

コロンビア共和国
 小規模発電設備修復計画
 プレ・フィージビリティ調査
 報告書

昭和63年7月

国際協力事業団

鉦計資
 88-103(1)

コロンビア共和国
 小規模発電設備修復計画
 プレ・フィージビリティ調査
 報告書
 昭和63年7月
 国際協力事業団
 鉦計資
 88-103(1)

JICA LIBRARY



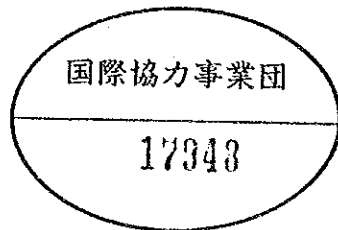
1067263C.2J

17948

コロンビア共和国
小規模発電設備修復計画
プレ・フィージビリティ調査
報告書

昭和63年7月

国際協力事業団



国際協力事業団

17948

序 文

日本国政府はコロンビア共和国政府の要請に基づき、同国の小規模発電設備修復計画に関するプレ・フィージビリティ調査を行なうこととし、その実施を国際協力事業団に委託した。

当事業団は、八千代エンジニアリング（株）小野匡美氏を団長とする各分野の専門家から成る調査団を編成し、1987年11月から1988年6月までの間、三次に亘り現地調査を実施した。

調査団は、帰国後これによって得られた現地の諸情報並びに収集した資料の解析・検討等の国内作業を行なった。

本報告書は、以上の成果をとりまとめたものである。本報告書がコロンビア国における効率的な電気事業の推進に役立つとともに、同国の経済・社会開発に寄与し、ひいては同国と我が国の友好親善をより一層深めることに貢献できれば幸いである。

終わりに、本調査の任に当たられた団員のご努力に敬意を表するとともに、調査に際し多大のご協力を頂いたコロンビア国政府機関、在コロンビア日本国大使館、外務省及び通商産業省の関係各位に対し、深く感謝の意を表するものである。

1988年7月

国際協力事業団

総裁 柳谷 謙介

伝 達 状

国際協力事業団

総裁 柳谷 謙介 殿

コロンビア共和国・コロンビア電力庁 (ICEL) 所管の小規模発電設備修復計画に関するプレ・フィージビリティ調査報告書を、ここに提出いたします。

本プレ・フィージビリティ調査は、昭和62年11月に現地調査に着手してから昭和63年6月に報告書の草案を作成するまで約7ヶ月間にわたって実施されました。調査団は本調査報告書の草案を貴事業団に提出するとともに、昭和63年6月12日から同月21日までコロンビア共和国を訪問し、この草案に関してICEL関係者と協議を行ないました。この協議において質疑された事項はすべて本報告書に盛り込まれております。

本プレ・フィージビリティ調査の目的は、コロンビア共和国の13県1直轄区各地に散在する既設小規模発電所の計82地点 設備容量461MW (火力発電所：3地点254MW、水力発電所：62地点 192MW、ディーゼル発電所：17地点 15MW) の中から、フィージビリティ調査に結び付く修復対象候補地点を選定することでありました。

本報告書では、修復の必要性、修復の効果、電力需給上からの重要性ならびに既存設備の運転状況等の現地事情を総合評価の上、フィージビリティ調査対象候補地点として、火力発電所1地点 (出力増加8MW)、水力発電所11地点 (出力増加21MW) 計12地点 (出力増加29MW) を選択しております。修復概算工事費は昭和63年6月の積算基準で、火力発電設備に対して約18億円、水力発電設備に対して、約62億円、計約80億円を見積もっております。ディーゼル発電設備の修復計画については、プレフィージビリティ調査の段階で検討を終わりましたので、フィージビリティ調査の対象候補として採択された地点はありません。

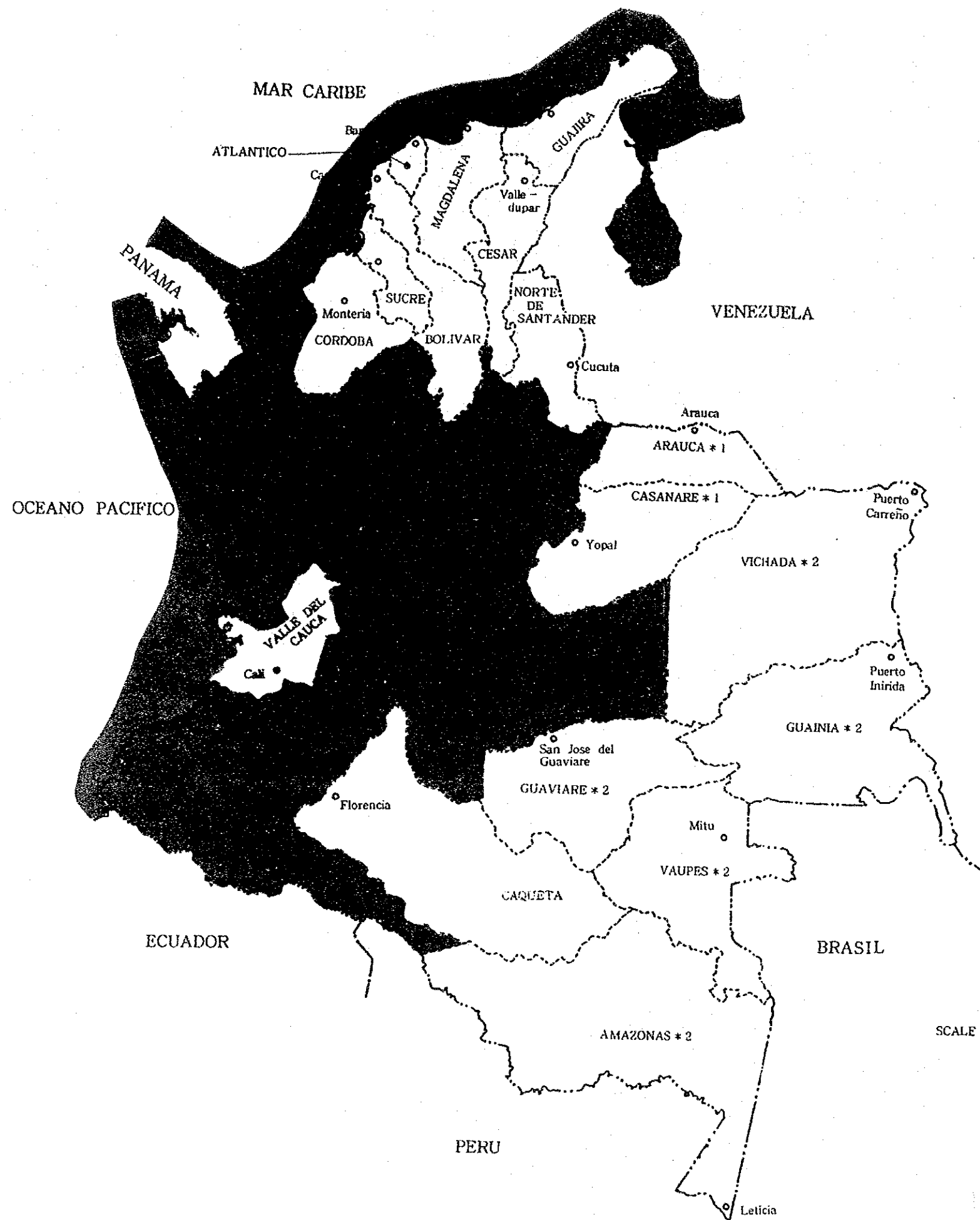
調査団は、本報告書で選択した修復候補地点が、引き続いて実施されるフィージビリティ検討の結果にもとづいて、その実現化に向けて進展し、同時にICELグループの技術者に対し関連技術移転の成果が結実することを切望するものであります。

本報告書を提出するに当たり、現地調査ならびに国内作業の全期間を通じ多大の援助と協力を賜った貴事業団をはじめ、在コロンビア日本大使館ならびにICELグループの関係者各位に対し、衷心から感謝の意を表するものであります。

昭和63年7月

コロンビア共和国小規模発電設備修復計画調査団

団長 小野 匡美



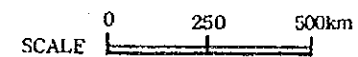
(KEY LOCATION MAP)

LEGEND

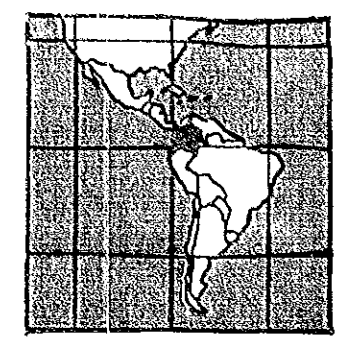
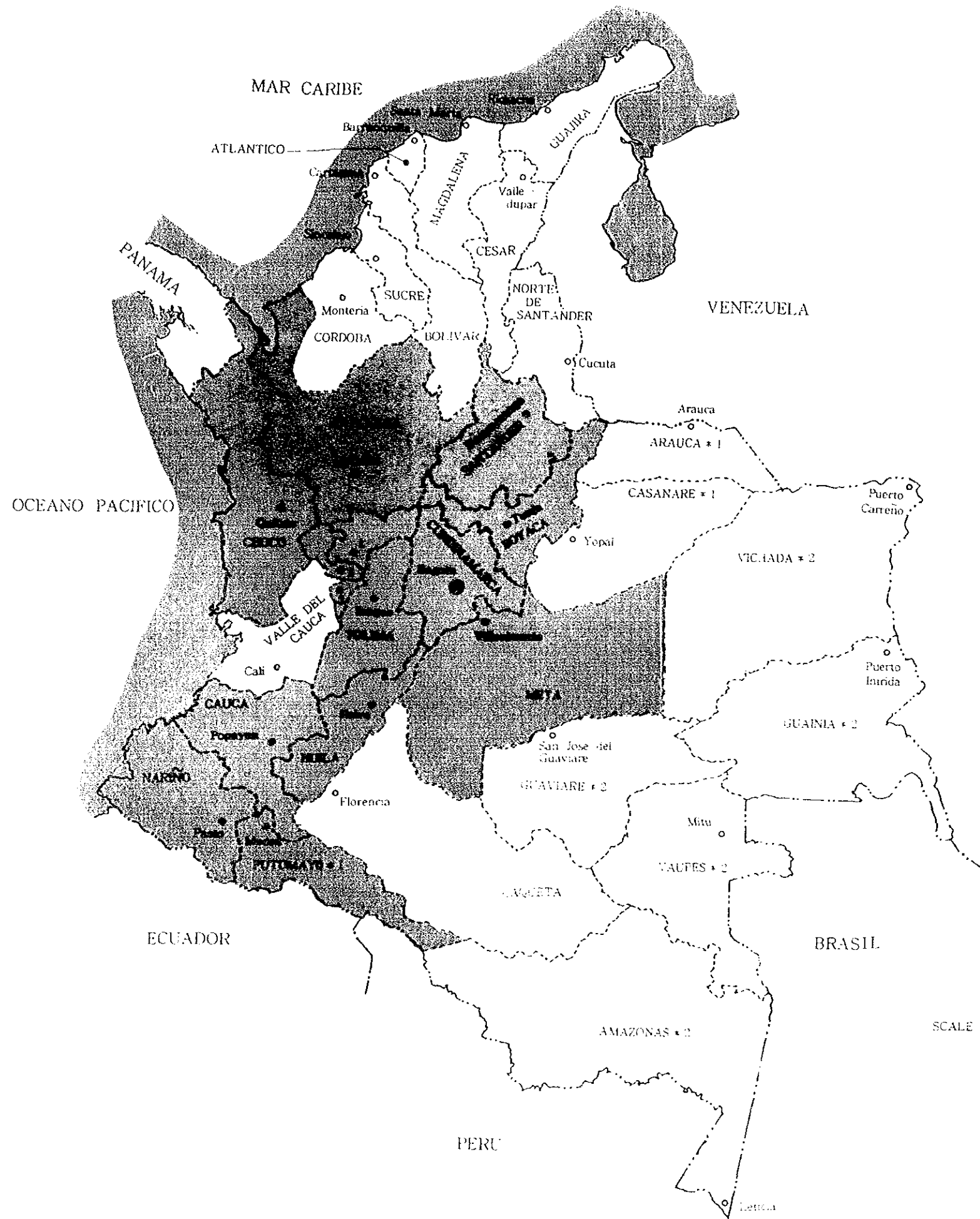
- BORDER
- LIMIT OF DEPARTMENT
- ⊙ CAPITAL
- CAPITAL OF DEPARTMENT
- * 1 INTENDANCY
- * 2 COMMISSARY

NOTES

- | | DEPARTMENT | (CAPITAL) |
|----|------------|-------------|
| 1. | CALDAS | (Manizales) |
| 2. | RISARALDA | (Pereira) |
| 3. | QUINDIO | (Armenia) |
- PRE- F/S STUDY AREA



POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA



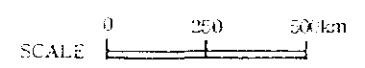
(KEY LOCATION MAP)

LEGEND

- BORDER
- - - - - LIMIT OF DEPARTMENT
- ⊙ CAPITAL
- CAPITAL OF DEPARTMENT
- * 1 INTENDANCY
- * 2 COMMISSARY

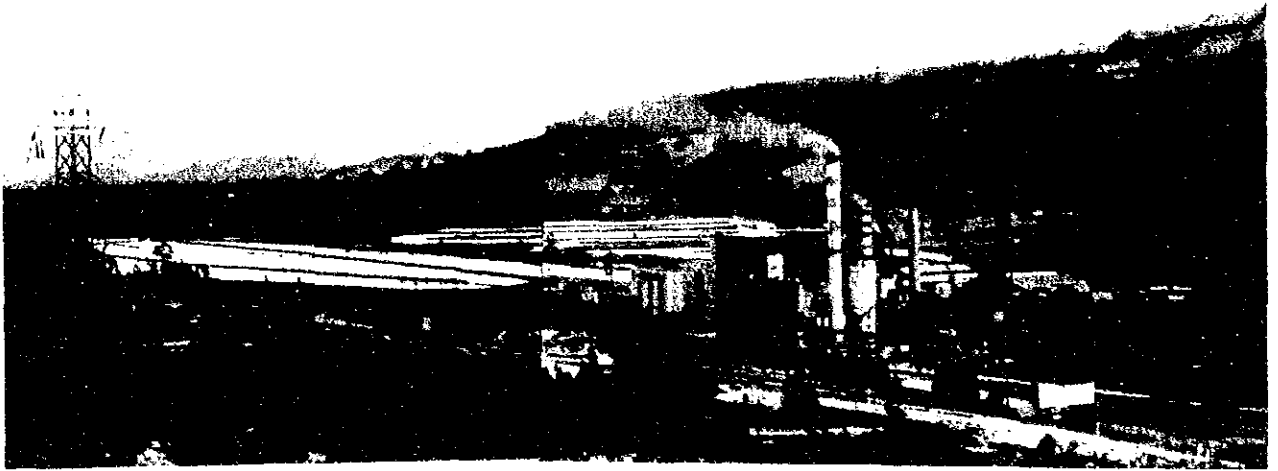
NOTES

- | | DEPARTMENT | (CAPITAL) |
|----|------------|---------------|
| 1. | CALDAS | (Manizales) |
| 2. | RISARALDA | (Pereira) |
| 3. | QUINDIO | (Armenia) |
- PRE-F/S STUDY AREA

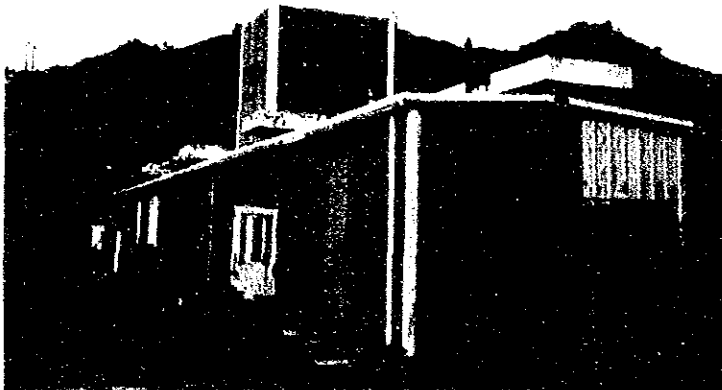


POLITICAL DIVISION IN THE REPUBLIC OF COLOMBIA

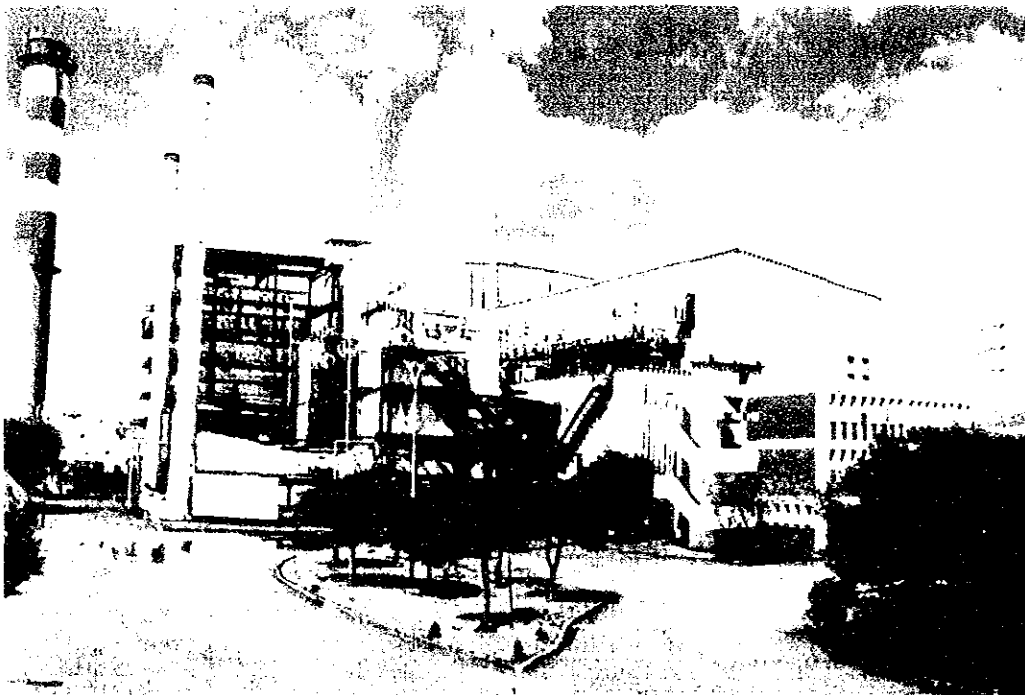
(THERMAL POWER PLANT)



Bird's-eye view
of the TERMOPAIPA
POWER PLANT

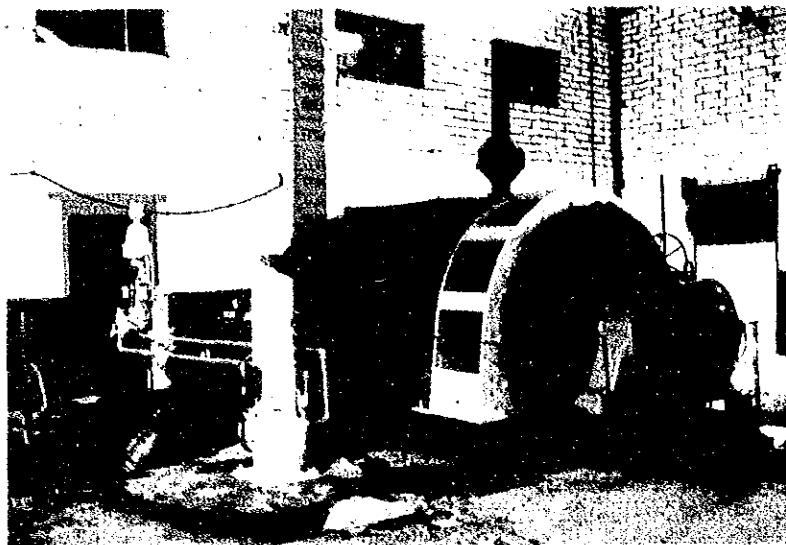


Exterior of No. 4
Unit Gas Turbine
in TERMOPALENQUE
POWER PLANT

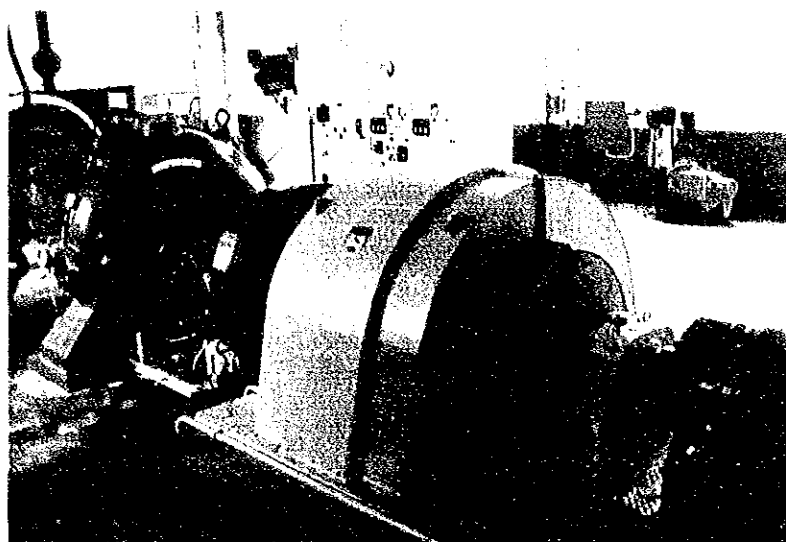


Exterior of
TERMOBARRANCA
POWER PLANT

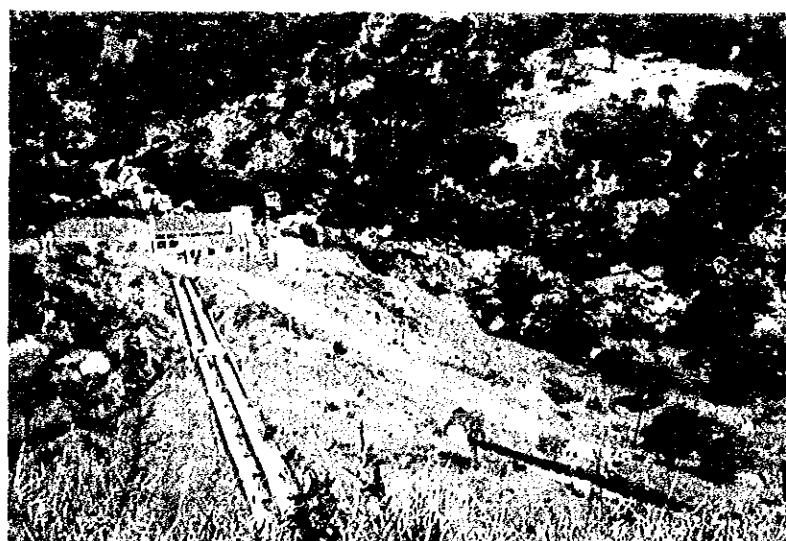
(HYDRAULIC POWER PLANT)



