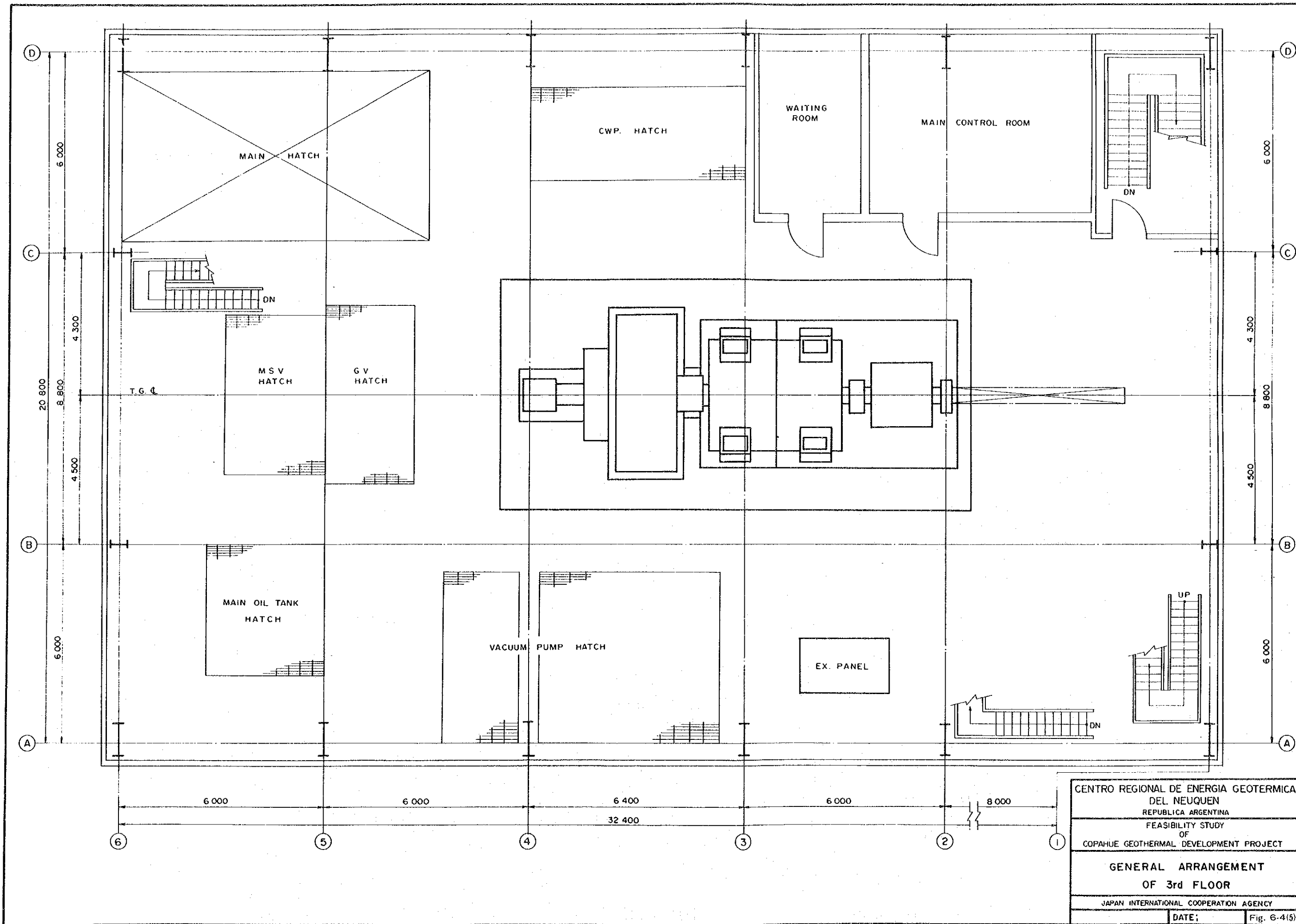


CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
GENERAL ARRANGEMENT OF 2nd FLOOR	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig. G-4(4)



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
GENERAL ARRANGEMENT OF 3rd FLOOR	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig. 6-4(5)

