

PUBLIC

DOCUMENT OF THE INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK

COLOMBIA

LOAN TO CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS, S.A.

(CO0103; 125/OC-CO)

LOAN PROPOSAL

1965

COLOMBIA

LOAN TO CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S. A.

Table of Contents

	<u>Page</u>
SUMMARY	1
ANALYSIS OF THE PROJECT	6
I. INTRODUCTION	6
II. THE BORROWER	8
A. Description	8
B. Purpose	8
C. Organization and Administration	8
D. Economic and Financial System	10
E. Rates	10
F. Financial Position	13
G. Reputation of the Company	15
H. Legal Capacity	15
I. Guarantee	15
J. Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS)	15
III. THE PROJECT	17
A. Program	17
B. Project Description	17
C. Description of Works	17
D. Technical Assistance	19
E. Total Project Cost	19
F. Financing Plan	20
G. Location of the Power Station and Engineering Plans	22
H. Project Execution	23
I. Works Schedule and Procurement Program	23
J. Procedure for the Procurement of Goods and Services	23
IV. JUSTIFICATION OF THE PROJECT	25
A. Technical Feasibility	25
B. Financial Position Forecast	25
C. Factor Availability	27
D. Economic Justification of the Project	27
E. Summary of the Colombian Economic Situation	27

	<u>Page</u>
F. Relationship of the Project to National Development	30
G. Relationship of the Project to Local Economic Growth	31
H. National Debt-Servicing Capacity	34
V. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS	37

ANNEXES

- A. Préstamos aprobados por el BID al
31 de agosto de 1965
- B. Informe Técnico
- C. Financial Analysis
- D. Informe Jurídico

SUMMARY OF LOAN PROPOSAL

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S. A.

C O L O M B I A

1. Borrower:

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. (CHEC), a commercial organization, with its own juridical personality and capital, domiciled in the city of Manizales, Department of Caldas. Seventy-five per cent of its shares were subscribed and paid in by the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico de Colombia (ELECTRAGUAS) and 25% by the Department of Caldas and 12 municipalities.

2. Amount and Type of Currency 1/

Up to the equivalent of US\$8.1 million, which would be allocated entirely to finance the foreign currency costs of goods and service purchases abroad.

3. Source of Funds

The ordinary capital resources of the Bank.

4. Guarantee

The joint and several guarantee of the Republic of Colombia.

5. Project Description

The project consists of construction of the San Francisco hydroelectric plant, near the city of Manizales in the Department of Caldas, whose first stage would include the installation of 90,000 KW of generating capacity through two units of 40,000 KW each. The principal works to be executed in that first stage are as follows: reservoir and dam, headrace, intake, two penstocks, powerhouse, transmission system from San Francisco to La Esmeralda, primary distribution works in Manizales, low-tension distribution and minor supplementary works.

1/ The exchange rate is Col. \$10 (Colombian pesos) = US\$1, the prevailing rate at the time CHEC drafted its project. Constant values in dollar terms were employed.

6. Term, Amortization, Interest and Disbursement

The loan would be amortized in the currencies disbursed within 16 years from the date of the contract by means of 24 equal and consecutive semi-annual installments, the first of which would be payable 4-1/2 years from the date of contract signature. Each installment would include the amounts necessary for amortization of principal and payment of interest. Interest would be charged at the rate of 6% per annum on outstanding balances, in the currencies disbursed. Interest for the first eight semesters after the date of the contract could be charged, at the debtor's request, to the amount of the loan. The commitment fee, payable in dollars, would be 1% per annum on undisbursed balances and would begin to accrue 60 days from the contract date. Disbursements would be made within 4 years after signature of the contract.

7. Project Cost

The total cost of the project is estimated at the equivalent of US\$16.9 million, of which US\$8.4 million would approximate foreign currency costs. A table summarizing total project cost is given below.

(Equivalent in thousands of dollars)

	Foreign currency costs	Local currency costs	Total	%
A. <u>San Francisco Generator Plant</u>	<u>5,809</u>	<u>6,459</u>	<u>12,268</u>	<u>72.7</u>
i. Land and easements	-	74	74	0.4
ii. Civil works	-	5,004	5,004	29.7
iii. Machinery and equipment	5,359	486	5,845	34.6
iv. Engineering (studies and administration of works)	450	-	450	2.7
v. Camp and other costs	-	895	895	5.3
B. <u>Transmission and Distribution</u>	<u>1,524</u>	<u>2,001</u>	<u>3,525</u>	<u>20.8</u>
i. 115-KV transmission line	113	92	205	1.2
ii. 115-KV substations	413	127	540	3.2
iii. Manizales primary distri- bution	261	201	462	2.7
iv. 33-KV lines and substa- tions outside of Mani- zales	240	173	413	2.4
v. 13.2-KV and low-tension installations	355	1,052	1,407	8.4
vi. General buildings (ware- houses, workshops, garages, etc.) in Mani- zales	-	170	170	1.0
vii. Indirect and general costs	<u>142</u>	<u>186</u>	<u>328</u>	<u>1.9</u>
C. <u>Other Costs</u>	<u>1,097</u>	<u>-</u>	<u>1,097</u>	<u>6.5</u>
i. Interest during construc- tion	865	-	865	5.1
ii. Commitment fee	132	-	132	0.8
iii. Technical assistance (administrative reorgan- ization)	80	-	80	0.5
iv. Inspection and supervision costs	<u>20</u>	<u>-</u>	<u>20</u>	<u>0.1</u>
Total (A + B + C)	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>16,890</u>	<u>100.0</u>

8. Financing Plan

The project would be financed as follows:

(Equivalent in thousands of dollars)

	<u>Currencies of Origin</u>		<u>Currencies of Use</u>		<u>Total</u> (1+2+3+4)	<u>%</u>
	<u>Foreign</u> (1)	<u>Local</u> (2)	<u>Foreign</u> (3)	<u>Local</u> (4)		
A. IDB Loan	<u>8,100</u>	<u>-</u>	<u>8,100</u>	<u>-</u>	<u>8,100</u>	<u>48.0</u>
B. Local Resources	<u>330</u>	<u>8,460</u>	<u>330</u>	<u>8,460</u>	<u>8,790</u>	<u>52.0</u>
1. ELECTRAGUAS contribution	-	3,500	-	3,500	3,500	20.7
2. CHEC contribution	<u>330</u>	<u>4,960</u>	<u>330</u>	<u>4,960</u>	<u>5,290</u>	<u>31.3</u>
Total A + B	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>16,890</u>	<u>100.0</u>
%	49.9	50.1	49.9	50.1	100.0	

9. Economic Justification

The San Francisco project is included in the General Economic and Social Development Plan of Colombia and on the list of projects for immediate execution of the Consultative Group for Colombia headed by the International Bank for Reconstruction and Development. The project forms part of the Five-Year Development and Economic Diversification Plan (1964/1968) which the Department of Caldas has undertaken with a view to reducing the departmental economy's dependence on coffee production, thus contributing to diversification of the national economy. The Administrative Department of Planning and Technical Services of Colombia has assigned it the highest priority.

The project will contribute to greater industrial development of the Department of Caldas and will help to balance national economic development by harnessing the region's hydroelectric resources and by providing employment for the labor which would emigrate otherwise to the industrial centers of Bogota, Medellín and Cali. It is estimated that installation of the San Francisco plant will enable the Caldas hydroelectric plant (CHEC) system to increase power generation from a total estimated in 1965 at approximately 208 million KWH to nearly 515 million KWH. The CHEC's direct sales to consumers will rise from 113 million KWH in 1965 to 176 million in 1969, and are expected to continue to increase at an annual rate of approximately 9%. Block sales, which are estimated for 1965 at 95 million KWH, would increase to 339 million KWH in 1969.

In comparison with a thermoelectric alternative, gross foreign exchange earnings to be obtained from this project as a result of nonutilization of fuel would amount to approximately US\$800,000 per annum in the first stage.

Construction of the San Francisco hydroelectric plant is the most desirable solution for meeting the predicted demand for electric power beginning in 1969. It is estimated that income from power sales will be sufficient to cover operating costs, afford the company adequate earnings and service the IDB loan promptly.

10. Loans to Colombia

Up to August 31, 1965, the IDB had granted Colombia 26 loans totaling the equivalent of US\$119.5 million, as follows:

<u>Source of Funds</u>	<u>No. of loans</u>	<u>Amount ^{1/} approved</u>	<u>Amount disbursed</u>
Ordinary capital resources	14	61.7	23.4 ^{2/}
Fund for Special Operations	3	7.9	0.8
Social Progress Trust Fund	9	49.9	22.8
Total	26	119.5	47.0

11. Conclusion

On the basis of studies by the Project Committee, the Operations Department submits this loan document to the President of the Bank for presentation of the proposed resolution to the Board of Executive Directors for approval.

^{1/} See Annex A.

^{2/} There are also current letters of credit totaling US\$583,066.

ANALYSIS OF THE PROJECT

I. INTRODUCTION

- 1.01 On October 26, 1964, the Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. (CHEC), with the authorization of the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) - holder of 75.2% of its shares - submitted to the Bank an application for a loan of US\$7.7 million to cover part of the cost of erecting the San Francisco hydroelectric plant. This application was increased to US\$8.1 million with the inclusion of US\$100,000 for technical assistance and inspection costs and the adjustment of several items in the project.
- 1.02 The CHEC has been carrying out a vast program for the expansion of electric services in the Department of Caldas. This program particularly emphasizes execution of the San Francisco hydroelectric project, to which this loan document refers.
- 1.03 This project was included in the list of projects for immediate execution of the Consultative Group for Colombia, headed by the World Bank, at its meeting in May 1964.
- 1.04 The technical and economic studies for the project were reviewed by the Administrative Department of Planning and Technical Services of Colombia. On October 30, 1964, the Department stated that the abovementioned project was consistent with the goals of the Economic and Social Development Plan of Colombia and recommended its favorable consideration by the IDB. Recently, on August 23, 1965, the Department itself assigned this project the highest priority.
- 1.05 Prior to October 26, 1964, the CHEC had asked the IBRD for financing amounting to US\$7.7 million for the San Francisco project. When the latter institution stated that it could not consider that application until such time as the study on the electrical power grid being executed by the English firm of Mertz-McClellan was completed, the CHEC chose to withdraw its application on the grounds that this would delay execution of the San Francisco project.
- 1.06 It should be noted that the CHEC electric system is connected with the electric system of the Cauca Valley Corporation (CVC), which makes it possible to supply the latter with a substantial volume of surplus power, as explained in detail in the Technical Report.
- 1.07 In addition to the study mentioned in paragraph 1.05, administrative and financial surveys are being executed by the Middle West Service Corp. on the electrical power grid of Colombia.

- 1.08 Subsequently, on February 24, 1965, the IBRD gave written notice to the CHEC that it had no objections to direct CHEC negotiations with the IDB for the financing required to proceed with construction and installation of the San Francisco hydroelectric plant.
- 1.09 The IBRD has authorized two loans to the CHEC. The first, in 1950, for US\$2.6 million, at interest of 4% per annum over 20 years; the second, in 1959, for US\$4.6 million, at interest of 5-3/4% per annum at 20 years. Both loans have been fully disbursed and the company is meeting payments on their service regularly.
- 1.10 An IDB mission visited the plant and offices of the applicant during last June, with a view to evaluating technical and financial aspects of the borrower and the project.

II. THE BORROWER

A. Description

- 2.01 Originally, in 1944, the enterprise was organized as a limited liability company with participation by the national government, the Department of Caldas and five municipalities.
- 2.02 On September 9, 1950, this entity was dissolved and replaced by a new company, "Central Hidroeléctrica de Caldas, Ltda.", with participation by the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, the Department of Caldas and 8 municipalities, which were later increased to 12.
- 2.03 On December 2, 1963, by agreement with the members of Central Hidroeléctrica de Caldas, Ltda., it was decided to transform the entity into a commercial corporation to be known as the Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. This enterprise is, therefore, a commercial entity with its own juridical personality and capital, domiciled in the city of Manizales, Department of Caldas.
- 2.04 The CHEC thus became a branch of the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, since the latter holds 75.2% of the shares.

B. Purpose

- 2.05 The purpose of the corporation is: a) to harness the waters of the Chinchiná, Campoalegre and San Francisco Rivers and any others whose development is necessary or desirable in the Department of Caldas, with a view to reforestation of their watersheds and, in general, conservation of water for the production of light, heat, electric power and other purposes and provision of the respective services; b) to harness and exploit any other source or type of power for the same purposes to serve cities in the Department of Caldas or outside that area, with preference shown in this as in the previous case to the provision of power supply service to the stockholding municipalities; c) to establish transmission lines and voltage booster or cut-back substations for the transportation and use of electric power; d) to operate electric power plants for public, industrial and domestic use; e) to purchase and sell all real or chattel property for the attainment or expansion of company purposes; f) to produce, distribute and sell all types of electrical appliances; g) to invest in corporations or credit agencies with a view to utilizing their services.

C. Organization and Administration

- 2.06 The direction, administration and control of the company's corporate affairs are vested in the following bodies: a) the General Assembly of Stockholders; b) the Board of Directors, and c) the Manager.

- 2.07 Supreme authority in the conduct of corporate business is vested in the General Assembly, which is made up of all the stockholders and presided over by the company Manager.
- 2.08 The General Assembly of Stockholders has, inter alia, the following functions: a) to exercise supreme authority in the conduct of company business; b) to appoint and remove freely the Manager, Assistant Manager, Auditor and his alternate (the latter two are appointed from a panel of 3 submitted to the Office of the Comptroller General of the Republic), the five Directors and their alternates, and, in general, all employees appointed and assigned remuneration by the Assembly; c) to examine, close out or audit the accounts and statements and general inventory presented by the administrators; d) to distribute the profits determined by the general financial statement, after deduction of the amounts to be placed in legal reserves or deposited pursuant to the bylaws or as stipulated by the Assembly itself.
- 2.09 The Board of Directors consists of 5 members who serve in turn as alternates of the Manager or Assistant Manager when the latter is required to substitute for the former. It is presided over by the Manager or his alternate; the secretary of the company also serves as secretary of the Board.
- 2.10 The Directors hold office for a term of one year and may be reelected indefinitely or freely removed by the General Assembly of Stockholders prior to expiration of their term.
- 2.11 The functions of the Board of Directors are, inter alia, the following: 1) to appoint and remove freely those employees whose appointment or removal does not rest with the General Assembly of Stockholders; 2) to issue regulations governing the affairs of the company; 3) to authorize or approve contracts aggregating up to 10% of corporate funds; 4) to submit to the Assembly at its regular meetings a report on the corporate business; 5) to participate in all activities not prohibited to the company with a view to acquiring, selling, mortgaging, assessing or limiting real property, borrowing money and entering into acts and contracts entailing more than \$50,000 in legal currency; 6) to authorize the purchase abroad or in Colombia of machinery, tools and work equipment, without limitation of amount, by agreement with the Manager; 7) to approve construction contracts for part or all of the works designed to expand the electric power generation and distribution systems, and 8) to establish and revise rates for the provision of power services.
- 2.12 The management, direction and immediate administration of corporate business is vested in the Manager, who is the legal and extralegal representative of the company and holds office for a term of one year; he may be reelected indefinitely or freely removed prior to expiration of his term.
- 2.13 The Manager also presides over the meetings of the General Assembly and the Board of Directors, enters into contracts designed to attain the corporate objectives, entailing amounts not exceeding Col. \$50,000, and ensures that the collection and investment of company funds is carried out promptly and scrupulously.

2.14 The Auditor is appointed by the General Assembly of Stockholders for a term of one year; he may be reelected indefinitely and must meet the legal requirements for such officers.

2.15 The CHEC currently has 550 employees and workers.

D. Economic and Financial System

2.16 Although the CHEC is a commercial corporation subject to the regulations and supervision of the National Board of Corporations, it is exempt from taxation because of the nature of its functions (as a public service entity) and its shareholders (ELECTRAGUAS, departmental government and municipalities).

2.17 Technical and financial control of the CHEC is exercised by ELECTRAGUAS, the principal shareholder, through the Board of Directors and the General Assembly of Stockholders.

2.18 The principal source of CHEC operating revenue derives from the sale of electric power. It also receives transfers from the Department of Caldas deriving from a tax on liquors, contributions of capital and other contributions.

E. Rates

2.19 The company was authorized in October 1963 to increase by 100% the rates it had been charging consumers for electric power supply.

2.20 Despite the foregoing authorization, the CHEC Board of Directors considered it sufficient to increase its rates by only 50%, starting in October 1963, until such time as it showed a substantial increase in operating costs resulting in an appreciable drop in earnings on blocked investment. This has not yet occurred.

2.21 Presented below is an estimated breakdown of power sales for 1965:

<u>Type of Consumer</u>	<u>No. of consumers</u>	<u>Millions of KWH</u>	<u>Income in millions of Col. \$</u>	<u>Average income in cts. per KWH</u>
<u>CHEC direct distribution</u>				
Residential	36,200	53.8	8.62	16.1
Commercial	4,150	14.5	2.44	16.8
Industrial (except cement)	455	24.0	2.54	10.6
Cement factory, Caldas	1	9.0	0.87	9.7
Public lighting	20	4.2	0.08	1.9
Official & others	1,040	7.2	0.46	6.1
	<u>41,866</u>	<u>112.7</u>	<u>15.01</u>	<u>13.3</u>
<u>Block sales</u>				
Other companies (Dept. of Caldas)	16	35.0	3.46	9.9
CVC (Dept. of Valle)	1	60.0	3.00	5.0
Total	<u>41,883</u>	<u>207.7</u>	<u>21.47</u>	<u>10.3</u>

2.22 It should be noted that block sale of power to the CVC is invoiced on the basis of 5 centavos (Colombian peso) per KWH, since this is surplus power which the CHEC is not obligated to provide when its supply is short.

2.23 The structure of CHEC current rates for power consumers is as follows:

- i. Unmetered residential: 2.5 cts. per installed watt per month with a minimum monthly charge of Col.\$4.20.
- ii. Unmetered commercial: 3 cts. per installed watt per month with a minimum monthly charge of Col.\$5.20.
- iii. Metered residential: the first 100 KWH at 15.5 cts. per KWH, increasing progressively up to a maximum of 16.25 cts. per KWH for 1,001 KWH and over; minimum monthly charge of Col.\$4.20.
- iv. Metered commercial: the first 100 KWH at 16 cts. per KWH, increasing progressively up to a maximum of 17.75 cts. per KWH for 501 KWH and over.
- v. Industrial: a. with connected load up to 20 KW: consumption, KWH 7.75 cts. and a fixed monthly charge of Col.\$2.50 per HP or fraction of connected load.

- b. with connected load over 20 KW: consumption between 5 p.m. and 9 p.m., 14 cts. per KWH; consumption between 9 p.m. and 5 p.m., 7.75 cts. per KWH; fixed monthly charge of Col.\$2.50 per HP, fraction of connected load or peak monthly demand.

vi. Official and public lighting:

- a. per installed watt, 1.5 cts. per month;
- b. per meter, 6.75 cts. per KWH.

vii. Block sales:

- a. consumption: 8.5 cts. per KWH, charge for maximum demand Col.\$4.00 per KW;
- b. sold to CVC, if surplus power is available, at 5 cts. per KWH.

2.24 This rate structure gives the following average sale prices estimated for 1965, by type of consumer:

<u>Type of consumer</u>	<u>Cts. of Col.\$/KWH</u>
Domestic	16
Industrial	10
Public lighting	4.5
All consumers	13.3

2.25 Compared below are the average revenues per KWH obtained during 1964 by the CHEC and other electric power companies:

	<u>Cts. per KWH</u>
Centrales Eléctricas del Tolima, S. A.	14.6
Centrales Eléctricas del Huila, S. A.	14.6
Centrales Eléctricas del Norte de Santander, S. A.	14.8
Empresa Pública de EMCALI (in 1965-15.6)	10.4
Lima, Perú	16.0

CHEC

Distributed directly (excluding block sales)	12.6
Including block sales	11.1

F. Financial Position

- 2.26 The authorized capital consists of 100,000 registered shares, with a face value of Col.\$1,000 each, aggregating Col.\$100 million.
- 2.27 The capital subscribed, issued and paid in amounts to Col.\$76,342,000 and is broken down as follows:

<u>Shareholders</u>	<u>Thousands of Col.\$</u>	<u>%</u>
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico	57,379	75.2
Department of Caldas and 12 municipalities	18,963	24.8
Total	<u>76,342</u>	<u>100.0</u>

- 2.28 The company's financial position is summarized in the financial statement shown below, expressed in dollars. For this purpose, the fixed assets were revalued and converted at the rate of exchange in effect on the date of their acquisition, and current liabilities and long-term debt in foreign currency are based on commitments contracted. 1/

(In thousands of US\$)

<u>Assets</u>	
<u>Fixed assets</u> , in use, following deduction of cumulative depreciation	17,300
Construction in process	314
	<u>17,614</u>
<u>Current assets</u>	934
<u>Other assets</u>	<u>545</u>
Total assets	<u>19,093</u>
<u>Liabilities and capital</u>	
Net capital	12,559
Long-term debt	5,166
Current liabilities	1,217
Other liabilities	<u>151</u>
Total liabilities and capital	<u>19,093</u>

1/ Although the financial statements presented by the CHEC are not certified by independent auditors, they have been studied in the field by an IDB mission. The CHEC would be required to submit its financial statements in certified form beginning with the statement for 1965.

- 2.29 The ratio of current assets to current liabilities based on the previous balance is 0.8 to 1. Although the ratio is unfavorable, it should be stressed that the CHEC has obtained long-term loans that have enabled it to meet its short-term obligations.
- 2.30 Accounts receivable, less the amount equivalent to US\$261,000 included in the current liabilities to cover doubtful accounts, represent total invoices for supply of electric power during approximately two months, which is considered normal.
- 2.31 The ratio of total debt to net capital is 0.5 to 1, which is financially satisfactory.
- 2.32 Presented below is an extract from the profit-and-loss statements for the years ending on December 31 of 1963 and 1964:

(Equivalent in thousands of dollars)

	1 9 6 4		1 9 6 5	
	Amount	%	Amount	%
Sales of electricity	1,763	95.1	1,103	95.8
Other receipts	<u>90</u>	<u>4.9</u>	<u>48</u>	<u>4.2</u>
Total operating receipts	1,853	100.0	1,151	100.0
<u>Less:</u>				
Operating costs	<u>1,151</u>	<u>62.1</u>	<u>775</u>	<u>67.3</u>
Net operating receipts	702	37.9	376	32.7
<u>Less:</u>				
Interest and foreign exchange losses	<u>510</u>	<u>27.5</u>	<u>219</u>	<u>19.0</u>
<u>Net Profit for the Year</u>	<u>192</u>	<u>10.4</u>	<u>157</u>	<u>13.7</u>

- 2.33 The CHEC has shown satisfactory development, obtaining net profits of slightly over 12 million Colombian pesos between 1959 and 1963. During the same period, net capital increased from 37.7 million to 73.3 million Colombian pesos through retention of net profits and sales of new shares.
- 2.34 Net operating income in 1964 amounted to 4% of blocked investment.