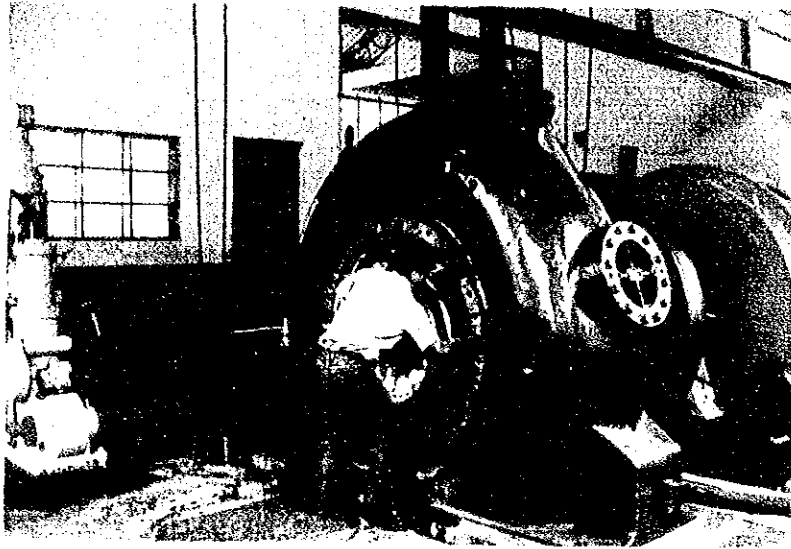
CARACOLI POWER PLANT
No. 1 UNIT (PELTON TYPE)



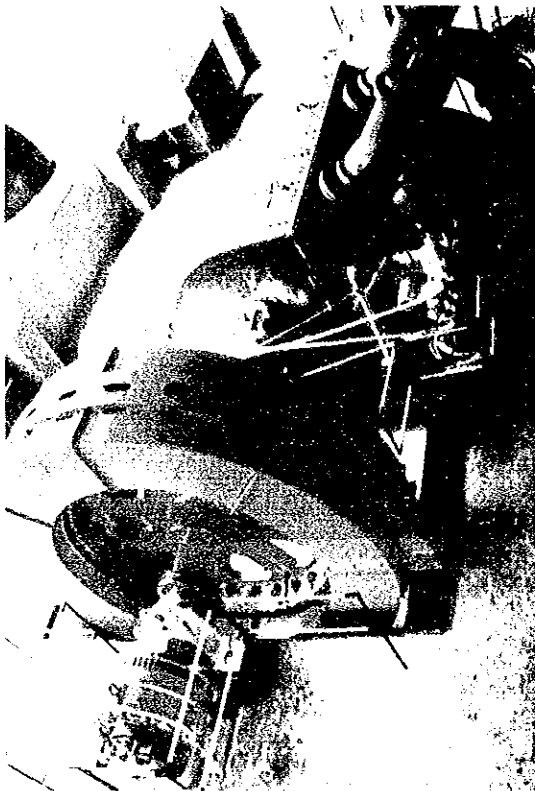
CARACOLI POWER PLANT
No. 2 UNIT (FRANCIS TYPE)



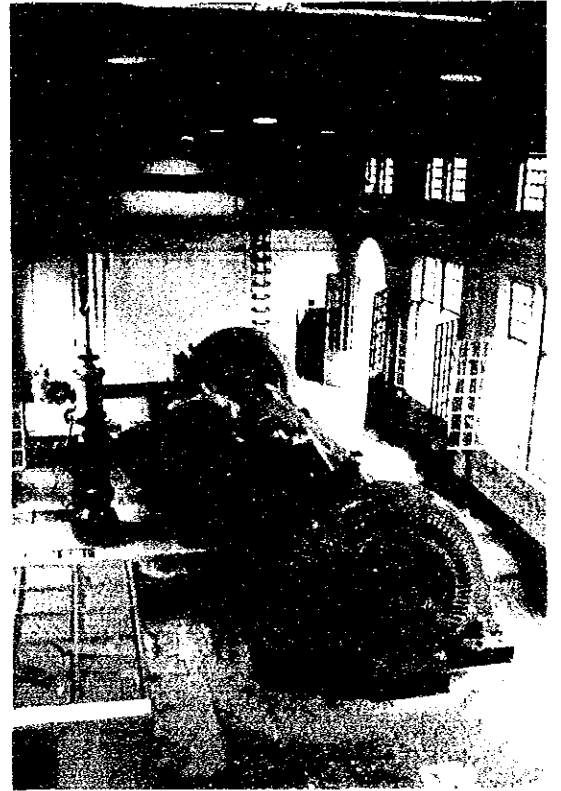
P. GUILLERMO
POWER PLANT



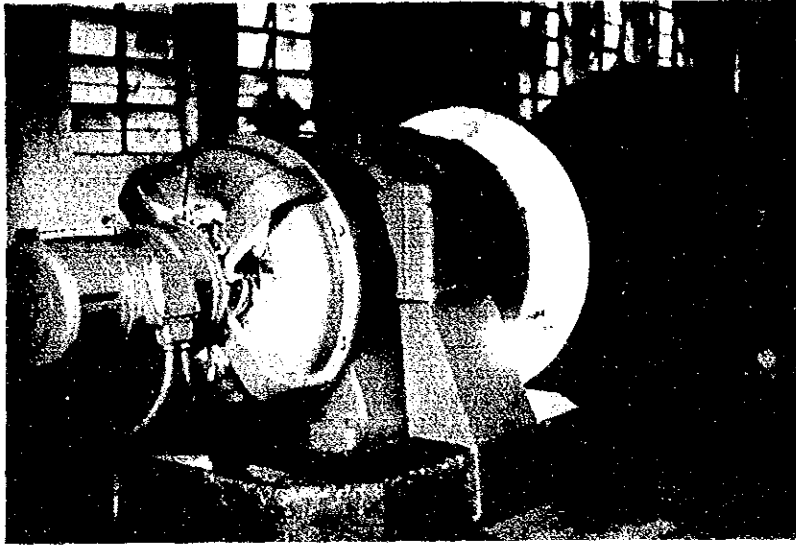
SANCANCIO
POWER PLANT



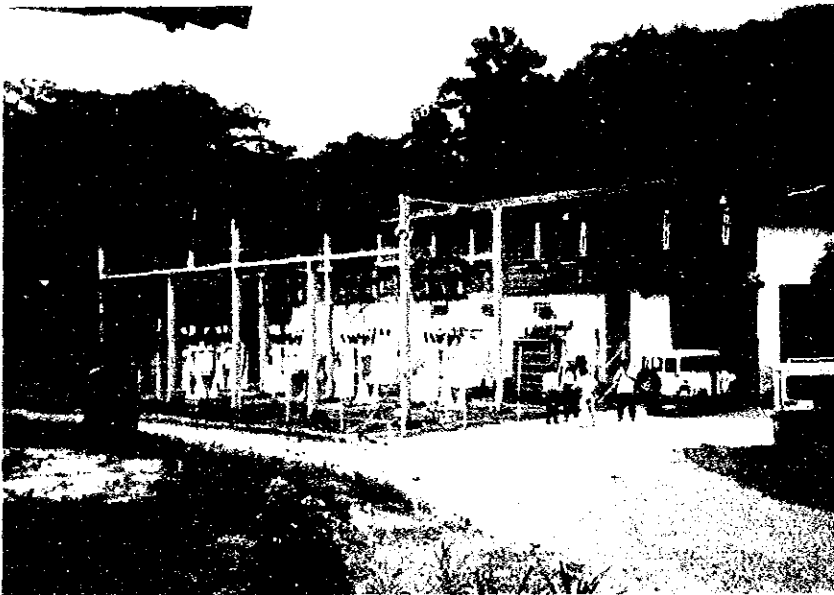
INTERMEDIA
POWER PLANT



MUNICIPAL
POWER PLANT



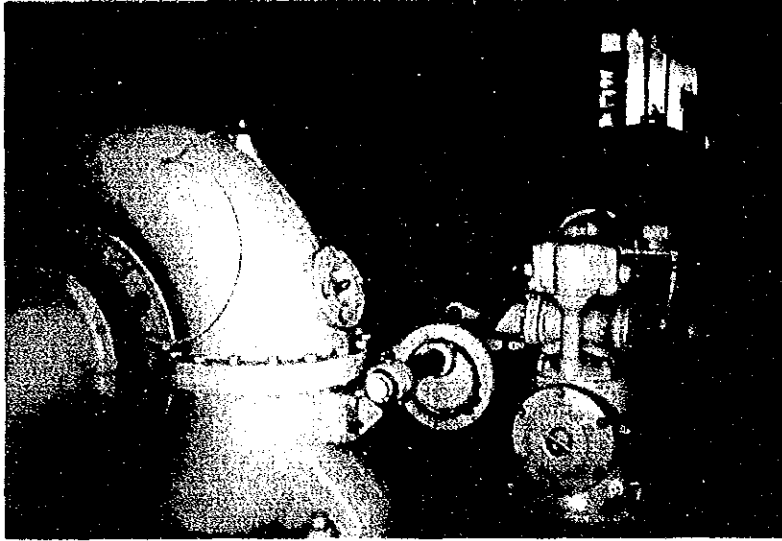
FLORIDA-I
POWER PLANT



IQUIRA-I
POWER PLANT



IQUIRA-II
POWER PLANT



ZARAGOZA
POWER PLANT

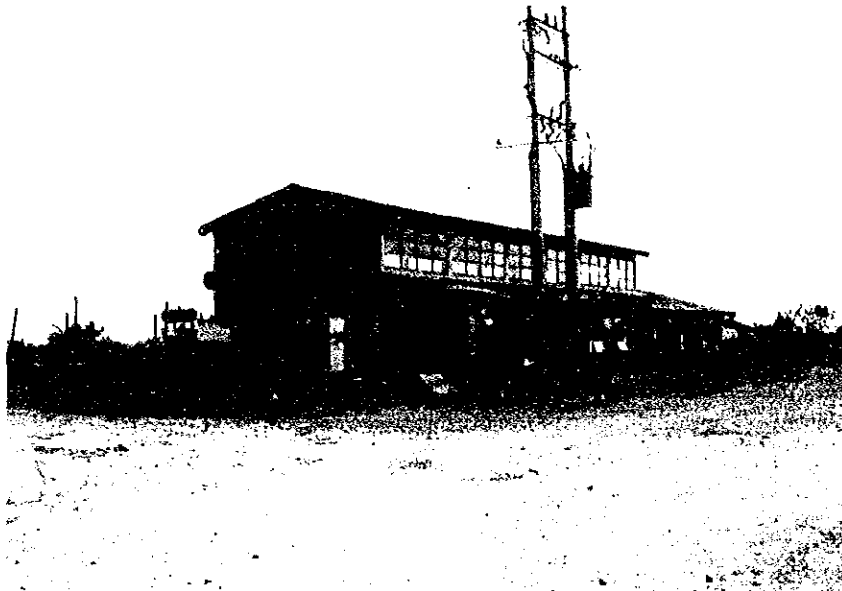


LAGUNILLA
POWER PLANT

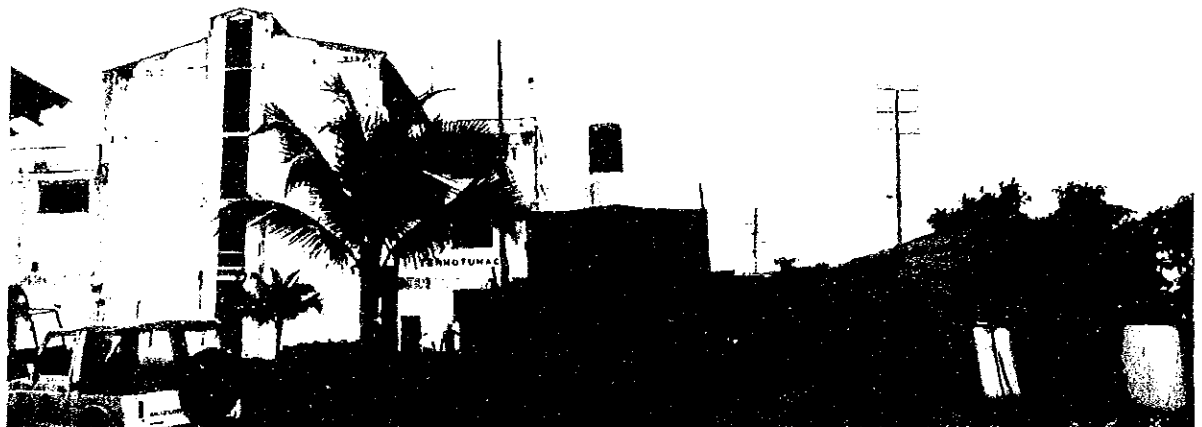
(DIESEL POWER PLANT)



CAPURGANA POWER
PLANT IN CHOCO
Department



PUERTO LOPEZ
POWER PLANT
IN META
Department



TERMOTUMACO POWER PLANT IN NARIÑO Department
(No. 1 and 2 unit are installed in Building.
No. 3 and 4 unit are outdoor packages.)

目 次

序 文

伝 達 状

調査対象地域図

写 真

目 次

略 語

要 約

第1章 プロジェクトの概要

1.1 調査対象地点	1 - 1
1.2 調査内容	1 - 2
1.3 調査計画	1 - 3
1.3.1 調査の基本手順	1 - 3
1.3.2 調査スケジュール	1 - 7
1.3.3 調査団の編成	1 - 8

第2章 調査の背景

2.1 ICELグループの電力事情	2 - 1
2.1.1 電力設備	2 - 2
2.1.2 電力需給バランス	2 - 3
2.1.3 電化率および発電原価	2 - 4
2.2 県別電力会社の電力事情	2 - 5
2.2.1 電源構成	2 - 5
2.2.2 人口の推移と電力量予測	2 - 6
2.2.3 需給バランスの現状と将来予測	2 - 9
2.2.4 送変電設備の現状と将来計画	2 - 11
2.2.5 電化率および発電原価	2 - 14

第3章 調査対象地点の現状

3.1 電力系統別分類	3 - 1
3.2 稼働状況	3 - 2
3.3 水力発電設備の供用年数別分類	3 - 5

第4章 現地調査

4.1 調査日程	4 - 1
4.1.1 火力発電設備に関する現地踏査	4 - 1
4.1.2 水力発電設備に関する現地踏査	4 - 3
4.1.3 ディーゼル発電設備に関する現地踏査	4 - 7
4.2 資料収集	4 - 9
4.3 調査結果の概要	4 - 10
4.3.1 火力発電設備	4 - 10
4.3.2 水力発電設備	4 - 13
4.3.3 ディーゼル発電設備	4 - 23

第5章 火力発電設備の修復計画

5.1 修復要望事項に対する解決策	5 - 1
5.1.1 Termopaipa	5 - 1
5.1.2 Termopalenque	5 - 4
5.1.3 Termobarranca	5 - 5
5.2 修復対象システム及び機器に対する技術的検討	5 - 7
5.2.1 Termopaipaに於ける修復計画	5 - 7
5.2.2 Termopalenqueに於ける修復計画	5 - 24
5.2.3 Termobarrancaに於ける修復計画	5 - 24
5.3 概算修復費	5 - 29
5.4 評価分析	5 - 30
5.4.1 Termopaipaの修復項目に対する評価分析	5 - 30
5.4.2 Termopalenque4号機の修復評価	5 - 31
5.4.3 Termobarranca # 3ユニットの修復項目に対する評価分析	5 - 32
5.5 プライオリティ評価	
5.5.1 修復・改善要望項目の優先順位の評価	5 - 34
5.5.2 解決策に対する技術的対応	5 - 36
5.5.3 発電設備別プライオリティ評価	5 - 37

第6章 水力発電設備の修復計画

6.1 調査対象地点の分類選別	6 - 1
6.1.1 修復計画の対象から除外される地点	6 - 1
6.1.2 周辺に流量観測所が無い地点	6 - 4
6.1.3 既に増設が予定されている地点	6 - 4

6.1.4	定格出力まで修復する地点	6 - 5
6.1.5	定格出力以上に修復が期待される地点	6 - 7
6.1.6	計画変更によって増設が期待される地点	6 - 7
6.1.7	調査対象地点のグループ別分類	6 - 8
6.2	修復計画	6 - 9
6.2.1	流量資料の解析	6 - 9
6.2.2	流量設備利用率	6 - 9
6.2.3	修復計画の内容	6 - 10
6.3	修復概念設計	6 - 12
6.3.1	水車・発電機の型式選定	6 - 12
6.3.2	修復計画地点別発電設備の概要	6 - 15
6.3.3	水路工作物の標準設計	6 - 16
6.3.4	水路工作物の修復対象	6 - 18
6.4	概算修復費の積算	6 - 20
6.4.1	見積り資料	6 - 20
6.4.2	修復概算工事費	6 - 24
6.5	概略経済分析評価	6 - 25
6.5.1	定格出力まで回復する地点	6 - 25
6.5.2	定格出力以上に修復が期待される地点	6 - 26
6.6	プライオリティ評価	6 - 27
6.6.1	特殊事情	6 - 27
6.6.2	プライオリティオーダー	6 - 28
6.7	プロジェクトフォーメーションの提案	6 - 29

第7章 ディーゼル発電設備の修復計画

7.1	修復対象地点の選別	7 - 1
7.2	安定した電力供給のための合理化・標準化	7 - 3
7.3	Termotumacoの修復計画	7 - 4
7.3.1	計画概要	7 - 4
7.3.2	設備の諸元および基本単線結線図	7 - 6
7.3.3	概算修復費の積算	7 - 8
7.3.4	概略経済分析評価	7 - 8

第8章 F/Sステージにおける調査計画案

8.1 調査目的	8-1
8.2 調査範囲	8-1
8.3 Termopaipa 火力発電所の調査計画	8-1
8.3.1 調査項目及び内容	8-2
8.4 水力発電設備の調査計画	8-3
8.4.1 F/S候補地点の修復計画	8-3
8.4.2 調査項目および内容	8-3
8.5 調査団員の構成および調査スケジュール	8-5

附属資料Ⅰ) 調査対象地点一覧表

附属資料Ⅱ) 調査対象地点県別位置図

附属資料Ⅲ) 収集資料リスト

附属資料Ⅳ) 発電設備台帳 (別冊)

略 語

AIR	Annual Average Increase Rate
CEDELCA	Centrales Electricas del Cauca S.A.
CEDENAR	Centrales Electricas de Narino S.A.
CENS	Centrales Electricas del Norte de Santander S.A.
CHEC	Central Hidroelectrica de Caldas S.A.
CRQ	Corporation Autonoma Regional del Quindio
GRAMSA	Corporacion Regional Autonoma Manizales Salamina Aranzazu
DANE	Departamento Administrative National de Estadistica
E.	Electrificadora de
E.P.	Empresas Publicas
E/P	Electric Precipitator
EADE	Empresa Antioquena de Energia S.A.
ECSA	Electrificadora de Cundinamarca S.A.
EEEB	Empresa de Energia Electrica de Bogota
EMSA	Electrificadora del Meta S.A.
EPM	Empresas Publicas de Medellin
EPP	Empresas Publicas de Pereira
ESSA	Electrificadora de Santander S.A.
F/S	Feasibility Study
FOB	Free on Board
HIMAT	Instituto Colombiano de Hidrologia, Meteorologia y Adecuacion de Tierras
HP	High Pressure
ICEL	Instituto Colombiano de Energia Electrica
IGAC	Instituto Geografico "Agustin Codazzi"
ISA	Interconexion Electrica S.A.
JICA	Japan International Cooperation Agency
LP	Low Pressure
P/P	Power Plant
S.A.	Socieda Anonima
WHO	World Health Organization

要 約

目 次

	頁
1. 調査対象地点	1
2. 修復調査の基本手順	4
3. 現地調査結果の概要	9
4. 火力発電設備の修復計画	14
5. 水力発電設備の修復計画	18
6. ディーゼル発電設備の修復計画	22
7. F/S候補地点の優先順位	23

1 調査対象地点

ICEL は、小規模発電設備の修復に関し、付属資料 I および II に挙げるような 82 地点の調査を要請した。その内訳は次の通りである。

－火力発電設備（ガスタービン発電設備を含む）

発電所数……………3

合計設備容量……………254,000kW

－水力発電設備

発電所数……………62

合計設備容量……………192,416kW

－ディーゼル発電設備

発電所数……………17

合計設備容量……………14,848kW

これら調査地点は、次に示すように、13 県 (Antioquia, Boyaca, Caldas, Risaralda, Quindio, Cauca, Choco, Cundinamarca, Huila, Meta, Narino, Santander, Tolima) と 1 直轄区 (Putumayo) に広く分布している。

Number of Proposed Small - Scale Power Plants

Department	Power Plant			Total
	Thermal	Hydraulic	Diesel	
Antioquia	0	9	0	9
Boyaca	1	1	0	2
Caldas	0	6	0	6
Risaralda	0	3	0	3
Quindio	0	4	0	4
Cauca	0	9	0	9
Choco	0	1	9	10
Cundinamarca	0	4	0	4
Huila	0	5	0	5
Meta	0	2	3	5
Narino	0	4	5	9
Putumayo	0	1	0	1
Santander	2	6	0	8
Tolima	0	7	0	7
Total	3	62	17	82

1.1 自立電源型発電設備

調査対象地点82ヶ所の中、ディーゼル発電設備の全17地点および水力発電設備の11地点は、電力系統ネットワークから孤立した自立電源である。

水力発電設備の中で、孤立した自立電源を挙げると次の通りである。

No	Power Plant	Owner	Installed Capacity (kW)
215	Salamina	E.P.de Salamina	280
216	Anserma	E.P. de Anserma	-
231	Toribio	CEDELCA	63
233	La Vuelta	E. Choco (Mineros del Choco)	2,000
234	La Salada	ECSA	280
236	Choachi	E.P. de Choachi	300
237	Apulo	ECSA (Cementos Diamantes S. A.)	3,000
243	El Calvario	EMSA	20
244	San Juanito	EMSA	20
249	Mulato	E.P. de Mocoa	168
261	Lagunilla	E. Tolima	452
Total			6,583

1.2 稼働停止中の発電設備

現在、稼働を停止している発電設備を挙げると次の通りである。

Power Plant	Stopped Generating Units	
	No. of Unit	Installed Capacity (kW)
Thermal	1 (20)	15,000 (6)
Hydraulic	47 (38)	32,707 (17)
Diesel	14 (45)	3,533 (24)

Note: () shows percentage for total value.

