support has been a major factor contributing to the achievements of the past year. The year 1979 saw the signing of important collective agreements. In 1980, the board of directors was able to concentrate on other aspects of personnel management. For example, a survey conducted by an outside firm shed light on the utility's labor relations. In the coming years, increased attention will be paid to training and to relations between Hydro-Québec and the unions, as well as to the area of safety.

We would also like to acknowledge the contribution made by Messrs. Roland Giroux and André Thibaudeau, whose term as directors expired at the end of September 1980, and to welcome Mrs. Jeanne d'Arc Vaillant and Mr. Pierre Goyette, who have joined us since then. Finally, we wish to pay special tribute to Mr. Lucien Saulnier who for two years served as chairman of the board of Hydro-Québec and its subsidiaries.

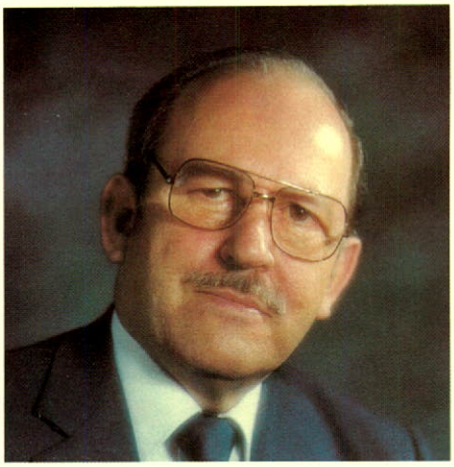


Joseph Bourbeau
Chairman of the Board of Hydro-Québec and its subsidiaries

Robert A. Boyd
President and Chief Executive Officer of Hydro-Québec

May 12, 1981

Board of Directors of Hydro-Québec, Société d'énergie de la Baie James and Hydro-Québec International*



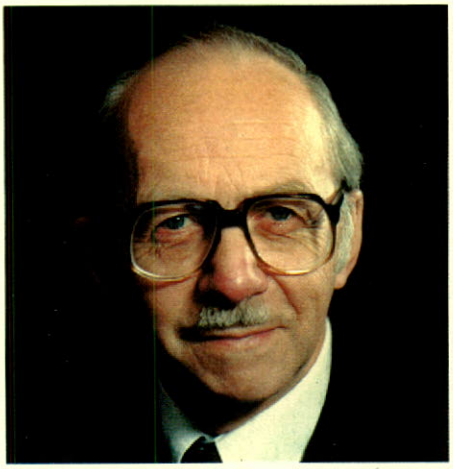
Chairman
Joseph Bourbeau

Members
Robert A. Boyd
Nicolle Forget
Georges Gauvreau
Pierre Goyette
Hervé Hébert
Pierre Laferrière
Claude Laliberté
Claude Roquet
Lucien Saulnier
Jeanne d'Arc Vaillant

**The composition of the board of directors was changed on October 9, 1980. Mr. Lucien Saulnier was chairman before that date and Mr. Joseph Bourbeau succeeded him. Messrs. Roland Giroux, Guy Monty and André Thibaudeau left the board and Mrs. Jeanne d'Arc Vaillant and Mr. Pierre Goyette joined the board. Mr. Guy Monty is president and chief executive officer of Hydro-Québec International and also a member of that company's board of directors.*

Officers

Officers of Hydro-Québec



President and Chief Executive Officer
Robert A. Boyd

Vice-presidents

Administration
Jean Boulanger

Construction Program
Paul Amyot

Customer Relations and Regions
Pierre Godin

Finance
Edmond A. Lemieux

Human Resources
Jacques Durocher

Information
Marcel Couture

Production and Transmission
Jean-J. Villeneuve

Secretary
Jean Bernier

Chief Counsel
André E. Gadbois

General Auditor
Marcel Jean

Director of Corporate Planning
Robert Volders

Director of Environmental Planning
Michel De Broux

Director of l'Institut de recherche d'Hydro-Québec
Lionel Boulet

Treasurer
Georges Lafond

Assistant to the President and Chief Executive Officer
Micheline Bouchard

Officers of Société d'énergie de la Baie James

President and Chief Executive Officer
Claude Laliberté

Vice-presidents

Administration
Gilles Bacon

Engineering and Development
Gilles Marinier

Projects
Laurent Hamel

Project Director, La Grande — Phase I
Claude Pelchat

Secretary
Jean Bernier

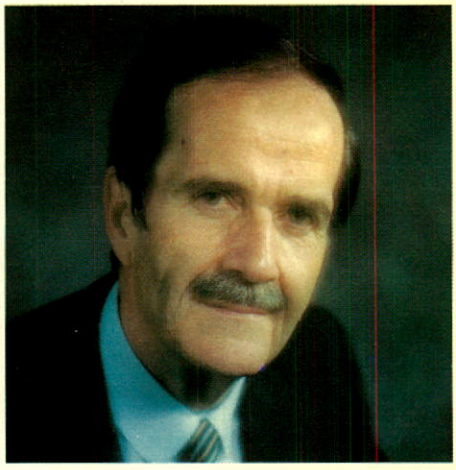
Chief Counsel
John Lussier

Chief Auditor
André Potvin

Treasurer
Georges Lafond

Director of Public Relations
François Aubin

Officers of Hydro-Québec International



President and Chief Executive Officer
Guy Monty

Vice-presidents

Administration
Michel-André Demers

Marketing
Michel P. Boudriau

Project Management
Paul F. Tremblay

Secretary
Jean Bernier

Treasurer
Georges Lafond

Assistant to the President and Chief Executive Officer
Alex Beauvais

It will take two dams and 43 dikes to block the Caniapiscau River and create one of the largest reservoirs in the La Grande complex.

Financial Results*

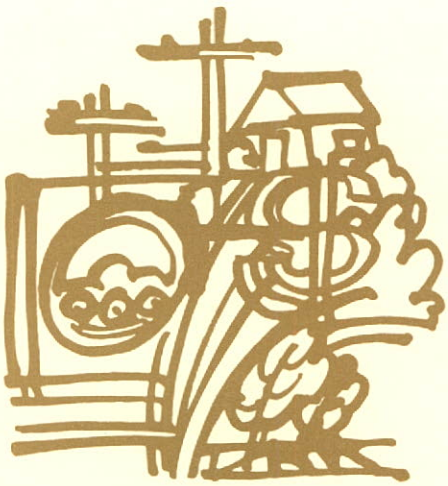
The economic slowdown that was beginning to be felt in North America at the end of 1979 continued into 1980. Although there was a slight recovery by year-end, it was not sufficient to have a significant effect on Canada's gross national product, which rose by only 0.1%, in real terms, compared with 2.7% the previous year. In Québec, the gross domestic product rose by 0.3% in 1980, compared with 3.2% in 1979.

In real terms, personal disposable income in Québec and Canada as a whole increased only slightly in 1980. Moreover, high interest rates, unemployment and inflation affected the confidence of consumers and slowed down their spending. The housing sector had a disappointing year due to high mortgage rates and the slow growth of personal disposable income.

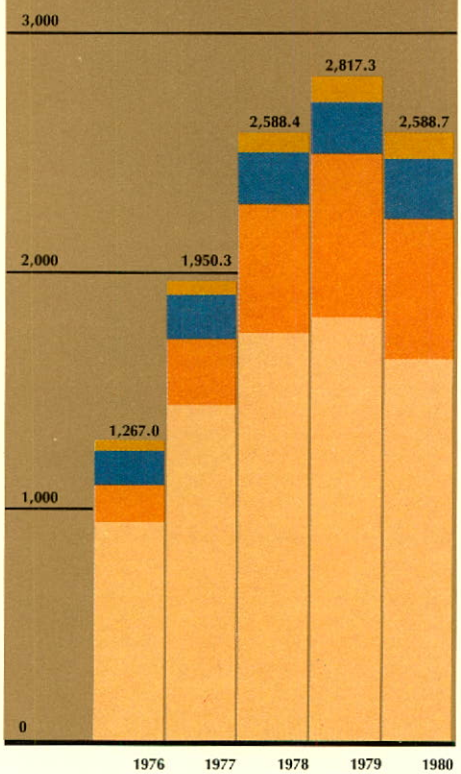
Despite this situation, non-housing investments in real terms increased markedly in Canada as a whole, mainly because of investments in the energy sector. In Québec, however, investments outside the housing sector decreased in real terms.

For several of Hydro-Québec's largest industrial customers normal operations resumed after lengthy work stoppages in 1979, and electricity consumption in the industrial sector increased as a result. Residential sales, which constitute Hydro-Québec's largest source of revenue, were up by 7.6%, which was more than in the previous year. This increase was due to below-normal temperatures and the growing use of electricity for space heating.

**Words in italics in this section are terms used in the Financial Statements and Statistics.*



Capital expenditures by major sector 1976-1980
(in millions of dollars)



	1976	1977	1978	1979	1980
Miscellaneous*	28.5	42.2	76.1	93.8	80.4
Distribution	126.5	187.5	215.5	211.5	259.7
Transmission	153.8	284.1	545.0	687.7	594.0
Generation	958.2	1,436.5	1,751.8	1,824.3	1,654.6

**Includes general property and construction, operating and research facilities.*

Hydro-Québec's financial results must thus be viewed in the light of North American economic uncertainty.

During 1980 one event had a particularly significant effect on the financial results. That was the commissioning at LG 2 powerhouse, in the James Bay region, of the largest amount of generating capacity that Hydro-Québec has ever placed in service in a single year. Whenever new plant is commissioned, interest costs cease to be charged to *construction work in progress* and are recorded under operating expenses.

In 1980 the record amount of interest charged to operations offset the effects of the increase in gross revenue and helped hold net income at the same level as in 1979. The LG 2 commissionings explain the changes in several other items in the financial statements.

Gross revenue in 1980 totaled $2,443,586,000, compared with $1,977,558,000 in 1979. This 23.6% increase was largely attributable to higher electricity rates effective January 1, which brought in additional revenue of $245,616,000, and to increased electricity consumption.

Total *expenses*, including *interest*, amounted to $1,697,503,000, compared with $1,231,347,000 in 1979. This 37.9% increase was mainly the result, as already mentioned, of the commissioning of seven units at LG 2, which increased both depreciation and interest charges. To this must be added the effects of inflation, changes in municipal tax laws, and increased operating costs.

◁ *The La Grande 4 by-pass canal in the James Bay region is an example of the large-scale preparations needed for the development of Québec's hydraulic resources.*

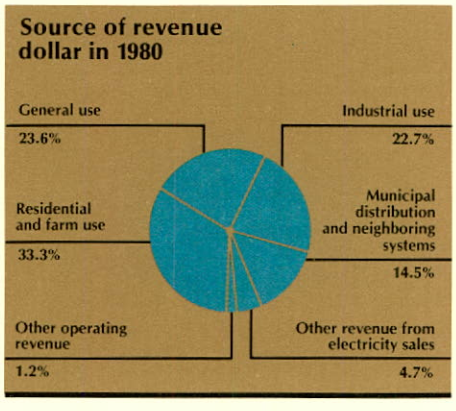
Because the increase in expenses exceeded the increase in revenue, *net income before allocations to reserves* did not grow as it had in the previous decade, but remained more or less stationary at $746,083,000. In an electrical utility the increased operating costs and other expenses following commissioning of new generating or transmission facilities are not immediately offset by a compensating increase in revenue.

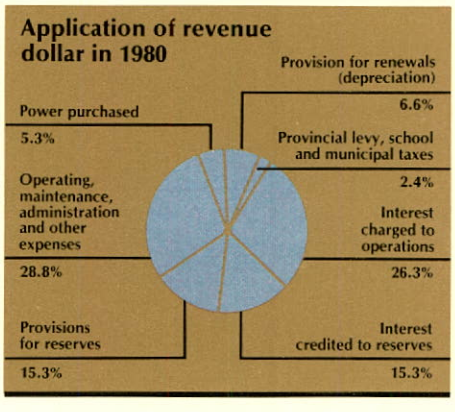
Also as a result of the commissionings at LG 2, the net value of *property and plant in service* was $10,759,511,000 at year-end, and the value of *construction work in progress* was $5,878,303,000. At the end of 1979 these items stood at $7,691,247,000 and $6,565,439,000 respectively.

Revenue

In 1980, revenue from *sales of firm electricity* totaled $2,171,236,000, or 21.7% more than in 1979, when revenue from such sales increased 19.0%. Sales to Québec customers represented 96.5% of the 1980 total.

Sales of surplus electricity brought in $241,625,000, or 40.0% more than the $172,531,000 received the previous year. About 93.0% of these sales were made outside Québec.





Expenditures

Operating, maintenance, administration and other expenses rose 26.4% to $704,787,000, against $557,662,000 in 1979. This increase is attributable mainly to higher employee benefits and salaries, to an increase in personnel, and to inflation, which reached 11.3% in Québec in 1980. To this must be added the operating costs of new plant.

Depreciation rose from $138,436,000 to $161,324,000, with the commissioning of new plant.

Gross *interest* costs (see Note 3 to the Consolidated Financial Statements) totaled $1,350,294,000, compared with $1,102,719,000 in 1979. This 22.5% increase was primarily the result of larger debt, the devaluation of the Canadian dollar and high interest rates on new borrowings.

The *interest* expenditure listed in the *Consolidated Statement of Operations* amounted to $643,120,000, compared with $381,027,000 the previous year. This increase reflected new and substantial additions to plant in service.

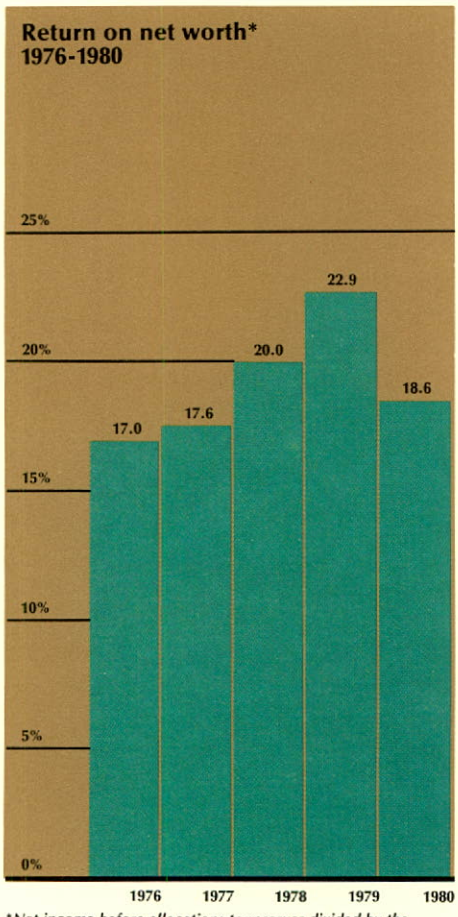
Capital expenditures

Plant investments for the year totaled $2,588,661,000, which was 20.5% of total estimated investments in Québec. More than $1,733,666,000 of this amount was invested in construction of the La Grande complex and the transmission lines required to carry power from the James Bay area to the major consumption centres. In 1979 plant investments amounted to $2,817,259,000.

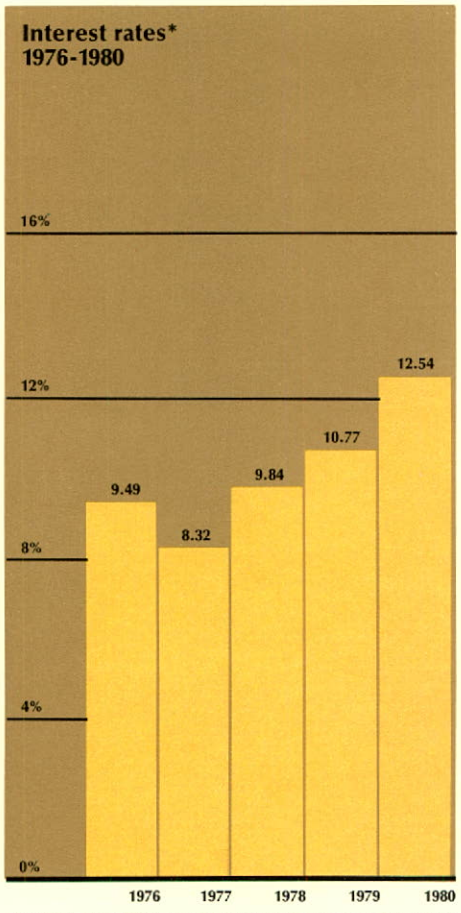
After growing steadily for ten years, capital expenditures have now reached a plateau. This is explained by the fact that many of the major installations in Phase 1 of the La Grande project are now

completed, that the work on Phase 2 is just beginning and that construction has not yet started on the major projects of the 1980s, namely Grande Baleine, Nottaway-Broadback-Rupert and Delaney.

The utility's *assets* totaled $18,012,459,000 at December 31, 1980; the corresponding figure was $15,504,975,000 at the end of 1979. In terms of assets, Hydro-Québec remains the largest of Canada's industrial and commercial enterprises.



*Net income before allocations to reserves divided by the average of reserves at the beginning and end of each year.



*Average annual effective interest rate on long-term borrowings contracted each year.

Financing

Under this heading, the main event of the year was the fact that borrowings exceeded the $2-billion mark, with long-term borrowings yielding a net amount of $2,155,635,000, compared with $1,766,109,000 in 1979. Since 1971 the annual increase in borrowings has averaged 25.1%.

The net volume of borrowings on the Canadian market totaled $1,001,162,000, compared with $905,585,000 in 1979. These figures reflect the tendency established last year to make greater use of the Canadian money market, whenever this market can meet Hydro-Québec's needs. Borrowings on the Canadian market reached 46.9% of total borrowings in 1980, compared with 52.1% in 1979, and 24.3% in 1978.

Financing had to be carried out against a background of financial restraints and higher interest rates. The average annual effective interest rate on borrowings contracted in 1980 was 12.54%, compared with 10.77% in 1979.

Financial situation

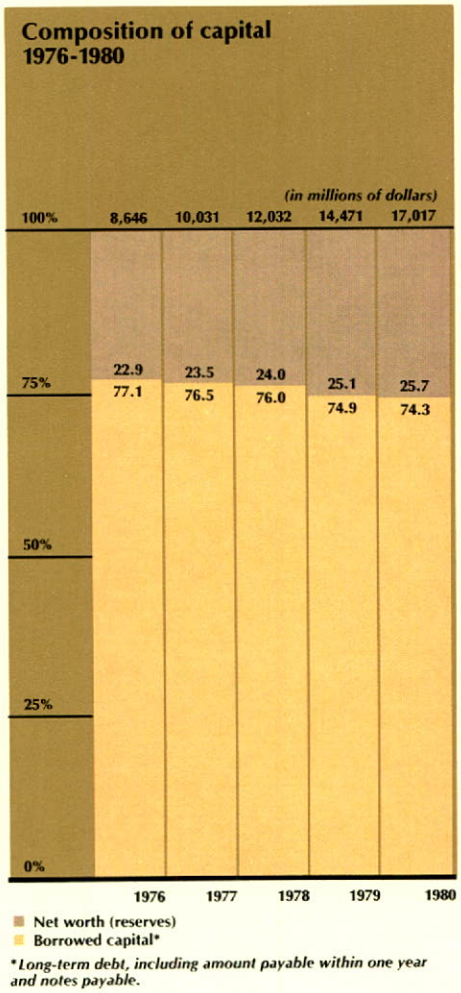
The cash position at December 31, 1980, comprising *cash and short-term investments* ($244,176,000), less *bank indebtedness* ($3,398,000), stood at $240,778,000. This level is considered adequate in view of the more than $1 billion available to Hydro-Québec through lines of credit.

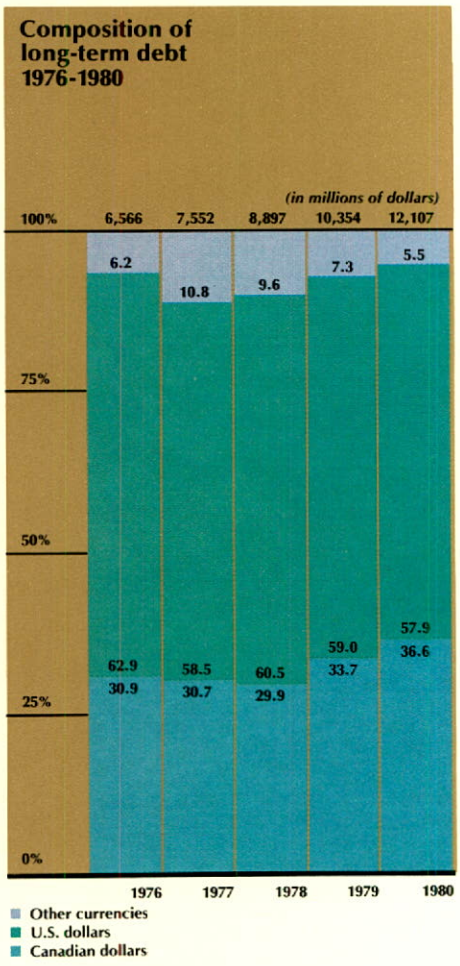
The *Consolidated Statement of Changes in Financial Position* shows that *total financial resources provided by operations* reached $945,703,000 in 1980, an increase of 2.9% over the 1979 figure of $918,914,000. Some $372,793,000 of this amount was used to redeem long-term debt and make purchases for sinking funds. The balance of

$572,910,000 was used to finance 22.1% of *investments in fixed assets*.

Net worth

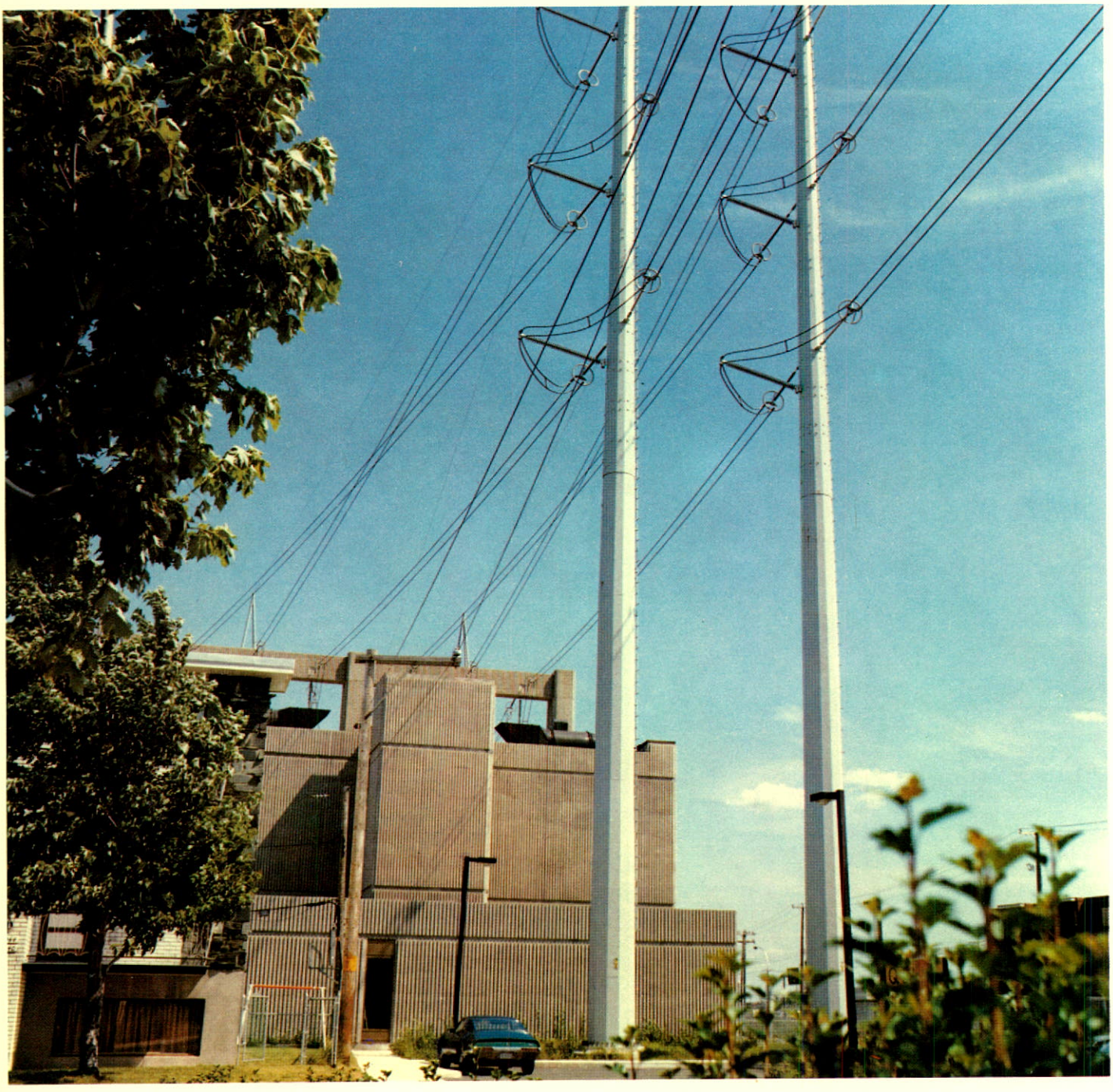
Net worth, comprising the reserves accumulated since Hydro-Québec's creation in 1944, totaled $4,374,109,000 at the end of 1980, compared with $3,628,026,000 one year before. At year-end net worth represented 25.7% of invested capital, which is the total of *reserves, notes payable* and *long-term debt* (including the *amount payable within one year)*. The corresponding figure at the end of 1979 was 25.1%.





Substations and power lines are a vital link between flowing rivers and energy-consumption centres.

Hertel substation, one of the five substations in the 735-kilovolt loop designed to improve the reliability of the electricity supply to the Montreal area.



Sales

Total sales in 1980 amounted to 104.0 billion kilowatthours, an increase of 7.2% compared with 1979. The revenue from these sales was $2,412,861,000.

Sales of firm electricity accounted for 87.8% of the total, and the remaining 12.2% were sales of surplus electricity. This breakdown is virtually the same as in 1979. The term "firm electricity" is used to describe power whose delivery is normally guaranteed by Hydro-Québec. Surplus electricity is sold without guarantee of supply continuity.

Sales of firm and surplus electricity in Québec, representing 83.2% of total sales, amounted to 86.6 billion kilowatthours, or 7.4% more than in 1979 when the increase had been only 1.4%.

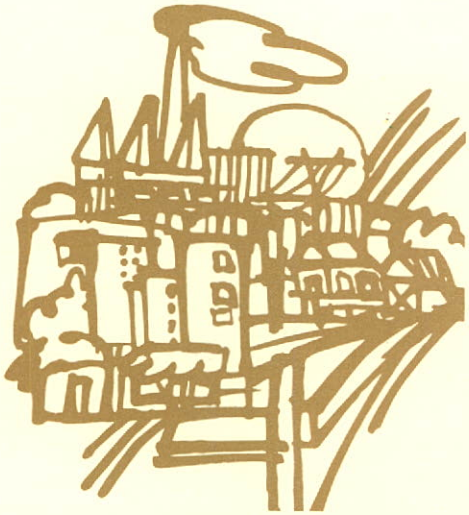
Sales outside Québec totaled 17.4 billion kilowatthours, up 6.4% over the previous year, when an increase of 24.8% was recorded as a result of the commissioning of the interconnection with the Power Authority of the State of New York (PASNY) and the subsequent increase in sales to the United States.

Sales of firm electricity in Québec

In 1980 nearly all (97.9%) of the power sold in Québec was firm electricity. These sales are divided into eight categories, as described in the following paragraphs.

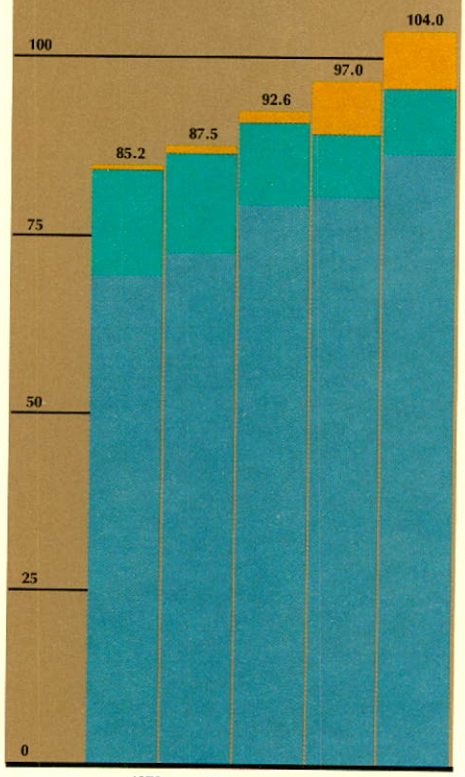
Residential customers

About one third (32.9%) of the firm electricity sold in Québec during the year was delivered to residential customers, who received 27.9 billion kilowatthours. These sales produced $768,292,000 in revenue, which was 21.6% more than in 1979.



Breakdown of total electricity sales inside and outside Québec 1976-1980

(in billions of kilowatthours)



	1976	1977	1978	1979	1980
United States	0.5	0.6	1.4	7.7	8.1
Other provinces	15.1	14.1	11.7	8.7	9.3
Québec	69.6	72.8	79.5	80.6	86.6

Total consumption in this category increased 7.6% in 1980. This was more than the 5.6% increase in the previous year but less than the 9.7% average annual growth recorded over the last five years.

The 1980 increase in residential consumption was attributable to two main factors. First, the mild temperatures at the beginning of the year were followed by particularly cold weather from September to December, with the result that the number of degree-days for the year was 9.0% more than the average. Second, about 84% of new dwelling units completed during the year are using electric heating. In addition, 35,500 existing dwellings were converted to electric heating, compared with 28,000 in 1979 and 17,000 in 1978.

At year-end the number of residential customer accounts totaled 2,075,131, or 1.9% more than one year before. Average consumption per account rose 5.3%, compared with a 3.0% rise in 1979.

Farm customers

Sales to farm customers totaled 1.7 billion kilowatthours and produced revenue of $45,123,000.

Consumption by these customers rose 6.2% even though the total number of farm accounts decreased by 1.3%. This decrease reflects the continuing concentration in Québec's farming sector and the steady decline in the total number of farms in recent years.

There were 70,733 farm accounts, compared with 71,639 in 1979.

THE QUEEN ELIZABETH

CN

◁ *Montreal, the largest electricity-consumption centre in Québec.*

General-use customers

This category comprises commercial customers, schools, hospitals, hotels, some apartment houses, office buildings, etc. The 18.3 billion kilowatthours sold to these customers in 1980 accounted for 21.6% of the sales of firm electricity in Québec. The revenue from these sales was $576,450,000.

The rate of growth of general-use sales is declining. It was 7.0% in 1978, 4.7% in 1979 and 3.5% in 1980. The decline can be explained in part by the small increase in retail business activity and the fact that energy-conservation programs implemented in recent years in several commercial establishments have begun to affect electricity consumption.

The number of customer accounts in this category increased 2.7% but the average consumption per account increased very little.

Industrial customers

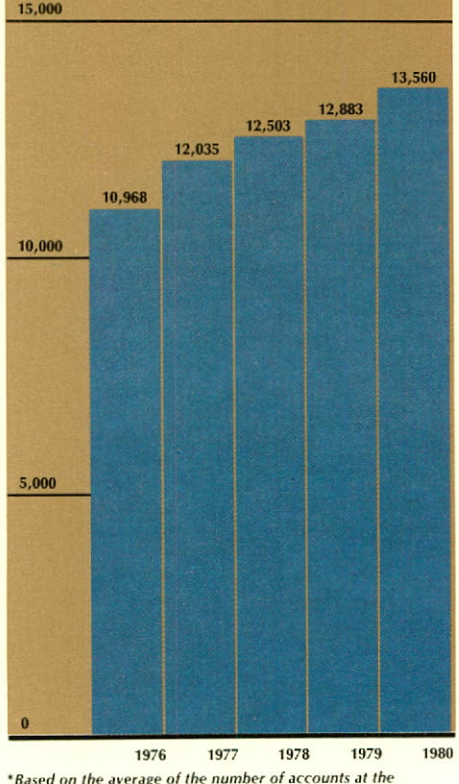
Sales to industrial customers totaled 31.5 billion kilowatthours and produced $540,935,000 in revenue. They accounted for 37.2% of firm electricity sales in Québec and 25.8% of the revenue from all such sales.

Consumption by industrial customers rose 5.9% in 1980. The year before, the increase was only 1.2%, mainly because of prolonged work stoppages in some sectors that normally consume large quantities of electricity. As a result, the growth rate for industrial sales picked up during the year but declined towards year-end.

The particular situation of each industrial sector was reflected in its consumption of electricity. For example, the pulp and paper industry recorded a 2.1% drop in electricity consumption owing to the economic slowdown in the United States, which affected the industry's exports. Consumption by the electrometallurgy industry rose 25.3%, as it was catching up after work stoppages in 1979. The chemical industry consumed 8.0% more electricity. Metal-ore mining consumed 2.3% more but nonmetal-ore mining consumed 10.8% less, with the result that electricity consumption by the mining industry as a whole declined 1.2%. In the manufacturing sector, iron and steel companies consumed 11.2% more electricity, while cement plants consumed 12.5% less because of reduced construction activity.

There were 11,398 industrial customer accounts at December 31, 1980, compared with 11,257 at the end of 1979.

Average annual consumption per residential account* 1976-1980
(in kilowatthours)



*Based on the average of the number of accounts at the beginning and end of each year.

Municipal distribution systems

Sales to municipal distribution systems declined 1.7%, mainly because Hydro-Québec acquired several such systems during the year. Revenue from these sales amounted to $48,011,000, an increase of 13.5%.

Neighboring systems in Québec

Sales of firm electricity to neighboring systems within the province totaled 212 million kilowatthours, or 5.1% less than in 1979, and produced revenue of $2,873,000, an increase of 12.6%.

Other sales

This category includes public lighting, public transportation, and Hydro-Québec's construction sites. These sales totaled 1.1 billion kilowatthours, against 915 million in 1979, for a total revenue of $51,997,000.

Increase in unbilled sales

This category accounted for 1.5 billion kilowatthours and revenue of $62,305,000.

Sales of surplus electricity in Québec

Sales of this type increased 20.0% to reach 1.8 billion kilowatthours, and produced $16,942,000 in revenue. Most of this electricity was sold to industrial customers and neighboring systems within the province.

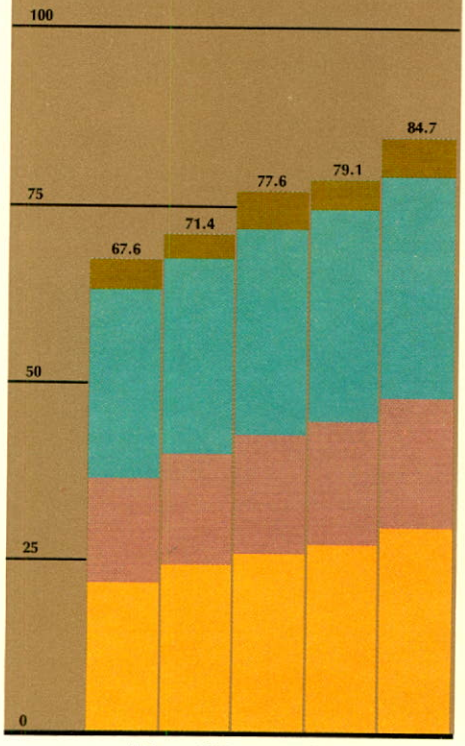
Sales outside Québec

Sales outside the province totaled 17.4 billion kilowatthours, comprising 6.5 billion kilowatthours of firm electricity and 10.9 billion of surplus electricity. The revenue from these sales was $299,933,000, or 35.6% more than in the previous year, and it accounted for 12.3% of Hydro-Québec's total revenue.

Roughly half of the firm electricity was delivered to the United States and half to other Canadian provinces (3.3 billion kilowatthours to the U.S., and 3.2 billion to other provinces). The revenue was $75,250,000, up 24.7% over 1979.

Some 4.8 billion kilowatthours of surplus electricity were delivered to the United States and 6.1 billion to other Canadian provinces. Revenue from these sales totaled $224,683,000, or 39.6% more than the previous year.

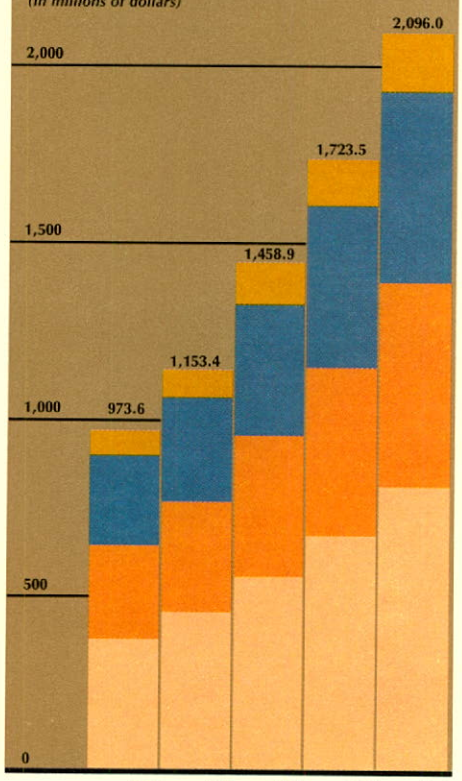
Breakdown of firm electricity sales in Québec by category of use 1976-1980
(in billions of kilowatthours)



	1976	1977	1978	1979	1980
Other uses*	4.3	3.5	5.2	4.1	5.3
Industrial	27.0	27.7	29.4	29.8	31.5
General	14.7	15.8	16.9	17.7	18.3
Residential and farm	21.6	24.4	26.1	27.5	29.6

**Includes sales to municipal distribution systems and neighboring Québec systems, increase in unbilled sales, and other.*

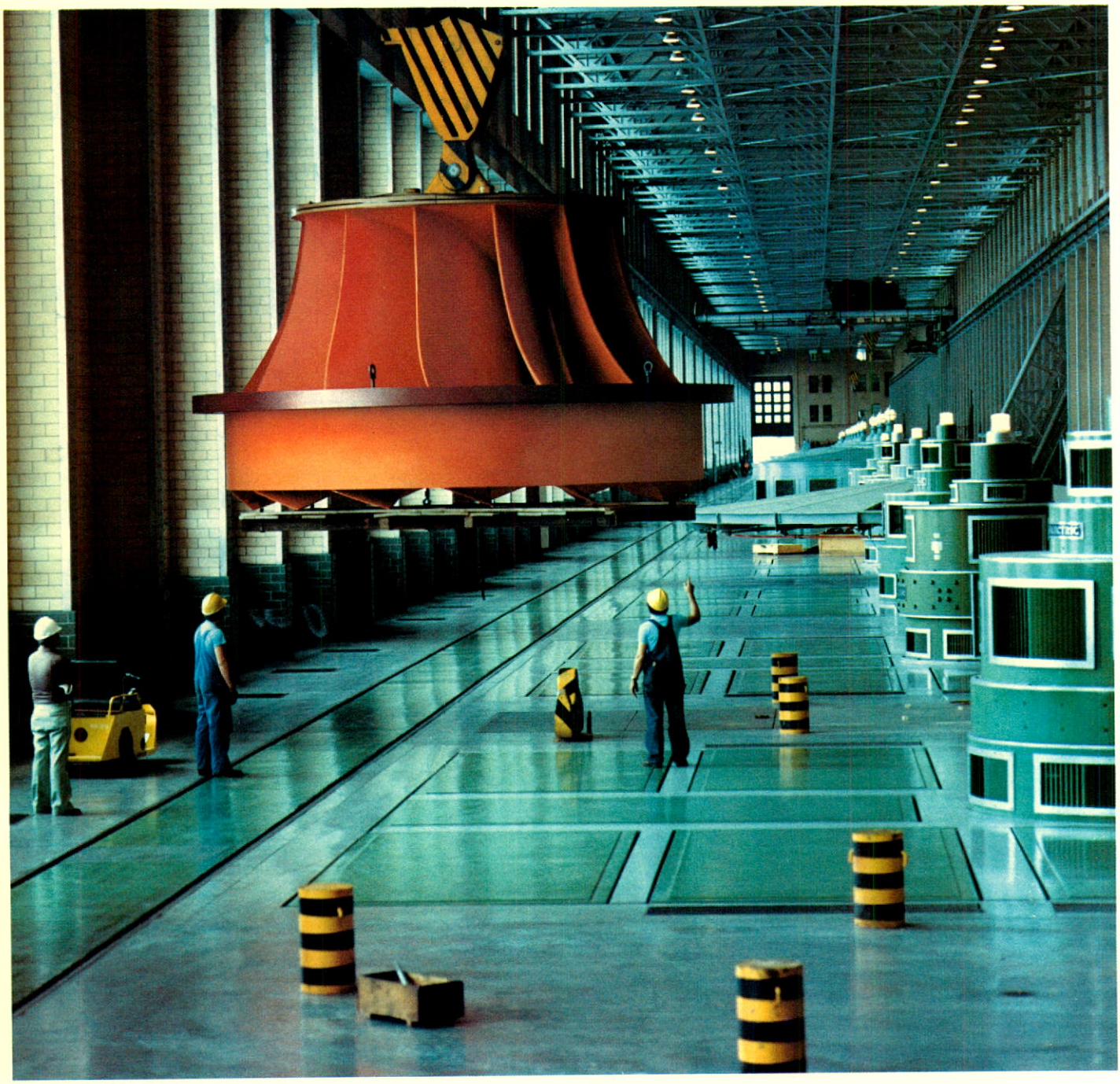
Breakdown of revenue from firm electricity sales in Québec by category of use 1976-1980
(in millions of dollars)



	1976	1977	1978	1979	1980
Other uses*	74.9	77.4	128.1	122.6	165.2
Industrial	260.7	304.3	376.2	453.5	540.9
General	261.0	312.8	395.7	478.0	576.5
Residential and farm	377.0	458.9	558.9	669.4	813.4

**Includes revenue from sales to municipal distribution systems and neighboring systems in Québec, increase in unbilled revenue, and other.*

Beauharnois powerhouse, one of Hydro-Québec's oldest and largest plants. Part of its production is now delivered to power systems in the United States.



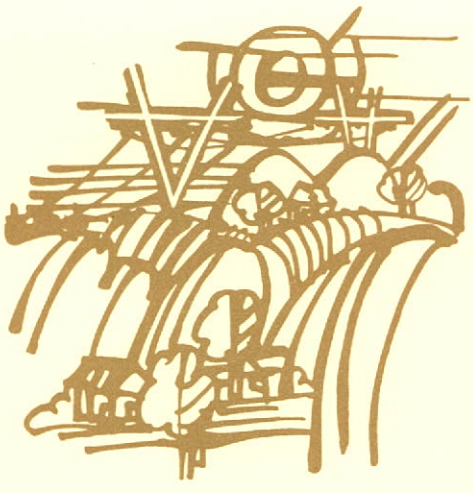
Interconnections

A number of firms that produce electricity have agreements with Hydro-Québec for exchanges or one-way deliveries of energy. These agreements, which have different terms and conditions, exist with Québec companies producing electricity for their own use, such as Alcan and *La Compagnie d'énergie Maclaren-Québec,* with electrical utilities in other provinces, such as Ontario Hydro, the New Brunswick Electric Power Commission and Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited and with United States firms such as PASNY, the Citizens Utilities Company and Vermont Public Services Board. The agreements are usually implemented through interconnections between the Hydro-Québec system and the systems of the other organizations.

In view of the characteristics of electricity consumption in Québec, the nature of the Hydro-Québec production system, the surpluses that will be available for sale during the next few years, and the potential benefits from such sales, Hydro-Québec is now contemplating other interconnection facilities as well as improvements to existing interconnections.

Hydro-Québec expects to have surpluses until 1988. Between 1981 and 1984 it should be able to dispose of 12.5 billion kilowatthours a year. In mid-1984 this figure could rise to 19.5 billion kilowatthours through utilization of the back-to-back DC converter that will be installed at Châteauguay substation. And a new interconnection with New Brunswick could enable deliveries to be further increased to 23 billion kilowatthours a year.

Hydro-Québec forecasts that after 1988 its energy surpluses will be small. Interconnections will then be used to dispose of occasional surpluses on the most remunerative markets and to exchange power and energy on a daily, weekly or seasonal basis according to needs and availability.



Deliveries to neighboring systems

During the year, 17.9 billion kilowatthours were delivered to neighboring systems, an increase of 6.5% over the 16.8 billion kilowatthours delivered in 1979.

The 1980 deliveries comprised 6.7 billion kilowatthours of firm electricity and 11.2 billion kilowatthours of surplus electricity, reflecting increases of 6.3% and 6.5% respectively.

Deliveries to U.S. systems

Deliveries to systems in the United States totaled 8.1 billion kilowatthours, or 5.8% more than in the previous year, and they accounted for 45.2% of the total deliveries to neighboring systems. In 1979 exports to the U.S. climbed markedly, because that was the first year the interconnection with PASNY had been in operation for a full 12 months since its commissioning the previous year.

The 1980 deliveries comprised 3.3 billion kilowatthours of firm electricity and 4.8 billion kilowatthours of surplus electricity. These amounts were respectively 5.1% and 6.3% greater than in 1979.

Deliveries to other Canadian provinces

These deliveries amounted to 9.3 billion kilowatthours, up 6.9% over 1979.

They comprised 3.2 billion kilowatthours of firm electricity and 6.1 billion kilowatthours of surplus electricity, representing increases of 8.4% and 6.2% respectively.

◁*In Québec, the heaviest demand of the year occurs in winter, and Hydro-Québec plans its installations accordingly. Energy surpluses are the basis for exchanges with some neighboring systems.*

Maintenance work inside Beauharnois ▷ powerhouse.

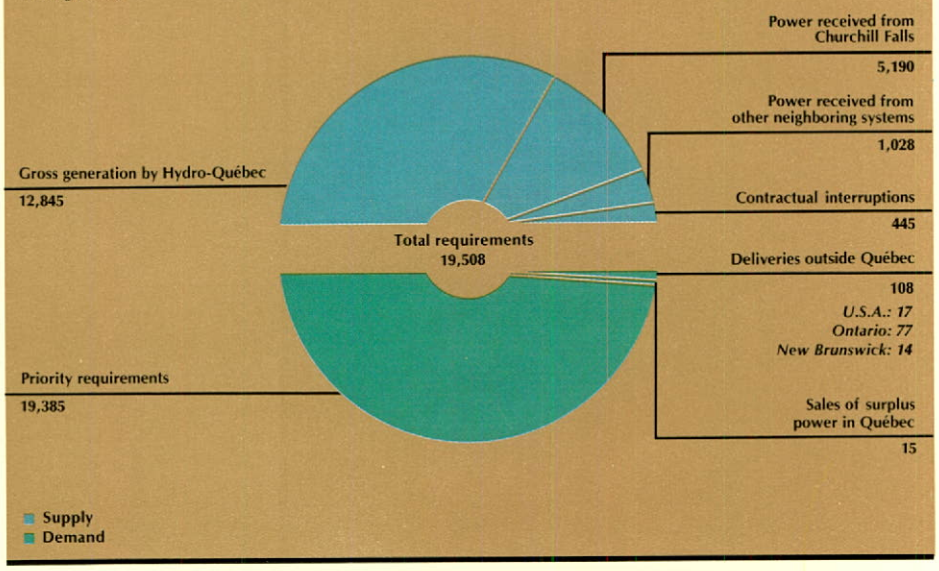
Deliveries to other Québec systems

These systems received 478.2 million kilowatthours in 1980, an increase of 8.4%. Deliveries of firm electricity totaled 212.4 million kilowatthours, down 5.1%, while deliveries of surplus electricity were 265.8 million kilowatthours, up 22.3%.