G. Reputation of the Company

- 2.35 The CHEC has a good reputation and a competent technical staff, as verified by the Bank mission that visited the company recently. References obtained by the IDB's resident engineer were favorable. However, it has been found that the CHEC's administrative organization is deficient and that its accounting system is not satisfactory. To this end, it is recommended that technical assistance be authorized (see paragraph 3.17).

H. Legal Capacity

- 2.36 According to its charter, the company may acquire, retain, mortgage and sell all such real or chattel property as may be necessary for the attainment of its principal objectives; trade, accept, negotiate, discount, etc. all types of negotiable instruments and other civil and commercial documents and borrow money, with or without real or personal guarantees, among other faculties.
- 2.37 In addition to the functions listed above, the Board of Directors is empowered to borrow money locally or abroad, unless such operations commit more than 20% of the corporate capital, in which case the approval of the General Assembly is required (see Legal Report).

I. Guarantee

- 2.38 The joint and several guarantee of the Republic of Colombia has been offered. Pending enactment is a law that would empower the Executive Board to grant guarantees of up to US\$400 million, since the amount authorized by Law 129 of 1959, including its 1962 amplification, has already been fully utilized.

J. Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS)

- 2.39 ELECTRAGUAS was established in 1946 by Law 80; in 1955, it became the Corporación Nacional de Servicios Públicos. In 1957, pursuant to Decree 1368, the institute recovered its original juridical personality as an autonomous entity upon dissolution of the Corporación.
- 2.40 ELECTRAGUAS is a decentralized public service entity with administrative autonomy and its own juridical personality and capital contributed directly or indirectly by the State. Its headquarters is located in the city of Bogota.
- 2.41 ELECTRAGUAS functions mainly as a holding company and its capital is largely invested in 15 companies (departmental affiliates) engaged in the production and sale of electric power, including the CHEC.

- 2.42 Among other objectives of ELECTRAGUAS is the financing of affiliated electrical companies, through either capital contributions or direct loans or as guarantor of loans obtained by the affiliates.
- 2.43 ELECTRAGUAS currently receives from the government the allocations approved by Congress for electric development. ELECTRAGUAS has agreed to finance, chargeable to these funds, part of the total cost of the San Francisco project, up to Col.\$35 million, which will be used entirely to cover local costs.
- 2.44 The IDB has to date granted loans to the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico, principal shareholder of the CHEC, aggregating US\$11.2 million to finance the Prado River hydroelectric project (up to US\$8 million) and expansion of the Tibú thermoelectric plant (Colombian-Venezuelan integration) up to US\$3.2 million.

III. THE PROJECT

A. Program

- 3.01 The CHEC program is included in the Development and Economic Diversification Plan of the Department of Caldas, under which the company has constructed the La Esmeralda and La Insula plants. The next stage of this program is the San Francisco hydroelectric project, which would harness the Campo Alegre and Chinchiná Rivers and would eventually be expanded by diverting the waters of the San Francisco River to the plant.

B. Project Description

- 3.02 The project consists of construction of the San Francisco hydroelectric plant near the city of Manizales, in the Department of Caldas, with a generating capacity of 90,000 KW. It calls for the installation of two units generating 45,000 KW each and two penstocks, including a series of supplementary 115-KV works for 33-KV and 13.2-KV subtransmission and feeding and for distribution in Manizales and other localities in the Department. Expansion of the plant by an additional 45,000 KW is considered in a second stage not included in this project through the installation of a third generator group and its penstock. The San Francisco plant would work in hydraulic series with the La Insula and La Esmeralda plants, both owned by the CHEC, and would constitute the last step in a phased harnessing terminating in the Cauca River.

C. Description of Works

- 3.03 This project would include the following essential basic works: a) at the generating plant: reservoir and dam, adduction and intake, penstocks, powerhouse, machinery and equipment, booster substation and other works; b) 115-KV lines and substations; c) subtransmission and distribution works; primary distribution in Manizales, 33-KV lines outside Manizales, 33-KV substations outside Manizales, 13.2-KV low tension installations, and other works.
- 3.04 A reservoir approximately 85 hectares in area would be formed to store 9,000,000 cubic meters with a maximum utilizable volume of 4.9 million cubic meters in a terrace extending to the foot of the La Esmeralda plant, about 200 meters above the level of the Cauca River. In order to form the reservoir, the ravine descending from the terrace to the Cauca River would be closed off with an earth dam. The dam would have a maximum height of 40 meters with a crest length of 372 meters. The total volume of the reservoir is calculated at 650,000 cubic meters.

- 3.05 An adduction canal 700 meters long with a capacity of 90 cubic meters per second would be built with a concrete sheath along the wet surface to conduct water from the reservoir to the penstocks. The canal would end in a surge tank, where a concrete structure would be located with intakes for three penstocks.
- 3.06 Steel penstocks with a diameter of 3.10 meters would lead from the intakes; the upper 68 meters of these penstocks would run underground as far as the first deadman. Only two pipelines would be installed above ground. The total length of each penstock would be 475 meters.
- 3.07 The power house would provide rooms for three generating groups and the assembly work control rooms and auxiliary switchboards, shop office and personnel services. The total constructed area would be 1,200 square meters. The waters would empty into the Cauca River through a discharge canal 20 meters wide.
- 3.08 Two generator groups would be installed and all preparations completed for subsequent installation of a third group. Each group would consist of a vertical-axis 360-rpm. Francis turbine and supplementary equipment.
- 3.09 The booster substation would be located near the power house and would be equipped with 7 13.8/115-KV monophasic transformers (17.7 MVA), 3 for each unit plus one in reserve. A simple system of 115-KV bars would be provided.
- 3.10 In addition, supplementary works for the plant would include access roads to the dam, the intake and the powerhouse, as well as connections with the public highway, a railroad siding and houses for the operators.
- 3.11 A 115-KV double circuit line 2.8 km. long would be installed to connect the San Francisco plant, at the La Esmeralda substation, to the present high-tension system, and another 115-KV single-circuit line 18 km. long from La Insula to Manizales, boosting the current load to 33 KV. A 115/33-KV transformer substation would be installed at the entrance to the city of Manizales. A new 115/33-KV transformer bank (15 MVA) would be installed in the La Rosa substation.
- 3.12 A 33-KV double-circuit half-ring would be built in steel towers over a distance of 10 kms. to supply three new substations located in the outskirts of Manizales.
- 3.13 A new 33-KV line 40 km. long would be installed between La Insula and Quinchía.
- 3.14 Outside of Manizales, 2 new substations would be built and 6 33/13.2-KV substations would be expanded.

- 3.15 Two hundred kilometers of three-phase single-circuit 13.2-KV line would be built at the terminal points of the system or as suburban extensions of various distribution systems. In addition, 300 13.2 low-tension distribution transformers would be installed.
- 3.16 Lastly, a number of buildings for storehouses, workshops, laboratories, garages and other general services with a total area of more than 4,000 square meters would be built on the terrain of the proposed 115-KV substation in Manizales.

D. Technical Assistance

- 3.17 Since a substantial improvement in the administrative organization and the accounting and financial information systems is required, it is recommended that experts be hired to study these aspects, make the pertinent recommendations and serve as advisers until the company personnel is familiar with the innovations. An amount equivalent to US\$80,000 has been included in the project to finance the cost of contracting these experts. Also proposed is the amount of US\$450,000 for contracting an engineering consulting firm to advise the CHEC during the construction period. (See 3.34.)

E. Total Project Cost

- 3.18 The total cost of the project, including technical assistance, interest and other financing charges on the loan during the construction period, is expected to amount to the equivalent of US\$16.9 million, of which US\$8.4 million would represent approximately the foreign exchange costs of goods and services from abroad. Presented below in summary form is an itemized breakdown of project cost.

(Equivalent in thousands of dollars)

	Foreign currency costs	Local currency costs	Total	%
A. <u>San Francisco Generator Plant</u>	<u>5,809</u>	<u>6,459</u>	<u>12,268</u>	<u>72.7</u>
i. Land and easements	-	74	74	0.4
ii. Civil works	-	5,004	5,004	29.7
iii. Machinery and equipment	5,359	486	5,845	34.6
iv. Engineering (studies and administration of works)	450	-	450	2.7
v. Camp and other costs	-	895	895	5.3
	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>	<u> </u>

(Equivalent in thousands of dollars)

	Foreign currency costs	Local currency costs	Total	%
B. <u>Transmission and Distribution</u>	<u>1,524</u>	<u>2,001</u>	<u>3,525</u>	<u>20.8</u>
i. 115-KV transmission line	113	92	205	1.2
ii. 115-KV substations	413	127	540	3.2
iii. Manizales primary distri- bution	261	201	462	2.7
iv. 33-KV lines and substations outside of Manizales	240	173	413	2.4
v. 13.2-KV and low-tension installations	355	1,052	1,407	8.4
vi. General buildings (warehouses, workshops, garages, etc.) in Manizales	-	170	170	1.0
vii. Indirect and general costs	<u>142</u>	<u>186</u>	<u>328</u>	<u>1.9</u>
C. <u>Other Costs</u>	<u>1,097</u>	<u>-</u>	<u>1,097</u>	<u>6.5</u>
i. Interest during construction	865	-	865	5.1
ii. Commitment fee	132	-	132	0.8
iii. Technical assistance (adminis- trative reorganization)	80	-	80	0.5
iv. Inspection and supervision costs	20	-	20	0.1
Total (A + B + C)	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>16,890</u>	<u>100.0</u>
%	49.9	50.1	100.0	

3.19 The estimated foreign currency costs for the project were based on current international prices, including a 10% margin for contingencies.

3.20 Local currency costs include a 25% allowance for contingencies and possible price fluctuations.

F. Financing Plan

3.21 The loan resources would be used to finance 48% of the total cost of the project, equivalent to 96.1% of total foreign exchange requirements. The local contribution would represent 52% of the total project cost and would finance 3.9% of foreign costs and 100% of local costs. The financing plan is summarized below:

(Equivalent in thousands of dollars)

	Currencies of Origin		Currencies of Use		Total (1+2+3+4)	%
	Foreign (1)	Local (2)	Foreign (3)	Local (4)		
A. IDB Loan	<u>8,100</u>	<u>-</u>	<u>8,100</u>	<u>-</u>	<u>8,100</u>	<u>48.0</u>
B. Local Resources	<u>330</u>	<u>8,460</u>	<u>330</u>	<u>8,460</u>	<u>8,790</u>	<u>52.0</u>
1. ELECTRAGUAS contribution	-	3,500	-	3,500	3,500	20.7
2. CHEC contribution	<u>330</u>	<u>4,960</u>	<u>330</u>	<u>4,960</u>	<u>5,290</u>	<u>31.3</u>
Total A + B	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>8,430</u>	<u>8,460</u>	<u>16,890</u>	<u>100.0</u>
%	49.9	50.1	49.9	50.1	100.0	

- 3.22 The IDB loan, totaling US\$8.1 million, would be utilized to cover foreign costs, roughly as follows:

(Equivalent in thousands of dollars)

i. Works	6,685
ii. Interest during construction	865
iii. Technical assistance (administrative reorganization, etc.)	80
iv. Inspection and supervision costs	20
v. Technical assistance (Syndibel)	<u>450</u>
Total	<u>8,100</u>

- 3.23 The CHEC contribution includes US\$198,000 for: a) imported materials for 115-KV lines and two 33-KV substations costing US\$114,000; b) a payment of US\$84,000 to the consulting firm of Syndibel for completed preliminary studies. The remaining US\$132,000 would be used to pay the commitment fee.
- 3.24 The local currency funds would include, in addition to the contribution and depreciation out of the CHEC's net profits, the expected yield of Col. \$4 million from the liquor tax during the years 1966-1969, to be contributed by the Department of Caldas, and Col. \$35,000,000 contributed by ELECTRAGUAS as new capital.
- 3.25 It has been predicted that the CHEC will have to borrow Col. \$12 million from ELECTRAGUAS to complete its contribution to the project owing to an expected shortage of funds during the construction period, particularly in 1967 and 1968. The CHEC will repay this loan to ELECTRAGUAS during the two years following the start-up of the San Francisco hydroelectric power station.

ELECTRAGUAS has notified the Bank of its decision to make the contributions referred to in this and the foregoing paragraph.

- 3.26 Disbursement of the IDB loan and of the CHEC's contributions to the project would be made as follows:

(Equivalent in thousands of dollars)

<u>Year</u>	<u>IDB</u>	<u>CHEC ELECTRAGUAS</u>	<u>TOTAL</u>	<u>%</u>
1965	-	793	793	4.7
1966	2,383	2,911	5,294	31.3
1967	3,147	2,677	5,824	34.5
1968	1,853	1,730	3,583	21.2
1969 (first half)	717	679	1,396	8.3
	<u>8,100</u>	<u>8,790</u>	<u>16,890</u>	<u>100.0</u>

G. Location of the Power Station and Engineering Plans

- 3.27 The project would be located on the Esmeralda terrace, on the right bank of the Cauca River, in Caldas Department. This site was chosen because the KTAM-OLAP consultants selected it in 1954 as offering the best prospects for natural expansion of the generating capacity provided by the La Insula and La Esmeralda hydroelectric power stations.
- 3.28 After conducting geological and hydrological research on the Esmeralda terrace, the consulting firm of Syndibel, of Brussels, decided that it was the best of several possible locations in the area, adding that it was ideally suited for future link-up with the Medellín, CVC and Bogota systems.
- 3.29 Furthermore, engineering consultant Carlos Vásquez, in his economic feasibility study of the San Francisco project, supported from the economic standpoint the decision to locate the project near the Cauca River close to the town of Manizales.
- 3.30 This project had originally been studied and recommended in 1954 by the consulting firm of KTAM-OLAP for joint execution with Esmeralda project. Subsequently, when construction of the Esmeralda station was nearing completion, the CHEC asked the Brussels consultant firm of Syndibel to perform the feasibility study, including designs, for the San Francisco project.
- 3.31 The Syndibel report, submitted in 1963, was divided into three parts: General Report, Detailed Draft Project and Specifications, and contemplated the construction in two stages of a plant equipped with four 22,500-KW groups.
- 3.32 In consequence of new projects for interconnection of the CHEC system, the CHEC asked Syndibel to perform a study of a variant project based on two 45-MW groups and covering the civil engineering and equipment to start-up of the station.

- 3.33 Syndibel submitted its report in February 1965, recommending a solution based on two 45-MW units, enlargeable by the addition of a third 45-MW unit, as a satisfactory economic and technical solution.

H. Project Execution

- 3.34 Under the contract signed by the CHEC and Syndibel in November 1964, the consulting firm would advise the CHEC on the preparation of bidding documents, study the proposals and take charge of the works, including factory inspections, the engineering designs and supervision during construction.
- 3.35 In view of the experience and reliability of Syndibel which, as mentioned, would supervise proper execution of the works as the CHEC's representative to contractors and suppliers, the appointment of a project engineer by the IDB would be unjustified.
- 3.36 The CHEC would execute the project in consultation with Syndibel and with ELECTRAGUAS, its principal shareholder.

I. Works Schedule and Procurement Program

- 3.37 The required term for bidding, construction of the dam, performance of the installation and assembly works leading to start-up of the two 45-MW alternator-turbine groups, and execution of the transmission, subtransmission and distribution installations, would be 3-1/2 years. Nevertheless, an extension of an additional six months might well be considered to allow for any delay in execution of the project.
- 3.38 The enterprise would duly submit a works schedule, a detailed procurement program and an investment plan.

J. Procedure for the Procurement of Goods and Services

- 3.39 The civil works of the power station would be divided, for bidding purposes, into four principal sections depending on the site and nature of each job.
- 3.40 The supply and installation of equipment would be awarded under a bidding procedure, and it is expected that 8 principal contracts will be let for sluice-gates, penstocks, turbines, alternators, power transformers, etc.
- 3.41 Bids would be invited for other equipment and materials for transmission and distribution installations depending on their nature: conductors, insulators, transformers, etc. The transmission and subtransmission lines would be built and large substations assembled under local contracts. The small assembly and general distribution work would be done directly.

- 3.42 Except for the work to be done directly, chiefly distribution-line extensions, the other works and acquisitions will be performed under contracts awarded in public bidding procedures in accordance with the legal provisions of Law 4 of 1964.
- 3.43 The debtor would award the orders for works, equipment and materials to bidders on the basis not only of the lowest price, but also of the experience of the bidders, the time allowed for construction and for delivery of equipment and materials, and payment terms.

IV. JUSTIFICATION OF THE PROJECT

A. Technical Feasibility

- 4.01 The Technical Report attached to this document concludes from the available information and data that the project is technically feasible so that, from this point of view, IDB financial assistance is justified.
- 4.02 The civil structures it is proposed to build and the machinery, equipment and materials to be acquired are considered adequate for their purpose, and their respective budgets have been estimated at reasonable prices, including suitable percentages to cover unforeseen rises in the purchase price of those goods.
- 4.03 The technical studies and designs were prepared by the Brussels consulting firm of Syndibel, which is highly experienced, enjoys a sound international reputation and has successfully completed similar work on other electric power projects in Colombia.
- 4.04 Syndibel would direct the works, perform the factory inspections, prepare the engineering designs and exercise supervision during construction.
- 4.05 The technical staff of the borrower is qualified to operate a hydroelectric power station, since it has been successfully operating other such stations and the transmission and distribution installations of the CHEC.
- 4.06 The local costs have been computed on the basis of current domestic prices in mid-1965, including a 25% margin for contingencies.

B. Financial Position Forecast

- 4.07 The following table is an extract from the proforma profit-and-loss statements, for the first two complete years during which the San Francisco hydroelectric power station is expected to be in operation.

Proforma Profit-and-Loss Statements
(In thousands of US\$)

	<u>1971</u>	<u>1970</u>
<u>Electric Power Sales</u>	5,000	4,800
<u>Other revenue</u>	<u>170</u>	<u>150</u>
Total operating revenue	5,170	4,950
<u>Less:</u>		
<u>Operating Costs</u>	<u>2,290</u>	<u>2,240</u>
Net operating revenue	2,880	2,710
<u>Less:</u>		
<u>Interest</u>	<u>602</u>	<u>653</u>
<u>Net profit for the year</u>	<u><u>2,278</u></u>	<u><u>2,057</u></u>

- 4.08 The following table shows the extent to which the project will increase the return to the enterprise from its fixed investment, following deduction of depreciation:

(Equivalent in millions of dollars)

	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>
A. Fixed investments	17.3	31.5	30.8
B. Net operating revenue	0.8	2.7	2.9
C. Return B/A	4.6%	8.6%	9.4%
D. Net profit for the year	0.5	2.1	2.3

- 4.09 As can be seen in the table contained in paragraph 4.07, net operating revenue for the years 1970 and 1971 are 54.7% and 55.7% respectively, of total operating revenue estimated for those years.
- 4.10 Furthermore, net profits amount to 41.6% and 44.1%, respectively, of total operating revenues for 1970 and 1971 after deduction of interest charges.
- 4.11 The enterprise's cash-flow projection table, Annex D of the Financial Report, indicates that the funds accumulated by the CHEC between 1965

and 1968 will not be sufficient to enable it to complete its contribution to the project, and that it will have to borrow a total of approximately Col.\$12 million from ELECTRAGUAS.

- 4.12 The cash-flow projection table also indicates that the CHEC would be in a position to repay the loan to ELECTRAGUAS during 1970 and 1971.
- 4.13 Lastly, the cash-flow projection shows that the enterprise would be in a position to make good its contribution to execution of the project, and subsequently to repay the loan requested from the IDB in full, including interest, as recommended.

C. Factor Availability

- 4.14 Construction materials and labor would be available in sufficient supply, satisfactory quality and at reasonable prices. Moreover, there are enough contractors in the country from which to make an adequate selection for execution of the civil works.

D. Economic Justification of the Project

- 4.15 The San Francisco hydroelectric power station project is highly important to economic development of the country and particularly to the Department of Caldas, which it would develop industrially, thereby contributing to economic decentralization of the country.
- 4.16 The project would not only contribute to exploitation of the potential resources of the Department of Caldas, but would also tend to retain there local labor that would otherwise emigrate to the industrial centers of Bogota, Medellín and Cali.
- 4.17 It should be pointed out that this project is part of the Five-Year Development and Economic Diversification Plan for 1964-1968 launched by Caldas Department to reduce the dependence of the local economy on coffee production.

E. Summary of the Colombian Economic Situation

- 4.18 Over-all economic growth during 1960-64 was 4.6%, less than the programmed rate of 5.6% as an annual average for that period. In 1964, the rate was 4%. Growth of the per capita product amounted to 1.2% (average for 1960-1964, 1.8%) as compared to the 2.5 target set by the Charter of Punta del Este.
- 4.19 Slow expansion in the agricultural sector was the chief factor in the low GDP growth rate for 1960-64. Agriculture showed a decline in absolute terms in 1963, turning upward in 1964 to achieve 4.3%, the peak

level for the period. Beginning in 1962, the electricity, gas and water sector progressed rapidly, recording the highest rates attained by the economy in each of the past three years.

- 4.20 Gross capital formation declined in real terms in 1963, compared to 1962, as a result of lower investments by the public sector; a recovery in 1964 amounted to a gain of 5.9%, owing chiefly to the increase in public investment, since the private sector showed a drop in constant terms for investment in that year.
- 4.21 The situation with regard to inflation showed a comparative improvement during 1964, with the rise in consumer prices decreasing from 33% in 1963 to 10% in the latter year. During 1965, the index rose 1.6% for the first three months, whereas 3.2% was recorded in the next two months, giving a 4.8% increase in the index from January to May of this year.
- 4.22 In order to obtain additional resources to offset the deficit predicted for 1965, the Minister of Finance sent to Congress bills designed to bring in additional income totaling 405 million pesos. However, the then Minister of Finance estimated that even if these measures were approved, the deficit would total 990 million pesos, representing 22% of national government receipts. Since these measures were not approved, the Executive Branch, exercising its emergency powers under the current martial law, on September 4, 1965, issued executive decrees a) sanctioning an additional income tax of 15% in 1965 and of 10% in 1966; b) requiring taxpayers to subscribe development bonds representing 5% of their total income tax payments for 1964, and c) authorizing the government to issue 300 million dollars in development bonds.
- 4.23 In October 1964, the Bank of the Republic suspended its operations aimed at supporting the external value of the Colombian peso on the free market; despite inflation, these operations have served to stabilize the exchange quotation of 10 pesos per dollar on the free market during 1963 and 1964. As a result of this suspension, the free exchange rate for the Colombian peso has dropped off sharply, with quotations fluctuating constantly. The value of the free dollar as of September 1, 1965, was 18.87 pesos per dollar, which can be compared to 9 pesos to the dollar in the certificates market for imports. The difference between the two exchange rates, largely the result of an exaggerated demand for dollars, has produced serious distortions in the exchange system. The current month of September has witnessed the creation of two exchange rates for imports; the preferential rate, which adheres to the rate of Col.\$9 per US\$1, and the intermediate rate of Col.\$13.5 per US\$1.
- 4.24 It should be noted that, in addition to these two, the following rates also exist: a) 8.50 pesos per dollar for coffee exports; b) 7.67 pesos for petroleum exports; c) 13.50 pesos for minor exports (including all

exports except coffee and petroleum) with less than a 50% import content; d) 9 pesos for 90% of foreign exchange earnings on minor exports with more than a 50% import content (the remaining 10% may be sold on the free market).