1.3 水力発電設備の供用年数

調査対象地点62ヶ所の水力発電設備の共用期間は、設置後1年から72年の広い領域にまたがっている。

稼働停止中の発電設備の割合は、設置後の経過年数が増えるにつれて増加する傾向にあり、経過年数を10年刻みに5段階に分けて分類してみると次のようになる。

Duration years after installation	Installed generating unit		Stopped generating unit	
	No. of unit	Installed Capacity (kW)	No. of unit	Installed Capacity (kW)
below 15 years	9	61,340	0	0
16 - 25 years	16	31,943	5 (31)	2,216 (7)
26 - 35 years	39	49,984	14 (36)	14,676 (29)
36 - 45 years	26	26,269	9 (35)	5,395 (21)
above 46 years	34	22,880	19 (56)	10,420 (46)
Total	124	192,416	47 (38)	32,707 (17)

Note: () shows percentage to the installed generating unit in each group.

2 修復調査の基本手順

プレF/Sの主な目的は、要請のあった82地点の小規模発電設備の中から引き続いて実施されるF/Sの候補地点を選定することである。

プレF/Sステージで実施した調査内容を列挙すると次の通りである。

- (1) 既調査結果及び既存のデータの検討
- (2) 調査対象地点の現地踏査
- (3) 概略修復計画案の作成
- (4) 概念設計
- (5) 概略修復工事費の積算
- (6) 概略経済分析評価
- (7) プライオリティ評価
- (8) F/Sステージにおける調査計画の作成

F/S対象候補地点の選定は、修復の必要性、修復の効果、電力需給上からの重要性、その他現地の実情を総合的に考慮して実施した。

2.1 概略修復計画立案作成のための選別手順

調査対象地点の中から、修復計画立案に値する地点を選別するために図2.1に示すような基本的な作業手順を採用した。

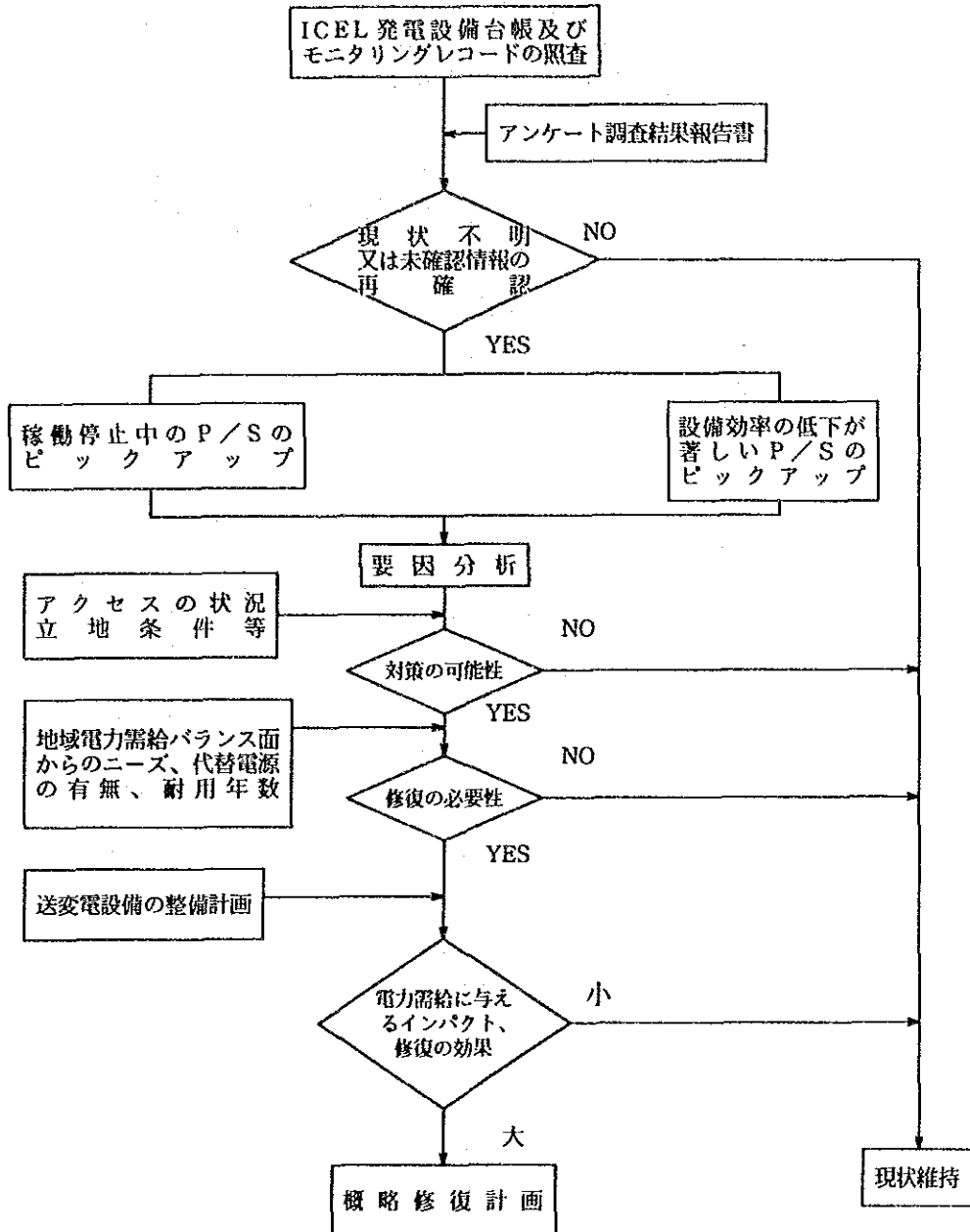


図2.1 概略修復計画作成に至る検討フロー

(1) 火力発電設備に対する調査フロー

調査対象に挙げられた火力発電設備の調査対象地点は、Termopaipa, Termopalenque 及び Termobarranca の3地点だけであり、又、これ等発電設備は全て電力系統ネットワークに組み入れられておりかつ出力も大きいのでプレF/Sのための作業手順は図2.1に代わって次のように簡略化することができる。

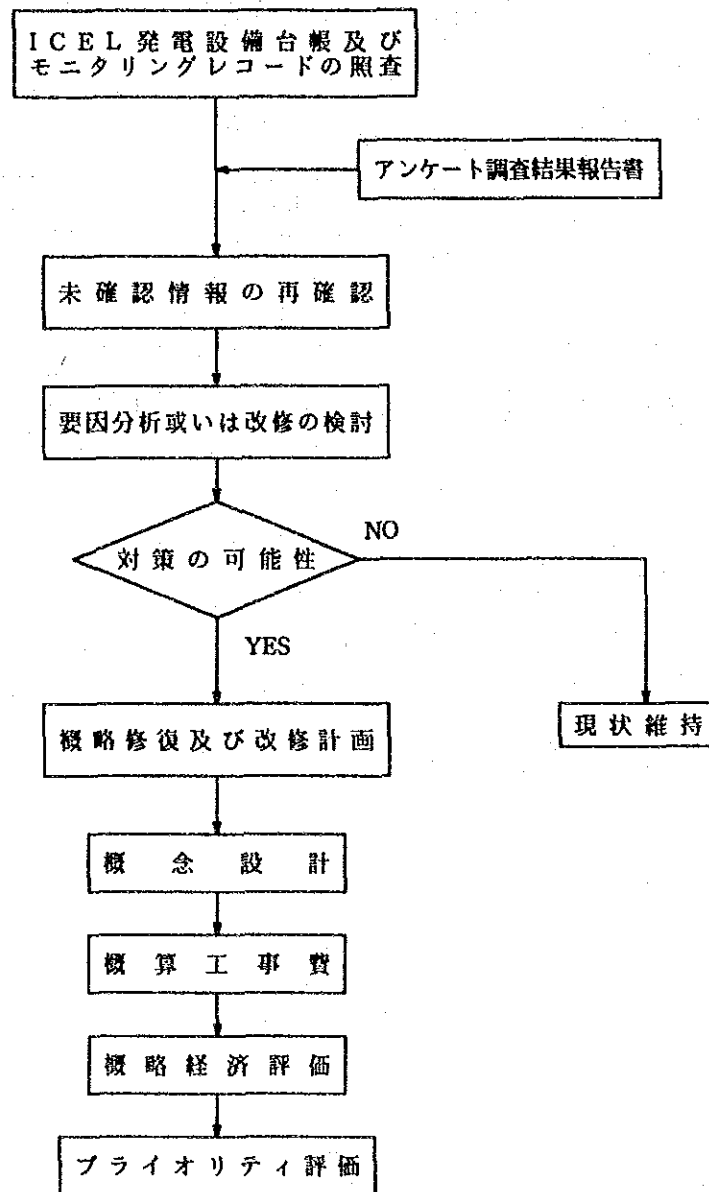


図2.2 火力発電設備に対する検討フロー

2.3 水力発電設備に対する調査フロー

水力発電設備の修復に関するプレF/Sの過程では、当然の成行きとして、図2.3に挙げるような検討と分類作業が必要になって来る。即ち、どの調査対象地点が回復計画の部類に属し、どの地点に出力増加につながる改修計画の可能性を潜在させているかを仕分けするためである。

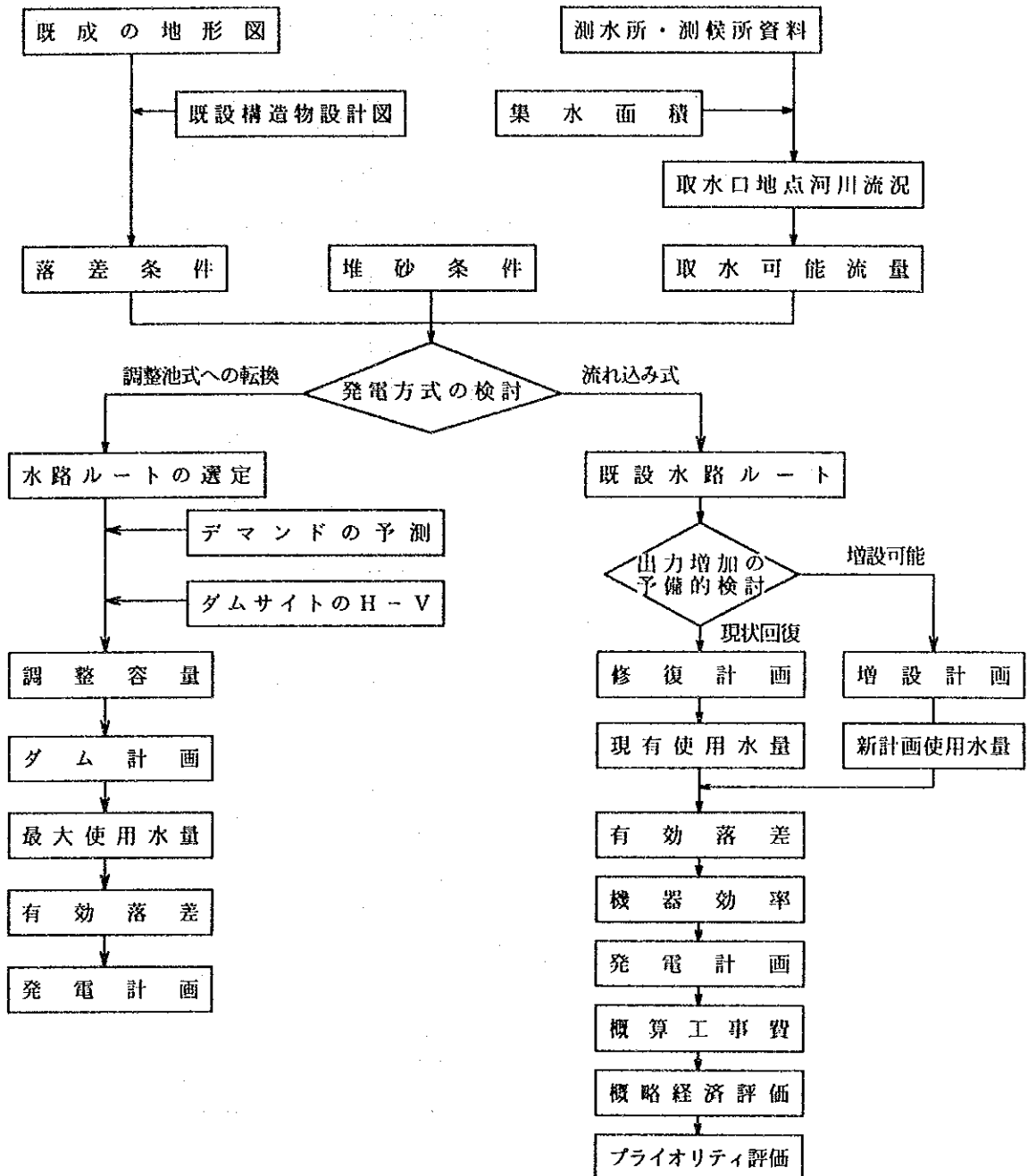


図2.3 流れ込み式水力発電設備に対する検討フロー

2.4 ディーゼル発電設備に対する調査フロー

Narino, Choco 及び Meta の 3 県にある自立電源としてのディーゼル発電設備の修復調査に対しては、これらの設備が、特定の地域あるいは集落を対象にしているというローカル特性を勘案し、図 2.4 に示すような調査フローが適用された。

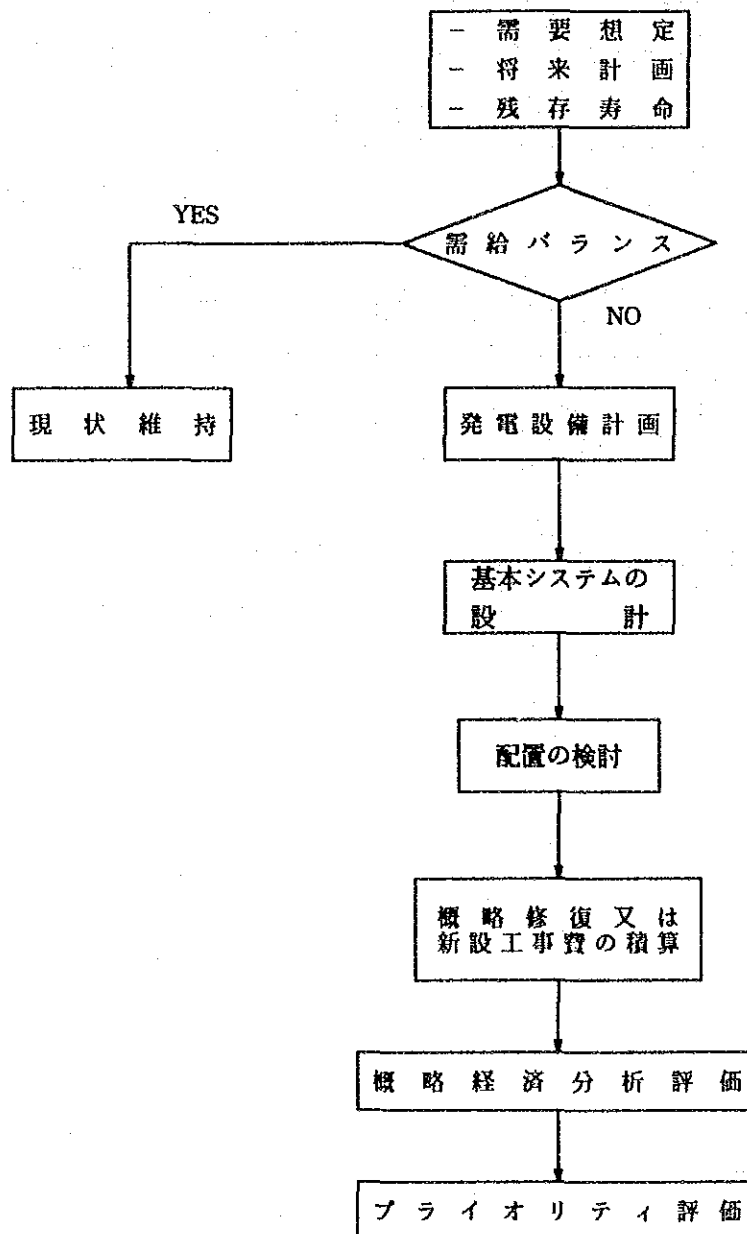


図 2.4 ディーゼル発電設備に対する検討フロー

3 現地調査結果の概要

3.1 火力発電設備

現地調査の結果に基づいて、Termopaipa, Termopalenque 及び Termobarranca の3地点における修復或いは改善項目を集約すると表3.1のようになる。

表3.1 火力発電設備における修復又は改善項目

(1) Termopaipa 発電所

対象ユニット				修復又は改善項目	理由
No.	設置年	設備容量 (kW)	現有出力 (kW)		
# I	1958	33,000	30,000	① ボイラー空気予熱器の取替え	老朽化による、効率低下がみられ故障頻度も増えてきた。
				② 電気集塵器の設置	a. 当該設備は設置されていない為、環境への悪影響が発生している。 b. 大気汚染防止規定が制定された。
# II	1974	66,000	66,000	③ 空気式計装システムから電気式計装システムへの変換	a. 監視計器及び自動制御装置が不足或は機能していない。 b. スペアパーツの入手が困難
				④ タービン出力の増加 (66MW) → (74MW)	発電機の出力74MWに対し、タービン出力は66MWである。
# III	1982	74,000	74,000	⑤ 灰処理装置の方式変換	管路による圧送方式のためメンテナンスコストが高くなっている
共通問題				⑥ 灰捨場の容量不足	灰捨場の容量が十分なく、灰捨て場から隣接河川へ灰が流出する。
				⑦ 冷却池内の水草問題	冷却水量が不足するとともに除草費用が高額となっている。

(2) Termopalenque 発電所

対象ユニット				修復又は改善項目	理由
No.	設置年	設備容量 (kW)	現有出力 (kW)		
# IV	1972	15,000	0	ガスタービンの部品(軸受、ブレード等) 交換による機能回復	1980年以降運転されていない。

(3) Termobarranca 発電所

対象ユニット				修復改善項目	理由
No	設置年	設備容量 (kW)	現有出力 (kW)		
# III	1978	66,000	40,000	① 冷却水システムの改良 (タービン油冷却及び発電機空気冷却器用のシステムをクローズドサイクルにする)	取水設備には、沈砂池がないので、河川水中の不純物が、関連設備に悪影響を与えている。
				② 復水器自動洗浄装置の取付	河川水の濁度が高く冷却水システムの損耗が著しい
				③ 直流電源供給システムの改善	発電機用遮断器の不動作が発生した。又、無停電電源装置も陳腐化し高い信頼性を確保できない。
				④ 空気式計装システムを電気式計装システムに変換	スベアパーツの入手困難等により、信頼性の高い燃焼及びタービン制御が行えない。
				⑤ イベントレコーダー設置	事故原因の究明に時間がかかる。
共通問題				⑥ 河川の護岸工事	長期的な対策が講じられていない為、河川の侵食問題が発生している。