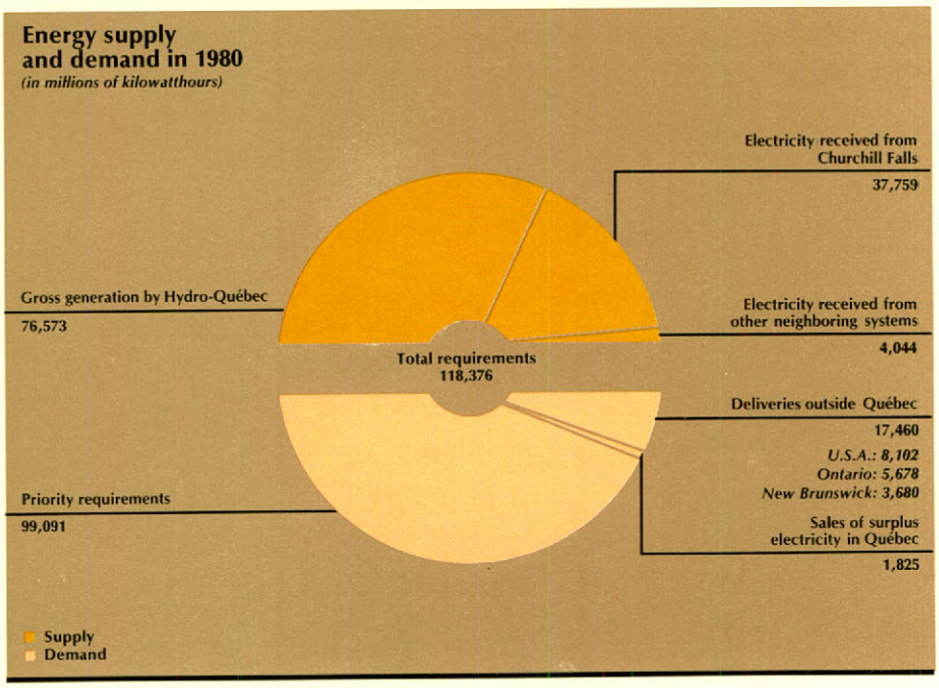
Power received

In 1980 the Hydro-Québec system received 41.8 billion kilowatthours from neighboring systems. Some 39.1 billion kilowatthours of this electricity were purchased and the remainder was received under contracts of various types. The volume of purchases was 6.9% greater than in 1979. Purchases from Churchill Falls represented 96.5% of the total, amounting to 37.8 billion kilowatthours, the most received in a single year since implementation of the contract between Hydro-Québec and Churchill Falls (Labrador) Corporation. A total of 2.7 billion kilowatthours was received under other contracts, or 5.9% more than in 1979.

Power supply and demand at time of 1980-1981 winter peak, at 5 p.m. on Sunday, January 4, 1981
(in megawatts)

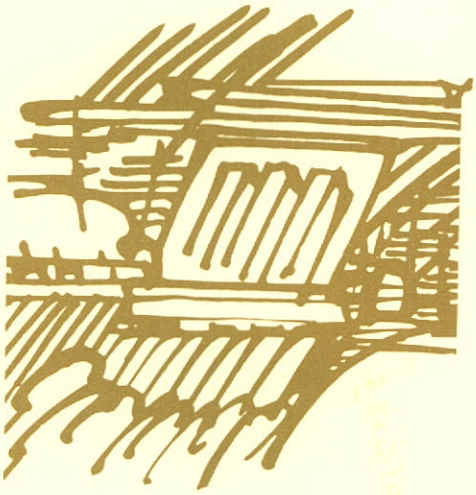


Energy supply and demand in 1980
(in millions of kilowatthours)



Hydro-Québec
has added a unit at La Citière
gas-turbine power station near Montreal.

Production



Installed capacity increases by more than 2 million kilowatts

The installed capacity of Hydro-Québec's generating stations increased by 2,387,890 kilowatts, or 16.5%, in 1980. Some 2,331,000 kilowatts of the new capacity was accounted for by seven generating units placed in operation at LG 2 powerhouse in the James Bay region.

The rest of the increase was attributable to installation of the final 50,220-kilowatt unit at the La Citière gas-turbine station near Montreal, as well as to changes in the capacity of some diesel-powered generating stations supplying isolated electrical systems.

At year-end, the total installed capacity of Hydro-Québec's power stations was 16,862,425 kilowatts.

Production increases 8.5%

During the year the gross production of Hydro-Québec's generating stations was 76.6 billion kilowatthours, an increase of 6.0 billion kilowatthours or 8.5% over 1979.

LG 2 now ranks as Hydro-Québec's largest power station. Its output in 1980 was 11.5 billion kilowatthours, or 15.0% of the utility's total production. Previously, Beauharnois was Hydro-Québec's largest power station.

Less runoff

In 1980 the spring runoff was very small in most places, but a particularly rainy autumn enabled water reserves to be replenished. Overall runoff was about 3% less than the 10-year average and 1.7% less than the 1979 figure.

The runoff in all river basins was below average, except for the St. Lawrence basin, where it was 4.8% greater than in 1979. The poorest result was recorded in the Manicouagan basin, where the runoff was 23.2% below average.

Reserves unchanged

On January 1, 1981, the energy equivalent of the water stored in Hydro-Québec's reservoirs was 50.8 billion kilowatthours, or roughly the same as it had been one year before. The reservoirs were filled to 87.4% of their combined total capacity, which is equivalent to 58.1 billion kilowatthours. At the La Grande complex, the reservoirs impounded during the year represented an energy equivalent of about 1 billion kilowatthours.

System peak demand: 19,385 MW on a Sunday

Because of extremely cold temperatures at the beginning of January 1981, the peak demand for the winter of 1980-81 occurred on a Sunday. This had never happened before on the Hydro-Québec system, as the demand on Sunday is normally the lowest of the week.

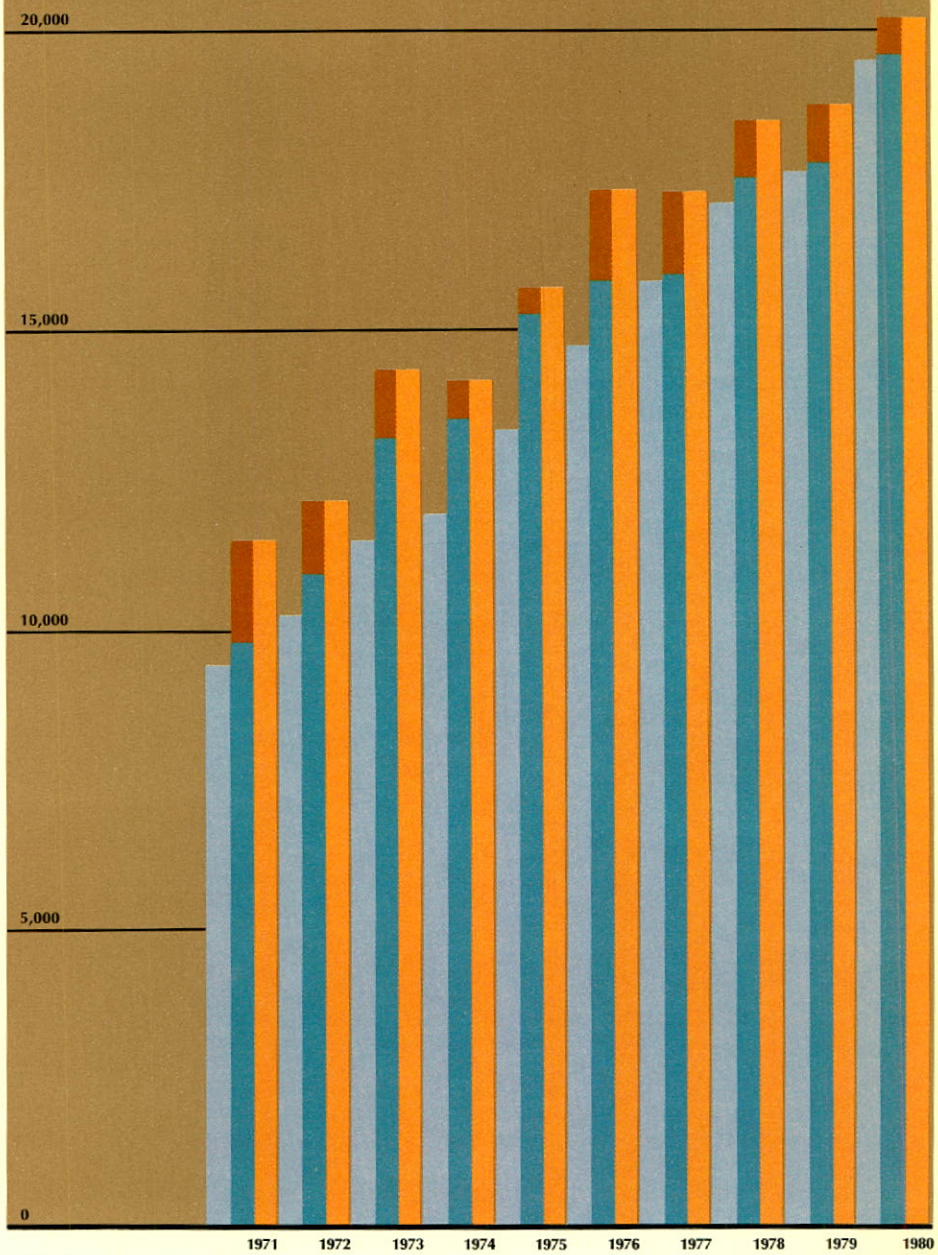
The peak occurred at 5 p.m. on January 4, 1981, when the firm demand on the Hydro-Québec system reached 19,385 megawatts. This was 10.3% more than the previous winter's peak, recorded at 6 p.m. on Thursday, January 24, 1980.

◁ *LG 2 underground powerhouse, where 11 of the 16 generating units have now been installed. This is already Hydro-Québec's most productive plant, and when completed it will have a capacity of 5,328 megawatts.*

Firm requirements

The firm requirements of the Hydro-Québec system grew from 91.6 billion kilowatthours in 1979 to 99.1 billion kilowatthours in 1980. This was an increase of 8.2%, compared with an average of 6.9% for the last five years.

Available capacity and power requirements at time of system peak demand, in the winter period beginning December of each year, 1971-1980
(in megawatts)



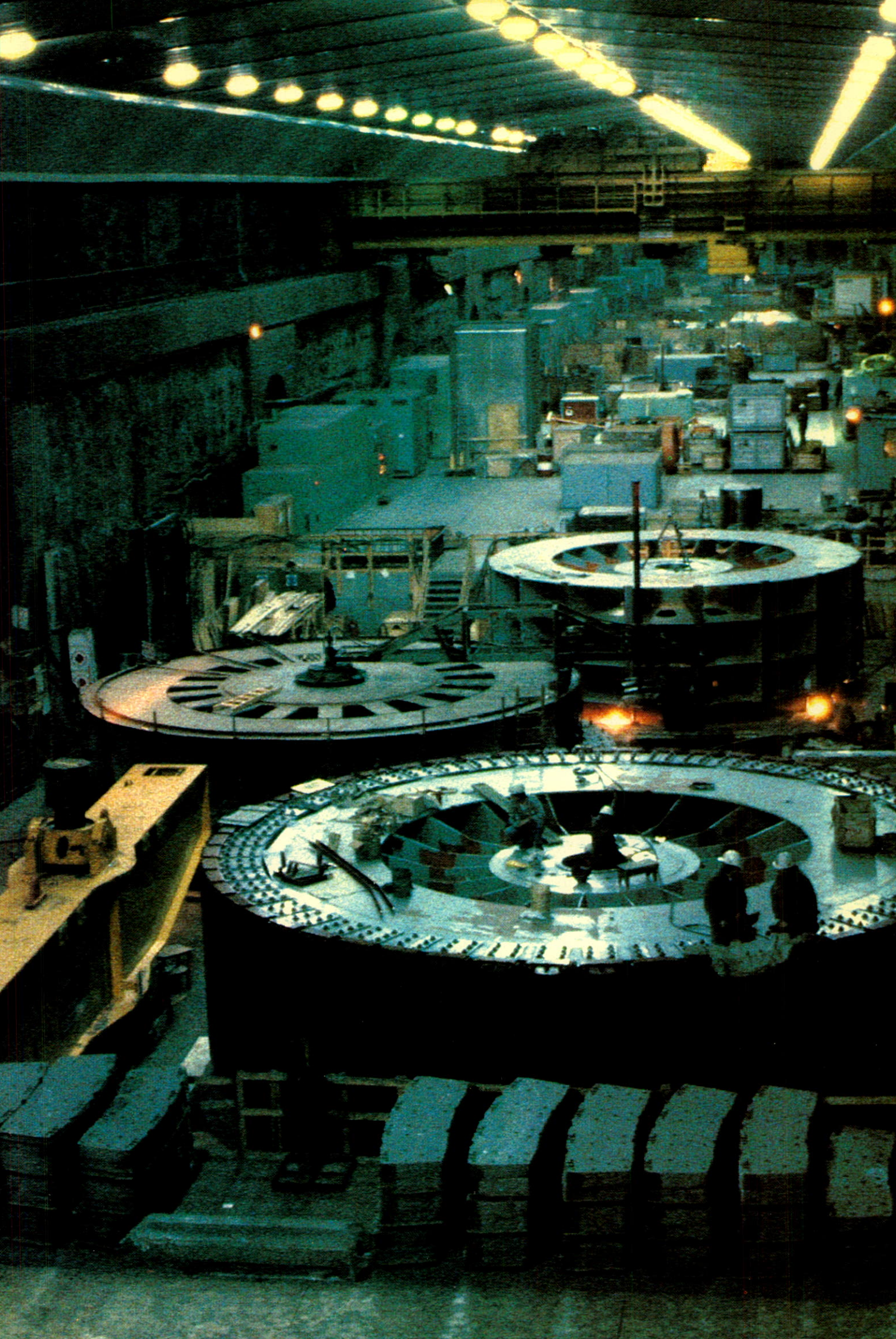
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Priority requirements*	9,435	10,244	11,446	11,932	13,337	14,783	15,785	17,059	17,582	19,385
Total requirements**	9,801	10,956	13,181	13,508	14,668	15,806	15,887	17,488	17,698	19,508
Available capacity at time of peak***	11,448	12,178	14,319	14,146	15,691	17,290	17,195	18,428	18,696	20,085
Net reserve	1,647	1,222	1,138	638	1,023	1,484	1,308	940	998	577

* *Electricity which Hydro-Québec must provide under its mandate as defined in section 22 of the Hydro-Québec Act: "The object of the Corporation shall be to supply power... to the citizens of this Province at the lowest rates consistent with sound financial administration."*

** *Total system load (at the system's generation and reception points), including losses and contractual interruptions.*

*** *Takes into account restrictions on generation and transmission.*

N.B. These figures include respectively 236, 138, 190, 318 and 445 megawatts of contractual interruptions for the years 1975, 1976, 1977, 1978 and 1980.



The second transmission line from the La Grande complex was commissioned in 1980. The third, fourth and fifth lines are now under construction.

Production equipment

James Bay

Again this year it was at the sites of the La Grande complex in the James Bay region that most of the construction work took place. This hydroelectric complex is being built by the *Société d'énergie de la Baie James (SEBJ)*, a subsidiary of Hydro-Québec.

At year-end, SEBJ had invested a total of $7,112,123,000 in the generating facilities of phase 1 of the La Grande complex, including $1,255,315,000 spent in 1980.

LG 2

The most notable event in 1980 was the commissioning of seven turbine-generator units in the LG 2 underground powerhouse. Work at LG 2 is now nine months ahead of schedule. The new units brought the nominal capacity of the powerhouse to 3,663 megawatts. Eleven of the planned sixteen units are now in service, and when the powerhouse is completed in the fall of 1981 its installed capacity will total 5,328 megawatts.

LG 3 and LG 4

When completed, phase 1 of the La Grande complex will also comprise two other power stations, LG 3 and LG 4. Eight dams and 203 dikes will create five large reservoirs. Six of these dams are finished. Two were completed in 1980: the LG 3 dam on the La Grande River, and one of the two cutoffs on the Caniapiscau River.

The LG 3 dam was completed more than a year ahead of schedule. Its forebay is contained by 67 dikes, which are being completed for the impoundment of the reservoir, scheduled to begin in the spring of 1981.

In the powerhouse, two of the 12 planned generating units are now being installed. The metal casings of the penstocks are in place and the water intake has been completed.

At LG 4, about 40% of the work on the dam was carried out in 1980. The site of the structure has been cleared over its entire length and the main valley of the La Grande has been almost completely filled at this location. At year-end the dam was 70% complete.

Closure of LG 4 forebay required construction of the largest dike in the La Grande complex. The work in 1980 consisted in channeling the flow of the Stephane River and starting the placement of fill material. Another dike, QA 1, is well advanced.

Excavation for the powerhouse foundation and for the nine penstocks was finished, and concrete was poured for the two entrance walls of the water intake. Three-quarters of the excavation for the spillway was completed.

Caniapiscau

Damming of the Caniapiscau River requires two dams and 43 dikes. During 1980, the larger dam was completed, as was the spillway. And seven of the largest dikes were finished, bringing the total number completed at year-end to 10.

The Brisay control structure will regulate the outflow of water from the Caniapiscau reservoir. Six canals, excavated upstream from the structure, will convey water there in periods of low flow. Two of these canals were finished in 1980.

Excavation of the intake canal and intake tunnels of the future Brisay powerhouse, which will be part of phase 2 of the La Grande complex, was also completed. Concreting of the control structure began in early autumn.

Eastmain-Opinaca-La Grande (EOL)

The Eastmain and Opinaca rivers have now been blocked. The Eastmain-Opinaca-La Grande (EOL) diversion has been accomplished. It serves to create a 1,040-square-kilometre reservoir within the drainage basin of the Eastmain, Opinaca and Petite Opinaca rivers. Impounding of this reservoir began during the year and the water reached the maximum elevation in November. It provides the LG 2 powerhouse with an additional usable reserve of 3.3 billion cubic metres and thus increases the production capacity of the plant by 27%.

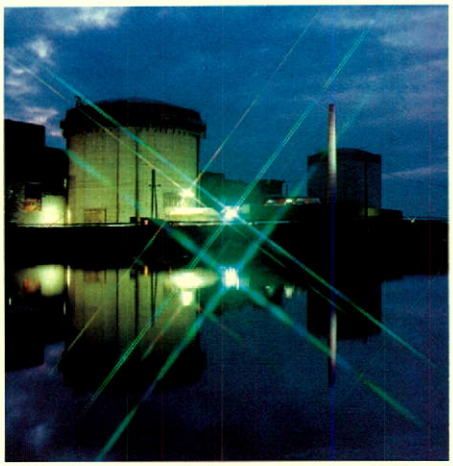
Gentilly 2

At Gentilly 2 nuclear power station, about 95% of the plant is finished and in 1980 nearly 80% of the systems were turned over to the commissioning team.

Replacement of the steam-generator tubes and repair of the generators continued throughout the year and will be completed in the spring of 1981. This equipment had manufacturing defects which were discovered in 1979. The repairs were carried out in the powerhouse itself — an unusual procedure in such cases.

During the year it was decided to modify the service-water system to make it a closed circuit, thus allowing the water to recirculate instead of being discharged.

Gentilly nuclear power complex.



These repairs and modifications, which must be completed before the reactor goes critical, resulted in postponement of the start of the plant's commercial operation until November 1983. However, an earlier date may be possible.

Other power stations

Engineering work on the additional capacity at Manic 5 is 25% completed. Most of the temporary installations for this underground powerhouse have been built, and excavation work for the tailrace structures and powerhouse access has begun.

The final 50.2-megawatt generating unit was installed at the La Citière plant, near Montreal. This gas-turbine power plant can now achieve an effective capacity of 284 megawatts and will be used mainly to produce peak power.

An additional 6,800-kilowatt generating unit has been installed in the Îles-de-la-Madeleine diesel generating station.

At Carillon power station, excavation of the tailrace has been completed. This work, begun in 1979, has raised the plant's usable head of water by 7%, thereby increasing the available capacity of the plant by 51 megawatts.

Major modifications at Tracy power station, including repairs to the smokestacks, were almost finished. This work is being done to respect air-quality standards and to increase efficiency and reliability of the plant.

Projects under study

Hydro-Québec always has a number of different projects under study. The progress of these studies and the decisions taken in their regard are as significant as the actual construction work under way, because the studies affect and prepare for future projects.

Several studies went ahead in 1980 on projects planned for the next few years.

- A draft agreement between Hydro-Québec and the *Société d'énergie de la Baie James* was prepared for phase 2 of the La Grande complex. SEBJ has completed all the preliminary design studies for the power stations and is awaiting the green light to begin construction. It has already carried out some preliminary work that was worthwhile doing in advance.
- SEBJ is now carrying out design studies for the Nottaway-Broadback-Rupert (NBR) complex which will be built south of the La Grande complex.
- Topographical surveys of the territory around the Great Whale and Little Whale rivers are completed. The drawings and specifications are finished for the first 280 kilometres of access road to the area near the town of Great Whale.

Concurrently with its hydroelectric projects, Hydro-Québec is working on construction of the Gentilly 2 nuclear power plant.

◁ *LG 3 dam in the James Bay region was completed in 1980. It is part of the La Grande complex, the largest of Hydro-Québec's construction projects.*

To feed the new Viger substation, which ▷ *will supply downtown Montreal starting in the summer of 1981, a power line had to be built across the St. Lawrence River from Hertel substation.*

A clump of cotton-grass, a typical plant found in northern Québec.

A comprehensive information and consultation program on all aspects of this project is being carried out for both the native peoples and government authorities.

Various studies on less immediate projects are also under way.

- Preliminary studies on the potential of rivers in New Québec and the Lower North Shore are in progress.
- Preliminary studies on development of the Chamouchouane River have been resumed and a communications program developed.
- Feasibility studies on a project to harness waters in the Montreal area are being conducted by the Québec government's secretary of state for development. Hydro-Québec has agreed to participate by studying the hydroelectric development alternatives and by carrying out certain environmental investigations. Five alternatives were formulated and the conclusion was that at present it would be economically viable to build only one powerhouse, at the outlet of Lake St. Louis. This conclusion was ratified by the technical coordinating committee in which Hydro-Québec participates, and four new development alternatives were studied.
- Design studies for the Delaney pumped-storage station (2,550 megawatts) were completed and Hydro-Québec's board of directors gave its approval for building the plant.
- Preliminary studies have shown the possibility and advantage of adding 505 megawatts to the Bersimis 1 powerhouse and 336 megawatts to the Outardes 4 powerhouse.
- Construction of Gentilly 3 nuclear power plant is still at the stage of preliminary studies.

Transmission facilities

Lines

The second 735-kV transmission line linking LG 2 generating station to Montreal was commissioned on July 1, 1980, right on schedule. The first line had been placed in service in October 1979.

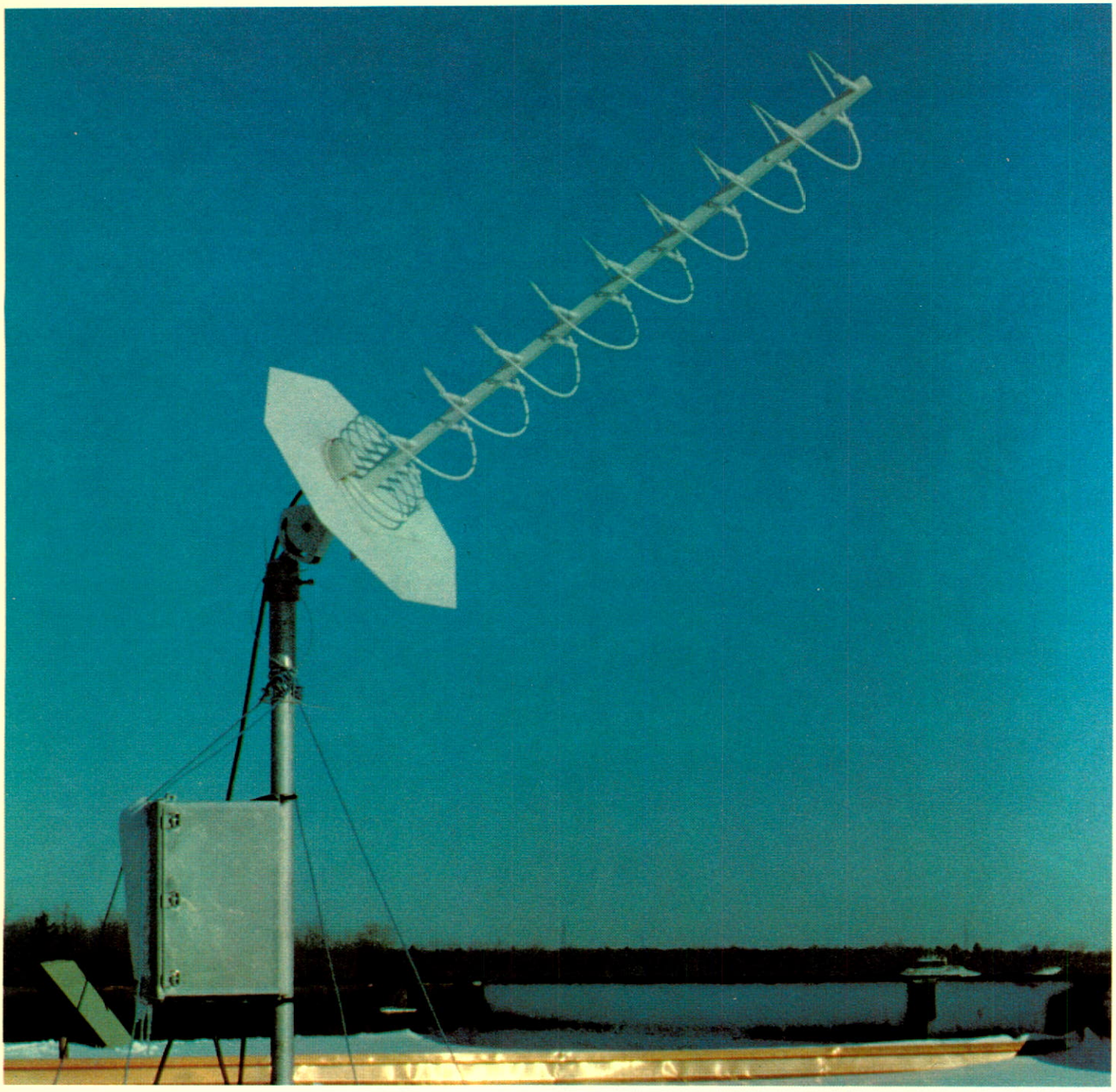
The tie-line between Abitibi and Chibougamau substations was completed, enabling the Chibougamau region to be supplied from LG 2 powerhouse.

Construction of the third line of the James Bay transmission system is progressing between LG 2 and La Vérendrye substation, but the La Vérendrye-Carignan section will be completed in the summer of 1982 rather than in June 1981 because of difficulties encountered in presenting the proposed corridors and obtaining the required authorizations.

Commissioning of the Chibougamau-Chamouchouane sections of the fourth and fifth James Bay lines, as well as the Chamouchouane-Saguenay section, is scheduled for August 1, 1983. The line between Chamouchouane and Jacques-Cartier substations will be placed in service on December 1, 1983. This is a little later than expected because Hydro-Québec had to select a new site for Chamouchouane substation at the request of the Québec government's environment department.

In 1980, Hydro-Québec added a total of more than 1,800 circuit-kilometres of line rated 69-kV or more, including 1,020 kilometres of 735-kV line. At year-end, the transmission system comprised a total of 28,385 circuit-kilometres in service, including 6,510 kilometres rated 735-kV.

Microwave antenna at the IREQ laboratories.



Substations

For the commissioning of the second line of the James Bay transmission system, additional equipment was installed in the LG 2, Némiscau, Abitibi, La Vérendrye and Chénier substations. Elsewhere for the James Bay system, construction was started at Carignan substation and preliminary work was undertaken at the sites of Albanel, Chissibi and Saguenay substations.

At year-end, capital expenditures for the James Bay transmission system, excluding the Montreal loop, amounted to $1,636,704,000 including $478,351,000 spent in 1980.

Among substations being built outside the James Bay transmission system, Viger substation is by far the largest. Located in the southwest of Montreal Island, it will supply the central part of the city starting in the summer of 1981.

It comprises a 315-kV switching building insulated with sulfur hexafluoride (SF_6), an arrangement that reduces by 80% the space normally required by such installations. Viger substation is supplied by Hertel substation via a line crossing the St. Lawrence River, and it is linked to Guy substation by two underground lines now nearing completion.

In addition, Natashquan and Johan Beetz substations were commissioned to link part of the Lower North Shore system to Hydro-Québec's main grid. Other substations placed in service during the year were Du Tremblay, in Longueuil, and Beauport, in Québec City. As these 315/25-kilovolt, 500-megavoltampere substations were built in residential areas, special efforts were made to reduce the transformer noise and integrate the building design into the environment.

Distribution facilities

Hydro-Québec built 3,340 circuit-kilometres of distribution line in 1980 and, at year-end, this system comprised a total of 85,120 kilometres. Twelve new distribution substations were placed in service during the year.

In order to improve the quality of equipment and the reliability of service, considerable study, research and standardization work was conducted in such areas as linemen's equipment, maintenance of insulating tools, transformer capacities, regulator voltage, underground cable capacity, lightning arresters, insulators, voltage limits at connection points and methods for calculating losses. Also under study are various proposals for automation, remote control, consumption-management systems and follow-up systems for detecting sudden increases in load.

Capital expenditures for distribution equipment amounted to $259,648,000 in 1980.

Automation of transmission system

Hydro-Québec continued its program of system automation in order to furnish operators with a rapid, efficient source of information which will enable them to exercise continuous direct supervision of the system and to computerize their operating programs.

At year-end, all the computer hardware was in operation at the supplier's plant, the software had been developed, all the programs had been integrated, and in-plant acceptance tests of the system had been under way since October 15. The system will be placed in service in March 1982.

Creation of nine regional operating centres received approval. Data acquisition and the installation of remote controls are scheduled for the period between August 1983 and March 1984. Installation of the control centres will be completed by October 1985.

Telecommunications

Hydro-Québec's transmission facilities require a telecommunications system for operation, maintenance and protection purposes. The generating stations also use the system for remote control and telephone communications.

The telecommunications system comprises microwave links which serve for remote control and protection, a mobile-radio network for communications among vehicles during work assignments, and carrier-current links for line-protection operations such as remote tripping.

Construction of the telecommunications system between the James Bay power stations and the consumption centres continued in 1980. Certain isolated relay stations are supplied with electricity by the overhead ground-wires on 735-kV lines.

The mobile-radio network for the 735-kV lines between LG 2 and Montreal is now in operation. It is linked to Hydro-Québec's telecommunications system. The carrier-current link for the second 735-kV line from James Bay is also working.

Other links were placed in service during the year, including the microwave link between Boucherville and Nicolet substations and a carrier-current link between the Natashquan, Johan Beetz and Havre-Saint-Pierre substations on the Lower North Shore.

At the end of 1980, Hydro-Québec had 18,635 permanent employees. Their average length of service was 12.2 years.

Human Resources

At December 31, 1980, Hydro-Québec had 18,635 permanent employees, which was 755 or 4.2% more than one year earlier. Their average age, 37.2 years, and their average length of service, 12.2 years, were the same as in the previous year.

The temporary work force, including Hydro-Québec personnel working on construction sites of the *Société d'énergie de la Baie James,* averaged 1,919 operating employees and 2,123 construction workers, with respective peaks of 2,670 and 2,929.

At the peak of construction in the summer, more than 14,000 people were employed by the *Société d'énergie de la Baie James* and its subcontractors, including 927 at head office. At year-end Hydro-Québec International had 21 employees.

In 1980 unionized employees comprised 71% of Hydro-Québec's personnel.

Salaries and fringe benefits

The utility paid $621,141,000 in gross salaries to its employees, including $70,169,000 (compared with $88,467,000 in 1979) to construction workers.

Fringe benefits, including paid absences and the employer's contributions to employee benefit plans, were equal to 47% of basic salaries for permanent operating employees, compared with 40% in 1979. This increase is due largely to the employer's additional contribution resulting from improvements made to the pension plan on January 1, 1980.

Labor relations

Collective agreements with six unions or associations were renewed: the *Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec,* the *Fraternité des constables spéciaux,* the *Association des contremaîtres du projet Manicouagan-Outardes,* the *Syndicat national interprofessionnel d'Hydro-Québec* (Manicouagan-Outardes), the *Syndicat national interprofessionnel d'Hydro-Québec (Manicouagan-Outardes, études préliminaires)* and the *Syndicat national de la construction (études préliminaires, Manicouagan-Outardes).*

Organization

Studies are under way on a clearer definition of the areas of responsibility of the various departments reporting to the seven vice-presidents. Most of this work has been completed or is well advanced.

Training

Hydro-Québec conducts training activities in both the technical and management sectors.

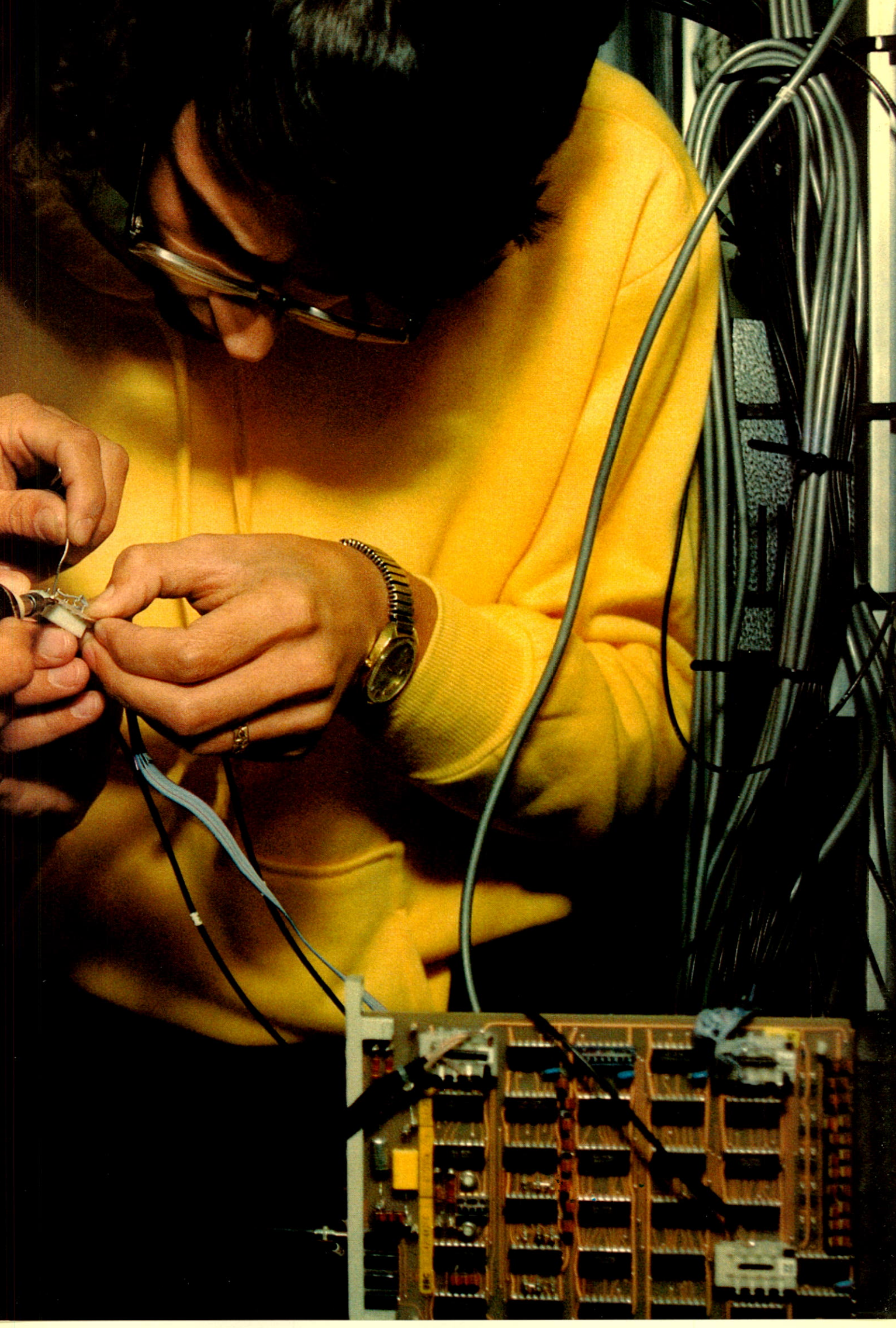
In the management sector, more than 1,200 supervisory personnel participated in courses on human-resource management in 1980. In addition 150 staff-training employees profited from specialized sessions designed to improve their teaching ability.

Most of the year's technical training was concentrated in the areas of production and transmission, distribution, electronic data processing, accounting and safety.

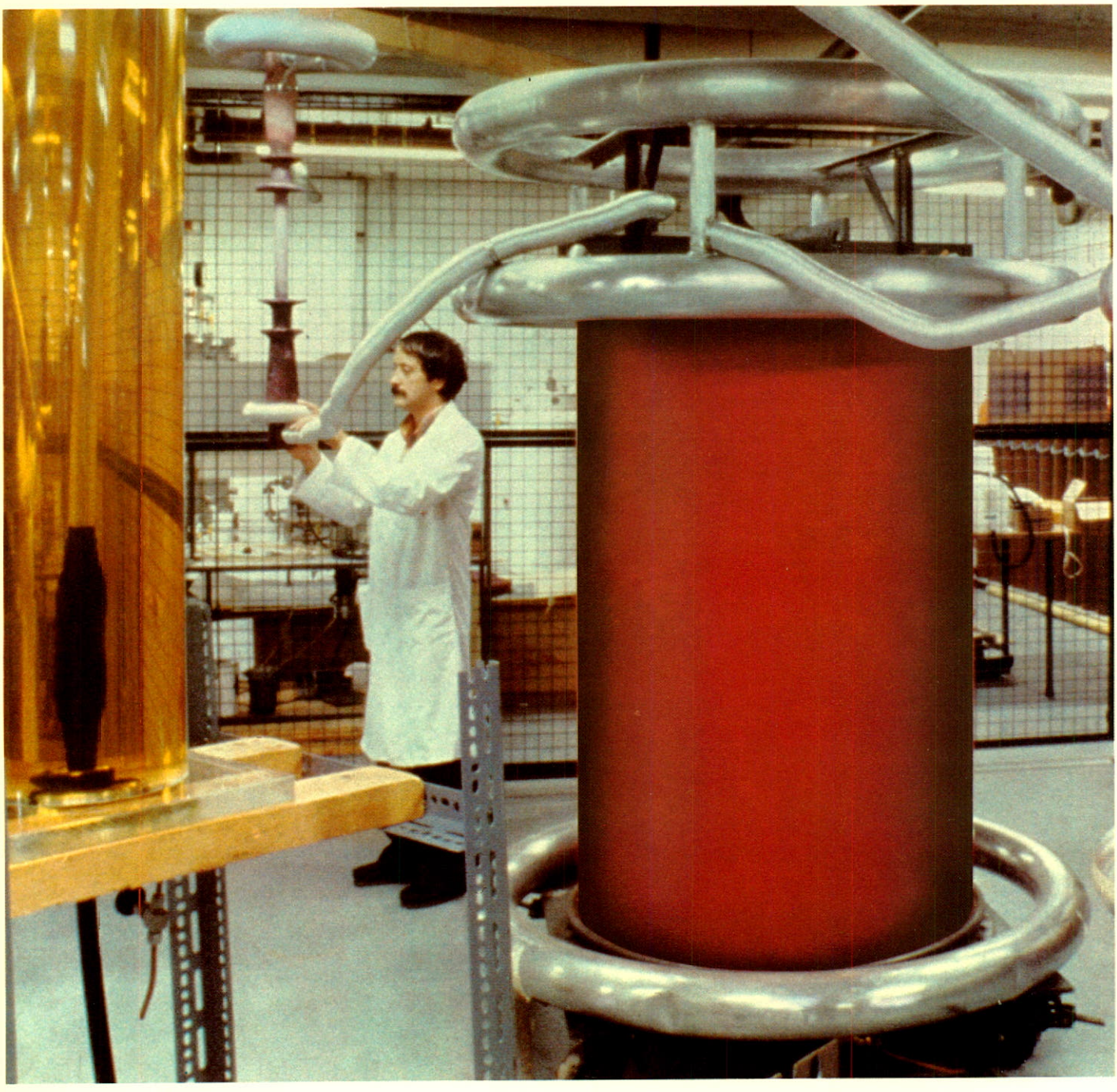
Health and safety

In 1980 Hydro-Québec combined the health and safety departments into one administrative unit in order to better meet the requirements of the Québec government law on worker health and safety.

During the year Hydro-Québec adopted a new safety policy and a plan of action for



For the scientists at IREQ, the future is already a part of daily life.



Preparing for the Future

Hydro-Québec must ensure that its sources of electrical energy are always sufficient to meet the demand. This objective presents growing difficulties, because an increasing number of social, economic and cultural factors are involved.

These factors include demographic growth, the cost and availability of other energy sources, technological progress favoring some energy options over others, the economic and energy situations in Québec and throughout the world, Hydro-Québec's borrowing capacity, changes in electricity demand, the socio-economic habits of Quebecers, their willingness to conserve energy, and environmental protection considerations.

In dealing with this overall situation, Hydro-Québec possesses natural advantages. In addition, it uses a flexible, rigorous planning method that enables it to adapt its projects to changing circumstances. It also conducts various types of research to improve its systems and equipment, and it takes a keen interest in methods of orienting consumption.

Favorable factors

For some time, Québec will be able to count on hydraulic resources that can be economically developed to produce hydroelectricity at a price competitive with other energy sources.

Hydroelectricity has a number of advantages over other energy sources. It costs much less to operate a hydroelectric power station than a thermal power station, even though the former requires a larger initial investment. And hydroelectric energy is protected to a certain extent against the inflation that affects fossil fuels. Moreover, hydroelectric power stations usually have a longer working life than other types of plant.

These factors enable Hydro-Québec to look to the future with confidence, for they provide it with a stable basis for carrying out its mandate.

Planning

Energy situation

Since the first signs of the "energy crisis," every nation has tried to protect itself against increases in the price of fossil fuels, and the threat of dwindling supplies.

It is particularly important for Québec to find substitutes because it has no known oil reserves, and only limited quantities of natural gas.

In Québec, electricity is an excellent substitute source of energy.

Québec's energy-policy proposals

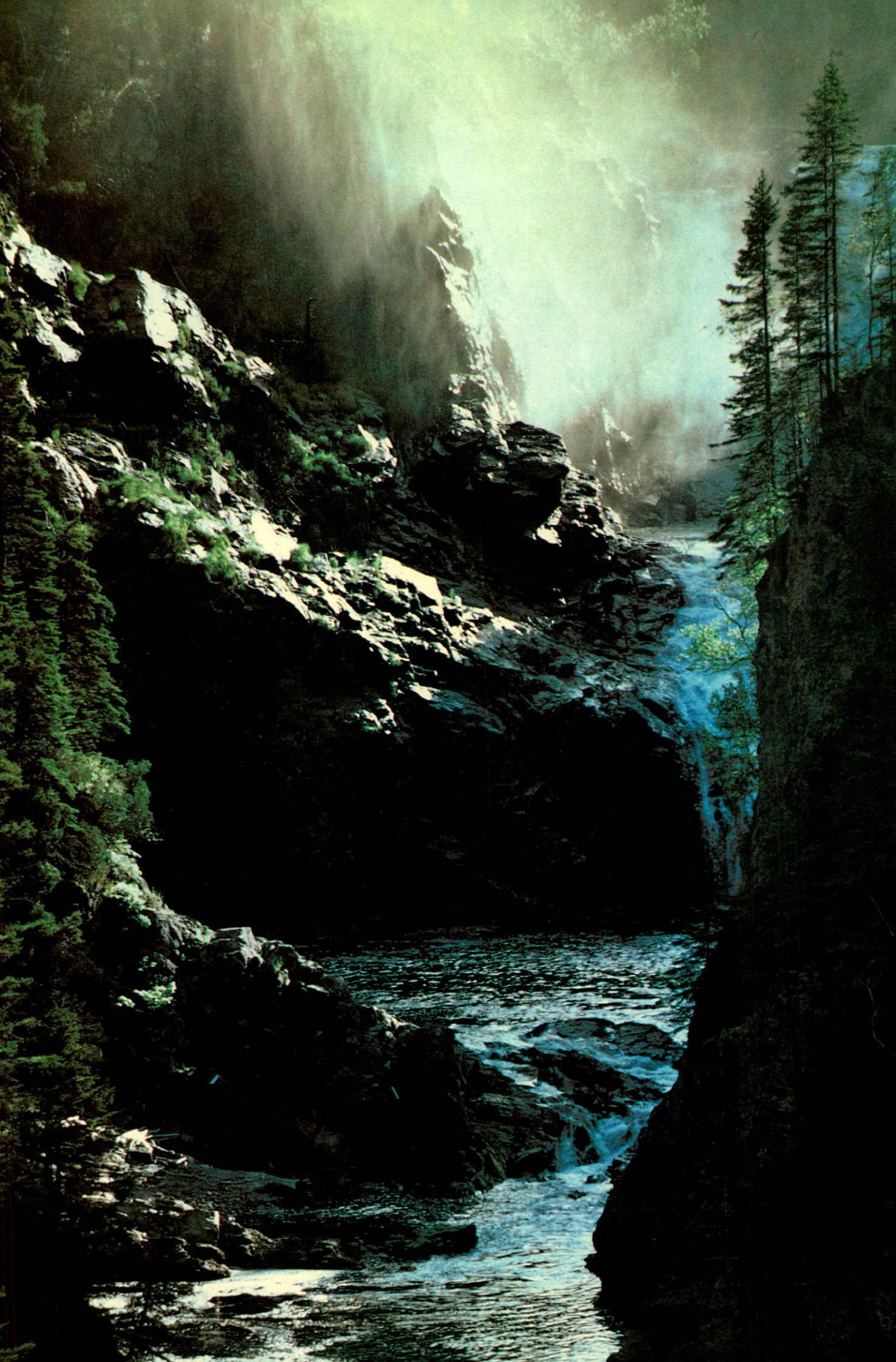
Consequently, Québec's energy policy calls for an increased proportion of electricity in the total energy consumption. It also calls for an overall reduction in energy consumption through an intensive program of energy savings.

Electricity's share of total energy consumption is expected to rise from about 26% in 1978 to about 45% by 1996, thus increasing Québec's energy self-sufficiency.

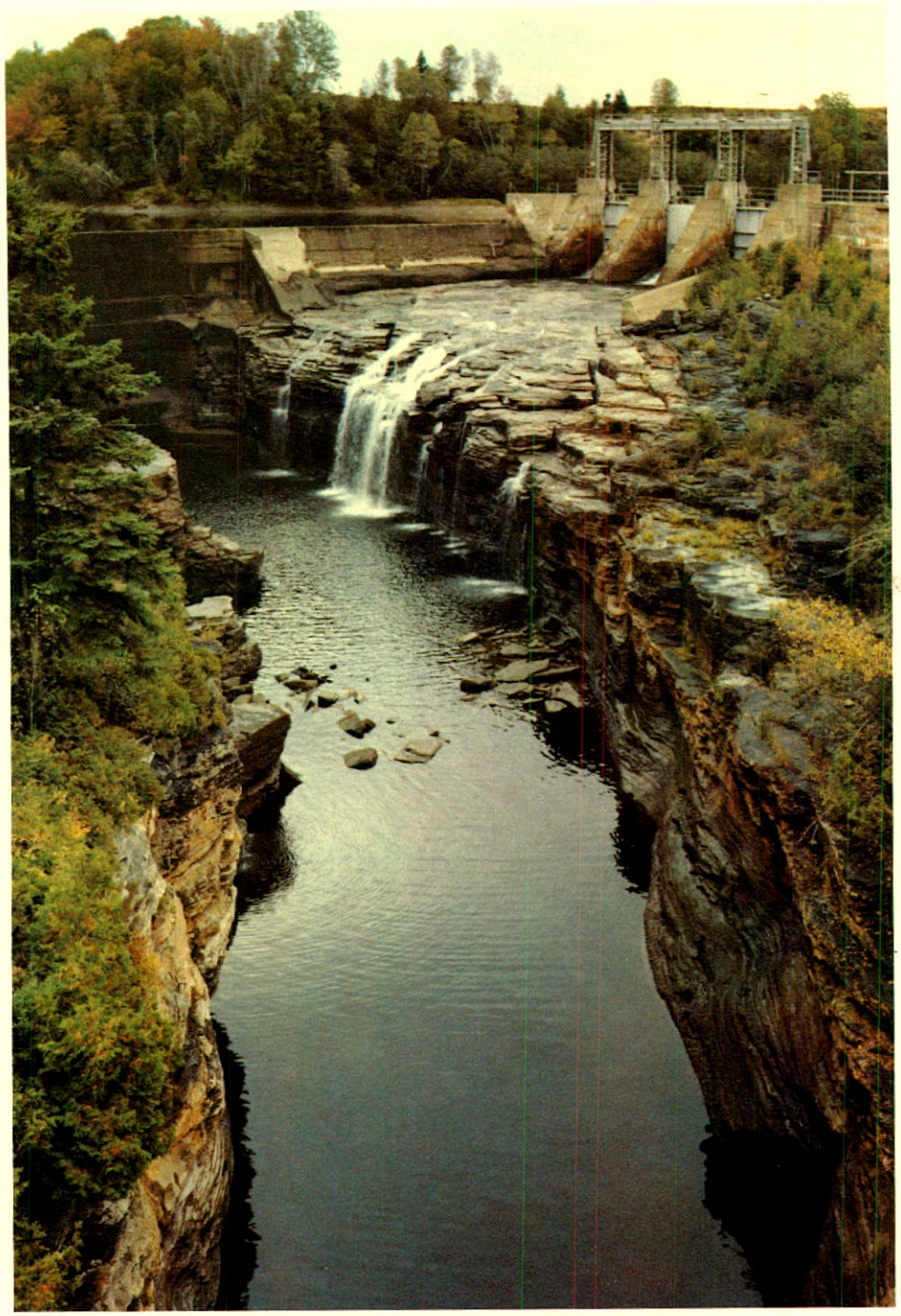
Electricity demand

The forecast growth in demand serves as the basis of the utility's planning, which is also influenced by the aforementioned variable factors.