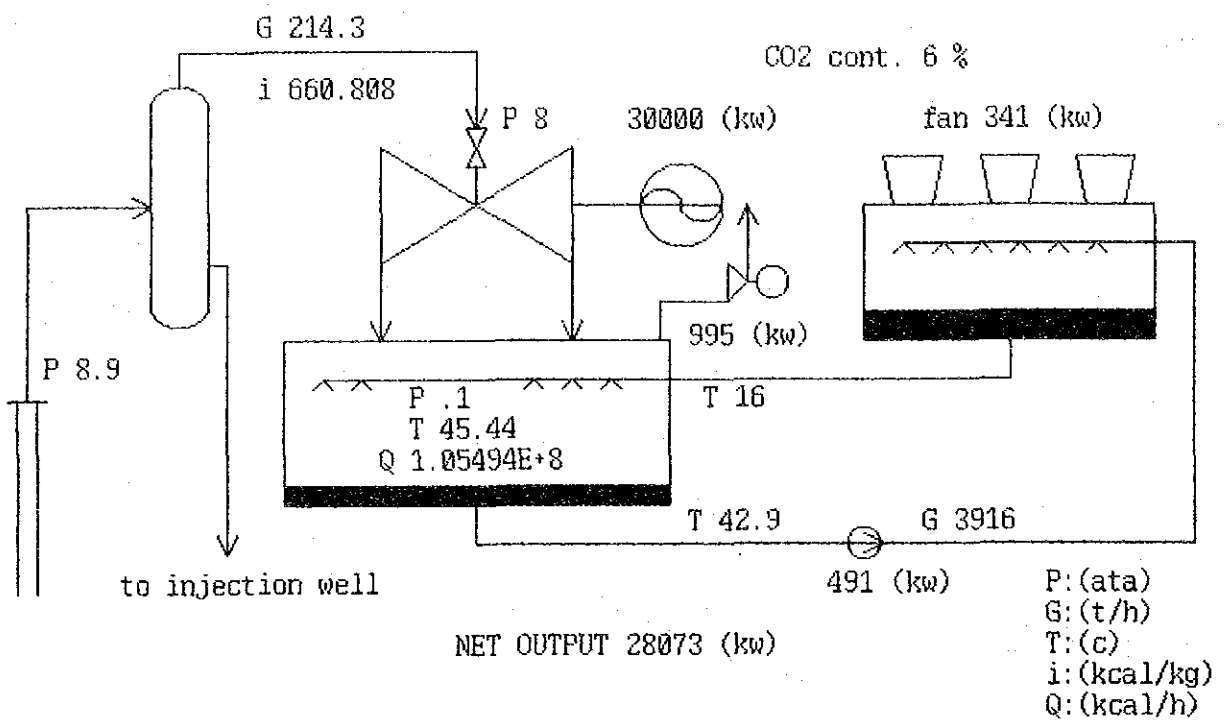


Fig. 6-5 Heat Balance

第7章 送変電設備の予備設計

第7章 送変電設備の予備設計

目 次

	頁
7.1 基本計画	7 - 1
7.1.1 発電所出力とユニット出力	7 - 1
7.1.2 送電計画	7 - 2
7.1.3 本計画実施に伴う電気設備の新設範囲	7 - 8
7.2 系統解析	7 - 9
7.2.1 系統解析の目的	7 - 9
7.2.2 電力潮流解析	7 - 9
7.2.3 短絡電流計算	7 - 10
7.3 発電所単線接続図および所内回路	7 - 14
7.3.1 発電所単線接続図	7 - 14
7.3.2 所内負荷に対する電力供給	7 - 16
7.3.3 直流回路設計	7 - 19

List of Tables

Table 7-1	Estimated Capacity and Impedance of 35 MVA Main Transformer
Table 7-2	Station Service Power Capacity

List of Figures

Fig. 7-1	Copahue Geothermal P.S. Switchyard
Fig. 7-2	13.2 kV Metalclad Cub. Connection
Fig. 7-3	Supply Limit of the Project
Fig. 7-4	Power Flow Diagram by Copahue P.S. Commissioning
Fig. 7-5	3 ϕ Short Circuit Diagram by Copahue P.S. Commissioning
Fig. 7-6	Copahue Geothermal P.S. Single Line Diagram
Fig. 7-7	3 ϕ Short Circuit Current for 400 V Bus of Station Service Circuit

第7章 送変電設備の予備設計

7.1 基本計画

7.1.1 発電所出力とユニット出力

計画地点の探査結果から、当面30MWを開発し、将来、地熱蒸気条件などを勘案しながら、更に規模の拡大を行うことが望ましいことは先に述べた。

従って、本計画における地熱発電所の出力を30MW、発電機定格は力率85%を採用して35MVAとする。

一般に発電所を建設するについては、単機大出力を採用したときには建設費は分割案よりも低廉となる。また、制御方式も簡単になる。

しかし、この発電所が定期点検などで停止中であるときに、系統自体がこの停止電力を補完するに足る予備力を有することが必要である。

また、この発電所が線路事故などで脱落したときにも、系統に電力動揺などが生じないことが必要である。この限度は脱落電源が系統容量の10%以下である。

以上2つの制限のもとに、この発電所の単機出力を検討する。

(1) 発電所停止中の補完体制

EPENの電力系統は連系変圧器によって大きな背後電源に接続されている。また、本計画は系統の最末端に位置するため、停止のために30MWが除去されても、電力供給に不足をきたすことはない。

(2) 系統容量からの検討

EPEN電力系統は1990年においてもすでに4,815MWの背後電源をもっている。従って本計画によって投入された30MWが事故によって解列されても系統に動揺を与えることはない。

よって、本計画で建設される発電所は30MW1基を設置して、建設費を節減すると共に操作の単純化を図る。

7.1.2 送電計画

(1) 132kV送電線ルートと回線数

第4章4.5.3 Fig.4-10 に示したように、本発電所はLoncopueにおいてEPEN 132kV ループ系統に接続される。Loncopueと発電所までの亘長は現在Loncopue～Caviahueまでの既設33kV送電線ルートに沿って建設されるときには約69kmであるが、このルートは途中で狭隘な部分があり、33kV回線に加えて更に132kV1ルートを建設することは非常に困難である。従って、EPENとの打合せの結果、新規送電線はLoncopueから州道21号線に沿って北上し、途中の州道27号線分岐点から州道27号線に移り、Copahueに至るルートをとる。

この場合は亘長は約80kmとなり、33kV送電線ルート沿いより若干長くなるが、ルートは広闊な牧草地帯や灌木地帯を通ること、および州道21、27号線ともに送電線建設資材の運搬、建柱用重機の運行に支障はない。従って、送電線の建設は容易である。

以上によりLoncopue～発電所間の送電線ルートは州道21および27号線に沿うルートとする。

次に最重要送電線は異ルート2回線として送電の安定を図るが、本計画の場合7.1.1にも述べたように発電所停止または送電線停止によって132kV系統に重大な支障を与えるものではないので、本送電線は1回線送電線として建設費の低廉を図るものとする。

(2) 線路容量

別途に実施した系統解析の結果によれば送電線潮流、電圧降下から勘案しても特殊電線の採用の必要はなく、EPENの標準サイズ電線300/50A1/ACを採用する。この場合発電所の全容量が100MWに増設されても送電線の増強は必要ない。