3.2 水力発電設備

既調査報告書ならびに現地踏査の照査にもとづいて作成した、各水力発電所の設備台帳が附属資料iv) に添付してある。

3.2.1 地形図

IGACが発行している縮尺1:25,000の航測図だけが入手可能である。これより縮尺の大きい詳細な地形図は保有されていない。

Caldas県内Chinchina川流域の航空写真(縮尺約1:10,000)をCRAMSAが保有しているので、San Cancio, Intermedia およびMunicipalの3つの水力発電所については、縮尺1:5,000の航測図化が可能であろう。

3.2.2 測水所

次に挙げる 18 の水力発電所周辺には測水所がない。

Code No.	発電所名	県名	河川名
202	La Rebusca	Antioquia	San Roque
203	Calera	Antioquia	Qd. Malena
208	Urrao	Antioquia	Urrao
209	Abejorral	Antioquia	Qd. Las Yeguas
215	Salamina	Caldas	Qd. Frisolera & Qd. Palo
216	Anserma	Caldas	Qd. Cauya
229	Asnazu	Cauca	Asnazu
231	Toribio	Cauca	Isabelilla
234	La Salada	Cundinamarca	Bogota
236	Choachi	Cundinamarca	Palmar
239	La Pita	Huila	Qd. Mayo
243	El Calvario	Meta	Qb. Panelo
244	San Juanito	Meta	Guajaro
246	Rio Bobo	Narino	Bobo
247	Rio Sapuyes	Narino	Sapuyes
253	Comoda	Santander	Lenguaruco
254	Servita	Santander	Servita
255	Calichal	Santander	Servita

3.2.3 竣功図

竣功図は紛失あるいは散逸していて、殆どどの水力発電所が既存施設の設計図面を保有していない。そのために、取水口地点における集水面積、標高および落差、水路延長その他正確な資料が入手できない。

3.2.4 発電機器

調査対象地点 62 の中、27 地点が定格出力 1,000kW 以下である。

Sonson, Rio Negro, Mayo - II, Palmas および Rio Prado のような調整池式或いは貯水池式水力発電所のユニット出力の大きい発電機器は、比較的良好な運転・維持状況を保持している。

一方、流れ込み式発電所の発電機器の大半は、35 年以上も経過していて、老朽化し、通常の修理では回復できない程の悪い運転状況に陥っている。

3.2.5 各公営電力会社が希望する修復優先順位

現地踏査時、各公営電力会社が提示した修復優先順位を示すと次の通りである。

県別	電力会社	修復優先順位						
		1位	2位	3位	4位	5位	6位以下	希望なし
Antioquia	EADE	Sonson	Tamesis	Caracoli	Rio Abajo	Piedras	Rebusca Calera Urrao Abejorral	-
Caldas Risaralda Quindío	CHEC	修復優先順位について意向なし JICAの調査結果に準拠する						Anserma
Cauca	CEDELCA	Inza	Silvia	El Palo	Ovejas	Florida I	Asnazu Toribio Sajandi Mondomo	-
Cundina- marca	ECSA	修復優先順位について意向なし						-
Huila	E. Huila	Rio Iquira - I	Rio Iquira - II	La Pita	La Viciosa	-	-	Fortale- cillas
Meta	EMSA	El Calvario	San Juanito	-	-	-	-	-
Narino	CEDENAR	Julio Bravo	Rio Bobo	Mayo- II	Rio Sapuyes	-	-	-
Santander	ESSA	Palmas	Zaragoza	Cascada	Comoda	-	Calichal Servita	-
Tolima	E.Tolima	Pastales	Mirolindo	Lagunilla	Guali	Rio Recio	Ventanas Prado	-

3.3 ディーゼル発電設備

Narino, Choco及びMetaの3県内にある17のディーゼル発電所の設備および運転に関する資料が表3.2に集約してある。

Meta県のPuerto LopezとNarino県のTermotumacoの2つのディーゼル発電所だけが、24時間の連続運転を行なっている。ディーゼル発電機の約半分は現在運転を停止しており、その大半は修理中である。又機器の64%は共用年数が10年以上を経過している。

ディーゼル発電設備による電力供給の代案として、次のような将来計画が進行中である。

- 1) Meta県Villa Vicencio - Puerto Lopez間を結ぶ送電線 (34.5kV) の新設 (1989)
- 2) Narino県Pasto - Tumaco間を結ぶ送電線 (230kV) の新設 (1991)
- 3) Choco県Bahia Solano水力発電所 (2.4MW) の建設 (1990)

Table 3.2 Investigation Result of Diesel Power Plant

No.	Department	Power Plant	Property	Unit No.	Capacity (kW)	Condition	Year of		Fired Hour
							Service in	Stop	
1	Choco	Capurgana	ICEL	1	150	OPE.	1985		170
2	Choco	Zapzurro	Municipal	1	17.5	STOP	1958	1988	ND
3	Choco	Acandí	ICEL	1	275	STOP	1981	1986	5,238
4	Choco	Unguia	ICEL	1	150	OPE.	1980		4,010
5	Choco	Bahía Solano	E.Choco	1	100	STOP	1978	1988	ND
	Choco	"	ICEL	2	140	STOP	1972	1988	10,223
6	Choco	Nuqui	ICEL	1	150	STOP	1980	1988	1,900
7	Choco	Pizarro (*)		1	120	OPE.	ND		ND
8	Choco	Villa Claret (*)		1	25	STOP	1983	ND	ND
9	Choco	Sipi (*)		1	80	OPE.	ND		ND
10	Narino	Termotumaco	ICEL	1	3,000	OPE.	1977		52,178
	Narino	"	ICEL	2	3,000	OPE.	1978		62,605
	Narino	"	ICEL	3	2,000	STOP	1965	1988	8,109
	Narino	"	ICEL	4	2,000	OPE.	1965		3,256
11	Narino	La Playa	Municipal	1	75	STOP	1955	ND	ND
12	Narino	Sala Honda	Municipal	1	60	STOP	1973	ND	ND
	Narino	"	Municipal	2	150	OPE.	1985	ND	2,729
13	Narino	Baquerias	CEDENAR	1	35	STOP	1981	ND	1,404
14	Narino	Llorente	ICEL	1	120	STOP	1971	1986	15,308
15	Meta	Puerto Lopez	EMSA	1	275	OPE.	1983		8,754
	Meta	"	ICEL	2	245	OPE.	1971		65,415
	Meta	"	EMSA	3	930	OPE.	1987		3,532
	Meta	"	EMSA	4	240	STOP	1983	1987	5,988
	Meta	"	EMSA	5	240	OPE.	1985		6,899
	Meta	"	ICEL	6	145	OPE.	1971		73,459
	Meta	"	ICEL	7	145	OPE.	1971		79,536
16	Meta	San Juan de Arama	Municipal	1	150	STOP	ND	1980	ND
	Meta	"	ICEL	2	145	STOP	1971	1987	13,040
	Meta	"	Municipal	3	230	OPE.	1986		130
17	Meta	Vista Hermosa (*)	Municipal	1	230	OPE.	1984		4,799
	Meta	"	Municipal	2	225	OPE.	1955		

Note : Data Marked with (*) is based on the information from ICEL

ND : No Data

OPE : In Operation

STOP : Stopped

4 火力発電設備の修復計画

4.1 Termopaipa の修復計画

本火力発電所における主要な対策は、#2ユニットの修復及び改修である。即ち#2ユニットのタービン出力を66MWから74MWに8MW増加し、計装システムを空気式から電気式に変換することである。

又、近い将来石炭灰捨場の容量が不足するので十分な灰捨場を確保する問題も重視されている。

これ等に対する対策の概要を示すと次の通りである。

(1) #2ユニットのタービン出力の増加 (66MW→74MW)

ICELグループと既設タービン納入メーカーとの協議にもとづいて、先づタービン本体の改造計画案が作成されるべきである。それから、タービン及びボイラー給水加熱器を新品に取替える。

概算改造費は、540百万円 (4.32×10^8 US \$、125円/\$換算) と見積られ、増加出力1kW当りの改造費は68千円 (540US \$) と予想される。

(2) #2ユニットの計装システムの空気式から電気式への転換

ボイラー燃焼自動制御装置が運転開始当時から機能していないので新しいものと交換する。

計装システム変換には次のような修理作業が伴う。

- 信号発進器の取替え
- 空気配管の改造
- コントロール電源の追加
- ケーブル配線
- リレー、電源、および制御盤の追加設置

計装システム変換に要する費用は、概略170百万円 (1.3×10^8 US \$) と見積られ、設備容量当りの費用は、2.3千円/kW (18.4 \$/kW) 程度になる。

(3) 灰捨場容量不足に関する解決策

冷却塔を設置して冷却水システムをクローズドサイクル方式に変更することによって、Chicamocha川の両岸にある既存冷却用水池を新しい灰捨場用地に転用することが考えられる。(Fig4.1参照)

クローズドサイクル方式の冷却水システムは次のような条件の下に設計する。

- 冷却塔容量.....19,000t/h
- 冷却水温度.....28℃
- 循環水ポンプの概略仕様

	(容量)	(揚程)
#1ユニット用	6,500m ³ /h	× 32m
#2ユニット用	12,200 "	× 30 "
#3ユニット用	12,200 "	× 30 "

冷却方式変更に伴なう概略の改造費を積算すると次のようになり、総改造費で980百万円 (7.84×10^6 US \$)、設備容量当り5.8千円/kW (46.4 US \$ /kW) である。

冷却塔方式の概算据付費の内訳 (単位 百万円)

機器	据 付	関連土木工事	計
800	80	100	980
(6.40)	(0.64)	(0.80)	(7.84)

() 内の数字は 10^6 US \$を示す。

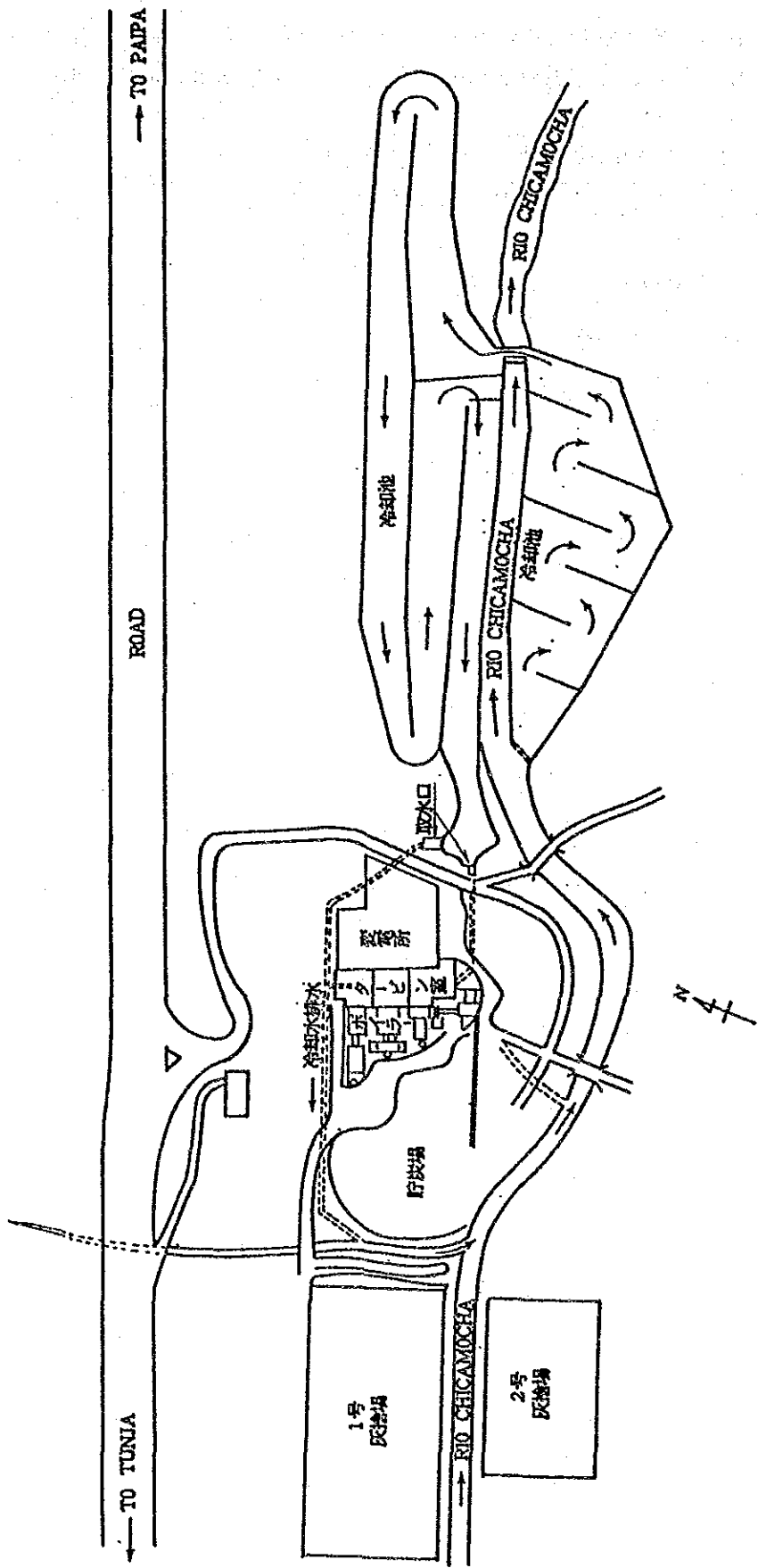


Fig.4.1 GENERAL LAYOUT OF TERMOPAIPA POWER PLANT

4.2 Termopalenque の修復計画

#4ユニット ガスタービン発電機の改修を行なうためには、ガスタービン本体だけでなく全ての装置を詳細に点検する必要がある。実施すべき点検項目を挙げると次の通りである。

- (1) 機械設備の点検 (詳細項目省略)
- (2) 電気設備および制御装置の点検 (")
- (3) 補機類の点検 (")

現時点で改修工事費を概算すると580百万円 (4.64×10^6 US \$) となり、設備容量当り38千円/kW (304 US \$ /kW) に相当する。この値は概算値であるが、現在、出力15,000kW級のガスタービン発電機の新設コストは42千円/kW (366 US \$ /kW) と想定されるので、改修費と較べて大きな差異はないように思われる。

4.3 Termobarranca の修復計画

修復の対象は#3ユニットであり、解決すべき主要な問題は濁度の高い冷却水による機器類の損傷である。冷却水は濁った河川水を直接取水している。

したがって上記問題を解決するために、次に挙げる2つの対策を実施する。

- (1) タービン油冷却用及び発電機空気冷却用冷却水系統をクローズドサイクル方式に交換する。

本対策については既にICELグループ自身で検討が進められている。

- (2) 復水器自動洗浄装置の改善

既存復水器室を改造し6,000m³/hの冷却用水をコントロールするために3セットの自動切替弁を設ける。

自動切替弁は、復水器の出入口に生じる水圧差を利用して、自動的に開閉できるように設計する。

概算改造費は61百万円 (488×10^6 US \$) と見積られ、設備容量当り約920円/kW (7.36 US \$ /kW) となる。この改造により約1~2%の出力増加が見込まれ、熱効率の向上に有効である。

5 水力発電設備の修復計画

水力発電設備の修復に関する検討過程は、添付されている比較検討表に要約されている。

5.1 調査対象地点の類別

修復計画の作成に先立って、まず調査対象地点である62の水力発電所を次のような分類区分を用いて類別作業を実施した。

グループ I：流れ込み式発電所（57地点）

- (a) 現状維持の地点
- (b) 定格出力まで回復する地点
- (c) 定格出力以上に修復が期待される地点
- (d) 既に増設が準備されている地点
- (e) 計画変更によって増設が期待される地点

グループ II：貯水池又は調整池式発電所（5地点）

- (a) 現状維持の地点
- (b) 既に増設が準備されている地点
- (c) 増設による出力増が期待される地点

本プレF/Sにおける修復計画ならびに概念設計の対象となる水力発電所は、グループ I の (b) および (c) の部類に属する地点である。

5.2 修復計画の対象地点

修復調査の対象地点に挙げられた62の水力発電所のうち、38地点は、次に挙げる現実的な理由によって、修復計画作成の対象地点から除外することができる。したがって、修復計画を立案し概念設計に結びつく水力発電所は残り24地点である。

R-1) 既に修理が実施されている地点	5
R-2) 公営電力会社が修復を断念した地点	1
R-3) ICELグループに水利権がない地点	4
R-4) 放流河川改修工事が調査の対象に含まれる地点	1
R-5) F/Sが既に実施されている地点	5
R-6) 良好な運転状況を維持・継続している地点	11
R-7) 公営電力会社の修復優先順位が低い地点	9
R-8) 現地踏査の結果、明らかに修復不適と判断された地点	2

計 38

修復計画の対象となった水力発電所を挙げると表5.1の通りである。

表5.1 修復計画対象発電所

コード 番号	発電所名	県名	運 転 状 況		P ₂ /P ₁ (%)	河川名
			定格出力 P ₁ (kW)	現有出力 P ₂ (kW)		
201	Caracoli	Antioquia	3,200	2,300	72	Nus
204	Rio Abajo	"	1,000	600	60	Negro
205	Piedras	"	458	250	53	Piedras
210	P.Guillermo	Boyaca	1,280	0	0	Suarez
211	San Cancio	Caldas	2,320	1,750	75	Chinchina
212	Intermedia	"	1,120	900	80	"
213	Municipal	"	2,112	1,400	66	"
219	Santa Rosa	Risaralda	450	139	31	San Eugenio
221	Bayona	Quindio	1,008	159	16	Quindio
222	Campestre	"	1,120	62	6	"
223	La Union	"	1,000	0	0	"
227	Silvia	Cauca	604	100	17	Piendamó
228	Ovejas	"	900	650	72	Ovejas
232	Florida - I	"	2,300	0	0	Cauca
233	La Vuelta	Choco	2,000	500	25	Andagueda
237	Apulo	Cundinamarca	3,000	0	0	Bogota
238	La Viciosa	Huila	225	0	0	Q.Viciosa
241	Rio Iquira - I	"	4,320	2,230	52	Iquira
242	Rio Iquira - II	"	2,400	700	29	"
248	Julio Bravo	Narino	1,500	0	0	Pasto
251	Zaragoza	Santander	1,560	800	51	Surata
256	Guali	Tolima	1,048	0	0	Guali
258	Mirolindo	"	3,600	1,000	28	Combeima
261	Lagunilla	"	452	0	0	Lagunilla

5.3 修復計画

修復計画の主眼目は、供用年数が長期間にわたり、老朽化のために機能が停止或いは大幅に低下した発電機器の交換である。

又、水圧鉄管の損耗・破損或いは導水路の崩かいによって発電を停止している発電所もあるので修復する。

なお、水路構造物に付帯するゲート、バルブ類およびスクリーン設備は例外なく、老朽化し機能していないので交換或いは修復が必要である。

取水堰から圧力水槽に至る水路工作物について修復を要するヶ所は、表-1（本要約、頁-31）に示してある。定格出力以上に修復する場合には、計画使用水量或いは落差の増

大に伴なって、導水路及び水圧管路の改修を伴なう。

修復計画案に対する概念設計は次のような検討内容にもとづいて実施した。

(1) 流況

修復計画対象地点付近の河川流況曲線が附属資料iv) に示してあるが、これ等流況曲線は、過去3年間の日或いは月間観測記録にもとづいて作成された仮の流況曲線である。

(2) 使用水量の検討

流れ込み式発電所の使用水量は、流況曲線と流量設備利用率曲線を用いて検討されている。流量設備利用率の利用範囲は70~80%程度を目安としておりその時の河川水利用率は流況に応じて50~80%になっている。

(3) 発電機器の型式選択

各対象地点の使用水量および落差に応じて発電機器の型式はペルトン、クロスフロー、チューブラ、カプラン、およびフランシスの5つの中から選択してある。

(4) 主要構造物の概念設計

添付図面に示すように、修復工事費の比較・検討を行なう為便宜上、使用水量に応じて、水路工作物の構造を2つのグループに類別して、それぞれの標準設計を行ない、構造物の型式および形状寸法の標準化を実施した。Aグループは、比較的使用水量の多い発電所で、規模が小さくかつ単純な構造ですむBグループと類別してある。

(5) 概略修復工事費の積算

概略修復工事費は、発電機器、水圧管路および土工工事の3項目について見積ってある。尚、発電機器の修復コストは既存装置を新品に交換するという条件で積算してある。修復計画対象地点24ヶ所の発電規模と概算修復工事を示すと次の通りである。