Once the La Grande complex is finished, Hydro-Québec plans to take up other projects in northern Québec. Major studies are already under way in the region surrounding the Great Whale and Little Whale rivers, north of James Bay.



Not all of Hydro-Québec's projects are on an immense scale. Development of low-potential rivers will be undertaken as it becomes necessary to take full advantage of Québec's hydraulic resources.



For example demographic growth, though slow, will raise the number of Hydro-Québec customers to about 3 million by the end of the 1980s.

The steady rise in oil prices has already caused a major shift to electric heating in the residential sector, and an intensification of this trend is to be expected. This development has appreciably altered the daily demand curve for electricity, making it necessary to envisage major changes in the configuration of the utility's production plant and distribution system so as to adapt to this new situation.

However, the tendency to replace oil with electricity for home heating may slow down with expansion of the natural gas system. It is expected that this fuel will increase its proportion of Québec's total energy consumption, although it is still difficult to predict the extent of this increase.

Furthermore, encouragement to save energy and intensified rationalization of electricity consumption could modify the growth in demand and its characteristics. But the exact impact of these measures is still difficult to determine.

Therefore the forecast of electricity demand must cover a range of values whose upper and lower limits reflect the different possibilities for change.

The 1981-1990 installations plan

It was in this context that Hydro-Québec prepared its installations plan for 1981-1990, which covers the entire range of the firm's activities: power generation, transmission and distribution, support facilities and research and development. The plan was presented to the Québec national assembly's parliamentary committee on energy

and resources, and it was the subject of a broad communication program.

The proposed plan was based on the following five criteria: technical feasibility, economic feasibility, impact on the biophysical and social environment, financing possibilities, and the availability of human and material resources.

The plan is flexible and adaptable. Projects may be postponed or advanced for a variety of reasons such as changes in the pattern of demand and the energy context, the government's application of its energy policy or the time required to obtain the necessary construction permits.

Resource management

Energy resources

The utility still depends primarily on water power for the expansion of its generating facilities.

Québec's major rivers still contain a large undeveloped potential. By 1985 an economically viable potential of about 16,000 megawatts will remain. This is roughly equivalent to three times the installed capacity of LG 2 power station. A fairly large portion of this potential could be developed, depending on changes in the costs of competing energy sources.

Smaller rivers, which are those offering a potential of less than 100 megawatts each, have a total theoretical potential evaluated at about 10,000 megawatts. Harnessing such rivers is a convenient way of replacing thermal installations in isolated locations. Hydro-Québec is studying new construction methods to reduce the costs of many small worksites located far apart.

Human resources

In the area of human-resource management the utility must, in the coming years, give special attention to the quality of its labor relations, in collaboration with the unions. It also intends to improve its contribution to the training of employees such as executives, engineers, technicians, maintenance workers and service staff.

In the years ahead important centralizing forces will evolve from the management of a power system composed of highly interdependent components and from the necessary interactions between the utility and public authorities, which are making more frequent interventions. At the same time, a push towards decentralization will come from the need to supply customers spread over a large territory, certain government policies favoring decentralization, and the need to make local decisions to ensure more efficient administration. Hydro-Québec will have to adapt its decision-making structures to the new situations thus created.

Financial resources

Hydro-Québec has always relied on two sources of funds to finance its construction program. These are borrowings and internally generated funds, the two sources complementing each other to provide the necessary resources without placing an undue burden on electricity rates. By determining its own long-term financial needs, the availability of funds on financial markets and the possibilities for self-financing, Hydro-Québec is able to decide on a realistic level of investments and evaluate the feasibility of its development plans.

The situation of financial markets and the magnitude of the construction program are the basis upon which Hydro-Québec must set a maximum amount for borrowing and determine the degree of self-financing, while exercising strict control over cost increases in all sectors of activity.

Hydro-Québec must also take into account the impact of higher electricity rates on its customers as well as the possible consequences of the rate structure on the growth in electricity demand.

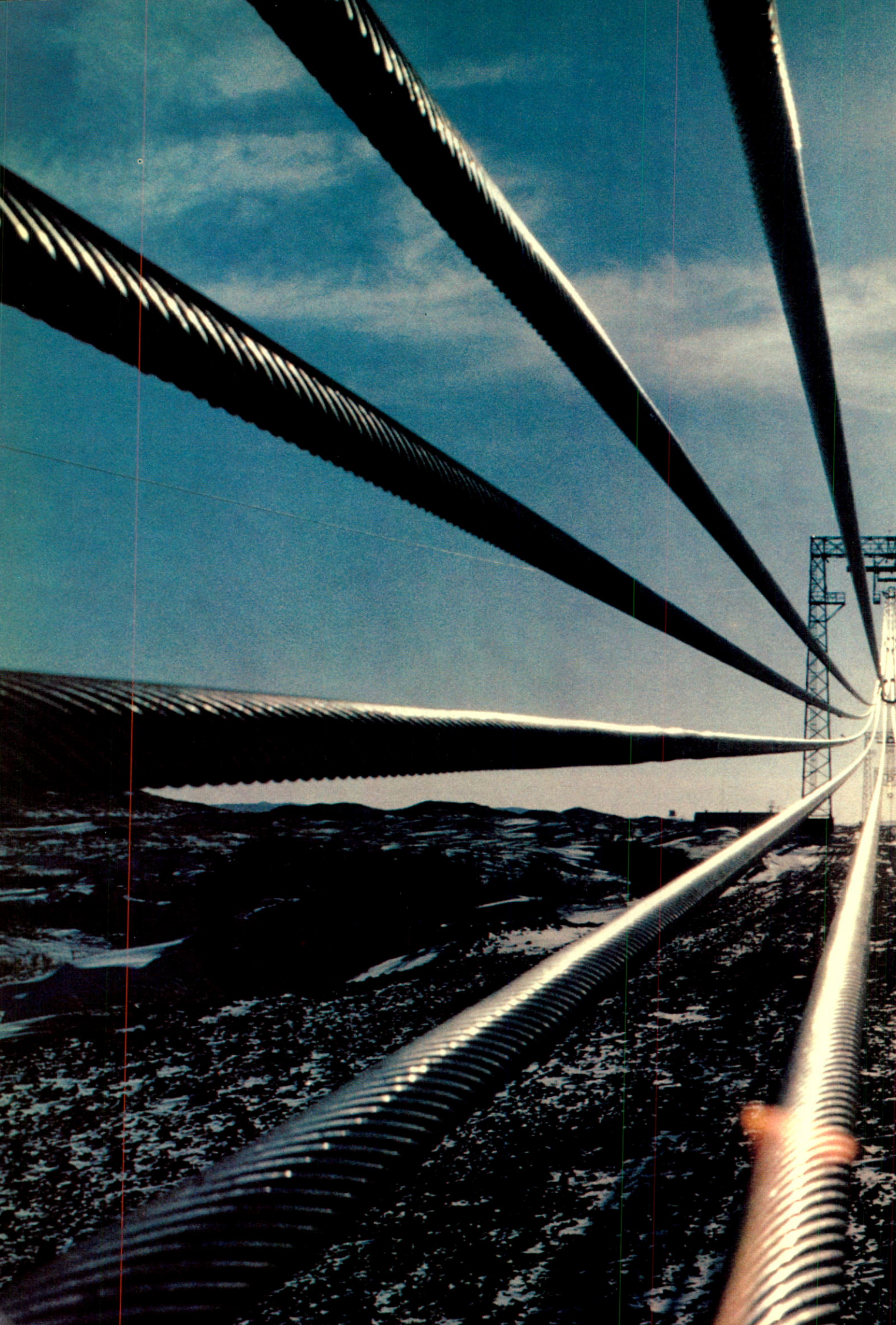
Research

A variety of research and development work is carried out at Hydro-Québec to improve the efficiency of equipment and installations and to increase their reliability, safety and economic viability. Other work is designed to speed up the economic and technological development of new energy sources.

A large part of this work is carried out by Hydro-Québec's research institute (IREQ).

The five main areas of investigation are the transmission and distribution system, substations and equipment, system analysis and automation, materials, and production equipment (especially new energy sources).

With regard to electrical systems and substations, the purpose of the work is chiefly to improve the economic efficiency of the transmission system and the reliability of lines and apparatus, to increase the integration of lines and substations into the environment, and to perfect techniques for the maintenance and repair of underground distribution lines.



◁ *Experimental transmission line. The scientists at IREQ carry out research and testing in order to solve Hydro-Québec's particular technical problems.*

Alternative energy sources are being ▷ *researched by Hydro-Québec. This windmill on the roof of the Varennes laboratories enables IREQ scientists to study the use of wind energy.*

Research on system analysis and automation is directed towards the development and improvement of analysis models and the use of microprocessors and microcomputers in system operation.

Many projects investigate the materials used by Hydro-Québec, for example the aging of concrete, metal corrosion, steels and insulation, welding techniques, and materials that can be used for energy storage.

In the field of new energy sources, the anticipated harnessing of all the province's undeveloped hydraulic resources by the end of the century obliges Hydro-Québec to study other options immediately. The sources that realistically offer Québec the most advantages are biomass (peat and wood), wind energy, and nuclear fusion (notably the Tokamak project). Energy storage is also one of the solutions envisaged.

With regard to proposals for nuclear plants, Hydro-Québec is continuing to study their main technical, economic and environmental characteristics and to keep up to date on developments in this technology.

Energy conservation and consumption management

Electrical-energy conservation and the management of consumption are interdependent. By reducing demand or leveling out peak periods, these measures constitute a tool for planning investments and increasing their economic effectiveness.

In order to economize electricity, Hydro-Québec is looking at the use of solar energy, heat pumps, thermal wastes, synthetic fuels, heat-recovery systems and the joint production of heat and electricity.

Hydro-Québec has been given the responsibility for a major energy-savings program that was announced early in 1981 by the Québec government. The program covers home insulation and all aspects of home-heating improvements, as well as the use of household appliances. Companies that so request may obtain assistance from Hydro-Québec specialists in analyzing the use of energy in their buildings and installations.

Agreements with neighboring systems and interruptible-energy contracts are among the solutions that Hydro-Québec is studying to improve consumption management.

A better distribution of energy consumption at periods of peak demand can also help reduce the need for additional peaking plant, and consequently for additional financing. The utility is now studying modifications to the rate structure that would encourage certain customers to use electricity more efficiently.

These are the principal elements in Hydro-Québec's strategy for the future. Abundant water resources and prudent financial management, backed by energy conservation and continuing research on new techniques, should enable the utility to fulfill its mandate, which is to meet Québec's electrical-energy needs in a manner consistent with sound financial administration.

Centre Lebourgneuf in Québec City, inaugurated in 1980. Regional administrative and service centres are a means of improving management effectiveness.

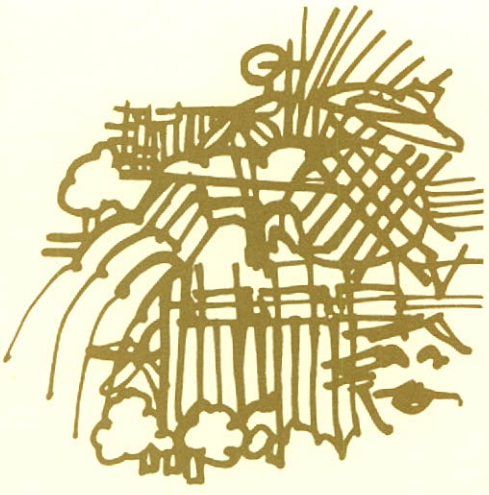
Hydro-Québec and its Subsidiaries

Hydro-Québec is a government-owned public utility that ensures the production and distribution of electricity across Québec. It was created in 1944 upon acquisition of Montreal Light, Heat and Power Consolidated and Beauharnois Light, Heat and Power Company, both of which served the Montreal region. In 1963 the acquisition of most of Québec's remaining privately-owned electrical utilities nearly doubled the size of Hydro-Québec.

Today Hydro-Québec supplies nearly 85% of Québec's electricity needs. The remainder is furnished by a few industrial firms such as Alcan and *La Compagnie d'énergie Maclaren-Québec* primarily for their own needs. Service in a few areas is still provided by municipal systems and an electricity cooperative, which buy most of their electricity from Hydro-Québec. These systems are gradually being acquired by mutual agreement. In 1980 the purchase of Sainte-Anne-de-Bellevue, Chibougamau and Deauville systems added about 5,500 customers to the Hydro-Québec system.

Under the terms of the Hydro-Québec Act of 1944, Hydro-Québec was created to supply power to the province of Québec at the lowest rates consistent with sound financial administration. This objective was not fundamentally changed by Bill 41, which in 1978 amended the Hydro-Québec Act, stating that: "To attain its objects, the Corporation shall estimate the needs of Québec in energy and the means of meeting them within the scope of the energy policies that the Lieutenant-Governor in Council may otherwise establish."

Hydro-Québec is administered by a board of directors whose 11 members are appointed by the



Québec government. The president and chief executive officer of Hydro-Québec and the president and chief executive officer of its subsidiary, the *Société d'énergie de la Baie James* are *ex officio* members of the board.

The president and chief executive officer of Hydro-Québec is assisted by seven vice-presidents and by a number of key executives. The territory is served by 11 regional administrative units.

Subsidiaries

Hydro-Québec has two wholly-owned subsidiaries: the *Société d'énergie de la Baie James* (SEBJ) and Hydro-Québec International.

SEBJ, created at the end of 1971, is a construction-management firm that acts on behalf of Hydro-Québec. At present it is responsible for the work under way in the James Bay region, including the two-stage development of the La Grande River's hydroelectric potential and preliminary studies for the Nottaway-Broadback-Rupert complex and the Grande Baleine complex.

Hydro-Québec is authorized to assign SEBJ any other engineering, construction and project-management work for powerhouses, transmission lines, substations and other structures.

The members of the board of directors of Hydro-Québec, including the president and chief executive officer of Hydro-Québec, serve also as the directors of SEBJ, and the chairman of Hydro-Québec's board of directors is also chairman of the board of SEBJ. The president and chief executive officer of SEBJ is also an *ex officio* director of that company.

Hydro-Québec International was created on October 18, 1978. Its mission is to export the experience and know-how Hydro-Québec has acquired in the generation, transmission and distribution of electric power.

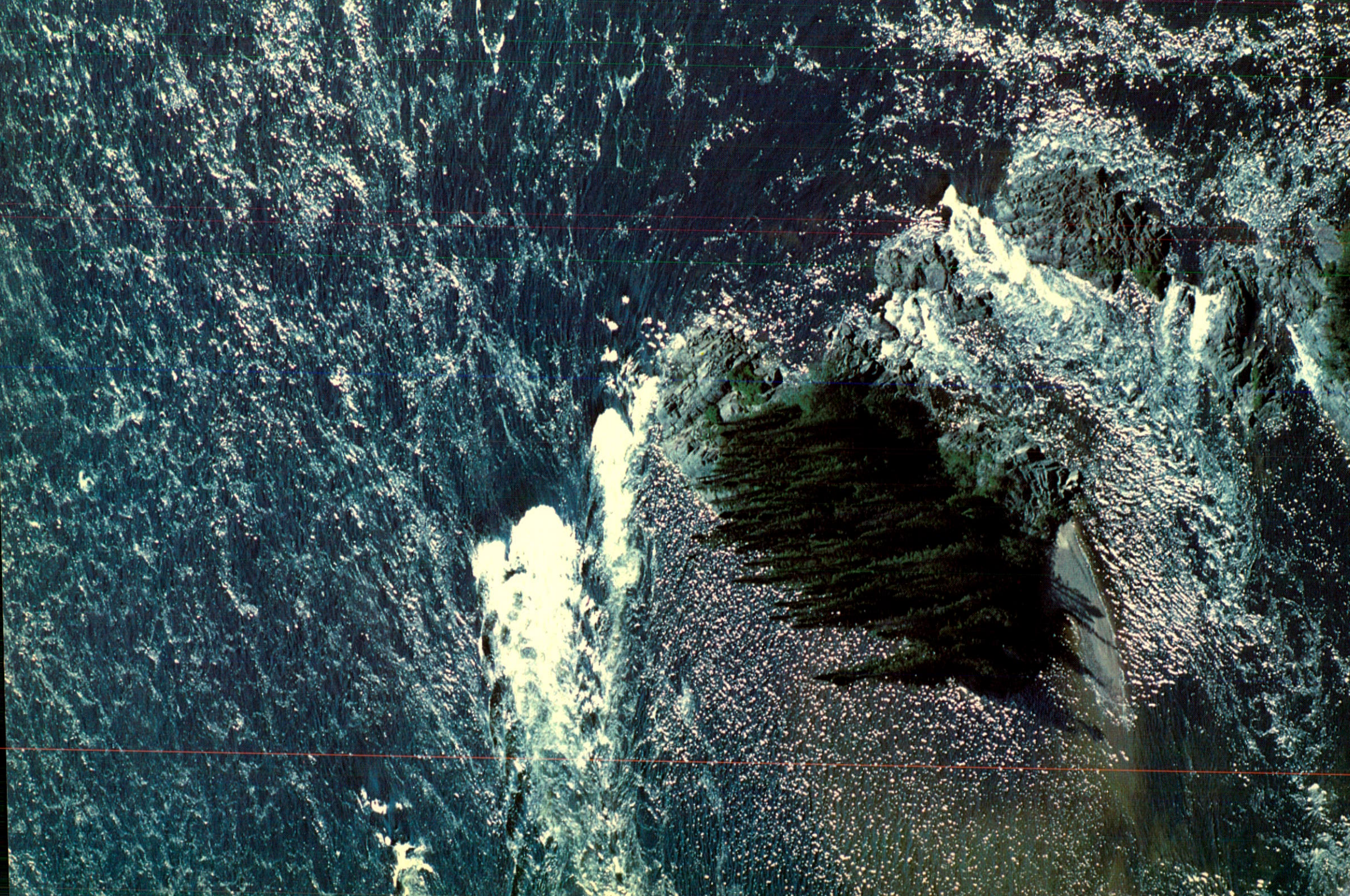
The board of directors of Hydro-Québec International comprises the members of the board of Hydro-Québec and SEBJ. The president and chief executive officer of Hydro-Québec International is also an *ex officio* director of the company.

Holdings in other firms

Along with three other government-owned corporations, Hydro-Québec is a shareholder (35% of the capital) in Nouveler Inc. Created on January 30, 1980, this firm has the mandate to develop new methods of energy conversion and promote energy efficiency.

In addition, Hydro-Québec holds 34.2% of the capital stock of Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, which operates the Churchill Falls powerhouse. Most of the production of this 5,225-megawatt plant is available to Hydro-Québec under long-term contract.

The offices of Hydro-Québec International in Montreal.



Hydro-Québec Annual Report 1980
Financial Statements and Statistics

Contents

F2
Auditors' Report

F3
Consolidated Statement of Operations

F4
Consolidated Balance Sheet

F6
Consolidated Statement of Reserves

F7
Consolidated Statement of Changes in Financial Position

F8
Notes to Consolidated Financial Statements

F21
Summary of Consolidated Operations: 1976 to 1980

F22
Consolidated Sales and Revenue: 1976 to 1980

F23
Energy and Power Requirements of Hydro-Québec System: 1976 to 1980

Hydro-Québec Employees' Retirement Fund

F24
Auditors' Report

F25
Statement of Assets

F26
Statement of Changes in Assets

F27
Notes to Financial Statements

Hydro-Québec

Auditors' Report

We have examined the consolidated balance sheet of Hydro-Québec as at December 31, 1980 and the consolidated statements of operations, reserves and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

In our opinion, these consolidated financial statements present fairly the financial position of Hydro-Québec as at December 31, 1980 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied on a basis consistent with that of the preceding year.

Montréal, Canada,
March 19, 1981.

H. Marcel Caron & Associés
affiliated with Clarkson Gordon
Chartered Accountants

Samson, Bélair & Associés
Chartered Accountants

Hydro-Québec

Consolidated Statement of Operations

(in thousands of dollars)
for the year ended December 31

		1980	1979
Revenue	Sales of electricity:		
	Firm	$ 2,171,236	$ 1,783,860
	Surplus	241,625	172,531
		2,412,861	1,956,391
	Other operating income	30,725	21,167
		2,443,586	1,977,558
Expenditure	Operating, maintenance, administration and other	704,787	557,662
	Power purchased	130,741	128,973
	Provision for renewals (depreciation)	161,324	138,436
	Provincial levy (Note 2)	51,188	5,000
	School and municipal taxes (Note 2)	6,343	20,249
		1,054,383	850,320
Net operating income		1,389,203	1,127,238
	Interest (Note 3)	643,120	381,027
Net income before allocations to reserves		$ 746,083	$ 746,211
Allocations to reserves	Interest	$ 372,780	$ 291,490
	Provisions:		
	Contingencies	255,663	364,156
	Rate stabilization	48,257	39,128
	Amortization of capital invested	69,383	51,437
		373,303	454,721
		$ 746,083	$ 746,211

See accompanying notes

Hydro-Québec

Consolidated Balance Sheet

(in thousands of dollars)
as at December 31

	Assets	1980	1979
Fixed assets	Property and plant (Note 4):		
	In service	**$12,385,160**	$ 9,181,617
	Reserve for renewals (accumulated depreciation)	**1,625,649**	1,490,370
		10,759,511	7,691,247
	Construction work in progress	**5,878,303**	6,565,439
		16,637,814	14,256,686
	Construction, operating and research equipment, at cost less accumulated depreciation	**124,812**	108,704
		16,762,626	14,365,390
Current assets	Cash and short-term investments	**244,176**	202,174
	Accounts receivable and unbilled revenue	**541,232**	501,808
	Materials, fuel and supplies	**159,590**	136,120
		944,998	840,102
Other assets	Investments (Note 5)	**129,900**	131,043
	Unamortized debenture discount and expenses	**141,178**	133,718
	Unamortized deferred cost on purchase of energy	**33,757**	34,722
		304,835	299,483
		$18,012,459	$15,504,975

	Liabilities and reserves	1980	1979
Long-term debt	Debentures and bonds less sinking funds (Note 6)	$12,250,565	$10,465,641
	Other long-term debt (Note 7)	241,327	221,413
		12,491,892	10,687,054
	Amount payable within one year	384,814	332,866
		12,107,078	10,354,188
Notes payable	Notes payable within one year	150,610	155,456
Current liabilities	Bank indebtedness	3,398	20,251
	Accounts payable and accrued liabilities	508,763	592,583
	Accrued interest	483,687	421,605
	Long-term debt payable within one year	384,814	332,866
		1,380,662	1,367,305
Reserves	Contingencies	2,396,739	1,941,579
	Rate stabilization	657,672	552,632
	Amortization of capital invested	1,319,698	1,133,815
		4,374,109	3,628,026
		$18,012,459	$15,504,975

See accompanying notes

On behalf of Hydro-Québec:
(signed) Joseph Bourbeau
(signed) Robert A. Boyd

Montréal, Canada,
April 15, 1981.

(signed) Roger Girard
Directeur général
Contrôle et Comptabilité

Hydro-Québec

Consolidated Statement of Reserves

(in thousands of dollars)
for the year ended December 31

				1980	1979
	Contingencies	Rate stabilization	Amortization of capital invested	Total	Total
Balance, beginning of year	**$1,941,579**	**$552,632**	**$1,133,815**	**$3,628,026**	$2,881,815
Add:					
Interest	**199,497**	**56,783**	**116,500**	**372,780**	291,490
Provisions	**255,663**	**48,257**	**69,383**	**373,303**	454,721
Balance, end of year	**$2,396,739**	**$657,672**	**$1,319,698**	**$4,374,109**	$3,628,026

See accompanying notes

Hydro-Québec

Consolidated Statement of Changes in Financial Position

(in thousands of dollars)
for the year ended December 31

		1980	1979
Source of financial resources	Net income before allocations to reserves	$ 746,083	$ 746,211
	Provision for renewals (depreciation)	161,324	138,436
	Depreciation of operating and research equipment	19,211	16,911
	Amortization of debenture discount and expenses	12,601	10,979
	Other amortization and depreciation	6,484	6,377
	Total financial resources provided by operations	945,703	918,914
	Issue of debentures and other long-term debt less discount and expenses	2,155,635	1,766,109
	Other	8,449	1,350
		$ 3,109,787	$ 2,686,373
Application of financial resources	Investments in fixed assets	$ 2,588,661	$ 2,817,259
	Redemptions of debentures and bonds and other long-term debt	372,793	218,626
	Decrease (increase) in notes payable	4,846	(100,337)
	Increase (decrease) in cash and short-term investments less bank indebtedness	58,855	(196,815)
	Increase in accounts receivable and unbilled revenue	39,424	115,025
	Increase in materials, fuel and supplies	23,470	44,791
	Decrease (increase) in accounts payable and accrued liabilities and accrued interest	21,738	(212,176)
		$ 3,109,787	$ 2,686,373

See accompanying notes

Note 1

Summary of significant accounting policies

A summary of the major accounting policies of Hydro-Québec is presented below to assist the reader in analyzing the consolidated financial statements.

a) Consolidation

The consolidated financial statements include the financial statements of Hydro-Québec and of all its subsidiary companies including the Société d'énergie de la Baie James (see Note 9).

b) Rates and Reserves

Under the provisions of its Act, the object of Hydro-Québec is to supply power in the Province de Québec at the lowest rates consistent with sound financial administration. More specifically, the Hydro-Québec Act provides that the rates should be maintained at a level sufficient to defray all costs and to accumulate three reserves: Contingencies, Rate stabilization and Amortization of capital invested. Rates are fixed by Hydro-Québec and are subject to the approval of the Gouvernement du Québec.

Each year, Hydro-Québec must credit to these three reserves, from its net income, interest calculated at a rate equivalent to the weighted average of the effective interest rates on all its outstanding long-term debt (10.28% in 1980 and 10.11% in 1979). The balance of net income is allocated to the reserves and contributes to an adequate coverage of interest charges and to the financing of part of the construction program. These three reserves constitute the net worth of Hydro-Québec.

c) Revenue from sales of electricity

Revenues are recorded on the basis of cyclical billings and, in addition, they are also accrued in respect of electricity delivered but not billed.

d) Property and plant

Property and plant include generation, transmission, distribution and administration and service facilities. They are carried at cost which includes materials, direct labor and overhead such as engineering and administration costs that are applicable to the construction program. The cost also includes interest charged to Construction work in progress as explained under (f) below. Expenditures for additions, improvements and renewals are capitalized and expenditures for maintenance and repairs are charged to operations.

The costs of generating facilities are transferred to Property and plant in service by instalments proportionate to the number of generating units completed and in service in relation to the total number of units of the project on the basis of the present value of the total estimated cost. The costs of transmission, distribution and other facilities are transferred to Property and plant in service when these facilities are completed and in commercial operation.

e) Depreciation

Hydro-Québec uses a sinking fund method of providing for depreciation of its property and plant, including intangible assets. This method is based on a rate of interest of 3% and the expected service lives as follows:

Hydraulic powerhouses	50 years
Hydraulic turbines and generators	40 years
Dams and reservoirs	50 years
Transmission towers (steel) and conductors	50 years
Distribution poles (wood)	25 years
Distribution conductors	40 years
Intangible assets	25 years

Note 1 — Summary of significant accounting policies (cont'd)

f) *Interest charged to Construction work in progress*

Interest is added to the cost of construction work in progress at a rate equivalent to the weighted average of the effective interest rates on debentures of Hydro-Québec issued to finance such construction. This rate was 10.46% in 1980 and 10.47% in 1979, which includes foreign exchange fluctuations on interest payments made in foreign currencies.

g) *Foreign currency translation (see Note 6)*

Consolidated long-term debt payable in foreign currencies is shown on the balance sheet at the Canadian dollar equivalent at the dates of borrowing. Current assets and liabilities, including long-term debt payable within one year, denominated in foreign currencies, are translated into Canadian currency at year-end rates of exchange and the resulting unrealized exchange gains or losses, together with exchange gains and losses at maturities of debentures and at purchases for sinking funds, are included with interest expense in the statement of operations (see Note 3). Revenues and expenses resulting from transactions in foreign currencies are accounted for according to the rates of exchange at the date of the transactions.

h) *Unamortized deferred cost on purchase of energy*

In accordance with the terms of a contract with Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited ("CFLCo") (see Note 9), Hydro-Québec absorbs the part of the interest charges attributable to the excess of the effective interest rate on the First Mortgage Bonds of CFLCo over 5½% and on other indebtedness over 6%. The portion of these payments that was deferred before the plant reached full production in 1975 is amortized over the life of the contract on a straight-line basis (40 years) by charges to the cost of power purchased. Annual payments which Hydro-Québec has to make under this agreement are also charged to the cost of power purchased.

i) *Research and development*

Preliminary engineering, investigation and survey costs incurred on projects before their authorization for construction are included in Construction work in progress and no interest is charged on these costs until such authorization. When a project is abandoned, its costs are charged to operations. Hydro-Québec also charges to operations the cost of research and development not related to a specific project or related to new energy sources.

j) *Construction, operating and research equipment*

This equipment is carried at cost. Hydro-Québec uses the straight-line method of providing for depreciation of these assets based on their respective estimated service lives. The cost of equipment used for the construction of major generating facilities is included in Construction work in progress.

k) *Materials, fuel and supplies*

Hydro-Québec values its inventories of materials, fuel and supplies on the basis of average cost. The materials and supplies are primarily those required for the construction and maintenance of its distribution system.

l) *Investments*

All short-term and long-term investments are shown at cost. The cost of short-term investments approximates market value.

m) *Redemptions of debentures and bonds*

Hydro-Québec invests substantially all of its sinking funds in its own debentures and in bonds of its subsidiaries and follows the practice of carrying these investments at par, which may not be indicative of cost or current market value. The resulting profit, net of unamortized debenture or bond discount and other expenses, is included with interest expense in the consolidated statement of operations. Debentures or bonds of an issue purchased for the sinking fund of that issue are cancelled.

n) *Retirement plan*

The costs of the plan are determined periodically by independent actuaries. Current service costs are charged annually to operations, as the amortization of past service obligations and experience deficiencies over a period of 15 years.

Note 2

Provincial levy

At the end of March 1979, the levy of $20,000,000 payable annually to the Gouvernement du Québec by Hydro-Québec as a charge against revenue was eliminated, and Hydro-Québec then became subject to the retail sales tax, which is currently 8%.

Moreover, under the new law on municipal taxation effective January 1, 1980, Hydro-Québec will continue to pay municipal and school taxes levied on its land and buildings. On the other hand, the special taxes on the production, transmission and distribution facilities of Hydro-Québec have been cancelled. Besides, an annual 3% tax on the previous year's gross revenue from virtually all of its sales of electricity to Québec customers has been imposed. The 1980 payment for this tax amounts to $51,188,000. This tax is collected by the Gouvernement du Québec for distribution to municipalities.

Note 3

Interest

	1980 ($'000)	1979 ($'000)
Interest on long-term debt	$ 1,191,249	$ 971,503
Interest on bank indebtedness and notes payable	39,736	12,972
Amortization of debenture discount and expenses	12,601	10,979
Foreign exchange loss on redemptions of debentures and translation of current assets and liabilities	106,708	107,265
	1,350,294	1,102,719
Less:		
Interest charged to Construction work in progress	614,817	651,374
Net investment income	72,191	59,770
Net profit on repurchase of debentures	20,166	10,548
	707,174	721,692
	$ 643,120	$ 381,027

Note 4

Property and plant

Investments in property and plant by function

	December 31, 1980			December 31, 1979		
	Property and plant in service ($'000)	Reserve for renewals (accumulated depreciation) ($'000)	Construction work in progress ($'000)	Property and plant in service ($'000)	Reserve for renewals (accumulated depreciation) ($'000)	Construction work in progress ($'000)
Generation						
Hydraulic	$ 6,436,987	$ 675,250	$4,056,881	$4,089,848	$ 615,100	$4,954,370
Nuclear	—	—	858,431	—	—	705,769
Other	259,792	53,196	21,133	234,480	43,606	23,894
	6,696,779	**728,446**	**4,936,445**	4,324,328	658,706	5,684,033
Transmission						
Substations	1,073,458	131,329	262,809	1,020,963	116,989	158,885
Lines	2,137,668	208,848	482,343	1,584,462	183,743	576,724
	3,211,126	**340,177**	**745,152**	2,605,425	300,732	735,609
Distribution						
Substations	474,646	88,033	115,993	442,326	82,732	64,640
Lines	1,452,066	258,016	57,216	1,304,100	238,499	51,886
	1,926,712	**346,049**	**173,209**	1,746,426	321,231	116,526
Miscellaneous						
Administrative buildings	186,756	21,381	7,880	159,310	19,681	7,854
Other	363,787	189,596	15,617	346,128	190,020	21,417
	550,543	**210,977**	**23,497**	505,438	209,701	29,271
Total	**$12,385,160**	**$1,625,649**	**$5,878,303**	$9,181,617	$1,490,370	$6,565,439

Note 5

Investments

	1980 ($'000)	1979 ($'000)
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited ("CFLCo") (see Note 9)		
General Mortgage Bonds, 7½%, due 1981 through 2010 (par value $98,000,000 and $100,000,000, respectively)	$ 88,690	$ 90,500
Common shares	34,333	34,333
	123,023	124,833
Gelco Enterprises Ltd., 4% unsecured note, due 1991	5,984	6,119
Sundry investments	893	91
	$129,900	$131,043

The shares of CFLCo are held 65.8% by Newfoundland and Labrador Hydro-Electric Corporation (a crown corporation of the Province of Newfoundland), and 34.2% by Hydro-Québec. The share of Hydro-Québec in the earnings, dividends and retained earnings of CFLCo to December 31, 1980 is as follows:

	Earnings ($'000)	Dividends ($'000)	Retained earnings ($'000)
Share of retained earnings at January 1, 1979			$42,785
1979	$11,055	$ 8,325	2,730
1980	12,390	9,583	2,807
Share of retained earnings at December 31, 1980			**$48,322**

Dividends are included in Net investment income (see Note 3).

Note 6

Debentures and bonds

Series	Interest rates	Years of issue	Years of maturity	1980 Debentures and bonds ($'000)	1979 Debentures and bonds ($'000)
Debentures of Hydro-Québec — Guaranteed by the Province de Québec					
*"N"	3½%	1956	1981	$ 16,701 U.S.	$ 16,826 U.S.
*"P"	4¼%	1956	1981	13,652 U.S.	13,658 U.S.
*"S"	5%	1957	1982	12,606	13,026
*"T"	3¾%	1958	1983	24,043 U.S.	24,206 U.S.
*"W"	5%	1959	1980	—	18,106
*"X"	5%	1959	1984	29,734 U.S.	30,325 U.S.
*"Z"	5½%	1960	1982	20,838	21,850
*"AA"	5½%	1960	1983	15,735	16,672
*"AB"	5½%	1961	1985	24,661	26,276
*"AC"	5½%	1961	1985	22,498	24,455
*"AD"	5½%	1962	1982	26,373	28,148
*"AF"	5¾%	1962	1984	34,451	36,147
*"AG"	5%	1963	1988	192,102 U.S.	202,002 U.S.
*"AM"	5¼%	1963	1986	31,590	32,947
*"AN"	5½%	1964	1984, 1994	27,141	28,121
*"AO"	4½%	1964	1994	50,000 U.S.	50,000 U.S.
*"AP"	4¾%	1964	1989	32,875 U.S.	35,375 U.S.
*"AQ"	5½%	1964	1988	39,610	42,349
*"AR"	5½%, 5%	1965	1987, 1995	47,052	49,595
*"AS"	4⅝%	1965	1985	39,480 U.S.	40,735 U.S.
*"AT"	5¼%	1966	1987	38,436 U.S.	39,616 U.S.
*"AU"	6%	1966	1991	36,299	37,770
*"AV"	5⅜%	1966	1992	47,146 U.S.	47,668 U.S.
*"AW"	6%	1966	1980, 1990	30,072	37,049
*"AX"	6¼%	1966	1991	28,816 U.S.	29,346 U.S.
*"AY"	6¼%	1967	1993	44,487 U.S.	45,674 U.S.
*"AZ"	6½%	1967	1990	28,270	29,258
*"BA"	6¼%	1967	1993	39,682 U.S.	40,538 U.S.
*"BB"	6½%	1967	1992	38,668 U.S.	39,629 U.S.
*"BC"	7%, 6%, 7%	1967	1980, 1994	35,290	44,186
*"BD"	6⅞%	1968	1989	49,193 U.S.	50,708 U.S.
*"BE"	7½%, 7%	1968	1980, 1994	24,200	37,524
*"BF"	7¾%	1968	1986	20,329 U.S.	22,329 U.S.
*"BG"	7¼%	1968	1991	40,120 U.S.	41,382 U.S.
* —	6¾%	1969	1984 (60,000,000 and 75,000,000 Deutsche marks, respectively)	16,087	20,108
* —	7¼%	1969	1984 (40,000,000 and 50,000,000 Deutsche marks, respectively)	10,818	13,522
*"BH"	7¾%	1969	1990	205	206
*"BI"	8¾%	1969	1999	42,371 U.S.	43,352 U.S.
*"BK"	8½%	1969	1992	23,615	23,915
*"BL"	9¾%	1969	1995	43,646 U.S.	44,646 U.S.
*"BM"	9½%	1970	1990	5,491	5,576
*"BN"	9¼%	1970	1995	52,942 U.S.	54,252 U.S.
*"BO"	9½%	1970	1990	25,900	26,500
*"BP"	9½%	1970	1997	66,091 U.S.	67,760 U.S.
*"BQ"	9¼%	1970	1985	6,900 U.S.	8,100 U.S.
*"BR"	8¾%	1971	1999	65,445 U.S.	67,333 U.S.
*"BS"	8¼%	1971	1986	12,100 U.S.	13,600 U.S.
*"BT"	7¾%	1971	1996	42,700	44,000
*"BU"	8¾%	1971	1996	45,912	46,072

Note 6 — Debentures and bonds (cont'd)

Series	Interest rates	Years of issue	Years of maturity	1980 Debentures and bonds ($'000)	1979 Debentures and bonds ($'000)
Debentures of Hydro-Québec — Guaranteed by the Province de Québec					
* —	8%	1971	1986 (60,000,000 and 70,000,000 Deutsche marks, respectively)	$ 17,901	$ 20,885
*"BV"	8½%	1971	2001	69,061 U.S.	70,347 U.S.
*"BW"	8½%	1971	1986	18,000 U.S.	20,000 U.S.
*"BX"	7⅞%	1972	2002	93,397 U.S.	95,229 U.S.
* —	6½%	1972	1987 (70,000,000 and 80,000,000 Deutsche marks, respectively)	21,974	25,113
*"BY"	8¼%	1972	1997	45,852	46,430
*"BZ"	8¼%	1972	1993	54,850	55,600
*"CA"	8%, 8⅜%	1972	1980, 1997	50,350	60,938
"CB"	8¼%	1972	1996	50,000	50,000
* —	6¼%	1972	1987 (80,000,000 Swiss francs)	21,021	21,021
*"CC"	7½%	1973	2003	115,903 U.S.	118,275 U.S.
"CD"	8%	1973	1998	50,000	50,000
* —	6½%	1973	1988 (80,000,000 and 90,000,000 Deutsche marks, respectively)	28,187	31,711
"CE"	8¼%	1973	1998	55,000	55,000
*"CF"	8½%	1973	2003	95,244 U.S.	99,608 U.S.
"CG"	8¾%	1973	1998	50,000	50,000
"CH"	8½%	1973	1998	50,000	50,000
*"CI"	8¼%	1974	2004	118,536 U.S.	122,560 U.S.
*"CJ"	8½%	1974	1989	26,000 U.S.	27,000 U.S.
"CK"	9%	1974	1999	60,000	60,000
"CL"	9⅞%	1974	1996	80,000	80,000
*"CM"	10.70%	1974	1999	146,995 U.S.	150,000 U.S.
"CN"	10%	1974	1980	—	50,000
"CO"	10%	1974	1982	100,000	100,000
"CP"	10%	1974	1982	100,000 U.S.	100,000 U.S.
*"CQ"	10¼%	1975	2005	198,025 U.S.	200,000 U.S.
"CR"	9%, 9¾%	1975, 1977	1985, 2000	245,000	245,000
"CS"	10%	1975	2000	80,000	80,000
*"CT"	9¾%	1975	2005	198,750 U.S.	198,750 U.S.
"CU"	10¼%	1975	1997	65,000	65,000
—	3¼%	1975	1980 (100,000,000 Swiss francs)	—	38,400
"CV"	9½%	1975	1981	50,000	50,000
*"CW"	10%	1975	2005	250,000 U.S.	250,000 U.S.
—	3%	1975	1980 (100,000,000 Swiss francs)	—	38,500
*"CX"	10¼%	1976	1996	889,000 U.S.	944,500 U.S.
*"CY"	10¾%	1976	1996	31,114	33,057
* —	6%	1976	1991 (80,000,000 Swiss francs)	31,900	31,900
*"CZ"	8.60%	1976	2006	250,000 U.S.	250,000 U.S.
"DA"	10%	1976	2001	120,000	120,000
"DB"	8½%	1976	1986	125,000 U.S.	125,000 U.S.
*"DC"	8¾%	1976	1996	44,450 U.S.	47,225 U.S.
—	5⅜%	1976	1981 (300,000,000 Swiss francs)	124,200	124,200

Note 6 — Obligations (suite)

Série	Taux	Années d'émission	Années d'échéance	1980 Obligations (en milliers de dollars)		1979 Obligations (en milliers de dollars)	
Obligations d'Hydro-Québec — Garanties par la province de Québec							
« DD »	10 %	1977	1997	100 000 $		100 000 $	
—	8½ %	1977	1992 (20 000 000 000 de yens japonais)	80 500		80 500	
*« DE »	9 %	1977	1992	108 050	É.-U.	112 700	É.-U.
* —	6½ %	1977	1987 (175 500 000 et 183 625 000, respectivement, de marks allemands)	81 432		85 202	
—	5¼ %	1977	1982 (300 000 000 de francs suisses)	131 800		131 800	
*« DF »	9¼ %	1977	1997	225 000	É.-U.	225 000	É.-U.
* —	5 %	1977	1992 (100 000 000 de francs suisses)	45 000		45 000	
* —	6¼ %	1977	1987 (134 000 000 et 140 000 000, respectivement, de marks allemands)	67 844		70 882	
* —	3¾ %	1978	1993 (130 000 000 de francs suisses)	75 140		75 140	
« DG »	10¼ %	1978, 1979	2003	410 000		410 000	
« DH »	10 %	1978	2003	250 000		250 000	
*« DI »	9½ %	1978	1993	43 725	É.-U.	46 250	É.-U.
*« DJ »	10 %	1978	2008	99 000	É.-U.	100 000	É.-U.
« DK »	9¾ %	1978	1993	50 000	É.-U.	50 000	É.-U.
—	13 15/16 %, 15 13/16 %, 22 1/16 %	1980	1990	750 000	É.-U.	750 000	É.-U.
*« DL »	10 %	1979	2009	200 000	É.-U.	200 000	É.-U.
« DM »	10,40 %, 10¾ %	1979	1989, 2004	285 000		285 000	
*« DN »	10 %	1979	1999	72 000	É.-U.	74 000	É.-U.
« DO »	10 %	1979	1989	10 000		10 000	
« DP »	9,85 %	1979	1994	100 000	É.-U.	100 000	É.-U.
*« DQ »	10⅞ %	1979	2009	200 000	É.-U.	177 000	É.-U.
« DR »	11 %	1979	2004	350 000		350 000	
*« DS »	11¼ %	1979	2009	200 000	É.-U.	168 000	É.-U.
« DT »	12½ %	1980	1985	200 000	É.-U.	—	
« DU »	flottant	1980	1990	75 000		—	
« DV »	14 %	1980	1985	160 000		—	
« DW »	14 %	1980	1986	200 000		—	
*« DX »	11½ %	1980	1992	97 000	É.-U.	—	
*« DY »	10¾ %	1980	2010	250 000	É.-U.	—	
« DZ »	11¾ %	1980	2005	200 000		—	
« EA »	13¼ %	1980	2005	185 000		—	
« EB »	13 %	1980	1987	100 000		—	
*« EC »	12½ %, 13¼ %	1980	1987, 2010	330 000	É.-U.	—	
« ED »	13¼ %	1980	1990	85 000		—	
—	7 %	1980	1983 (100 000 000 de francs suisses)	66 720		—	
Total des obligations d'Hydro-Québec				**11 766 294 $**		10 120 161 $	

**À fonds d'amortissement*

Note 6 — Obligations (suite)

	1980 Obligations (en milliers de dollars)	1979 Obligations (en milliers de dollars)
Total des obligations d'Hydro-Québec *(reporté)*	**11 766 294 $**	10 120 161 $
Obligations des filiales		
Ces obligations portent intérêt à des taux variant de 3⅜ % à 6¼ % et échoient d'ici 1984. Elles sont garanties par Hydro-Québec et cet engagement est garanti par la province de Québec.	**28 047**	28 540
Total des obligations	**11 794 341 $**	10 148 701 $
Total des obligations	11 794 341 $	10 148 701 $
Plus prime nette de change, au moment de l'émission, sur les obligations en devises des États-Unis	482 899	336 456
	12 277 240	10 485 157
Moins fonds d'amortissement	26 675	19 516
	12 250 565 $	10 465 641 $

Hydro-Québec détient deux marges de crédit rotatif non utilisées pour des montants de 500 000 000 $ en devises des États-Unis et de 500 000 000 $ en devises du Canada. La première marge de crédit échoit en 1990 et porte intérêt au taux interbanque de l'Euro-dollar sur le marché de Londres (LIBOR) majoré de ½ %. Quant à la seconde marge de crédit, elle pourra être convertie en 1984 en un emprunt à terme pour une période additionnelle de six ans et son taux d'intérêt est sujet aux variations du taux préférentiel des banques à charte canadienne.

Après le 31 décembre 1980, Hydro-Québec a émis ou s'est engagée à émettre les obligations suivantes :

Devise	Taux	Années d'échéance	Obligations
É.-U.	13 %	1991	100 000 000 $ (1)
É.-U.	13¼ %	2010	20 000 000 $
Can.	13½ %	1984	185 000 000 $ (2)

(1) Émises avec droits d'acheter un montant additionnel de 100 000 000 $ des mêmes obligations
(2) Échangeables en obligations échéant en 1991

Les échéances de la dette à long terme et les exigences des fonds d'amortissement, en tenant compte des remboursements sur la dette à long terme émise après le 31 décembre 1980, converties en dollars canadiens aux cours en vigueur lors des emprunts, pour chacune des cinq prochaines années, s'élèvent à environ :

	Dollars canadiens (en milliers de dollars)	Dollars É.-U. (1 326 432 000 $ É.-U.) (en milliers de dollars)	Marks allemands (276 097 000 DM) (en milliers de dollars)	Francs suisses (818 500 000 FS) (en milliers de dollars)	Total (en milliers de dollars)
1981	83 452 $	157 322 $	16 696 $	127 344 $	384 814 $
1982	195 142	262 798	22 152	139 801	619 893
1983	38 436	192 172	22 152	78 662	331 422
1984	261 791 (1)	332 191 (2)	19 620	11 942	625 544
1985	291 466	445 153	9 646	11 942	758 207
	870 287 $	**1 389 636 $**	**90 266 $**	**369 691 $**	**2 719 880 $**

(1) Inclut 185 000 000 $ sujet à être prolongé jusqu'en 1991
(2) Inclut 136 039 000 $ sujet à être prolongé jusqu'en 1999 (138 350 000 $ É.-U.)

Note 6 — Obligations (suite)

La dette à long terme consolidée comprend les emprunts suivants en devises étrangères :

	31 décembre 1980	31 décembre 1979
Dollars É.-U.	6 529 561 000	5 772 960 000
Marks allemands	557 000 000	624 000 000
Francs suisses	780 000 000	985 000 000
Yens japonais	20 000 000 000	20 000 000 000

Si la dette à long terme remboursable en différentes devises était convertie en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'année, elle serait augmentée comme suit :

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
Dette à long terme montrée au bilan	12 107 078 $	10 354 188 $
Augmentation due au change	1 090 681	1 113 687
Dette à long terme aux cours du 31 décembre	**13 197 759 $**	11 467 875 $

Note 7

Autre dette à long terme

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
L'Office de l'Électrification rurale, 1981-1994*	3 153 $	3 691 $
Gouvernement du Canada, 1981-1999**	18 382	18 823
Énergie atomique du Canada, Limitée**	151 000	151 000
Valeur actualisée des obligations résultant de contrats de location-acquisition de centres de service et de bureaux régionaux, d'une durée de 25 ans, se terminant en 2005 ; cette valeur est capitalisée au taux de l'intérêt imputé au poste Construction en cours (voir note 1(f))	68 792	47 899
	241 327 $	221 413 $

**Ne porte pas intérêt dans la mesure où les conditions des ententes sont respectées.*
***Billets à payer garantis par la province de Québec, à des taux variant de 7 3/16 % à 10 %, remboursables en 25 versements annuels égaux après réalisation du projet concerné.*

Note 8

Régime de retraite

Le régime de retraite des employés d'Hydro-Québec est un régime contributif à prestations définies, garanties par Hydro-Québec. Au 31 décembre 1980, 18 750 employés contribuaient au régime.