(3) 132kV屋外開閉所の積雪対策

計画地点は冬期は3.0m程度の積雪がある。従って、何等かの積雪対策が必要となる。

第1案；機器架台を高くして機器の埋没を防止する方法。

遮断器や、ラインスイッチ、変流器、電圧変成器を3m以上の架台上におけば機器が積雪中に埋没して接地事故を起こすことはないが、標準

設計の架台が採用出来ず経済的でない。また地震等に対して不安定になる。(標準架台高さは約2.0m)

第2案; 開閉所敷地全体を融雪池とする。

開閉所敷地40m×50mを融雪池とし、融雪用の水を流す方法を採用する。融雪用の水は冷却塔補給水を分流して使用する。

この方法によれば架台は標準品が使用可能となり地震に対しても安定である。

以上の結果より第2案の採用が望ましいと思われる。融雪池の水流が少ないと十分な融雪効果が得られないので十分な水流とする必要がある。

屋外開閉所の器機配置を Fig. 7-1 に示す。

Loncopueの132kV回線の引込みについては、Fig. 7-1 に示す主要変圧器高圧出力端子位置が132kV開閉所132kV母線に接続されることになる。但し、Loncopue開閉所は融雪の必要はない。

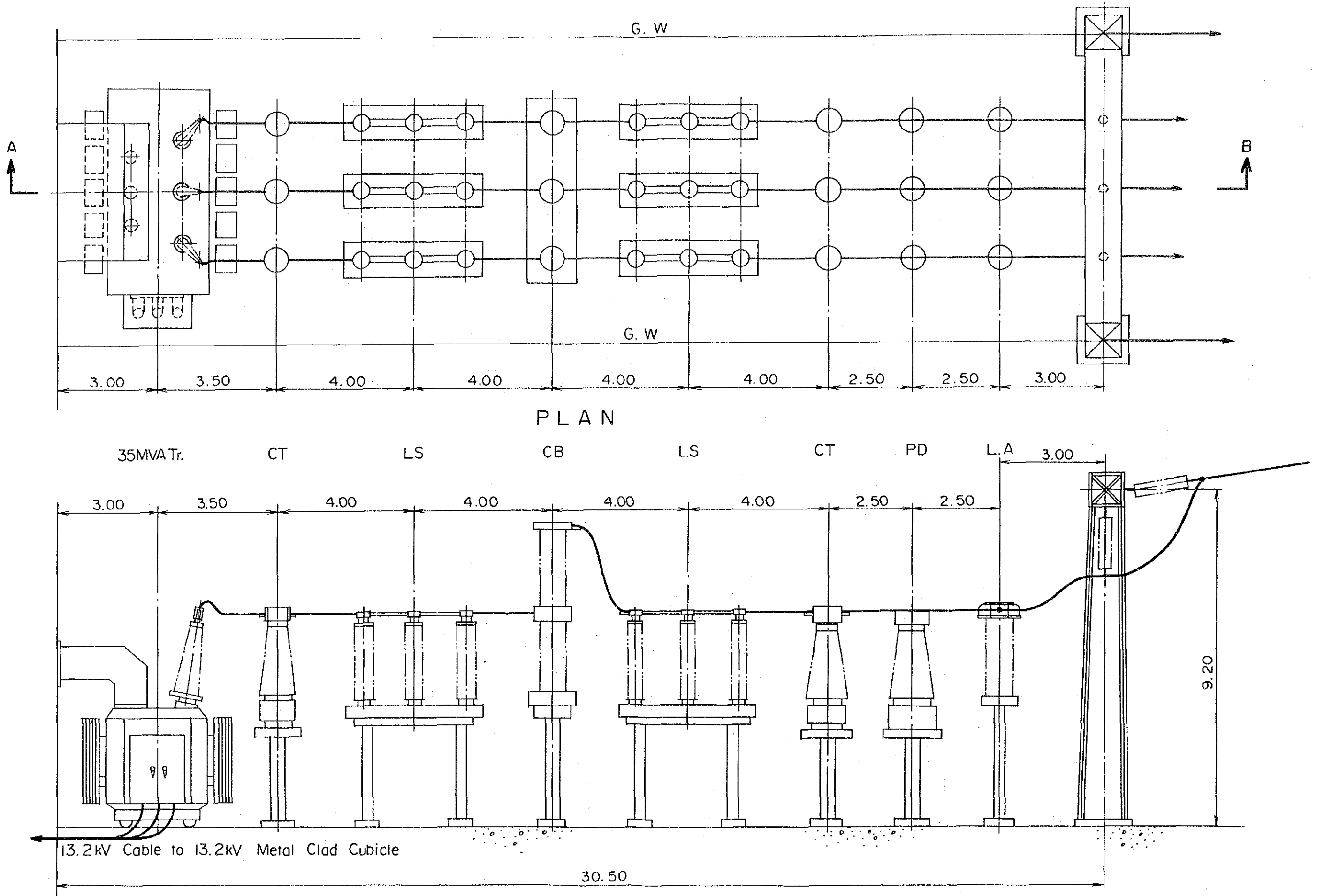
(4) 13.2kV回路の接続について

Fig. 7-1 に示すように主変3次巻線出力は15kV電力ケーブルによって発電所屋内の13.2kVキュービクルに引込まれる。

1991年12月の現地調査時点では、第4章4.5.3、Fig. 4-9 に示すようにCaviahue SS. から引き出された13.2kV回線は直接Copahue SS. に引きこまれ、線路途中にT分岐で800kVAパイロット・プラントに接続されていた。

30MW地熱発電所完成後は Fig. 4-10 に示すように13.2kV回線は発電所の13.2kVキュービクルに引き込まれてから改めてCopahue SS. に接続されるものとし、Copahue に対する電力供給の信頼度をより向上させるものとする。