表5.2 修復概算工事費一覽表

Code NO.	Power Plant	Rehabilitation to Nominal Capacity (M¥)				Prospected More Than Nominal Capacity (M¥)			
		Mechanical & Electrical Equipments	Penstock Works	Civil Works	Total	Mechanical & Electrical Equipments	Penstock Works	Civil Works	Total
201	Caracoli	374	0	117	491	-	-	-	-
204	Rio Abajo	241	0	86	327	-	-	-	-
205	Piedras	126	9	70	205	-	-	-	-
210	P.Guillermo	256	20	50	326	-	-	-	-
211	San Cancio	294	0	150	444	-	-	-	-
212	Intermedia	-	-	-	-	294	32	123	449
213	Municipal	-	-	-	-	376	0	172	548
219	Santa Rosa	116	16	88	220	-	-	-	-
221	Bayona	118	14	100	232	-	-	-	-
222	Campestre	264	9	121	394	-	-	-	-
223	La Union	123	10	137	270	-	-	-	-
227	Silvia	155	0	4	159	362	9	186	557
228	Ovejas	360	13	143	516	-	-	-	-
232	Florida - I	383	0	271	654	-	-	-	-
233	La Vuelta	531	8	220	759	1,595	31	772	2,398
237	Apulo	641	13	105	759	-	-	-	-
238	La Viciosa	70	7	50	127	-	-	-	-
241	Rio Iquira - I	75	10	465	550	-	-	-	-
242	Rio Iquira - II	25	0	7	32	-	-	-	-
248	Julio Bravo	514	28	95	637	504	32	180	716
251	Zaragoza	311	17	225	553	556	29	456	1,041
256	Guali	337	4	179	520	834	7	662	1,503
258	Mirolindo	586	0	395	981	-	-	-	-
261	Lagunilla	137	12	37	186	809	65	59	933

6 ディーゼル発電設備の修復計画

近い将来に予想されるピーク需要のアンバランスを解決し、また既存の#3ユニット及び#4ユニットが老朽化し取替えの時期に来ていることを併せ考えると、修復の対象として挙げられるディーゼル発電所は Termotumaco である。

本ディーゼル発電所の修復計画の実現については Pasto - Tumaco 間を結ぶ 230kV の送電線の完成時期を考慮に入れる必要がある。

6.1 Termotumaco の修復計画

Termotumaco におけるピーク需要の年間平均伸び率、約 9% が今後も維持される場合、2~3 年後には設備容量の増設が必要になってくると思われる。

(1) 増設のスペース及び燃料供給

増設のスペースは既存発電所敷地内に十分確保でき、又燃料供給についても既設燃料設備がそのまま利用できるのでは問題はない。

(2) 増設設備の諸元

- ディーゼル発電機台数	: 2 基
- 定格出力	: 3,000kW
- 電圧	: 4,160V
- 周波数	: 60Hz
- 相数	: 3 相
- 冷却方式	: クローズドタイプ
- 燃料	: マリン・ディーゼル油

7 F/S候補地点の優先順位

7.1 火力発電設備のプライオリティ評価

(1) 評価対象から除外できる修復項目

次の3項目は既にICELグループで調査・検討が進められているので、プライオリティ評価から除外することができる。

- Termopaipaの#3ユニットの灰処理方式の転換
- Termopaipaの冷却池内に繁殖する水草の除去
- Termobarrancaの#3ユニットのタービン油冷却用及び発電機空気式冷却用の冷却システムの改良

又、供用年数が耐用年数の約2倍に近い29年を経過しているTermopaipaの#1ユニットに関する修復事項もプライオリティ評価から除外できると考えられる。

Termobarrancaの護岸工事も又直接発電設備の修復とは無関係であるので除外できる。

(2) 修復事項に対する評定

残りの修復事項について、出力増加への貢献度、運転・維持・管理の改善性、修復の緊急性および修復の難易度の4項目について、3点評定法を用いて採点すると表7.1のようになる。

評定法の高い修復事項は次の4項目である

- 1) Termopaipa #2タービンユニットの出力増加(66MW→74MW)
- 2) Termopaipaの石炭灰捨場の容量確保のための対策としてクローズドサイクル式冷却システムへの転換
- 3) Termobarranca #3ユニットの復水器自動洗浄装置の取付
- 4) Termopalenque #4ガスタービンユニット発電機の修理

表 7.1 優先順位の評定

発電所名	対象ユニット及び設備容量 (MW) () は設置年	修復又は改善項目	評価対象項目別評定				
			出力増加への貢献度	運転・維持・管理の改善性	修復の緊急性	修復の難易度	評定点の合計
Termo - paipa	# 2 66MW (1974)	空気式計装を電気式計装に転換	1	2	2	1	6
		タービン出力の増加 (66→74MW)	3	1	3	3	10
	# 1、# 2、 # 3	石炭灰捨場の容量確保	2	2	3	1	8
Termo - palenque	# 4 15MW (1972)	ガスタービンの部品交換による機能修復	3	1	3	1	8
Termo - barranca	# 3 74MW (1978)	復水器自動洗浄装置の取付	2	3	2	2	9
		直流電源供給システムの改善	1	2	2	2	7
		空気式計装を電気式計装に転換	1	2	2	1	6
		インベントレコーダー設置	1	2	2	1	6

(3) 対策に対する技術的評価

同じく残された修復或いは改善項目について、その対策を技術的対応の見地から分析すると次のような対応が考えられる。分類結果を示すと表7.2の通りである。

分類-A：プレF/Sステージで解決される事項

分類-B：プレF/Sに引続いてICELグループで解決できる事項

分類-C：全てを解決するには更に詳細な調査・検討が必要な事項

表7.2 解決策に対する技術的対応

発電所名	対象ユニット	修復要望事項	技術的対応		
			(A)	(B)	(C)
Termopaipa	# 1	①ボイラー空気予熱器の取替え	○		
"	# 1	②電気集塵器の設置	○		
"	# 1, # 2	③空気式計装を電気式計装に変換		○	
"	# 2	④タービン出力の増加		○	
"	# 3	⑤灰処理装置の方式変換	○		
"	# 1, # 2, # 3	⑥冷却装置の転換			○
"	"	⑦冷却池の水草除去	○		
Termopalenque	# 4	①ガスタービンの部品交換による機能修復		○	
Termobarranca	# 3	①冷却システムの改良	○		
"	"	②復水器自動洗浄装置の取付	○		
"	"	③直流電源供給システムの改良	○		
"	"	④空気式計装を電気式計装に変換		○	
"	"	⑤イベントレコーダー設置	○		
"	"	⑥河川の護岸工事		○	

(4) プライオリティ評価

(2) 及び (3) の検討結果をもとにF/Sステージにおける火力発電設備の優先順位付けを行うと次のようになる。

1 Termopaipa

2 Termopalenque

3 Termobarranca

7.2 水力発電設備のプライオリティ評価

プレF/Sの調査対象地点に挙げられた62の水力発電所の中、修復計画の対象地点として選別された地点は前述の通り24地点である。

これら24地点について、次に挙げるような修復計画のケーススタディを行なった。

ケース (1) : 定格出力まで回復する計画	16 地点
ケース (2) : 定格出力以上に改修する計画	2 "
ケース (3) : 上記両ケースの適用	6 "

(1) プライオリティ評価から除外する地点

1) ケーススタディの対象地点には採り上げてあるが発電所の所有権がICELに移管されていない、次の2つの発電所は、プライオリティ評価の対象からは除外した。

コード番号	発電所名	県名	設備容量 (kW)	所有者
233	La Vuelta	Choco	2,000	Choco 鉱山会社
237	Apulo	Cundinamarca	3,000	民間セメント会社

2) 現在は、市町村の所有であるが、1989年に公営電力会社が設立される予定のQuindio 県内の次の3ヶ所の発電所は、プライオリティ評価の対象から除外した。

コード番号	発電所名	設備容量 (kW)
221	Boyana	1,008
222	Campestre	1,120
223	La Union	1,000

(2) 建設コストの比較

修復計画の経済性を比較する指標として建設単価法を用い、最大出力 (kW) 及び発電電力量 (kWh) 当りの建設コストを適用する。なお発電電力量は、発電機器を新品に交換した後の発電出力を基に、流れ込み式の利用率と年間可能発電電力量より計算してある。

定格出力まで回復する地点22ケースと定格出力以上に改修する地点8ケースについて建設コストを比較すると次の通りである。

表7.3 定格出力まで回復する地点の建設コスト

コード No	発電所名	県名	定格出力 P _i (kW)	回復出力 P _r (kW)	建設コスト			
					P _r 当り (k ¥/kW)	順位	kWh当り (¥/kWh)	順位
201	Caracoli	Antioquia	3,300	1,000	491	12	18	2
204	Rio Abajo	"	990	390	838	22	40	10
205	Piedras	"	570	320	641	18	43	11
210	P.Guillermo	Boyaca	1,100	1,100	296	4	36	7
211	San Cancio	Caldas	2,600	850	522	14	27	4
219	Santa Rosa	Risaralda	510	371	593	16	52	20
221	Bayona	Quindio	580	421	551	15	48	18
222	Campestre	"	1,000	931	420	11	47	15
223	La Union	"	840	840	321	5	39	9
227	Silvia	Cauca	360	260	612	17	53	21
228	Ovejas	"	1,300	650	794	21	48	16
232	Florida - I	"	2,400	2,400	273	2	33	5
233	La Vuelta	Choco	2,000	1,500	506	13	46	14
237	Apulo	Cundinamarca	2,700	2,700	281	3	38	8
238	La Viciosa	Huila	170	170	747	19	90	22
241	Rio Iquira - I	"	3,700	1,470	374	7	18	2
242	Rio Iquira - II	"	1,900	1,200	27	1	2	1
248	Julio Bravo	Narino	1,800	1,800	354	6	43	11
251	Zaragoza	Santander	1,500	700	790	20	44	13
256	Guali	Tolima	1,300	1,300	400	10	48	18
258	Mirolindo	"	3,500	2,500	392	8	34	6
261	Lagunilla	"	470	470	396	9	48	16

表7.4 定格出力以上の修復が期待される地点の建設コスト

コード No	発電所名	県名	定格出力 P _i (kW)	増加出力 P _r (kW)	建設コスト			
					P _r 当り (k ¥/kW)	順位	kWh当り (¥/kWh)	順位
212	Intermedia	Caldas	2,500	1,600	281	3	29	3
213	Municipal	"	3,500	2,100	261	2	25	1
227	Silvia	Cauca	1,700	1,600	348	6	46	6
233	La Vuelta	Choco	7,500	7,000	343	5	46	6
248	Julio Bravo	Narino	2,300	2,300	311	4	37	4
251	Zaragoza	Santander	3,500	2,700	386	8	45	5
256	Guali	Tolima	4,300	4,300	350	7	49	8
261	Lagunilla	"	4,300	4,300	217	1	26	2

(3) F/S候補地点の選別

修復出力 (kW) 及び年間発生電力量 (kWh) 当りの建設コストの安い地点をF/S候補地点に選定するが、その選別基準として、次の点を考慮した。

1) 定格出力まで回復する場合

- 回復出力が1,000kW以上の地点
- 回復出力当りの建設コストが300千円/kW以下
- 年間発生電力量当りの建設コストが40円/kWh程度まで

2) 定格出力以上に改修する場合

- 増加出力当りの建設コストが350千円/kW以下
- 年間発生電力量当りの建設コストが40円/kWh程度まで

上記のような選別基準をもとに選別すると、次のような地点が候補として挙げられる。

- 定格出力まで回復する地点

P.Guillermo	Boyaca 県	回復出力	1,000kW
Rio Iquira - II	Huila 県	回復出力	1,200kW
Florida - I	Cauca 県	回復出力	2,400kW

- 定格出力以上に改修する地点

Intermedia	Caldas 県	増加出力	1,600kW
Municipal	"	増加出力	2,100kW
Julio Bravo	Narino 県	増加出力	2,300kW
Lagunilla	Tolima 県	増加出力	4,300kW

Caldas 県の Intermedia と Municipal の両発電所は、最上流地点にある San Cancio と一連の発電所群であり、3 発電所をパッケージとして採り上げる。

又、Huila 県の Rio Iquira - II 発電所は、Rio Iquira - I 発電所の放流水を利用して両発電所もパッケージとして採り上げる。

以上の候補地点に年間発生電力量当りの建設コストが低廉な Caracoli (Antioquia 県) と、増加出力が大きい Zaragoza (Santander 県) の 2 発電所を加えて、次の水力発電所を F/S 対象候補地点として選定した。

表 7.5 水力発電所のF/S対象候補地点

コード 番号	発電所名	県名	修復 グレード	既設設備容量 (kW)	回復又は増加 出力 (kW)	修復工事費 (M 円)
201	Caracoli	Antioquia	1)	3,200	1,000	491
210	P.Guillermo	Boyaca	1)	1,280	1,100	326
211	San Cancio	Caldas	1)			
212	Intermedia	Caldas	2)	5,552	4,550	1,441
213	Municipal	Caldas	2)			
232	Florida - I	Cauca	1)	2,300	2,400	654
241	Rio Iquira - I	Huila	1)			
242	Rio Iquira - II	Huila	1)	6,720	2,670	582
248	Julio Bravo	Narino	2)	1,500	2,300	716
251	Zaragoza	Santander	2)	1,560	2,700	1,041
261	Lagunilla	Tolima	2)	452	4,300	933
計				22,564	21,020	6,184

1) 修復 2) 改修

7.3 水力発電所のプロジェクト フォーマーシヨンの提案

本ブレF/Sにおける修復計画の対象地点としては採り上げなかったが、次に挙げる3地点は既存施設による発電計画を変更することによって大幅な出力増加が期待できる。ただしその実現性を確認するためには、地形条件、地質概況および流量観測記録等の基礎資料の整備と集積が必要である。

コード 番号	発電所	定格出力 (kW)	現有出力 (kW)	期待される 定格出力 (kW)	整備すべき基礎資料
207	Tamesis	1,508	1,140	6,000 落差範囲の有 効利用による 出力増加	① Rio Frio 流域の航測図 (S = 1 : 5,000) ② 取水口地点における流量 観測記録
230	Inza	360	修理中	16,000 使用水量の増 加による出力 増加	① 発電所の地形測量図 ② Ullucos 川左岸の地質概 況
246	Rio Bobo	4,730	修理中	15,000 調整地式発電 所への転換に よる出力増加	① Rio Bobo 流域及び Rio Opongo 合流点付近の航 測図 (S = 1 : 5,000) ② 上流貯水池の水位観測お よび流量観測記録 ③ Rio Bobo 左岸の地質概 況

La Vuelta 発電所 (Choco 県) は現在その所有権が ICEL グループに移管されていないので、F/S 候補地点より除外されているが本地点は、電力需給面からの必要性および修復効果以外に地域開発の波及効果も期待できる有望な修復プロジェクトと思われる。

第1章 プロジェクトの概要

第1章 プロジェクトの概要

1.1 調査対象地点

本プレF/Sの調査対象としてICELから要請のあった発電所は、付属資料I調査対象地点一覧表に示すように、火力発電所3地点、水力発電所62地点およびディーゼル発電所17地点、計82地点である。

各発電設備別の設備容量は次の通りである。

- 火力発電設備（ガスタービン発電設備を含む）
 - 発電所数…………… 3
 - 合計設備容量…………… 254,000kW
- 水力発電設備
 - 発電所数…………… 62
 - 合計設備容量…………… 192,416kW
- ディーゼル発電設備
 - 発電所数…………… 17
 - 合計設備容量…………… 14,848kW

調査対象地点は、次に示すように、13県（Antioquia, Boyaca, Caldas, Risaralda, Quindio, Cauca, Choco, Cundinamarca, Huila, Meta, Narino, Santander, Tolima）1直轄区（Putumayo）内に分布している。各調査対象地点の県別位置図は付属資料IIに示してある。

Number of Proposed Small - Scale Power Plants

Department	Power Plant			Total
	Thermal	Hydraulic	Diesel	
Antioquia	0	9	0	9
Boyaca	1	1	0	2
Caldas	0	6	0	6
Risaralda	0	3	0	3
Quindio	0	4	0	4
Cauca	0	9	0	9
Choco	0	1	9	10
Cundinamarca	0	4	0	4
Huila	0	5	0	5
Meta	0	2	3	5
Narino	0	4	5	9
Putumayo	0	1	0	1
Santander	2	6	0	8
Tolima	0	7	0	7
Total	3	62	17	82

1.2 調査内容

1987年8月6日にJICAとICELとの間で締結されたS/Wおよび議事録（以下M/Mという）にもとづいて実施した本ブレF/Sの調査内容は次の通りである。

① 既調査結果および既存データの検討

本ブレF/Sに関連してICELが提供した修復調査対象地点に対するアンケート調査報告書、ICELおよび各公営電力会社の電力需要と供給に関する資料、既存の修復計画調査報告書およびその他関連情報等の検討を行なう。

② 現地踏査対象発電設備の選定

①の既調査結果、既存データをもとに修復の必要性、修復の効果、当該設備の電力需給上からの重要性等を基準とし次いで実施される現地踏査のための地点を選定する。

③ 現地踏査

②で選定した発電設備について修復が必要な設備の確認と概略修復計画案を作成するために現地踏査を実施する。

④ 概念設計

概略修復計画案にもとづいて、ブレF/S対象地点の概念設計を行う。

⑤ 概略修復工事費の積算

コロンビア国内で収集した積算資料および事例集を参考にして、工種別単価の標準化を行ない、概念設計をもとに概略の修復工事費を積算する。

⑥ 概略経済分析評価

ブレF/S対象地点の発電設備修復に対する概略経済性の分析評価を行う。

⑦ プライオリティ評価

F/S候補発電設備を選定するため、現地調査および国内作業の成果を総合的に判断し、選別順位付けを行う。

⑧ F/Sステージにおける調査計画の作成

修復計画策定のためのF/Sの具体的調査項目、内容調査スケジュール等の調査計画を作成する。

1.3 調査計画

1.3.1 調査の基本手順

F/S候補対象地点の選別に当たっては、修復の必要性、修復の効果および電力需給上からの重要性等を基準にして、現地踏査を通じて得られた諸条件を検討・勘案の上選定した。

調査対象地点の中から、適正な修復計画に結びつく、候補地点を選択するための基本的な作業手順を示すと図1.3.1の通りである。

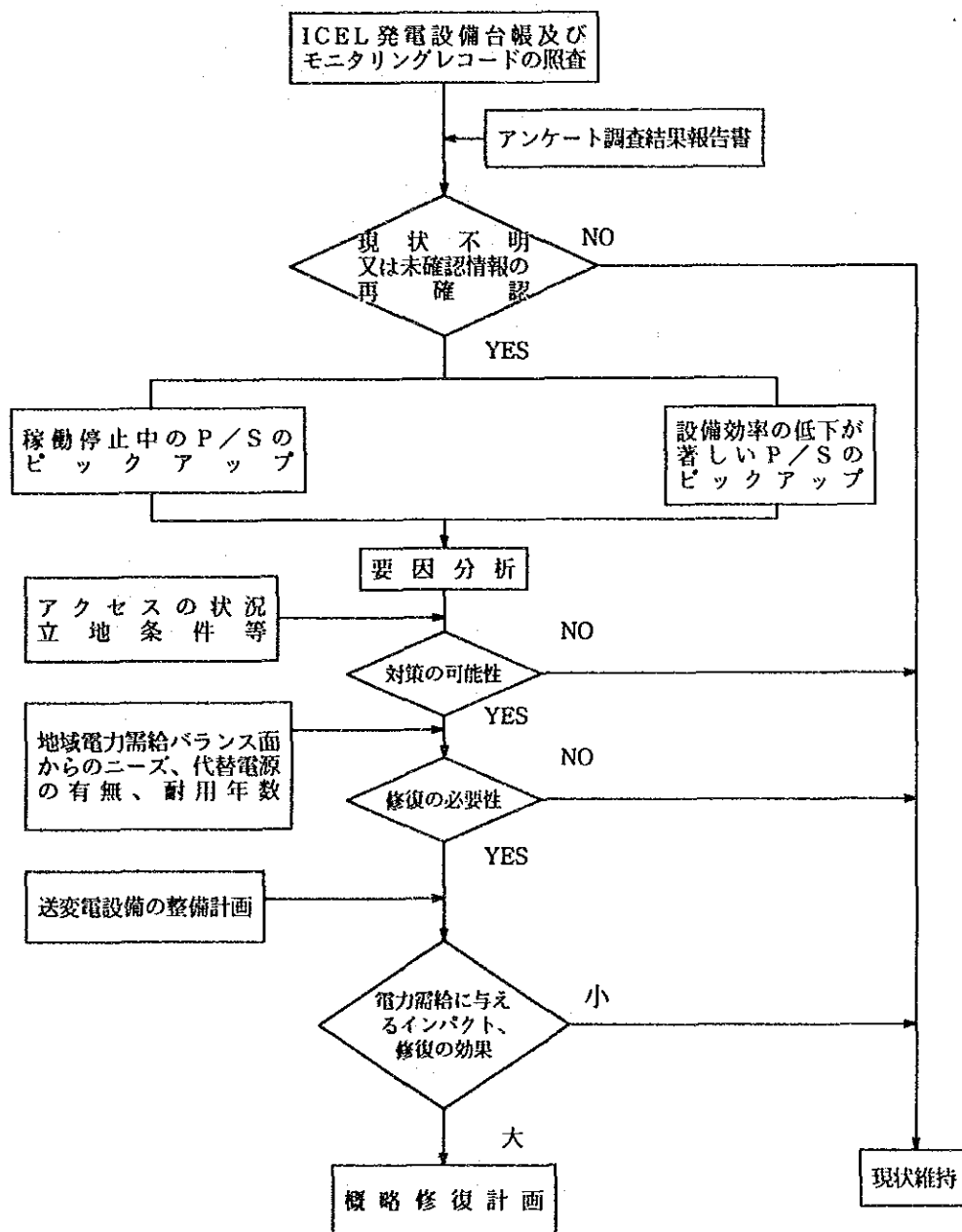


図1.3.1 概略修復計画作成に至る検討フロー

(1) 火力発電設備に対する作業手順

調査対象に挙げられた火力発電設備は、Termopaipa, Termopalenque及びTermobarrancaの3地点だけであり、設備容量も比較的大きく、また主要送電網に直接連系されていることを考えると、修復計画案作成のための作業手順は次のように簡略化することができる。