Les coûts du régime, qui s'élèvent à 110 000 000 $ en 1980 (80 000 000 $ en 1979), représentent le coût des services courants et l'amortissement du coût des services passés et des déficits d'expérience.

Selon des expertises actuarielles indépendantes effectuées en 1980, les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 269 000 000 $ au 31 décembre 1978. À ce montant s'ajoute une somme de 210 000 000 $, résultant des améliorations apportées au régime le 1er janvier 1980.

Note 9

Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations

Les chutes Churchill

En mai 1969, Hydro-Québec a signé un contrat avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.) pour l'achat, à partir de 1972, de l'énergie produite par une centrale d'une puissance nominale de 5 225 000 kilowatts, construite aux chutes Churchill, au Labrador.

Le contrat d'électricité prévoit la vente par CFLCo., pendant une période de 40 ans à compter de la date effective définie audit contrat (1er septembre 1976), de virtuellement toute l'énergie produite aux chutes Churchill, sauf de celle pouvant être reprise par CFLCo. mais ne devant pas excéder 300 000 kilowatts. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues.

Hydro-Québec s'est également engagée à payer à CFLCo. une partie des frais d'intérêt sur les dettes contractées par CFLCo. pour la construction de la centrale et une partie des pertes de change provenant du service de la dette en devises des États-Unis. Sous réserve de certaines limites et compensations, le contrat oblige Hydro-Québec à payer l'énergie, qu'elle l'utilise ou non. Hydro-Québec pourrait en outre être tenue de fournir des fonds supplémentaires par l'achat d'unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires, si d'autres fonds n'étaient pas disponibles pour le service de la dette et pour couvrir les dépenses de CFLCo.

Le 14 septembre 1976, des brefs d'assignation et un état de réclamation ont été signifiés à CFLCo. et à Hydro-Québec dans une action instituée par le Procureur général de Terre-Neuve devant la Cour suprême de Terre-Neuve, demandant qu'il soit déclaré par jugement que Terre-Neuve est en droit, en vertu du bail de CFLCo., de demander à CFLCo. de lui livrer 800 000 kilowatts de la puissance produite par les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill à compter du 1er octobre 1983, que CFLCo. est obligée de satisfaire à telle demande et que telle satisfaction de cette exigence ne constituerait pas un défaut en vertu du contrat d'électricité ou des conventions financières de CFLCo.

Hydro-Québec défend l'action devant la Cour suprême de Terre-Neuve et ses conseillers juridiques l'ont avisée que la validité dudit contrat et sa mise à exécution, conformément à ses termes, ne peuvent être contestées avec succès devant les tribunaux et, en particulier, que l'action susmentionnée est non fondée dans la mesure où elle réclame une déclaration qui affecterait les droits actuels d'Hydro-Québec en vertu du contrat d'électricité. De plus, Hydro-Québec a institué des procédures devant la Cour supérieure du district de Montréal en vue d'obtenir un jugement confirmant, en substance, qu'elle a, en vertu du contrat d'électricité, le droit à virtuellement toute l'énergie produite par la centrale des chutes Churchill et que si CFLCo. ne vend pas et ne livre pas cette énergie, elle sera en bris de son contrat d'électricité. Ce litige est présentement devant les tribunaux.

En décembre 1980, la Législature de Terre-Neuve a adopté une loi intitulée « The Upper Churchill Water Rights Reversion Act » (la « Loi ») laquelle, si elle était mise en vigueur, annulerait la Loi intitulée « The Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (Lease) Act, 1961 », qui a accordé à CFLCo. l'exclusivité des droits sur les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill, de telle sorte que tous les droits que CFLCo. détient sur ces eaux seraient révoqués et les ouvrages hydroélectriques de cette dernière, tels que définis à la Loi, seraient dévolus à Terre-Neuve. CFLCo. deviendrait alors incapable de remplir ses obligations envers Hydro-Québec en vertu du contrat d'achat d'énergie. La Loi exige toutefois qu'un renvoi soit adressé à la Cour d'Appel de Terre-Neuve pour que cette dernière se prononce sur la compétence de la Législature de Terre-Neuve d'adopter une telle législation. Il y est aussi spécifié qu'elle n'entrera en vigueur qu'au moment déterminé par proclamation, lequel ne devra précéder le jour où tous les droits d'appel concernant le renvoi auront été épuisés ou seront expirés. Hydro-Québec entend contester la validité de la Loi et prendre toutes les mesures requises pour protéger les droits qu'elle détient en vertu du contrat d'achat d'énergie.

Note 9 — Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations (suite)

Complexe La Grande

La Société d'énergie de la Baie James, filiale à part entière d'Hydro-Québec, a pour objet de réaliser pour le compte d'Hydro-Québec le développement du complexe La Grande et d'effectuer, à la demande d'Hydro-Québec, l'ingénierie, la construction et la gérance de projets d'envergure.

Le complexe La Grande — phase 1 comprend la construction de trois centrales d'une puissance installée de 10 269 000 kilowatts à un coût estimé à 15 100 000 000 $. Les premières mises en service commercial ont eu lieu à la fin de 1979 et l'achèvement de la première phase est prévu pour 1985. Au 31 décembre 1980, on avait investi 8 749 000 000 $ dans le projet.

Hydro-Québec, la Société d'énergie de la Baie James, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada ont signé différentes conventions avec les Cris de la Baie James, les Inuit du Québec et les Naskapis du Québec. Ces conventions prévoient, entre autres choses, l'extinction de tous les droits de réclamations respectifs des Cris, des Inuit et des Naskapis sur et dans certains territoires de la province de Québec, y compris le territoire sur lequel le complexe est situé. Selon ces conventions, Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James doivent verser, sans intérêt, un montant de 173 500 000 $: 51 300 000 $ ont déjà été versés, 6 900 000 $ le seront en 1981 et 115 300 000 $ au cours des années 1982 à 1996. Ces montants qui font partie du coût du projet sont comptabilisés au fur et à mesure de leurs paiements.

Ententes avec l'Énergie atomique du Canada, Limitée

En janvier 1978, Hydro-Québec signait, avec l'Énergie atomique du Canada, Limitée (EACL), des ententes en vertu desquelles l'EACL s'est engagée à poursuivre les travaux de construction de l'usine d'eau lourde La Prade à Bécancour, Québec et Hydro-Québec à acheter une partie de la production de l'usine. De plus, ces ententes donnent à Hydro-Québec la possibilité de se porter acquéreur de l'usine La Prade avant 1990 et le droit de premier refus si l'EACL envisageait de vendre l'usine.

En 1978, l'EACL annonçait la suspension des travaux de construction de l'usine d'eau lourde La Prade.

Des discussions se poursuivent entre les gouvernements du Canada et du Québec en vue de mettre fin à ces ententes.

Dépenses en immobilisations

Hydro-Québec poursuit un programme continuel de construction en prévision de la demande future d'énergie électrique dans la province. On prévoit que les dépenses en immobilisations s'élèveront à 2 781 890 000 $ pour l'année 1981.

Note 10

Événement subséquent

Le 10 mars 1981, le ministre des Finances du Québec a prononcé un discours sur le budget qui contenait, entre autres, les propositions suivantes applicables à Hydro-Québec :

1) que la loi sur l'Hydro-Québec soit modifiée pour prévoir le paiement à la province d'une redevance devant satisfaire deux exigences : en premier lieu, les réserves constituées devront, en tout temps, représenter au minimum le quart de la somme des réserves et de la dette à long terme ; en second lieu, les bénéfices d'exploitation, moins la redevance, devront représenter au moins l'équivalent des intérêts à payer sur la dette.

2) que, à compter du 1er juillet 1981, Hydro-Québec soit dorénavant assujettie à la taxe sur le capital de 0,45 %.

Hydro-Québec

Sommaire des résultats consolidés de 1976 à 1980

(en milliers de dollars)

		1980	1979	1978	1977	1976
Revenus	Ventes d'électricité :					
	régulière	2 171 236 $	1 783 860 $	1 499 458 $	1 172 081 $	1 027 597 $
	excédentaire	241 625	172 531	100 043	90 986	43 601
		2 412 861	1 956 391	1 599 501	1 263 067	1 071 198
	Autres revenus d'exploitation	30 725	21 167	22 113	22 183	20 615
		2 443 586	1 977 558	1 621 614	1 285 250	1 091 813
Dépenses	Exploitation, entretien, administration et autres	704 787	557 662	448 740	379 759	328 874
	Achat d'énergie	130 741	128 973	125 593	122 171	113 660
	Provision pour renouvellement (amortissement)	161 324	138 436	107 970	97 797	92 786
	Impôt provincial	51 188	5 000	20 000	20 000	20 000
	Taxes scolaires et municipales	6 343	20 249	20 388	20 217	19 209
		1 054 383	850 320	722 691	639 944	574 529
Revenu net d'exploitation		1 389 203	1 127 238	898 923	645 306	517 284
Intérêts	Intérêt sur dette à long terme	1 191 249	971 503	785 411	620 860	485 567
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	39 736	12 972	5 299	4 397	4 143
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	12 601	10 979	9 037	6 738	5 430
	Perte (profit) de change lors du rachat d'obligations et de la conversion des éléments du fonds de roulement	106 708	107 265	61 311	10 181	(301)
	Intérêt imputé au poste Construction en cours	(614 817)	(651 374)	(414 841)	(282 047)	(186 178)
	Revenu net de placements	(72 191)	(59 770)	(64 096)	(90 592)	(93 475)
	Profit net sur rachat d'obligations	(20 166)	(10 548)	(6 141)	(5 745)	(8 542)
		643 120	381 027	375 980	263 792	206 644
Revenu net avant attributions aux réserves		746 083 $	746 211 $	522 943 $	381 514 $	310 640 $
Attributions aux réserves	Intérêt	372 780 $	291 490 $	200 504 $	167 877 $	134 671 $
	Provisions :					
	Éventualités	255 663	364 156	252 584	153 899	121 602
	Stabilisation de taux	48 257	39 128	31 990	25 262	21 424
	Amortissement du capital engagé	69 383	51 437	37 865	34 476	32 943
		373 303	454 721	322 439	213 637	175 969
		746 083 $	746 211 $	522 943 $	381 514 $	310 640 $

Hydro-Québec

Ventes et revenus consolidés de 1976 à 1980

		1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Régulière :						
	domestique et agricole	29 579	27 519	26 083	24 391	21 611	9,5
	général	18 344	17 722	16 926	15 812	14 673	6,9
	industriel	31 509	29 765	29 401	27 695	27 055	5,2
	réseaux de distribution municipaux	2 533	2 577	2 613	2 402	2 178	5,2
	réseaux voisins	6 760	6 360	4 134	3 673	11 147	(11,4)
	autres	1 063	915	928	885	860	4,6
	augmentation des ventes non facturées	1 496	378	1 425	159	1 206	20,7
		91 284	85 236	81 510	75 017	78 730	4,8
	Excédentaire :						
	industriel	1 559	1 303	1 433	1 020	1 816	(2,6)
	réseaux voisins	11 162	10 476	9 663	11 444	4 677	25,4
		12 721	11 779	11 096	12 464	6 493	18,8
	Ventes totales	104 005	97 015	92 606	87 481	85 223	6,1
Revenus des ventes d'électricité (en milliers de dollars)	Régulière :						
	domestique et agricole	813 415 $	669 428 $	558 929 $	458 930 $	376 990 $	20,9
	général	576 450	477 935	395 644	312 761	260 939	21,4
	industriel	540 935	453 524	376 211	304 332	260 736	19,9
	réseaux de distribution municipaux	48 011	42 303	37 510	28 470	23 729	22,7
	réseaux voisins	78 123	62 900	42 638	19 377	54 183	5,9
	autres	51 997	44 456	38 817	29 860	26 057	18,5
	augmentation du revenu non facturé	62 305	33 314	49 709	18 351	24 963	40,0
		2 171 236	1 783 860	1 499 458	1 172 081	1 027 597	20,3
	Excédentaire :						
	industriel	14 393	9 888	9 042	5 747	8 171	11,9
	réseaux voisins	227 232	162 643	91 001	85 239	35 430	45,9
		241 625	172 531	100 043	90 986	43 601	41,5
	Revenus totaux	2 412 861 $	1 956 391 $	1 599 501 $	1 263 067 $	1 071 198 $	21,7
Revenu moyen du kWh	Électricité régulière :						
	domestique et agricole	2,750 ¢	2,433 ¢	2,143 ¢	1,882 ¢	1,744 ¢	10,4
	général	3,142 ¢	2,697 ¢	2,337 ¢	1,978 ¢	1,778 ¢	13,6
	industriel	1,717 ¢	1,524 ¢	1,280 ¢	1,099 ¢	0,964 ¢	14,0
	réseaux de distribution municipaux	1,895 ¢	1,642 ¢	1,436 ¢	1,185 ¢	1,089 ¢	16,7
	réseaux voisins	1,156 ¢	0,989 ¢	1,031 ¢	0,528 ¢	0,486 ¢	19,5
	autres	4,892 ¢	4,859 ¢	4,183 ¢	3,374 ¢	3,029 ¢	13,3
	Sous-total (incluant l'augmentation de l'électricité non facturée)	2,379 ¢	2,093 ¢	1,840 ¢	1,562 ¢	1,305 ¢	14,8
	Électricité excédentaire :						
	industriel	0,923 ¢	0,759 ¢	0,631 ¢	0,563 ¢	0,450 ¢	14,9
	réseaux voisins	2,036 ¢	1,553 ¢	0,942 ¢	0,745 ¢	0,757 ¢	16,4
		1,899 ¢	1,465 ¢	0,902 ¢	0,730 ¢	0,672 ¢	19,1
	Total	2,320 ¢	2,017 ¢	1,727 ¢	1,444 ¢	1,257 ¢	14,8
Nombre d'abonnements (en fin d'année)	domestique et agricole	2 145 864	2 107 942	2 059 581	2 011 403	1 941 604	2,5
	général	250 112	243 587	237 066	230 331	222 305	2,9
	industriel : électricité régulière (1)	11 398	11 257	10 897	10 920	10 668	1,6
	autres	8 793	9 495	10 436	12 567	13 645	(9,2)
	Total	2 416 167	2 372 281	2 317 980	2 265 221	2 188 222	2,5

(1) Les abonnements d'usage industriel ont été reclassés en 1978.

Hydro-Québec

Les besoins du réseau d'Hydro-Québec en énergie de 1976 à 1980

(en millions de kilowattheures)

		1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Besoins globaux	Production brute	76 573	70 542	63 524	61 306	61 206	7,0
	Réceptions :						
	Achats	39 140	36 630	38 650	35 255	34 381	4,3
	Réception selon entente	2 663	2 377	2 677	2 564	1 917	0,5
		41 803	39 007	41 327	37 819	36 298	4,0
	Total — Besoins globaux	118 376	109 549	104 851	99 125	97 504	5,9
Besoins québécois	Ventes d'électricité régulière au Québec	84 736	79 100	77 587	71 438	67 610	7,2
	Livraisons selon entente au Québec	4 087	3 332	3 561	3 099	2 501	6,5
	Total — Consommation prioritaire	88 823	82 432	81 148	74 537	70 111	7,2
	Consommation des centrales	383	303	302	266	324	10,6
	Pertes et autres	9 885	8 820	8 232	8 010	9 218	4,4
	Total — Besoins prioritaires	99 091	91 555	89 682	82 813	79 653	6,9
	Ventes d'électricité excédentaire au Québec	1 825	1 521	1 882	1 348	2 013	(0,5)
	Total — Besoins québécois	100 916	93 076	91 564	84 161	81 666	6,7
Exportations	Ventes d'électricité régulière	6 548	6 136	3 923	3 579	11 120	(11,8)
	Ventes d'électricité excédentaire	10 896	10 258	9 214	11 116	4 480	25,5
	Livraisons selon entente	16	79	150	269	238	(39,9)
	Total — Exportations	17 460	16 473	13 287	14 964	15 838	1,7
Besoins globaux		118 376	109 549	104 851	99 125	97 504	5,9

Les besoins du réseau d'Hydro-Québec en puissance pour l'hiver débutant en décembre (1)

(en milliers de kilowatts)

	1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Besoins globaux	19 508	17 698	17 488	15 887	15 806	5,9
Besoins prioritaires	19 385	17 582	17 059	15 785	14 783	7,8

(1) Les besoins de puissance de 1980, 1978, 1977, 1976, 1975 comprennent respectivement 445 MW, 318 MW, 190 MW, 138 MW et 236 MW qui ont été retenus à la suite de l'application des clauses de puissance interruptible de certains contrats.

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

Rapport des vérificateurs

Nous avons vérifié l'état de l'actif de la Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec au 31 décembre 1980 et l'état de l'évolution de l'actif pour l'année terminée à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1980 ainsi que son évolution pour l'année terminée à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 19 mars 1981

H. Marcel Caron & Associés
affiliée à Clarkson Gordon
Comptables agréés

Samson, Bélair & Associés
Comptables agréés

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

État de l'actif

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

		1980	1979
Placements	Obligations d'Hydro-Québec et de ses filiales, garanties par la province de Québec	**282 636 $**	231 089 $
	Obligations de, ou garanties par, la province de Québec	**154 541**	127 670
	Obligations de municipalités, commissions scolaires, cégeps, hôpitaux et universités	**80 694**	50 036
	Obligations du gouvernement du Canada	**80 420**	26 868
	Obligations de corporations	**21 496**	8 935
	(Valeur nominale de 637 785 $, valeur du marché 524 157 $)	**619 787**	444 598
	Actions ordinaires (valeur du marché 3 648 $)	**1 594**	1 350
	Encaisse et placements à court terme	**36 676**	33 735
		658 057	479 683
Intérêt couru sur placements		**16 523**	10 734
Contributions à recevoir des employés pour années de service antérieures		**78**	75
Montant à recevoir d'Hydro-Québec		**16 727**	25 352
		691 385 $	515 844 $

Voir notes ci-jointes

Pour Hydro-Québec :
(signé) Joseph Bourbeau
(signé) Robert A. Boyd

Montréal, Canada
le 15 avril 1981

(signé) Roger Girard
Directeur général
Contrôle et Comptabilité

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

État de l'évolution de l'actif

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

		1980	1979
Actif au début de l'année		**515 844 $**	394 664 $
Augmentation de l'année	Contributions courantes :		
	Employés	**24 567**	16 249
	Hydro-Québec	**47 317**	31 869
		71 884	48 118
	Contribution d'Hydro-Québec (note 2)	**57 539**	39 465
	Contributions additionnelles pour années de service antérieures, moins annulations	**131**	126
	Revenus de placements	**59 535**	42 309
		189 089	130 018
		704 933	524 682
Diminution de l'année	Pensions versées	**12 965**	8 268
	Remboursements aux employés lors de la cessation d'emploi	**583**	570
		13 548	8 838
Actif à la fin de l'année		**691 385 $**	515 844 $

Voir notes ci-jointes

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

Notes aux états financiers

au 31 décembre 1980

Note 1

Conventions comptables

a) Ces états financiers ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec et n'indiquent pas la capacité de cette Caisse de satisfaire aux obligations du Régime de retraite d'Hydro-Québec, lesquelles sont garanties par Hydro-Québec.

b) Les placements sont présentés au coût.

c) Les revenus de placements, les contributions et les prestations sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

Note 2

Engagements non capitalisés

Les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 269 000 000 $ au 31 décembre 1978. À ce montant s'ajoute une somme de 210 000 000 $ résultant des améliorations apportées au régime le 1er janvier 1980. Ces estimations proviennent d'expertises actuarielles indépendantes effectuées en 1980. Hydro-Québec assume l'amortissement annuel de ces engagements sur une période de 15 ans.

This report is available in English,
upon request.

Vice-présidence Information
Hydro-Québec, 19e étage
75, boulevard Dorchester ouest
Montréal, Québec H2Z 1A4

Dépôt légal — 2e trimestre 1981
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada

Liste des centrales d'Hydro-Québec

en service
ou en construction
au 31 décembre 1980

Centrales en service[1]

	(kilowatts)
Hydroélectriques	
LG 2[2]	3 663 000
Beauharnois	1 574 260
Manic 5	1 292 000
Manic 3	1 183 200
Manic 2	1 015 200
Bersimis 1	912 000
Outardes 3	756 200
Bersimis 2	655 000
Carillon	654 500
Outardes 4	632 000
Outardes 2	453 900
La Trenche	286 200
Beaumont	243 000
La Tuque	216 000
Paugan	201 975
Manic 1	184 410
Rapide-Blanc	183 600
Shawinigan 2	163 000
Les Cèdres	162 000
Shawinigan 3	150 000
Grand-Mère	148 075
Rapide-des-Îles	146 520
Chelsea	144 000
La Gabelle	136 580
Première-Chute	124 200
Rapides-Farmers	98 250
Rapides-des-Quinze	89 600
Rapide 7	57 000
Bryson	56 000
Rapide 2	48 000
Rivière-des-Prairies	45 000
Chute-Hemmings	28 800
Hull 2	27 280
Sept-Chutes	18 720
Saint-Narcisse	15 000
Drummondville	14 600
Mitis 1	6 400
Pont-Arnaud	5 450
Chute-Bell	4 800
Mitis 2	4 250
Saint-Alban	3 000
Saint-Raphaël	2 550
Sherbrooke	2 256
Chute-Garneau	2 240
Corbeau	2 000
Magpie	1 800
Rawdon	1 720
Chute-Burroughs	1 600
Chute-Wilson	840
Anse-Saint-Jean	400
High-Falls	340

	(kilowatts)
Thermiques	
Thermique classique	
Tracy	600 000
Nucléaire	
Gentilly 1[3]	266 400
Turbines à gaz	
La Citière[4]	200 880
Cadillac	162 000
Groupes Diesel	
Îles-de-la-Madeleine	59 339
Blanc-Sablon	5 400
La Tabatière	4 400
Saint-Augustin	3 000
La Baleine	2 400
Parent	2 350
Île-d'Entrée	1 740
La Romaine	1 600
Île-aux-Grues	600

	(kilowatts)
En bref	
Puissance nominale des 51 centrales hydroélectriques	**15 818 716**
Puissance nominale des 12 centrales thermiques	**1 043 709**
Puissance nominale totale des 63 centrales en service au 31 décembre 1980	**16 862 425**

Centrales en construction

	Mise en service	(kilowatts)
Hydroélectriques		
LG 2[2]	1981	1 665 000
LG 3	1982-84	2 304 000
LG 4	1984-85	2 637 000
Manic 5 (suréquipement)	1985	988 000
Thermique		
Nucléaire		
Gentilly 2	1983	685 000

(1) Une éolienne de 230 kilowatts est rattachée au réseau des Îles-de-la-Madeleine. Une seconde est en exploitation à l'IREQ. Étant donné qu'il s'agit d'installations expérimentales, elles ne sont pas incluses dans la liste ci-dessus.

(2) Au 31 décembre 1980, onze groupes de LG 2 étaient en service. Cette centrale de 16 groupes, dont la construction se terminera en 1981, aura une puissance totale de 5 328 000 kilowatts.

(3) Gentilly 1 n'appartient pas à Hydro-Québec et est exclue du total.

(4) La puissance effective de cette centrale peut atteindre environ 284 000 kilowatts à − 12 °C.

Main Features of Hydro-Québec System

Legend

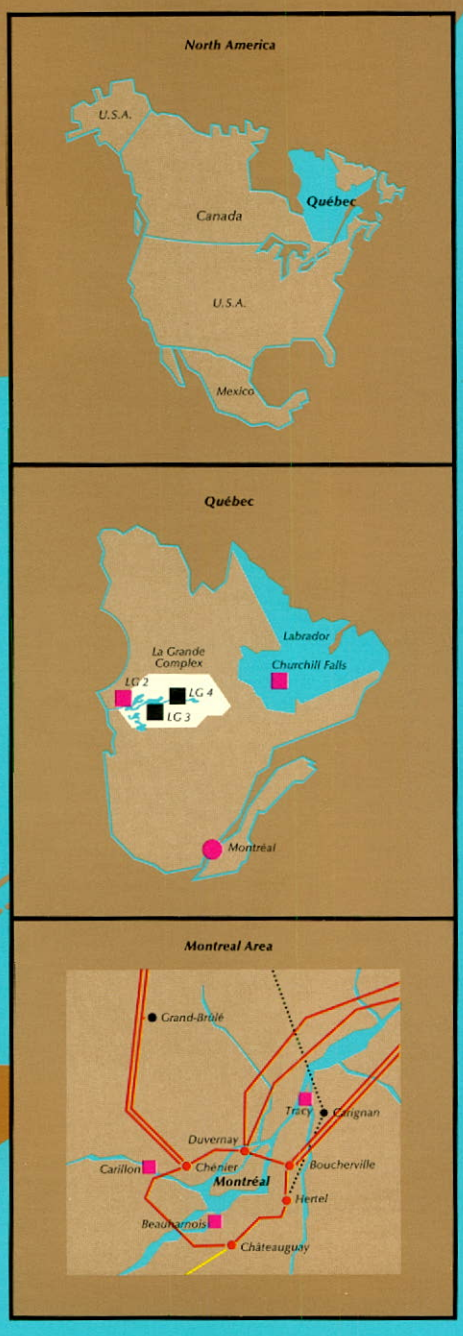
- Generating stations rated 500 MW or more
- Generating stations under construction (500 MW or more)
- 735-kV substations
- Future 735-kV substations
- Interconnections
- 735-kV lines
- Future 735-kV lines
- 735-kV line operating temporarily at 120-kV or at 161-kV
- 765-kV line

To Churchill Falls (5,225 MW)

Montagnais

Prince Edward Island

Nova Scotia



Grande Baleine Complex
Québec
La Grande Complex
La Grande River
LG 2
LG 3
LG 4
Radisson
Chissibi
Le Moyne
Tilly
James Bay
Némiscau
Albanel
Manic 5
Arnaud
Chibougamau
Abitibi
Outardes 4
Micoua
Manic 3
Outardes 3
Manic 2
Bersimis 1
Manicouagan
Bersimis 2
120 kV
Chamouchouane
Saguenay
La Vérendrye
230 kV
Laurentides
120 kV
Jacques-Cartier
Lévis
Grand-Brûlé
Gentilly 2
New Brunsw
120 kV
230 kV
120 kV
Tracy
Nicolet
Duvernay
Carignan
Chénier
120 kV
Carillon
Boucherville
Beauharnois
Hertel
Ontario
230 kV
U.S.A.
Châteauguay
120 kV
765 kV

963-2615
ISBN 2-550-01922-9
ISSN 0702-6749

RAPPORT ANNUEL 1980 D'HYDRO-QUÉBEC

RAPPORT ANNUEL 1980 D'HYDRO-QUÉBEC

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 8 1981
McGILL UNIVERSITY

L'évolution des dix dernières années

Situation financière (1)
(en millions de dollars)

	1980	1979	1978	1977	1976	1975	1974	1973	1972	1971
Actif total	**18 012**	15 505	12 886	10 649	9 133	7 068	5 814	5 088	4 640	4 249
Valeur nette des propriétés et de l'outillage en exploitation	**10 760**	7 691	5 396	4 879	4 703	4 215	3 955	3 894	3 721	3 435
Construction en cours	**5 878**	6 565	6 221	4 283	2 634	1 970	1 197	752	465	411
Dette à long terme	**12 492**	10 687	9 095	7 653	6 647	5 001	4 062	3 513	3 229	2 928
Réserves ou avoir propre	**4 374**	3 628	2 882	2 359	1 977	1 667	1 437	1 260	1 140	1 041
Investissements annuels dans les immobilisations	**2 589**	2 817	2 588	1 950	1 267	1 142	616	551	424	389
Revenus des ventes d'électricité	**2 413**	1 956	1 600	1 263	1 071	904	783	662	569	524
Total des dépenses d'exploitation et d'intérêt	**1 698**	1 231	1 099	904	781	692	621	554	481	408
Revenu net avant attributions aux réserves	**746**	746	523	382	311	230	177	121	99	128

Mesures de la croissance

Besoins prioritaires (2) en milliards de kilowattheures	**99,1**	91,6	89,7	82,8	79,7	71,0	69,2	62,4	58,2	53,8
Besoins prioritaires (3) en mégawatts (4)	**19 385**	17 582	17 059	15 785	14 783	13 337	11 932	11 446	10 244	9 435
Puissance installée en mégawatts (5)	**16 862**	14 475	12 979	12 523	12 409	11 356	11 123	11 148	11 107	11 107
Ventes d'électricité en milliards de kilowattheures	**104,0**	97,0	92,6	87,5	85,2	77,5	77,9	69,2	61,0	52,8
Nombre total d'abonnements (en milliers)	**2 416**	2 372	2 318	2 265	2 188	2 136	2 081	2 017	1 943	1 895

(1) Les états financiers consolidés comprennent les états financiers d'Hydro-Québec et de toutes ses filiales, y compris la Société d'énergie de la Baie James.

(2) Se dit de l'électricité qu'Hydro-Québec a pour but de fournir en vertu de son mandat, tel que défini à l'article 22 de sa loi constitutive : « La Société a pour objet de fournir l'énergie (. . .) aux citoyens de cette province aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière. »

Les besoins prioritaires excluent donc les ventes d'électricité excédentaire au Québec et les livraisons hors Québec.

(3) Lors de l'appel maximal du réseau pour l'hiver débutant en décembre de chaque année.

(4) 1 mégawatt : 1 000 kilowatts.

(5) Depuis 1972, Hydro-Québec dispose, en plus de sa puissance installée, de la majeure partie de la production de la centrale de Churchill Falls dont la puissance nominale est de 5 225 mégawatts.

Gouvernement du Québec
Cabinet du ministre de l'Énergie et des Ressources

Monsieur Claude Vaillancourt
Président de l'Assemblée nationale
Québec

Monsieur le Président,

J'ai l'honneur de vous présenter le rapport annuel d'Hydro-Québec pour l'exercice terminé le 31 décembre 1980.

Veuillez agréer, Monsieur le Président, l'expression de mes sentiments distingués.

Le ministre de l'Énergie et des Ressources,

Yves Duhaime
Québec, le 15 mai 1981

Sommaire

5
Lettre du Ministre au Président de l'Assemblée nationale

7
Message du président du Conseil d'administration et du président-directeur général d'Hydro-Québec

8
Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, de la Société d'énergie de la Baie James et d'Hydro-Québec International

9
La direction d'Hydro-Québec
La direction de la Société d'énergie de la Baie James
La direction d'Hydro-Québec International

11
Les résultats financiers

19
Les ventes

25
Les interconnexions

31
La production

35
Les réalisations

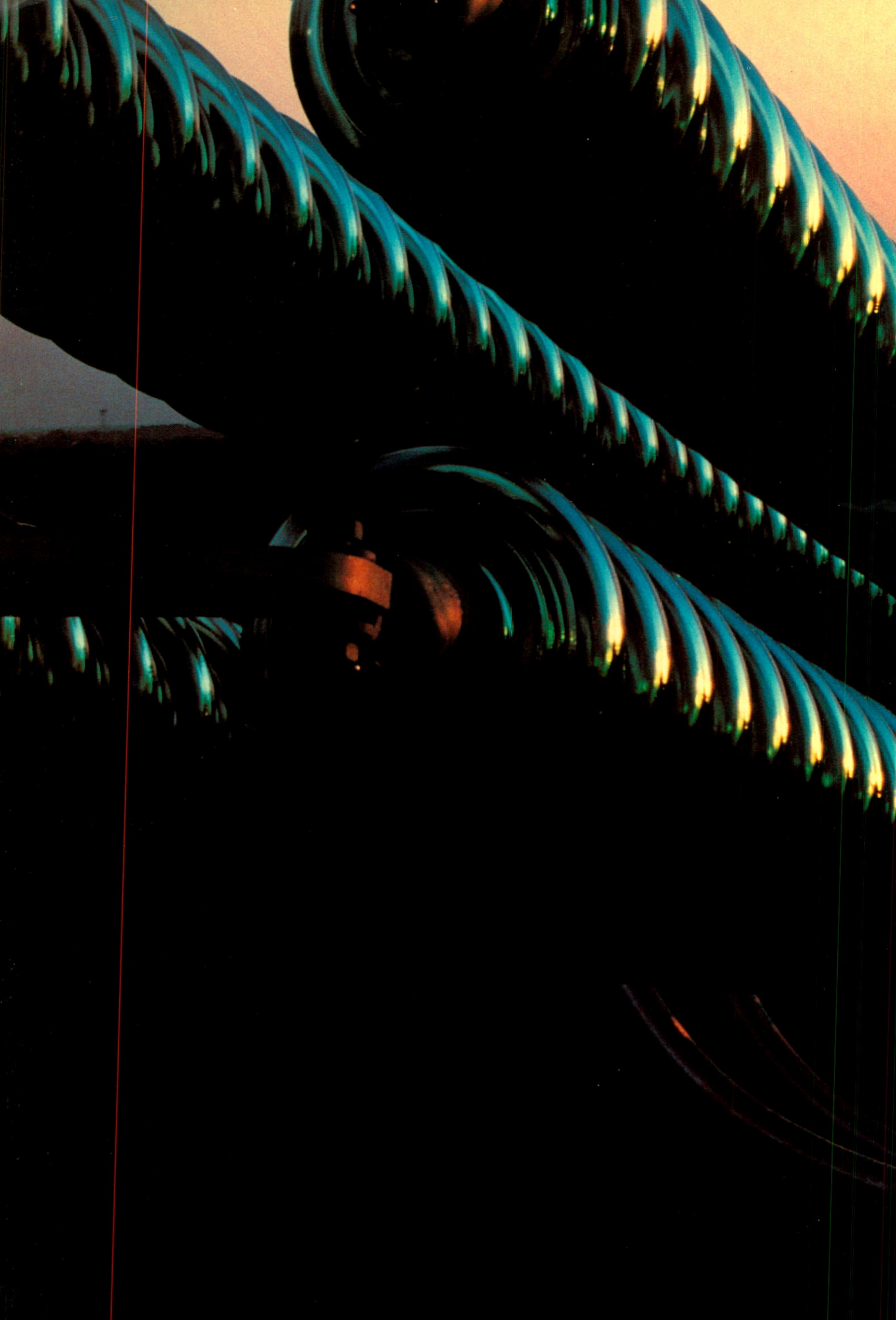
45
Les ressources humaines

51
Hydro-Québec et l'avenir

61
Hydro-Québec et ses filiales

F1
États financiers et statistiques

Couverture
Les principales installations d'Hydro-Québec (carte)
Liste des centrales d'Hydro-Québec



Monsieur Joseph Bourbeau et
Monsieur Robert A. Boyd s'apprêtent
à signer les états financiers de
l'année 1980 en présence du secrétaire
d'Hydro-Québec, Monsieur Jean Bernier.

Message du président du Conseil d'administration et du président-directeur général

L'activité d'Hydro-Québec a continué, en 1980, d'être orientée dans le sens d'une plus grande autonomie énergétique du Québec, conformément au projet de politique de l'énergie du gouvernement québécois, autonomie que la persistance des problèmes énergétiques à l'échelle mondiale rend de plus en plus souhaitable.

Le Québec a, en effet, la chance de disposer d'abondantes ressources hydrauliques qui offrent des avantages certains en matière d'exploitation et de sécurité des approvisionnements. D'où l'importance de la part que l'électricité prendra dans le bilan énergétique du Québec, d'ici la fin du siècle. Hydro-Québec dispose, pour mener à bien ce programme, de l'expérience acquise au cours de ses 36 années d'existence.

Durant l'année, Hydro-Québec a franchi plusieurs étapes importantes, les unes parce qu'elles montrent la progression de ses activités, les autres parce qu'elles modèlent les grandes lignes de son avenir.

L'entreprise a mis en exploitation des installations qui représentent plus de 2 millions de kilowatts. Jamais encore Hydro-Québec n'avait procédé à une mise en service aussi considérable en une seule année. La presque totalité de cette addition de puissance, qui équivaut à 16,5 % de la puissance installée de l'entreprise, a eu lieu à la centrale de La Grande 2, à la Baie James, où sept nouveaux groupes ont commencé à fonctionner, s'ajoutant aux quatre déjà en place depuis 1979. La Grande 2 est la plus importante des quatre centrales du complexe La Grande et la première à entrer en exploitation.

Autre fait digne de mention, les revenus bruts de l'entreprise ont dépassé les 2 milliards de dollars pour la première fois. Pour la première fois également, les emprunts ont totalisé, en une année, plus de 2 milliards de dollars.

Malgré ces revenus bruts records, le revenu net de l'entreprise, en progression constante depuis 10 ans, s'est stabilisé en 1980 à un niveau égal à celui de l'année antérieure.

Cette situation est attribuable en grande partie à l'augmentation importante des intérêts imputés cette année aux dépenses d'exploitation plutôt qu'aux investissements, ainsi qu'aux frais d'exploitation des nouvelles installations. Ces deux facteurs ajoutent aux dépenses des sommes qui ne sont pas encore contrebalancées par les revenus qu'on est en droit d'attendre de ces investissements, mais qui, dans ce type d'installations, ne suivent pas immédiatement les mises en service.

Pour couvrir les besoins de la décennie 80 et pour préparer la fin du siècle, Hydro-Québec a mis au point un plan de développement de ses équipements qui a été présenté au gouvernement du Québec et exposé à la population. Il a été conçu pour s'adapter aux circonstances et à l'évolution du secteur énergétique en général, et plus particulièrement du secteur de l'électricité.

Deux éléments retiennent l'attention pour l'avenir immédiat : l'évolution du dossier de Churchill Falls et la fiabilité du réseau.

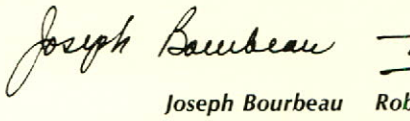
Des événements nouveaux sont en effet survenus cette année à propos de Churchill Falls. L'Assemblée législative de Terre-Neuve a adopté une loi qui, si elle était mise en vigueur, aurait pour conséquence d'annuler les droits de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited sur le cours supérieur du fleuve Churchill et de rendre cette société incapable d'honorer ses engagements envers Hydro-Québec. Ce développement, survenu en décembre 1980, s'ajoute au contentieux de la question et Hydro-Québec compte prendre toutes les mesures nécessaires pour protéger les droits qu'elle détient en vertu du contrat signé en mai 1969.

Dans un autre ordre d'idées, le nombre des pannes relevé l'an dernier a attiré l'attention sur la nécessité d'améliorer la fiabilité de notre réseau de distribution. Cette fiabilité qui est un des éléments essentiels du service à nos abonnés constitue une des préoccupations majeures de l'entreprise.

Nous désirons profiter de ce bilan de l'activité de l'année pour remercier l'ensemble du personnel dont l'appui est un des facteurs principaux des résultats obtenus. L'année 1979 avait été marquée par la conclusion d'importantes conventions collectives. En 1980, le Conseil d'administration a pu se pencher sur d'autres aspects de la gestion du personnel. Une enquête confiée à une firme extérieure a permis de mieux connaître l'état des relations de travail entre l'entreprise et son personnel. Au cours des prochaines années, une action en profondeur mettra l'insistance sur la formation, sur les relations entre l'entreprise et les syndicats ainsi que sur la sécurité, domaine où l'on n'a pas encore obtenu les résultats escomptés.

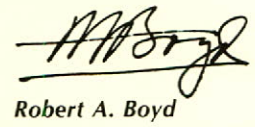
Qu'il nous soit également permis de remercier, pour leur contribution, Messieurs Roland Giroux et André Thibaudeau qui ont quitté le Conseil d'administration à la fin de septembre 1980 et d'accueillir Madame Jeanne d'Arc Vaillant et Monsieur Pierre Goyette qui s'y sont joints. Nous voudrions enfin adresser un hommage particulier à Monsieur Lucien Saulnier qui a exercé, pendant deux ans, les fonctions de président du Conseil d'administration d'Hydro-Québec et de ses filiales.

Le président du Conseil d'administration d'Hydro-Québec et de ses filiales,



Joseph Bourbeau

Le président-directeur général d'Hydro-Québec,



Robert A. Boyd

Le 12 mai 1981

Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec, de la Société d'énergie de la Baie James et d'Hydro-Québec International*

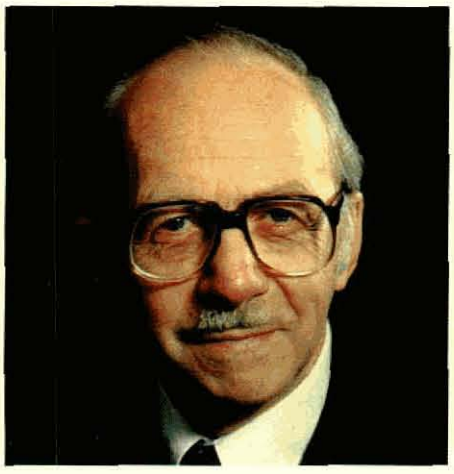
Le président
Joseph Bourbeau

Les membres
Robert A. Boyd
Nicolle Forget
Georges Gauvreau
Pierre Goyette
Hervé Hébert
Pierre Laferrière
Claude Laliberté
Claude Roquet
Lucien Saulnier
Jeanne d'Arc Vaillant

**Le Conseil d'administration a été remanié le 9 octobre 1980. Monsieur Lucien Saulnier en a assumé la présidence jusqu'à cette date et Monsieur Joseph Bourbeau lui a succédé. Messieurs Roland Giroux, Guy Monty et André Thibaudeau ont quitté le Conseil et Madame Jeanne d'Arc Vaillant ainsi que Monsieur Pierre Goyette y ont accédé. Monsieur Guy Monty, président-directeur général d'Hydro-Québec International, siège au Conseil d'administration de cette société.*

Les directions

La direction d'Hydro-Québec



Le président-directeur général
Robert A. Boyd

Les vice-présidents
Administration
Jean Boulanger

Clientèle et Régions
Pierre Godin

Finances
Edmond A. Lemieux

Information
Marcel Couture

Production et Transport
Jean-J. Villeneuve

Programme d'équipement
Paul Amyot

Ressources humaines
Jacques Durocher

Le secrétaire
Jean Bernier

L'avocat en chef
André E. Gadbois

Le vérificateur général
Marcel Jean

Le directeur de la Planification générale
Robert Volders

Le directeur de l'Environnement
Michel De Broux

Le directeur de l'Institut de recherche
Lionel Boulet

Le trésorier
Georges Lafond

L'adjoint au président-directeur général
Micheline Bouchard

La direction de la Société d'énergie de la Baie James

Le président-directeur général
Claude Laliberté

Les vice-présidents
Administration
Gilles Bacon

Ingénierie et Développement
Gilles Marinier

Projets
Laurent Hamel

Le directeur de projet
La Grande — phase I
Claude Pelchat

Le secrétaire
Jean Bernier

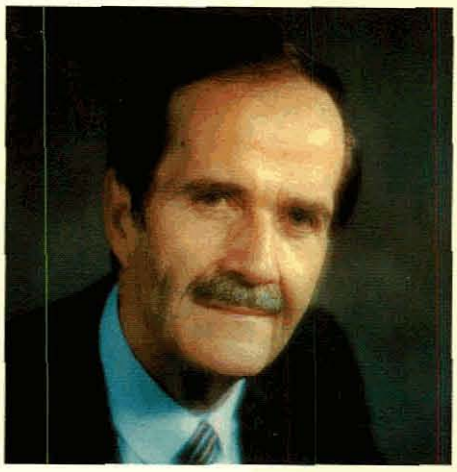
L'avocat en chef
John Lussier

Le vérificateur en chef
André Potvin

Le trésorier
Georges Lafond

Le directeur des Relations publiques
François Aubin

La direction d'Hydro-Québec International



Le président-directeur général
Guy Monty

Les vice-présidents
Administration
Michel-André Demers

Développement des marchés
Michel P. Boudriau

Gestion des projets
Paul F. Tremblay

Le secrétaire
Jean Bernier

Le trésorier
Georges Lafond

L'adjoint au président-directeur général
Alex Beauvais

Deux barrages et 43 digues sont nécessaires pour couper la rivière Caniapiscau et créer un des plus vastes réservoirs du complexe La Grande.

Les résultats financiers*

Le ralentissement économique qui commençait à se faire sentir à la fin de 1979 en Amérique du Nord s'est poursuivi en 1980, mais un certain redressement semblait se dessiner dans les derniers mois de l'année. Cette légère reprise n'a pas été suffisante pour faire augmenter sensiblement le produit national brut canadien dont la croissance n'a été que de 0,1 % contre 2,7 % l'an dernier. Au Québec, le produit intérieur brut, en termes réels, s'est élevé de 0,3 % contre 3,2 % l'an passé.

Tant au Québec qu'au Canada, le revenu personnel disponible, en termes réels, a augmenté d'une faible marge en 1980. De plus, des taux d'intérêt élevés, le chômage et l'inflation ont affecté la confiance des consommateurs et ont ralenti leurs dépenses.

Le marché de l'habitation a connu une année plutôt décevante qu'on peut attribuer à des taux hypothécaires élevés et à la croissance ralentie du revenu personnel disponible.

Malgré cette conjoncture, les investissements non résidentiels en termes réels ont augmenté fortement au Canada, grâce surtout au secteur énergétique. Au Québec, cependant, les investissements non résidentiels ont diminué en termes réels.

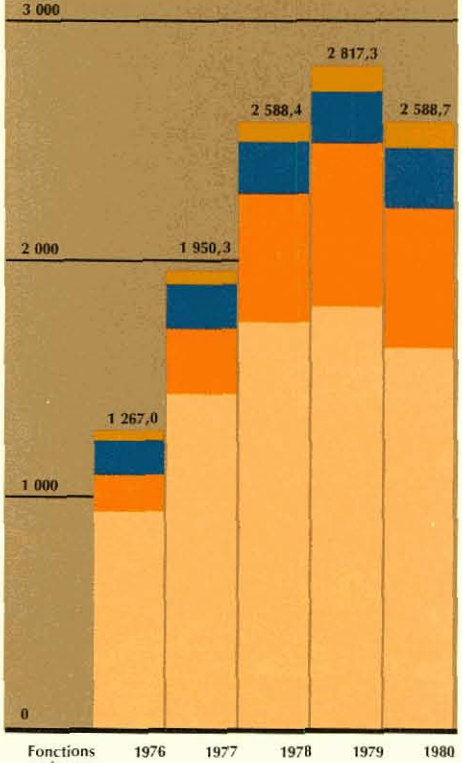
Dans certaines industries qui figurent parmi les plus gros clients d'Hydro-Québec, l'activité a repris après d'importants arrêts de travail en 1979 et la consommation d'électricité du secteur industriel s'en est ressentie. Les ventes d'électricité domestiques qui constituent la source de revenu la plus importante d'Hydro-Québec, ont augmenté de 7,6 % en quantité, ce qui est supérieur à l'an passé. Cette augmentation est attribuable à une température plus froide que la normale et à la pénétration toujours importante du chauffage à l'électricité.

C'est donc dans un contexte économique nord-américain incertain que se situe la performance financière d'Hydro-Québec en 1980.

Avant d'examiner successivement les postes majeurs des États financiers, il convient d'attirer l'attention sur un événement qui a eu, cette année, un effet déterminant sur les résultats financiers de l'entreprise. Il s'agit de la mise en service, à la centrale de LG 2, à la Baie James, du bloc de puissance le plus important qu'Hydro-Québec ait jamais installé en une seule année. Or, à partir de la date d'une mise en service, les intérêts cessent d'être imputés au poste *Construction en cours* et apparaissent au poste *Intérêts*, c'est-à-dire dans les résultats d'exploitation. Cette année, l'importance de la somme d'intérêt ainsi imputée à l'exploitation a eu pour conséquence d'atténuer les effets de l'augmentation du revenu brut et de contribuer à maintenir le revenu net au même niveau que l'an dernier. Cet événement explique également les fluctuations de plusieurs postes des États financiers.

Les *Revenus* bruts d'Hydro-Québec se sont élevés, en 1980, à 2 443 586 000 $, comparativement à 1 977 558 000 $ en 1979. Cette augmentation de 23,6 % est imputable à la hausse des tarifs entrée en vigueur le 1er janvier 1980, qui a rapporté 245 616 000 $, et à l'augmentation de la consommation.