- 4.25 Gross foreign exchange reserves of the Bank of the Republic gradually declined to 113.3 million dollars in June 1965, as compared to 124 million in December 1964. The latest stand-by agreement with the International Monetary Fund, signed in February 1964 for 10 million dollars, was suspended in July of that same year after 7.5 million dollars had been utilized. No negotiations have been initiated in this connection.
- 4.26 It should be noted that the favorable balance obtained on the goods account during 1964 resulted from a significant rise in international coffee prices. The same situation cannot be expected this year, since world prices have fallen off, leading to a reduction in the quotas assigned to each country and the possibility of a further reduction. In the light of this situation and of the decline in exports during this year, with approval of registered exports from January to April running 153 million dollars behind the corresponding period in 1964, the government was forced to curtail the approval of registered imports. This restriction of imports has resulted in a scarcity of industrial raw materials, causing some plants, to close down temporarily and others to dismiss part of their labor force. There are 36 factories in this situation in Medellin, about 30 factories in Cali, 6 in Barranquilla, 10 in Pereira and 1 in Cartago, with no information available on Bogota. In order to avoid the aggravation of social tensions that could result from this circumstance, the Ministry of Labor has had to exert heavy pressure on industrial employers to prevent large-scale lay-offs.
- 4.27 One of the most graphic indices of the present situation in the country is employment. A survey conducted by the University of the Andes on the total labor force in Bogota and the percentage currently unemployed (those actively seeking but unable to find employment) showed the following results:

	<u>February 1964</u>	<u>February 1965</u>
Number of unemployed (thousands)	31.3	49.3
Percentage of unemployment	6.6	9.1

In addition, the Ministry of Labor has estimated the total number of unemployed in the country at 500,000, or 8.9 of a total work force of 5,600,000.

- 4.28 In his message to Congress on July 20, the President of the Republic requested authorization for emergency measures to resolve the present national crisis; the most important are:

1. Reduction of government outlays, including authority to curtail public employment, eliminate and reorganize the decentralized State agencies.
2. Renegotiation of the external public and private and the internal public debt.
3. Imposition of new and revision of existing taxes. The "ponque" or tax package sent to Congress by the Executive Branch four months ago would serve as a point of departure, since the package itself cannot cover the deficit.
4. Modification of the exchange system with respect to imports by consolidating certain important products within a new classification for exchange rate purposes.
5. Encouragement to the repatriation of Colombian capital through the cancellation of assessed taxes, among other measures.
6. Urban improvements, including construction of low-cost housing, slum-clearance and other employment-generating programs.

F. Relationship of the Project to National Development

- 4.29 The 1960-70 Economic Development Plan, whose 1964 goals were not fulfilled, traced the lineaments of the strategy to be followed in the electric power sector, as follows: a) install sufficient generating, transmitting and distributing facilities to supply the public-service and industrial demand in all towns of more than 1,500 inhabitants; b) expand subtransmission and distribution installations to satisfy part of the shortage in the rural sector, and c) make a beginning on the nation-wide interconnection network and on certain interdepartmental interconnections.
- 4.30 The growth rate of the sector during 1960-63 was 15%, including electricity, gas and water, thus exceeding the 14% rate scheduled under the Plan and outstripping all other sectors during the period. Thus, the goals set in the Plan for the electric sector are being satisfactorily fulfilled.
- 4.31 The French Technical Mission, to which the Colombian Government in 1960 entrusted the preparation of the 1965-1975 Electrification Plan, determined the specific projects needed to fulfill the Plan and concluded that there should be an installed capacity of 2,900,000 KW by 1970, with that capacity expected to total 1,562,000 KW in 1965. The San Francisco hydroelectric power station is on the list of projects recommended for execution during the period of the Electrification Plan.

G. Relationship of the Project to Local Economic Growth

Economic Characteristics

- 4.32 The project under consideration spans most of Caldas Department: The CHEC system serves 36 towns in the Department.
- 4.33 Caldas has an area of 12,963 Km² and its population was estimated at 1,465,000 in 1964, or 9.5% of the national total. It is estimated that 49% of the population is rural.
- 4.34 The economically active population is distributed as follows: agricultural sector 37%, manufacturing 7%, services 8%, commerce 42%, transportation and communications 2%, extractive industries 1%, and the remainder in construction and public services.
- 4.35 The principal economic activity of Caldas is agriculture, and it may be regarded as a typical coffee-growing department. Coffee production accounts for 60% of the value of agricultural output and there are about 63,000 farms growing this crop on a total of 230,000 hectares, which implies the existence of small farms, most of them worked by their owners.
- 4.36 Other agricultural products of the area are: plantains, sugar cane, cacao, cotton, rice, barley and cattle. Industry has been growing rapidly in Caldas over the last few years, particularly in the cities of Manizales, Pereira and Armenia. The value of industrial production in the project area represents 12% of national industrial output, and in 1964 there were 684 enterprises employing a total of 13,000 workers. The principal industries are textiles, foodstuffs, cement and iron and steel products.

Caldas Development and Economic Diversification Plan

- 4.37 The heavy dependence of the department's economy on coffee led the departmental government to prepare a Five-Year Development and Economic Diversification Plan for 1964-1968. Broadly speaking, the goals of the Plan are as follows:
 - a. To achieve a mean annual growth rate of 6.4% and create 41,000 new jobs during the period;
 - b. To reduce the relative share of coffee production to 12% of the aggregate value of departmental output by diversification into poultry, dairying, plantains, yucca, sugar cane and the planting of trees for lumber, and for pulp and paper production;
 - c. To expand the industrial sector by the establishment of new and the enlargement of existing plants, for which the principal source of financial assistance will be the Caldas Financial Corporation;

- d. To invest directly 1,760 million pesos for execution of the program in 1964, distributed as follows: agriculture 45%, industry 27%, social projects and infrastructure 28%.
- 4.38 The National Coffee-Growers Federation and the Coffee Bank, the Caldas Financial Corporation, the Agrarian Credit Fund and the Colombian Agrarian Reform Institute have jointly set up an agency called the "Development Fund for Diversification of Coffee-Growing Districts" to coordinate execution of the five-year program.
- 4.39 The contribution of electric power projects to the product is generally very great owing to their part in industrial development and in economic activity throughout the country. In the specific case of the Caldas Department, great importance would attach to this project in view of the emphasis placed in the current Economic Diversification Plan to the execution of industrial projects, which implicitly include expansion of the electric power supply. Moreover, this project will bring potential economic resources into the gross product of the current economy, an important prerequisite for development.
- 4.40 One interesting aspect of the project is its projected increase in productivity; the ratio of power supplied to fixed capital will rise from 1.2 KWH/peso in 1965 to 1.6 in 1970 and 1.8 in 1974.
- 4.41 In studying demand, separate consideration has been given to a) consumers directly served by the CHEC, b) towns to which the CHEC makes block sales, and c) sales to the CVC.
- 4.42 For the first group, historic growth suggests an urban per capita consumption of 143 KWH in 1968 (the national average is 250 KWH/inhabitant), which would rise after 1969 at an average rate of 7% per annum; total consumption (urban and rural) from direct sales is expected to grow at a rate of 11% towards 1970, in which year it might reach 193,000 MWH.
- 4.43 The second group includes 18 cities to which block sales of energy total 26,900 MWH. The cities of Pereira and Armenia must also be included, since they will grow at an annual average rate of 11% starting in 1965. This brings block sales to a total of 109,000 MWH by 1970. Lastly, this figure is raised to a total of 119,000 MWH by the addition of 10,000 MWH for the Caldas cement factory.
- 4.44 As regards block sales to the CVC, the CHEC is expected to sell about 200,000 MWH to this customer when the San Francisco power station becomes operational in 1969.
- 4.45 Sales to these three groups are expected to aggregate 512,000 MWH in 1970. The 270,000-MWH capacity of San Francisco would raise the energy supply to about 575,000 MWH. The foregoing considerations fully justify construction of the San Francisco power station.

- 4.46 The energy distributed directly by the CHEC is consumed mostly in the residential sector, which is followed in importance by the industrial; however, it should be pointed out that commercial consumption shows the most impressive growth over the last three years. It can also be observed that current consumption figures tend to resemble the national pattern. The annual increase in sectoral consumption during 1963-1965 was as follows:

<u>Type of Consumption</u>	Percentages of Annual Consumption Increase
	<u>1963-65</u>
Residential	12.9
Commercial	35.3
Industrial	2.2
Public Lighting	11.2
Others	-
Mean rate	9.8

- 4.47 It should be pointed out that the general level of rates rose in October 1963. The mean selling price of energy distributed by the CHEC (excluding block sales to other electric power enterprises in Caldas and to the CVC) has climbed close to 50%, which is in keeping with the general rise in prices throughout the economy, the cost-of-living index having gone up 51% during the same period. The increase in the mean selling price to consumer categories is as follows: residential 38.8%, commercial 41.2%, industrial 50%. A comparison of increases in average selling prices with annual growth rates by types of consumer suggests that the 1963 increase made no allowance for an incentive policy for the industrial sector, an aspect which should be considered if the plan for the economic reactivation of Caldas is to be successful. It can be pointed out, however, that the mean selling price per KWH is still lower for the industrial than for the domestic and commercial sectors.
- 4.48 The substitution of the electric power to be provided by this project for other fuels and the advantages of the proposed power station over a thermoelectric alternative could yield gross foreign currency savings of approximately US\$0.8 million, which could later climb to US\$1.1 million as a result of the proposed expansion of generating capacity to 400,000 MWH. It should be noted that these computations include only unconsumed fuel and take no account of other factors affecting the cost of alternative projects (operating costs, financial servicing, etc.) that could lead to net savings by this project.

H. National Debt-Servicing Capacity

1. External Public Debt

- 4.49 Over the past ten years, long-term external public debt payable in foreign currency has been increasing at a very rapid rate, as shown in the following table, averaging 14% per annum. It should be noted that foreign indebtedness has expanded much faster in recent years, with an average annual rate of 25% recorded in 1960-64. This growth rate is much higher than the figure for Latin America as a whole.

COLOMBIA: External Public Debt
(Equivalent in millions of dollars)

1955 - 276.2	1960 - 376.8
1956 - 280.8	1961 - 466.1
1957 - 448.6	1962 - 638.8
1958 - 458.9	1963 - 745.3
1959 - 395.1	1964 - 922.5

Source: Avramovic, D.: Economic Growth and External Debt.

- 4.50 Long-term external public debt payable in foreign exchange, including unutilized balances, totaled 895.1 million dollars as of June 30, 1965, or 70.6 million dollars more than estimates to June of the previous year. In addition to this sum, there is a debt of 95 million dollars outstanding with the International Monetary Fund and an unguaranteed short-term private debt estimated at 168.1 million dollars. Total public and private debt thus amounts to a total of 1,158.2 million dollars.
- 4.51 The long-term external public debt payable in foreign exchange is broken down in the following table:

COLOMBIA: External Public Debt
(Equivalent in millions of dollars)

Including loan portions unutilized as of December 31, 1964,
with principal new obligations contracted between
January 1 and June 30, 1965

<u>Source</u>	<u>Total</u>	<u>Excluding disbursements pending</u>	<u>Disbursements pending</u>	<u>Principal new obligations from January 1 to June 30, 1965</u>
<u>Total</u>	<u>895.1</u>	<u>570.8</u>	<u>313.4</u>	<u>10.9</u>
Bonds	37.5	37.5	-	-
Private debt (gov't. guarantee)	145.5	92.9	52.6	-
IBRD loans	322.5	198.1	124.4	-
IDA loans	19.5	8.4	11.1	-
IDB loans	44.9	16.7	17.3	10.9
U. S. Government loans	313.9	215.4	98.5	-
a. EXIMBANK	100.9	78.5	22.4	-
b. AID	213.0	136.9	76.1	-
Loans from other governments	11.3	1.8	9.5	-

Source: IBRD, other international agencies and governments.

2. Evaluation of National Capacity for External Debt Service

- 4.52 In 1965, service on the long-term external public debt payable in foreign currency will require 102.9 million dollars, or about 15% of the value of goods and service exports for this year (taking into account balance-of-payment projections prepared by the Bank of the Republic). Towards 1970, this percentage will decline to 8% of all exports of goods and services. However, it should be noted that these figures include neither payments to the International Monetary Fund, which will amount to 18 million dollars in 1965 and to 77 million in 1966, nor unguaranteed private debts. In short, despite heavy pressure in 1965 and 1966, servicing will subsequently decrease to normal levels.

External Debt Service
Debt Payable in Foreign Currency
(Equivalent in millions of dollars)

<u>Item</u>	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>
Principal	79.0	66.1	54.5	50.9	40.3	35.1
Interest	<u>23.9</u>	<u>25.7</u>	<u>27.2</u>	<u>25.1</u>	<u>26.2</u>	<u>21.5</u>
Total	102.9	91.8	81.7	76.0	66.5	56.6
Percentage of exports of goods and services computed for 1965 (US\$700,000,000)	15	13	12	11	9	8

Source: International Bank for Reconstruction and Development, other international agencies and U. S. Government agencies.

- 4.53 The foreign debt position is serious, considering that 462.7 million dollars, or 38% of the total debt, will have to be paid out in amortization or the short- and long-term foreign debt over the next three years. Of this figure, US\$199.6 million is earmarked for long-term public debt, US\$95 million for the IMF and 168.1 million for unguaranteed short-term private debt, all subject to the corresponding interest. In addition, a higher deficit on current account can be anticipated as a result of the export position outlined above and the pressure exerted by imports. The value of imports during the first quarter of 1965 was greater than during the corresponding period of 1964, and there is also a considerable backlog of applications for imports at the Board of Foreign Trade.
- 4.54 As a result of the external debt burden during 1965 and 1966, the government has indicated the need for refinancing. It may be emphasized that not only can the balance-of-payments position grow worse if insufficient capital is received, but, at the same time, heavier pressures will be brought to bear on the level of economic activity and employment. Accordingly, it is recommended that the Fund for Special Operations be resorted to for projects which do not directly serve to improve the balance of payments, and that, in granting grace periods, amortizations to 1968 should be held as low as possible.

V. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

- 5.01 In view of the fact that there are no technical, economic, financial or legal impediments to the execution of the project, that the Central Hidroeléctrica de Caldas, S.A. has payment capacity and legal capacity to contract foreign loans, and that its experience and reputation qualify it as creditworthy, it is recommended that it be granted a loan of up to the equivalent of US\$8.1 million from the Bank's ordinary capital resources to finance part of the cost of constructing and installing the San Francisco hydroelectric power station and its complementary transmission and distribution facilities.
- 5.02 It is also recommended that the loan and guarantee contracts, as the case may be, include the following conditions, in addition to those stated in the proposed resolution, to be complied to the satisfaction of the Bank:
- (a) That, prior to the first disbursement, the debtor present the following documents:
 - (i) The commitment of the competent Colombian authority to grant the appropriate licenses for the acquisition of goods and services required under the project and payable in foreign currency;
 - (ii) Proof that the loan has been recorded in the División de Registro de Cambios of the Superintendencia de Comercio Exterior of Colombia;
 - (iii) A work calendar, a detailed investment plan, a list of goods and services and a procurement program;
 - (iv) A contract between the debtor and the Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico of Colombia, establishing the following:
 - (1) The form and conditions under which the said Instituto will make effective its contribution of up to the equivalent of US\$3.5 million in Colombian pesos to the Central Hidroeléctrica de Caldas;
 - (2) The form and conditions in which the Instituto will make available to the debtor, as a loan, an amount of up to the equivalent of US\$1.2 million in Colombian pesos, during the period of execution of the project.

- (b) Prior to the first disbursement, the debtor shall hire consultants to advise in the improvement of the administrative and financial organization of the enterprise and assist it in the practical implementation of their recommendations. The procedure for selection of the consultants, the identity of the consultants selected, the terms of reference and the draft of the contract to be signed with them shall be subject to the prior approval of the Bank. Up to US\$80,000 of the loan funds may be used for these purposes.
- (c) That the debtor shall receive continuous advisory services during the construction period from a firm of engineering consultants. The contract of such firm and its terms of reference shall be approved by the Bank prior to the first disbursement. Up to US\$450,000 of the loan funds may be used for this purpose.
- (d) That the debtor shall carry out such recommendations of the consultants and the engineering firm referred to under paragraphs (b) and (c), as have been accepted by the debtor and approved by the Bank. The debtor shall begin the practical implementation of these recommendations within not longer than 3 months after their date. If the recommendations prove unacceptable to the debtor, it shall propose, within the same period, alternate measures to achieve the same purposes.
- (e) That the debtor shall agree to maintain, beginning January 1970, an adequate ratio of current assets to short-term liabilities and that the difference between current assets and current liabilities shall not be less than twice the average value of monthly billings.
- (f) That the debtor shall agree not to contract, during the life of the loan, debts of longer than one year maturity without the Bank's prior approval.
- (g) That the investments made by the debtor in the project prior to the date of the contract but subsequent to January 1, 1965, and up to the equivalent of US\$114,000, as well as the costs of the studies performed by the consultant firm Syndibel prior to the signing of the loan contract and up to an amount equivalent to US\$84,000, may be considered as part of the debtor's contribution to the financing of the project.
- (h) That up to the equivalent of US\$20,000 be earmarked from the loan funds to cover costs of inspection and supervision.
- (i) That the debtor may carry out by force account certain assembly works and others which, by their nature, do not require the use of contractors, with the prior approval of the Bank in each case.

- (j) That up to the equivalent of US\$20,000 be earmarked from the loan funds to cover costs of inspection and supervision.
- (k) That the debtor may carry out by force account certain assembly works and others which, by their nature, do not require the use of contractors, with the prior approval of the Bank in each case.

COLOMBIA: Préstamos aprobados por el BID al
31 de agosto de 1965
(en millones de dólares)

<u>Prestatario, fecha de aprobación y número del préstamo</u>	<u>Destino</u>	<u>Total</u>	<u>Desembolsos</u>
<u>Total A + B + C</u>		<u>119.5</u>	<u>47.0</u>
A. <u>Capital Ordinario</u>		<u>61.7</u>	<u>23.4</u>
Corporación Financiera Colombiana de Desarrollo Industrial 4/9/61 - 5/OC-CO	Desarrollo de in- dustrias pequeñas y medianas	0.6	0.6
Empresas Públicas de Medellín 4/9/61 - 6/OC-CO	Ampliación y mejo- ramiento de sumi- nistro de agua po- table	5.3	4.5
Empresas Públicas Municipales de Cartagena - 6/15/61 - 9/OC-CO	Ampliación y mejo- ramiento del sis- tema de acueducto y alcantarillado	6.0	4.1
Gobierno de Colombia - Departamento Administrativo de Planeación y Ser- vicios Técnicos - 9/6/61 - 23/OC-CO	Asistencia Técnica - Estudios específicos de factibilidad	0.5	0.03
Celulosa y Papel de Colombia, S. A. 1/18/62 - 41/OC-CO	Adquisición de ma- quinaria y equipo	1.0	0.7
Instituto Nacional de Fomento Muni- cipal - 7/12/62 - 50/OC-CO	Expansión de servi- cios de agua pota- ble y alcantarillado	0.4	0.4
Gobierno de Colombia - Planta de Soda de Cartagena - 4/9/63 - 64/OC-CO	Financiar adquisición maquinaria, equipos y costos de instalación	12.0	10.6
Banco de la República (Fondo de In- versiones Privadas) 10/10/63 - 72/OC-CO	Fomento de pequeñas y medianas empresas industriales y agrí- colas	3.0	0.6
Empresa Puertos de Colombia 12/5/63 - 77/OC-CO	Rehabilitación y ampliación del Puerto de Buenaventura	10.0	1.8
Industrial Agraria "La Palma", S.A. 8/28/64 - 99/OC-CO	Plantación de 5000 hectáreas de palma africana	1.2	-

<u>Prestatario, fecha de aprobación y número del préstamo</u>	<u>Destino</u>	<u>Total</u>	<u>Desembolsos</u>
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) 11/19/64 - 106/OC-CO	Proyecto hidroeléctrico Río Prado	8.0	0.06
Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS) 12/3/64 - 107/OC-CO	Ampliación de la Central Termoeléctrica de Tibú (integración Colombo-Venezolana)	3.2	-
Empresa Puertos de Colombia 1/28/65 - 111/OC-CO	Ampliación de los Puertos de Barranquilla, Cartagena y Santa Marta	5.0	-
ENKA de Colombia, S. A. 8/26/65 - 121/OC-CO	Fibras e hilos sintéticos	5.5	-
B. <u>Fondo para Operaciones Especiales</u>		<u>7.9</u>	<u>0.8</u>
Corporación Autónoma Regional de los Valles del Magdalena y del Sinú - 5/11/62 - 21/SF-CO	Estudios para desarrollo regional	0.7	0.2
Instituto Nacional de Fomento Municipal - 7/12/62 - 23/SF-CO	Expansión acueductos y alcantarillado	2.5	0.6
Empresas Públicas de Medellín 4/15/65 - 55/SF-CO	Ampliación de acueductos	4.7	-
C. <u>Fondo Fiduciario de Progreso Social</u>		<u>49.9</u>	<u>22.8</u>
Empresas Municipales de Cali 10/26/61 - 9/TF-CO	Ampliación de sistemas de agua potable	2.4	2.1
Instituto de Crédito Territorial 11/16/61 - 10/TF-CO	Viviendas para familias de bajos ingresos	15.2	13.6
Empresas Municipales de Cúcuta 11/22/61 - 11/TF-CO	Ampliación de sistemas de agua potable y alcantarillado	5.2	3.3
Instituto Nacional de Fomento Municipal - 7/12/62 - 37/TF-CO	Ampliación de sistemas de agua potable y alcantarillado	8.5	3.0

Prestatario, fecha de aprobación
y número del préstamo

Universidad Nacional
4/30/64 - 77/TF-CO

Destino

Equipo y material de
laboratorios para la
unidad de ciencias
básicas

Total

Desembolsos

1.1

0.1

Fondo de Desarrollo y Diversifi-
cación de Zonas Cafeteras y Fede-
ración Nacional de Cafeteros
5/21/64 - 79/TF-CO

Diversificación
agrícola - Depto.
de Caldas

7.0

0.7

Instituto de Crédito Territorial
10/8/64 - 93/TF-CO

Viviendas para fa-
milias de bajos
ingresos

7.5

-

Instituto de Crédito Territorial
12/24/64 - 98/TF-CO

Viviendas para fa-
milias de bajos in-
gresos

2.5

-

Universidad del Valle
6/10/65 - 112/TF-CO

Plano general y pla-
nos de construcción
de edificios

0.5

-

DOCUMENTO DEL BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO
SOLAMENTE PARA USO OFICIAL

INFORME TECNICO

Proyecto Central Hidroeléctrica San Francisco y Ampliación
del Sistema de Transmisión y Distribución - CHEC

COLOMBIA

División Análisis de Proyectos
Agosto, 1965

INDICE

	<u>Página</u> <u>Número</u>
1. <u>RESUMEN Y CONCLUSIONES</u>	1
Recomendación	3
2. <u>ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN CALDAS</u>	3
3. <u>CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. (CHEC)</u>	5
4. <u>PROGRAMA DE DESARROLLO - PROYECTO HIDROELECTRICO SAN FRANCISCO (1966-1969)</u>	9
4.1 Antecedentes	9
4.2 Central Generadora San Francisco	11
4.3 Líneas y Subestaciones de 115 KV	13
4.4 Obras de Subtransmisión y Distribución	14
5. <u>EJECUCION DEL PROGRAMA</u>	15
6. <u>INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO</u>	16
7. <u>FACTIBILIDAD ECONOMICA</u>	20
7.1 Mercado	20
7.2 Tarifas	21
7.3 Resultados de Explotación	22
7.4 Costo de Producción de la Central San Francisco ...	23

CUADROS

No. 1 - CHEC - Datos Operativos.	
No. 2 - CHEC - Detalle de Ventas de Energía.	
No. 3 - CHEC - Resultados de Explotación.	
No. 4 - CHEC - Costo Estimado Programa de Obras (1966-1969).	
No. 5 - CHEC - Programa de Inversiones y Desembolsos.	
No. 6 - CHEC - Resumen Presupuesto de Inversiones y Plan de Financiamiento (Programa Obras 1966-1969).	
No. 7 - CHEC - Pronóstico de Resultados de Explotación.	
No. 8 - CHEC - Proyección de Disponibilidades y Requerimientos de Caja.	
<u>GRAFICOS:</u> CHEC - Esquema General del Sistema 115 y 33 KV (1965) p. 5a.	
CHEC - Central San Francisco - Disposición General del Proyecto	p.10a.
... ..	