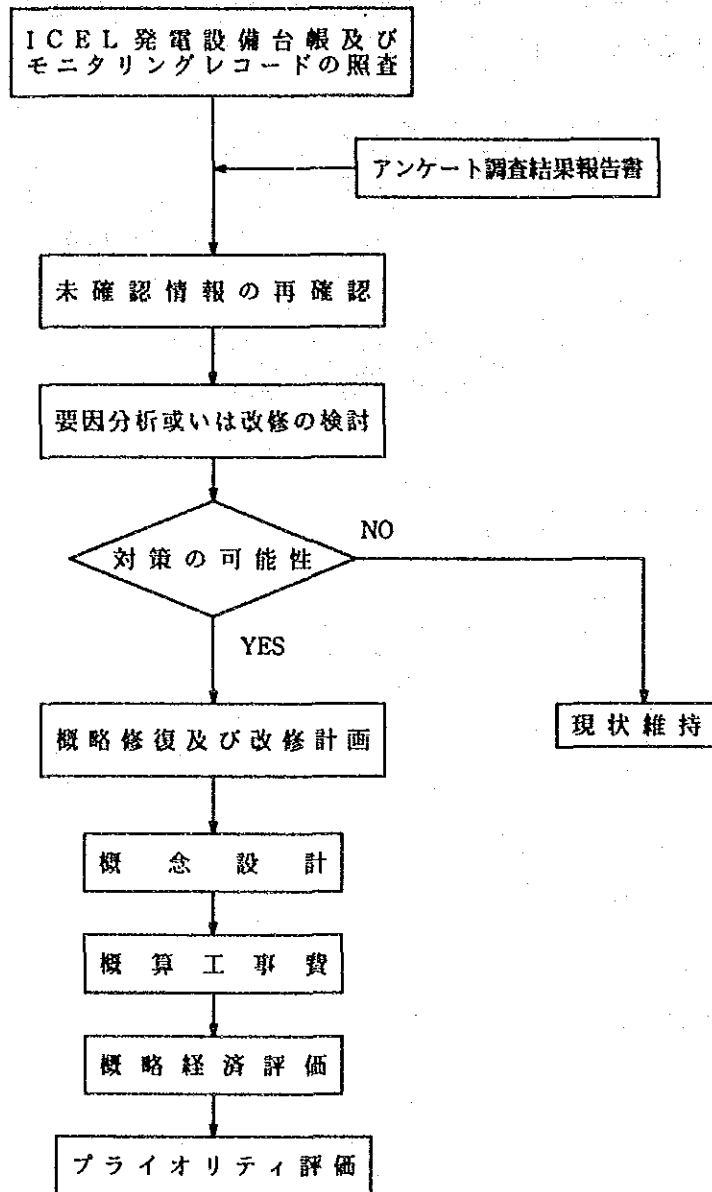


図1.3.2 火力発電設備に対する検討フロー

(2) 水力発電設備に対する作業手順

水力発電設備、特に流れ込み式の場合、調査の進行に伴って基本的作業手順の過程で、次に挙げるような修復計画と増設或いは改修計画を仕分けする作業フローを考慮する必要がある。

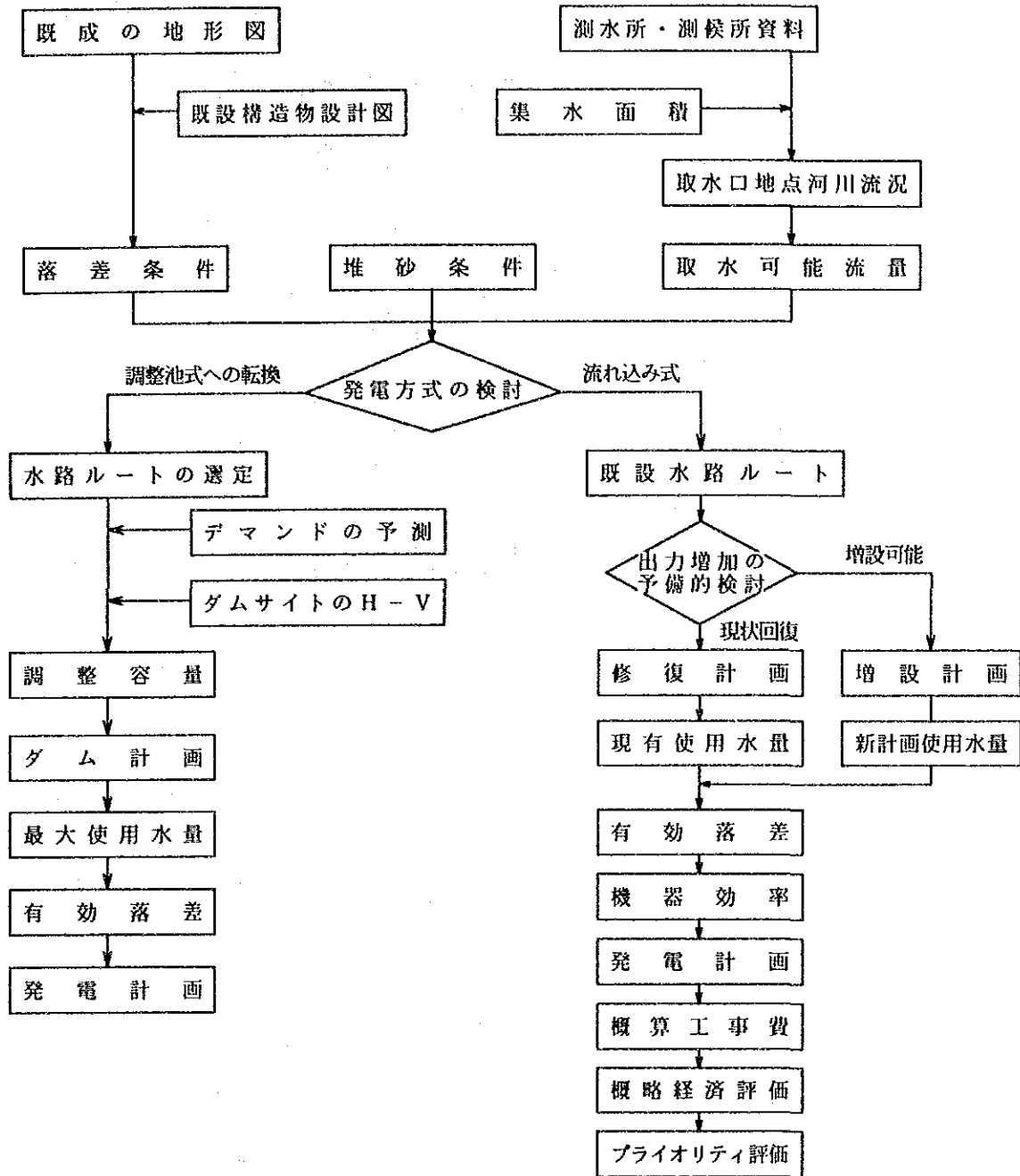


図1.3.3 流れ込み式水力発電設備に対する検討フロー

(3) ディーゼル発電設備に対する作業手順

ディーゼル発電設備は、Narino, Choco 及び Meta3 県の地方に散在する集落の電力需要をまかなう群小発電所が大部分である。

その修復計画の作成に当たっては、図 1.3.4 に示すような特別な作業手順を考慮すべきである。

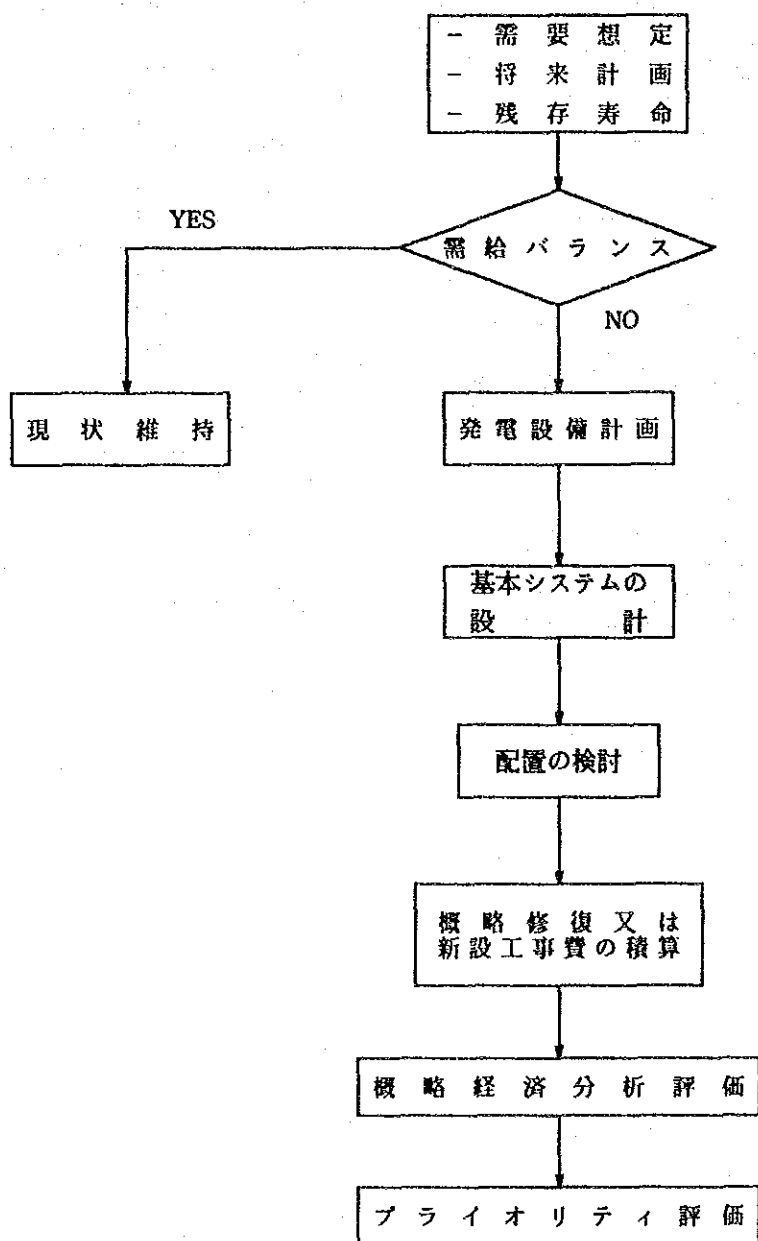


図 1.3.4 ディーゼル発電設備に対する検討フロー

1.3.2 調査スケジュール

本プレF/Sは、表1.3.1に示すような工程で、コロンビア国における現地作業と日本国における国内作業に分けて実施した。

表 1.3.1 調査工程

月		1	2	3	4	5	6	7	8	9		
作 業 項 目	1. 既存データの検討			(第一次現地調査)								
	2. 候補地点の選定			(")								
	3. 現地踏査							(第二次現地調査)				
	4. 概略修復計画の検討							(")				
	5. 概念設計							(")				
	6. 概略修復工事費の積算											
	7. 概略経済分析評価											
	8. プライオリティ評価											
	9. F/Sステージにおける調査計画の作成											
レ ポ ー ト	インセプション・レポート	△										
	プロGRESS・レポート					△						
	ドラフト・ファイナル・レポート									△		
	ファイナル・レポート										△	

ICELカウンターパートの現地作業

JICA調査団の現地作業

国内作業

レポート提出 △

1.3.3 調査団の編成

本プレF/Sは、下記のメンバーで構成される調査団とICELのカウンターパート技術者によって実施された。

(1) 調査団の担当業務別団員構成

氏名	担当業務	区分	会社	所属部署
小野 匡 美	発電計画・土木設備 (土木)	団長・総括	八千代エンジニアリング(株)	副社長
川崎 義 雄	発電土木設備 (土木)	団員	"	施設部
玉井 昌 幸	発電機器・送変電設備 (電気)	"	"	"
瀬戸 寛 仁	ディーゼル発電設備 (電気)	"	"	"
下村 栄 司	火力発電機器 (機械)	"	"	"

(2) ICELのカウンターパート技術者メンバーリスト

氏名	担当業務	所属部署
Juvenal Penaloza Rosas	発電土木	プロジェクト実施・調整部部长
Hector J. Guerrero V.	発電土木	プロジェクト実施・調整部次長
Victor Pardo Comelo	発電土木	プロジェクト実施・調整部
Jairo Gonzalez Morales	発電土木	プロジェクト実施・調整部
Ilva Lorduy Hernandez	発電土木	プロジェクト実施・調整部
Augusto Sanabria Diaz	機 械	プロジェクト実施・調整部

(3) 各電力会社協力者一覧表

所属機関	氏 名	所属部署
E A D E	Mario Gonzalez Walter Ospina Juan C.Viana A.	発電計画部長 発電計画 発電・変電計画
E. Boyaca	Francisco Duque Omar Miguel B.A. Hector Pulido Pedro Lesmes Fernand Cruz Avelino Cery	副総裁 発電土木計画 Paipa 発電所所長 Paipa 発電所、技術サービス部 " 電気計装部長 " 機械担当
C H E C	Alberto Naranjo A. Jorge H.Garcia C. Claudia M.Agudelo	MIEL- I プロジェクトマネージャー MIEL- I プロジェクト MIEL- I プロジェクト
CEDELCA	Fernand Irigorri Jose Morales Freddy Gaviria Lorry Guzman M. Augusto Insuasty	総裁 技術部長 発電計画 発電計画 配電部
E. Choco	Juan B.Hinestroza C. Demostenes Valencia M.	総裁 技術部

所属機関	氏 名	所属部署
E. Huila	Luis Alberto V. Carlos Linares Juan Jose F.	計画部部长 変電部部长 計画部
E M S A	Luis Eduardo Solis Bangrero Camilo Torres Puentes	技術部長 送電部長
CEDENAR	Eruesto Orlando Benavides Diego Delgado Ruiz Bernardo Castillo	総裁 発電・送電計画部長 Tumaco発電所所長
E S S A	Hernado Uribe Nino Ruben Gelves	総裁 Palenque発電所所長
E.Tolima	Luis Eduardo Quintero Hugo Neira S. Francisco Corrales Ernesto Triana Antonio Cuartas	総裁 Prado発電所所長 運転維持副部長
C R A M S A	Hector Alberto Serna Hebert Enrique Soto S. Jose Fernando Aristizabal Rogelio Pena H.	副総裁

第2章 調査の背景

第2章 調査の背景

2.1 ICELグループの電力事情

ICELグループは、ICELと、次に挙げる13県内にある公営電力会社により構成されている。

ICELグループの公営電力会社と県名

NO.	公営電力会社略称	県名	備考
1	E.ADE	Antioquia	EPMを除く
2	E.Boyaca	Boyaca	
3	CHEC	Caldas	
4	E.Caqueta	Caqueta	
5	CEDELCA	Cacua	
6	ECSA	Cundinamarca	EEEBを除く
7	E.Choco	Choco	
8	E.Huila	Huila	
9	EMSA	Meta	
10	CEDENAR	Nariño	
11	CENS	Norte de Santander	
12	ESSA	Santander	
13	E.Tolima	Tolima	

電力需要を把握する基本的な電力量と最大電力の2つに着目すると、ICELグループの1986年における電力量は、コロンビア国の20,409GWhに対し、4,639GWh(23%)で、近年における電力量の年平均増加率は、1981年から1986年の6年間に於いて7.3%を示しており、コロンビア国全体の年平均増加率6.0%を上廻っている。

1986年におけるICELグループの最大電力1,268MWに対し、ICELグループ所有の発電設備容量は918MW(需要率138%)であり、その中、ICEL自身の設備容量は342MW(37%)である。

ICELグループに所属する発電設備の中には、電力ネットワークに接続されていない小容量の自立電源(ディーゼル及び水力)が多く見受けられ、これら自立電源の大部分は、地方自治体による保守・運用を行なっている。

電力供給状況は、需要電力量の56%を買電に依存し、残り44%(火力53%、水力47%)をグループ内の発電設備により供給している。従って各県の公営電力会社は、自立電源に依存している地域を除き多少の差はあるが買電によって需給バランスを保っていると考えてよい。中には全て買電に依存している公営電力会社もある。

以上のような電力事情の中で、Huila県内のMagdalena川とYuguara川の合流点に、ISA/ICELで建設中であったBetania水力発電所510MW(170MW×3台)が1987年6月に運転開始になり、同発電所とCauca県Popayan市を結ぶ230kV送電線も完成し、又Tolima県Ibague市と結ぶ230kV送電線も計画中的であるのでICELグループの電力事情は、大きく好転して行くと考えられる。

本報告書では、1987年における統計資料が未入手のためBetania水力発電所が完成する以前の1986年におけるICELグループの電力事情について述べてある。

2.1.1 電力設備

(1) 発電設備

近年1981年から1986年の6年間におけるICELグループの発電設備容量の推移は、表2.1.1のように示されている。1985年及び1986年におけるICELグループの発電設備容量は、918MWで、その電源別構成は、水力発電設備383MW（42%）、ディーゼル発電設備22MW（2%）、火力発電設備513MW（56%）となっている。

水力発電設備は、1982年以降その設備容量に増加がなく、ディーゼル発電設備容量は1984年までに3MW減少し、火力発電設備容量は1985年に26MW減少している。一方最大電力は年平均約5.5%の増加率を示している

表2.1.1 ICELグループの設備容量と最大電力（1981～1986）

No	Item	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Average Increase Rate (%)
1	Installed Capacity (MW)							
	1) Hydroelectric	380	384	384	384	383		0.2
	2) Diesel	26	25	21	22	22	918	△4.0
	3) Thermal	259	379	388	538	513		18.6
	Total	665	788	793	944	918	918	6.6
2	Peak Demand (MW)	969	979	1,058	1,110	1,198	1,268	5.5
3	Demand Factor (%)							
	$\frac{\text{Item}-2}{\text{Item}-1} \times 100$	146	124	133	118	131	138	△1.1

(Source : Sistema Electrico del Grupo ICEL 1946 - 1986)

ICELグループの発電設備容量918MW（1986年）の中、ICEL自身の発電設備の内訳を示すと表2.1.2のようになっている。

表2.1.2 ICEL所有の発電設備（1986）

Table 2.1.2 Generating Unit under Property of ICEL (1986)

No	Department	Power Plant	Unit No	Capacity (kW)	Generating Method
1	Boyaca	Termopaipa	# 3	74,000	Thermal
2	Santander	Termobarranca	# 4	32,290	Thermal
3	Santander	Permopalenque	# 5	21,770	Thermal
4	Norte de Santander	Termotasajero	# 1	163,000	Thermal
5	Tolima	Hidroprado	# 1	15,300	Hydroelectric
6	"	"	# 2	15,300	Hydroelectric
7	"	"	# 3	15,300	Hydroelectric
8	"	"	# 4	5,100	Hydroelectric
Total				342,060	

(2) 送変電設備

各県の市町村は、ICELグループ（230kV以下）以外にISA（115kV以上）及び地方自治体所有の送電線で連系されており、1985年における送配電線の延長及び変電設備の設置状況を示すと次の通りである。

a) 送配電線の延長（1985年現在）

電圧 (kV)	230	115	66	44	34.5	13.2
延長 (km)	675	2,590	20	922	3,409	10,307

b) 変圧器設備容量（1985年現在）

電圧 (kV)	230/115	115/66-44-34.5	115/13.2	66/13.2	44/13.2	34.5/13.2
容量 (MVA)	750	1,518	424	18	336	1,034

2.1.2 電力需給バランス

1981年から1986年まで6年間のICELグループの電力需要の推移がコロンビア国全土のそれと対比して表2.1.3に示してある。1986年におけるICELグループの年間消費電力量は約4,640GWhで全国需要の約23%に達している。

表2.1.3 需要構成別電力需要の推移（1981～1986）

(Unit : GWh)

Item	1981	(%)	1982	(%)	1983	(%)	1984	(%)	1985	(%)	1986	Average Increase Rate (%)	
Residential	ICEL Group	1,768	9.0	1,927	7.6	2,037	11.0	2,301	7.3	2,469	6.2	2,621	8.2
	Colombia	6,964	13.6	7,913	4.2	8,248	6.9	8,814	5.8	9,327	5.9	9,881	7.3
Commercial	ICEL Group	396	2.0	404	1.0	408	5.9	432	4.5	460	4.1	479	3.9
	Colombia	1,808	8.5	1,961	3.4	2,028	△0.8	2,012	5.0	2,112	1.6	2,146	3.5
Industrial	ICEL Group	760	8.2	822	4.3	857	10.4	946	7.1	1,013	8.7	1,101	7.7
	Colombia	4,480	4.5	4,682	6.9	5,005	6.4	5,323	2.9	5,477	12.5	6,160	6.6
Others	ICEL Group	333	27.3	424	13.4	481	2.9	495	1.0	500	△12.4	438	5.7
	Colombia	2,005	△8.7	1,830	9.6	2,006	5.5	2,116	4.5	2,211	0.5	2,222	2.1
Total	ICEL Group	3,257	9.8	3,577	6.8	3,819	9.3	4,174	6.4	4,442	4.4	4,639	7.3
	Colombia	15,257	7.4	16,386	5.5	17,287	5.7	18,265	4.7	19,127	6.7	20,409	6.0