Fig. 7-2 にこの接続を示す。Copahue, Caviahue向け送電線は13.2kVキュービクルから15kV電力ケーブルで屋外に引き出され、送電柱上にて直接送電線に接続することにすれば特別に雪害対策を必要としない。



SECTION A - B

Fig. 7 - 1

COPAHUE GEOTHERMAL P.P. SWITCH YARD

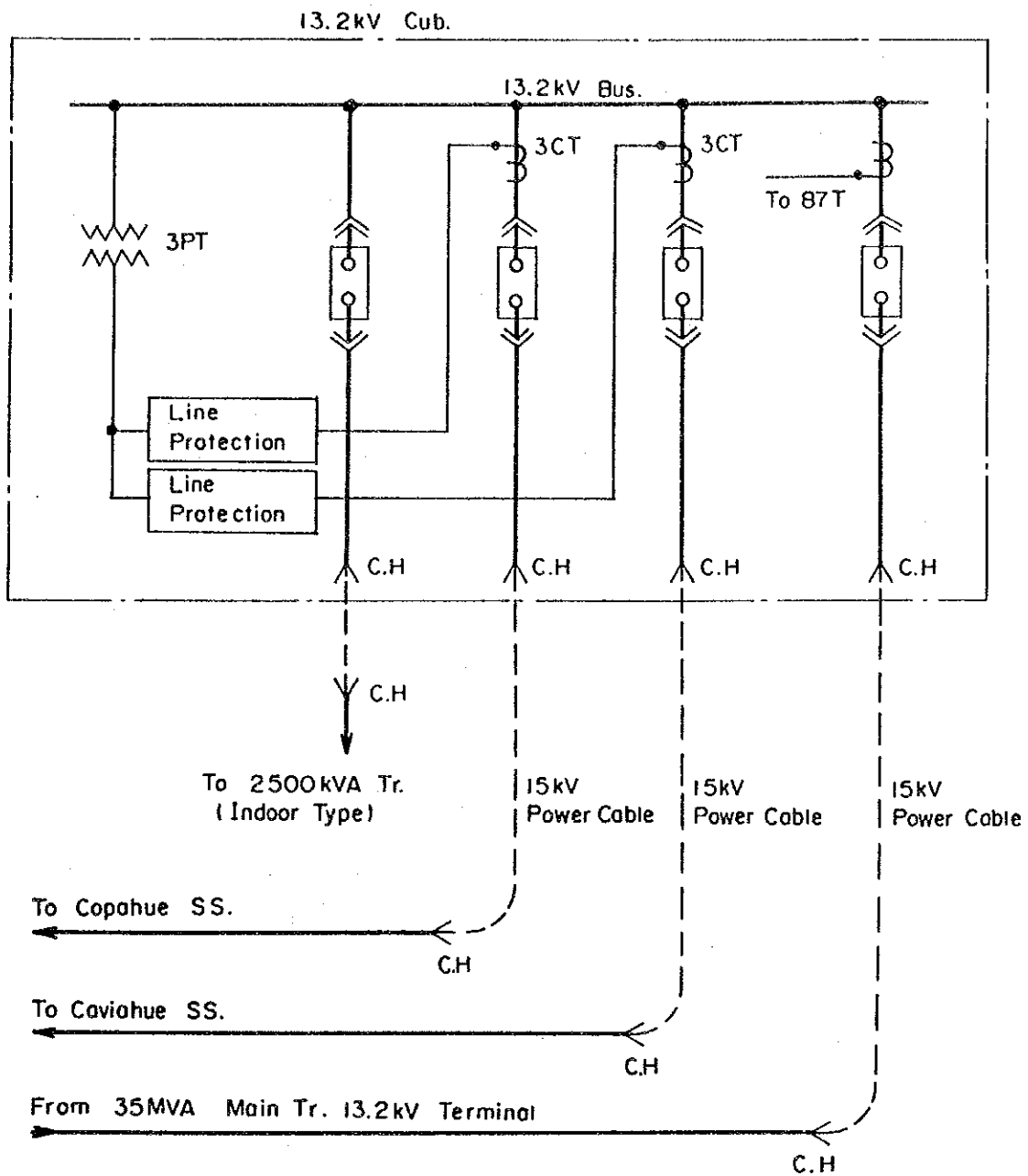
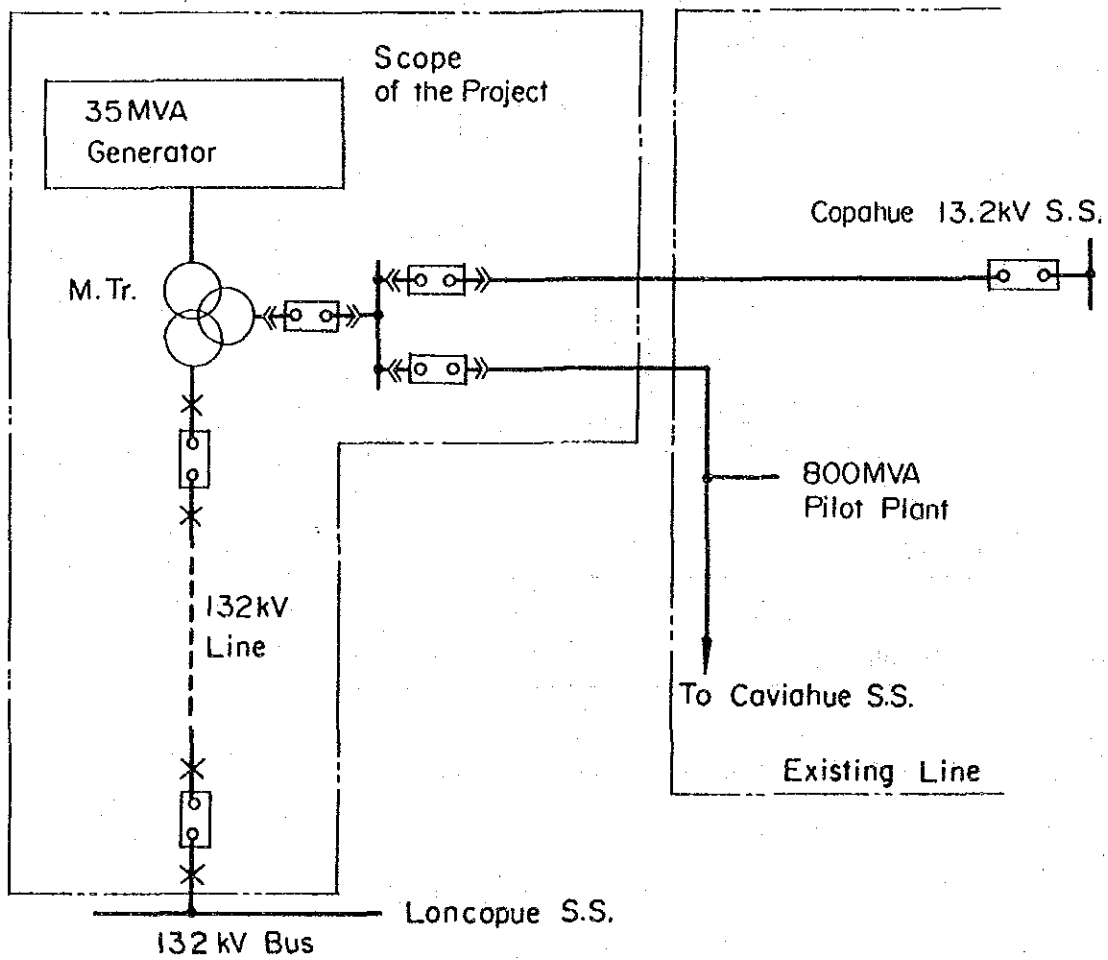