Répartition des investissements par fonctions majeures, 1976-1980
(en millions de dollars)



Fonctions majeures	1976	1977	1978	1979	1980
Divers*	28,5	42,2	76,1	93,8	80,4
Distribution	126,5	187,5	215,5	211,5	259,7
Transport	153,8	284,1	545,0	687,7	594,0
Production	958,2	1 436,5	1 751,8	1 824,3	1 654,6

* *Incluant les propriétés générales et les équipements de construction, d'exploitation et de recherche.*

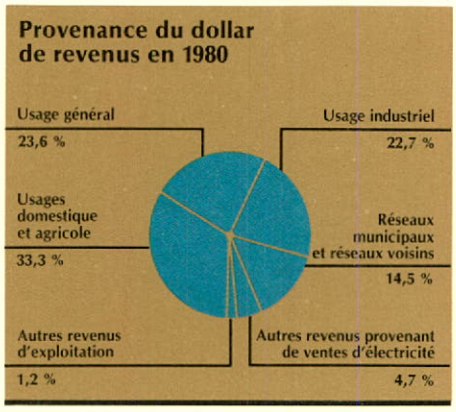
**Sous cette rubrique, les mots en italique correspondent aux termes employés dans les* États financiers *et statistiques.*

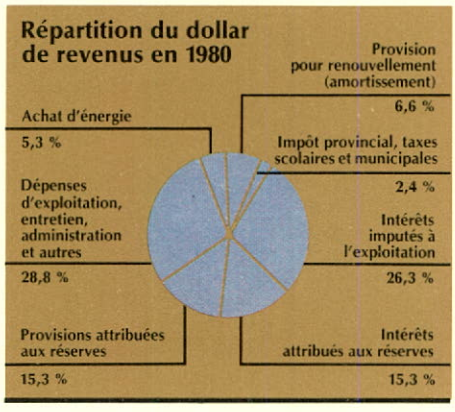
◁ *Le canal de dérivation de LG 4, à la Baie James, est un exemple des vastes travaux qu'il faut entreprendre pour aménager les ressources hydrauliques du territoire québécois.*

Le total des *Dépenses*, y compris les *Intérêts*, s'établit à 1 697 503 000 $ comparativement à 1 231 347 000 $ en 1979. Il s'agit d'une augmentation de 37,9 % attribuable principalement, comme il a été dit, aux conséquences de la mise en service de sept groupes à la centrale de LG 2 qui augmente sensiblement les intérêts imputés à l'exploitation ainsi que l'amortissement. Entrent également en ligne de compte les effets de la réforme de la fiscalité municipale, l'inflation et la hausse des frais d'exploitation.

Conséquence d'une hausse des dépenses supérieure à celle des revenus, le *Revenu net avant attribution aux réserves* marque un temps d'arrêt dans la croissance régulière enregistrée depuis près de dix ans. Il s'établit cette année à 746 083 000 $, c'est-à-dire à un montant égal à celui de l'an dernier. Il faut souligner que, dans une entreprise d'électricité, les dépenses additionnelles résultant des mises en exploitation de nouvelles installations de production et de transport ne sont pas immédiatement compensées par des accroissements de revenus correspondants.

Autre conséquence des mises en service à LG 2, la valeur nette du poste *Propriétés et outillage en exploitation* s'élève maintenant à 10 759 511 000 $ contre 5 878 303 000 $ pour le poste *Construction en cours*. En 1979, ces chiffres étaient respectivement de 7 691 247 000 $ et 6 565 439 000 $.





Les revenus

En 1980, les *Ventes d'électricité régulière* ont rapporté au total 2 171 236 000 $, soit 21,7 % de plus qu'en 1979, année pendant laquelle ce revenu avait augmenté de 19,0 %. En 1980, les ventes au Québec ont représenté 96,5 % de ce total.

Les *Ventes d'électricité excédentaire* ont rapporté 241 625 000 $, montant supérieur de 40,0 % aux 172 531 000 $ de 1979. Ces ventes ont été effectuées à 93,0 % à l'extérieur du Québec.

Les dépenses

Le poste *Exploitation, entretien, administration et autres* a enregistré une hausse de 26,4 %, pour un montant total de 704 787 000 $ contre 557 662 000 $ en 1979. Cette augmentation est due notamment à la hausse des salaires et des avantages sociaux, à la croissance des effectifs et à l'inflation qui a atteint 11,3 % au Québec en 1980. Elle est également attribuable aux frais d'exploitation des installations nouvellement mises en service.

L'*Amortissement* est passé de 138 436 000 $ à 161 324 000 $ à cause de la mise en exploitation de nouvelles installations.

Le montant brut des *Intérêts* (voir la note 3 aux États financiers) s'est élevé à 1 350 294 000 $, contre 1 102 719 000 $ en 1979. Il s'agit d'une hausse de 22,5 % imputable principalement à l'augmentation de la dette, à la dévalorisation du dollar canadien et à la hausse des taux d'intérêt sur les nouveaux emprunts.

Le poste *Intérêts* qui apparaît à l'*État consolidé des résultats* de l'exercice en cours s'élève à 643 120 000 $ contre 381 027 000 $. Cette hausse est due à la mise en service d'installations importantes.

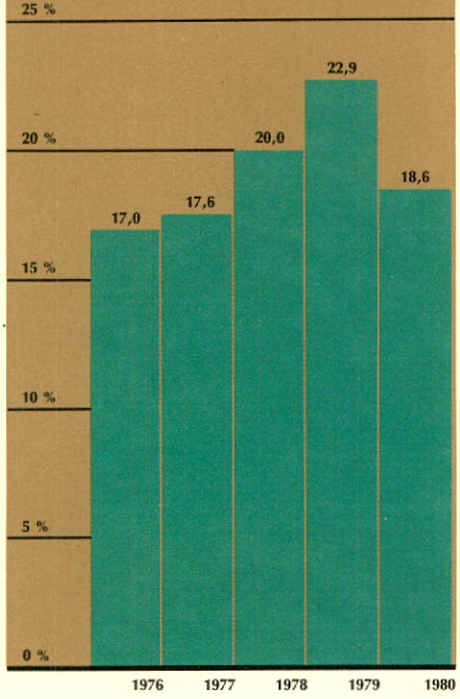
Les investissements

En 1980, l'entreprise a investi 2 588 661 000 $, soit 20,5 % du total estimé des investissements au Québec. Un peu plus de 1 733 666 000 $ étaient destinés à la construction du complexe La Grande et des lignes nécessaires au transport de l'énergie de la Baie James vers les centres de consommation. Les investissements de 1979 s'élevaient à 2 817 259 000 $.

Après avoir connu une progression régulière depuis dix ans, les investissements d'Hydro-Québec atteignent donc un palier qui s'explique par l'importance des aménagements déjà réalisés dans la phase 1 de la Baie James, par le fait que ceux de la phase 2 sont à peine entamés et que les grands travaux envisagés pour la décennie 80, notamment les projets Grande Baleine, Nottaway-Broadback-Rupert et Delaney ne sont pas encore rendus à l'étape de la réalisation.

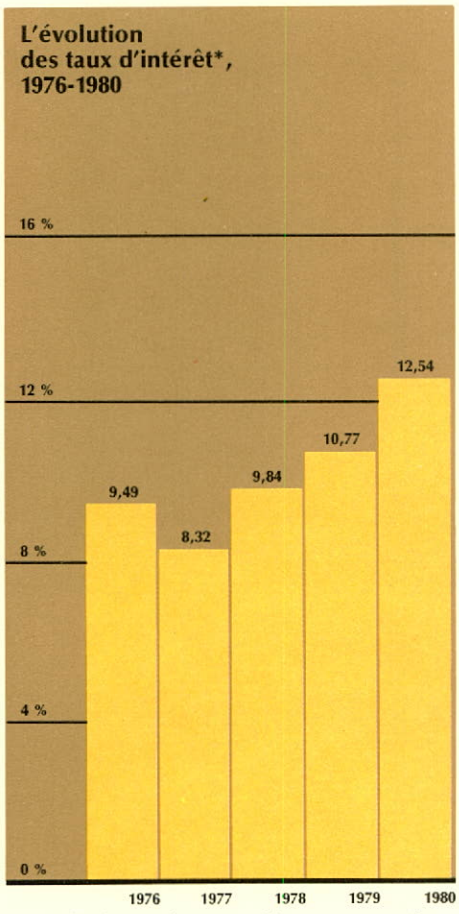
L'*Actif* d'Hydro-Québec s'élevait à 18 012 459 000 $ au 31 décembre 1980, contre 15 504 975 000 $ à la fin de 1979. Hydro-Québec est toujours, en termes d'actif, la plus importante des entreprises canadiennes à caractère industriel et commercial.

Le rendement de l'avoir propre*, 1976-1980



* *Le revenu net avant attributions aux réserves divisé par la moyenne des réserves du début et de la fin de chaque année.*

L'évolution des taux d'intérêt*, 1976-1980



* *Taux effectif moyen des emprunts à long terme contractés dans l'année.*

Le financement

L'événement marquant de l'année dans ce domaine a été le dépassement, par Hydro-Québec, du cap des 2 milliards de dollars d'emprunts. Hydro-Québec a effectué, en effet, des emprunts à long terme qui ont produit un montant net de 2 155 635 000 $ en 1980. Les emprunts de 1979 totalisaient 1 766 109 000 $. L'augmentation annuelle moyenne des emprunts est de 25,1 % depuis 1971.

Sur le marché canadien, le volume net des emprunts a atteint 1 001 162 000 $, contre 905 585 000 $ en 1979. Ces chiffres traduisent la tendance, amorcée l'année précédente, à recourir de façon intensive au marché canadien des capitaux, dans la mesure où ce marché peut répondre aux besoins d'Hydro-Québec. Le pourcentage d'emprunts effectués sur le marché canadien a atteint ainsi 46,9 % du total emprunté en 1980, contre 52,1 % en 1979 et 24,3 % en 1978.

Le financement a dû s'accomplir dans un contexte financier difficile, à des taux d'intérêt plus élevés qu'au cours des années antérieures. Le taux d'intérêt effectif moyen des emprunts contractés en 1980 a été de 12,54 % ; il était de 10,77 % en 1979.

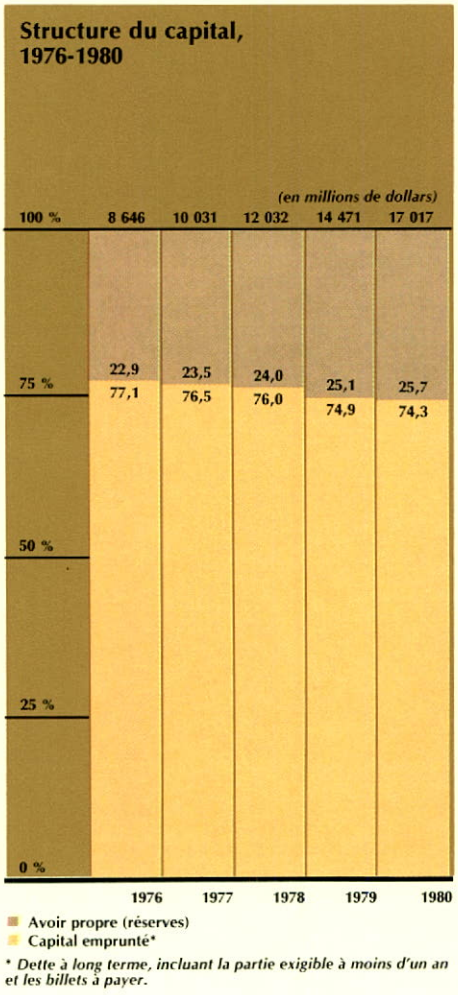
La situation financière

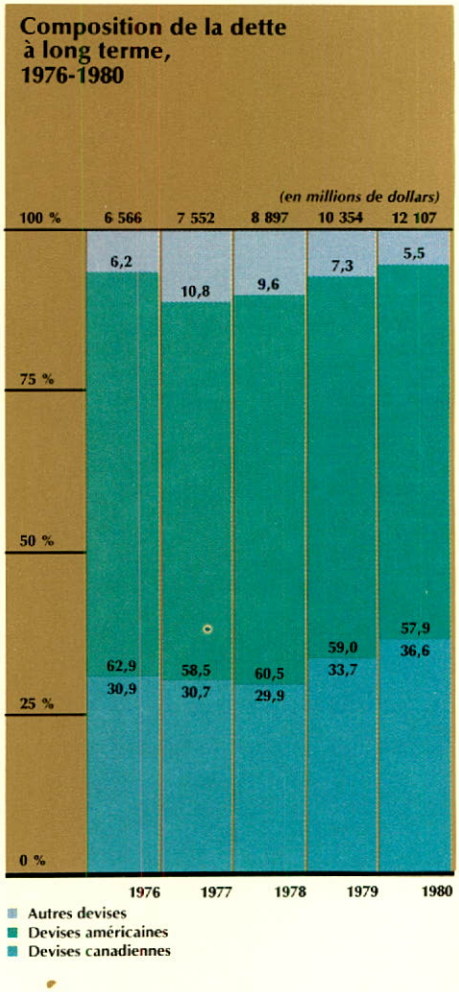
La situation de la caisse au 31 décembre 1980, c'est-à-dire le poste *Encaisse et placements à court terme*, qui se chiffre à 244 176 000 $, moins les *Avances bancaires*, qui s'élèvent à 3 398 000 $, s'établit à 240 778 000 $. Ce niveau est satisfaisant si l'on tient compte de la possibilité, pour Hydro-Québec, de recourir à des marges de crédit excédant 1 000 000 000 $.

Le *Total des ressources financières provenant de l'exploitation*, apparaissant à l'*État consolidé de l'évolution de la situation financière*, est passé de 918 914 000 $ en 1979 à 945 703 000 $ en 1980, soit une hausse de 2,9 %. De ce total, 372 793 000 $ ont servi à réduire la dette à long terme et à racheter des obligations pour les fonds d'amortissement. Le solde, soit 572 910 000 $, a servi à financer 22,1 % de l'*Investissement dans les immobilisations*.

L'avoir propre

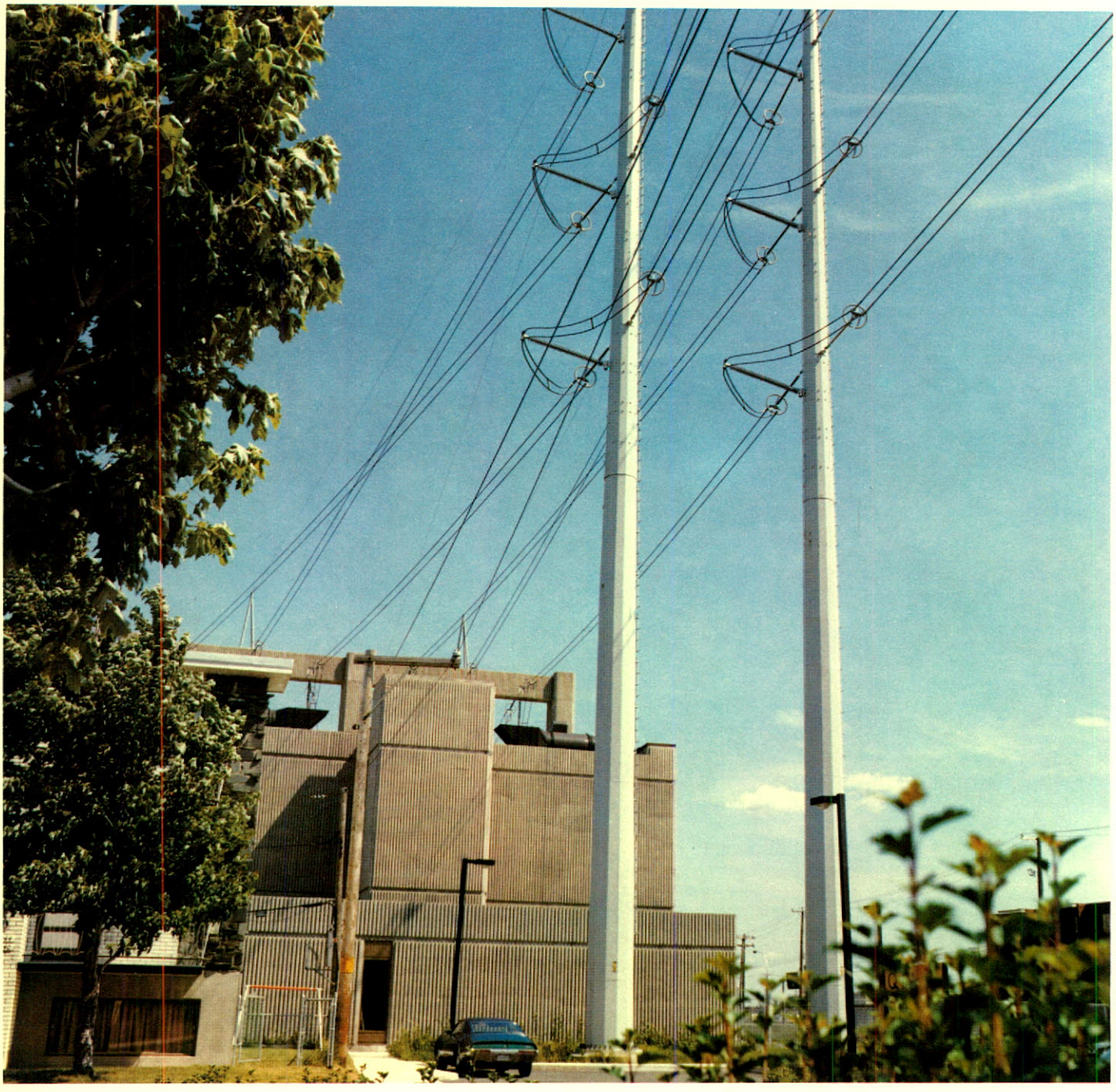
L'avoir propre, constitué par les réserves accumulées depuis la création d'Hydro-Québec en 1944, se montait, à la fin de 1980, à 4 374 109 000 $, comparativement à 3 628 026 000 $ à la fin de 1979. En 1980, l'avoir propre représentait donc 25,7 % du capital investi, qui équivaut à la somme des *Réserves*, des *Billets à payer* et de la *Dette à long terme* (y compris la *Partie exigible à moins d'un an*). En 1979, cette proportion était de 25,1 %.





Entre l'eau des rivières et les centres de consommation, postes et lignes constituent un lien indispensable.

Le poste Hertel, un des cinq postes de la boucle à 735 kilovolts destinée à améliorer la fiabilité de l'alimentation en électricité de la région de Montréal.



Les ventes

Hydro-Québec a vendu, en 1980, 104,0 milliards de kilowattheures, soit une augmentation de 7,2 % par rapport à 1979. Ces ventes ont rapporté 2 412 861 000 $.

Ce total recouvre 87,8 % de ventes d'électricité régulière et 12,2 % d'électricité excédentaire ; cette répartition est sensiblement la même qu'en 1979. L'électricité régulière est celle dont Hydro-Québec assure normalement la livraison et l'électricité excédentaire correspond à des surplus qui peuvent être vendus sans que la continuité de l'alimentation soit assurée.

Au Québec, les ventes d'électricité régulière et excédentaire se sont élevées à 86,6 milliards de kilowattheures, soit 7,4 % de plus qu'en 1979 ; l'an dernier, la progression avait été de 1,4 % seulement. En 1980, les ventes au Québec ont représenté 83,2 % des ventes d'électricité d'Hydro-Québec.

En dehors du Québec, Hydro-Québec a vendu 17,4 milliards de kilowattheures, c'est-à-dire 6,4 % de plus que l'an dernier. Cette hausse est cependant moins forte que celle de 24,8 % enregistrée en 1979, qui provenait de la mise en service de l'interconnexion avec PASNY (Power Authority of the State of New York) et de l'accroissement subséquent des ventes aux États-Unis.

Les ventes d'électricité régulière au Québec

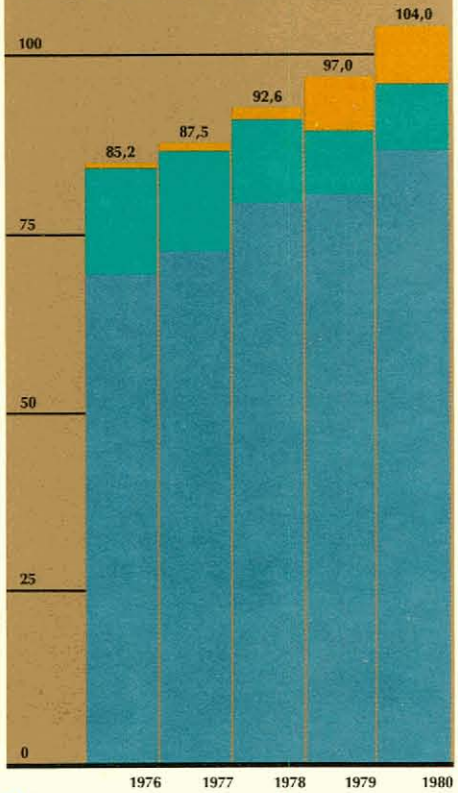
La presque totalité de l'électricité vendue au Québec est de l'électricité régulière, soit 97,9 % en 1980. Ces ventes se regroupent en huit catégories dont la consommation, en 1980, a présenté les caractéristiques suivantes.

Les abonnés domestiques

Le tiers, 32,9 %, de l'électricité régulière vendue au Québec en 1980 a été livré à la catégorie des abonnés domestiques. Les 27,9 milliards de kilowattheures consommés par ces abonnés ont rapporté 768 292 000 $, soit 21,6 % de plus qu'en 1979.

Répartition des ventes totales d'électricité, au Québec et hors Québec, 1976-1980

(en milliards de kilowattheures)



	1976	1977	1978	1979	1980
États-Unis	0,5	0,6	1,4	7,7	8,1
Autres provinces	15,1	14,1	11,7	8,7	9,3
Québec	69,6	72,8	79,5	80,6	86,6

La consommation totale des abonnés domestiques a augmenté de 7,6 % en 1980. Cette croissance est supérieure aux 5,6 % enregistrés en 1979, mais si on la compare au taux moyen des cinq dernières années, soit 9,7 %, la progression est moindre.

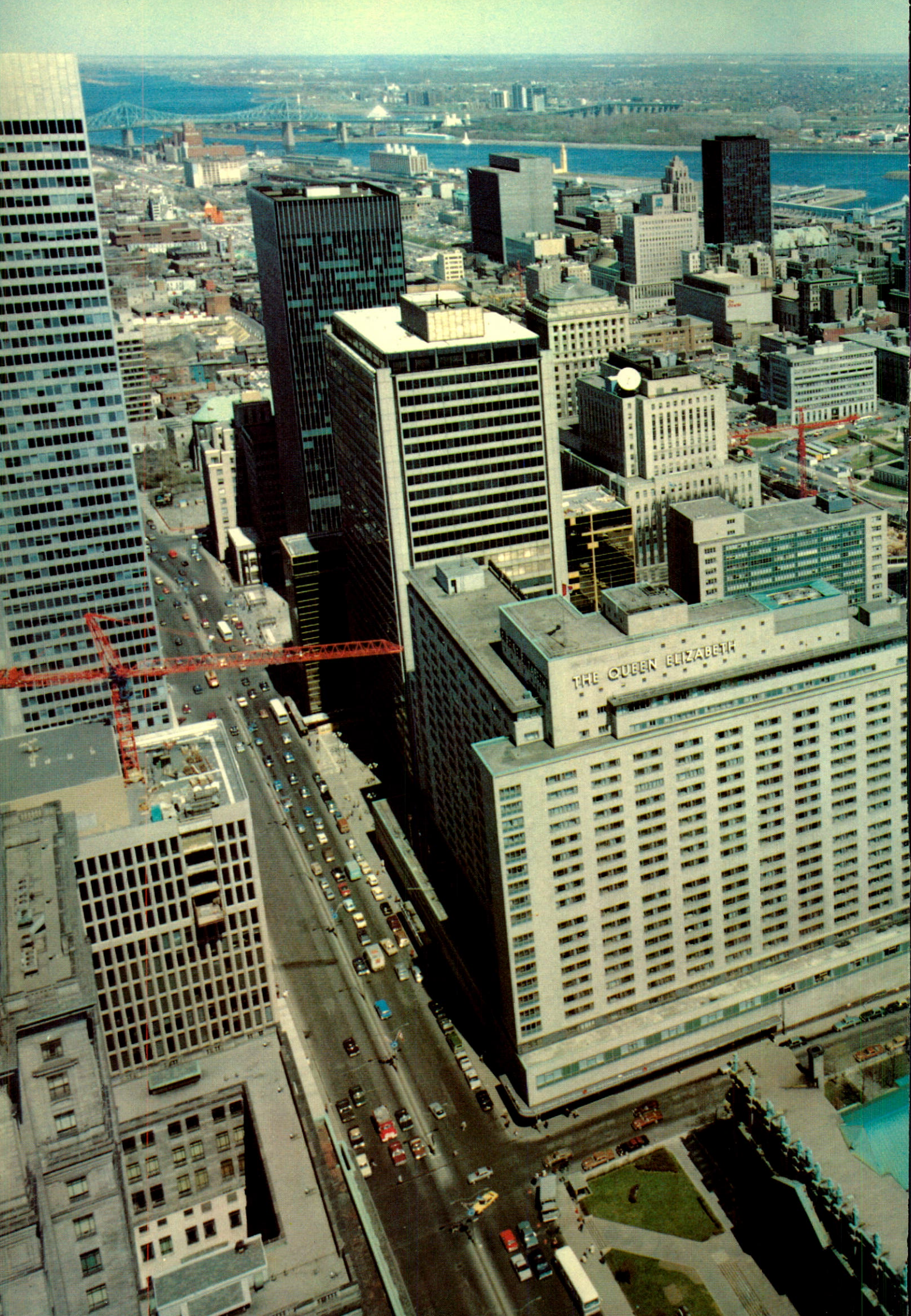
La hausse de la consommation domestique est due à deux facteurs principaux. Tout d'abord, la température, clémente en début d'année, a été particulièrement froide de septembre à décembre 1980 ; pour l'année 1980, le nombre de degrés-jour est supérieur de 9,0 % à la moyenne. D'autre part, le taux de pénétration du chauffage électrique dans les nouvelles habitations a continué à être très élevé en 1980, soit environ 84 %. Les conversions au chauffage électrique ont également été nombreuses, soit 35 500 contre 28 000 en 1979 et 17 000 en 1978.

À la fin de l'année, le nombre des abonnements domestiques s'élevait à 2 075 131, une augmentation de 1,9 % sur 1979. La consommation moyenne par abonnement a augmenté de 5,3 %, taux supérieur aux 3,0 % enregistrés en 1979.

Les abonnés agricoles

Les ventes au secteur agricole se sont élevées à 1,7 milliard de kilowattheures et ont rapporté 45 123 000 $.

La consommation des abonnés agricoles est en hausse de 6,2 % malgré une diminution du nombre des abonnements de 1,3 %. Cette diminution reflète la concentration toujours plus grande du


THE QUEEN ELIZABETH

CN

secteur agricole québécois et s'inscrit dans une tendance à la baisse du nombre des exploitations depuis plusieurs années.

Les abonnements sont maintenant au nombre de 70 733 contre 71 639 en 1979.

Les abonnés « usage général »

Cette catégorie regroupe les abonnés commerciaux, les écoles, les hôpitaux, les établissements hôteliers, certaines conciergeries, des immeubles à bureaux, etc. Les 18,3 milliards de kilowattheures vendus à ces abonnés en 1980 correspondent à 21,6 % de toutes les ventes d'électricité régulière au Québec. Ils ont rapporté 576 450 000 $.

Le taux de croissance de cette catégorie de ventes est à la baisse. De 7,0 % en 1978, il est passé à 4,7 % en 1979 et à 3,5 % en 1980. Cette situation est explicable, en partie, par la faible augmentation de l'activité du commerce de détail et aussi par le fait que les programmes individuels d'économie d'énergie mis en route ces dernières années dans plusieurs établissements commerciaux ont commencé à faire sentir leurs effets sur la consommation d'électricité.

Le nombre des abonnements a néanmoins augmenté de 2,7 %, mais la consommation moyenne par abonnement s'est élevée de très peu.

Les abonnés industriels

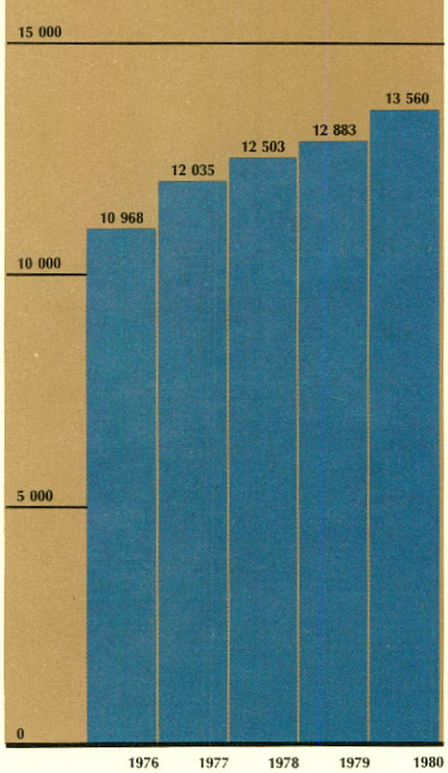
Les ventes aux abonnés industriels ont atteint 31,5 milliards de kilowattheures, ce qui constitue 37,2 % des ventes d'électricité régulière au Québec. Elles ont rapporté 540 935 000 $, c'est-à-dire 25,8 % du revenu tiré de ces ventes.

La consommation de ces abonnés a augmenté de 5,9 % en 1980. En 1979, la hausse avait été de 1,2 %, à cause surtout d'importants arrêts de travail dans certains secteurs forts consommateurs d'électricité. Il s'agit donc d'un rattrapage, phénomène confirmé par le fait que le taux de croissance de ces ventes a diminué dans les derniers mois de l'année.

La consommation de chaque secteur industriel a reflété sa conjoncture particulière. Ainsi, l'industrie des pâtes et papiers a enregistré une baisse de consommation de 2,1 % par rapport à 1979, les effets du ralentissement économique aux États-Unis ayant affecté les exportations. L'électrométallurgie a connu une hausse de 25,3 %, conséquence du rattrapage après les arrêts de travail de 1979. L'industrie chimique a enregistré une augmentation de 8,0 %. La consommation de l'industrie minière métallique a progressé de 2,3 % alors que celle des mines non métalliques a diminué de 10,8 %, ce qui a entraîné une baisse globale de 1,2 % pour l'industrie minière. Dans le secteur des industries manufacturières, les entreprises du fer et de l'acier ont consommé 11,2 % de plus d'électricité alors que les cimenteries ont diminué leur consommation de 12,5 %, par suite du ralentissement dans la construction.

Le nombre des abonnements industriels était de 11 398 au 31 décembre 1980, comparativement à 11 257 à la fin de 1979.

La consommation annuelle moyenne par abonnement domestique*, 1976-1980
(en kilowattheures)



* *Basée sur la moyenne des nombres d'abonnements au début et à la fin de chaque année.*

Les réseaux de distribution municipaux

Les ventes aux réseaux de distribution municipaux ont baissé de 1,7 %, à cause principalement du rachat de certains réseaux par Hydro-Québec en cours d'année. Le revenu s'est élevé à 48 011 000 $, soit une hausse de 13,5 %.

Les réseaux voisins québécois

Les ventes d'électricité régulière aux réseaux voisins québécois se sont chiffrées à 212 millions de kilowattheures, pour un revenu total de 2 873 000 $. Il s'agit d'une baisse de 5,1 % en quantité et d'une hausse de 12,6 % du revenu.

Autres ventes

Cette catégorie regroupe l'éclairage public, le transport public et l'autoconsommation d'Hydro-Québec sur ses grands chantiers. Ces ventes ont représenté 1,1 milliard de kilowattheures contre 915 millions en 1979, pour une somme totale de 51 997 000 $.

L'augmentation des ventes non facturées

Cette catégorie a représenté 1,5 milliard de kilowattheures et un montant total de 62 305 000 $.

Les ventes d'électricité excédentaire au Québec

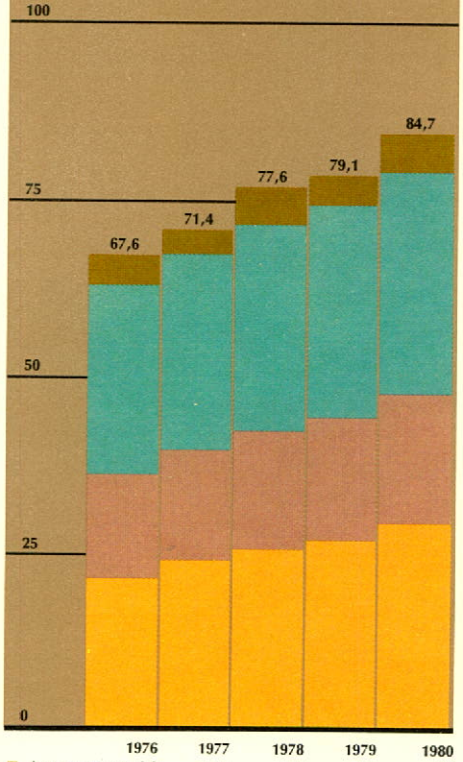
Les ventes d'électricité excédentaire, qui s'adressent majoritairement aux abonnés industriels et aux réseaux voisins québécois, ont augmenté de 20,0 % et atteint 1,8 milliard de kilowattheures. Elles ont rapporté au total 16 942 000 $.

Les ventes d'électricité hors Québec

Les ventes d'électricité hors Québec se sont chiffrées à 17,4 milliards de kilowattheures, dont 6,5 milliards de kilowattheures d'électricité régulière et 10,9 milliards d'électricité excédentaire. Elles ont rapporté 299 933 000 $, soit 35,6 % de plus que l'année précédente, et ont représenté 12,3 % du revenu total d'Hydro-Québec. Les ventes d'électricité régulière se sont réparties presque également entre les États-Unis et les autres provinces canadiennes (3,3 milliards de kilowattheures contre 3,2 milliards). Elles ont entraîné un revenu de 75 250 000 $, soit 24,7 % de plus qu'en 1979.

L'électricité excédentaire vendue aux États-Unis a représenté 4,8 milliards de kilowattheures et les ventes aux autres provinces canadiennes, 6,1 milliards de kilowattheures. Le revenu de ces ventes s'est élevé à 224 683 000 $, chiffre supérieur de 39,6 % à celui de 1979.

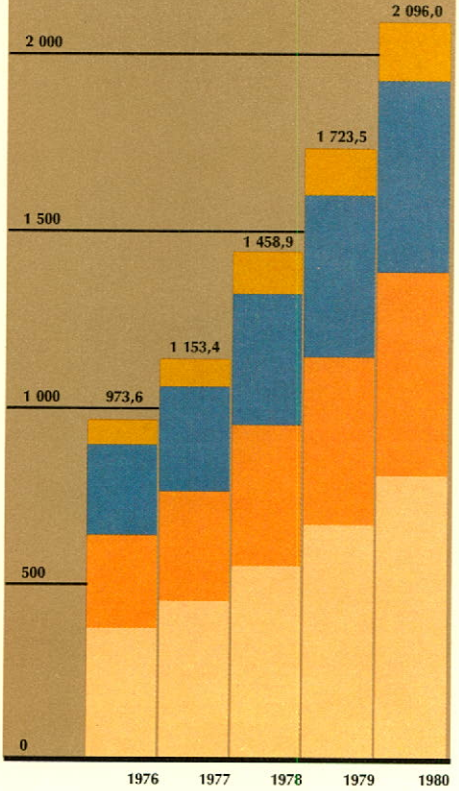
Répartition des ventes d'électricité régulière au Québec, par catégories d'usage, 1976-1980
(en milliards de kilowattheures)



	1976	1977	1978	1979	1980
Autres usages*	4,3	3,5	5,2	4,1	5,3
Industriel	27,0	27,7	29,4	29,8	31,5
Général	14,7	15,8	16,9	17,7	18,3
Domestique et agricole	21,6	24,4	26,1	27,5	29,6

** Ventes aux réseaux de distribution municipaux, aux réseaux voisins québécois, augmentation des ventes non facturées et autres.*

Revenus provenant des ventes d'électricité régulière au Québec, par catégories d'usage, 1976-1980
(en millions de dollars)



	1976	1977	1978	1979	1980
Autres usages*	74,9	77,4	128,1	122,6	165,2
Industriel	260,7	304,3	376,2	453,5	540,9
Général	261,0	312,8	395,7	478,0	576,5
Domestique et agricole	377,0	458,9	558,9	669,4	813,4

** Ventes aux réseaux de distribution municipaux, aux réseaux voisins québécois, augmentation du revenu non facturé et autres.*

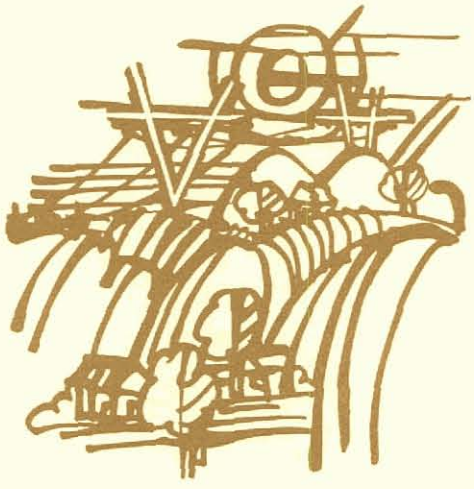
La centrale de Beauharnois est une des plus anciennes et des plus puissantes d'Hydro-Québec. Une partie de sa production est actuellement livrée à des réseaux des États-Unis.

Les interconnexions

Des ententes lient Hydro-Québec à d'autres sociétés de production d'électricité pour des livraisons d'énergie, soit à sens unique, soit réciproques. De telles ententes, sous des modalités diverses, existent avec des entreprises québécoises qui produisent de l'électricité pour leur propre compte, telles Alcan ou la Compagnie d'énergie Maclaren-Québec, des sociétés d'autres provinces canadiennes, telles Ontario Hydro, la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunwsick ou Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited, des sociétés des États-Unis dont PASNY, Citizens Utilities ou Vermont Services Public Board. Ces ententes prennent généralement la forme d'interconnexions entre le réseau d'Hydro-Québec et les réseaux de ces sociétés.

Compte tenu de la structure de la consommation d'électricité au Québec et des caractéristiques du réseau de production d'Hydro-Québec, compte tenu également des surplus disponibles au cours des prochaines années, et de l'intérêt de les vendre, Hydro-Québec envisage actuellement d'autres projets d'interconnexions et des améliorations aux interconnexions existantes.

D'ici 1988, Hydro-Québec prévoit en effet des surplus. Entre 1981 et 1984, elle estime être en mesure d'écouler annuellement au moins 12,5 milliards de kilowattheures. Au milieu de 1984, grâce au redresseur-onduleur qui sera installé au poste de Châteauguay, les livraisons de surplus pourraient atteindre 19,5 milliards de kilowattheures par année. Enfin, une nouvelle interconnexion avec le Nouveau-Brunswick pourrait augmenter les livraisons à 23 milliards de kilowattheures.



Après 1988, Hydro-Québec prévoit peu de surplus. Les interconnexions en place serviront donc à écouler des surplus occasionnels vers les marchés les plus rémunérateurs et à effectuer des échanges sur une base quotidienne, hebdomadaire ou saisonnière, selon les besoins et les disponibilités.

Les livraisons totales aux réseaux voisins

En 1980, 17,9 milliards de kilowattheures ont été livrés aux réseaux voisins comparativement à 16,8 milliards en 1979, soit une augmentation de 6,5 %.

Les livraisons de 1980 comprennent 6,7 milliards de kilowattheures d'électricité régulière et 11,2 milliards de kilowattheures d'électricité excédentaire. Les livraisons d'électricité régulière ont augmenté de 6,3 % et les livraisons d'électricité excédentaire de 6,5 %.

Les livraisons aux réseaux des États-Unis

Les livraisons aux réseaux des États-Unis représentent 45,2 % des livraisons totales aux réseaux voisins. En 1980, ces livraisons se sont élevées à 8,1 milliards de kilowattheures, une augmentation de 5,8 % sur 1979. En 1979, elles avaient fait un bond spectaculaire qui s'expliquait par le fait que l'interconnexion avec PASNY avait fonctionné sur toute l'année, comparativement à quelques mois en 1978, année de sa mise en service.

Les livraisons de 1980 comportent 3,3 milliards de kilowattheures d'électricité régulière et 4,8 milliards de kilowattheures d'électricité excédentaire. Les livraisons d'électricité régulière se sont accrues de 5,1 % et les livraisons d'électricité excédentaire de 6,3 %.

◁ *Au Québec, la pointe de la demande se situe en hiver et les installations d'Hydro-Québec sont prévues en conséquence. L'entreprise dispose ainsi de surplus saisonniers qui donnent lieu à des échanges avec certains réseaux voisins.*

Travaux d'entretien à la centrale de Beauharnois. ▷

Les livraisons aux autres provinces canadiennes

Ces livraisons ont augmenté de 8,7 à 9,3 milliards de kilowattheures en 1980, c'est-à-dire de 6,9 %.

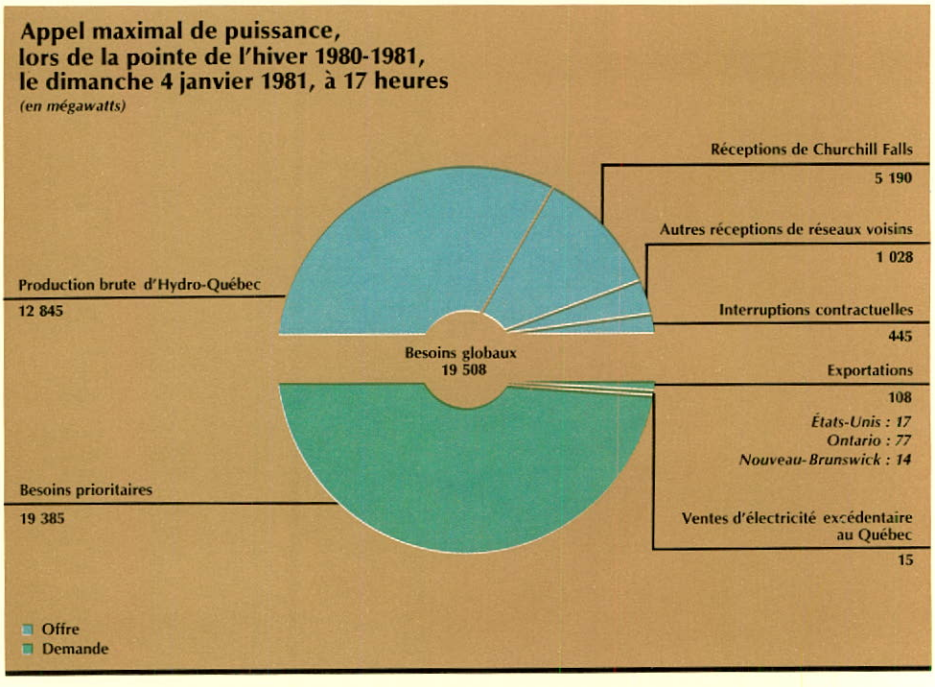
Elles comprennent 3,2 milliards de kilowattheures d'électricité régulière et 6,1 milliards de kilowattheures d'électricité excédentaire. L'augmentation par rapport à 1979 a été de 8,4 % pour l'électricité régulière et de 6,2 % pour l'électricité excédentaire.

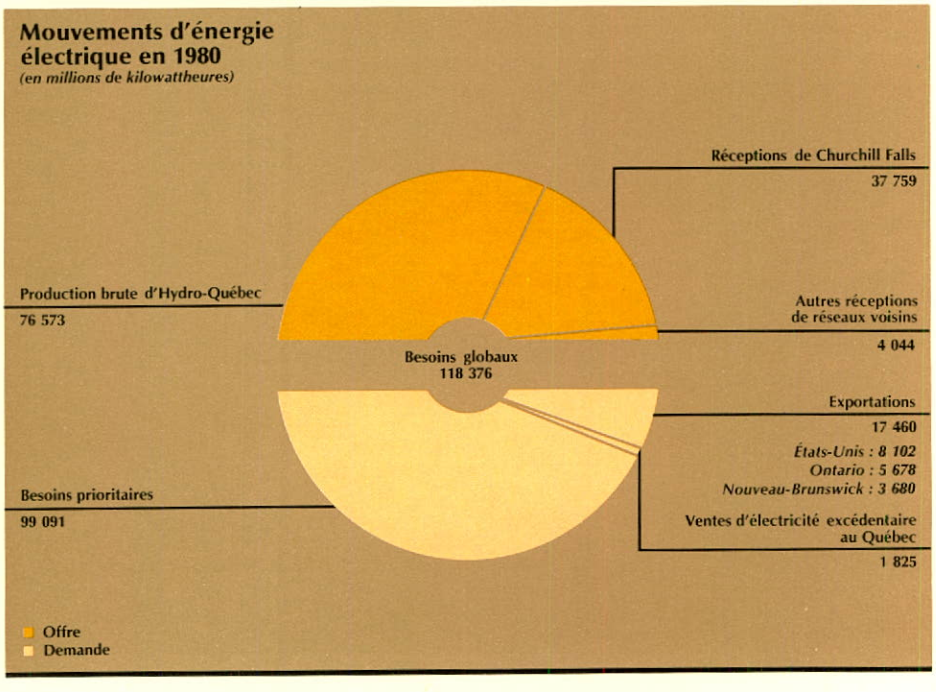
Les livraisons aux réseaux voisins québécois

Ces livraisons sont passées de 441,1 millions de kilowattheures en 1979 à 478,2 millions en 1980, une augmentation de 8,4 %. Les livraisons d'électricité régulière se sont élevées à 212,4 millions de kilowattheures, ce qui constitue une diminution de 5,1 % et les livraisons d'électricité excédentaire à 265,8 millions, soit une augmentation de 22,3 %.

Les réceptions

En 1980, le réseau d'Hydro-Québec a reçu 41,8 milliards de kilowattheures des réseaux voisins, dont 39,1 milliards ont été achetés et le reste reçu en vertu d'ententes particulières. Les achats sont de 6,9 % supérieurs à ceux de 1979. Les achats en provenance de Churchill Falls ont représenté 96,5 % du total, avec 37,8 milliards de kilowattheures ; ce chiffre est le plus élevé depuis le début de la mise à exécution du contrat qui lie Hydro-Québec à CFLCo. Les réceptions selon entente se sont chiffrées à 2,7 milliards de kilowattheures, comparativement à 2,5 milliards en 1979, soit une augmentation de 5,9 %.





Hydro-Québec doit compter sur des suppléments de puissance pour satisfaire aux plus fortes demandes de l'année. À cette fin, elle dispose de centrales de pointe comme La Citière, près de Montréal, à laquelle elle a ajouté un nouveau groupe en 1980.

La production

La puissance installée augmente de plus de 2 millions de kilowatts

La puissance installée des centrales d'Hydro-Québec s'est accrue de 2 387 890 kilowatts en 1980. Les sept nouveaux groupes mis en service à la centrale de LG 2, à la Baie James, ont représenté, à eux seuls, une addition de 2 331 000 kilowatts.

Le reste de l'augmentation de puissance est attribuable à l'installation d'un dernier groupe de 50 220 kilowatts à la centrale à turbines à gaz de La Citière, près de Montréal, et à des modifications de puissance à des centrales Diesel qui alimentent des réseaux isolés.

Au 31 décembre 1980, la puissance totale des installations d'Hydro-Québec s'élevait à 16 862 425 kilowatts.

La production s'accroît de 8,5 %

Les centrales d'Hydro-Québec ont fourni, en 1980, une production brute de 76,6 milliards de kilowattheures ; il s'agit d'une augmentation de 6,0 milliards de kilowattheures, ou de 8,5 % par rapport à 1979.

La centrale de LG 2 se classe maintenant au premier rang des centrales d'Hydro-Québec avec une production de 11,5 milliards de kilowattheures, soit 15,0 % de la production totale de l'entreprise. Jusqu'ici, Beauharnois était la plus productive des centrales d'Hydro-Québec.

Une hydraulicité plus faible

Les apports d'eau du printemps 1980 ont été très faibles en général, mais un automne particulièrement pluvieux a permis de rétablir l'équilibre des réserves.

Globalement, les apports ont cependant été inférieurs d'environ 3 % à la moyenne décennale et de 1,7 % à l'année 1979.

Cette baisse qui a atteint 23,2 % sur la rivière Manicouagan a été ressentie sur l'ensemble des bassins, à l'exception du Saint-Laurent où les apports d'eau ont dépassé de 4,8 % ceux de 1979.

Des réserves énergétiques égales à celles de l'an dernier

Au 1er janvier 1981, la réserve emmagasinée dans les réservoirs d'Hydro-Québec équivalait à 50,8 milliards de kilowattheures, soit à peu près la même valeur qu'au même jour de l'année précédente. Le pourcentage de remplissage des réservoirs d'Hydro-Québec, dont la capacité maximale s'élève à 58,1 milliards de kilowattheures, atteignait 87,4 %. Les réservoirs mis en eau en 1980, au complexe La Grande, ont ajouté environ 1 milliard de kilowattheures à la réserve énergétique.