(Source : Sistema Electrico Colombiano Balance Energetico Historico 1971 - 1986)

電力需要構成別にみると、ICELグループの需要構成は、1986年において住宅用56%、商業用10%、工業用24%、その他10%となっており、全国需要の構成比（住宅用48%、商業用11%、工業用30%、その他11%）と較べて住宅用需要が高く、工業用需要が低い。

一方、ICELグループにおける発電電力量の推移は、表2.1.4に示すように、1981年から1986年まで6年間の年平均増加率が2.7%である。電力需要の年平均増加率8.8%に対し約6%に近い差を生じている。水力発電設備の発電電力量が一定化しているため火力発電設備に対する依存度が高くなっている。電力損失率も年々増加の傾向にあり、1986年における電力損失率は26%と大きな値を示している。

表 2.1.4 ICEL グループにおける年間発電電力量と電力需要の推移 (1981~1986)

								(Unit : GWh)
No	Item	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Average Increase Rate (%)
1	Power Generated							
	1) Hydroelectric	1,390	1,454	1,301	1,485	1,359	1,307	△1.2
	2) Diesel	23	27	32	32	33	1,472	9.5
	3) Thermal	1,016	1,304	1,675	1,943	2,243		21.9
	Total	2,429	2,785	3,008	3,460	3,635	2,779	2.7
2	Demand	4,171	4,810	5,159	5,547	6,015	6,341	8.8
3	Loss	773	1,078	1,148	1,167	1,370	1,634	16.2
4	$\frac{\text{Loss}}{\text{Demand}} \times 100$ (%)	19	22	22	21	23	26	6.8

(Source : Sistema Electrico del Grupo ICEL 1946 - 1986)

2.1.3 電化率および発電原価

ICEL グループ内の電化率（電化世帯数／全世帯数）及び発電原価については、後述するが、1985年における電化率と発電原価には次に示す通り県別に大きな差異が認められる。

a) 電化率

最大 Huila 県 62 %

最小 Choco 県 18 %

b) 発電原価

最高 Cauca 県 6.4 ペソ／kWh

最低 Antioquia 県 3.5 ペソ／kWh

2.2 県別電力会社の電力事情

小規模発電設備修復計画に関するブレF/Sの対象地点は、コロンビア国全土（24県、3直轄区、5特別区）の中13県（Antioquia, Boyaca, Caldas, Cauca, Choco, Cundinamarca, Huila, Meta, Narino, Santander, Tolima, Quindio, Risaralda）と1直轄区（Putumayo）に散在している。この中、Quindio, Risaralda, Putumayo県には公営電力会社がなく、それぞれの自治体が特定地域にのみ電力を供給している。尚Quindio県は1989年1月に現在ある4つの自治体が統合され公営電力会社が発足する予定である。

一方ICELグループに属しているCaqueta及びNorte de Santanderの2県は今回の調査区域に含まれていない。

2.2.1 電源構成

表2.2.1に1985年における各県の電源構成を示す。

火力・水力両方の電源を有するのはBoyacaとSantanderの2県で、大部分の県が水力発電に依存している。Meta県はディーゼル発電だけであり、Choco県にはIECLグループの電源は存在しない。

表2.2.1 1985年の電源構成

Table 2.2.1 Composition of Power Source in 1985

No	Department	Power Sources			Total Capacity
		Hydro - electric	Thermal	Diesel	
1	Antioquia ¹⁾	11.2	0	1.3	12.5
2	Boyaca	1.6	173	0	174.6
3	Caldas	197.4	0	0	199
4	Cauca	32.8	0	0.6	33.4
5	Cundinamarca ²⁾	10	0	0	10
6	Chcco	0	0	0	0
7	Huila	9	0	5.0	14
8	Meta	0	0	1.6	1.6
9	Narino	29.4	0	10	39.4
10	Santander	25.7	159	4	188.7
11	Tolima	65.9	0	0	65.9
12	Resaralder ³⁾	16.8	0	1.8	18.6
13	Quindio ⁴⁾	5.4	0	0	5.4
14	Putumayo	0.2	0	0	0.2
	Total	407	332	24.3	763.3

1) Territory of EPM is not included.

2) Territory of EEEB is not included.

3) Data of EPP

4) Data of CRQ and E. P. de Armenia

(Source : Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985)

2.2.2 人口の推移と電力量予測

近年（1981～1985）における各県の人口（表2.2.2）及び電力需要（表2.2.3）とこれ等の年平均増加率を用いて1989年における一人当りの発電電力量を想定すると表2.2.4のように示す事ができる、この中、人口一人当りの発電電力量はChoco及びCundinamarcaの両県が400kWh以下と低い値となっており、増加率が10%を超える県は、Meta, Choco及びAntioquiaの3県となっている。

表2.2.2 人口の推移（1981～1985）

Table 2.2.2 Trend of Population

(Unit : person)					
No	Department	Population in 1981	Average Growth Rate (%)	Population in 1985	Estimated Population in 1989
1	Antioquia ²⁾	1,564,094	2.3	1,713,151	1,876,000
2	Boyaca	1,062,056	0.8	1,097,618	1,135,000
3	Caldas	1,106,584	1.5	1,175,546	1,249,000
4	Cauca	724,514	2.4	795,838	874,000
5	Cundinamarca ³⁾	1,281,824	1.9	1,382,360	1,491,000
6	Choco	228,155	1.6	242,768	258,000
7	Huila	580,342	2.8	647,756	723,000
8	Meta	360,020 ¹⁾	4.6	412,312	494,000
9	Narino	941,519	2.0	1,019,098	1,103,000
10	Santander	1,325,491	2.1	1,438,226	1,560,000
11	Tolima	999,427	1.3	1,051,852	1,107,000
12	Risaralda ⁴⁾	258,770	2.7	287,999	321,000
13	Quindio ⁵⁾	357,865	1.4	377,860	399,000
14	Putumayo	98,730	4.9	119,815	145,000
	Total	10,889,391	1.9	11,762,199	12,735,000

- 1) This data in 1982.
- 2) Territory of EPM is not included.
- 3) Territory of EEEB is not included.
- 4) Data of EPP
- 5) Data of CRQ and E.P. de Armenia

(Source : Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985)

N.B. 1) Population of major cities in 1985 is as follows.

- a) Bogota (Bogota D.E.) : 3,974,813
- b) Medellin (Antioquia) : 1,418,554
- c) Cali (Valle) : 1,323,944
- d) Barranquilla (Atlantico) : 896,649

表2.2.3 電力需要

Table 2.2.3 Power Demand

No	Department	Power Demand in 1981	Average Increase Rate (%)	Power Demand in 1985	Estimated Power Demand in 1989
1	Antioquia 2)	596	13.1	974	1,593
2	Boyaca	465	7.8	628	848
3	Caldas	668	8.0	908	1,285
4	Cauca	190	10.2	280	413
5	Cundinamarca 3)	356	2.9	399	447
6	Choco	23	20.0	48	99
7	Huila	209	11.7	326	507
8	Meta	79 1)	34.0	190	613
9	Narino	274	9.3	391	558
10	Santander	507	9.1	718	1,017
11	Tolima	398	7.1	524	689
12	Risaralda 4)	269	6.7	349	452
13	Quindio 5)	144	8.2	196	269
14	Putumayo	No Data Available			
	Total	4,178	-	5,931	8,740

- 1) This data in 1982
- 2) Territory of EPM is not included.
- 3) Territory of EEEB is not included.
- 4) Data of EPP
- 5) Data of CRQ and E.P. de Armenia

(Source : Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985)

表2.2.4 一人当りの発電電力量

Table 2.2.4 Per Capita Power Demand

No	Department	1981	Average Growth Rate (%)	1985	Estimated Power Demand in 1989
1	Antioquia 2)	380	10.7	570	850
2	Boyaca	590	1.9	572	613
3	Caldas	604	6.3	772	989
4	Cauca	260	7.8	352	473
5	Cundinamarca 3)	278	1.1	290	300
6	Choco	100	18.9	200	380
7	Huila	360	8.6	500	701
8	Meta	219 1)	28.2	461	1,241
9	Narino	291	7.2	384	506
10	Santander	382	6.9	499	652
11	Tolima	398	5.8	498	622
12	Risaralda 4)	1,040	3.9	1,212	1,408
13	Quindio 5)	400	6.8	519	674
14	Putumayo	No Data Available			
	Average	403	6.8	525	683

- 1) This data in 1982
- 2) Territory of EPM is not included.
- 3) Territory of EEEB is not included.
- 4) Data of EPP
- 5) Data of CRQ and E.P. de Armenia

(Source : Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985)

表 2.2.5 1985年における需給バランス

Table 2.2.5 Balance of Supply and Demand in 1985

No	Department	Installed Capacity (MW)	Peak Demand (MW)	Demand Factor (%)	Energy (GWh)	
					Generating	Demand
1	Antioquia ²⁾	12.5	130.3	1,042	45	974
2	Boyaca	174.6	128	73	989	628
3	Caldas	199	294.4	148	601	908
4	Cauca	33.4	68.8	206	120	280
5	Cundinamarca ³⁾	10	84.9	849	51	399
6	Choco	0	10.5	-	0	48
7	Huila	14	55.8	399	40	326
8	Meta	1.6 ¹⁾	36	2,250	3	190
9	Narino	39.4	74.1	188	176	391
10	Santander	188.6	143.8	76	590	718
11	Tolima	66	103	156	239	524
12	Risaralda ⁴⁾	18.6	59.6	320	72	349
13	Quindio ⁵⁾	5.4	41.9	1,776	3	196
14	Putumayo	0	2.2	-	0	18
	Total	763.1	1,233.3	-	3,669	5,949

- 1) This data in 1982
- 2) Territory of EPM is not included.
- 3) Territory of EEEB is not included.
- 4) Data of EPP
- 5) Data of CRQ and E.P. de Armenia

(Source : Informe Estadistico Resumen 1981 - 1985)

2.2.3 需給バランスの現状と将来予測

1985年における各県別の発電設備容量と電力需要を表2.2.5に示す。電力量及び最大電力のバランスが保たれているのはBoyaca県のみである。最大電力バランスが保たれているのはSantander県で、他県は全てバランスが保たれていない。この中電力量の全てを買電に依存しているのは、Choco及びPutumayo両県で、90%以上依存しているのは、Antioquia, Meta及びQuindioの3県となっている。

一方、各県における発電設備の建設予定計画は全て水力発電で、下表に示す通りである。

発電所の建設計画					
番号	県名	発電所名	電力会社名	総設備容量(MW)	運開予定
1	Antioquia	Rio Grande	EPM	322.5	1990
2	Cundinamarca	Guavio	EEEB - ISA	1,000.5	1990
3	Choco	Bahia Solano	ICEL	2.4	1991
4	Caldas	Miel - I	CHEC	405	1993

電力需要の将来見通しとしては、1987年のBetania水力発電所運開に伴ない、電力量の自給率は増大すると考えられる。

最近6ヶ年(1981~1986)の各県別需要構成の推移を表2.2.6に示す。ChocoとMeta県は、住宅、商業及び産業用電力需要が全て10%以上の増加率となっており、他県に比べ、買電の依存度が大きくなる。

表2.2.6 需要構成の推移 (1981 - 1986)

Table 2.2.6 Transition of Energy Consumption by Category (1981 - 1986)

(Unit : GWh)

Department	Category	1981	1982	1983	1984	1985	1986	Average Increase Rate (%)
Antioquia except Medellin	Residential	353	408	471	528	571	635	12.4
	Commercial	52	57	59	57	60	67	5.2
	Industrial	27	29	35	45	48	52	14
	Other	47	53	52	53	68	39	-3.7
	Total	479	547	617	683	747	793	10.6
Boyaca	Residential	123	115	107	122	134	140	2.6
	Commercial	22	18	15	17	18	19	0
	Industrial	205	243	236	246	246	268	5.5
	Other	25	39	46	56	58	61	19.5
	Total	375	415	404	441	454	488	5.4
Caldas	Residential	285	282	294	345	379	410	7.5
	Commercial	51	47	47	55	60	65	5
	Industrial	151	133	140	162	164	163	1.5
	Other	24	23	28	30	31	67	22.8
	Total	511	485	509	592	634	705	6.6
Cauca	Residential	99	125	125	144	142	144	7.8
	Commercial	11	13	11	12	12	12	1.8
	Industrial	9	7	9	15	13	17	13.6
	Other	17	17	21	22	18	17	0
	Total	136	162	166	193	185	190	6.9
Cundinamarca except Bogota	Residential	130	103	94	106	121	127	-0.5
	Commercial	45	31	24	28	32	32	-6.6
	Industrial	81	75	73	78	85	90	2.1
	Other	45	102	122	125	113	109	19.4
	Total	301	311	313	337	351	358	3.5
Choco	Residential	10	11	16	20	25	32	26.2
	Commercial	2	3	3	4	4	5	19.9
	Industrial	1	1	1	1	2	2	14.3
	Other	2	2	3	3	5	6	24.4
	Total	15	17	23	28	36	45	24.6
Huila	Residential	81	90	99	110	135	132	10.3
	Commercial	23	22	23	26	28	27	3.3
	Industrial	20	28	45	48	51	37	13.1
	Other	36	37	42	42	50	46	5
	Total	160	177	209	226	264	242	8.6
Meta	Residential	--	30	54	60	66	75	25.8
	Commercial	--	11	20	21	26	31	29.8
	Industrial	--	14	22	25	26	26	16.7
	Other	--	7	14	17	17	16	23.1
	Total	--	62	110	123	135	148	24.3
Narino	Residential	159	165	179	198	192	191	3.7
	Commercial	16	15	15	15	16	17	1.1
	Industrial	18	18	19	18	23	20	2.1
	Other	19	18	18	19	19	22	2
	Total	212	216	231	248	250	250	3.3
Santander	Residential	205	223	245	266	281	291	7.3
	Commercial	65	66	74	84	87	86	5.7
	Industrial	97	102	105	129	144	127	5.5
	Other	51	53	55	70	78	56	1.9
	Total	419	444	479	549	590	660	6
Tolima	Residential	135	143	157	164	174	178	5.7
	Commercial	42	41	44	45	45	45	1.4
	Industrial	99	113	111	119	128	136	6.6
	Other	40	40	41	45	47	49	4.2
	Total	316	337	353	373	394	408	5.2
Risaralda (EPP)	Residential	121	126	140	161	169		8.7
	Commercial	26	28	30	36	43	No Data Available	13.4
	Industrial	36	38	38	49	53		10.2
	Other	2	2	3	3	5		25.8
	Total	174	194	211	249	270		9.9
Quindio (CRQ and E.P. de Armenia)	Residential	85	68	91	101	104		5.2
	Commercial	12	11	15	16	20	No Data Available	13.6
	Industrial	8	6	7	7	9		3
	Other	9	7	13	13	17	Available	17.4
	Total	114	92	126	137	150		7.1
Putumayo	Residential							
	Commercial							
	Industrial							
	Other							
	Total							

Source : 1. Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985, 2. Sistema Electrico del Grupo ICEL 1946 - 1986

2.2.4 送変電設備の現状と将来計画

各県の1985年における送変電設備状況を表2.2.7に示す。主要送電網は500、230及び115kV系統で、230kV系統の運用を行なっているのは、Boyaca,Cauca及びSantanderの3県で、他県は115kV以下の送電網となっている。1991年迄の110kV以上の送電計画を表2.2.8に示す。これらの完成に伴い、送変電系統信頼度の向上及び電力損失の低減が図れるものと考えられる。

表2.2.7 1985年における送変電設備状況

Table 2.2.7 Transmission & Substation Facilities in 1985

Table (a) Total Length of Transmission Lines in 1985

No	Department	Total Length of Transmission Lines (Unit : km)				
		230kV	115kV	66kV	44kV	34.5kV
1	Antioquia	-	381	-	902.3	-
2	Boyaca	154	274.4	19.5	20	598.6
3	Caldas	-	418.3	-	-	525.5
4	Cauca	268	155.5	-	-	322
5	Cundinamarca	-	102	-	-	232
6	Choco	-	77	-	-	-
7	Huila	-	213	-	-	353.4
8	Meta	-	-	-	-	118.2
9	Nariño	-	229	-	-	216
10	Santander	100	238.6	-	-	292.3
11	Tolima	-	173	-	-	598
12	Risaralda	-	7.8	-	-	42
13	Quindío	-	-	-	-	65
14	Putumayo	-	-	-	-	No Date Available

(Source : Sistema Electrico del Grupo ICEL 1946 - 1986)

Table (b) Total Capacity of Transformer in 1985

No	Department	Total Capacity of Transformer (Unit : MVA)				
		230/115	115/66	115/44-34.5	115/13.2	66-44/13.2
1	Antioquia	-	-	149	10	331
2	Boyaca	180	30	125	161	22.5
3	Caldas	150	-	470	234	-
4	Cauca	-	-	32	67	-
5	Cundinamarca	-	-	-	-	79
6	Choco	-	-	18	8	-
7	Huila	-	-	88	-	79
8	Meta	-	-	55	20	17
9	Nariño	-	-	28	51	57
10	Santander	180	-	246	-	229
11	Tolima	-	-	165	20	122
12	Risaralda	-	-	-	-	20
13	Quindío	-	-	-	-	65
14	Putumayo	-	-	-	-	No Date Available

(Source : Sistema Electrico del Grupo ICEL 1946 - 1986)

表 2.2.8 送電線の将来計画

Table 2.2.8 Future Plan of Transmission Line

Transmission Line	Voltage (kV)	Length (km)	No of Circuit	Service year	Electric Company
REMOLINO - HISPANIA	110	6.0	1	1988	EADE
ORIENTE - LA CEJA	110	16.0	1	1988	EADE
PAIPA - BELENCITO	115	32.0	1	1988	E.Boyaca
CHIQUINQUIRA - SIMIJACA	115	14.0	1	1988	E.Boyaca
LOS PALOS-A LA LINEA BARRANCA-B/WANGA	230	14.6	2	1988	ESSA
POPAYAN - PASTO	230	183.0	2	1988	ICEL
BARRANCA - PALOS (BUCARAMANGA)	230	95.7	1	1989	ESSA
SAN FELIPE , A 1 CTO ESMERALDA-LA MESA	230	-	-	1989	ICEL
VILLAVICENCIO - PUERTO LOPEZ	115	85.0	1	1989	ICEL
SANTUARIO - PUERTO RICO	115	75.0	1	1989	ICEL
PASTO - JAMONDINO (4)	115	6.0	1	1989	ICEL
JAMONDINO - CATAMBUCO	115	18.0	2	1989	ICEL
LA CEJA - SONSON	110	36.0	1	1989	EADE
EL SALTO - EL TIGRE	110	55.0	1	1989	EADE
HISPANIA - JERICO	110	16.0	1	1989	EADE
BOLOBOLO - BETTULIA	110	25.0	1	1989	EADE
PAIPA - SIDERURGICA	115	10.0	1	1989	E.Boyaca
GUADUERO - VILLET	115	27.0	1	1989	ECSA
MELGAR - FUSAGASUGA	115	35.0	1	1989	ECSA
LIZAMA - SABANA	115	53.0	1	1989	ESSA
FLANDES - MELGAR	115	20.0	1	1989	E.Tolima
PASTO - TUMACO (5)	230	210.0	1	1990	CVC - ICEL
ESMERALDA - LA HERMOSA	230	22.5	2	1990	CHEC
ALTAMIRA - FLORENCIA	115	70.0	1	1990	ICEL
VILLAVICENCIO - GRANADA	115	80.0	1	1990	ICEL
BETANIA - ALTAMIRA	115	90.0	1	1990	ICEL
VITERBO - CERTEGUI	115	120.0	1	1990	ICEL
BANADIA - TAME	115	58.0	1	1990	ICEL
TAME - HATO COROZAL	115	34.0	1	1990	ICEL
ARARTADO - TURBO	115	20.0	1	1990	EADE
SAN ANTONIO - YOPAL	115	95.0	2	1990	E.Boyaca
ENEA - NORTE (MANIZALES)	115	-	-	1990	CHEC
LA ROSA - LA HERMOSA	115	11.0	1	1990	CHEC
BOTE - SURORIENTE	115	-	-	1990	E.Huila
ALTAMIRA - PITALITO	115	40.0	1	1990	E.Huila
CATAMBUCO - SANDONA	115	28.5	1	1990	CEDENAR
SABANA - SAN ALBERTO	115	-	-	1990	ESSA
PALENQUE - MINAS	115	2.9	2	1990	ESSA
SAN FELIPE - MARIQUITA	115	6.0	1	1990	E.Tolima
FLANDES - ESPINAL	115	5.0	1	1990	E.Tolima
SAN FELIPE - LA SIERRA	115	36.0	1	1990	E.Tolima
PALOS(BUCARAMANGA)-OCANA-MATEO(CUCUTA)	230	222.0	1	1991	ICEL
HISPANIA - ANDES	115	17.0	1	1991	EADE
NORTE - LINEA DORADA	115	3.0	1	1991	CHEC

2.2.5 電化率および発電原価

近年（1981～1985）における各県別電化率を表2.2.9に示し、発電原価の推移を図2.2.10に示してある。Choco及びCundinamarca県での、電化率は20%前後と低い値を示している。電化率の年平均増加率が10%以上の県は、BoyacaとChocoの2県である。

発電原価の年平均増加率が30%以上となっているのは、Cauca、Caldas、Narino及びTolima県で、発電原価の最高はCauca県の6.4ペソ/kWhで、最低はAntioquia県の3.5ペソ/kWhと約2倍の差が生じている。

表2.2.9 電化率の推移（1981 - 1985）
Table 2.2.9 Transition of Electrifying Rate (1981 - 1985)

							(Unit : %)	
No	Department	1981	1982	1983	1984	1985	Average Increase Rate	
1	Antioquia ¹⁾	34	36	38	43	46	7.9	
2	Boyaca	26	27	30	36	39	10.8	
3	Caldas	49	51	54	57	59	4.8	
4	Cauca	26	27	28	31	33	6.2	
5	Cundinamarca	16	17	18	19	21	7.1	
6	Choco	10	11	13	15	18	15.9	
7	Huila	49	52	54	58	62	6.1	
8	Meta	-	33	33	36	39	5.8	
9	Narino	36	38	40	43	45	5.8	
10	Santander ²⁾	44	46	49	53	58	7.2	
11	Tolima	40	42	45	48	50	5.8	
12	Risaralda ³⁾	71	72	75	77	79	2.7	
13	Quindio ⁴⁾	62	64	70	75	79	6.3	
14	Putumayo	No Data Available						

- 1) Territory of EPM is not included.
- 2) Territory of EEEB is not included.
- 3) Data of EPP
- 4) Data of CRQ and E. P. de Armenia

(Source : Informe Estadístico Resumen 1981 - 1985)

表 2.2.10 発電原価の推移

Table 2.2.10 Transition of Generating Cost (1981 - 1985)

Table (a) Generating Cost

(Unit : Col. \$ /kWh)

No	Department	1981	1982	1983	1984	1985	Average Increase Rate (%)
1	Antioquia	1.72	1.98	2.25	2.73	3.51	19.5
2	Boyaca	1.63	2.05	2.84	2.95	4.16	26.4
3	Caldas	1.27	1.91	2.42	2.67	3.73	30.9
4	Cauca	1.97	2.58	3.30	4.36	6.41	34.3
5	Cundinamarca	2.03	2.67	3.57	4.52	5.68	29.3
6	Choco	2.41	3.23	3.92	4.40	4.17	14.7
7	Huila	1.97	2.90	3.48	4.61	4.94	25.9
8	Meta	-	3.14	4.06	5.03	5.75	22.3
9	Nariño	1.97	3.06	3.84	4.84	5.85	31.3
10	Santander	2.03	3.47	4.30	4.50	5.67	29.3
11	Tolima	1.86	2.44	3.66	4.04	5.63	31.9
12	Risaralda ¹⁾	-	2.01	1.99	-	-	
13	Quindio ²⁾	-	-	-	-	-	
14	Putumayo	No Data Available					

1) Data of EPP

2) Data of E.P. de Armenia.