INFORME TECNICOCOLOMBIAProyecto Central Hidroeléctrica San Francisco y Ampliación
del Sistema de Transmisión y Distribución - CHEC1. RESUMEN Y CONCLUSIONES

Central Hidroeléctrica de Caldas, S.A. (CHEC), entidad de electrificación del Departamento de Caldas, filial del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS), ha solicitado al BID un préstamo para financiar la construcción de la Central Hidroeléctrica "San Francisco", junto al Río Cauca, y de diversas obras de ampliación del sistema eléctrico operado por dicha Empresa, de acuerdo con un programa que podría cumplirse entre 1966 y mediados de 1969.

La inversión total que representa el programa de obras por ejecutar, incluidos los cargos financieros del préstamo solicitado, se estima en 16.9 millones de dólares equivalentes, de los cuales 8.1 millones de dólares, para gastos en moneda extranjera, serían financiados por el BID. El saldo de la inversión, estimado en 330 mil dólares en moneda extranjera, más 49.6 millones de pesos colombianos, se financiaría en su mayor parte con un aporte de capital de ELECTRAGUAS, principal accionista de CHEC, y el resto con recursos propios de esta Empresa, provenientes de la explotación eléctrica.

El préstamo del BID por 8.1 millones de dólares, que equivale al 48 por ciento de la inversión total, se destinaría a la adquisición de materiales y equipos importados para la central generadora, para líneas de transmisión y distribución y para subestaciones transformadoras de alta y mediana tensión. En la suma indicada se incluyen también los intereses del préstamo durante el período de construcción, los servicios de ingenieros consultores y el costo de una asistencia técnica destinada a mejorar la organización de la Empresa y sus sistemas de control financiero-contable.

En la actualidad, el sistema eléctrico de CHEC abastece a más del 90 por ciento de la población urbana de Caldas, en 36 localidades que incluyen las principales ciudades del Departamento. A través de una interconexión con el sistema eléctrico del Departamento del Valle del Cauca (Sistema CVC), CHEC suministra además una cuota apreciable de energía excedente a este último Departamento.

Incluidas las ventas al Departamento del Valle del Cauca, el consumo de energía abastecido por CHEC ha aumentado de 100 millones KWH en 1961, a unos 208 millones KWH en 1965. Con la tendencia actual en el crecimiento de los consumos dentro del Departamento de Caldas, se calcula que hacia 1968 la capacidad de producción de las centrales generadoras de CHEC quedaría copada; de manera que ya en 1969 deberá contarse con capacidad adicional. Esta capacidad puede desarrollarse en forma muy económica con la construcción de la Central Hidroeléctrica "San Francisco", cuya factibilidad técnica ha quedado debidamente establecida en los detallados estudios de la firma de ingenieros consultores (SYNDIBEL de Bélgica).

Según el estudio de SYNDIBEL aparece justificada la instalación de una capacidad final de 135 MW, con tres unidades de 45 MW cada una, cuando el sistema de CHEC se encuentre, en algunos años más, interconectado con los otros grandes sistemas de la región central del país. En la etapa inicial, materia del financiamiento solicitado, se instalarían en San Francisco 2 grupos, con 90 MW de potencia.

La producción de esta Central se calcula en 270 millones KWH anuales, susceptible de aumentar considerablemente con la captación adicional de dos ríos vecinos, actualmente en estudio.

Al entrar en servicio la Central San Francisco, con 90 MW iniciales, la potencia instalada de CHEC llegaría a unos 140 MW, con una capacidad de producción anual de 575 millones KWH (sin incluir la captación adicional de los Ríos San Francisco y Campoalegre). Esto sería suficiente para atender las demandas de energía y potencia hasta 1973.

Desde los primeros años de operación de la Central San Francisco, toda la energía que pueda producirse en exceso sobre las necesidades del Departamento de Caldas tendría mercado en el sistema vecino del Departamento del Valle, lo que hace aún más atractivo este Proyecto desde el punto de vista económico.

El programa de obras de CHEC incluye, además de la central hidroeléctrica, diversas instalaciones de transmisión y subtransmisión, así como el mejoramiento y la ampliación de las redes distribuidoras de la ciudad de Manizales y de otras poblaciones atendidas por esta Empresa.

Con base en precios constantes de 1965 y con las tarifas de venta actuales, se calcula que los ingresos de explotación de esta Empresa cubrirían ampliamente los gastos de explotación previstos, dejando un margen de rentabilidad que, desde 1967 en adelante, fluctuaría entre 8 y 10 por ciento de la inversión inmovilizada real (con activo fijo revaluado según costo de reposición en 1965, más las inversiones del Proyecto).

Aun cuando CHEC ha operado hasta ahora en forma satisfactoria, tanto en los aspectos técnicos como económicos, el apreciable incremento en inversiones y en el volumen de operaciones que representa la ejecución del Proyecto considerado exige un mejoramiento sustancial de la actual organización de la Empresa, así como de sus métodos de control e información financiera-contable.

Recomendación

Para asegurar un desenvolvimiento apropiado de esta Empresa, con una administración más efectiva, y para facilitar el control del préstamo en consideración, se recomienda exigir a CHEC la contratación de los expertos necesarios (uno en Administración y otro en Contabilidad de Empresas de Servicio Público) para que examinen la estructura de la organización y el sistema contable existente, implanten las mejoras pertinentes y entrenen al personal responsable de mantener en vigor las normas y procedimientos que se recomienden. En esta materia el BID puede asesorar a CHEC en la preparación de los "términos de referencia" de este trabajo, en la selección de los expertos y en la dirección y control de los mismos durante su desempeño.

2. ABASTECIMIENTO DE ENERGIA ELECTRICA EN CALDAS

El Departamento de Caldas, ubicado en la región centro-occidental de Colombia, es el de menor extensión del país (13 400 Km²). Sin embargo, con una población de 1.6 millones de habitantes, es el que tiene la más alta densidad demográfica (120 hab/Km²).

El cultivo del café constituye la principal actividad económica de Caldas: este Departamento es el mayor productor del país. Hay además cierta producción ganadera y una variedad de cultivos agrícolas, pero de mucho menor importancia que el café.

La actividad industrial, relativamente modesta en el pasado, tiende a adquirir un desarrollo más intenso con la instalación en los últimos años de numerosos establecimientos fabriles, principalmente en las ciudades de Pereira y Manizales. El Departamento de Caldas cuenta con abundantes recursos minerales (mercurio, asbesto, carbón, etc.), que han comenzado a explotarse industrialmente.

Del total de la población urbana de Caldas, estimada en alrededor de 800 mil habitantes, más de un 75 por ciento se concentra en las ciudades de Manizales (capital del Departamento), Pereira, Armenia y Calarcá, y el resto se distribuye en unas 45 localidades menores.

En la zona cafetera central existe una gran densidad de población rural, especialmente en el Municipio de Manizales y áreas vecinas.

Prácticamente todos los centros urbanos y algunos sectores rurales de la zona central cuentan con abastecimiento eléctrico de servicio público. Con excepción de ciertos pueblos aislados en el extremo nor-oriental, todo el resto del Departamento se alimenta a través de un sistema interconectado de líneas de transmisión y subtransmisión, que llega actualmente a cerca de 40 localidades urbanas, entre ellas las principales ciudades, con numerosas extensiones rurales.

La entidad abastecedora más importante es la "Central Hidroeléctrica de Caldas, S.A." (CHEC), empresa filial del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico (ELECTRAGUAS). A través del sistema departamental de transmisión y subtransmisión, que es de su propiedad, CHEC distribuye energía directamente en 20 poblaciones, incluida la ciudad de Manizales, y vende energía en bloque a otras 16 empresas distribuidoras municipales, algunas de las cuales generan parte de la energía en sus propias centrales.

La capacidad generadora instalada en el Departamento (sistema interconectado) llega a unos 74 MW nominales, de los cuales 51 MW corresponden a las centrales de CHEC, y el resto, a las empresas municipales de Pereira (17 MW), Armenia (3 MW), Calarcá (1 MW) y otras menores. Con excepción de una planta diesel de Pereira (4 MW), todas las centrales interconectadas son hidroeléctricas.

La autoproducción en el Departamento es insignificante: existe sólo una planta de alguna importancia (1 MW) en un establecimiento textil de Manizales, que se justifica porque utiliza el vapor en el proceso industrial.

El consumo de energía eléctrica de Caldas, que se espera pasará de 230 millones KWH en 1965, ha tenido un aumento medio anual del orden del 11 por ciento, con apreciables variaciones en algunos años, según las disponibilidades de capacidad generadora. Desde 1963 en que entró en servicio la Central Hidroeléctrica La Esmeralda de CHEC (30 MW), ha habido suficiente capacidad para satisfacer las necesidades de potencia y energía dentro del Departamento, y para vender excedentes al sistema eléctrico del Departamento del Valle del Cauca (CVC), que está interconectado con CHEC.

Para atender el consumo previsto en Caldas, en 1965 deberán producirse unos 290 millones KWH, de los cuales unas dos terceras partes serían generadas por CHEC y el saldo, por las centrales municipales. Además de esto, se calcula que el sistema de CHEC podrá entregar este año unos 60 millones KWH al de CVC, que soporta un agudo déficit de producción (véase Informe Técnico EMCALI - julio 1965).

El sistema abastecedor primario de CHEC combinado con las centrales municipales interconectadas podrá hacer frente a las necesidades de energía de los próximos 3 años, pero con cierta limitación de potencia en las horas de máxima demanda. Según los planes de ensanche, que CHEC mantiene coordinados con los de las principales empresas municipales (Pereira y Armenia), todos los aumentos futuros de capacidad generadora estarían a cargo de CHEC, limitándose las otras empresas a efectuar sólo las ampliaciones de sus redes de distribución.

En cuanto a la estructura de la industria, existe la tendencia a la consolidación de todas las actividades de suministro eléctrico en una sola entidad departamental. Ya en los últimos años, diversos servicios municipales independientes se han ido integrando en el sistema de CHEC. Se

encuentran ahora muy avanzadas las gestiones para incorporar también a CHEC las instalaciones de la Empresa Municipal de Armenia (18 000 consumidores). Este proceso de integración gradual contribuirá a reforzar el organismo departamental, a unificar la planeación y los métodos operativos y, en definitiva, a hacer más económica y eficiente la prestación del servicio eléctrico.

3. CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. (CHEC)

En 1944 el Gobierno Nacional, el Departamento de Caldas y algunas municipalidades, crearon CHEC como una sociedad limitada; en 1950 fue reorganizada con participación de ELECTRAGUAS como socio principal y en sustitución del Gobierno, el Departamento de Caldas, la Municipalidad de Manizales y otros 7 municipios vecinos. Finalmente, a fines de 1963, se decidió transformar a CHEC en sociedad anónima; el permiso definitivo para funcionar como tal le ha sido concedido en marzo de 1965 por la Superintendencia de Sociedades Anónimas.

CHEC tiene su domicilio en la ciudad de Manizales, capital del Departamento. La administración superior está a cargo de una Junta Directiva compuesta de 5 miembros que representan a los accionistas principales, y de un Gerente encargado de la dirección y administración de los negocios sociales.

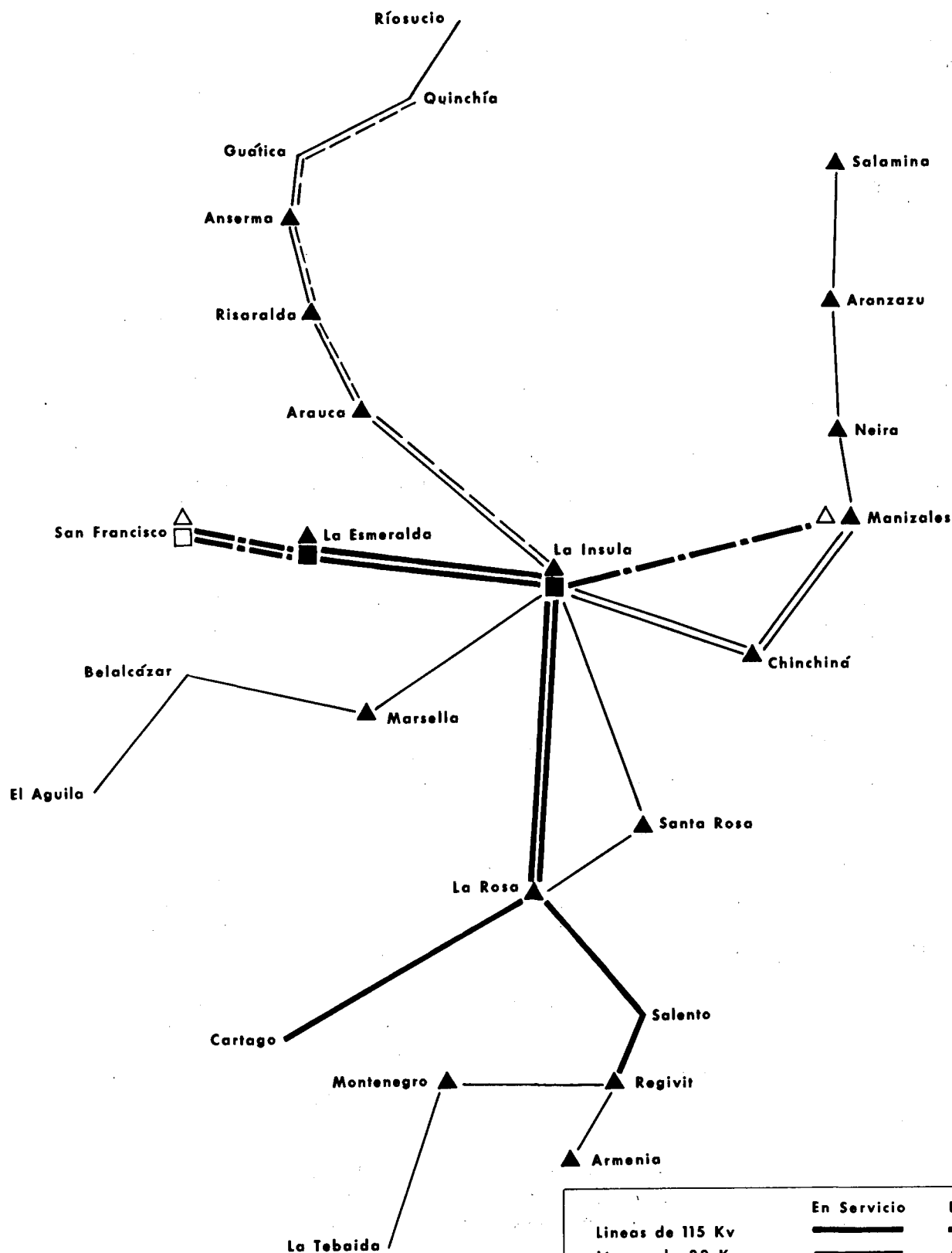
Esta sociedad tiene por funciones desarrollar los recursos de energía del Departamento y ejecutar las obras necesarias para el suministro eléctrico a las ciudades de Caldas o a otros Departamentos vecinos, si ésto se justifica.

CHEC ha logrado desarrollar un sistema abastecedor que incluye actualmente 6 centrales hidroeléctricas con 51 MW de capacidad instalada; cerca de 100 Km de líneas de transmisión de 115 KV que interconectan las dos centrales mayores (La Esmeralda y La Insula) con los principales centros de consumo y con el sistema eléctrico de la Corporación del Valle del Cauca (CVC); 220 Km de líneas de subtransmisión de 33 KV y unos 400 Km de líneas alimentadoras a 13.2 KV y 4.16 KV. CHEC tiene además en servicio dos subestaciones transformadoras de 115 KV a 33 KV en Pereira (La Rosa) y Armenia (Regivit), con 40 MVA de capacidad, y 13 subestaciones rebajadoras de 33/13.2 KV y 33/4.16 KV, con alrededor de 45 MVA instalados.

A través de este sistema CHEC suministra energía a 36 localidades urbanas, encargándose de la distribución en 20 de ellas y vendiendo en bloque a las restantes. De este modo CHEC abastece directa o indirectamente a una población de más de 750 000 habitantes, o sea a más del 90 por ciento de la población urbana del Departamento, aparte de ciertos sectores rurales de la zona central.

En los servicios atendidos directamente por CHEC, que incluye la ciudad de Manizales y sus alrededores, esta Empresa cuenta en la actualidad con más de 40 000 consumidores, cuyo consumo total se estima para 1965 en unos

**C H E C ESQUEMA GENERAL DEL SISTEMA 115 y 33 Kv
(1965)**



	En Servicio	En proyecto
Lineas de 115 Kv		
Lineas de 33 Kv		
Centrales Generadoras		
Subestaciones de 115 y 33 Kv		

113 millones KWH. Las ventas en bloque a empresas distribuidoras municipales y al sistema de CVC se calcula que llegarán este año a más de 95 millones KWH. O sea que el consumo total abastecido por CHEC en bloque y al detalle llegaría en 1965 a más de 200 millones KWH, de los cuales unos 60 millones KWH se entregarían al sistema CVC, fuera del Departamento.

Si se elimina la venta de excedentes de energía a CVC, el consumo abastecido por CHEC dentro del Departamento de Caldas ha aumentado en casi 50 millones KWH en los últimos 5 años (hasta 1965), es decir a un promedio de 9 por ciento anual. Sin embargo, desde la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica La Esmeralda, en los últimos tres años el incremento del consumo ha sido de más del 11 por ciento anual.

Si bien la capacidad de abastecimiento primario de CHEC, en generación y transmisión, es adecuada para satisfacer las demandas existentes, las instalaciones de distribución de algunas ciudades requieren ser mejoradas y ampliadas. Esto se verifica particularmente en la red de la ciudad de Manizales, en los sectores de alimentación primaria a 4.16 KV que se encuentran sobrecargados, con una caída de voltaje inadmisibles. Se estima que la corrección de estas deficiencias se traduciría en una elevación de un 5 por ciento en la demanda actual de esta ciudad. Según manifiestan los técnicos de CHEC, algo parecido ocurre en Pereira, Armenia y en varias otras localidades abastecidas en bloque por CHEC.

Debido a las deficiencias anotadas en la red de distribución de Manizales y con el fin de contener un crecimiento desmedido de las demandas, CHEC no permite actualmente la conexión de estufas (cocinas). Aparte de esta restricción, no hay otra limitación a los consumos ni hay tampoco solicitudes pendientes de conexión por falta de capacidad.

La red alimentadora en 33 KV y en 13.2 KV continúa extendiéndose para alcanzar hasta localidades menores en los extremos del sistema, al mismo tiempo que se amplía el área rural servida. Tomando en cuenta estas ampliaciones y el crecimiento vegetativo en las localidades ya abastecidas, el número de usuarios de CHEC está aumentando a razón de unos 300 por mes.

En general, la explotación del servicio eléctrico se ha realizado hasta ahora en forma satisfactoria tanto desde el punto de vista técnico como del económico. Los ingresos de explotación, que para 1965 se estiman en más de 22 millones de pesos colombianos, han sido suficientes para cubrir todos los gastos de explotación y producir una rentabilidad moderada en términos reales (referida a la inversión revalorizada según costo de reposición). A pesar del fuerte aumento en las inversiones que significó la construcción de la Central La Esmeralda, el incremento del volumen de ventas sumado a un reajuste apreciable del nivel de tarifas hecho a fines de 1963, han permitido mantener la rentabilidad real de las inversiones sobre un 3 por ciento en 1964, esperándose que llegará a un 4.5 por ciento en el presente año (véase Cuadro No. 3). Los datos de la contabilidad de CHEC muestran resultados más favorables porque las inversiones (y depreciaciones) están registradas con base en el costo original.

Una revaluación prudente del Activo Fijo Neto en servicio, que según el balance al 31 de diciembre 1964 es de 112 millones de pesos col., elevaría esta cifra a más de 170 millones de pesos.