Fig.7-2 13.2kV Metalclad Cub. Connection

7.1.3 本計画実施に伴う電気設備の新設範囲

既述のように本計画が実施され、Copahue地熱発電所が実現するについてはシステムのループ化、送電線電圧の変更など既設設備に変更を加える必要が生ずる。よって、ここで本計画に関連した電気設備の供給範囲を明確にしておくことが必要である。Fig.7-3にこの範囲を示す。

Fig.7-3 Scope of the Project



7.2 系統解析

7.2.1 系統解析の目的

系統解析の目的は新規に発電設備が系統に投入されたときに下記の各項目について支障がないことを検証するものである。

- (1) 既設の送電線潮流の変動に対して既設送電線の容量に不足を生じないか。
- (2) 既設系統各部の電圧降下はどのように変化するか。新規のリアクトル、スタコンを挿入する必要が生じるかどうか。
- (3) 既設各部の遮断器に遮断容量の不足を生じないかどうか。
- (4) 新設送電線路の容量決定、これに伴う導体サイズの決定。
- (5) 新設送電線両端遮断器の遮断容量の決定。
- (6) その他必要と思われる事項についての検討。

さて、本計画で完成する30MW地熱発電所は系統の最末端にあり、Loncopueにおいて132kV ループ系統に接続されることになる。(第4章 Fig.4-10 参照)

また、このループ系統の容量は新設30MWに対して十分に大きいので、電力の吸収、電圧の変動に対して問題はない。

7.2.2 電力潮流解析

(1) 潮流解析の計算条件

本計画の完成を1996年と想定して潮流計算を実施した。このための条件は以下の通りに設定した。

- (a) 電力需要はEPENが実施している1992年を想定した潮流計算に使用された電力需要の1.3倍を使用した。
- (b) 系統構成は前述したようにChos Malal, Norquín, Loncopueが接続されてNeuquén州の北系統と中央系統とが、ループ化されているものとする。
- (c) 132kVと33kV送電線のループ運用は行わない。
- (d) Copahue 30MW地熱発電所の発生電力の一部は、同発電所の主変圧器の3次巻線を経てCopahueおよびCaviahue地区に供給されるものとする。

(e) 各部の線路インピーダンス、および発電所容量は1992年EPENの系統解析に使用された数値をそのまま使用した。

また、新設Copahue地熱発電所の主変圧器の諸元は Table 7-1 の通りに想定した。

Table 7-1 Estimated Capacity and Impedance of 35MVA Main Transformer

	P	S	T	P-S	S-T	T-P
Voltage (kV)	13.2	132	13.2	-	-	-
Capacity (MVA)	35.0	35.0	10.0	-	-	-
Self Capacity Base Impedance (%)	-	-	-	10	10	5
100MVA Base Impedance (%)	-j10.72	j39.27	j60.72	-	-	-

(2) 電力潮流解析計算結果

電力潮流解析の計算結果を Fig. 7-4 に示す。

図にはNorquin, Plaza Huincul, Cutral Coより以遠の潮流表示は省略した。本計画の関連箇所の電力潮流につき若干の説明を加えると以下の通りである。

- (a) Copahue地熱発電所 (Copahue PS.)とLoncopue SS.を結ぶ132kV送電線 (80km) の電圧降下はCopahue PS. 定格出力の場合1.5%で許容範囲内にある。
- (b) Loncopue~Norquin~Chos Malal, およびLoncopue~Zapalaの132kV送電線は亘長が長く潮流が軽いため、線路のもつ静電容量により系統電圧を上昇させる。このためLoncopue SS. 付近の系統電圧は定格電圧に近い値を維持する。
- (c) Copahue PS. の発生電力の殆どはZapala SS. およびCutral Co SS. で消費される。

7.2.3 短絡電流計算

(1) 短絡電流計算の条件

- (a) 線路状態は潮流計算時と同様とした。但し、Loncopue SS. 近傍の132kVと33kV送電線はループ構成とした。
- (b) 各変電所における背後電源および連系容量を下記とする。

① El Chocon SS.