L'appel maximal du réseau : 19 385 mégawatts, un dimanche

En raison d'une température extrêmement froide au début du mois de janvier 1981, la pointe de l'hiver 1980-1981 est survenue un dimanche, situation qui ne s'était jamais produite auparavant à Hydro-Québec, cette journée enregistrant normalement la charge la plus basse de la semaine.

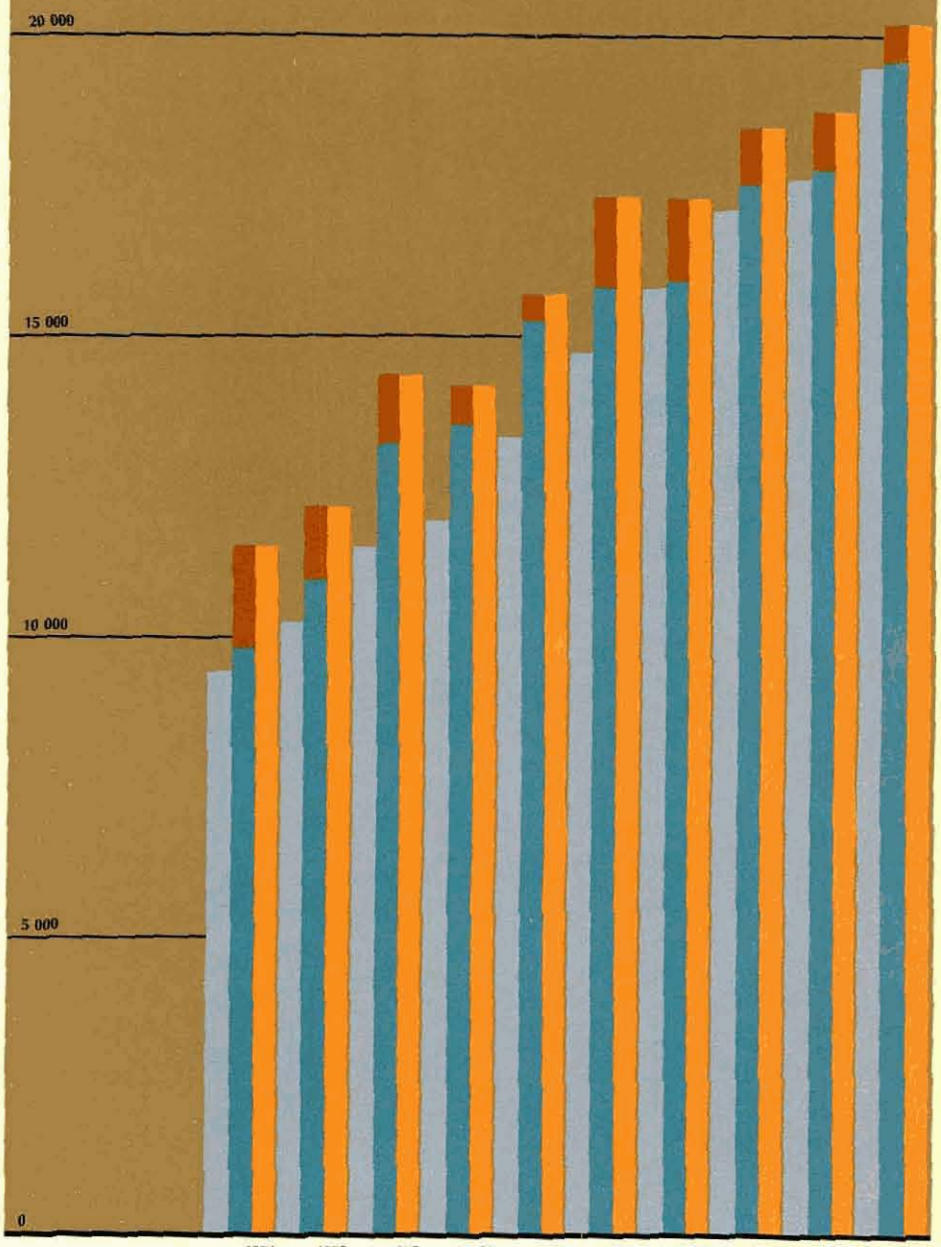
Au moment de l'appel maximal, le 4 janvier 1981, à 17 heures, les besoins prioritaires du réseau d'Hydro-Québec ont atteint 19 385 mégawatts, soit 10,3 % de plus qu'au moment de l'appel maximal de l'hiver précédent, le jeudi 24 janvier 1980, à 18 heures.

◁*À la centrale souterraine de LG 2, onze des seize groupes sont déjà installés. Une fois terminée, cette centrale aura une puissance de 5 328 mégawatts, mais elle est déjà la plus productive d'Hydro-Québec.*

Les besoins prioritaires

Les besoins prioritaires du réseau d'Hydro-Québec sont passés de 91,6 milliards de kilowattheures pour l'année 1979 à 99,1 milliards de kilowattheures en 1980, soit une augmentation de 8,2 %. Le taux moyen de progression est de 6,9 % pour les cinq dernières années.

Évolution de la disponibilité et des besoins en puissance lors de l'appel maximal du réseau pour l'hiver débutant en décembre de chaque année, 1971-1980
(en mégawatts)



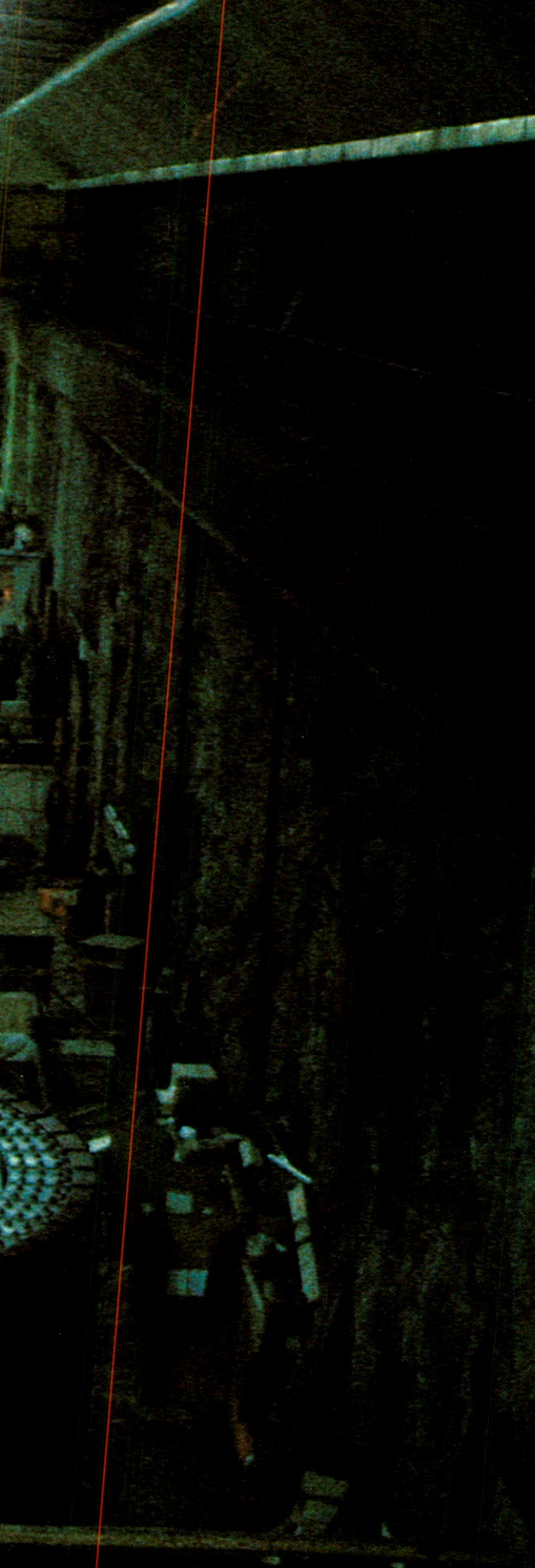
	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
Besoins prioritaires*	9 435	10 244	11 446	11 932	13 337	14 783	15 785	17 059	17 582	19 385
Besoins globaux**	9 801	10 956	13 181	13 508	14 668	15 806	15 887	17 488	17 698	19 508
Disponibilité au moment de la pointe***	11 448	12 178	14 319	14 146	15 691	17 290	17 195	18 428	18 696	20 085
Réserve nette	1 647	1 222	1 138	638	1 023	1 484	1 308	940	998	577

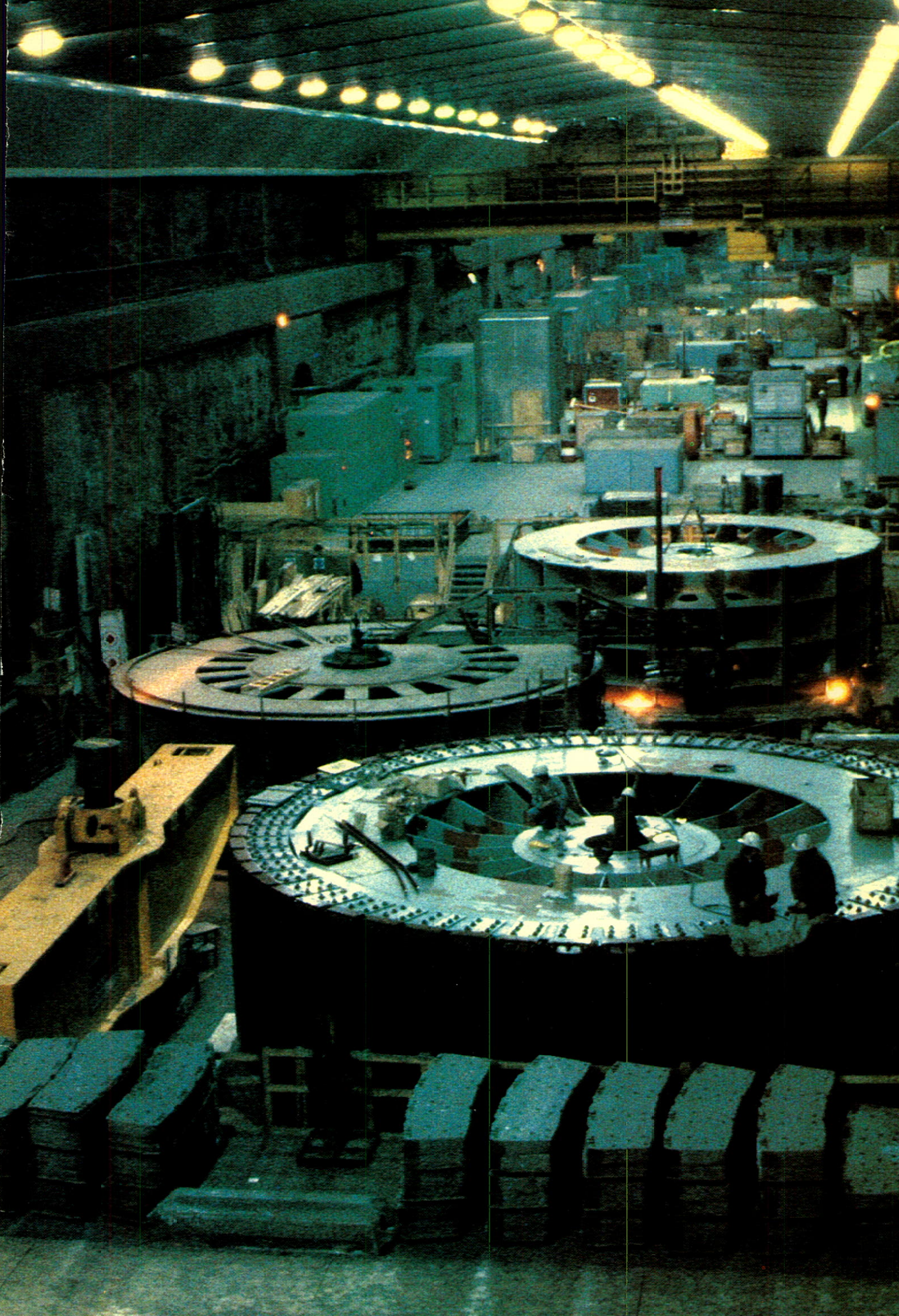
* *Se dit de l'électricité qu'Hydro-Québec a pour but de fournir en vertu de son mandat, tel que défini à l'article 22 de sa loi constitutive : « La Société a pour objet de fournir l'énergie (. . .) aux citoyens de cette province aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière. »*

** *Quantité d'électricité que représente, aux points de production et de réception d'un réseau, la totalité des charges qui sont raccordées à ce réseau. Les besoins comprennent les interruptions contractuelles et les pertes.*

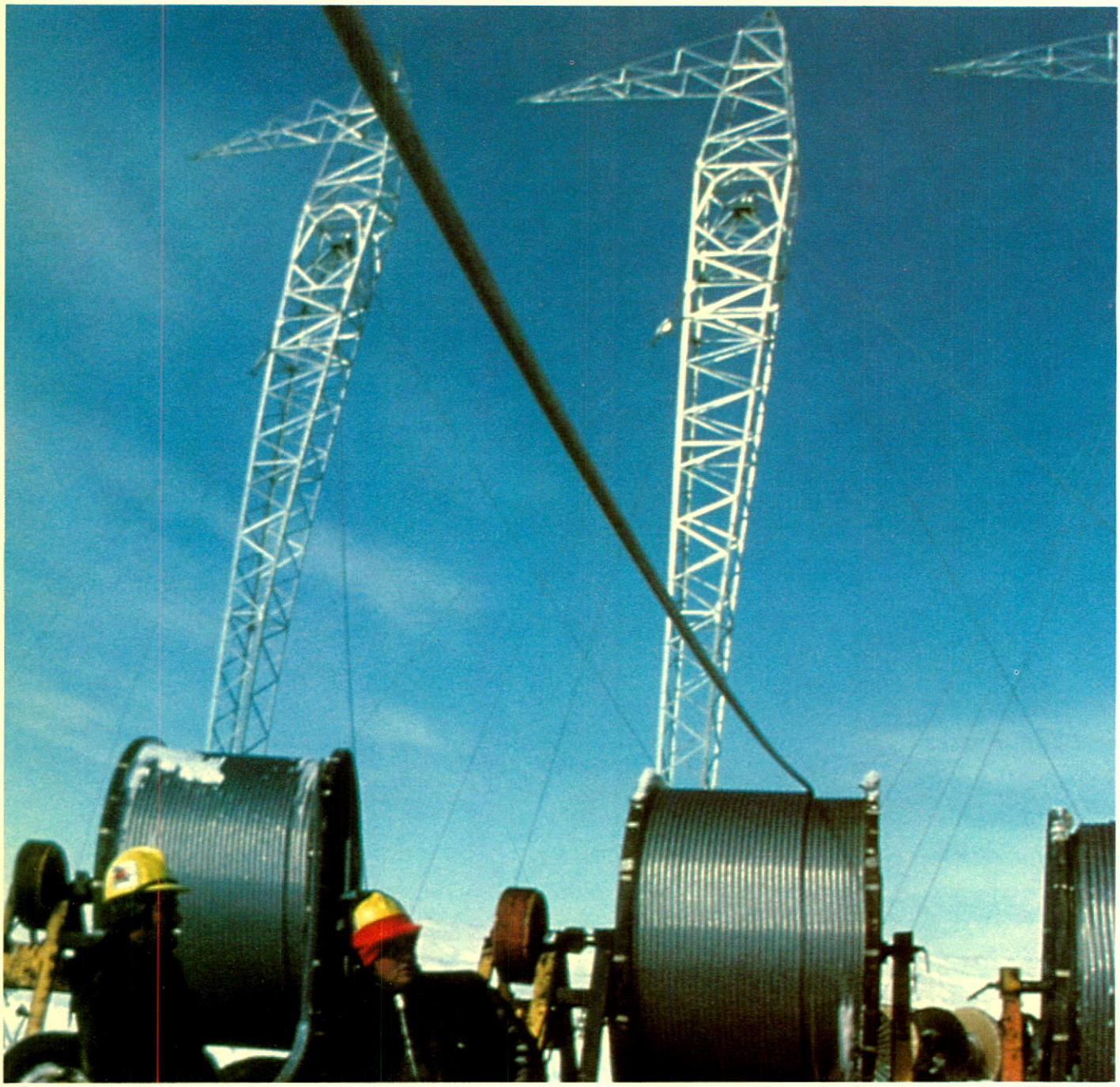
*** *La disponibilité au moment de la pointe représente la puissance sur laquelle il était possible de compter au moment de l'appel maximal en tenant compte des restrictions de production et de transport.*

N.B. : Ces résultats comprennent des interruptions contractuelles de 236 mégawatts en 1975, de 138 en 1976, de 190 en 1977, de 318 en 1978 et de 445 en 1980.





La deuxième ligne du réseau de transport de la Baie James a été mise en service en 1980. La construction des troisième, quatrième et cinquième lignes se poursuit.



Les équipements de production

La Baie James

C'est sur le chantier du complexe La Grande à la Baie James que, cette année encore, l'activité a été la plus forte. Les travaux d'aménagement de ce complexe hydroélectrique sont réalisés par la Société d'énergie de la Baie James, filiale d'Hydro-Québec.

À la fin de 1980, la Société d'énergie de la Baie James avait investi dans les équipements de production de la phase 1 du complexe La Grande un montant de 7 112 123 000 $. Sur ce total, 1 255 315 000 $ ont été dépensés durant l'année 1980.

LG 2

L'événement marquant de l'année 1980 a été la mise en service de sept turbo-alternateurs à la centrale souterraine de LG 2. L'avance des travaux sur le calendrier original se chiffre maintenant à quelque neuf mois. L'apport des nouveaux groupes a porté la puissance nominale de la centrale à 3 663 mégawatts. Onze des seize groupes prévus sont maintenant en exploitation et la centrale devrait être parachevée à l'automne de 1981. Sa puissance installée totale sera alors de 5 328 mégawatts.

LG 3 et LG 4

Une fois terminé, le complexe La Grande — phase 1 comptera deux autres centrales, LG 3 et LG 4. Cinq grands réservoirs seront créés grâce à huit barrages et 203 digues. Six de ces barrages sont terminés. Deux l'ont été en 1980 : celui de LG 3 sur La Grande Rivière, et l'un des deux ouvrages qui coupent la rivière Caniapiscau.

Le barrage de LG 3 a été complété avec plus d'une année d'avance. Son bief d'amont est circonscrit par 67 digues qui devraient toutes être terminées pour que la mise en eau du réservoir ait lieu, comme prévu, au printemps de 1981.

À la centrale, deux des douze groupes prévus sont en voie de montage. Le blindage métallique des conduites forcées est posé et la prise d'eau est parachevée.

À LG 4, les travaux du barrage ont progressé de près de 40 %. L'emprise de l'ouvrage a été dégagée sur toute sa longueur et la vallée principale, où coulait La Grande Rivière, a été presque entièrement comblée. Le barrage était achevé à 70 % à la fin de l'année.

La fermeture du bief d'amont de LG 4 exige la construction de la digue la plus importante du complexe La Grande. Les travaux réalisés en 1980 ont consisté à canaliser les eaux de la rivière Stéphane et à commencer la mise en place du remblai. Une autre digue, la digue QA 1, est en bonne voie de réalisation.

La fosse où sera érigée la centrale est excavée, les neuf conduites forcées sont creusées et les deux murs d'entonnement de la prise d'eau ont été coulés. Le creusement de l'évacuateur de crue était aux trois quarts terminé en fin d'année.

Caniapiscau

La coupure de la rivière Caniapiscau exige deux barrages et 43 digues. Le plus important des barrages a été parachevé en 1980, de même que l'évacuateur de crue. Sept digues, parmi les plus importantes, ont été complétées au cours de l'année et s'ajoutent aux trois déjà en place.

L'ouvrage régulateur de Brisay régularisera la sortie des eaux du réservoir Caniapiscau. Six canaux, creusés en amont de l'ouvrage, y amèneront les eaux en période d'étiage. Deux de ces canaux ont été terminés en 1980.

L'excavation du canal d'amenée et des galeries de la prise d'eau de la future centrale de Brisay qui fera partie de la phase 2 du complexe La Grande, est aussi achevée. Le bétonnage de l'ouvrage régulateur a commencé au début de l'automne.

Eastmain-Opinaca-La Grande (EOL)

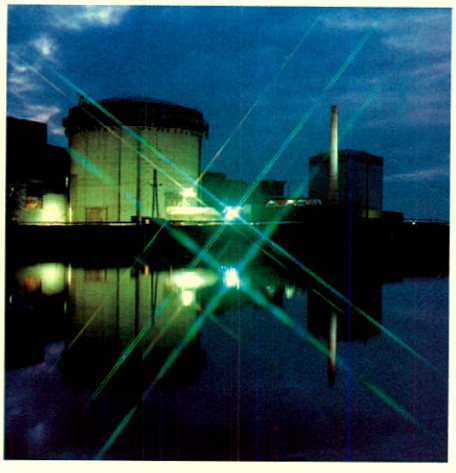
Les rivières Eastmain et Opinaca sont maintenant fermées et la dérivation Eastmain-Opinaca-La Grande (EOL) est réalisée. Elle sert à créer un réservoir d'une superficie de 1 040 kilomètres carrés à l'intérieur du bassin de drainage des rivières Eastmain, Opinaca et Petite Opinaca. Ce réservoir a été mis en eau en 1980 et a atteint sa cote maximale en novembre. Il fournit à la centrale de LG 2 une réserve utile additionnelle de 3,3 milliards de mètres cubes et en augmente ainsi la capacité de production de 27 %.

Gentilly 2

À la centrale nucléaire de Gentilly 2, environ 95 % des travaux de la centrale sont terminés et près de 80 % des systèmes ont été remis en 1980 à l'équipe qui s'occupera de la mise en service.

Le remplacement des tubes des générateurs de vapeur et la réparation des générateurs se sont poursuivis durant toute l'année et devaient être terminés au printemps de 1981. Cet appareillage présentait des vices de fabrication qui ont été décelés en 1979 et, fait inhabituel dans un tel cas, les réparations ont eu lieu à la centrale même.

Le complexe nucléaire de Gentilly.



Il a par ailleurs été décidé, en 1980, de modifier le système d'eau de service pour en faire un système en circuit fermé où l'eau recirculera au lieu d'être rejetée.

Ces réparations et ces modifications, qui doivent être faites avant la date de criticité du réacteur, ont amené à reporter le début de l'exploitation commerciale de la centrale à novembre 1983. Il est toutefois possible que cette mise en exploitation soit devancée.

Les autres centrales

L'ingénierie de la centrale souterraine de Manic 5 — Puissance additionnelle est avancée à 25 % ; les installations provisoires sont construites en majeure partie et les travaux d'excavation aux ouvrages de fuite et à l'accès de la centrale ont débuté.

Un dernier groupe de 50,2 mégawatts a été installé à la centrale de La Citière, près de Montréal. La puissance effective de cette centrale à turbines à gaz, surtout destinée à fournir de la puissance de pointe, peut maintenant atteindre 284 mégawatts.

Un groupe supplémentaire de 6 800 kilowatts a été installé à la centrale Diesel des Îles-de-la-Madeleine.

À la centrale de Carillon, l'excavation du canal de fuite est terminée. Les travaux, commencés en 1979, ont permis de hausser de 7 % la hauteur de chute de la centrale et d'augmenter ainsi sa puissance disponible de 51 mégawatts.

D'importantes rénovations entreprises à la centrale de Tracy, entre autres la réfection des cheminées, sont presque terminées. Ces travaux sont réalisés en vue de respecter les normes sur la qualité de l'air, d'augmenter le rendement de l'installation ainsi que sa fiabilité.

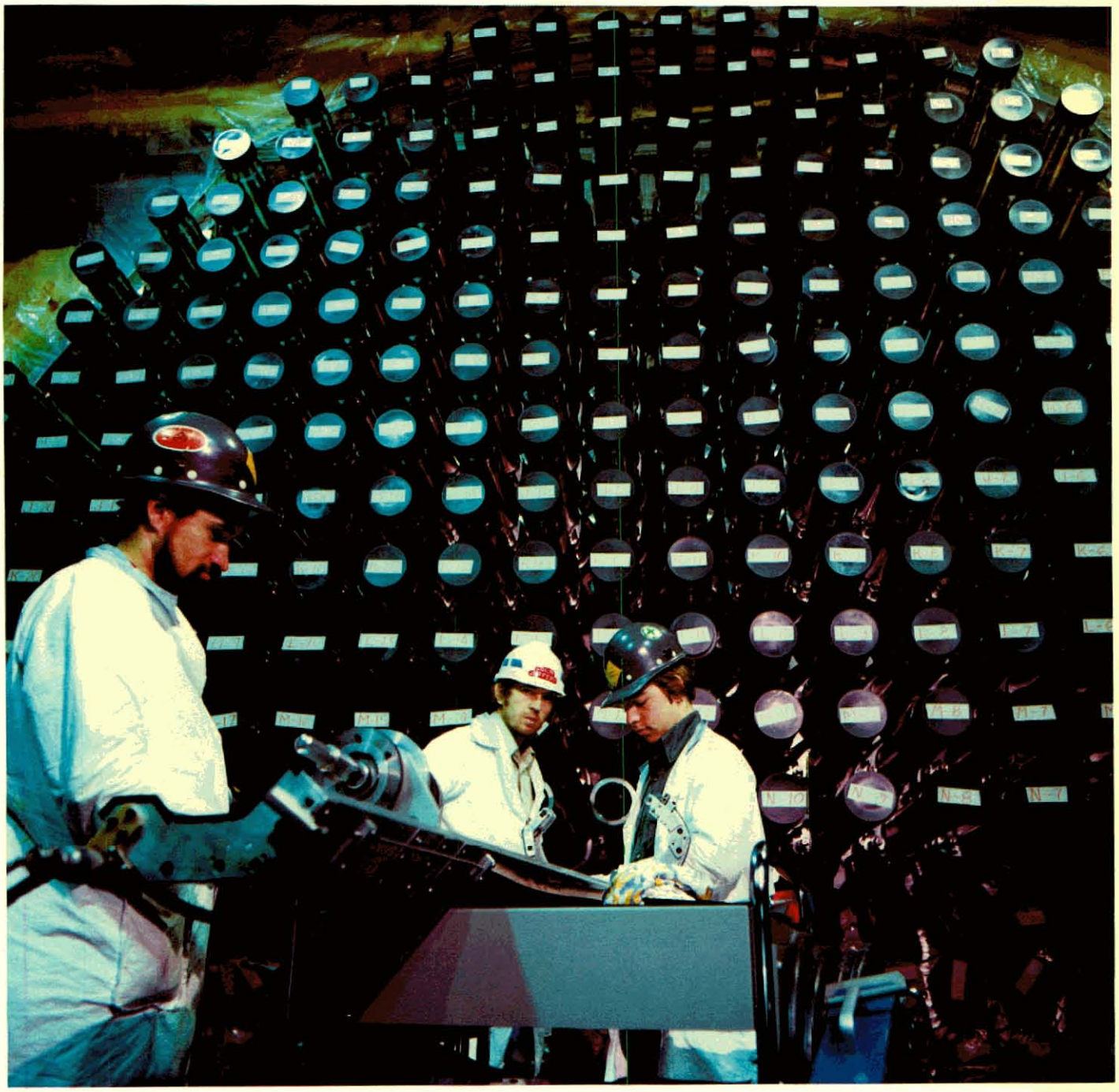
Les projets à l'étude

Hydro-Québec poursuit en permanence des études relatives à divers projets. Le degré d'avancement de ces études et les décisions prises à leur sujet ont autant d'importance que les réalisations et les travaux en cours, puisque ces études conditionnent les travaux futurs et les préparent.

Plusieurs études concernant des projets dont la réalisation est prévue d'ici quelques années, ont enregistré une avance au cours de l'année 1980.

- Un projet de convention entre Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James a été préparé pour la phase 2 du complexe La Grande. La Société a parachevé toutes les études d'avant-projet relatives aux centrales prévues dans ce complexe et attend le feu vert avant d'en entreprendre la réalisation. Elle a déjà effectué certains travaux préliminaires qu'il était plus avantageux d'effectuer par avance.

Parallèlement à ses projets hydroélectriques, Hydro-Québec poursuit la construction de la centrale nucléaire de Gentilly 2.



◁ *Le barrage de LG 3, à la Baie James, a été terminé en 1980. Il fait partie du complexe La Grande, le plus important des projets d'équipement actuellement en voie de réalisation à Hydro-Québec.*

Pour alimenter le nouveau poste Viger qui ▷ *desservira le centre-ville de Montréal à partir de l'été 1981, il a fallu construire une ligne qui franchit le Saint-Laurent en partant du poste Hertel.*

Une touffe de linaigrettes, plante typique du Nord québécois.

- La Société d'énergie de la Baie James réalise présentement les études d'avant-projet relatives au complexe Nottaway-Broadback-Rupert (NBR) qui sera aménagé au sud du complexe La Grande.
- Les relevés topographiques du territoire de la Grande rivière de la Baleine et de la Petite rivière de la Baleine sont terminés. Les plans et devis des 280 premiers kilomètres de route pour se rendre dans la région de Poste-de-la-Baleine sont prêts. Tous les aspects de ce projet font l'objet d'un important programme d'information et de consultation tant auprès de la population autochtone qu'auprès des autorités gouvernementales.

Diverses études touchant des projets moins immédiats ont également progressé.

- Les études préliminaires sur le potentiel des rivières du Nouveau-Québec et de la Basse-Côte-Nord se sont poursuivies.
- Les études préliminaires relatives à l'aménagement de la rivière Chamouchouane ont été reprises et un programme de communication a été mis en oeuvre.
- Dans le cadre d'un projet d'aménagement des eaux de l'archipel de Montréal dont l'étude de faisabilité est sous la responsabilité du Secrétariat délégué à l'Aménagement du gouvernement du Québec, Hydro-Québec a accepté d'étudier des variantes d'aménagement hydroélectrique et de réaliser certaines études d'environnement. Cinq variantes ont été envisagées. La conclusion de ce travail est qu'il n'est présentement rentable que d'aménager une seule centrale à la sortie du lac Saint-Louis. Le Comité technique d'harmonisation auquel Hydro-Québec participe a entériné cette conclusion et quatre nouvelles variantes d'aménagement ont été étudiées.

- Les études d'avant-projet de la centrale de pompage de Delaney (2 550 mégawatts) sont terminées et le Conseil d'administration d'Hydro-Québec a approuvé la réalisation de cette installation.
- Des études préliminaires ont démontré la possibilité et l'intérêt d'ajouter 505 mégawatts à la centrale de Bersimis 1 et 336 mégawatts à la centrale d'Outardes 4.
- Le projet de construction de la centrale nucléaire de Gentilly 3 est toujours au stade des études préliminaires.

Les équipements de transport

Les lignes

La deuxième ligne à 735 kilovolts qui relie la centrale de LG 2 à Montréal a été mise en service le 1er juillet 1980, conformément au calendrier. La première ligne est en exploitation depuis octobre 1979.

La ligne de raccordement entre les postes Abitibi et Chibougamau est terminée. Ce lien est présentement exploité pour alimenter la région de Chibougamau, à partir de la centrale de LG 2.

La construction de la troisième ligne du réseau de transport de la Baie James s'est poursuivie entre LG 2 et le poste La Vérendrye mais le tronçon La Vérendrye-Carignan sera terminé à l'été de 1982, au lieu de juin 1981, en raison des difficultés que l'entreprise a connues lors de la présentation des propositions de tracés et pour l'obtention des autorisations requises.

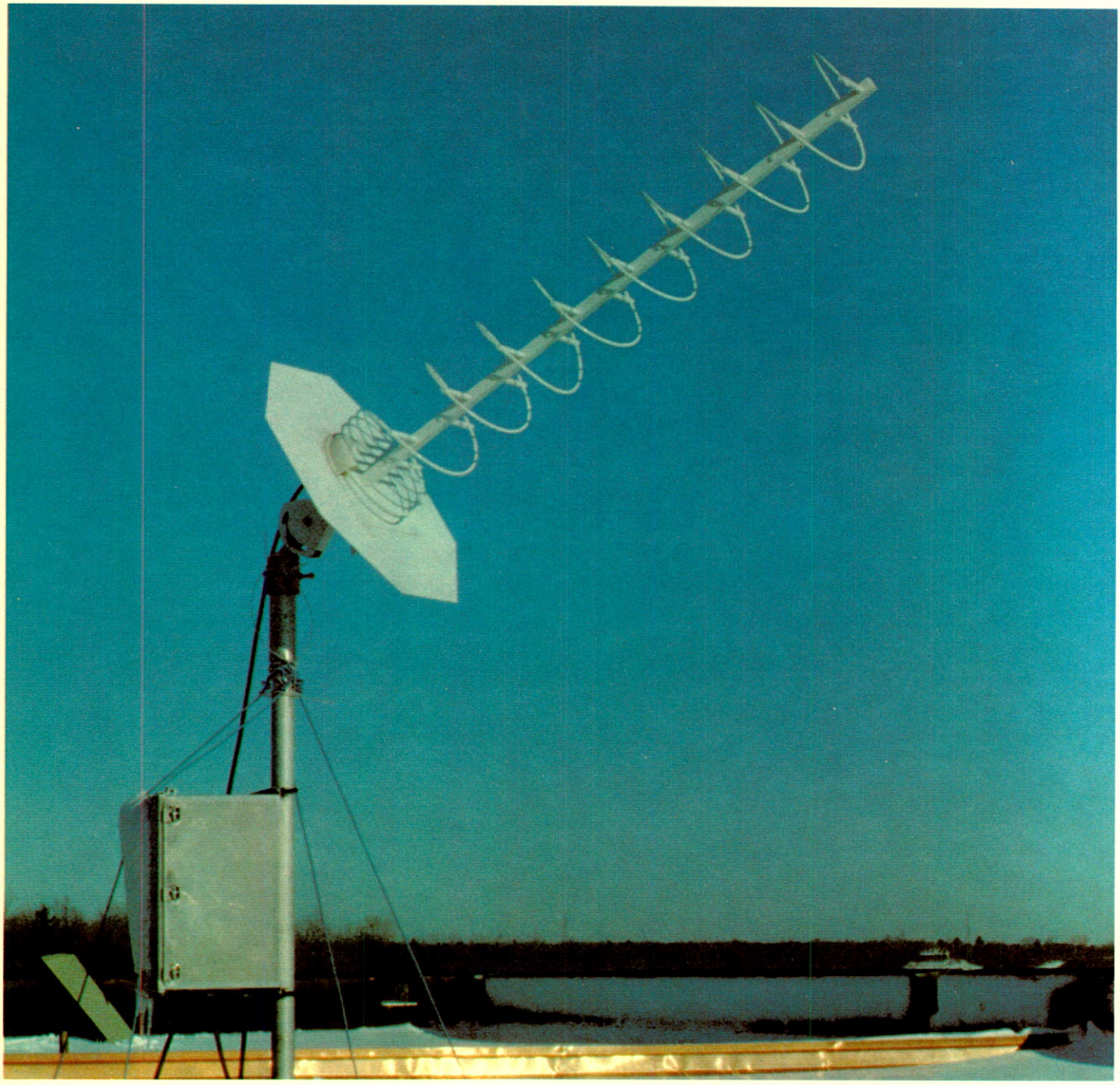
La mise en service du tronçon Chibougamau-Chamouchouane des quatrième et cinquième lignes du réseau de transport de la Baie James, de même que du tronçon Chamouchouane-Saguenay, doit avoir lieu le 1er août 1983. Quant à la ligne entre les postes Chamouchouane et Jacques-Cartier, elle doit être mise en exploitation le 1er décembre 1983, soit un peu plus tard que prévu, Hydro-Québec ayant dû procéder au choix d'un nouvel emplacement pour le poste Chamouchouane à la demande du ministère de l'Environnement.

Au total, Hydro-Québec a ajouté à son réseau de transport, en 1980, plus de 1 800 kilomètres de circuits à 69 kilovolts et plus, dont 1 020 kilomètres à une tension de 735 kilovolts. Le réseau comptait donc, à la fin de 1980, 28 385 kilomètres de circuits de transport en exploitation dont 6 510 kilomètres à 735 kilovolts.

Les postes

Dans le cadre du réseau de transport de la Baie James et en raison de la mise en service de la deuxième ligne, des additions d'équipement ont été réalisées aux postes LG 2, Némiscau, Abitibi, La Vérendrye et Chénier. Par ailleurs, la construction a commencé au poste Carignan et les sites des postes Albanel, Chissibi et Saguenay ont fait l'objet de travaux préparatoires.

Antenne parabolique à l'Institut de recherche.



Les investissements effectués, à la fin de 1980, au titre du réseau de transport de la Baie James, à l'exclusion de la boucle de Montréal, se montent à 1 636 704 000 $. Un montant de 478 351 000 $ a été dépensé en 1980.

Parmi les postes en voie de réalisation en dehors du réseau de la Baie James, le poste Viger est sans doute le plus important. Situé dans le sud-ouest de l'île de Montréal, il est destiné à alimenter le centre-ville à partir de l'été 1981.

Il comprend essentiellement un bâtiment dans lequel se trouve le poste de sectionnement à 315 kilovolts isolé à l'hexafluorure de soufre (SF_6) ; ce procédé permet de réduire l'encombrement de l'installation de 80 % par rapport à un poste traditionnel. Le poste Viger est alimenté par le poste Hertel, grâce à une ligne qui traverse le Saint-Laurent, et il est rattaché au poste Guy par deux lignes souterraines dont la construction est très avancée.

Par ailleurs, les postes de répartition Natashquan et Johan Beetz ont été mis en service ; ils servent à relier une partie du réseau de la Basse-Côte-Nord au réseau principal. Les postes Du Tremblay (Longueuil) et Beauport (Québec) ont également été mis en exploitation. Ces postes 315-25 kilovolts, d'une puissance de 500 mégavolt-ampères, sont construits dans des zones résidentielles et on a accordé une attention particulière à la réduction du bruit des transformateurs et à la conception des bâtiments en vue d'une intégration harmonieuse à l'environnement.

Les équipements de distribution

Hydro-Québec a construit, durant l'année 1980, 3 340 kilomètres de circuits. Au 31 décembre 1980, ce réseau comptait 85 120 kilomètres. Douze nouveaux postes de distribution ont été mis en service durant l'année.

Afin d'améliorer la qualité des équipements et la fiabilité du service, des études ont été réalisées, ainsi que des travaux de recherche et de normalisation, sur l'équipement des monteurs, l'entretien des outils isolants, la puissance des transformateurs, la tension des régulateurs, la capacité des câbles souterrains, les parafoudres, les isolateurs, les limites de tension aux points de raccordement ainsi que les méthodes de calcul des pertes. Divers projets d'automatisation, de télécommande, de systèmes de gestion de la consommation et de suivi permettant de déceler les augmentations soudaines de la charge, sont également à l'étude.

Les dépenses d'immobilisation relatives aux équipements de distribution se sont élevées à 259 648 000 $ en 1980.

L'automatisation du réseau de transport

Hydro-Québec a poursuivi son programme d'automatisation du réseau afin de fournir aux opérateurs un moyen d'information rapide et efficace qui leur permette d'exercer une surveillance directe et continue et d'informatiser leurs programmes d'exploitation.

À la fin de 1980, tout le matériel informatique était en exploitation chez le fabricant, le logiciel était au point, tous les programmes étaient intégrés et les essais de réception en usine étaient en cours depuis le 15 octobre 1980. Le système devrait être mis en service en mars 1982.

La création de neuf centres d'exploitation régionaux a été approuvée. L'acquisition des données et la mise en place des télécommandes doivent avoir lieu entre août 1983 et mars 1984 ; la répartition doit être terminée pour octobre 1985.

Les télécommunications

Le réseau de transport d'Hydro-Québec exige un réseau de télécommunications pour son exploitation, son entretien et sa protection. Les centrales recourent également à ce réseau pour la télécommande ou la téléphonie.

Ce réseau comporte des liaisons hertziennes qui servent à la télécommande et à la téléprotection, des réseaux de stations mobiles pour permettre aux véhicules de communiquer entre eux lors des travaux, et des liaisons par courant porteur qui servent à la protection des lignes, par exemple pour le télédéclenchement.

La construction du réseau de télécommunications entre les centrales de la Baie James et les centres de consommation s'est poursuivie en 1980. Certaines stations relais isolées sont alimentées en énergie par le câble de garde qui surmonte les pylônes de la ligne à 735 kilovolts.

Le réseau de stations mobiles couvrant les lignes à 735 kilovolts de LG 2 à Montréal est maintenant en exploitation et est relié au réseau de télécommunications d'Hydro-Québec. La liaison par courant porteur de la deuxième ligne en provenance de la Baie James est également en fonctionnement.

D'autres liaisons ont aussi été mises en exploitation durant l'année, entre autres la liaison hertzienne entre le poste Boucherville et le poste Nicolet et une liaison par courant porteur entre les postes Natashquan, Johan Beetz et Havre-Saint-Pierre sur la Basse-Côte-Nord.

Hydro-Québec comptait, à la fin de 1980, 18 635 employés permanents dont la moyenne d'années de service était de 12,2 ans.

Les ressources humaines

Hydro-Québec comptait, au 31 décembre 1980, 18 635 employés permanents, soit 755 ou 4,2 % de plus qu'en 1979. L'âge moyen et la moyenne des années de service n'avaient pas changé par rapport à l'année précédente, soit respectivement 37,2 ans et 12,2 ans.

Les effectifs temporaires, en comptant les employés d'Hydro-Québec travaillant sur les chantiers de la Société d'énergie de la Baie James, ont été en moyenne de 1 919 employés à l'exploitation, et de 2 123 sur les chantiers, avec des pointes respectives de 2 670 et 2 929.

Au plus fort des travaux, pendant l'été 1980, un peu plus de 14 000 personnes étaient employées par la Société d'énergie de la Baie James et ses sous-traitants, dont 927 au siège social. Hydro-Québec International comptait, à la fin de 1980, 21 employés.

En 1980, les employés syndiqués d'Hydro-Québec représentaient 71 % de la main-d'oeuvre totale de l'entreprise.

Salaires et avantages sociaux

Hydro-Québec a versé 621 141 000 $ en salaires bruts à ses employés, dont 70 169 000 $ à ses employés de chantier, comparativement à 88 467 000 $ en 1979.

En moyenne, le coût des avantages sociaux, soit le temps d'absence rémunéré de l'employé et les contributions de l'employeur aux divers régimes, a représenté pour un employé permanent de l'exploitation 47 % de son salaire de base par rapport à 40 % en 1979. Cette augmentation est due en grande partie à la contribution additionnelle de l'entreprise résultant des améliorations apportées au régime de retraite le 1er janvier 1980.

Relations de travail

Des conventions collectives ont été renouvelées avec six syndicats ou associations : le Syndicat professionnel des ingénieurs d'Hydro-Québec, la Fraternité des constables spéciaux, l'Association des contremaîtres du projet Manicouagan-Outardes, le Syndicat national interprofessionnel d'Hydro-Québec (Manicouagan-Outardes), le Syndicat national interprofessionnel d'Hydro-Québec (Manicouagan-Outardes, Études préliminaires) et le Syndicat national de la construction (Études préliminaires, Manicouagan-Outardes).

Développement de l'organisation

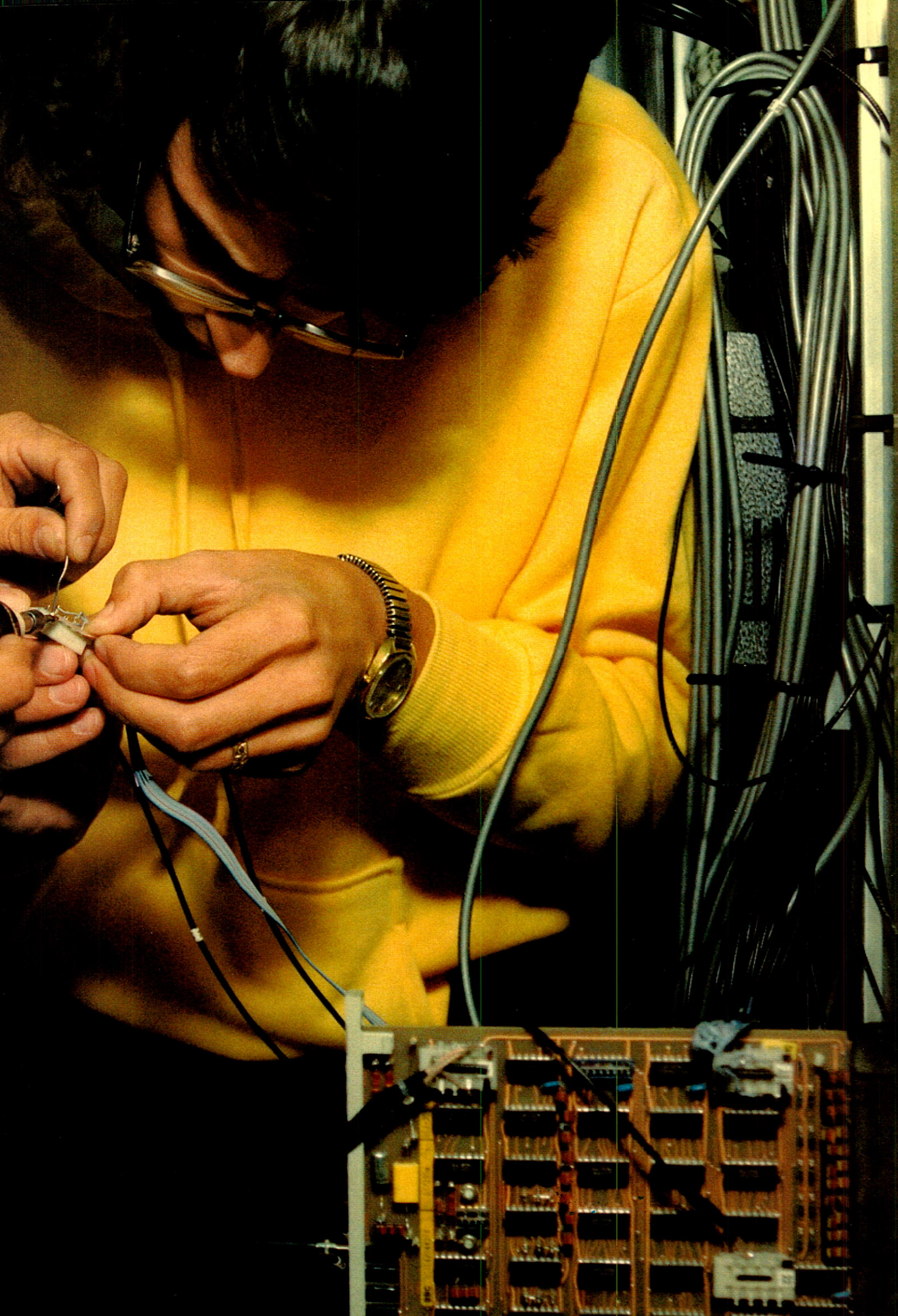
À la suite de la création de sept vice-présidences, les études de réorganisation visant à préciser les responsabilités des directions ont été parachevées dans quatre vice-présidences et sont en cours dans une cinquième.

Formation

À Hydro-Québec, cette activité couvre à la fois la formation technique et administrative.

Dans le domaine de la formation à la gestion, plus de 1 200 cadres ont participé, en 1980, à des sessions sur la gestion des ressources humaines. Près de 150 préposés à la formation au sein de l'entreprise ont profité de sessions spécialisées destinées à améliorer leur compétence pédagogique.

En ce qui a trait à la formation technique, l'année 1980 a été marquée par de nombreuses activités dans le domaine de la production et du transport, de la distribution, de l'informatique, de la comptabilité et de la sécurité.



◁ *Hydro-Québec emploie des travailleurs de spécialités très variées et s'assure, grâce à des cours de formation, que ses employés se tiennent au courant des derniers développements de leur technique.*

La présence d'Hydro-Québec se manifeste par des centrales, des lignes, des postes et divers bâtiments. Ces réalisations résultent du travail de tout un éventail de constructeurs, hommes et femmes.

Santé et sécurité

Hydro-Québec a fusionné, en 1980, les unités administratives chargées de la santé et de la sécurité, ce qui devrait lui permettre de mieux répondre aux prescriptions de la Loi sur la santé et la sécurité du travail adoptée par le gouvernement du Québec.