El capital autorizado de CHEC es de 100 millones de pesos col., pero a la fecha el monto suscrito y pagado llega a 78 millones, de los cuales el 75 por ciento corresponde a ELECTRAGUAS, el 15 por ciento al Departamento de Caldas, el 7.5 por ciento a la Municipalidad de Manizales, y el 2.5 por ciento restante, a otros once municipios.

La expansión de las instalaciones de CHEC se ha financiado, en lo que respecta a recursos locales, principalmente con aportes de capital hechos por ELECTRAGUAS y por el Departamento de Caldas. Parte de las contribuciones de este último proviene de un impuesto a la venta de licores, que en la actualidad rinde alrededor de 1 millón de pesos col. por año. CHEC ha contratado además diversos préstamos locales a mediano y largo plazo (Corporación Financiera de Caldas, Banco de la República, Banco Cafetero, etc.) cuyos saldos suman actualmente cerca de 7 millones de pesos colombianos.

Para la ejecución de las centrales hidroeléctricas mayores, La Insula y La Esmeralda, CHEC obtuvo dos préstamos a largo plazo del Banco Mundial por US\$ 7.2 millones, que al 31 de diciembre de 1964 estaban reducidos a US\$ 5.3 millones.

De acuerdo con los Estatutos de la Sociedad, ELECTRAGUAS como accionista mayoritario y en virtud de sus funciones de organismo nacional de electrificación, debe aprobar los planes de desarrollo de CHEC y las decisiones relacionadas con la ejecución de obras mayores, tales como nuevas centrales generadoras, que desde luego requieren importantes contribuciones financieras de ese Instituto.

Para el diseño y la ejecución de las obras de mayor importancia, CHEC ha contratado los servicios de ingenieros consultores independientes, además de contar con la asesoría técnica de ELECTRAGUAS.

En cuanto a la organización administrativa y a los sistemas de control contable y de información financiera, se confirman y acentúan aquí las deficiencias observadas en ELECTRAGUAS y sus sociedades filiales (véase Informe Técnico - Proyecto Río Prado). El sistema de cuentas de CHEC, implantado por ELECTRAGUAS, y los procedimientos de contabilidad existentes requieren una mejora sustancial para que sirvan como instrumento efectivo de control de las operaciones. Se elaboran y acumulan muchos datos innecesarios y, en cambio, faltan ciertas informaciones básicas que muestren en forma clara y oportuna el desenvolvimiento de la Empresa.

En el caso de CHEC las mejoras sugeridas van más allá de los aspectos contables, puesto que deben incluir también una revisión completa de la estructura de la organización existente. El volumen de las operaciones y la extensión geográfica de los servicios que atiende esta Empresa justifican una reagrupación de las actividades, de modo que se distingan las funciones de operación y mantenimiento de las instalaciones (generación,

transmisión y distribución), de las de "Ingeniería" (Estudios, Diseño, Interventoría de Obras y Asesoramiento Técnico a la Explotación). Estos cambios de organización se pueden efectuar sin necesidad de aumentar el personal actual, que llega a unos 550 empleados en total.

Estas materias fueron discutidas con los ejecutivos de CHEC, y hubo acuerdo para incluir en un eventual préstamo del BID una suma para cubrir el costo de la asistencia técnica requerida. El Banco podría asesorar a CHEC en la preparación de los "términos de referencia", en la selección de los expertos necesarios y en la orientación del trabajo de éstos, tanto en la fase de investigación como en la de implantación de las mejoras recomendadas.

En el Cuadro No. 1 se muestran los datos más significativos de la evolución del sistema de CHEC en los últimos 5 años, incluido 1965.

Puede observarse el notable aumento de los consumos abastecidos en el Departamento de Caldas, así como de las ventas al sistema CVC (a contar de 1963). La restricción de capacidad generadora experimentada entre 1961 y mediados de 1963 se refleja en el alto factor de carga del sistema de esos años. Una vez normalizado el abastecimiento, este índice ha bajado a un 44 por ciento anual para el conjunto de los servicios atendidos por CHEC dentro del Departamento. Puede verse, por último que la demanda máxima está ya muy cerca de la capacidad instalada en las centrales, lo que anticipa un déficit de potencia (pero no de energía) en 1966, que sería suplido por el sistema CVC, cuya capacidad aumentará considerablemente a fines del presente año.

El Cuadro No. 2 muestra un detalle de las ventas de energía, por tipo de consumo en los años 1963 y 1964, con una estimación para 1965. Se observa que en los servicios con distribución directa de CHEC, el consumo residencial representa alrededor del 46 por ciento del consumo total, mientras que el industrial ha bajado su proporción de 35 a menos de 30 por ciento del total. El consumo de la Fábrica de Cementos Caldas, que tiene gran influencia en el consumo industrial, tuvo una baja en los primeros meses de 1965; pero deberá recuperarse y aumentar considerablemente en 1966, en que se duplicará la capacidad de producción de esta fábrica.

El suministro en bloque a otras empresas distribuidoras empieza a tener un fuerte aumento, ya que las centrales de estas empresas han llegado al máximo de su utilización y todos los aumentos del consumo tendrán que ser atendidos por CHEC.

Finalmente, la venta de energía excedente al sistema CVC que se inició en 1963 con 7.3 millones KWH, deberá llegar este año a unos 60 millones KWH. Este suministro, que depende de las disponibilidades de CHEC y de las necesidades de CVC, podrá mantenerse al mismo nivel en 1966, pero irá bajando en los años siguientes a medida que aumenta el consumo en Caldas, y mientras CHEC no ponga en servicio la nueva central hidroeléctrica San Francisco.

Puede apreciarse en el Cuadro No. 2 la influencia que ha tenido el alza de tarifas en los ingresos de explotación de CHEC. En efecto, en los servicios con distribución directa de esta Empresa el ingreso medio por KWH vendido ha aumentado en casi 50 por ciento entre 1963 y 1965. En las ventas en bloque a otras empresas de Caldas el precio medio ha aumentado en el mismo período en un 23 por ciento.

En el Cuadro No. 3 se resumen los resultados de explotación de los últimos 5 años.

4. PROGRAMA DE DESARROLLO - PROYECTO HIDROELECTRICO SAN FRANCISCO (1966-1969)

4.1 Antecedentes

CHEC tiene actualmente en operación 6 centrales hidroeléctricas con una capacidad efectiva de unos 49 MW (nominal 51 MW). Las más importantes son La Esmeralda con 30 MW, terminada en 1963, y La Insula con 15.5 MW, en servicio desde 1951.

Según las previsiones, la potencia disponible actual deberá quedar totalmente copada en 1966, en que la demanda máxima del sistema pasaría de 50 MW. Este déficit de potencia, que iría en aumento en los años subsiguientes, podrá ser cubierto con suministros del sistema CVC en horas de máxima demanda. Este sistema contará desde fines de 1965 con capacidad suficiente, una vez que entre en servicio la central hidroeléctrica Calima (Véase Informe Técnico EMCALI).

En cuanto a energía, las plantas existentes de CHEC pueden asegurar una producción anual de unos 300 millones KWH, que es superior a las necesidades de generación previstas hasta 1968. Se estima que CHEC puede colocar en el sistema CVC (en períodos diarios de baja carga) prácticamente toda la energía excedente que es capaz de generar, aun después de entrar en servicio la central Calima de CVC. Esto se debe a que el precio de venta de esta energía secundaria (5 centavos col. por KWH) es inferior al costo incremental de generación de las plantas térmicas del sistema CVC, de modo que convendrá a ésta comprar el máximo de energía de CHEC y reducir en lo posible el consumo de combustible en sus plantas. En todo caso, con base en el pronóstico de consumo, ya en 1969 CHEC no tendría producción suficiente para atender la demanda de energía de su propio sistema, aparte de que tendría un déficit de potencia de más de 35 MW.

De lo anterior se desprende que el problema inmediato de CHEC es aumentar su capacidad de generación para hacer frente a las demandas previstas de 1969 en adelante.

La solución que aparece como más conveniente es la construcción de la central hidroeléctrica San Francisco, que trabajaría en serie hidráulica con las centrales La Insula y La Esmeralda, constituyendo el último paso de un aprovechamiento escalonado que termina en el Río Cauca.

Según el anteproyecto elaborado por los ingenieros consultores (Syndibel de Bélgica), las aguas de la central La Esmeralda vaciarían directamente a un embalse regulador que se formaría en una meseta ubicada en la margen derecha del Río Cauca. Para crear este embalse se cerraría la cañada de evacuación al río con una presa de tierra de 40 m de alto. La capacidad útil de almacenamiento en el embalse es de 4.9 millones m³, lo que permitiría una regulación semanal. Un corto canal de aducción conduce a la cámara de presión, de donde arrancan las tuberías forzadas. Con el nivel medio de operación del embalse se desarrolla una caída de unos 180 m hasta la descarga en el Río Cauca. El caudal medio anual utilizable, turbinado por la central La Esmeralda, se calcula en 20.8 m³/seg, con el cual se obtendría una generación anual de poco más de 270 millones KWH.

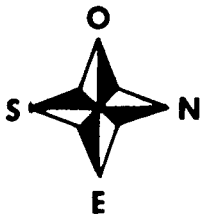
Está prevista una futura desviación desde el Río San Francisco, a través de un túnel, que aumentaría el caudal medio utilizable a 23 m³/seg y la producción anual a 300 millones KWH. Por último, se investiga actualmente, y parece justificarse, una captación adicional de excedentes del Río Campoalegre, que se vaciarían también al embalse de San Francisco, lo que permitiría aumentar la producción anual de esta central a más de 400 millones KWH.

De las diversas alternativas examinadas por los consultores respecto a la potencia instalable y al tamaño de los grupos generadores, aparece debidamente justificada la conclusión de instalar inicialmente 90 MW, en dos unidades de 45 MW. Con la producción de 270 millones KWH (antes de la desviación del Río San Francisco), el factor de planta resultante es de 34.5 por ciento, adecuado para una central que operará normalmente en la parte superior de la curva de carga del sistema. Con esta capacidad instalada y esta producción se calcula que el sistema podrá hacer frente a las demandas de potencia y energía previstas hasta 1972-1973 (la potencia de reserva estaría asegurada a través de la interconexión con CVC y, posteriormente, con el sistema nacional de transmisión, actualmente en estudio). Hacia esa época debería estar hecha la desviación del Río San Francisco y, si las actuales estimaciones se confirman, también la del Río Campoalegre, lo que justifica la instalación de un tercer grupo generador de 45 MW para llegar a una capacidad final de 135 MW.

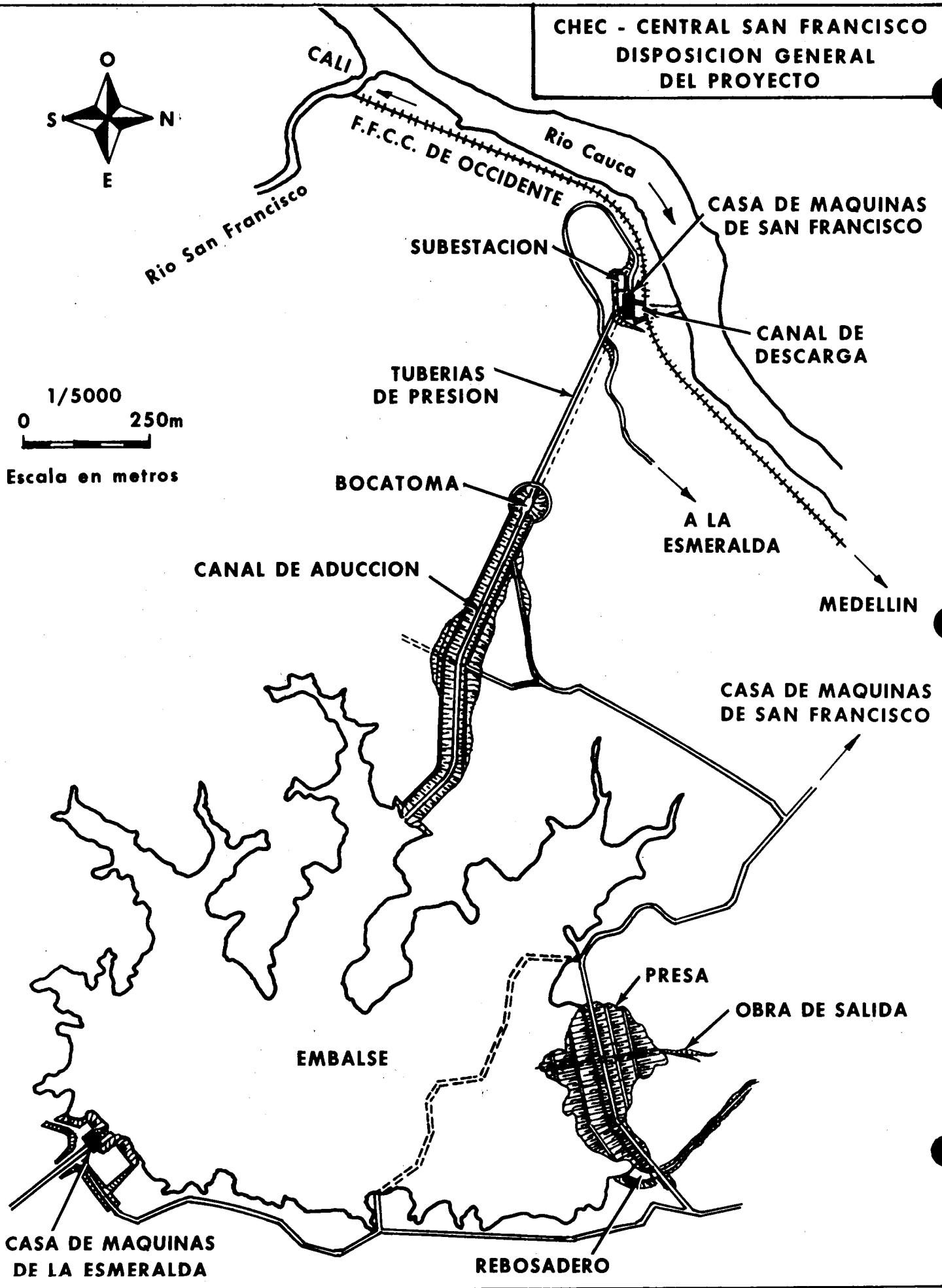
Por las razones expuestas, se ha proyectado la aducción forzada y la casa de máquinas para tres unidades, pero con instalación inicial de dos tuberías de presión y dos grupos generadores.

Debido a las características del Proyecto y a las favorables condiciones naturales, el costo estimado de la central hidroeléctrica San Francisco es notablemente bajo, estimándose que para la primera etapa, con 90 MW instalados, la inversión unitaria incluidos intereses durante construcción no llegaría a US\$ 150 equivalentes por KW, y que para 135 MW instalados, sería inferior a US\$ 130 por KW. La

**CHEC - CENTRAL SAN FRANCISCO
DISPOSICION GENERAL
DEL PROYECTO**



1/5000
0 250m
Escala en metros



inversión incremental que representa la adición de la tercera unidad de 45 MW se estima en unos US\$ 78 por KW, lo que conduce a un costo muy favorable para la energía de pico que esta unidad pueda suministrar al sistema.

El programa de ampliación del sistema CHEC, que se realizaría en aproximadamente 3-1/2 años, comprende además de la central generadora una serie de obras complementarias de transmisión a 115 KV, de subtransmisión y alimentación en 33 KV y 13.2 KV, y de distribución en Manizales y otras localidades del Departamento. A continuación se hace una breve descripción de las obras comprendidas en este Programa, para el que se ha solicitado financiamiento al BID.

4.2 Central Generadora San Francisco

Embalse.- En una terraza que se extiende al pie de la central La Esmeralda, unos 200 m por encima del nivel del Río Cauca y al costado derecho de éste, se crearía un embalse de aproximadamente 85 has. de superficie, que almacenaría alrededor de 9 millones m³, con un volumen máximo utilizable de 4.9 millones m³.

Para formar el embalse se proyecta cerrar con una presa de tierra la quebrada que desciende desde la terraza al Río Cauca, por donde escurre actualmente la descarga de la central La Esmeralda. La estanqueidad del embalse está debidamente verificada y no se requieren otros trabajos de impermeabilización que los de la base de la presa. Esta tendría una altura máxima de 40 m con una longitud de cresta de 372 m, y estaría constituida por un núcleo estanco de ceniza volcánica apoyado por ambos lados en un terraplén de material mixto de conglomerado y arcilla, que a su vez iría protegido en ambos paramentos con una capa de piedras. El volumen total de la presa se calcula en unos 650 000 m³.

Durante la construcción de la represa, las aguas se vaciarían por una tubería de desagüe de fondo, con capacidad de 35 m³/seg, que se ejecutaría previamente, para dejar en seco la zona de excavación de los cimientos. En un extremo de la presa en la margen derecha de la quebrada, queda la estructura del aliviadero de crecidas, con capacidad de 54 m³/seg, con vertedero, puente sobre el mismo y canal de descarga revestido de hormigón.

Aducción y Bocatoma.- Para llevar el agua del embalse hasta las tuberías de presión, se proyecta la construcción de un canal de poco más de 700 m de largo con capacidad de 90 m³/seg, revestido de hormigón en la sección mojada. Este es el caudal máximo, necesario para operar 3 unidades de 45 MW a plena capacidad. El volumen de excavaciones para esta obra se calcula en más de 400 000 m³. Debe hacerse un corte con una profundidad máxima de cerca de 30 m para atravesar las elevaciones del terreno natural que circundan el embalse.

El canal termina en una cámara de carga, donde se encuentra una estructura de hormigón con las tomas para 3 tuberías de presión. Cada boca tiene una sección de 38 m² (5.10 m x 7.50 m), protegida por rejillas. A continuación, en la entrada a cada tubería forzada se instalaría una compuerta tipo vagón de 3.10 m x 3.10 m, con una atagüa (compuerta de emergencia) antepuesta. En la parte superior de la estructura de toma se encuentra una cámara con los mecanismos de maniobra de las compuertas.

Tubería de Presión.- Desde la bocatoma arrancan 3 tuberías de acero de 3.10 m de diámetro, enterradas en un tramo superior de 68 m de longitud hasta el primer macizo de anclaje. En el tramo al aire libre se instalarían inicialmente dos tuberías, con diámetro interior decreciente de 3.10 m a 2.80 m. La longitud total de cada tubería, hasta la entrada a la casa de máquinas, incluida la parte enterrada, es de unos 475 m. En este recorrido los tubos descienden alrededor de 172 m.

Casa de Máquinas.- Esta estructura quedaría en la margen derecha del Río Cauca a unos 100 m de la orilla, poco más arriba de la vía del Ferrocarril de Occidente.

La casa de máquinas se ha proyectado con capacidad para instalar 3 grupos generadores. En el mismo edificio se consulta espacio para labores de montaje, salas de control y de tableros auxiliares, oficina, taller y servicios para el personal. La superficie total edificada es de unos 1 200 m².

Las aguas turbinadas en la central se vaciarían al Cauca mediante un canal de descarga de 20 m de ancho, sobre el cual deberá construirse un puente para la vía ferroviaria existente.

Maquinaria y Equipo.- Se instalarían dos grupos generadores y se dejará todo dispuesto para la futura instalación del tercero. Cada grupo consta de:

- Turbina Francis de eje vertical, 360 rpm, 64 000 HP, para 178 m de caída neta, con caracol, difusor, regulador de velocidad y válvula esférica con mecanismo de maniobra.
- Alternador, directamente acoplado, de 53 000 KVA, 13.8 KV, con regulador de tensión, equipos de excitación y elementos de protección.

Las instalaciones de la casa de máquinas incluyen, además, un puente grúa de 140 ton, atagüas para el canal de descarga, bombas, tableros de control, cables, sistema de baterías, equipo de comunicaciones y demás servicios auxiliares eléctricos y mecánicos. De uno de los grupos generadores saldrá una derivación a 13.8 KV hacia un transformador de 13.8/0.48/0.27 KV, de 800 KVA, para la alimentación de los servicios auxiliares de la central.

Subestación Elevadora.- Esta se ubicaría en un patio adyacente a la casa de máquinas, al mismo nivel del piso de los alternadores. Cada alternador irá conectado a un banco de transformadores monofásicos de 13.8/115 KV, de 17.7 MVA por transformador. (Se consulta un transformador de repuesto). Habrá un simple sistema de barras de 115 KV, en estructura de acero galvanizado, al que se conectarán los transformadores y desde donde saldrán dos circuitos de 115 KV hacia la subestación de la central La Esmeralda. Tanto la conexión a los transformadores como las salidas de las líneas irán protegidas con interruptores automáticos de 115 KV.

Obras Varias de la Central.- El Proyecto incluye la construcción de los caminos de acceso a la presa, bocatoma y casa de máquinas, así como los empalmes con la carretera pública existente y un desvío del ferrocarril frente a la casa de máquinas. Se consulta además la construcción de algunas casas para operadores. Los servicios generales para el personal de la central se atenderían desde el campamento La Esmeralda, que queda a corta distancia.

4.3 Líneas y Subestaciones de 115 KV

La central San Francisco se conectaría en la subestación La Esmeralda al sistema de alta tensión existente, a través de una línea de 115 KV, de doble circuito, de 2.8 Km de longitud.

En la subestación La Esmeralda deberá ampliarse el sistema de barras de 115 KV para recibir los dos circuitos de San Francisco.

Para hacer frente a la carga prevista en Manizales y líneas derivadas hacia el Norte, se hace indispensable reforzar la actual alimentación a 33 KV (desde la subestación de La Insula) que está al límite de su capacidad. Este refuerzo se haría con una línea de 115 KV de un circuito, en torres metálicas, 18 Km de longitud, de la Insula a Manizales. Se requiere la instalación de algunos equipos de protección y control en la subestación La Insula.

Esta línea de 115 KV llegaría hasta la entrada de la ciudad de Manizales, a un sitio ya adquirido por CHEC, donde se montaría una subestación transformadora de 115 KV a 33 KV. En una primera etapa esta subestación tendría un banco de transformadores de 115/33 KV, con capacidad de 30 MVA, a través del cual se alimentaría un anillo de distribución primaria a 33 KV, en paralelo con las líneas existentes a este voltaje que vienen de la central La Insula.

La única otra ampliación del sistema de 115 KV contemplada en el programa es la instalación de un nuevo banco transformador de 115/33 KV, de 15 MVA, en la subestación La Rosa, desde donde se alimenta la ciudad de Pereira y la zona vecina.

4.4 Obras de Subtransmisión y Distribución

Dentro del programa de ampliaciones del sistema CHEC, por realizar dentro de los próximos 3 años, pueden distinguirse los siguientes grupos de trabajos:

Distribución Primaria en Manizales.- Para mejorar la alimentación de la red distribuidora se proyecta construir un semianillo de doble circuito, de 33 KV, en torres de acero, con una longitud de 10 Km, desde el cual se abastecerían 3 nuevas subestaciones de 33/13.2 KV ubicadas en los contornos de la ciudad (Chipre, Guamal y Alta Suiza). En cada una de estas subestaciones se instalaría un transformador de 7.5 MVA, con sus correspondientes elementos de protección y control, y salidas a los circuitos alimentadores de 13.2 KV de la red.