連系変圧器 (500kV/132kV) 容量 100MVA×2

② Chocon Oeste SS.

連系変圧器 (500kV/132kV) 容量 150MVA×2

③ El Chocon SS.とChocon Oeste SS.が連系されている500kV連系の背後電源
30,000MVA

④ P. B. HIDRONOR SS.

連系変圧器 (500kV/132kV) 容量 150MVA×2

⑤ P. B. HIDRONOR SS.が連系されている500kV系統の背後電源20,000MVA

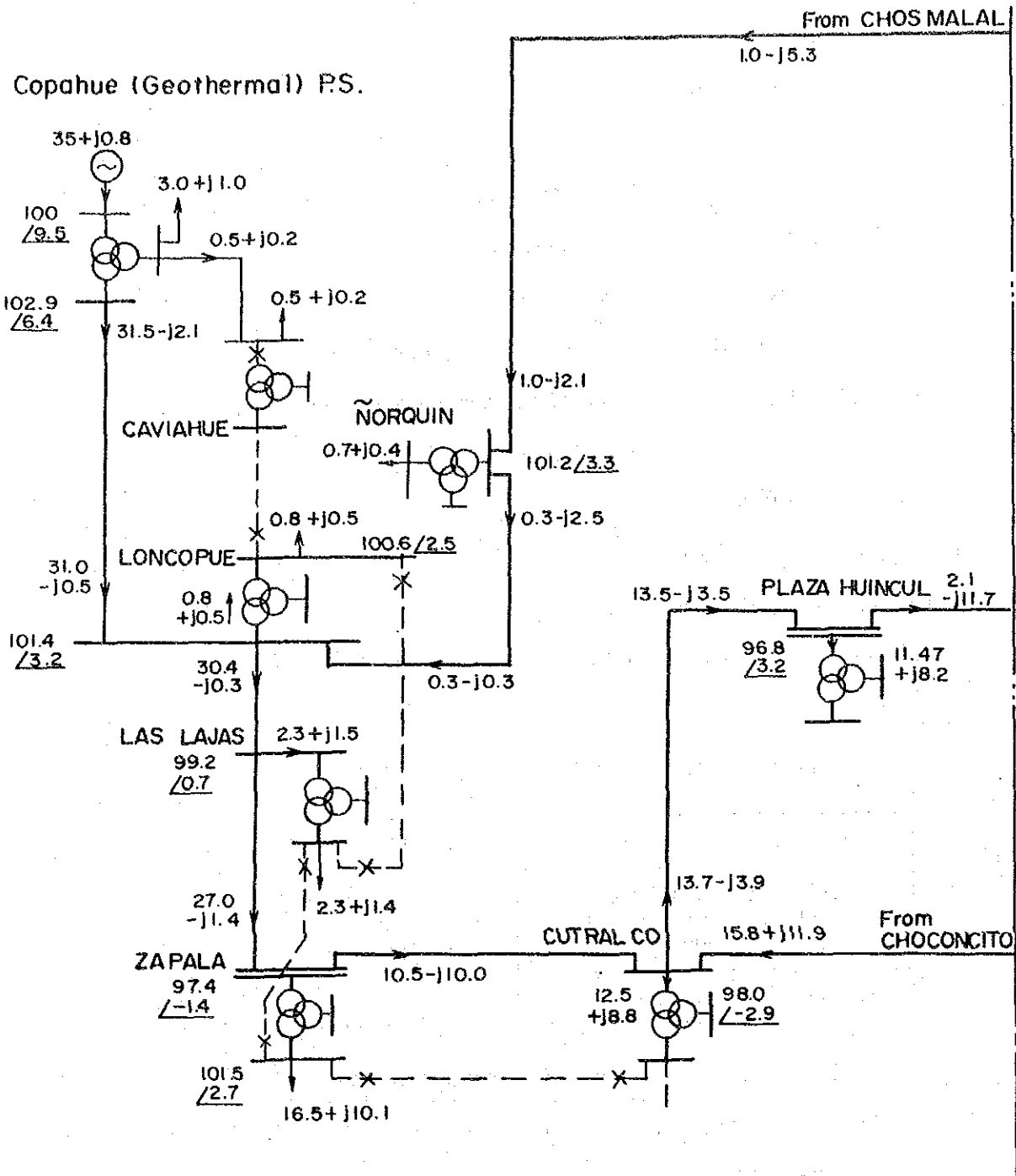
(2) 短絡電流計算結果

短絡電流図を Fig.7-5 に示す。但し、Norquin, Plaza Huincul, Cutral Coより
以遠については表示を省略する。

本計画で新設されるCopahue PS.およびLoncopue SS.新設部分の短絡電流は以下の
通りである。

	Copahue PS.	Loncopue SS.
132kV Bus	1.2 kA	1.6 kA
13.2kV Generator Terminal	12.0 kA	—
35MVA Main Tr. 3ry	4.9 kA	—
Loncopue Main Tr. 3ry	—	1.5 kA

この結果に基づき、新設Copahue PS.の遮断器およびLoncopueに新設される132kV
受電用遮断器の遮断器量が決まる。またLoncopue SS.の既設33kV遮断器の遮断容量不
足の場合は取替が必要となる。



Legend

$P + jQ$ MW, MVar

V/θ %/deg.

Fig. 7-4 Power Flow Diagram by Cophue P.P. Commissioning

Copahue (Geothermal) PS.