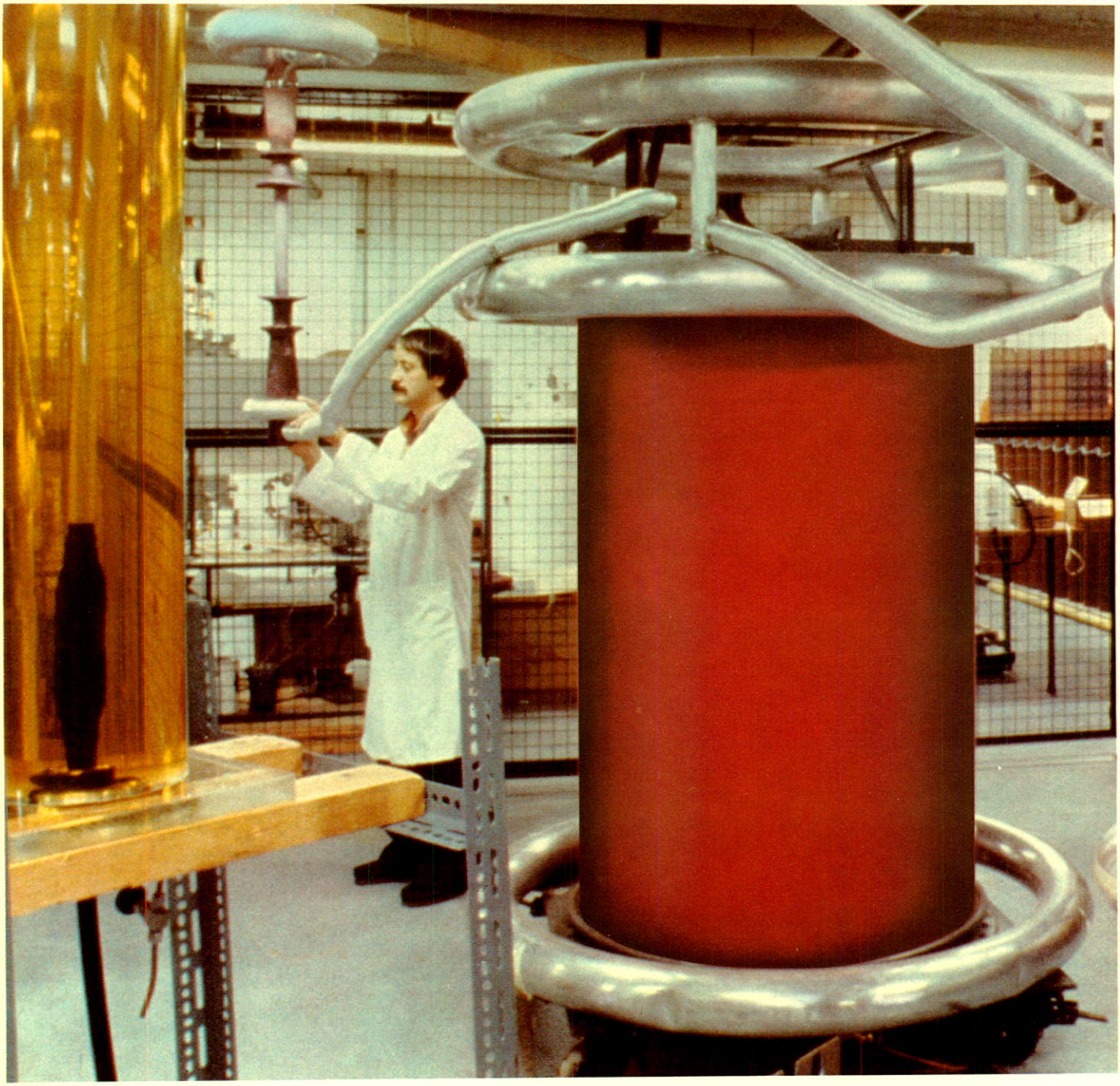
En matière de sécurité, Hydro-Québec s'est dotée d'une nouvelle politique et d'un plan d'action pour la mettre en pratique. Une méthodologie a été établie à l'intention des gestionnaires pour les aider à mettre au point et à gérer des programmes de sécurité. En matière de consignes et de normes, Hydro-Québec a surtout travaillé à de nouvelles directives sur les équipements de protection. Une nouvelle publication, *Informac*, paraît depuis avril. Elle est destinée à informer les cadres des activités de sécurité qui existent dans l'entreprise. Un bulletin mensuel, tiré de la revue, est distribué à tous les employés.

Au chapitre de la santé, Hydro-Québec s'est intéressée en 1980 à diverses conditions de travail auxquelles sont soumis des employés : bruit, produits chimiques, écrans cathodiques, rayons lasers. Des recherches appliquées se poursuivent sur ces sujets.

En cours d'année, Hydro-Québec s'est assurée que les mesures de santé publique sont respectées dans les campements et les chantiers, que les soins appropriés sont offerts aux travailleurs et que l'évacuation en cas d'urgence est bien coordonnée.

Au plus fort des travaux, pendant l'été de 1980, plus de 15 000 personnes étaient employées sur les chantiers par la Société d'énergie de la Baie James, par Hydro-Québec et les sous-traitants.

L'avenir, c'est déjà le quotidien pour les chercheurs de l'IREQ.



Hydro-Québec et l'avenir

Hydro-Québec doit s'assurer qu'elle dispose en permanence de ressources énergétiques suffisantes pour répondre à la demande d'électricité. Atteindre cet objectif présente des difficultés grandissantes parce que les facteurs sociaux, économiques et culturels qui entrent en ligne de compte sont de plus en plus nombreux.

Parmi ces facteurs, citons l'évolution démographique, le coût et la disponibilité des autres formes d'énergie, les progrès de la technique qui valorisent certaines options énergétiques plutôt que d'autres, la conjoncture économique et énergétique québécoise et internationale, la capacité d'emprunt de l'entreprise, l'évolution de la demande, les habitudes socio-économiques de la population québécoise, sa réceptivité aux économies d'énergie et la protection de l'environnement.

Hydro-Québec dispose, pour faire face à cette situation, d'avantages naturels mais aussi d'une méthode de planification souple et rigoureuse qui lui permet d'adapter ses projets à l'évolution de la conjoncture. Elle poursuit également divers travaux de recherche pour améliorer ses systèmes et son appareillage et s'intéresse de près aux divers moyens d'orientation de la consommation.

Des facteurs favorables

Le Québec peut encore compter, pour un certain temps, sur des ressources hydroélectriques aménageables à un prix concurrentiel par rapport aux autres formes d'énergie.

L'hydroélectricité présente divers avantages par rapport aux énergies concurrentes. Tout d'abord, l'exploitation des aménagements hydrauliques coûte relativement moins cher que l'exploitation des installations thermiques, même si les investissements initiaux sont supérieurs, et l'énergie hydroélectrique est, dans une certaine mesure, protégée de l'inflation qui frappe les combustibles fossiles. De plus, les centrales hydroélectriques ont, en général, une longévité plus grande que les autres.

Ces facteurs permettent à Hydro-Québec d'envisager l'avenir avec confiance dans la mesure où ils lui fournissent une base stable pour l'accomplissement de son mandat.

La planification

Le contexte énergétique

Depuis les premières manifestations de la crise de l'énergie, tous les pays cherchent à se prémunir contre les hausses du coût des combustibles fossiles et contre les risques d'un tarissement des approvisionnements.

Pour le Québec, il est d'autant plus nécessaire de trouver des substituts que le sol québécois ne contient que de faibles quantités de gaz naturel et pas de réserves de pétrole connues.

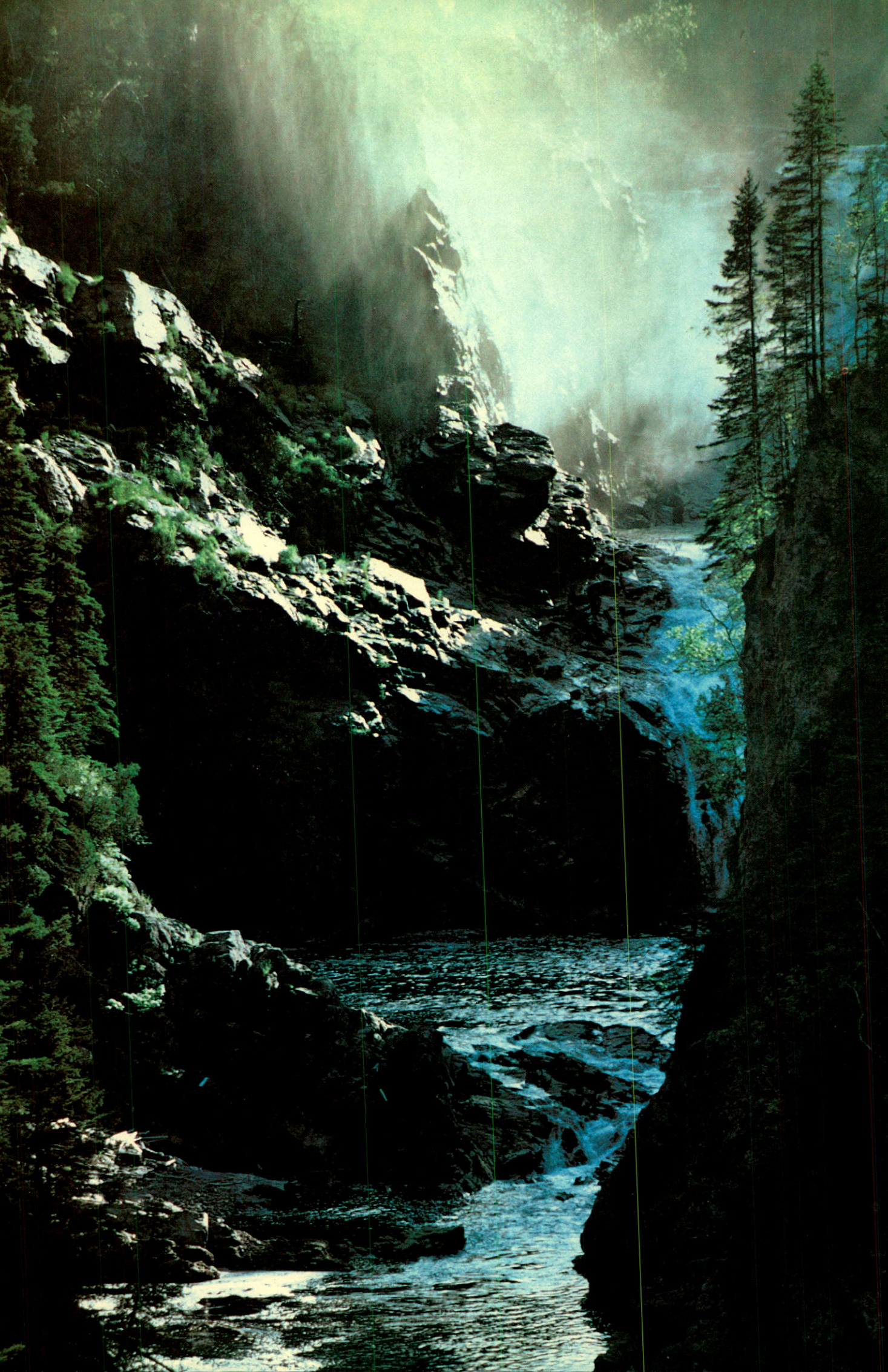
Au Québec, l'énergie de substitution par excellence est donc l'électricité.

Le projet de politique énergétique du Québec

La politique énergétique québécoise propose, de ce fait, un accroissement de la part de l'électricité dans le bilan énergétique québécois, tout en essayant de réduire globalement la consommation d'énergie grâce à une accentuation des économies.

La part de l'électricité dans le bilan énergétique devrait ainsi passer d'environ 26 % en 1978 à environ 45 % en 1996. Il sera de cette façon possible d'accroître l'autonomie énergétique du Québec.

Une fois le complexe La Grande terminé, Hydro-Québec prévoit de s'engager dans d'autres projets nordiques. D'importantes études sont déjà en cours sur la région de la Grande rivière de la Baleine et de la Petite rivière de la Baleine, au nord de la Baie James.



◁ *La Basse-Côte-Nord offre encore d'importantes possibilités d'aménagements hydroélectriques.*

Hydro-Québec n'entretient pas que des projets géants. L'aménagement des rivières à faible potentiel reviendra à l'honneur avec le besoin d'exploiter à fond les ressources hydroélectriques du territoire québécois.

La demande d'électricité

L'évolution prévue de la demande est le moteur de la planification d'Hydro-Québec et les variables déjà citées influent sur elle.

Par exemple, la croissance démographique, bien que ralentie, portera à quelque 3 millions le nombre d'abonnés d'Hydro-Québec à la fin des années 80.

Par ailleurs, la hausse constante du prix du pétrole a déjà provoqué un déplacement important vers le chauffage à l'électricité dans le secteur résidentiel et une accentuation de ce phénomène est à prévoir. Ce déplacement a modifié sensiblement le profil de la demande quotidienne d'électricité et, déjà, il faut envisager des changements importants dans la configuration du parc d'équipements de production et du réseau de distribution pour s'adapter à cette nouvelle situation.

La tendance à substituer l'électricité au mazout pour le chauffage des maisons pourrait toutefois se ralentir avec l'arrivée du gaz naturel. Un accroissement de la part de ce combustible est prévu dans le bilan énergétique du Québec, mais l'importance de cet accroissement demeure encore difficile à évaluer.

D'autre part, les encouragements à l'économie d'énergie et une rationalisation plus poussée de la consommation d'électricité peuvent modifier la progression de la demande et ses caractéristiques. Mais l'impact précis de ces mesures reste difficile à cerner.

Il faut donc retenir comme prévision de la demande d'électricité une fourchette dont les limites inférieures et supérieures traduisent les différents rythmes possibles d'évolution.

Le « Plan des installations 1981-1990 »

C'est dans ce contexte qu'Hydro-Québec a préparé un « Plan des installations 1981-1990 » qui recouvre tous les aspects de l'activité de l'entreprise : équipements de production, de transport, de répartition et de distribution de l'énergie ; équipements de soutien ; activités de recherche et de développement. Ce plan a été présenté devant la Commission parlementaire de l'Énergie et des Ressources de l'Assemblée nationale du Québec et a fait l'objet d'un vaste programme de communication.

Cinq critères sont à la base du plan proposé : la faisabilité technique, la rentabilité, les répercussions sur l'environnement biophysique et social, les possibilités de financement et la disponibilité des ressources humaines et matérielles.

Le plan est souple et adaptable. Les travaux envisagés pourraient donc, selon l'évolution de la conjoncture, être avancés ou retardés, compte tenu notamment de l'évolution de la demande, du contexte énergétique, de la politique de l'énergie du gouvernement et des délais d'obtention des autorisations de construction.

La gestion des ressources

Ressources énergétiques

L'hydroélectricité constitue encore l'axe principal retenu par l'entreprise pour le développement de ses installations de production.

Les grandes rivières du Québec recèlent un potentiel exploitable encore important. En 1985, leur potentiel économiquement aménageable sera d'environ 16 000 mégawatts, soit environ trois fois la puissance installée de la centrale de LG 2. Une partie plus ou moins grande de ce potentiel pourra être aménagée, selon l'évolution des coûts des sources d'énergie concurrentes.

Les petites rivières, c'est-à-dire celles dont le potentiel est inférieur à 100 mégawatts, ont un potentiel théorique évalué à environ 10 000 mégawatts. Leur aménagement est avantageux pour remplacer les installations thermiques dans les centres isolés. Hydro-Québec étudie, dans ce domaine, de nouvelles méthodes de construction pour abaisser les coûts entraînés par la multiplicité de chantiers peu importants et éloignés les uns des autres.

Ressources humaines

Dans le domaine de la gestion des ressources humaines, l'entreprise devra veiller, au cours des années qui viennent, à la qualité de ses relations de travail, en collaboration avec les syndicats. Elle entend également améliorer son apport à la formation de ses employés : cadres, ingénieurs, techniciens, préposés à l'entretien et aux divers services.

Au cours des années à venir, les rapports nécessaires entre l'entreprise et des pouvoirs publics aux interventions de plus en plus nombreuses ainsi que la gestion d'un réseau aux éléments fortement interdépendants constitueront d'importantes forces centralisatrices. Mais la répartition de la clientèle sur un large territoire, certaines politiques gouvernementales favorisant la régionalisation, la nécessité de rapprocher les décisions de l'action pour assurer une meilleure efficacité administrative pousseront à la décentralisation. Hydro-Québec devra adapter ses structures décisionnelles aux situations nouvelles ainsi créées.

Ressources financières

Hydro-Québec a toujours compté sur deux sources de fonds pour financer son programme de construction : l'autofinancement et l'emprunt, les deux se complétant de façon à fournir les ressources nécessaires sans peser exagérément sur les tarifs. La détermination de ses besoins financiers à long terme, l'évaluation des disponibilités de fonds sur les marchés financiers et l'établissement de ses possibilités d'autofinancement permettent à l'entreprise de valider la faisabilité de son développement et de fixer le niveau d'investissement réalisable.

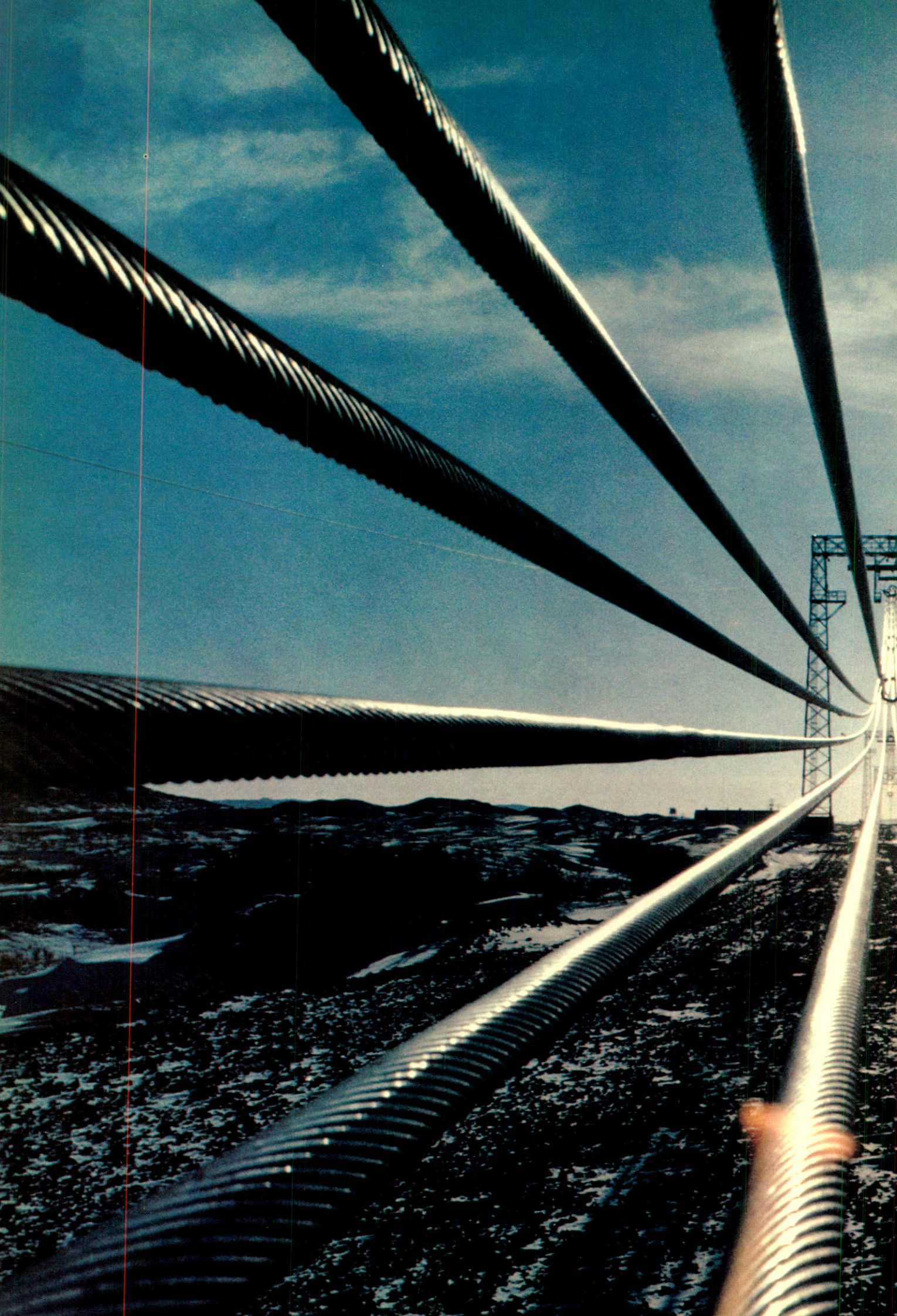
En fonction de l'ampleur de son programme d'investissement et de la situation des marchés financiers, Hydro-Québec devra fixer un montant maximal d'emprunt, déterminer son degré d'autofinancement tout en contrôlant rigoureusement la croissance des coûts dans tous ses secteurs d'activité.

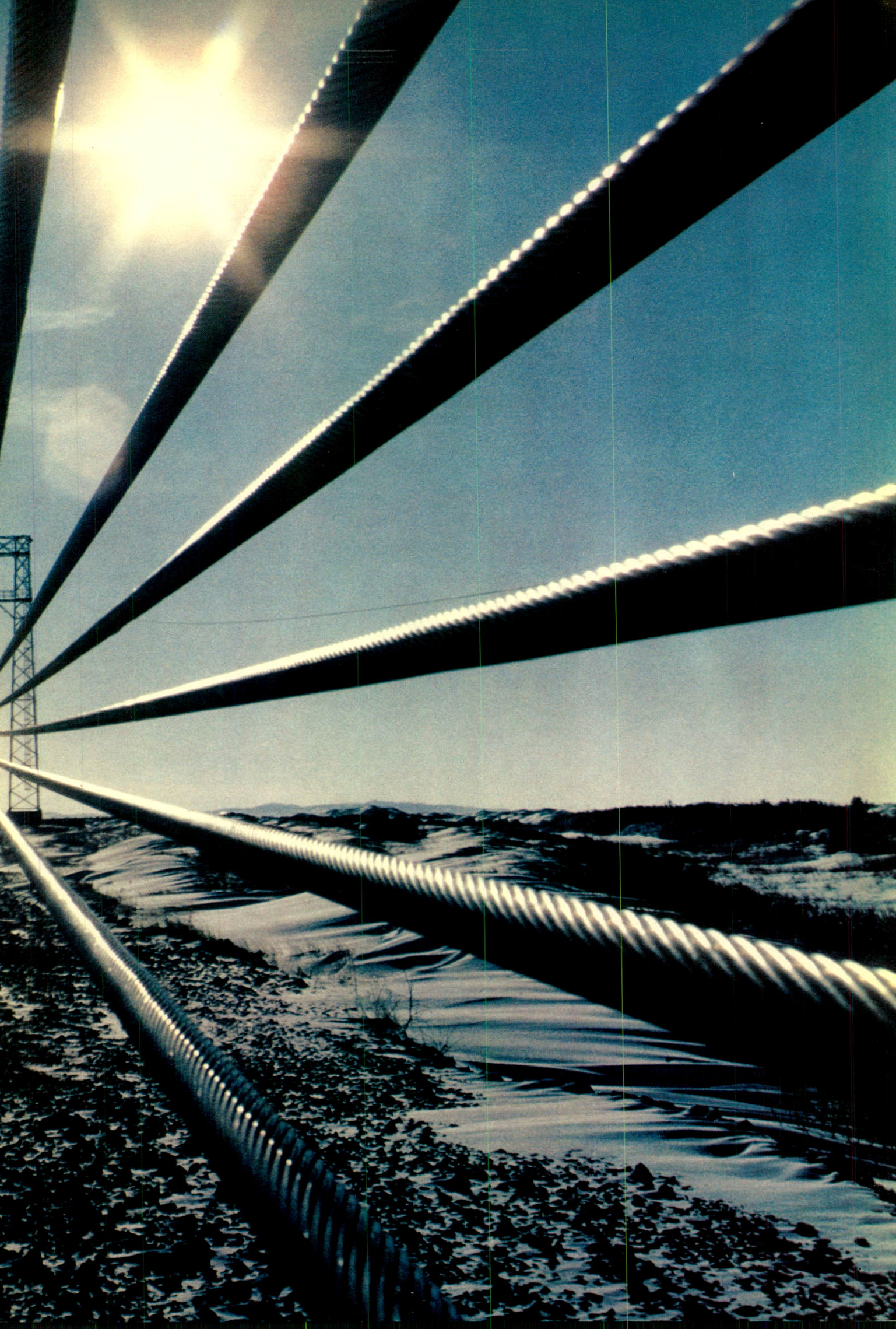
Hydro-Québec devra aussi tenir compte de l'impact des hausses de tarifs sur sa clientèle ainsi que des conséquences possibles de la structure des tarifs sur la croissance de la demande d'électricité.

La recherche

Divers travaux de recherche et de développement sont effectués à Hydro-Québec pour améliorer l'efficacité des installations et de l'appareillage et pour en augmenter la fiabilité, la sécurité et la rentabilité. D'autres travaux visent à accélérer la maturité technologique et économique des nouvelles sources d'énergie.

Une part importante de ces études est réalisée par l'Institut de recherche d'Hydro-Québec.





◁ *L'IREQ a pour mission d'étudier les problèmes techniques d'Hydro-Québec et d'y proposer des solutions. On voit ici une ligne expérimentale.*

Hydro-Québec poursuit des recherches ▷ *sur les énergies redécouvertes. Cette éolienne est installée sur le toit des laboratoires de l'Institut de recherche à Varennes et permet d'étudier l'utilisation de l'énergie du vent.*

Cinq domaines principaux retiennent l'attention : les réseaux de transport et de distribution, les postes et l'appareillage, l'analyse et l'automatisation des réseaux, les matériaux, enfin les équipements de production, en particulier les nouvelles sources d'énergie.

Dans le domaine des réseaux électriques et des postes, les travaux visent principalement la rentabilisation du transport de l'énergie, une plus grande fiabilité des lignes et de l'appareillage, une meilleure intégration des lignes et des postes à l'environnement et le perfectionnement des techniques d'entretien et de réparation des lignes de distribution souterraines.

Les recherches concernant l'analyse et l'automatisation des réseaux portent sur la mise au point et l'amélioration de modèles d'analyse et sur l'utilisation de microprocesseurs et de microordinateurs dans la conduite du réseau.

De nombreux travaux explorent le domaine des matériaux utilisés par Hydro-Québec, par exemple : le vieillissement du béton, la corrosion des métaux, les aciers et les isolants, les techniques de soudage et les matériaux qui peuvent servir au stockage de l'énergie.

Dans le domaine des nouvelles sources d'énergie, l'épuisement prévu des ressources hydrauliques, en fin de siècle, oblige Hydro-Québec à étudier dès maintenant d'autres options. Parmi les sources aménageables qui présentent le plus d'avantages pour le Québec, citons la biomasse (tourbe et bois), l'énergie éolienne et la fusion nucléaire, notamment avec le projet Tokamak. Le stockage de l'énergie constitue aussi une des solutions envisagées.

Quant aux projets d'équipements nucléaires, Hydro-Québec continue d'en étudier les grandes caractéristiques techniques, économiques et d'environnement et de se tenir au courant du développement de cette technologie.

Les économies d'énergie et la gestion de la consommation

Les économies d'électricité et la gestion de la consommation sont interdépendantes. Elles représentent un outil de planification et de rentabilisation des investissements en réduisant la demande ou en l'étalant dans le temps.

En matière d'économie d'électricité, Hydro-Québec s'intéresse en particulier à l'utilisation de l'énergie solaire, aux pompes à chaleur, aux rejets thermiques, aux combustibles synthétiques, à la récupération de la chaleur, et à la production combinée de chaleur et d'électricité.

Un important programme d'économie a été annoncé par le gouvernement du Québec au début de 1981. Hydro-Québec en aura la responsabilité. Ce programme porte non seulement sur l'isolation des maisons mais sur tous les aspects qui affectent le rendement des équipements de chauffage ainsi que sur les méthodes d'utilisation des appareils ménagers. Hydro-Québec offre déjà, aux entreprises qui en font la demande, les conseils de ses spécialistes pour l'analyse énergétique des bâtiments et l'utilisation de leur équipement.

Les recours aux contrats d'énergie interruptible et la conclusion d'ententes avec les réseaux voisins figurent également parmi les solutions étudiées par Hydro-Québec pour améliorer la gestion de la consommation.

Enfin, une meilleure répartition de la consommation en période de pointe peut aussi contribuer à réduire les besoins en équipements de production et, par conséquent, les investissements. Des dispositions tarifaires susceptibles d'inciter certains abonnés à utiliser plus efficacement l'électricité sont à l'étude.

Tels sont les éléments principaux de la stratégie d'avenir adoptée par Hydro-Québec. Des ressources hydrauliques abondantes, une gestion financière prudente, appuyées sur les économies d'énergie et la recherche constante de techniques nouvelles doivent lui permettre de remplir son mandat, c'est-à-dire de répondre aux besoins du Québec en électricité, d'une façon compatible avec une saine gestion financière.

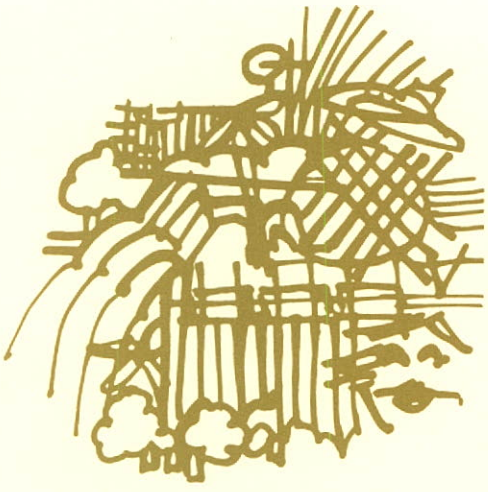
Les centres administratifs et de service des régions, tel le centre Lebourgneuf à Québec, inauguré en 1980, constituent un des moyens d'améliorer l'efficacité de la gestion.

Hydro-Québec et ses filiales

Hydro-Québec est une entreprise de service public productrice et distributrice d'électricité pour le Québec. C'est une société d'État qui est née en 1944 de l'acquisition de Montreal Light, Heat and Power Consolidated et de Beauharnois Light, Heat and Power Company qui desservaient alors la région de Montréal. En 1963, l'acquisition de la plupart des autres sociétés privées de production et de distribution d'électricité au Québec a presque doublé la taille de l'entreprise.

Hydro-Québec fournit actuellement près de 85 % de l'électricité requise au Québec. La partie restante est produite par certaines entreprises telles Alcan, la Compagnie d'énergie Maclaren-Québec, etc. qui subviennent principalement à leurs propres besoins. Quelques réseaux municipaux et une coopérative de distribution d'électricité assurent encore le service dans certaines régions, mais achètent la majeure partie de leur électricité d'Hydro-Québec. Cette dernière acquiert peu à peu ces réseaux par accord mutuel, comme ce fut le cas, en 1980, pour les réseaux de Sainte-Anne-de-Bellevue, de Chibougamau et de Deauville qui comptent ensemble environ 5 500 abonnés.

De par sa loi constitutive de 1944, Hydro-Québec est chargée de « fournir l'énergie aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière ». Cet objectif n'a pas été fondamentalement transformé par la Loi 41 qui, en 1978, a modifié la loi de 1944. La Loi 41 a précisé que : « Pour la réalisation de ses objets, la Société prévoit les besoins du Québec en énergie et les moyens de les satisfaire dans le cadre des politiques énergétiques que le gouvernement peut, par ailleurs, établir. »



Hydro-Québec est administrée par un conseil composé de onze membres nommés par le gouvernement du Québec. Le président-directeur général d'Hydro-Québec et celui de sa filiale, la Société d'énergie de la Baie James, en sont membres d'office. Le président-directeur général d'Hydro-Québec est assisté de sept vice-présidents et de cadres clés. Le territoire est desservi par onze régions administratives.

Les filiales

Hydro-Québec a deux filiales à part entière : la Société d'énergie de la Baie James et Hydro-Québec International.

La Société d'énergie de la Baie James, créée à la fin de 1971, est une société de gérance de travaux pour le compte d'Hydro-Québec. Elle est actuellement chargée de réaliser les deux phases d'aménagement du bassin de La Grande Rivière, à la Baie James, ainsi que les projets Nottaway-Broadback-Rupert et Grande Baleine situés sur des territoires adjacents à celui de la Baie James. Hydro-Québec peut lui confier l'ingénierie, la construction et la gérance de projets de centrales, de lignes, de postes et tout autre projet.

Les membres du Conseil d'administration d'Hydro-Québec, y compris le président-directeur général d'Hydro-Québec, sont également les administrateurs de la Société d'énergie de la Baie James et le président du Conseil d'administration d'Hydro-Québec est aussi président du Conseil d'administration de la Société d'énergie de la Baie James. Le président-directeur général de la Société d'énergie de la Baie James est membre d'office du Conseil d'administration de sa société.

Hydro-Québec International a été créée le 18 octobre 1978. Cette société a pour mission d'exporter à l'extérieur du Québec l'expérience et le savoir-faire acquis par Hydro-Québec en matière de production, de transport et de distribution de l'électricité.

Le Conseil d'administration d'Hydro-Québec International est composé des mêmes administrateurs que les Conseils d'administration d'Hydro-Québec et de la Société d'énergie de la Baie James. Le président-directeur général d'Hydro-Québec International est membre d'office du Conseil d'administration de sa société.

Participation financière à d'autres entreprises

Hydro-Québec est actionnaire (35 % du capital), avec trois autres sociétés d'État québécoises, de Nouveler Inc. Créée le 30 janvier 1980, cette société a pour mandat de développer de nouvelles formes d'énergie et d'assurer la promotion de l'efficacité énergétique.

Hydro-Québec détient également 34,2 % du capital de Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.), qui exploite la centrale de Churchill Falls. Hydro-Québec dispose, par contrat à long terme, de la presque totalité de la production de cette centrale de 5 225 mégawatts.

Les bureaux d'Hydro-Québec International à Montréal.

Rapport annuel d'Hydro-Québec 1980
États financiers et statistiques

Sommaire

F2
Rapport des vérificateurs

F3
État consolidé des résultats

F4
Bilan consolidé

F6
État consolidé des réserves

F7
État consolidé de l'évolution de la situation financière

F8
Notes aux états financiers consolidés

F21
Sommaire des résultats consolidés de 1976 à 1980

F22
Ventes et revenus consolidés de 1976 à 1980

F23
Les besoins du réseau d'Hydro-Québec en énergie et en puissance de 1976 à 1980

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

F24
Rapport des vérificateurs

F25
État de l'actif

F26
État de l'évolution de l'actif

F27
Notes aux états financiers

Hydro-Québec

Rapport des vérificateurs

Nous avons vérifié le bilan consolidé d'Hydro-Québec au 31 décembre 1980 ainsi que les états consolidés des résultats, des réserves et de l'évolution de la situation financière pour l'année terminée à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers consolidés présentent fidèlement la situation financière d'Hydro-Québec au 31 décembre 1980 ainsi que les résultats de ses opérations et l'évolution de sa situation financière pour l'année terminée à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 19 mars 1981

H. Marcel Caron & Associés
affiliée à Clarkson Gordon
Comptables agréés

Samson, Bélair & Associés
Comptables agréés

Hydro-Québec

État consolidé des résultats

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

		1980	1979
Revenus	Ventes d'électricité :		
	régulière	**2 171 236 $**	1 783 860 $
	excédentaire	**241 625**	172 531
		2 412 861	1 956 391
	Autres revenus d'exploitation	**30 725**	21 167
		2 443 586	1 977 558
Dépenses	Exploitation, entretien, administration et autres	**704 787**	557 662
	Achat d'énergie	**130 741**	128 973
	Provision pour renouvellement (amortissement)	**161 324**	138 436
	Impôt provincial (note 2)	**51 188**	5 000
	Taxes scolaires et municipales (note 2)	**6 343**	20 249
		1 054 383	850 320
Revenu net d'exploitation		**1 389 203**	1 127 238
	Intérêts (note 3)	**643 120**	381 027
Revenu net avant attributions aux réserves		**746 083 $**	746 211 $
Attributions aux réserves	Intérêt	**372 780 $**	291 490 $
	Provisions :		
	Éventualités	**255 663**	364 156
	Stabilisation de taux	**48 257**	39 128
	Amortissement du capital engagé	**69 383**	51 437
		373 303	454 721
		746 083 $	746 211 $

Voir notes ci-jointes

Hydro-Québec

Bilan consolidé

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

	Actif	1980	1979
Immobilisations	Propriétés et outillage (note 4) :		
	En exploitation	**12 385 160 $**	9 181 617 $
	Réserve pour renouvellement (amortissement)	**1 625 649**	1 490 370
		10 759 511	7 691 247
	Construction en cours	**5 878 303**	6 565 439
		16 637 814	14 256 686
	Équipement de construction, d'exploitation et de recherche, au coût, moins amortissement	**124 812**	108 704
		16 762 626	14 365 390
Actif à court terme	Encaisse et placements à court terme	**244 176**	202 174
	Comptes à recevoir et revenu non facturé	**541 232**	501 808
	Matériaux, combustible et fournitures	**159 590**	136 120
		944 998	840 102
Autres actifs	Placements (note 5)	**129 900**	131 043
	Escompte et frais d'émission sur obligations, moins amortissement	**141 178**	133 718
	Coût reporté sur achat d'énergie, moins amortissement	**33 757**	34 722
		304 835	299 483
		18 012 459 $	15 504 975 $

	Passif et réserves	1980	1979
Dette à long terme	Obligations après déduction des fonds d'amortissement (note 6)	**12 250 565 $**	10 465 641 $
	Autre dette à long terme (note 7)	**241 327**	221 413
		12 491 892	10 687 054
	Partie exigible à moins d'un an	**384 814**	332 866
		12 107 078	10 354 188
Billets à payer	Billets à payer à moins d'un an	**150 610**	155 456
Passif à court terme	Avances bancaires	**3 398**	20 251
	Comptes à payer et frais courus	**508 763**	592 583
	Intérêt couru	**483 687**	421 605
	Dette à long terme exigible à moins d'un an	**384 814**	332 866
		1 380 662	1 367 305
Réserves	Éventualités	**2 396 739**	1 941 579
	Stabilisation de taux	**657 672**	552 632
	Amortissement du capital engagé	**1 319 698**	1 133 815
		4 374 109	3 628 026
		18 012 459 $	15 504 975 $

Voir notes ci-jointes

Pour Hydro-Québec :
(signé) Joseph Bourbeau
(signé) Robert A. Boyd

Montréal, Canada
le 15 avril 1981

(signé) Roger Girard
Directeur général
Contrôle et Comptabilité

Hydro-Québec

État consolidé des réserves

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

	Éventualités	Stabilisation de taux	Amortissement du capital engagé	1980 Total	1979 Total
Solde au début de l'année	1 941 579 $	552 632 $	1 133 815 $	3 628 026 $	2 881 815 $
Plus :					
Intérêt	199 497	56 783	116 500	372 780	291 490
Provisions	255 663	48 257	69 383	373 303	454 721
Solde à la fin de l'année	2 396 739 $	657 672 $	1 319 698 $	4 374 109 $	3 628 026 $

Voir notes ci-jointes

Hydro-Québec

État consolidé de l'évolution de la situation financière

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

		1980	1979
Provenance des ressources financières	Revenu net avant attributions aux réserves	746 083 $	746 211 $
	Provision pour renouvellement (amortissement)	161 324	138 436
	Amortissement de l'équipement d'exploitation et de recherche	19 211	16 911
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	12 601	10 979
	Autres amortissements	6 484	6 377
	Total des ressources financières provenant de l'exploitation	945 703	918 914
	Émission d'obligations et d'autres dettes à long terme, moins escompte et frais d'émission	2 155 635	1 766 109
	Autres	8 449	1 350
		3 109 787 $	2 686 373 $
Utilisation des ressources financières	Investissement dans les immobilisations	2 588 661 $	2 817 259 $
	Rachat d'obligations et d'autres dettes à long terme	372 793	218 626
	Diminution (augmentation) des billets à payer	4 846	(100 337)
	Augmentation (diminution) de l'encaisse et des placements à court terme, moins les avances bancaires	58 855	(196 815)
	Augmentation des comptes à recevoir et du revenu non facturé	39 424	115 025
	Augmentation des matériaux, combustible et fournitures	23 470	44 791
	Diminution (augmentation) des comptes à payer et frais courus et de l'intérêt couru	21 738	(212 176)
		3 109 787 $	2 686 373 $

Voir notes ci-jointes

Notes aux états financiers consolidés

31 décembre 1980

Note 1

Résumé des conventions comptables importantes

Le résumé suivant des principales conventions comptables d'Hydro-Québec a pour objet d'aider le lecteur à analyser les états financiers consolidés.

a) Consolidation

Les états financiers consolidés comprennent les états financiers d'Hydro-Québec et de toutes ses filiales, y compris la Société d'énergie de la Baie James (voir note 9).

b) Taux et réserves

Selon la loi qui la régit, Hydro-Québec a pour objet de fournir de l'énergie dans la province de Québec aux taux les plus bas compatibles avec une saine administration financière. Plus précisément, la loi sur l'Hydro-Québec stipule que les taux doivent être maintenus à un niveau suffisant pour couvrir tous les frais et pour constituer en outre une réserve pour éventualités, une réserve pour stabilisation de taux et une réserve pour amortissement du capital engagé. Les taux sont fixés par Hydro-Québec et sont approuvés par le gouvernement du Québec.

Annuellement, Hydro-Québec doit créditer ces trois réserves, à même son revenu net, d'un montant d'intérêt calculé à un taux égal à la moyenne pondérée des taux d'intérêts effectifs que portent tous ses emprunts à long terme en circulation (10,28 % en 1980 et 10,11 % en 1979). Le solde du revenu net est ensuite attribué aux réserves et sert à maintenir à un niveau suffisant le coefficient de couverture des charges d'intérêts et à financer une partie du programme de construction. Ces trois réserves constituent l'avoir propre d'Hydro-Québec.

c) Revenu de ventes d'électricité

Les revenus sont comptabilisés d'après un système de facturation cyclique et, en plus, Hydro-Québec tient également compte de l'électricité livrée mais non encore facturée.

d) Propriétés et outillage

Les propriétés et l'outillage comprennent les installations de production, de transport, de distribution, de même que les centres administratifs et de service et sont comptabilisés au coût. Le coût englobe le matériel, la main-d'oeuvre directe et les frais généraux d'ingénierie et d'administration applicables au programme de construction. Le coût comprend également l'intérêt imputé au poste Construction en cours expliqué en (f) ci-dessous. Les coûts d'acquisition, d'amélioration et de renouvellement sont capitalisés, tandis que les frais d'entretien et de réparation sont imputés aux comptes de résultats.

Les coûts des installations de production sont virés au poste Propriétés et outillage en exploitation, en tranches proportionnelles au nombre d'unités de production terminées et en service, par rapport au nombre total prévu dans la nouvelle installation, sur la base du coût final prévu actualisé. Les coûts des installations de transport, de distribution et autres sont virés au poste Propriétés et outillage en exploitation lorsque ces installations sont terminées et en exploitation.

e) Amortissement

Pour amortir ses propriétés et son outillage, y compris l'actif incorporel, Hydro-Québec utilise la méthode du fonds d'amortissement basée sur un taux d'intérêt de 3 % et les vies utiles prévues ci-dessous :

Centrales hydrauliques	50 ans
Turbines et alternateurs des centrales hydrauliques	40 ans
Barrages et réservoirs	50 ans
Pylônes en acier et conducteurs des lignes de transport	50 ans
Poteaux en bois des lignes de distribution	25 ans
Conducteurs des lignes de distribution	40 ans
Actif incorporel	25 ans

Note 1 — Résumé des conventions comptables importantes (suite)

f) *Intérêt imputé au poste Construction en cours*

Le coût des travaux de construction en cours est augmenté d'un intérêt dont le taux est égal à la moyenne pondérée des taux d'intérêts effectifs que portent les obligations émises par Hydro-Québec pour financer ces travaux, soit 10,46 % en 1980 et 10,47 % en 1979. Ce taux tient compte des fluctuations du cours des changes sur les paiements d'intérêts en devises étrangères.

g) *Conversion des devises étrangères (voir note 6)*

La dette à long terme consolidée remboursable en devises étrangères est montrée au bilan, en dollars canadiens, aux cours en vigueur lors des emprunts. Les éléments du fonds de roulement, y compris la partie de la dette à long terme exigible à moins d'un an, libellés en devises étrangères, sont convertis en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'année et les profits ou les pertes de change non réalisés résultant de cette conversion sont inclus dans le poste Intérêts à l'état consolidé des résultats. Les profits et les pertes de change qui surviennent lors de l'échéance des obligations et lors de rachats d'obligations pour les fonds d'amortissement sont aussi inclus dans le poste Intérêts (voir note 3). Les revenus et les dépenses résultant de transactions en devises étrangères sont comptabilisés aux cours en vigueur lors des transactions.

h) *Coût reporté sur achat d'énergie, moins amortissement*

En vertu d'un contrat conclu avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.) (voir note 9), Hydro-Québec absorbe la partie des frais d'intérêt qui excède 5½ %, dans le cas du taux d'intérêt effectif des obligations de première hypothèque, et 6 %, dans le cas des autres dettes de CFLCo. La partie de ces versements qui a été reportée aux exercices futurs, avant que la centrale n'atteigne sa pleine puissance en 1975, est amortie selon la méthode linéaire, pendant la durée du contrat (40 ans) par tranches annuelles virées au poste Achat d'énergie qui comprend également les versements annuels qu'Hydro-Québec doit faire en vertu de ce contrat.

i) *Recherche et développement*

Les frais préliminaires d'ingénierie, de recherche et d'étude qu'un projet occasionne avant l'autorisation de construire, sont imputés au poste Construction en cours et aucun intérêt n'est imputé sur ces coûts jusqu'à l'obtention de cette autorisation. Si un projet est abandonné, ces dépenses entrent dans les dépenses d'exploitation. De plus, Hydro-Québec impute aux résultats les frais de recherche et de développement non reliés à des projets particuliers ou ayant trait à de nouvelles sources d'énergie.

j) *Équipement de construction, d'exploitation et de recherche*

Cet équipement est comptabilisé au coût et amorti en ligne droite sur sa vie utile prévue. Le coût de l'équipement utilisé pour la construction des principales installations de production est compris au poste Construction en cours.

k) *Matériaux, combustible et fournitures*

Hydro-Québec évalue ses stocks de matériaux, de combustible et de fournitures au coût moyen. Les matériaux et fournitures servent principalement à la construction et à l'entretien du réseau de distribution.

l) *Placements*

Tous les placements, à court et à long terme, sont comptabilisés au coût ; dans le cas des placements à court terme, le coût correspond de près à la valeur du marché.

m) *Rachat de la dette obligataire*

Hydro-Québec investit la presque totalité de ses fonds d'amortissement dans ses propres obligations et dans celles de ses filiales et comptabilise ces placements à la valeur nominale, ce qui n'est pas nécessairement représentatif du coût ou de la valeur du marché. Le profit qui en résulte, déduction faite du solde non amorti de l'escompte et des autres frais, est inclus dans le poste Intérêts à l'état consolidé des résultats. Les obligations d'une série achetées pour le fonds d'amortissement de cette même série sont annulées.

n) *Régime de retraite*

Les coûts du régime sont établis périodiquement par des actuaires indépendants. Le coût des services courants est imputé annuellement aux opérations, ainsi que l'amortissement du coût des services passés et des déficits d'expérience sur une période de 15 ans.

Note 2

Impôt provincial

À la fin de mars 1979, le gouvernement du Québec a aboli l'impôt de 20 000 000 $ qu'Hydro-Québec devait lui verser annuellement à même son revenu. L'entreprise est, depuis lors, assujettie à la taxe de vente au détail dont le taux est actuellement de 8 %.

En outre, selon les dispositions de la nouvelle loi sur la fiscalité municipale en vigueur depuis le 1er janvier 1980, les taxes municipales et scolaires imposées à Hydro-Québec sur ses bâtiments et ses terrains sont maintenues. Par ailleurs, le régime spécial d'imposition pour les équipements de production, de transport et de distribution d'électricité d'Hydro-Québec a été aboli. D'autre part, un impôt annuel de 3 % sur les revenus bruts de l'année antérieure provenant de la quasi-totalité des ventes d'électricité aux consommateurs du Québec a été établi. Cet impôt, perçu par le gouvernement du Québec pour le compte des corporations municipales, s'élève à 51 188 000 $ pour 1980.