Líneas de 33 KV fuera de Manizales.- Aparte de pequeñas extensiones, la única línea de 33 KV por construir dentro del programa es una nueva línea de un circuito, con poste de concreto, entre La Insula y Quinchía, con una longitud de 40 Km. Con esta línea se reforzará la alimentación de una serie de pueblos conectados a una antigua línea existente, que está al límite de su capacidad y en deficientes condiciones.

Subestaciones de 33 KV fuera de Manizales.- Se proyecta construir dos nuevas subestaciones y ampliar seis subestaciones existentes de 33/13.2 KV en las que se instalaría una capacidad adicional de transformadores de 25 MVA en total.

Instalaciones de 13.2 KV y Baja Tensión.- Se incluye en este grupo la construcción de aproximadamente 200 Km de líneas trifásicas de 13.2 KV, de un circuito, en puntos extremos del sistema o como extensiones suburbanas de diversas redes de distribución.

El aumento de las redes distribuidoras, en capacidad y extensión, para conectar nuevos servicios y atender el crecimiento de demandas, requiere la instalación en los próximos tres años de unos 300 transformadores de distribución de 13.2 KV a baja tensión, con una capacidad total de alrededor de 32 MVA, aparte de las extensiones de líneas secundarias, acometidas y medidores de consumo.

Otras Obras.- En el mismo terreno de la futura subestación de 115 KV en Manizales se proyecta la construcción de varios edificios para bodegas, talleres, laboratorio, garage y otros servicios generales, con una superficie total de unos 4 500 m². Estas instalaciones se encuentran ahora repartidas en diversos recintos que tiene la Empresa en la ciudad y es conveniente centralizarlas para mayor eficiencia y economía de las operaciones.

5. EJECUCION DEL PROGRAMA

El anteproyecto de la Central San Francisco, que ha servido de base para el estudio de factibilidad, fue elaborado por la firma consultora Syndibel de Bélgica, según contrato celebrado con CHEC en junio de 1962. Este estudio cubrió las investigaciones básicas y el análisis de diversas alternativas sobre capacidad instalable, para llegar a la concepción definitiva del proyecto presentado al BID para financiamiento, con las características generales antes descritas.

Todos los problemas de construcción, especialmente el relativo a la presa de embalse, han sido cuidadosamente estudiados por la firma consultora, y el calendario de trabajo que ésta ha formulado parece realista. El período estimado de construcción, desde la suscripción de los contratos principales hasta la puesta en servicio de las instalaciones, es de 36 meses. A esto debe agregarse un plazo de 4 a 6 meses para el proceso previo de licitación, de modo que si se decide financiar esta obra y el contrato de préstamo se suscribe antes del término del presente año, la Central podría entrar en operación durante el primer semestre de 1969.

Todo el resto del programa (transmisión, subtransmisión y distribución) puede quedar ejecutado a fines de 1968. En general, para el conjunto del programa se ha considerado un período de ejecución (y de desembolsos) de 3-1/2 años.

Según nuevo contrato celebrado por CHEC con Syndibel en noviembre de 1964, esta firma asesorará en la preparación de los documentos de licitación, hará el estudio de las ofertas y tendrá a su cargo la dirección de las obras, incluida la inspección en fábrica, y la ingeniería de diseño y supervisión durante la construcción.

Syndibel es una firma con gran experiencia, que ha cumplido con éxito tareas similares en otros proyectos de Colombia (p.ej. Central Anchicaya en Dpto. del Valle del Cauca). Con la presencia de esta firma de ingeniería, que velará por la correcta ejecución de los trabajos como representante de CHEC ante contratistas y proveedores, no se justifica la designación de un ingeniero inspector por parte del BID. Las obras de la Central no presentan dificultades de carácter especial, ni de ejecución ni de abastecimientos. Al sitio de la obra hay acceso directo por ferrocarril y por carreteras adecuadas.

Para los fines de licitación, las obras civiles de la Central se dividirán en cuatro secciones principales, de acuerdo con la ubicación de cada faena y la naturaleza del trabajo. Para el suministro y montaje de equipo se prevén 8 contratos principales para los diversos tipos o clases de elementos requeridos, tales como compuertas, tubería de presión, turbinas, alternadores, transformadores de potencia, etc.

Para el resto de las obras del Programa se licitarán los equipos y materiales separadamente por clase de especialidad (conductores, aisladores, transformadores, etc.), y los montajes se harán en parte por administración y en parte mediante contratos locales, con asesoramiento de técnicos de los proveedores para instalaciones importantes de 115 KV.

Salvo los trabajos por administración (principalmente extensiones de redes distribuidoras, todas las demás obras y las adquisiciones se contratarán mediante licitación pública, de conformidad con las disposiciones legales vigentes (Ley 4 de 1964) y las prácticas que hasta ahora ha seguido la Empresa.

6. INVERSIONES Y PLAN DE FINANCIAMIENTO

El presupuesto de las obras de la Central San Francisco, preparado por Syndibel, se ha basado en los precios internacionales vigentes para el material y los equipos de importación, con un margen de 10 por ciento para imprevistos; para los gastos en moneda nacional se han tomado precios de mediados de 1965, con un margen de alrededor de 25 por ciento para imprevistos y eventuales fluctuaciones de precios. Con esta base, el costo estimado de la Central, incluidos gastos de ingeniería y generales, y excluyendo los intereses durante construcción, llega a unos 5.8 millones de dólares, más 64.5 millones de pesos colombianos.

Para fines de totalización, y empleando una equivalencia de 10 pesos por dólar, el costo de la Central llegaría a 12.3 millones de dólares excluidos intereses durante construcción; ésto da un índice de 137 dólares por KW, que es extremadamente favorable y que se explica por la simplicidad de las obras de aducción (lo más importante de éstas se ejecutó para la Central Esmeralda, aguas arriba de San Francisco).

El Cuadro No. 4 muestra el presupuesto de la central generadora y de las obras de transmisión y distribución incluidas en el Programa por realizar en el período 1966-1969. Los costos de estas últimas obras han sido también revisados por los ingenieros consultores. De dicho cuadro se extracta el siguiente resumen del presupuesto del Programa:

<u>O b r a</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles pe- sos col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
A. <u>Central Generadora San Francisco</u>			
1. Terrenos y Servidumbres	-	740	74
2. Obras Civiles	-	40 040	5 004
3. Maquinaria y Equipo	5 359	4 860	5 845
4. Costos Indirectos y Generales	<u>450</u>	<u>8 950</u>	<u>1 345</u>
Total Central Generadora	<u>5 809</u>	<u>64 590</u>	<u>12 268</u>

<u>O b r a</u>	<u>Moneda Ex-</u> <u>tranjera</u> <u>Miles US</u> <u>dólares</u>	<u>Moneda</u> <u>Nacional</u> <u>Miles pe-</u> <u>sos col.</u>	<u>Total Equi-</u> <u>valente en</u> <u>Miles de</u> <u>US dólares</u>
B. <u>Transmisión y Distribución</u>			
1. Líneas y Subestaciones de 115 KV	526	2 194	745
2. Distribución Primaria Manizales	261	2 005	462
3. Líneas y Subestaciones de 33 KV fuera de Manizales	240	1 730	413
4. Redes de 13.2 KV y Baja Tensión	355	10 520	1 407
5. Edificios Generales (bodegas, talleres, etc.)	-	1 700	170
6. Costos Indirectos y Generales	<u>140</u>	<u>1 851</u>	<u>325</u>
Total Obras de Transmisión y Distribución	<u>1 522</u>	<u>20 000</u>	<u>3 522</u>
Total Costo Estimado del Programa (excl. intereses durante construcción)	<u>7 331</u>	<u>84 590</u>	<u>15 790</u>

Como se ve, el costo estimado de este Programa, que en adelante se designará también por el "Proyecto", alcanza a unos 7.33 millones de dólares para gastos en moneda extranjera, más 84.59 millones de pesos col. para gastos en moneda nacional, con un total equivalente a 15.79 millones de dólares.

Se ha propuesto que el BID financie los gastos en moneda extranjera del Proyecto, quedando a cargo de CHEC y de ELECTRAGUAS la financiación de los gastos en moneda nacional. Se ha solicitado además que el préstamo del BID incluya los intereses del mismo exigibles durante el período de construcción, más una suma para cubrir el costo de la asistencia técnica destinada a mejorar la organización administrativa y el sistema de contabilidad de CHEC.

Para determinar el monto en moneda extranjera del préstamo requerido, debe deducirse del presupuesto de las obras la suma de 198 mil dólares, correspondiente a materiales importados por valor de 114 mil dólares que CHEC tiene disponibles (para líneas de 115 KV y dos subestaciones de 33 KV de Manizales) y a un pago de 84 mil dólares hecho a Syndibel por estudios preliminares ya realizados.

De acuerdo con el cronograma de inversiones que se muestra en el Cuadro No. 5, se han calculado los intereses del préstamo durante construcción en unos 865 mil dólares, en base a un período de desembolso de 3-1/2 años, que terminaría a mediados de 1969.

El Cuadro No. 6 resume el presupuesto de inversiones, incluidos los cargos del préstamo BID, y señala los recursos para el financiamiento. Resulta de aquí que el préstamo del BID en moneda extranjera financiaría 7.13 millones de dólares para la ejecución de obras, más 865 mil dólares para intereses durante construcción y 100 mil dólares para asistencia técnica de administración y eventuales gastos de inspección del BID, lo que da un total de 8.10 millones de dólares.

Los gastos en moneda nacional, estimados en 84.6 millones de pesos col. serían financiados con un aporte de ELECTRAGUAS de 35 millones de pesos col., quedando el saldo a cargo de CHEC. Esta requeriría, sin embargo, un préstamo a corto plazo para suplir una deficiencia transitoria de caja en el período de construcción. Según lo tratado con las autoridades de ELECTRAGUAS, no habría inconveniente en que ésta adelantara a CHEC la suma necesaria, estimada en cerca de 12 millones de pesos col. Este avance puede serle reembolsado por CHEC en los dos años subsiguientes al de puesta en operación la Central San Francisco.

Dentro de los recursos propios de CHEC se incluye un aporte del Departamento de Caldas proveniente del impuesto a los licores, que entre 1966 y 1969 rendiría cerca de 4 millones de pesos col. Del Cuadro No. 6 se extracta a continuación la composición sumaria de las inversiones del Proyecto y de los recursos de financiamiento:

	Gastos en moneda extranj. miles U.S. \$	Gastos en moneda nacional en miles pesos	Total Equivalente en miles US \$	
<u>Inversiones</u>				
- En Obras	7 331	84 590	15 790	
- Cargos Financieros Préstamo y Otros Gastos ...	<u>1 097</u>	<u>-</u>	<u>1 097</u>	
Total Inversiones	<u>8 428</u>	<u>84 590</u>	<u>16 887</u>	
<u>Recursos</u>				<u>Porcentaje</u>
- Préstamo BID - Obras .	7 133	-	7 133	
- Intereses durante Construcción	865	-	865	
- Asistencia Técnica e Inspección	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	
Total Préstamo BID ...	<u>8 098</u>	<u>-</u>	<u>8 098</u>	<u>48.0</u>

	<u>Gastos en moneda extranj. miles U.S. \$</u>	<u>Gastos en moneda nacional en miles pesos</u>	<u>Total Equivalente en miles US \$</u>	<u>Porcentaje</u>
<u>Aportes Locales</u>				
- ELECTRAGUAS - Para Obras.....	-	35 000	3 500	20.7
- CHEC - Para Obras	198	49 590	5 157	30.5
- Comisión de Compromiso	<u>132</u>	<u>-</u>	<u>132</u>	<u>0.8</u>
Total Aportes Locales ...	<u>330</u>	<u>84 590</u>	<u>8 789</u>	<u>52.0</u>
Total Recursos	<u>8 428</u>	<u>84 590</u>	<u>16 887</u>	<u>100.0</u>

Con la equivalencia adoptada de 10 pesos col. por dólar para la conversión de la moneda local, puede verse que el préstamo del BID por 8.1 millones de dólares financiaría el 48 por ciento de la inversión total del Proyecto.

El préstamo del BID podría ser amortizado en 12 años, después de transcurrido un plazo de gracia de 4 años. Sobre la base de cuotas semestrales iguales, que incluirían amortización e intereses de 6 por ciento, el servicio anual del préstamo ascendería a 957 mil dólares. Si el contrato de préstamo se suscribe a fines de 1965, el desembolso de los fondos se efectuaría en la siguiente forma (el detalle aparece en el Cuadro No. 5):

<u>Año</u>	<u>Préstamo BID</u>	<u>R e c u r s o s</u>			<u>Total Recursos en Miles de US dólares</u>
	<u>Moneda Extranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Extranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles pesos col.</u>	<u>Total Equivalente en Miles de US dólares</u>	
1965	-	198	5 950	793	793
1966	2 383	70	28 410	2 911	5 294
1967	3 147	41	26 360	2 677	5 824
1968	1 853	17	17 130	1 730	3 583
1969 (1er. semestre)	<u>715</u>	<u>4</u>	<u>6 740</u>	<u>678</u>	<u>1 393</u>
Total Recursos ..	<u>8 098</u>	<u>330</u>	<u>84 590</u>	<u>8 789</u>	<u>16 887</u>

7. FACTIBILIDAD ECONOMICA

7.1 Mercado

El mercado de energía de CHEC comprende tres tipos distintos de suministro: venta directa a consumidores finales en localidades donde la Empresa atiende el servicio público de distribución; venta en bloque a otras empresas distribuidoras del Departamento de Caldas; y venta en bloque al sistema de CVC, en el Departamento del Valle del Cauca.

Como entidad distribuidora, CHEC suministra energía en 20 localidades urbanas y varias zonas rurales a más de 40 mil usuarios, cuyo consumo total se estima llegará en 1965 a unos 113 millones KWH.

El consumo residencial es el más importante y muestra un incremento relativamente mayor que el conjunto. Actualmente, este consumo representa cerca del 50 por ciento del total distribuido. Esto se debe principalmente al fuerte aumento de los consumidores domiciliarios, como consecuencia de la expansión de los servicios a numerosas localidades en los últimos dos años. (En 1963 CHEC distribuía energía en 10 poblaciones y en 1965 lo hace ya en 20). Se estima que CHEC alcanzará en 1965 cierta estabilidad en su desarrollo, de modo que el abastecimiento a nuevas poblaciones marginales tendrá cada vez menor influencia en el crecimiento futuro de conexiones domiciliarias. En otras palabras, el aumento de consumidores residenciales (así como de otras categorías) provendrá principalmente de la conexión de nuevos servicios en las localidades ya electrificadas, con la tendencia usual al aumento de la proporción de viviendas abastecidas dentro de cada localidad.

En forma conservadora se estima que el número de usuarios residenciales continuará aumentando en los próximos años a razón de 6.5 a 7 por ciento por año, y que el consumo específico crecerá a una tasa de 3.5 a 4.5 por ciento anual. En resumen, el incremento del consumo residencial se estima en alrededor de un 11.5 por ciento en los primeros años, y algo menor en los siguientes, hasta llegar a un 10 por ciento en los últimos años de la próxima década.

Un factor que puede influir en el consumo específico residencial sería la liberación de la restricción actual con respecto a la conexión de cocinas, que se ha comentado anteriormente.

Actualmente, el consumo por usuario es de alrededor de 1 450 KWH al año, nivel aceptable para una región de clima benigno donde la calefacción y el aire acondicionado no son indispensables.

Se supone que los demás consumidores, en su conjunto, aumentarán más o menos en forma paralela al consumo residencial. (El gran incremento del consumo comercial entre 1963 y 1965, se debe en gran parte a una reclasificación tarifaria de consumidores que antes aparecían como residenciales).

El único gran consumo industrial de CHEC, que debe considerarse por separado, es el de la Fábrica de Cementos Caldas. Este consumo, que ha fluctuado alrededor de 10 millones KWH anuales, deberá tener un fuerte incremento en 1966, una vez que se termine la ampliación de esta industria al doble de su capacidad, lo que significará un aumento de alrededor de 60 por ciento en el consumo de energía. Aparte del constante incremento de los establecimientos industriales medianos y pequeños, CHEC no prevé por ahora la conexión de una carga industrial de gran importancia.

En resumen, según una estimación prudente, el consumo abastecido directamente por CHEC aumentaría de 113 millones KWH en 1965 a 176 millones KWH en 1969, y a 274 millones en 1974, con una tasa de incremento medio anual de poco más de 11 por ciento en el primer período, y de poco menos de 10 por ciento en el segundo.

En forma separada se ha hecho la estimación de las ventas en bloque a otras entidades distribuidoras del Departamento, entre las cuales las más importantes son las Empresas Municipales de Pereira y de Armenia. Es probable que varias de estas empresas, desde luego Armenia, se incorporen en el futuro al sistema distribuidor de CHEC; pero como no hay seguridad de que ésto ocurra, las proyecciones de consumo para los próximos 10 años se han hecho en el supuesto de que CHEC continúe vendiéndoles energía al por mayor. Esta venta de energía en bloque aumentaría de 35 millones KWH en 1965, a unos 100 millones KWH en 1969, y a cerca de 220 millones en 1974, estimación que parece justificada.

En cuanto a las ventas al sistema primario de CVC, se han estimado en base a los excedentes de energía generable de CHEC frente a las demandas de aquél. Se trata de energía secundaria, de precio inferior al costo incremental de generación térmica de la filial de CVC (Central Yumbo de Anchicayá Ltda.). Por esto se supone que CHEC podrá colocar casi todos sus excedentes en el sistema CVC. En los próximos años este sobrante irá disminuyendo, pero al entrar en servicio la Central San Francisco, en 1969 volverá a aumentar considerablemente (a unos 240 millones KWH). Hacia esa época se calcula que toda la capacidad de producción de CVC-Anchicayá, aun la térmica, estará copada (CVC no tendría capacidad hidroeléctrica adicional antes de 1970-71).

Para el conjunto de los mercados por abastecer, la energía total suministrada al por mayor y al detalle por CHEC se estima en 208 millones KWH para 1965, con un aumento a 260 millones en los años siguientes hasta la puesta en marcha de la Central San Francisco, y a unos 500 millones KWH en adelante. (Véase Cuadro No. 7).

7.2 Tarifas

Las actuales tarifas de CHEC están en vigor desde octubre de 1963. Según la autorización de la Superintendencia de Regulación Económica,

todos los cargos del pliego entonces vigente se elevaron considerablemente, con un aumento medio general del orden del 100 por ciento; pero la Directiva de CHEC convino en aplicar sólo la mitad del recargo autorizado. Es decir, el nivel actual de tarifas es aproximadamente 50 por ciento superior al que regía en el año 1963. Con las tarifas actuales, y mientras no haya un aumento sustancial de los gastos de explotación, CHEC puede desenvolverse satisfactoriamente con una adecuada rentabilidad de su inversión inmovilizada.

Con las tarifas actuales, el precio medio resultante por KWH es de 16 centavos colombianos para el consumo doméstico y un poco superior para el comercial, mientras que para el consumo industrial es de unos 10 centavos. Aun cuando la tarifa autorizada para alumbrado público es de 4.5 centavos por KWH, este servicio se suministra gratuitamente en la ciudad de Manizales, razón por la cual el ingreso medio resultante es de sólo 2 centavos por KWH.

Para el conjunto de todos los consumos abastecidos directamente por CHE, el ingreso medio por KWH con las tarifas vigentes es de 13.3 centavos, mientras que en 1963 fue de 8.9 centavos.

El precio medio de venta en bloque a otras empresas distribuidoras del Departamento resulta, con la tarifa actual, alrededor de 10 centavos por KWH.

La venta de energía excedente al sistema CVC se factura, según contrato, a 5 centavos por KWH.

7.3 Resultados de Explotación

De acuerdo con los pronósticos de consumo y en base a las tarifas vigentes para los diferentes tipos de suministro, se han calculado (ver Cuadro No. 7) los ingresos de explotación para el período 1965-1974. Estos subirían de 22.4 millones pesos en el presente año, a unos 62 millones pesos en 1974.

Los gastos de explotación se han estimado en pesos constantes de 1965, con los incrementos correspondientes al aumento del volumen de operaciones en el período de 10 años. Para el cálculo de la depreciación se ha partido del valor estimado de reposición del Activo Fijo en servicio, con las adiciones consiguientes según el presupuesto actual del programa. El total de gastos de explotación aumentaría de 14.6 millones pesos en 1965 a cerca de 25 millones pesos en 1974.

El Ingreso Neto de Explotación iría en aumento a lo largo de todo el período, con un fuerte incremento en 1969, al entrar en servicio la Central San Francisco y suministrarse un gran volumen de energía excedente al sistema CVC.

Al comparar los ingresos netos de explotación con la inversión inmovilizada se comprueba que la rentabilidad de ésta iría aumentando en el curso de los próximos 10 años hasta llegar a un 13 por ciento en 1974, manteniéndose sobre 7 por ciento de 1966 en adelante. Hay que advertir que esta proyección está expresada en moneda constante, con nivel de precios de mediados de 1965. Además, no se han considerado inversiones en obras mayores de generación o de transmisión después de terminado el Programa 1966-69, de modo que la inversión inmovilizada está algo subestimada para los últimos años del período.

En resumen, los resultados económicos de explotación del Sistema CHEC, que parecen adecuados en la actualidad, tenderán a mejorar aún más una vez terminadas las obras del Proyecto en consideración.

7.4 Costo de Producción de la Central San Francisco

El costo de la Central San Francisco, incluidos los intereses del préstamo durante construcción, se ha estimado en 13.2 millones dólares equivalentes para la primera etapa, con 90 mil KW instalados, lo que da una inversión de 147 dólares por KW, que es muy favorable para una central hidroeléctrica y probablemente inferior aún a la de una central térmica alternativa.

Los cargos de capital (depreciación e interés) calculados prudentemente en base a una vida útil media de 40 años para el conjunto de las instalaciones, con interés de 7 por ciento sobre la inversión, se estiman en 990 mil dólares (factor de recuperación de la inversión = 0.075). Los gastos de operación y mantenimiento, más administración, imprevistos y varios, pueden estimarse en unos 160 mil dólares anuales (alrededor de 1.80 dólares por KW instalado).

En consecuencia, los gastos totales de explotación se calculan en 1.15 millones de dólares anuales, a lo largo de la vida del Proyecto.