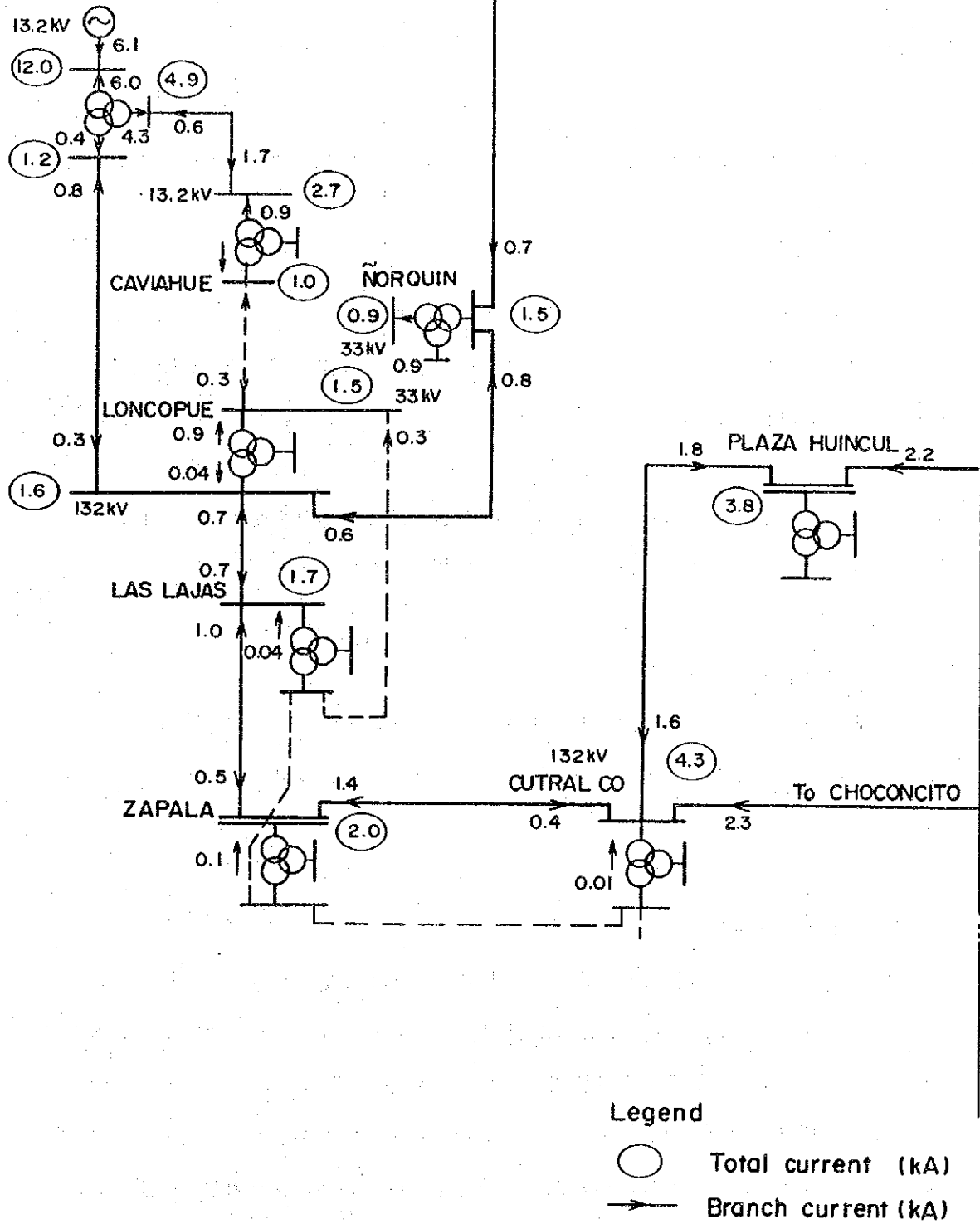


Fig.7-5 3 ϕ Short Circuit Diagram by Copahue P.P. Commissioning

7.3 発電所単線接続図および所内回路

7.3.1 発電所単線接続図

Copahue地熱発電所の単線接続図を Fig. 7-6 に示す。図について若干の説明を加えると下記の通りである。

(1) 発電機励磁方式

図示のように交流励磁方式を採用してスリップ・リングを不要として保守の省力化を図るものとする。

(2) メタル・クラッド・キュービクル収納の真空遮断器の採用

最近の真空遮断器の傾向から図に示す発電機並列用遮断器（13.2kV, 500MVA）、配電用遮断器（13.2kV, 200MVA）などは真空遮断器として、これをメタル・クラッド・キュービクルに収納し、省スペース、保守の省力化、安全性に十分な配慮する。

メタル・クラッド・キュービクルには必要なCT, PTなどを収容したユニットタイプを採用する。

(3) 所内変圧器と所内回路

所内変圧器は可能な限り乾式トランスキュービクル収納型として保守の省略化と保安を図る。所内回路はメタル・クラッド・キュービクルとし、保守の省力化、安全性に配慮する。

(4) 屋外機器と耐雪設計

132kV LS, CB, CT, PD, LAなどはEPEN標準の架台上に据え付ける。

現地は冬期3.0m以上の積雪があるが、既述7.1.2(3)に示すように開閉所に融雪用の水を流すことにより、標準架台を採用することが可能となる。

13.2kV送電線は13.2kVメタル・クラッド・キュービクルから15kVパワー・ケーブルにて屋外に引き出し、引き出し送電柱上にて架線に接続すれば、雪害事故を防止することが可能となる。