(Source : Informe Estadistico Resumen 1981 - 1985)

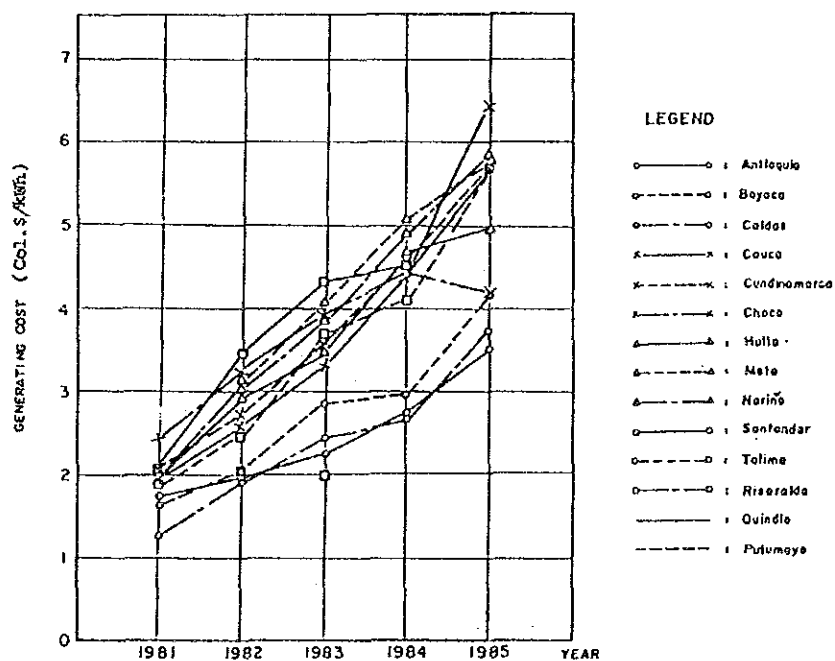


Fig (a) Increase in Generating Cost

第3章 調査対象地点の現状

第3章 調査対象地点の現状

3.1 電力系統別分類

ICELグループの電力供給は、ICELグループ、連係電力会社 (ISA) 及び他の電力会社 (EEEB、EPM、CVC 及び CORELCA) の所有する電力系統網を通じて行われているが、本調査対象地点の中には、この電力系統網に接続されずに、自立している発電設備がある。

表3.1.1に示すように、火力発電設備は、すべて電力系統網に接続されているが、ディーゼル発電設備はすべて電力系統網より独立した自立電源である。

表3.1.1 調査対象地点の電力系統別分類

Description	Connected to Network		Isolated from Network		Total	
	No of Power Plant	Installed Capacity (kW)	No of Power Plant	Installed Capacity (kW)	No of Power Plant	Installed Capacity (kW)
Thermal Power Plant	3	254,000	—	—	3	254,000
Hydraulic Power Plant	51	185,833	11	6,583	62	192,416
Diesel Power Plant	—	—	17	14,847.5	17	14,847.5
Total	54 (66)	439,833 (95.4)	28 (34)	21,430.5 (4.6)	82 (100)	461,263.5 (100)

() 内の数字は百分率を表わす。

水力発電設備の中、電力系統網に接続されていない11地点は表3.1.2のようになる。

表3.1.2 電力系統網に接続されていない水力発電所

No	Power Plant	Electric Company	Installed Capacity (P) (kW)	Available Capacity (Pe) (kW)	Pe/P × 100 (%)	Generator Voltage (kV)	Distribution Voltage (kV)
215	Salamina	E. P. de Salamina	280	140	50	4	4
216	Anserma	E.P. de Anserma					
231	Toribio	CEDELCA	63	35	55	0.23	13.2
233	La Vuelta	E. Choco (Mineros del Choco)	2,000	500	25	4.4	4.4 34.5
234	La Salada	ECSA	280	0	0	4.16	No Use
236	Choachi	E.P. de Choachi	300	19	6	0.38	6.6
237	Apulo	ECSA (Cementos Diamantes S.A.)	3,000	0	0	6.6	34.5
243	El Calvario	EMSA	20	16	80	0.208	0.2
244	San Juanito	EMSA	20	20	100	0.22	13.2
249	Mulato	E.P. de Mocoa	168	0	0	Unknown	
261	Lagunilla	E. Tolima	452	0	0	4.4	No Use
Total			6,583	730	11.09	—	—

3.2 稼働状況

調査対象地点の発電設備の中には稼働停止中の発電ユニットがあり、これ等を電源別に分類すると表3.2.1のようになる。

表3.2.1 調査対象地点の電源別稼働状況

Operating Condition	Power Plant						Total	
	Thermal		Hydraulic		Diesel		No. of Unit	Installed Capacity (kW)
	No. of Unit	Installed Capacity (kW)	No. of Unit	Installed Capacity (kW)	No. of Unit	Installed Capacity (kW)		
Operating	4 (80)	239,000 (94)	77 (62)	159,709 (83)	17 (55)	11,315 (76)	98 (61)	410,024 (89)
Stopping	1 (20)	15,000 (6)	47 (38)	32,707 (17)	14 (45)	3,532.5 (24)	62 (39)	51,239.5 (11)
Total	5 (100)	254,000 (100)	124 (100)	192,416 (100)	31 (100)	14,847.5 (100)	160 (100)	461,263.5 (100)

() 内の数字は百分率を表わす。

(1) 稼働停止中の火力発電設備

稼働停止中の火力発電設備は、Termopalénque発電所の#4ユニット（ガスタービン発電設備15,000kW）の1台だけである。

(2) 稼働停止中の水力発電設備

修理中のものを含めて、1988年3月現在で稼働停止中の水力発電設備は、表3.2.2に挙げるように、27地点の47ユニットである。

表3.2.2 稼働停止中の水力発電設備

No	Power Plant	Electric Company	Installed Capacity (kW)	Stopping Unit		
				Installed Year	Type ※	No of Unit
203	Calera	EADE	80	1938	P	1
205	Piedras	EADE	208	1958	F	1
210	P.Guillermo	E.Boyaca	1,280	1963	F	2
214	Guacaica	CHEC	1,120	1929	F	1
219	Santa Rosa	E.P. de Santa Rosa	100	1927	F	1
220	El Bosque	E.P. de Armenia	2,280	1929	P	1
223	La Union	E.P. de Calarca	1,000	1938	F	1
227	Silvia	CEDELCA	500	1960	F	1
230	Inza	CEDELCA	360	1971	F	1
232	Florida - I	CEDELCA	2,300	1956	F	2
234	La Salada	ECSA	280	1935	F	1
237	Apulo	ECSA	3,000	1928 × 3 1947 × 2	T	5
238	La Viciosa	E.Huila	225	1950	F	2
240	Fortalecillas	E.Huila	408	1968	F	1
241	Rio Iquira - I	E.Huila	1,440	1961	P	1
246	Rio Bobo	CEDENAR	4,368	1956	P	3
248	Julio Bravo	CEDENAR	1,500	1942	P	3
249	Mulato	E.P. de Mocoa	168	1964	F	1
251	Zaragoza	ESSA	520	1931	F	1
252	Cascada	ESSA	950	1939 × 1 1952 × 2	F	3
253	Comoda	ESSA	880	1912 1954	P,F	4
256	Guali	E. Tolima	1,048	1926 × 1 1955 × 2	F	3
257	Rio Recio	E. Tolima	2,000	1960	F	1
258	Mirolindo	E. Tolima	2,400	1946	F	2
259	Pastales	E. Tolima	840	1947	F	1
261	Lagunilla	E. Tolima	452	1940	P	2
262	Ventanas	E. Tolima	3,000	1958	F	1
	Total		32,707			47

※P: Pelton F: Francis T: Tubular

(3) 稼働停止中のディーゼル発電設備

修理中のものを含めて、1988年2月現在で稼働停止中のディーゼル発電設備は、表3.2.3に示すように、11地点の14ユニットである。

表3.2.3 稼働停止中のディーゼル発電設備

Code No	Power Plant	Electric Company	Capacity (kW)	Stopping Unit		
				Installed Year	Type	No of Unit
301	Acandi	E.Choco	275	1981	Indoor	1
312	Villa Claret		25	1983	"	1
315	Bahia Solano		100	1978	"	1
			140	1972	"	1
321	Nuqui		150	1980	"	1
	Zapzurro		17.5	1958	"	1
337	Puerto Lopez	BMSA	240	1983	"	1
339	San Juan		150	No Data	"	1
	de Arama		145	1971	"	1
341	Termotumaco	CEDENAR	2,000	1965	Outdoor	1
344	Llorente		120	1971	Indoor	1
345	Sala Honda		60	No Data	"	1
350	La Playa		75	1955	"	1
357	Baquerias		35	1981	Indoor	1
Total			3,532.5	-	-	14

3.3 水力発電設備の供用年数別分類

調査の対象に挙げられた62の水力発電所は1916年設置のものから、1986年に建設されたものまで、その供用年数が広範囲にわたっている。

これ等を10年刻みに5ランクに分類すると表3.3.1のようになる。この表からわかるように、供用年数が多くなるにつれて稼働停止の発電設備ユニットが増加しており、設置後25年以上を経過した発電設備の30～56%は稼働を停止している。

表3.3.1 水力発電設備の供用年数別分類

Service Years	Operating Condition	Number of Generating Unit		Total Installed Capacity (kW)	
			()		()
Below 15	Stop	0	(0)	0	(0)
	Operating	9	(100)	61,340	(100)
	Subtotal	9	(100)	61,340	(100)
16~25	Stop	5	(31)	2,216	(7)
	Operating	12	(69)	29,727	(93)
	Subtotal	17	(100)	31,943	(100)
26~35	Stop	14	(36)	14,676	(30)
	Operating	24	(64)	35,308	(70)
	Subtotal	38	(100)	49,984	(100)
36~45	Stop	9	(35)	5,395	(21)
	Operating	17	(65)	20,874	(79)
	Subtotal	26	(100)	26,269	(100)
Above 46	Stop	19	(56)	10,420	(46)
	Operating	15	(44)	12,460	(54)
	Subtotal	34	(100)	22,880	(100)
Total	Stop	47	(38)	32,707	(17)
	Operating	77	(62)	159,709	(83)
	Subtotal	124	(100)	192,416	(100)

()内の数字は百分率を示す。

第 4 章 現 地 調 査

第4章 現地調査

4.1 調査日程

4.1.1 火力発電設備に関する現地踏査

第1次現地踏査 1987年12月2日から12月12日まで11日間にわたって調査対象地点に挙げられた次の3発電所の現地踏査を行った。

- Termopaipa (E. Boyaca)
- Termopalenque (ESSA)
- Termobarranca (ESSA)

第2次現地踏査 1988年2月26日に Termopaipa 発電所の灰捨場の問題に関連して再度現地踏査を行った。

修復対象火力発電所における現地踏査の行動実績は表4.1.1の通りである。

表 4.1.1.1 火力発電所地点現地踏査行動表

Table 4.1.1 Field Investigation Schedule of Thermal Power Plants

Date	Travel	Visit			Members	
		Electric Company	Power Plant	ICEL	JICA	
'87 DEC.2	Bogota → Tunja → Paipa	E. Boyaca	Termopaipa	Augusto Sanabria Diaz	E. Shimomura H. Seto	
DEC.3						
DEC.4						
DEC.5	Paipa → Bogota					
DEC.7	Bogota → Bucaramanga	ESSA	Termopalenque	Augusto Sanabria Diaz	M. Ono E. Shimomura H. Seto (M. Shibata)	
DEC.8			(Meeting)			
'87 DEC.9	Bucaramanga → Barrancabermeja	ESSA	*	Augusto Sanabria Diaz	M. Ono E. Shimomura H. Seto (M. Shibata)	
'88 FEB.10	Barrancabermeja → Bucaramanga		Termobarranca			
FEB.24	Bogota → Tunja	E. Boyaca	(Meeting)	Juvenal Penaloza Victor Pardo	M. Ono E. Shimomura (M. Shibata)	
FEB.25	Tunja → PTE. Guillermo		*			
FEB.26	Tunja → Paipa → Bogota		Termopaipa			

* See Schedule of Hydraulic Power Plant

Legend AIR
→CAR

4.1.2 水力発電設備に関する現地踏査

水力発電所の現地踏査に関しては、ICEL側が用意する各電力会社からのアンケート調査報告書等既存のデータを検討し、踏査対象地点をある程度しぼり込んで実施する予定であったが、ICEL側からの強い要請もあって、下記の5地点を除く57地点について現地踏査を行なった。

踏査出来なかった Plant	理 由
No. 216 Anserma (Caldas)	電力会社に修復の意志なし。
No. 235 Rio Negro (Cundinamarca)	修復の対象が放流河川の改修である。
No. 249 Mulato (Putumayo)	水道用と兼用取水であり発電計画の方針が未定。又県内1地点(168kW)のため時間的制約を受ける。
No. 254 Servita (Santander)	電力会社のプライオリティー低い。
No. 255 Calichal (")	同 上

各県別の踏査期間は、下記の通りである。なお現地踏査の行動実績は表4.1.2に示してある。

Nariño 県	昭和62年11月30日～12月4日 (5日間)	4 地点
Santander 県 (一 次)	昭和62年12月7日～12月12日 (6日間)	2 "
Cauca 県	昭和62年12月5日～12月12日 (8日間)	9 "
Cundinamarca 県	昭和62年12月15日～12月16日 (2日間)	3 "
Choco 県	昭和63年1月25日～1月27日 (3日間)	1 "
Antioquia 県	昭和63年1月28日～2月6日 (5日間)	9 "
Caldas 県		
Risaralda 県	昭和63年2月8日～2月17日 (10日間)	12 "
Quindio 県		
Meta 県	昭和63年2月17日～2月20日 (4日間)	2 "
Boyaca 県	昭和63年2月24日～2月26日 (3日間)	1 "
Huila 県	昭和63年2月29日～3月3日 (4日間)	5 "
Tolima 県	昭和63年2月29日～3月5日 (6日間)	7 "
Santander 県 (二 次)	昭和63年3月7日～3月9日 (3日間)	2 "

表 4.1.2 水力発電所地点現地踏査行動表 (1/3)

Table 4.1.2 Field Investigation Schedule of Hydraulic Power Plants (1/3)

Date	Travel	VISIT			MEMBERS	
		Electric Company	Power Plant	ICEL	JICA	
'87 NOV.30	Bogota Pasto	CEDENAR	(Meeting)	Jairo Gonzalez	M. Ono Y. Kawasaki M. Tamai (M. Shibata)	
DEC.1			Julio Bravo			
2			Rio Bobo, Rio Sapuyes			
3	Pasto → San Pablo		Rio Mayo - II			
4	San Pablo → Pasto		(Meeting)			
5	Pasto → Popayan		Sajandi			
6						
7		(Meeting)Florida- I				
8		Inza	Jairo Gonzalez	Y. Kawasaki M. Tamai		
9		Silvia, Mondomo				
10		Ovejas, Asnazu				
11		Palo, Toribio				
DEC.12	Popayan → Bogota					
DEC.7	Bogota → Bucaramanga					
8		(Meeting)	ESSA	M. Ono E. Shimomura H. Seto (M. Shibata)		
9		※				
10		Palmas, Zaragoza				
11		※				
12	Bucaramanga Bogota	(Meeting)				
'87 DEC.15	Bogota ↔ Salada/Apulo	ECSA			La Salada, Apulo	Victor Pardo
DEC.16	Bogota ↔ Choachi		Choachi			

※ See Schedule of Thermal Power plant

LEGEND AIR
→ CAR

表 4.1.2 水力發電所地点現地踏査行動表 (2/3)

Table 4.1.2 Field Investigation Schedule of Hydraulic Power Plants (2/3)

Date	Travel		Visit			JICA
	Electric Company	Power Plant	ICEL			
'88 JAN.25	Bogota	Medellin	E.Choco	(Meeting)	Rafael Torres E. Penuela	M.Ono Y. Kawasaki M. Tamai (M. Shibata)
26	Quibdo	Quibdo		La Vuelta		
27	Quibdo	Medellin		(Meeting)		
28	Medellin	Caracoli	(Meeting)			
29			Calera, Caracoli			
30	Caracoli	Medellin	La Rebusca			
31						
FEB.1	Medellin	Sonson	E.ADE	(Meeting) Rio Abajo	Rafael Torres E. Penuela	M.Ono Y. Kawasaki M. Tamai (M. Shibata)
2	Sonson	Abejorral		Sonson, Abejorral		
3	Abejorral	Medellin		Piedras		
4	Medellin	Urrao		Tamesis		
5	Urrao	Medellin		Urrao		
6	Medellin	Bogota		(Meeting)		
7						
8	Bogota	Manizales	CHIEC	(Meeting)	Victor Pardo	M. Ono Y. Kawasaki M. Tamai (M. Shibata)
9				Municipal Sancancio, Intermedia		
10				Guacaica, Salamina		
11	Manizales	Pereira		Santa Rosa		
12	Manizales	Pereira		Dos Quebradas, Bel monte		
13				(Meeting)		
14				Campestre, Boyaca La Union		
15	Manizales	Armenia		El Bosque		
16	Manizales	Armenia		(Meeting)		
17	Manizales	Bogota		(Meeting)		
17	Bogota	Villa Vicencio		(Meeting)		
18				San Juanito		
19				*		
20	Villa Vicencio	Bogota	El Calvario			
24	Bogota	Tunja	(Meeting)			
25			Puenteguillerno			
26	Tunja	Bogota	E. Boyaca	Juvenal Penaloza Victor Pardo	M. Ono E. Shimomura (M. Shibata)	

LEGEND AIR
→ CAR

* See Schedule of Diesel Power Plant

表 4.1.2 水力発電所地点現地踏査行動表 (3/3)

Table 4.1.2 Field Investigation Schedule of Hydraulic Power Plants (3/3)

Date	Travel	Visit		Members	
		Electric Company	Power Plant (Meeting)	ICEL	JICA
'88 FEB.29	Bogota → Ibague	E. Tolima	Miroindo, Pastales, Ventanas	Jairo Gonzalez	Y. Kawasaki M. Tamai
MAR.1			Rio Recio, Guai		
2			Lagunilla		
3			Prado (Meeting)		
4	Ibague → Prado		Prado		
5	Prado → Ibague Bogota				
FEB.29	Bogota Neiva	E. Huila	(Meeting)	Iva Lorduy	M. Ono E. Shimomura (M. Shibata)
MAR.1			Rio Iquira - I, II		
2			La Viciosa, La Pita		
3	Neiva Bogota				
4					
5					
6					
7	Bogota Bucaramanga → San Gil	ESSA	Cascada	Victor Pardo	M. Ono E. Shimomura (M. Shibata)
8	San Gil → Comada → Barbosa		Comoda		
MAR.9	Barbosa Bogota				

LEGEND AIR → CAR