Sobre la base de una producción anual de 270 millones KWH, que se supone puede ser íntegramente colocada en el sistema interconectado CHEC-CVC, resulta que el costo por KWH entregado en barras de la subestación San Francisco sería de 4.2 mills, o 4.2 centavos colombianos. Este costo es menos de la mitad del gasto en combustible por KWH generado en una central a vapor. En efecto, según informaciones recibidas en Cali, el costo incremental por concepto de combustible en la Central Yumbo de la Empresa Anchicayá, es actualmente de alrededor de 8.5 centavos col. por KWH. Se ve pues que no existe una alternativa más económica que la Central San Francisco.

Cuadro No. 1CHEC - Datos Operativos

	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965(est.)</u>
<u>1. Capacidad Generadora Instalada - MW</u>					
- La Esmeralda - Hidro	-	-	30.0	30.0	30.0
- La Insula - Hidro	15.5	15.5	15.5	15.5	15.5
- Otras Menores (6) - Hidro	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.9</u>	<u>5.4</u>
Total	21.4	21.4	51.4	51.4	50.9
<u>2. Producción - Millones KWH</u>					
- Generación	119.1	116.2	143.5	188.5	245.0
- Compras	<u>0.3</u>	<u>18.9</u>	<u>12.5</u>	<u>1.5</u>	-
Total	119.4	135.1	156.0	190.0	245.0
<u>3. Consumo - Millones KWH</u>					
- Distribución Directa CHEC	80.8	89.9	93.7	103.3	112.7
- Suministro en Bloque - Otras Empre- sas Caldas ..	18.9	19.4	25.4	26.9	35.0
- Suministro en Bloque - CVC	-	-	<u>7.3</u>	<u>28.6</u>	<u>60.0</u>
Total	99.7	109.3	126.4	158.8	207.7
<u>4. Pérdidas de Transmisión y Distribución</u> <u>(excl. Suministro a CVC) - %</u>	16.8	19.1	19.7	18.8	18.8
<u>5. Número de Consumidores - miles</u> <u>(Promedio del Año)</u>	29.7	31.4	33.9	37.3	41.9
<u>6. Demanda Máxima (aprox.) - MW</u>					
- Sistema CHEC, total	22.5	29.0	35.0	48.0	49.0
- Sistema CHEC, excl. Suministro a CVC	22.5	29.0	34.0	41.9	47.0
<u>7. Factor de Carga, excl. Suministro a</u> <u>CVC - % (Valores Aproximados)</u>	60	53	50	44	44

Cuadro No. 2

CHEC - Detalle de Ventas de Energía

	1 9 6 3				1 9 6 4				1 9 6 5 (est.)		
	Numero de Con- sumido- res (a)	Millo- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos	Ingreso Medio ctvs/KWH	Numero de Con- sumido- res (a)	Millo- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos	Ingreso Medio ctvs/KWH	Numero de Con- sumido- res (a)	Millo- nes KWH	Millones Pesos Co- lombianos
ta CHEC											
.....	29 140	42.2	4.88	11.6	32 150	45.8	7.25	15.8	36 200	53.8	8.62
.....	3 450	7.9	0.94	11.9	3 720	12.1	2.01	16.6	4 150	14.5	2.44
Cementos											
)	365	21.1	1.46	6.9	413	22.0	2.27	10.3	455	24.0	2.54
aldas ..	1	11.5	0.76	6.6	1	11.8	1.08	9.2	1	9.0	0.87
.....	10	3.4	0.03	0.9	14	3.9	0.07	1.8	20	4.2	0.08
.....	880	7.6	0.30	3.9	958	7.7	0.35	4.5	1 040	7.5	0.46
por CHEC	33 846	93.7	8.37	8.9	37 256	103.3	13.03	12.6	41 866	112.7	15.01
parta-											
aldas) ..	15	25.4	2.07	8.1	15	26.9	2.76	10.3	16	35.0	3.46
del Va-											
.....	1	7.3	0.59	8.1	1	28.6	1.84	6.4	1	60.0	3.00
ergía ..	33 862	126.4	11.03	8.7	37 272	158.8	17.63	11.1	41 883	207.7	21.47

año.

Cuadro No. 3CHEC - Resultados de Explotación

	<u>1961</u>	<u>1962</u>	<u>1963</u>	<u>1964</u>	<u>1965(est.)</u>
Consumo Total - Millones KWH	99.7	109.3	126.4	158.8	207.7
Ingreso Medio - ctvs/KWH	7.3	7.5	8.7	11.1	10.3
<u>Ingresos de Explotación</u>	<u>(Millones pesos colombianos)</u>				
Ingresos por Venta de Energía	7.2	8.2	11.0	17.6	11.5
Otros Ingresos de Explotación	<u>0.6</u>	<u>0.5</u>	<u>0.5</u>	<u>0.9</u>	<u>0.9</u>
Total Ingresos de Explotación	<u>7.8</u>	<u>8.7</u>	<u>11.5</u>	<u>18.5</u>	<u>22.4</u>
<u>Gastos de Explotación</u>					
Generación - Operación y Mantenimiento.			1.6	3.0	3.3
Compra de Energía			1.0	0.1	-
Transmisión			0.2	0.3	0.5
Distribución			1.3	1.8	2.2
Consumidores (Gastos de Venta)			0.7	1.0	1.1
Administración y Gastos Generales			<u>1.0</u>	<u>1.9</u>	<u>2.1</u>
Subtotal	2.4	5.6	5.8	8.1	9.2
Depreciación (Ajustada por Revaluación) .	<u>2.0</u>	<u>2.3</u>	<u>2.7</u>	<u>5.0</u>	<u>5.4</u>
Total Gastos de Explotación	<u>4.4</u>	<u>7.9</u>	<u>8.5</u>	<u>13.1</u>	<u>14.6</u>
Ingreso Neto de Explotación	2.4	0.8	3.0	5.4	7.8
Inversión Inmovilizada (Costo Original) .	34.8	34.5	33.1	114.3	115.0
Inversión Inmovilizada (Reajustada)	64.0	68.0	76.0	175.0	173.1
Ingreso Neto en % de Inversión Inmovili- zada Reajustada	3.8	1.2	4.0	3.1	4.5

Cuadro No. 4CHEC - Costo Estimado Programa de Obras (1966-1969)

<u>I t e m</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles de pes.col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
<u>A. Central San Francisco</u>			
1. <u>Terrenos y Servidumbres</u>	-	<u>740</u>	<u>74</u>
2. <u>Obras Civiles</u>			
- Presa de Tierra	-	26 610	2 661
- Desagüe de Fondo	-	2 110	211
- Aliviadero y Puente	-	1 380	138
- Canal de Aducción	-	5 120	512
- Bocatoma (Estructura de Compuertas)..	-	1 270	127
- Tubería de Presión (Anclajes, etc.)..	-	2 890	289
- Casa de Máquinas	-	7 800	780
- Canal de Desagüe y Puente F.C.	-	1 600	160
- Patio Subestación	-	850	85
- Obras de Acceso, Casas y Varios	-	<u>400</u>	<u>40</u>
Total Obras Civiles	-	<u>50 040</u>	<u>5 004</u>
3. <u>Maquinaria y Equipo</u>			
- Desagüe de Fondo y Bocatoma (compuer- tas y Mecanismos)	230	250	255
- Tubería de Presión	1 260	2 300	1 490
- 2 Turbinas de 64 000 HP y Accesorios.	1 282	780	1 360
- Puente Grúa y Equipo de Carga	180	80	188
- 2 Alternadores de 53 000 KVA y Acce- sorios	1 161	710	1 232
- Tableros e Instalaciones Eléctricas y Mecánicas Auxiliares de Casa de Má- quinas	560	470	607
- Subestación Elevadora, (incl. 7 Trans- formadores monofásicos 13.8/115 KV; 17.7 MVA c/u)	<u>686</u>	<u>270</u>	<u>713</u>
Total Maquinaria y Equipo	5 359	4 860	5 845

<u>I t e m</u>	<u>Moneda Ex- tranjera Miles US dólares</u>	<u>Moneda Nacional Miles de pes.col.</u>	<u>Total Equi- valente en Miles de US dólares</u>
4. Costos Indirectos			
- Ingeniería (Estudio, Proyecto, Direc- ción de Obras)	450	7 100	1 160
- Campamento e Instalaciones para la Construcción	-	350	35
- Gastos Generales y Varios	-	1 500	150
Total Costos Indirectos	<u>450</u>	<u>8 950</u>	<u>1 345</u>
Total Central San Francisco	<u>5 809</u>	<u>64 590</u>	<u>12 268</u>
B. Obras de Transmisión y Distribución			
1. Líneas de Transmisión 115 KV			
- San Francisco - La Esmeralda 2.8 Km, 2 Circuitos, Torres de Acero	17	132	30
- La Insula-Manizales, 17.5 Km, 1 Cir- cuito, Torres de Acero	<u>96</u>	<u>792</u>	<u>175</u>
Total Líneas de 115 KV	<u>113</u>	<u>924</u>	<u>205</u>
2. Subestaciones de 115 KV			
- Subestaciones Manizales (incl. Banco Transformador 115/33 KV, 30 MVA)	173	880	261
- Ampliaciones en Subestaciones La Es- meralda, La Insula y La Rosa (Banco Transformador 115/33 KV, 15 MVA)	<u>240</u>	<u>390</u>	<u>279</u>
Total Subestaciones de 115 KV	<u>413</u>	<u>1 270</u>	<u>540</u>
3. Distribución Primaria en Manizales			
- 3 Subestaciones 33/13.2 KV, 7.5 MVA c/u	198	1 740	372
- Línea de 33 KV, 2 Circuitos, 10 Km, Torres de Acero	<u>63</u>	<u>265</u>	<u>90</u>
Total Distribución Primaria en Manizales	<u>261</u>	<u>2 005</u>	<u>462</u>
4. Líneas y Subestaciones 33 KV fuera de Manizales			
- Línea 33 KV, La Insula-Quinchía, 40 Km, 1 Circuito, Postes de Concreto	45	860	131
- Subestaciones 33/13.2 KV (incl. 8 Transformadores con 25 MVA, total) ...	<u>195</u>	<u>870</u>	<u>282</u>
Total Líneas y Subestaciones 33 KV fuera de Manizales	<u>240</u>	<u>1 730</u>	<u>413</u>

	Moneda Ex- tranjera Miles US <u>dólares</u>	Moneda Nacional Miles de <u>pes.col.</u>	Total Equi- valente en Miles de <u>US dólares</u>
5. <u>Instalaciones de 13.2 KV y Baja Tensión</u>			
- Extensiones de líneas 13.2 KV, 1 Cir- cuito, aprox. 200 Km	80	3 020	382
- Transformadores de Distribución 13.2/0.24/0.12 KV de 75, 100 y 150 KVA	155	1 500	305
- Ampliaciones Redes Baja Tensión (incl. Medidores)	<u>120</u>	<u>6 000</u>	<u>720</u>
Total Instalaciones 13.2 KV y Baja Ten- sión	<u>355</u>	<u>10 520</u>	<u>1 407</u>
6. <u>Edificios Generales</u>			
- Bodegas, Talleres, Garage, etc., en Subestación Manizales, aprox. 4 500 m2	<u>-</u>	<u>1 700</u>	<u>170</u>
7. <u>Costos Indirectos</u>			
Administración, Gastos Generales e Im- previstos, Total	<u>140</u>	<u>1 851</u>	<u>325</u>
Total Obras de Transmisión y Distribu- ción	<u>1 522</u>	<u>20 000</u>	<u>3 522</u>
Total Costo Estimado del Programa (excl. Intereses Durante Construcción)	<u>7 331</u>	<u>84 590</u>	<u>15 790</u>

Cuadro No. 5

CHEC - Programa de Inversiones y Desembolsos

	1 9	6 5	1 9	6 6	1 9	6 7	1 9	6 8	1969 (1er. semestre)		T o
	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Moneda Na- cional Mi- les pesos colombians	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Moneda Na- cional Mi- les pesos colombians	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Moneda Na- cional Mi- les pesos colombians	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Moneda Na- cional Mi- les pesos colombians	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares	Moneda Na- cional Mi- les pesos colombians	Moneda Ex- tranjera Miles de US dólares
1 Proyecto											
San Francisco											
y Derechos	-	0.74	-	-	-	-	-	-	-	-	-
viles	-	2.50	-	21.40	-	16.50	-	6.00	-	3.64	-
ia y Equipo	-	-	1 800	0.20	2 230	1.50	850	3.00	479	0.16	5 359
ia	84	2.19	180	1.73	93	1.73	80	1.31	13	0.14	450
stos Indirectos	-	0.52	-	0.48	-	0.43	-	0.42	-	-	-
ral San Francisco	84	5.95	1 980	23.81	2 323	20.16	930	10.73	492	3.94	5 809
ransmisión y Distribu-											
l	114	-	300	4.60	560	6.20	548	6.40	-	2.80	1 522
s	198	5.95	2 280	28.41	2 883	26.36	1 478	17.13	492	6.74	7 331
Préstamo BID y Asisten-											
a											
s durante Construcción ...	-	-	63	-	224	-	365	-	213	-	865
de Compromiso	-	-	70	-	41	-	17	-	4	-	132
ia Técnica e Inspección	-	-	40	-	40	-	10	-	10	-	100
os del Préstamo BID	-	-	173	-	305	-	392	-	227	-	1 097
rsiones Anuales	198	5.95	2 453	28.41	3 188	26.36	1 870	17.13	719	6.74	8 428
e Recursos											
ELECTRAGUAS	-	5.95	-	22.00	-	7.05	-	-	-	-	-
embolsable de ELECTRAGUAS											
HEC	198	-	70	6.41	41	11.31	17	4.00	4	6.74	330
ID para Obras	-	-	2 280	-	2 883	-	1 478	13.13	492	-	7 133
ID para Intereses, Inspec-											
.....	-	-	103	-	264	-	375	-	223	-	965
os Anuales	198	5.95	2 453	28.41	3 188	26.36	1 870	17.13	719	6.74	8 428

Cuadro No. 6

CHEC - Resumen Presupuesto de Inversiones y Plan de Financiamiento

(Programa Obras 1966-1969)

<u>e m</u>	<u>Moneda Ex-</u> <u>tranjera</u> <u>Miles US</u> <u>dólares</u>	<u>Moneda</u> <u>Nacional</u> <u>Millones</u> <u>pes.col.</u>	<u>Total Equi-</u> <u>valente en</u> <u>Miles de</u> <u>US dólares</u>	<u>Préstamo BID</u> <u>En Moneda Ex-</u> <u>tranjera Miles</u> <u>de US dólares</u>	<u>Aporte de</u> <u>ELECTRAGUAS</u> <u>Millones de</u> <u>pesos cols.</u>	<u>Recursos Prop</u> <u>Mon. Nac.</u> <u>Millones</u> <u>pes.col.</u>
<u>San Francisco</u>						
Obras y Obras Civiles ...	-	50.78	5 078	-	35.00	15.78,
Material y Equipo	5 359	4.86	5 845	5 359	-	4.86
Electricidad	450	7.10	1 160	366	-	7.10
Costos Indirectos	<u>-</u>	<u>1.85</u>	<u>185</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>1.85</u>
Central San Francisco ..	5 809	64.59	12 268	5 725	35.00	29.59
Obras de Transmisión y Distribución	<u>1 522</u>	<u>20.00</u>	<u>3 522</u>	<u>1 408</u>	<u>-</u>	<u>20.00</u>
Costo de las Obras	<u>7 331</u>	<u>84.59</u>	<u>15 790</u>	<u>7 133</u>	<u>35.00</u>	<u>49.59</u>
<u>Préstamo BID y Varios</u>						
Gastos Durante Construc-	865	-	865	865	-	-
ción de Compromiso	132	-	132	-	-	-
Asistencia BID y Asistencia a Administración	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Gastos Préstamo y Varios	<u>1 097</u>	<u>-</u>	<u>1 097</u>	<u>965</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Inversiones	<u>8 428</u>	<u>84.59</u>	<u>16 887</u>	<u>8 098</u>	<u>35.00</u>	<u>49.59</u>

Cuadro No. 7

CHEC - Pronóstico de Resultados de Explotación

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>
<u>Energía Suministrada - Millones KWH</u>									
Distribución Directa de CHEC	113	131	145	160	176	193	211	230	251
a Otras Empresas (Dpto. Caldas) ...	35	50	65	81	99	119	140	164	190
a CVC (Dpto. Valle del Cauca)	60	70	52	18	240	200	150	100	50
<u>Energía Suministrada</u>	<u>208</u>	<u>251</u>	<u>262</u>	<u>259</u>	<u>515</u>	<u>512</u>	<u>506</u>	<u>494</u>	<u>491</u>
<u>Gastos de Explotación</u>									
(En millones de pesos colombianos)									
<u>Gastos de Energía</u>									
Distribuida por CHEC	15.0	17.7	19.6	21.6	23.8	26.1	28.5	31.1	33.9
a Otras Empresas	3.5	5.0	6.5	8.1	9.9	11.9	14.0	16.4	19.0
C	3.0	3.5	2.6	0.9	12.0	10.0	7.5	5.0	2.5
<u>Ingresos por Venta Energía</u>	<u>21.5</u>	<u>26.2</u>	<u>28.7</u>	<u>30.6</u>	<u>45.7</u>	<u>48.0</u>	<u>50.0</u>	<u>52.5</u>	<u>55.4</u>
<u>Ingresos de Explotación</u>	<u>0.9</u>	<u>1.0</u>	<u>1.1</u>	<u>1.2</u>	<u>1.3</u>	<u>1.5</u>	<u>1.7</u>	<u>1.9</u>	<u>2.1</u>
<u>Ingresos de Explotación</u>	<u>22.4</u>	<u>27.2</u>	<u>29.8</u>	<u>31.8</u>	<u>47.0</u>	<u>49.5</u>	<u>51.7</u>	<u>54.4</u>	<u>57.5</u>
<u>Gastos de Explotación</u>									
Operación y Mantenimiento									
Generación	3.3	3.4	3.5	3.6	5.3	5.5	5.7	5.9	6.1
Transmisión	0.5	0.5	0.5	0.6	0.6	0.6	0.6	0.7	0.7
Distribución	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3.1
Consumidores	1.1	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.4	1.5	1.6
Administración y Generales	2.1	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8
Operación y Mantenimiento	9.2	9.5	9.8	10.3	12.2	12.7	13.1	13.7	14.3
Depreciación	5.4	5.6	5.7	5.9	6.3	9.7	9.8	9.9	9.9
<u>Gastos de Explotación</u>	<u>14.6</u>	<u>15.1</u>	<u>15.5</u>	<u>16.2</u>	<u>18.5</u>	<u>22.4</u>	<u>22.9</u>	<u>23.6</u>	<u>24.2</u>
<u>Resultado Neto de Explotación</u>	<u>7.8</u>	<u>12.1</u>	<u>14.3</u>	<u>15.6</u>	<u>28.5</u>	<u>27.1</u>	<u>28.8</u>	<u>30.8</u>	<u>33.3</u>
<u>Inversión Inmovilizada</u>	<u>173.1</u>	<u>172.3</u>	<u>177.0</u>	<u>183.5</u>	<u>191.5</u>	<u>314.9</u>	<u>307.8</u>	<u>300.7</u>	<u>293.7</u>
<u>Resultado Neto - En % de Inversión Inmovili-</u>									
zada	4.5	7.0	8.1	8.5	14.8	8.6	9.4	10.2	11.3

Cuadro No. 8

CHEC - Proyección de Disponibilidades y Requerimientos de Caja

(En millones de pesos colombianos)

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>	<u>1973</u>
<u>Disponibilidades</u>									
Ingreso Neto de Explotación	7.7	12.1	14.3	15.6	28.5	21.7	29.1	31.1	33.3
Provisión para Depreciación	5.5	5.6	5.7	5.9	6.3	9.7	9.8	9.9	9.9
Aporte de ELECTRAGUAS	6.0	22.0	7.0	-	-	-	-	-	-
Anticipación Reembolsable de ELECTRAGUAS:	-	-	8.0	4.0	-	-	-	-	-
Préstamo BID (8.1 millones US dólares) ..	-	23.8	31.5	18.5	7.2	-	-	-	-
Otras Disponibilidades (Aporte Departamento, etc.)	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.0	1.0	1.1	1.1
Total Disponibilidades de Caja	<u>20.0</u>	<u>64.3</u>	<u>67.4</u>	<u>44.9</u>	<u>43.0</u>	<u>37.8</u>	<u>39.9</u>	<u>42.1</u>	<u>44.3</u>
<u>Requerimientos</u>									
<u>Inversiones del Proyecto</u>									
Construcción Obras	8.0	51.2	55.2	31.9	11.7	2.5	2.6	2.8	3.0
Asistencia Técnica Administración e Inspección BID	-	0.4	0.4	0.1	0.1	-	-	-	-
Cargos Financieros Préstamo BID durante Construcción	-	1.3	2.7	3.8	2.2	-	-	-	-
Subtotal	<u>8.0</u>	<u>52.9</u>	<u>58.3</u>	<u>35.8</u>	<u>14.0</u>	<u>2.5</u>	<u>2.6</u>	<u>2.8</u>	<u>3.0</u>
<u>Servicio de Préstamos</u>									
Préstamos Vigentes BIRF	5.6	5.7	5.6	5.7	5.6	5.7	4.7	3.8	3.8
Otros Préstamos Vigentes Locales	2.1	1.2	0.8	0.8	0.2	-	-	-	-
Préstamo BID (12 años 6%)	-	-	-	-	-	9.6	9.6	9.6	9.6
Subtotal servicio Deuda	<u>7.7</u>	<u>6.9</u>	<u>6.4</u>	<u>6.5</u>	<u>5.8</u>	<u>15.3</u>	<u>14.3</u>	<u>13.4</u>	<u>13.4</u>
<u>Otros Requerimientos</u>									
Aumento Capital de Trabajo	3.4	0.8	0.4	0.4	2.0	0.5	0.5	0.5	0.5
Reembolso Anticipo ELECTRAGUAS	-	-	-	-	-	6.0	6.0	-	-
Varios (Fondo Vivienda del Personal, etc.)	0.2	0.4	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6	0.6
Subtotal Otros Requerimientos	<u>3.6</u>	<u>1.2</u>	<u>1.0</u>	<u>1.0</u>	<u>2.6</u>	<u>7.1</u>	<u>7.1</u>	<u>1.1</u>	<u>1.1</u>
Total Requerimientos de Caja	<u>19.3</u>	<u>61.0</u>	<u>65.7</u>	<u>43.3</u>	<u>22.4</u>	<u>24.9</u>	<u>24.9</u>	<u>17.3</u>	<u>17.5</u>
Excedente Anual	0.7	3.3	1.7	1.6	20.6	12.9	15.9	24.8	26.8
Excedente Acumulado	0.7	4.0	5.7	7.3	27.9	40.8	56.7	81.5	108.3

DOCUMENT OF THE INTER-AMERICAN DEVELOPMENT BANK
FOR OFFICIAL USE ONLY

FINANCIAL ANALYSIS

Proyecto: CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS
"CHEC"
Colombia

PROJECT ANALYSIS DIVISION
Financial Analysis Section
September, 1965

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A.- COLOMBIACHECFINANCIAL ANALYSIS REPORTI. GENERAL CONSIDERATIONS

The financial statements of the prospective borrower for the years 1963 and 1964 were not certified in accordance with the requirements of document MP/64/43 of August 27, 1964. Nevertheless, in view of the personal visit to the offices of the CHEC by a BID financial analyst, the above statements were accepted for study, subject to receipt of the certified financial statements at December 31, 1965.