Note 3

Intérêts

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
Intérêt sur dette à long terme	1 191 249 $	971 503 $
Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	39 736	12 972
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	12 601	10 979
Perte de change lors du rachat d'obligations et de la conversion des éléments du fonds de roulement	106 708	107 265
	1 350 294	1 102 719
Moins :		
Intérêt imputé au poste Construction en cours	614 817	651 374
Revenu net de placements	72 191	59 770
Profit net sur rachat d'obligations	20 166	10 548
	707 174	721 692
	643 120 $	381 027 $

Note 4

Propriétés et outillage

Investissements dans propriétés et outillage par fonction

	31 décembre 1980			31 décembre 1979		
	Propriétés et outillage en exploitation	Réserve pour renouvellement (amortissement)	Construction en cours	Propriétés et outillage en exploitation	Réserve pour renouvellement (amortissement)	Construction en cours
	(en milliers de dollars)			(en milliers de dollars)		
Production						
Hydraulique	6 436 987 $	675 250 $	4 056 881 $	4 089 848 $	615 100 $	4 954 370 $
Nucléaire	—	—	858 431	—	—	705 769
Autres	259 792	53 196	21 133	234 480	43 606	23 894
	6 696 779	**728 446**	**4 936 445**	4 324 328	658 706	5 684 033
Transport						
Postes	1 073 458	131 329	262 809	1 020 963	116 989	158 885
Lignes	2 137 668	208 848	482 343	1 584 462	183 743	576 724
	3 211 126	**340 177**	**745 152**	2 605 425	300 732	735 609
Distribution						
Postes	474 646	88 033	115 993	442 326	82 732	64 640
Lignes	1 452 066	258 016	57 216	1 304 100	238 499	51 886
	1 926 712	**346 049**	**173 209**	1 746 426	321 231	116 526
Généralités						
Bâtiments administratifs	186 756	21 381	7 880	159 310	19 681	7 854
Autres	363 787	189 596	15 617	346 128	190 020	21 417
	550 543	**210 977**	**23 497**	505 438	209 701	29 271
Total	**12 385 160 $**	**1 625 649 $**	**5 878 303 $**	9 181 617 $	1 490 370 $	6 565 439 $

Note 5

Placements

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.) (voir note 9)		
Obligations, hypothèque générale, 7½ %, échéant entre 1981 et 2010 (valeur nominale de 98 000 000 $ et de 100 000 000 $ respectivement)	88 690 $	90 500 $
Actions ordinaires	34 333	34 333
	123 023	124 833
Entreprises Gelco Ltée, billet non garanti, 4 %, échéant en 1991	5 984	6 119
Placements divers	893	91
	129 900 $	131 043 $

Le capital-actions de CFLCo. est détenu dans une proportion de 65,8 % par Newfoundland and Labrador Hydro-Electric Corporation (corporation de la Couronne de la province de Terre-Neuve) et de 34,2 % par Hydro-Québec. La part d'Hydro-Québec dans les bénéfices, dividendes et bénéfices non répartis de CFLCo. s'établit comme suit au 31 décembre 1980 :

	Bénéfices (en milliers de dollars)	Dividendes (en milliers de dollars)	Bénéfices non répartis (en milliers de dollars)
Part des bénéfices non répartis au 1er janvier 1979			42 785 $
1979	11 055 $	8 325 $	2 730
1980	12 390	9 583	2 807
Part des bénéfices non répartis au 31 décembre 1980			**48 322 $**

Les dividendes sont inclus dans le poste Revenu net de placements (voir note 3).

Note 6

Obligations

Série	Taux	Années d'émission	Années d'échéance	1980 Obligations (en milliers de dollars)		1979 Obligations (en milliers de dollars)	
Obligations d'Hydro-Québec — Garanties par la province de Québec							
*« N »	3½ %	1956	1981	16 701 $	É.-U.	16 826 $	É.-U.
*« P »	4¼ %	1956	1981	13 652	É.-U.	13 658	É.-U.
*« S »	5 %	1957	1982	12 606		13 026	
*« T »	3¾ %	1958	1983	24 043	É.-U.	24 206	É.-U.
*« W »	5 %	1959	1980	—		18 106	
*« X »	5 %	1959	1984	29 734	É.-U.	30 325	É.-U.
*« Z »	5½ %	1960	1982	20 838		21 850	
*« AA »	5½ %	1960	1983	15 735		16 672	
*« AB »	5½ %	1961	1985	24 661		26 276	
*« AC »	5½ %	1961	1985	22 498		24 455	
*« AD »	5½ %	1962	1982	26 373		28 148	
*« AF »	5¾ %	1962	1984	34 451		36 147	
*« AG »	5 %	1963	1988	192 102	É.-U.	202 002	É.-U.
*« AM »	5¼ %	1963	1986	31 590		32 947	
*« AN »	5½ %	1964	1984, 1994	27 141		28 121	
*« AO »	4½ %	1964	1994	50 000	É.-U.	50 000	É.-U.
*« AP »	4¾ %	1964	1989	32 875	É.-U.	35 375	É.-U.
*« AQ »	5½ %	1964	1988	39 610		42 349	
*« AR »	5½ %, 5 %	1965	1987, 1995	47 052		49 595	
*« AS »	4⅞ %	1965	1985	39 480	É.-U.	40 735	É.-U.
*« AT »	5¼ %	1966	1987	38 436	É.-U.	39 616	É.-U.
*« AU »	6 %	1966	1991	36 299		37 770	
*« AV »	5⅜ %	1966	1992	47 146	É.-U.	47 668	É.-U.
*« AW »	6 %	1966	1980, 1990	30 072		37 049	
*« AX »	6¼ %	1966	1991	28 816	É.-U.	29 346	É.-U.
*« AY »	6¼ %	1967	1993	44 487	É.-U.	45 674	É.-U.
*« AZ »	6½ %	1967	1990	28 270		29 258	
*« BA »	6¼ %	1967	1993	39 682	É.-U.	40 538	É.-U.
*« BB »	6½ %	1967	1992	38 668	É.-U.	39 629	É.-U.
*« BC »	7 %, 6 %, 7 %	1967	1980, 1994	35 290		44 186	
*« BD »	6⅞ %	1968	1989	49 193	É.-U.	50 708	É.-U.
*« BE »	7½ %, 7 %	1968	1980, 1994	24 200		37 524	
*« BF »	7¼ %	1968	1986	20 329	É.-U.	22 329	É.-U.
*« BG »	7¼ %	1968	1991	40 120	É.-U.	41 382	É.-U.
* —	6¾ %	1969	1984 (60 000 000 et 75 000 000, respectivement, de marks allemands)	16 087		20 108	
* —	7¼ %	1969	1984 (40 000 000 et 50 000 000, respectivement, de marks allemands)	10 818		13 522	
*« BH »	7¼ %	1969	1990	205		206	
*« BI »	8¼ %	1969	1999	42 371	É.-U.	43 352	É.-U.
*« BK »	8½ %	1969	1992	23 615		23 915	
*« BL »	9¼ %	1969	1995	43 646	É.-U.	44 646	É.-U.
*« BM »	9½ %	1970	1990	5 491		5 576	
*« BN »	9¼ %	1970	1995	52 942	É.-U.	54 252	É.-U.
*« BO »	9½ %	1970	1990	25 900		26 500	
*« BP »	9½ %	1970	1997	66 091	É.-U.	67 760	É.-U.
*« BQ »	9¼ %	1970	1985	6 900	É.-U.	8 100	É.-U.
*« BR »	8¼ %	1971	1999	65 445	É.-U.	67 333	É.-U.
*« BS »	8¼ %	1971	1986	12 100	É.-U.	13 600	É.-U.
*« BT »	7¾ %	1971	1996	42 700		44 000	
*« BU »	8¼ %	1971	1996	45 912		46 072	

Note 6 — Obligations (suite)

Série	Taux	Années d'émission	Années d'échéance	1980 Obligations (en milliers de dollars)		1979 Obligations (en milliers de dollars)	
Obligations d'Hydro-Québec — Garanties par la province de Québec							
* —	8 %	1971	1986 (60 000 000 et 70 000 000, respectivement, de marks allemands)	17 901 $		20 885 $	
*« BV »	8½ %	1971	2001	69 061	É.-U.	70 347	É.-U.
*« BW »	8½ %	1971	1986	18 000	É.-U.	20 000	É.-U.
*« BX »	7⅞ %	1972	2002	93 397	É.-U.	95 229	É.-U.
* —	6½ %	1972	1987 (70 000 000 et 80 000 000, respectivement, de marks allemands)	21 974		25 113	
*« BY »	8¼ %	1972	1997	45 852		46 430	
*« BZ »	8¼ %	1972	1993	54 850		55 600	
*« CA »	8 %, 8⅜ %	1972	1980, 1997	50 350		60 938	
« CB »	8¼ %	1972	1996	50 000		50 000	
* —	6¼ %	1972	1987 (80 000 000 de francs suisses)	21 021		21 021	
*« CC »	7½ %	1973	2003	115 903	É.-U.	118 275	É.-U.
« CD »	8 %	1973	1998	50 000		50 000	
* —	6½ %	1973	1988 (80 000 000 et 90 000 000, respectivement, de marks allemands)	28 187		31 711	
« CE »	8¼ %	1973	1998	55 000		55 000	
*« CF »	8½ %	1973	2003	95 244	É.-U.	99 608	É.-U.
« CG »	8¾ %	1973	1998	50 000		50 000	
« CH »	8½ %	1973	1998	50 000		50 000	
*« CI »	8¼ %	1974	2004	118 536	É.-U.	122 560	É.-U.
*« CJ »	8½ %	1974	1989	26 000	É.-U.	27 000	É.-U.
« CK »	9 %	1974	1999	60 000		60 000	
« CL »	9⅞ %	1974	1996	80 000		80 000	
*« CM »	10,70 %	1974	1999	146 995	É.-U.	150 000	É.-U.
« CN »	10 %	1974	1980	—		50 000	
« CO »	10 %	1974	1982	100 000		100 000	
« CP »	10 %	1974	1982	100 000	É.-U.	100 000	É.-U.
*« CQ »	10¼ %	1975	2005	198 025	É.-U.	200 000	É.-U.
« CR »	9 %, 9¾ %	1975, 1977	1985, 2000	245 000		245 000	
« CS »	10 %	1975	2000	80 000		80 000	
*« CT »	9¾ %	1975	2005	198 750	É.-U.	198 750	É.-U.
« CU »	10¼ %	1975	1997	65 000		65 000	
—	3¼ %	1975	1980 (100 000 000 de francs suisses)	—		38 400	
« CV »	9½ %	1975	1981	50 000		50 000	
*« CW »	10 %	1975	2005	250 000	É.-U.	250 000	É.-U.
—	3 %	1975	1980 (100 000 000 de francs suisses)	—		38 500	
*« CX »	10¼ %	1976	1996	889 000	É.-U.	944 500	É.-U.
*« CY »	10¾ %	1976	1996	31 114		33 057	
* —	6 %	1976	1991 (80 000 000 de francs suisses)	31 900		31 900	
*« CZ »	8,60 %	1976	2006	250 000	É.-U.	250 000	É.-U.
« DA »	10 %	1976	2001	120 000		120 000	
« DB »	8½ %	1976	1986	125 000	É.-U.	125 000	É.-U.
*« DC »	8¾ %	1976	1996	44 450	É.-U.	47 225	É.-U.
—	5⅜ %	1976	1981 (300 000 000 de francs suisses)	124 200		124 200	

Note 6 — Obligations (suite)

Série	Taux	Années d'émission	Années d'échéance	1980 Obligations (en milliers de dollars)		1979 Obligations (en milliers de dollars)	
Obligations d'Hydro-Québec — Garanties par la province de Québec							
« DD »	10 %	1977	1997	100 000 $		100 000 $	
—	8½ %	1977	1992 (20 000 000 000 de yens japonais)	80 500		80 500	
*« DE »	9 %	1977	1992	108 050	É.-U.	112 700	É.-U.
* —	6½ %	1977	1987 (175 500 000 et 183 625 000, respectivement, de marks allemands)	81 432		85 202	
—	5¼ %	1977	1982 (300 000 000 de francs suisses)	131 800		131 800	
*« DF »	9¼ %	1977	1997	225 000	É.-U.	225 000	É.-U.
* —	5 %	1977	1992 (100 000 000 de francs suisses)	45 000		45 000	
* —	6¼ %	1977	1987 (134 000 000 et 140 000 000, respectivement, de marks allemands)	67 844		70 882	
* —	3¾ %	1978	1993 (130 000 000 de francs suisses)	75 140		75 140	
« DG »	10¼ %	1978, 1979	2003	410 000		410 000	
« DH »	10 %	1978	2003	250 000		250 000	
*« DI »	9½ %	1978	1993	43 725	É.-U.	46 250	É.-U.
*« DJ »	10 %	1978	2008	99 000	É.-U.	100 000	É.-U.
« DK »	9¾ %	1978	1993	50 000	É.-U.	50 000	É.-U.
—	13 15/16 %, 15 13/16 %, 22 11/16 %	1980	1990	750 000	É.-U.	750 000	É.-U.
*« DL »	10 %	1979	2009	200 000	É.-U.	200 000	É.-U.
« DM »	10,40 %, 10¾ %	1979	1989, 2004	285 000		285 000	
*« DN »	10 %	1979	1999	72 000	É.-U.	74 000	É.-U.
« DO »	10 %	1979	1989	10 000		10 000	
« DP »	9,85 %	1979	1994	100 000	É.-U.	100 000	É.-U.
*« DQ »	10⅛ %	1979	2009	200 000	É.-U.	177 000	É.-U.
« DR »	11 %	1979	2004	350 000		350 000	
*« DS »	11¼ %	1979	2009	200 000	É.-U.	168 000	É.-U.
« DT »	12½ %	1980	1985	200 000	É.-U.	—	
« DU »	flottant	1980	1990	75 000		—	
« DV »	14 %	1980	1985	160 000		—	
« DW »	14 %	1980	1986	200 000		—	
*« DX »	11½ %	1980	1992	97 000	É.-U.	—	
*« DY »	10¾ %	1980	2010	250 000	É.-U.	—	
« DZ »	11¾ %	1980	2005	200 000		—	
« EA »	13¼ %	1980	2005	185 000		—	
« EB »	13 %	1980	1987	100 000		—	
*« EC »	12½ %, 13¼ %	1980	1987, 2010	330 000	É.-U.	—	
« ED »	13¼ %	1980	1990	85 000		—	
—	7 %	1980	1983 (100 000 000 de francs suisses)	66 720		—	
Total des obligations d'Hydro-Québec				**11 766 294 $**		10 120 161 $	

**À fonds d'amortissement*

Note 6 — Obligations (suite)

	1980 Obligations (en milliers de dollars)	1979 Obligations (en milliers de dollars)
Total des obligations d'Hydro-Québec *(reporté)*	**11 766 294 $**	10 120 161 $
Obligations des filiales		
Ces obligations portent intérêt à des taux variant de 3⅜ % à 6¼ % et échoient d'ici 1984. Elles sont garanties par Hydro-Québec et cet engagement est garanti par la province de Québec.	**28 047**	28 540
Total des obligations	**11 794 341 $**	10 148 701 $
Total des obligations	11 794 341 $	10 148 701 $
Plus prime nette de change, au moment de l'émission, sur les obligations en devises des États-Unis	482 899	336 456
	12 277 240	10 485 157
Moins fonds d'amortissement	26 675	19 516
	12 250 565 $	10 465 641 $

Hydro-Québec détient deux marges de crédit rotatif non utilisées pour des montants de 500 000 000 $ en devises des États-Unis et de 500 000 000 $ en devises du Canada. La première marge de crédit échoit en 1990 et porte intérêt au taux interbanque de l'Euro-dollar sur le marché de Londres (LIBOR) majoré de ½ %. Quant à la seconde marge de crédit, elle pourra être convertie en 1984 en un emprunt à terme pour une période additionnelle de six ans et son taux d'intérêt est sujet aux variations du taux préférentiel des banques à charte canadienne.

Après le 31 décembre 1980, Hydro-Québec a émis ou s'est engagée à émettre les obligations suivantes :

Devise	Taux	Années d'échéance	Obligations
É.-U.	13 %	1991	100 000 000 $ (1)
É.-U.	13¼ %	2010	20 000 000 $
Can.	13½ %	1984	185 000 000 $ (2)

(1) Émises avec droits d'acheter un montant additionnel de 100 000 000 $ des mêmes obligations
(2) Échangeables en obligations échéant en 1991

Les échéances de la dette à long terme et les exigences des fonds d'amortissement, en tenant compte des remboursements sur la dette à long terme émise après le 31 décembre 1980, converties en dollars canadiens aux cours en vigueur lors des emprunts, pour chacune des cinq prochaines années, s'élèvent à environ :

	Dollars canadiens (en milliers de dollars)	Dollars É.-U. (1 326 432 000 $ É.-U.) (en milliers de dollars)	Marks allemands (276 097 000 DM) (en milliers de dollars)	Francs suisses (818 500 000 FS) (en milliers de dollars)	Total (en milliers de dollars)
1981	83 452 $	157 322 $	16 696 $	127 344 $	384 814 $
1982	195 142	262 798	22 152	139 801	619 893
1983	38 436	192 172	22 152	78 662	331 422
1984	261 791 (1)	332 191 (2)	19 620	11 942	625 544
1985	291 466	445 153	9 646	11 942	758 207
	870 287 $	**1 389 636 $**	**90 266 $**	**369 691 $**	**2 719 880 $**

(1) Inclut 185 000 000 $ sujet à être prolongé jusqu'en 1991
(2) Inclut 136 039 000 $ sujet à être prolongé jusqu'en 1999 (138 350 000 $ É.-U.)

Note 6 — Obligations (suite)

La dette à long terme consolidée comprend les emprunts suivants en devises étrangères :

	31 décembre 1980	31 décembre 1979
Dollars É.-U.	6 529 561 000	5 772 960 000
Marks allemands	557 000 000	624 000 000
Francs suisses	780 000 000	985 000 000
Yens japonais	20 000 000 000	20 000 000 000

Si la dette à long terme remboursable en différentes devises était convertie en dollars canadiens aux cours en vigueur à la fin de l'année, elle serait augmentée comme suit :

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
Dette à long terme montrée au bilan	12 107 078 $	10 354 188 $
Augmentation due au change	1 090 681	1 113 687
Dette à long terme aux cours du 31 décembre	**13 197 759 $**	11 467 875 $

Note 7

Autre dette à long terme

	1980 (en milliers de dollars)	1979 (en milliers de dollars)
L'Office de l'Électrification rurale, 1981-1994*	3 153 $	3 691 $
Gouvernement du Canada, 1981-1999**	18 382	18 823
Énergie atomique du Canada, Limitée**	151 000	151 000
Valeur actualisée des obligations résultant de contrats de location-acquisition de centres de service et de bureaux régionaux, d'une durée de 25 ans, se terminant en 2005 ; cette valeur est capitalisée au taux de l'intérêt imputé au poste Construction en cours (voir note 1(f))	68 792	47 899
	241 327 $	221 413 $

**Ne porte pas intérêt dans la mesure où les conditions des ententes sont respectées.*
***Billets à payer garantis par la province de Québec, à des taux variant de 7 1/16 % à 10 %, remboursables en 25 versements annuels égaux après réalisation du projet concerné.*

Note 8

Régime de retraite

Le régime de retraite des employés d'Hydro-Québec est un régime contributif à prestations définies, garanties par Hydro-Québec. Au 31 décembre 1980, 18 750 employés contribuaient au régime.

Les coûts du régime, qui s'élèvent à 110 000 000 $ en 1980 (80 000 000 $ en 1979), représentent le coût des services courants et l'amortissement du coût des services passés et des déficits d'expérience.

Selon des expertises actuarielles indépendantes effectuées en 1980, les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 269 000 000 $ au 31 décembre 1978. À ce montant s'ajoute une somme de 210 000 000 $, résultant des améliorations apportées au régime le 1er janvier 1980.

Note 9

Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations

Les chutes Churchill

En mai 1969, Hydro-Québec a signé un contrat avec Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (CFLCo.) pour l'achat, à partir de 1972, de l'énergie produite par une centrale d'une puissance nominale de 5 225 000 kilowatts, construite aux chutes Churchill, au Labrador.

Le contrat d'électricité prévoit la vente par CFLCo., pendant une période de 40 ans à compter de la date effective définie audit contrat (1er septembre 1976), de virtuellement toute l'énergie produite aux chutes Churchill, sauf de celle pouvant être reprise par CFLCo. mais ne devant pas excéder 300 000 kilowatts. Ce contrat sera renouvelé automatiquement pour les 25 années suivantes, selon des conditions déjà convenues.

Hydro-Québec s'est également engagée à payer à CFLCo. une partie des frais d'intérêt sur les dettes contractées par CFLCo. pour la construction de la centrale et une partie des pertes de change provenant du service de la dette en devises des États-Unis. Sous réserve de certaines limites et compensations, le contrat oblige Hydro-Québec à payer l'énergie, qu'elle l'utilise ou non. Hydro-Québec pourrait en outre être tenue de fournir des fonds supplémentaires par l'achat d'unités d'obligations subordonnées et d'actions ordinaires, si d'autres fonds n'étaient pas disponibles pour le service de la dette et pour couvrir les dépenses de CFLCo.

Le 14 septembre 1976, des brefs d'assignation et un état de réclamation ont été signifiés à CFLCo. et à Hydro-Québec dans une action instituée par le Procureur général de Terre-Neuve devant la Cour suprême de Terre-Neuve, demandant qu'il soit déclaré par jugement que Terre-Neuve est en droit, en vertu du bail de CFLCo., de demander à CFLCo. de lui livrer 800 000 kilowatts de la puissance produite par les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill à compter du 1er octobre 1983, que CFLCo. est obligée de satisfaire à telle demande et que telle satisfaction de cette exigence ne constituerait pas un défaut en vertu du contrat d'électricité ou des conventions financières de CFLCo.

Hydro-Québec défend l'action devant la Cour suprême de Terre-Neuve et ses conseillers juridiques l'ont avisée que la validité dudit contrat et sa mise à exécution, conformément à ses termes, ne peuvent être contestées avec succès devant les tribunaux et, en particulier, que l'action susmentionnée est non fondée dans la mesure où elle réclame une déclaration qui affecterait les droits actuels d'Hydro-Québec en vertu du contrat d'électricité. De plus, Hydro-Québec a institué des procédures devant la Cour supérieure du district de Montréal en vue d'obtenir un jugement confirmant, en substance, qu'elle a, en vertu du contrat d'électricité, le droit à virtuellement toute l'énergie produite par la centrale des chutes Churchill et que si CFLCo. ne vend pas et ne livre pas cette énergie, elle sera en bris de son contrat d'électricité. Ce litige est présentement devant les tribunaux.

En décembre 1980, la Législature de Terre-Neuve a adopté une loi intitulée « The Upper Churchill Water Rights Reversion Act » (la « Loi ») laquelle, si elle était mise en vigueur, annulerait la Loi intitulée « The Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited (Lease) Act, 1961 », qui a accordé à CFLCo. l'exclusivité des droits sur les eaux du cours supérieur du fleuve Churchill, de telle sorte que tous les droits que CFLCo. détient sur ces eaux seraient révoqués et les ouvrages hydroélectriques de cette dernière, tels que définis à la Loi, seraient dévolus à Terre-Neuve. CFLCo. deviendrait alors incapable de remplir ses obligations envers Hydro-Québec en vertu du contrat d'achat d'énergie. La Loi exige toutefois qu'un renvoi soit adressé à la Cour d'Appel de Terre-Neuve pour que cette dernière se prononce sur la compétence de la Législature de Terre-Neuve d'adopter une telle législation. Il y est aussi spécifié qu'elle n'entrera en vigueur qu'au moment déterminé par proclamation, lequel ne devra précéder le jour où tous les droits d'appel concernant le renvoi auront été épuisés ou seront expirés. Hydro-Québec entend contester la validité de la Loi et prendre toutes les mesures requises pour protéger les droits qu'elle détient en vertu du contrat d'achat d'énergie.

Note 9 — Engagements, éventualités et dépenses en immobilisations (suite)

Complexe La Grande

La Société d'énergie de la Baie James, filiale à part entière d'Hydro-Québec, a pour objet de réaliser pour le compte d'Hydro-Québec le développement du complexe La Grande et d'effectuer, à la demande d'Hydro-Québec, l'ingénierie, la construction et la gérance de projets d'envergure.

Le complexe La Grande — phase 1 comprend la construction de trois centrales d'une puissance installée de 10 269 000 kilowatts à un coût estimé à 15 100 000 000 $. Les premières mises en service commercial ont eu lieu à la fin de 1979 et l'achèvement de la première phase est prévu pour 1985. Au 31 décembre 1980, on avait investi 8 749 000 000 $ dans le projet.

Hydro-Québec, la Société d'énergie de la Baie James, le gouvernement du Québec et le gouvernement du Canada ont signé différentes conventions avec les Cris de la Baie James, les Inuit du Québec et les Naskapis du Québec. Ces conventions prévoient, entre autres choses, l'extinction de tous les droits de réclamations respectifs des Cris, des Inuit et des Naskapis sur et dans certains territoires de la province de Québec, y compris le territoire sur lequel le complexe est situé. Selon ces conventions, Hydro-Québec et la Société d'énergie de la Baie James doivent verser, sans intérêt, un montant de 173 500 000 $: 51 300 000 $ ont déjà été versés, 6 900 000 $ le seront en 1981 et 115 300 000 $ au cours des années 1982 à 1996. Ces montants qui font partie du coût du projet sont comptabilisés au fur et à mesure de leurs paiements.

Ententes avec l'Énergie atomique du Canada, Limitée

En janvier 1978, Hydro-Québec signait, avec l'Énergie atomique du Canada, Limitée (EACL), des ententes en vertu desquelles l'EACL s'est engagée à poursuivre les travaux de construction de l'usine d'eau lourde La Prade à Bécancour, Québec et Hydro-Québec à acheter une partie de la production de l'usine. De plus, ces ententes donnent à Hydro-Québec la possibilité de se porter acquéreur de l'usine La Prade avant 1990 et le droit de premier refus si l'EACL envisageait de vendre l'usine.

En 1978, l'EACL annonçait la suspension des travaux de construction de l'usine d'eau lourde La Prade.

Des discussions se poursuivent entre les gouvernements du Canada et du Québec en vue de mettre fin à ces ententes.

Dépenses en immobilisations

Hydro-Québec poursuit un programme continuel de construction en prévision de la demande future d'énergie électrique dans la province. On prévoit que les dépenses en immobilisations s'élèveront à 2 781 890 000 $ pour l'année 1981.

Note 10

Événement subséquent

Le 10 mars 1981, le ministre des Finances du Québec a prononcé un discours sur le budget qui contenait, entre autres, les propositions suivantes applicables à Hydro-Québec :

1) que la loi sur l'Hydro-Québec soit modifiée pour prévoir le paiement à la province d'une redevance devant satisfaire deux exigences : en premier lieu, les réserves constituées devront, en tout temps, représenter au minimum le quart de la somme des réserves et de la dette à long terme ; en second lieu, les bénéfices d'exploitation, moins la redevance, devront représenter au moins l'équivalent des intérêts à payer sur la dette.

2) que, à compter du 1er juillet 1981, Hydro-Québec soit dorénavant assujettie à la taxe sur le capital de 0,45 %.

Hydro-Québec

Sommaire des résultats consolidés de 1976 à 1980

(en milliers de dollars)

		1980	1979	1978	1977	1976
Revenus	Ventes d'électricité :					
	régulière	**2 171 236 $**	1 783 860 $	1 499 458 $	1 172 081 $	1 027 597 $
	excédentaire	**241 625**	172 531	100 043	90 986	43 601
		2 412 861	1 956 391	1 599 501	1 263 067	1 071 198
	Autres revenus d'exploitation	**30 725**	21 167	22 113	22 183	20 615
		2 443 586	1 977 558	1 621 614	1 285 250	1 091 813
Dépenses	Exploitation, entretien, administration et autres	**704 787**	557 662	448 740	379 759	328 874
	Achat d'énergie	**130 741**	128 973	125 593	122 171	113 660
	Provision pour renouvellement (amortissement)	**161 324**	138 436	107 970	97 797	92 786
	Impôt provincial	**51 188**	5 000	20 000	20 000	20 000
	Taxes scolaires et municipales	**6 343**	20 249	20 388	20 217	19 209
		1 054 383	850 320	722 691	639 944	574 529
Revenu net d'exploitation		**1 389 203**	1 127 238	898 923	645 306	517 284
Intérêts	Intérêt sur dette à long terme	**1 191 249**	971 503	785 411	620 860	485 567
	Intérêt sur avances bancaires et billets à payer	**39 736**	12 972	5 299	4 397	4 143
	Amortissement de l'escompte et des frais d'émission sur obligations	**12 601**	10 979	9 037	6 738	5 430
	Perte (profit) de change lors du rachat d'obligations et de la conversion des éléments du fonds de roulement	**106 708**	107 265	61 311	10 181	(301)
	Intérêt imputé au poste Construction en cours	**(614 817)**	(651 374)	(414 841)	(282 047)	(186 178)
	Revenu net de placements	**(72 191)**	(59 770)	(64 096)	(90 592)	(93 475)
	Profit net sur rachat d'obligations	**(20 166)**	(10 548)	(6 141)	(5 745)	(8 542)
		643 120	381 027	375 980	263 792	206 644
Revenu net avant attributions aux réserves		**746 083 $**	746 211 $	522 943 $	381 514 $	310 640 $
Attributions aux réserves	Intérêt	**372 780 $**	291 490 $	200 504 $	167 877 $	134 671 $
	Provisions :					
	Éventualités	**255 663**	364 156	252 584	153 899	121 602
	Stabilisation de taux	**48 257**	39 128	31 990	25 262	21 424
	Amortissement du capital engagé	**69 383**	51 437	37 865	34 476	32 943
		373 303	454 721	322 439	213 637	175 969
		746 083 $	746 211 $	522 943 $	381 514 $	310 640 $

Hydro-Québec

Ventes et revenus consolidés de 1976 à 1980

		1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Ventes d'électricité (en millions de kWh)	Régulière :						
	domestique et agricole	29 579	27 519	26 083	24 391	21 611	9,5
	général	18 344	17 722	16 926	15 812	14 673	6,9
	industriel	31 509	29 765	29 401	27 695	27 055	5,2
	réseaux de distribution municipaux	2 533	2 577	2 613	2 402	2 178	5,2
	réseaux voisins	6 760	6 360	4 134	3 673	11 147	(11,4)
	autres	1 063	915	928	885	860	4,6
	augmentation des ventes non facturées	1 496	378	1 425	159	1 206	20,7
		91 284	85 236	81 510	75 017	78 730	4,8
	Excédentaire :						
	industriel	1 559	1 303	1 433	1 020	1 816	(2,6)
	réseaux voisins	11 162	10 476	9 663	11 444	4 677	25,4
		12 721	11 779	11 096	12 464	6 493	18,8
	Ventes totales	104 005	97 015	92 606	87 481	85 223	6,1
Revenus des ventes d'électricité (en milliers de dollars)	Régulière :						
	domestique et agricole	813 415 $	669 428 $	558 929 $	458 930 $	376 990 $	20,9
	général	576 450	477 935	395 644	312 761	260 939	21,4
	industriel	540 935	453 524	376 211	304 332	260 736	19,9
	réseaux de distribution municipaux	48 011	42 303	37 510	28 470	23 729	22,7
	réseaux voisins	78 123	62 900	42 638	19 377	54 183	5,9
	autres	51 997	44 456	38 817	29 860	26 057	18,5
	augmentation du revenu non facturé	62 305	33 314	49 709	18 351	24 963	40,0
		2 171 236	1 783 860	1 499 458	1 172 081	1 027 597	20,3
	Excédentaire :						
	industriel	14 393	9 888	9 042	5 747	8 171	11,9
	réseaux voisins	227 232	162 643	91 001	85 239	35 430	45,9
		241 625	172 531	100 043	90 986	43 601	41,5
	Revenus totaux	2 412 861 $	1 956 391 $	1 599 501 $	1 263 067 $	1 071 198 $	21,7
Revenu moyen du kWh	Électricité régulière :						
	domestique et agricole	2,750 ¢	2,433 ¢	2,143 ¢	1,882 ¢	1,744 ¢	10,4
	général	3,142 ¢	2,697 ¢	2,337 ¢	1,978 ¢	1,778 ¢	13,6
	industriel	1,717 ¢	1,524 ¢	1,280 ¢	1,099 ¢	0,964 ¢	14,0
	réseaux de distribution municipaux	1,895 ¢	1,642 ¢	1,436 ¢	1,185 ¢	1,089 ¢	16,7
	réseaux voisins	1,156 ¢	0,989 ¢	1,031 ¢	0,528 ¢	0,486 ¢	19,5
	autres	4,892 ¢	4,859 ¢	4,183 ¢	3,374 ¢	3,029 ¢	13,3
	Sous-total (incluant l'augmentation de l'électricité non facturée)	2,379 ¢	2,093 ¢	1,840 ¢	1,562 ¢	1,305 ¢	14,8
	Électricité excédentaire :						
	industriel	0,923 ¢	0,759 ¢	0,631 ¢	0,563 ¢	0,450 ¢	14,9
	réseaux voisins	2,036 ¢	1,553 ¢	0,942 ¢	0,745 ¢	0,757 ¢	16,4
		1,899 ¢	1,465 ¢	0,902 ¢	0,730 ¢	0,672 ¢	19,1
	Total	2,320 ¢	2,017 ¢	1,727 ¢	1,444 ¢	1,257 ¢	14,8
Nombre d'abonnements (en fin d'année)	domestique et agricole	2 145 864	2 107 942	2 059 581	2 011 403	1 941 604	2,5
	général	250 112	243 587	237 066	230 331	222 305	2,9
	industriel : électricité régulière (1)	11 398	11 257	10 897	10 920	10 668	1,6
	autres	8 793	9 495	10 436	12 567	13 645	(9,2)
	Total	2 416 167	2 372 281	2 317 980	2 265 221	2 188 222	2,5

(1) Les abonnements d'usage industriel ont été reclassés en 1978.

Hydro-Québec

Les besoins du réseau d'Hydro-Québec en énergie de 1976 à 1980

(en millions de kilowattheures)

		1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Besoins globaux	Production brute	**76 573**	70 542	63 524	61 306	61 206	7,0
	Réceptions :						
	Achats	**39 140**	36 630	38 650	35 255	34 381	4,3
	Réception selon entente	**2 663**	2 377	2 677	2 564	1 917	0,5
		41 803	39 007	41 327	37 819	36 298	4,0
	Total — Besoins globaux	**118 376**	109 549	104 851	99 125	97 504	5,9
Besoins québécois	Ventes d'électricité régulière au Québec	**84 736**	79 100	77 587	71 438	67 610	7,2
	Livraisons selon entente au Québec	**4 087**	3 332	3 561	3 099	2 501	6,5
	Total — Consommation prioritaire	**88 823**	82 432	81 148	74 537	70 111	7,2
	Consommation des centrales	**383**	303	302	266	324	10,6
	Pertes et autres	**9 885**	8 820	8 232	8 010	9 218	4,4
	Total — Besoins prioritaires	**99 091**	91 555	89 682	82 813	79 653	6,9
	Ventes d'électricité excédentaire au Québec	**1 825**	1 521	1 882	1 348	2 013	(0,5)
	Total — Besoins québécois	**100 916**	93 076	91 564	84 161	81 666	6,7
Exportations	Ventes d'électricité régulière	**6 548**	6 136	3 923	3 579	11 120	(11,8)
	Ventes d'électricité excédentaire	**10 896**	10 258	9 214	11 116	4 480	25,5
	Livraisons selon entente	**16**	79	150	269	238	(39,9)
	Total — Exportations	**17 460**	16 473	13 287	14 964	15 838	1,7
Besoins globaux		**118 376**	109 549	104 851	99 125	97 504	5,9

Les besoins du réseau d'Hydro-Québec en puissance pour l'hiver débutant en décembre (1)

(en milliers de kilowatts)

	1980	1979	1978	1977	1976	% de la croissance annuelle moyenne 1980/1975
Besoins globaux	**19 508**	17 698	17 488	15 887	15 806	5,9
Besoins prioritaires	**19 385**	17 582	17 059	15 785	14 783	7,8

(1) Les besoins de puissance de 1980, 1978, 1977, 1976, 1975 comprennent respectivement 445 MW, 318 MW, 190 MW, 138 MW et 236 MW qui ont été retenus à la suite de l'application des clauses de puissance interruptible de certains contrats.

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

Rapport des vérificateurs

Nous avons vérifié l'état de l'actif de la Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec au 31 décembre 1980 et l'état de l'évolution de l'actif pour l'année terminée à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement l'actif de la Caisse de retraite au 31 décembre 1980 ainsi que son évolution pour l'année terminée à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, appliqués de la même manière qu'au cours de l'année précédente.

Montréal, Canada
le 19 mars 1981

H. Marcel Caron & Associés
affiliée à Clarkson Gordon
Comptables agréés

Samson, Bélair & Associés
Comptables agréés

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

État de l'actif

(en milliers de dollars)
au 31 décembre

		1980	1979
Placements	Obligations d'Hydro-Québec et de ses filiales, garanties par la province de Québec	**282 636 $**	231 089 $
	Obligations de, ou garanties par, la province de Québec	**154 541**	127 670
	Obligations de municipalités, commissions scolaires, cégeps, hôpitaux et universités	**80 694**	50 036
	Obligations du gouvernement du Canada	**80 420**	26 868
	Obligations de corporations	**21 496**	8 935
	(Valeur nominale de 637 785 $, valeur du marché 524 157 $)	**619 787**	444 598
	Actions ordinaires (valeur du marché 3 648 $)	**1 594**	1 350
	Encaisse et placements à court terme	**36 676**	33 735
		658 057	479 683
Intérêt couru sur placements		**16 523**	10 734
Contributions à recevoir des employés pour années de service antérieures		**78**	75
Montant à recevoir d'Hydro-Québec		**16 727**	25 352
		691 385 $	515 844 $

Voir notes ci-jointes

Pour Hydro-Québec :
(signé) Joseph Bourbeau
(signé) Robert A. Boyd

Montréal, Canada
le 15 avril 1981

(signé) Roger Girard
Directeur général
Contrôle et Comptabilité

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

État de l'évolution de l'actif

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

		1980	1979
Actif au début de l'année		**515 844 $**	394 664 $
Augmentation de l'année	Contributions courantes :		
	Employés	**24 567**	16 249
	Hydro-Québec	**47 317**	31 869
		71 884	48 118
	Contribution d'Hydro-Québec (note 2)	**57 539**	39 465
	Contributions additionnelles pour années de service antérieures, moins annulations	**131**	126
	Revenus de placements	**59 535**	42 309
		189 089	130 018
		704 933	524 682
Diminution de l'année	Pensions versées	**12 965**	8 268
	Remboursements aux employés lors de la cessation d'emploi	**583**	570
		13 548	8 838
Actif à la fin de l'année		**691 385 $**	515 844 $

Voir notes ci-jointes

Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec

Notes aux états financiers

au 31 décembre 1980

Note 1

Conventions comptables

a) Ces états financiers ne montrent que l'actif de la Caisse de retraite des employés d'Hydro-Québec et n'indiquent pas la capacité de cette Caisse de satisfaire aux obligations du Régime de retraite d'Hydro-Québec, lesquelles sont garanties par Hydro-Québec.

b) Les placements sont présentés au coût.

c) Les revenus de placements, les contributions et les prestations sont comptabilisés selon la méthode de la comptabilité d'exercice.

Note 2

Engagements non capitalisés

Les engagements non capitalisés pour les prestations de retraite au titre des services passés et des déficits d'expérience sont estimés à une valeur actualisée de 269 000 000 $ au 31 décembre 1978. À ce montant s'ajoute une somme de 210 000 000 $ résultant des améliorations apportées au régime le 1er janvier 1980. Ces estimations proviennent d'expertises actuarielles indépendantes effectuées en 1980. Hydro-Québec assume l'amortissement annuel de ces engagements sur une période de 15 ans.

This report is available in English,
upon request.

Vice-présidence Information
Hydro-Québec, 19e étage
75, boulevard Dorchester ouest
Montréal, Québec H2Z 1A4

Dépôt légal — 2e trimestre 1981
Bibliothèque nationale du Québec
Bibliothèque nationale du Canada

Liste des centrales d'Hydro-Québec

en service
ou en construction
au 31 décembre 1980

Centrales en service[1]

	(kilowatts)
Hydroélectriques	
LG 2[2]	3 663 000
Beauharnois	1 574 260
Manic 5	1 292 000
Manic 3	1 183 200
Manic 2	1 015 200
Bersimis 1	912 000
Outardes 3	756 200
Bersimis 2	655 000
Carillon	654 500
Outardes 4	632 000
Outardes 2	453 900
La Trenche	286 200
Beaumont	243 000
La Tuque	216 000
Paugan	201 975
Manic 1	184 410
Rapide-Blanc	183 600
Shawinigan 2	163 000
Les Cèdres	162 000
Shawinigan 3	150 000
Grand-Mère	148 075
Rapide-des-Îles	146 520
Chelsea	144 000
La Gabelle	136 580
Première-Chute	124 200
Rapides-Farmers	98 250
Rapides-des-Quinze	89 600
Rapide 7	57 000
Bryson	56 000
Rapide 2	48 000
Rivière-des-Prairies	45 000
Chute-Hemmings	28 800
Hull 2	27 280
Sept-Chutes	18 720
Saint-Narcisse	15 000
Drummondville	14 600
Mitis 1	6 400
Pont-Arnaud	5 450
Chute-Bell	4 800
Mitis 2	4 250
Saint-Alban	3 000
Saint-Raphaël	2 550
Sherbrooke	2 256
Chute-Garneau	2 240
Corbeau	2 000
Magpie	1 800
Rawdon	1 720
Chute-Burroughs	1 600
Chute-Wilson	840
Anse-Saint-Jean	400
High-Falls	340

	(kilowatts)
Thermiques	
Thermique classique	
Tracy	600 000
Nucléaire	
Gentilly 1[3]	266 400
Turbines à gaz	
La Citière[4]	200 880
Cadillac	162 000
Groupes Diesel	
Îles-de-la-Madeleine	59 339
Blanc-Sablon	5 400
La Tabatière	4 400
Saint-Augustin	3 000
La Baleine	2 400
Parent	2 350
Île-d'Entrée	1 740
La Romaine	1 600
Île-aux-Grues	600

	(kilowatts)
En bref	
Puissance nominale des 51 centrales hydroélectriques	**15 818 716**
Puissance nominale des 12 centrales thermiques	**1 043 709**
Puissance nominale totale des 63 centrales en service au 31 décembre 1980	**16 862 425**

Centrales en construction

	Mise en service	(kilowatts)
Hydroélectriques		
LG 2[2]	1981	1 665 000
LG 3	1982-84	2 304 000
LG 4	1984-85	2 637 000
Manic 5 (suréquipement)	1985	988 000
Thermique		
Nucléaire		
Gentilly 2	1983	685 000

(1) Une éolienne de 230 kilowatts est rattachée au réseau des Îles-de-la-Madeleine. Une seconde est en exploitation à l'IREQ. Étant donné qu'il s'agit d'installations expérimentales, elles ne sont pas incluses dans la liste ci-dessus.

(2) Au 31 décembre 1980, onze groupes de LG 2 étaient en service. Cette centrale de 16 groupes, dont la construction se terminera en 1981, aura une puissance totale de 5 328 000 kilowatts.

(3) Gentilly 1 n'appartient pas à Hydro-Québec et est exclue du total.

(4) La puissance effective de cette centrale peut atteindre environ 284 000 kilowatts à −12 °C.

Les principales installations d'Hydro-Québec

Légende

- *Centrale de 500 MW (mégawatts) et plus*
- *Centrale de 500 MW et plus en construction*
- *Poste à 735 kV (kilovolts)*
- *Futur poste à 735 kV*
- *Interconnexion*
- *Ligne à 735 kV*
- *Future ligne à 735 kV*
- *Ligne à 735 kV provisoirement en service à 120 kV ou à 161 kV*
- *Ligne à 765 kV*

Vers Churchill Falls (5 225 MW)

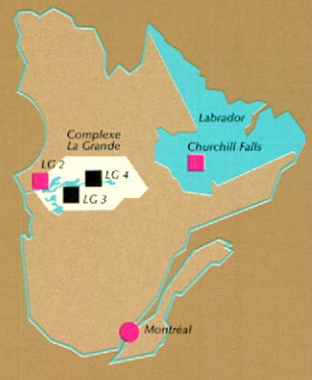
Montagnais

Île-du-Prince-Édouard

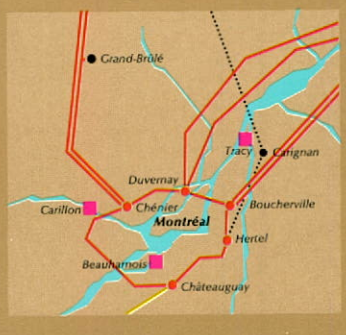
Nouvelle-Écosse

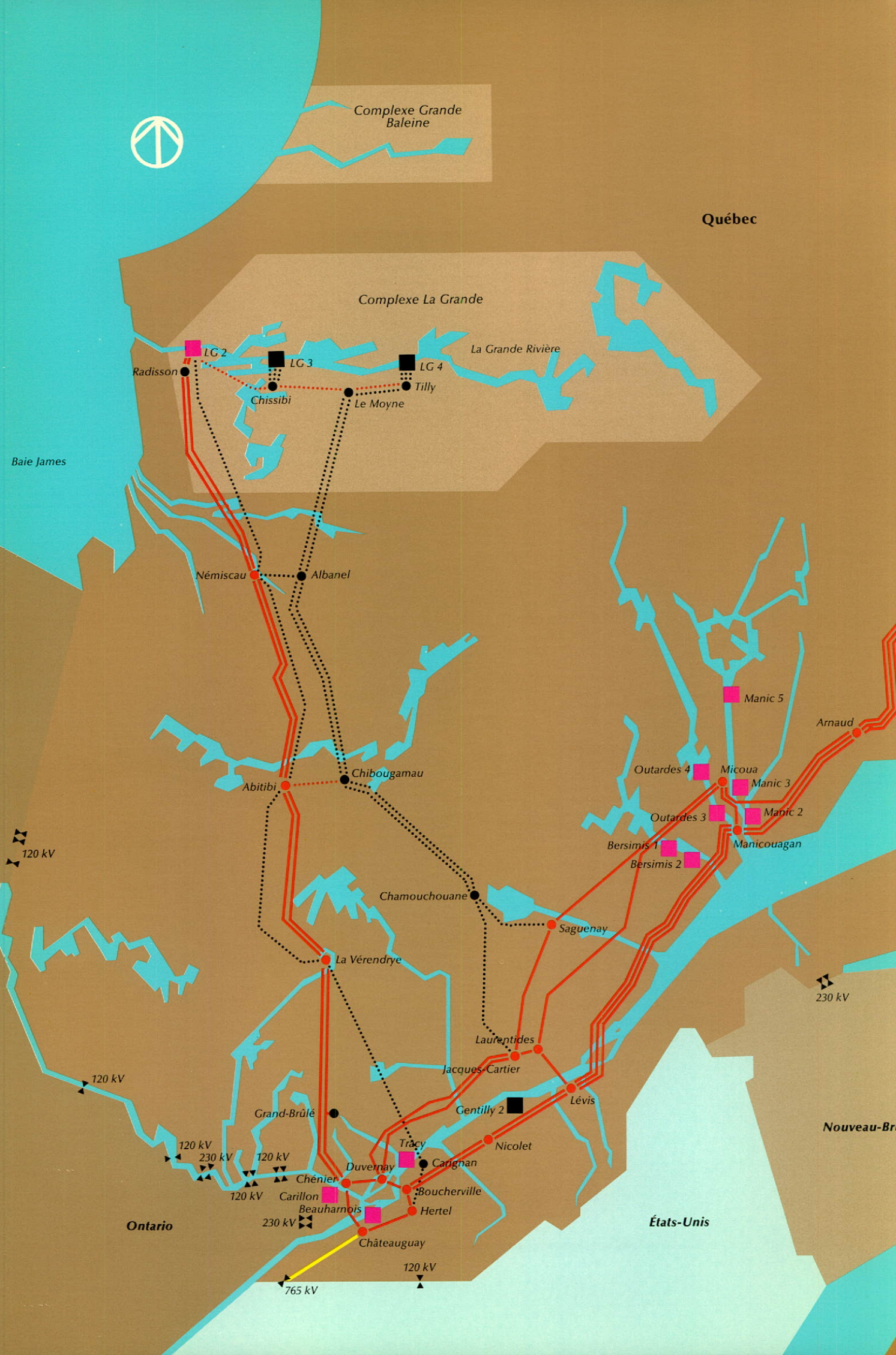
Amérique du Nord

Québec



Région de Montréal




Complexe Grande Baleine
Québec
Complexe La Grande
La Grande Rivière
LG 2
LG 3
LG 4
Radisson
Chissibi
Tilly
Le Moyne
Baie James
Némiscau
Albanel
Manic 5
Arnaud
Chibougamau
Abitibi
Outardes 4
Micoua
Manic 3
Outardes 3
Manic 2
Manicouagan
Bersimis 1
Bersimis 2
120 kV
Chamouchouane
Saguenay
La Vérendrye
230 kV
Laurentides
Jacques-Cartier
120 kV
Lévis
Grand-Brûlé
Gentilly 2
Nouveau-Br
Tracy
Nicolet
120 kV
230 kV
120 kV
Duvernay
Carignan
Chénier
120 kV
Carillon
Boucherville
Beauharnois
Hertel
Ontario
230 kV
États-Unis
Châteauguay
120 kV
765 kV

963-2614
ISBN 2-550-01921-0
ISSN 0702-6706