CHEC is a partially owned subsidiary of Electraguas, in which the latter, as of December 31, 1964, holds a percentage of ownership of approximately 76% as follows:

	Capital Stock Subscribed & Paid	Amount to be Capitalized	Total	%
	(In thousands of Colombian Pesos)			
Electraguas	57,379	2,001	59,380	75.8
Various Municipal- ities, etc.	18,963	100	19,063	24.2
Total:	<u>76,342</u>	<u>2,101</u>	<u>78,443</u>	<u>100.0</u>

The functions of Electraguas, and its financial and administrative structure, were studied in 1964, and comments thereon were presented in the financial analysis resulting in loans No. 106/OC and 107/OC.

In addition to a financial study of CHEC, a further evaluation of Electraguas was made in accordance with document No. GN48 of March 10, 1965.

The following is the result of our evaluation:

ELECTRAGUAS

1. The institution is in the process of selecting a firm of certified public accountants in order to comply with a condition of the existing contracts with the BID.
2. As the above condition, and others, were not met as of the date of the analysis, there have been no disbursements on the part of the

BID, except for a small sum to pay for technical studies although the contracts were signed on January 18, 1965.

3. Among the conditions to be met prior to any disbursements, there was one specifically requiring that:

"3.01 (1) Que el Deudor presente a satisfacción del Banco un plan de reorganización administrativa, financiera y contable, tanto propio como de sus filiales beneficiadas con el Proyecto. Este plan deberá ser preparado por expertos contratados para tal efecto."

The evaluation has disclosed that the improvement of the administrative structure has not proceeded satisfactorily, although some attempts were made, especially in preparing organization charts. However, this measure did not result in any improvements since the existing systems were not changed or when changes were proposed, they were not put in effect.

CHEC

1. The financial statements submitted presented deficiencies not only in the matter of presentation, but also in accounting principles which were not correctly applied. As an example, work in process was found in fact to be already operating, with the result that the amount of depreciation charged to operations was incorrect. Adjustments were made accordingly, for the presentation of the financial statements presented in this report.
2. The Company does not work on a budgetary system, so that it is very difficult for the management to control its costs and revenues.
3. The general administration of the institution is very poor, depending both in inadequate professional level of personnel, and in lack of proper systems and procedures. It has been quite common, during the course of the mission, to receive contradictory, divergent and deficient information because of lack of coordination between the various departments.
4. It must be noted that although CHEC is supposed to be under the administrative control of Electraguas, the latter has only prescribed a classification of accounts and the forms for reporting financial results. This system is very sketchy and also does not enable CHEC to present the financial statements in a manner generally accepted for public utilities enterprises. Furthermore, Electraguas does not exercise a review and control even within this inadequate system.

- 3 -

5. In the year 1962, CHEC contracted the services of Price Waterhouse & Co. in order to establish a proper accounting system. This system was not put in effect because in 1963 ELECTRAGUAS prescribed the uniform reporting system mentioned in 4. above for all the subsidiaries, which in many instances was divergent with the Price Waterhouse system. To make the situation worse, ELECTRAGUAS did not implement this system with specific instructions to be applied.

In the Chapter of "Conclusions and Recommendations" an attempt is made to propose concrete and corrective measures.

6. The system of billing and collection does not provide for follow up on overdue accounts. It is felt that the lack of this procedure does not enable management to properly enforce the collection of accounts receivables with the result that the company has funds tied up unnecessarily.

II. PRESENT FINANCIAL CONDITION

The comparative Balance Sheets as of December 31, 1963 and 1964 as well as the Profit and Loss Statements for the years then ended, are presented respectively as Exhibits "A", "A1" and "B".

A - Balance Sheet

As can be noted from the Balance Sheet, which has been adjusted in order to reflect reclassifications not made by the company, the fixed assets increased by approximately 9-1/2 million pesos with changes in the various captions of fixed assets due to the fact that a new plant entered in production in 1964.

The capital section has increased by approximately 9 million pesos, which suggests that the increase in fixed assets was financed through new equity.

Current assets have decreased by approximately 1 million pesos and current liabilities by approximately 3 million pesos with the result that the current ratio in 1964 is much improved over 1963; nevertheless, current assets are not enough to pay current liabilities. Fortunately the company has been able to secure long-term liabilities to finance its shortage of working capital.

The accounts receivable represent approximately 2-month sales, which is considered normal; nevertheless, it can be said that whereas the residential and industrial customers pay their bills rather promptly, the official institutions do not; this is a situation quite common in Latin America and efforts are being made to collect overdue accounts.

In Annex A-1, a Balance Sheet converted in US\$ is presented. For the conversion of the Balance Sheet from Colombian Pesos to U.S. dollars, we have followed the system of converting the fixed assets at the rate of exchange prevailing at time of acquisition; the other accounts such as long-term liabilities and current liabilities which contained commitments payable in U.S. Dollars, have been converted taking into consideration this situation.

B - Profit and Loss Statement

Annex B shows the Comparative Profit and Loss Statement for the years ended December 31, 1963 and 1964.

The major item requiring an explanation is the increase in revenues by approximately 7 million pesos; this is due partially to an increase in volume (from 126 million KWH in 1963 to approximately 159 in 1964) and also by an increase in the average selling price of approximately 30%. Operating expenses have increased accordingly especially in the item of depreciation, due to the fact that the new plant entered in operation in 1964.

Interest charges increased by approximately 3 million pesos due to the fact that whereas during the construction period interest was charged to fixed assets, once the plant started operations the interest has been charged to operations, according to good practices.

III. PROJECTED FINANCIAL SITUATION

The Profit and Loss Statement for the years 1964 to 1974 has been developed in cooperation with the BID Electric Energy Section.

Depreciation has been calculated on the fixed assets revalued to reflect their true worth expressed in Colombian Pesos of today. The increase in revenues is due to the effect and impact of the new project.

The cash flow shows that there is financial justification in extending credit to this borrower.

In developing the above statement, we have taken into consideration the fact that CHEC will need short-term loan in the years 1967-1968 of approximately 12 million Colombian Pesos in order to carry out the expansion program; however, it has been assumed that this loan can be repaid in the year 1970 and 1971 out of earnings of the company. This point has been discussed with the management of Electraguas which expressed the opinion that it can be done out of Electraguas resources.

The working capital shows a heavy increase in 1965 due to the fact that the existing working capital, as explained elsewhere in this report, is

- 5 -

negative; this increase in working capital is considered necessary to put CHEC on a sound business basis.

IV. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

During the course of the mission it has become obvious that the study of Price Waterhouse & Co. in 1962 did not produce the desired results as explained elsewhere in this report. It is considered necessary therefore that experts be contracted to install the various accounting and administrative systems and procedures in order to put CHEC on a sound business basis. This Section is much in favor of establishing a modus operandi whereby CHEC will hire competent people, with the approval of the BID, chargeable to the BID loan, and functionally reporting to the BID.

These experts should not only limit themselves to establish the improved systems and procedures in the accounting and administration of CHEC, but also should train individuals within CHEC who will be able to carry on efficiently the work to be performed.

It should be understood that the above task will be coordinated with the work that Electraguas as a holding company has to establish in accordance with the previous recommendations made by the BID, as to the reorganization of Electraguas itself and all its subsidiaries.

It can be said in summary that there are no major financial objections to extend the proposed loan to CHEC subject to the following recommendations which should be included in the eventual loan contract:

- 1) Prior to the first disbursement, CHEC should submit a plan acceptable to the BID detailing the steps to be taken for the reorganization of its accounting and administrative structure. The plan should include the commitment of a firm or individuals to be in charge of this reorganization.
- 2) CHEC should submit its yearly financial statements starting with the year 1965, and for the duration of the loan, certified by a firm of independent public accountants acceptable to the BID.
- 3) CHEC should submit to the BID an agreement with ELECTRAGUAS stating the willingness of the latter to advance a loan on a short-term basis to be disbursed during the year 1967-1968.
- 4) Any new long-term financing should be submitted to the BID for approval.

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

ANNEX C
Table A

Page 1

Comparative Balance Sheets at December 31

	1963 In thousand of Col. Pesos	1964 In thousand of Col. Pesos
<u>ASSETS</u>		
<u>Fixed Assets</u>		
Plant-generation	19,565	77,045
Transmission line	6,228	18,829
Distribution line	10,208	14,673
Building	2,778	7,731
Vehicles	469	547
Other	1,868	5,032
Less Accumulated Depreciation	(11,587)	(15,042)
Land	1,645	2,800
Works in Progress	69,820	3,142
Other	4,230	
Total Net Fixed Assets	<u>105,224</u>	<u>114,757</u>
<u>Current Assets</u>		
Cash and Banks	223	439
Accounts Receivable - Consumers	2,127	2,743
Less provision for bad accounts	(64)	(134)
Advances to contractors & suppliers	4,696	1,909
Inventories	3,298	3,689
Other current assets	84	690
Total Current Assets	<u>10,364</u>	<u>9,336</u>
<u>Other Assets and Deferred Items</u>		
Investments	767	728
Exchange differential on foreign currencies obligations	9,753	12,579
Studies and projects	2,546	3,460
Intangible assets	913	888
Other	238	380
Total Other Assets	<u>14,217</u>	<u>18,035</u>
TOTAL ASSETS	<u>129,805</u>	<u>142,128</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIAComparative Balance Sheets at December 31

	1963 In thousand of Col. Pesos	1964 In thousand of Col. Pesos
<u>Capital and Surplus</u>		
Capital Stock Authorized	100,000	100,000
Capital Stock Unissued and not subscribed	<u>(31,951)</u>	<u>(23,658)</u>
Capital Stock Issued, paid and subscribed	68,059	76,342
Amounts to be capitalized	2,850	2,101
Official subsidies	<u>557</u>	<u>170</u>
Total Capital	71,466	78,613
Surplus	<u>1,828</u>	<u>3,515</u>
Total Capital and Surplus	<u>73,294</u>	<u>82,128</u>
<u>Liabilities</u>		
<u>Long Term Loans</u>		
In foreign currency (US\$5,007,000) in 1963, US\$4,989,000 in 1964)	39,162	46,669
In national currency)		
Total Long Term	<u>39,162</u>	<u>46,669</u>
<u>Current Liabilities</u>		
Accounts payable to suppliers & Banks	8,661	6,256
Current portion of long term debt:		
In foreign currency (US\$328,000) in 1963, US\$345,000 in 1964)	5,345	4,779
In national currency)		
Other Current Liabilities	<u>615</u>	<u>786</u>
Total Current Liabilities	<u>14,621</u>	<u>11,821</u>
Other Liabilities	<u>2,728</u>	<u>1,510</u>
Total Liabilities	<u>56,511</u>	<u>60,000</u>
Total Capital, Surplus and Liabilities	<u>129,805</u>	<u>142,128</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

Balance Sheet as of December 31, 1964
(in thousand of US Dollars)

ASSETS

Fixed Assets

Fixed Assets (net of depreciation	17,300
Construction in Progress	<u>314</u>
Total Fixed Assets	<u>17,614</u>

Current Assets

Cash and Banks	44
Accounts Receivable less reserve for doubtful accounts	261
Advances to contractors and suppliers	191
Inventories	369
Other	<u>69</u>
Total Current Assets	<u>934</u>

Other Assets

545

TOTAL ASSETS

19,093

LIABILITIES AND CAPITAL

Capital and Surplus	12,559
Long term liabilities	5,166
Current Liabilities	1,217
Other Liabilities	<u>151</u>

TOTAL LIABILITIES AND CAPITAL

19,093

ANNEX C

TABLE B

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIAProfit and Loss Statement for the years ended

	<u>Dec. 31, 1963</u>	<u>December 31, 1964</u>	
	<u>In thousand of Pesos</u>	<u>In thousand of Pesos</u>	<u>In thousand of US\$</u>
<u>Operating Revenues</u>			
Electricity Sales	11,030	17,630	1,763
Other Revenues	480	900	90
Total Operating Revenues	<u>11,510</u>	<u>18,530</u>	<u>1,853</u>
<u>Operating Expenses</u>			
Generation (includes purchase of electricity)	2,561	3,183	318
Transmission	187	309	31
Distribution	1,300	1,800	180
Customers Services	703	997	100
General and Administrative	1,067	1,852	185
Depreciation	<u>1,927</u>	<u>3,373</u>	<u>337</u>
Total Operating Expenses	<u>7,745</u>	<u>11,514</u>	<u>1,151</u>
Net Operating Income	<u>3,765</u>	<u>7,016</u>	<u>702</u>
<u>Other Deductions</u>			
Interest Charges	1,105	4,016	402
Loss on Foreign Exchange	1,041	1,081	108
Various	44	-	-
Total Other Deductions	<u>2,190</u>	<u>5,097</u>	<u>510</u>
Final Net Profit	<u>1,575</u>	<u>1,919</u>	<u>192</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

Projected Profit and Loss Statement for the Years
(In thousand of US\$)

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
m Sale of Electricity	2,150	2,620	2,870	3,060	4,570	4,800	5,000	5,250
ing Revenues	90	100	110	120	130	150	170	190
Revenues	<u>2,240</u>	<u>2,720</u>	<u>2,980</u>	<u>3,180</u>	<u>4,700</u>	<u>4,950</u>	<u>5,170</u>	<u>5,440</u>
penses								
and Maintenance	920	950	980	1,030	1,220	1,270	1,310	1,370
ion	550	560	570	590	630	970	980	990
Operating Expenses	<u>1,470</u>	<u>1,510</u>	<u>1,550</u>	<u>1,620</u>	<u>1,850</u>	<u>2,240</u>	<u>2,290</u>	<u>2,360</u>
	292	258	233	210	187	653	602	552
Expenses	<u>1,762</u>	<u>1,768</u>	<u>1,783</u>	<u>1,830</u>	<u>2,037</u>	<u>2,893</u>	<u>2,892</u>	<u>2,912</u>
t	<u>478</u>	<u>952</u>	<u>1,197</u>	<u>1,350</u>	<u>2,663</u>	<u>2,057</u>	<u>2,278</u>	<u>2,528</u>

CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS, S.A. - COLOMBIA

Projected Statement of Source and Application of Funds

(in thousand of US\$)

	<u>1965</u>	<u>1966</u>	<u>1967</u>	<u>1968</u>	<u>1969</u>	<u>1970</u>	<u>1971</u>	<u>1972</u>
	478	952	1,197	1,350	2,663	2,057	2,278	2,528
	550	560	570	590	630	970	980	990
tribution of Electraguas	600	2,200	700					
Loan		2,380	3,150	1,850	720			
Electraguas			800	400				
	80	80	80	80	80	80	80	90
Source of Funds	<u>1,708</u>	<u>6,172</u>	<u>6,497</u>	<u>4,270</u>	<u>4,093</u>	<u>3,107</u>	<u>3,338</u>	<u>3,608</u>
unds								
project)								
ion of the System)	800	5,290	5,830	3,580	1,400	250	260	280
of existing long term loans	478	422	407	430	393	397	324	252
of proposed BID Loan	-	-	-	-	-	474	504	536
orking capital	340	80	40	40	200	50	50	50
short term loan of Electraguas	-	-	-	-	-	600	600	-
	20	40	60	60	60	60	60	60
l Application of Funds	<u>1,638</u>	<u>5,832</u>	<u>6,337</u>	<u>4,110</u>	<u>2,053</u>	<u>1,801</u>	<u>1,798</u>	<u>1,178</u>
	70	340	160	160	2,040	1,306	1,540	2,430
lus	<u>70</u>	<u>410</u>	<u>570</u>	<u>730</u>	<u>2,770</u>	<u>4,070</u>	<u>5,616</u>	<u>8,046</u>

INFORME JURIDICO

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A.

1. Naturaleza y fines:

El 2 de diciembre de 1963, por ante el Notario Segundo, del Circuito de Manizales, capital del Departamento de Caldas, se elevó a escritura pública la resolución de la Asamblea de Socios de Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A., por medio de la cual se acordó transformar dicha empresa en una sociedad anónima. De acuerdo al Artículo 10. de sus estatutos la Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. es una sociedad comercial anónima de nacionalidad Colombiana que tiene su domicilio en la ciudad de Manizales, Departamento de Caldas. Su objeto social, de acuerdo al Artículo 40. de los estatutos es: a) Beneficiar las aguas de los ríos Chinchiná, Campoalegre, San Francisco y demás que fuere necesario o conveniente, del Departamento de Caldas, así como los afluentes de aquellos, atendiendo a la reforestación de las respectivas hoyas hidrográficas y en general a la conservación de las mismas aguas, para la producción de luz, calor y fuerza eléctrica y otros, y la prestación de los respectivos servicios; b) Beneficiar y explotar cualquier otra fuente o forma de energía para los mismos fines con el objeto de prestar este servicio a las ciudades del Departamento de Caldas o fuera de él, pero teniendo en cuenta que tanto en el caso de este literal como en el anterior, el servicio de suministro de energía lo prestará la Sociedad prefiriendo indispensablemente la satisfacción de las necesidades de los municipios accionistas, en forma que sólo mientras esté regular y debidamente atendida la demanda de éstos, podrá el servicio ser prestado a municipios o entidades no accionistas; c) Establecimiento de líneas de transmisión y sub-estaciones elevadoras o rebajadoras de voltaje para transporte y uso de energía eléctrica a lo largo del Departamento de Caldas u otras zonas del país, pudiendo acometer trabajos de distribución o venta de energía; d) Explotación de plantas generadoras de energía eléctrica y su aplicación a usos públicos, industriales y domésticos; e) Compra y venta de toda clase de bienes muebles o inmuebles con destino a la realización o al incremento del objeto de la Sociedad; f) Producción, distribución y venta de toda clase de artículos eléctricos, nacionales o extranjeros; g) Hacer inversiones en corporaciones o entidades de crédito, con el fin de utilizar los servicios de éstas.

En relación a las facultades de la Sociedad, debe destacarse la disposición del Artículo 60. de los estatutos según el cual todas las decisiones que tome la Sociedad en materia técnica, tales como adopción de proyectos para construcción o instalación de plantas eléctricas, antes de llevarse a la práctica deberán ser consultadas y aprobadas por el Instituto Nacional de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico. Igualmente dicho Instituto, en cumplimiento de normas legales, promoverá la fijación de tarifas adecuadas para que la Empresa cumpla satisfactoriamente sus finalidades.

2. Capacidad para la ejecución del proyecto:

El proyecto para cuya ejecución se solicita el financiamiento del BID está comprendido dentro del objeto social de la Sociedad; en virtud de ello, ésta tiene capacidad legal para la ejecución de dicho proyecto.

3. Capacidad de contratación

De acuerdo al Artículo 40. de los estatutos, la Sociedad puede tomar dinero en mutuo con garantías reales, personales o sin ellas dentro o fuera del país y, en general, llevar a cabo todo acto o contrato que se relacione directamente con su objeto social.

4. Dirección y Administración de la Sociedad:

La dirección y administración de la Sociedad está a cargo de la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva, y la Gerencia, con las atribuciones y facultades que generalmente tienen estos órganos, pero cabe destacar que de acuerdo a los estatutos la Asamblea, entre otras atribuciones, puede autorizar o aprobar la enajenación o gravamen de las propiedades raíces de la Sociedad por valor que exceda del 10% del capital social, pero si fuere inferior, le corresponde a la Junta Directiva emitir la autorización o aprobación correspondiente. (Artículo 45 inciso f). Así mismo la Junta Directiva está facultada para intervenir en todas las actuaciones que tengan por objeto adquirir, enajenar, hipotecar, gravar o limitar bienes raíces, recibir dinero en mutuo y celebrar actos y contratos cuya cuantía exceda de 50,000 pesos. Estos actos también pueden ser realizados por la Gerencia con el voto previo y favorable de la Junta Directiva. (Artículo 54 inciso 19). Por otra parte la Junta Directiva está facultada para tomar dinero en préstamo en el interior o el exterior del país, a menos que tales operaciones comprometan más del 20% del capital social de la Sociedad, caso en el cual requerirá de la aprobación previa de la Asamblea General. (Artículo 54 inciso 20). También son funciones de la Junta Directiva, (de acuerdo al Artículo 54 inciso 21, 22, 23 y 25): Autorizar la compra en el exterior o en el interior del país de maquinaria, elementos y equipos de trabajo, sin limitación de cuantía y de acuerdo con el Gerente; aprobar contratos de construcción de parte o la totalidad de las obras de ensanche de los sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, con casas extranjeras o nacionales, de acuerdo con el Gerente, sin necesidad de licitación pública, o en la forma en que lo estime más conveniente para los intereses de la Empresa, para lo cual no será necesaria la aprobación de la Asamblea General; aprobar la contratación de servicios técnicos de cualquier naturaleza que ellos sean y que a su vez convengan al mejor desarrollo de la Empresa, de acuerdo con el Gerente de la Compañía y con el Gerente del Instituto de Aprovechamiento de Aguas y Fomento Eléctrico; fijar y modificar las tarifas para la prestación de los mismos servicios de energía.

5. Representación legal:

La gestión, dirección y administración inmediata de los negocios sociales están a cargo del Gerente, quien es el representante legal y extrajudicial de la Sociedad, y quien dura en sus funciones por el término de un año a partir de su nombramiento, pudiendo ser reelegido indefinidamente y removido libremente antes del vencimiento de su período, con derecho al uso de la firma social y con derecho a comprometer a la Sociedad. El nombramiento de Gerente, debe registrarse en la Cámara de Comercio de Manizales y publicarse por tres veces en el periódico de la misma Cámara o en el Oficial del Departamento. En sus funciones el Gerente puede representar a la sociedad en todos los actos y contratos relacionados con el giro social de la misma y

constituir apoderados judiciales o extrajudiciales.

6. Garantía:

La garantía del préstamo solicitado sería otorgada por la República de Colombia. Recientemente fue promulgada la ley en virtud de la cual se autoriza al gobierno para constituir garantías hasta por el equivalente de US\$400,000,000.

7. Conclusiones:

Central Hidroeléctrica de Caldas, S. A. tiene capacidad para la ejecución del proyecto y para constituirse como deudor del BID.