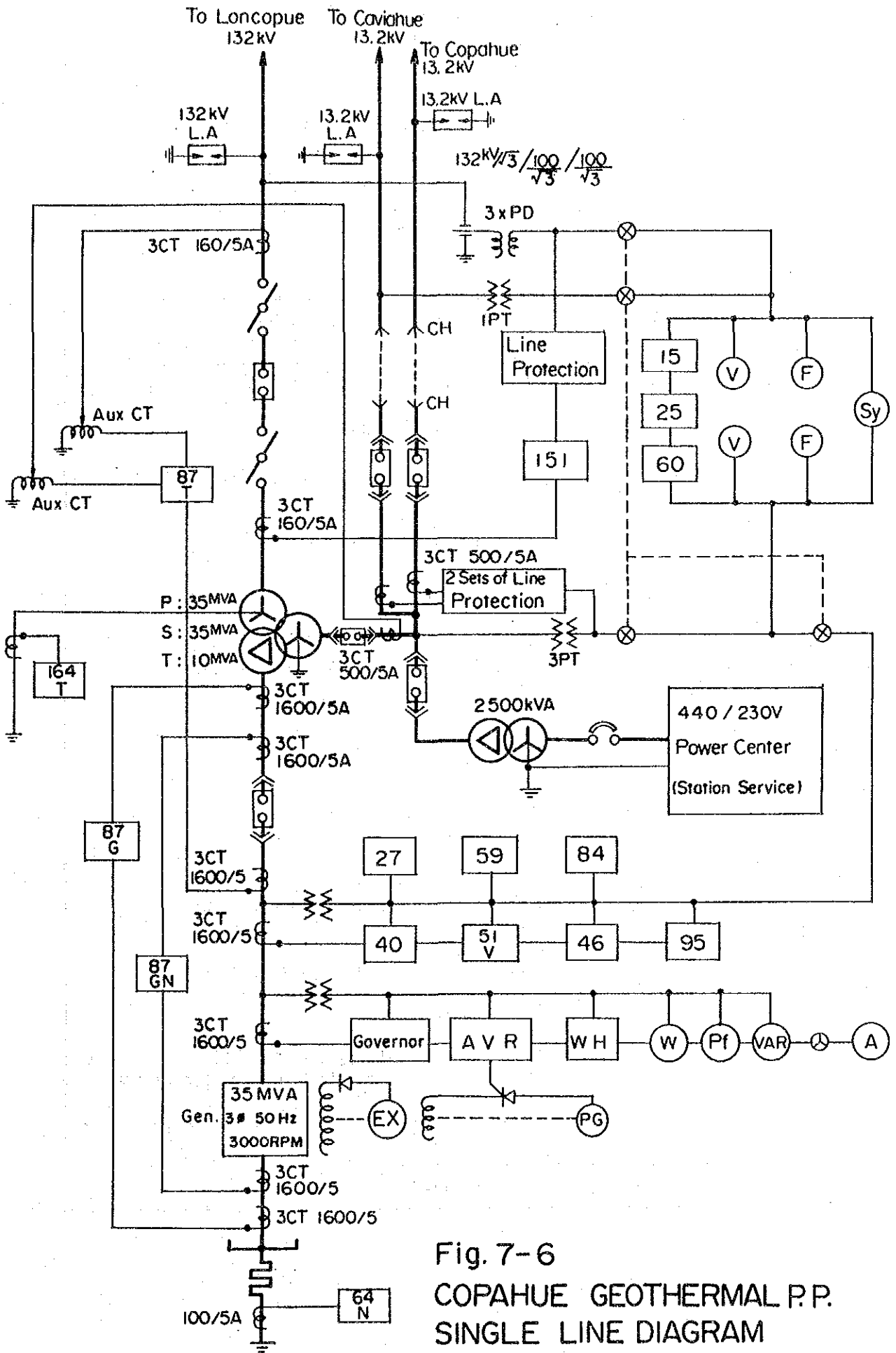


Fig. 7-6
 COPAHUE GEOTHERMAL P.P.
 SINGLE LINE DIAGRAM

7.3.2 所内負荷に対する電力供給

(1) 所内所要動力の容量

本計画の地熱発電所を運転するための各補機の所要動力は Table 7-2 となる。この結果より所内変圧器の容量を2,500kVAと定めた。

Table 7-2 Station Service Power Capacity

Item	Necessary Capacity	Installed Unit Capacity and Explanation
CO ₂ Ejector Pump	995 kW	340kW × 3 (Pump 3 units)
Cooling Tower Fan	341 kW	85kW × 4 (Fan 4 units)
Cooling Water Circulating Pump	491 kW	250kW × 2 (Pump 2 units)
Cooling Tower Supply Water Pump	25 kW	(Head 50m 110t/h)
Contaminated Water Injection Pump	10 kW	
Overhead Crane 20 ton / 5 ton	30 kW	(Main Hoist Motor Capacity)
DC Battery Charger	20 kW	
Air Conditionner for Control Room	10 kW	
Air Conditionner for Relay Room	10 kW	
Out Door Illumination Projector	10 kW	(220V 0.5kW Projector × 20)
Indoor Illumination	10 kW	(220V 100W fluorescent lamp × 100)
Workshop Power Supply	60 kW	
Turbine Emergency Unit Power Supply	40 kW	(Emergency Unit DC (10kW is Supplied from Battery))
Total Installed Capacity	2,052 kW	
Transformer Capacity	2,500 kVA	

(2) 所内回路主遮断器の定格遮断器容量

所内変圧器の2次側出力は主遮断器を介して400V母線に接続される。従って、この主遮断器の短絡容量の検討が必要になる。

Fig. 7-7 において、A点における短絡電流は4.9kAと計算されているので(7.2.3 Fig. 7-5参照) A点より35MVA主変圧器側を見たインピーダンスは

$$X_A = \frac{13,200}{\sqrt{3} \times 4,900} = 1.555 (\Omega)$$

次に13.2kV母線に接続される2,500kVA変圧器は自己容量ベースで5%のインピーダンスをもつとすれば、この所内トランスのインピーダンスは

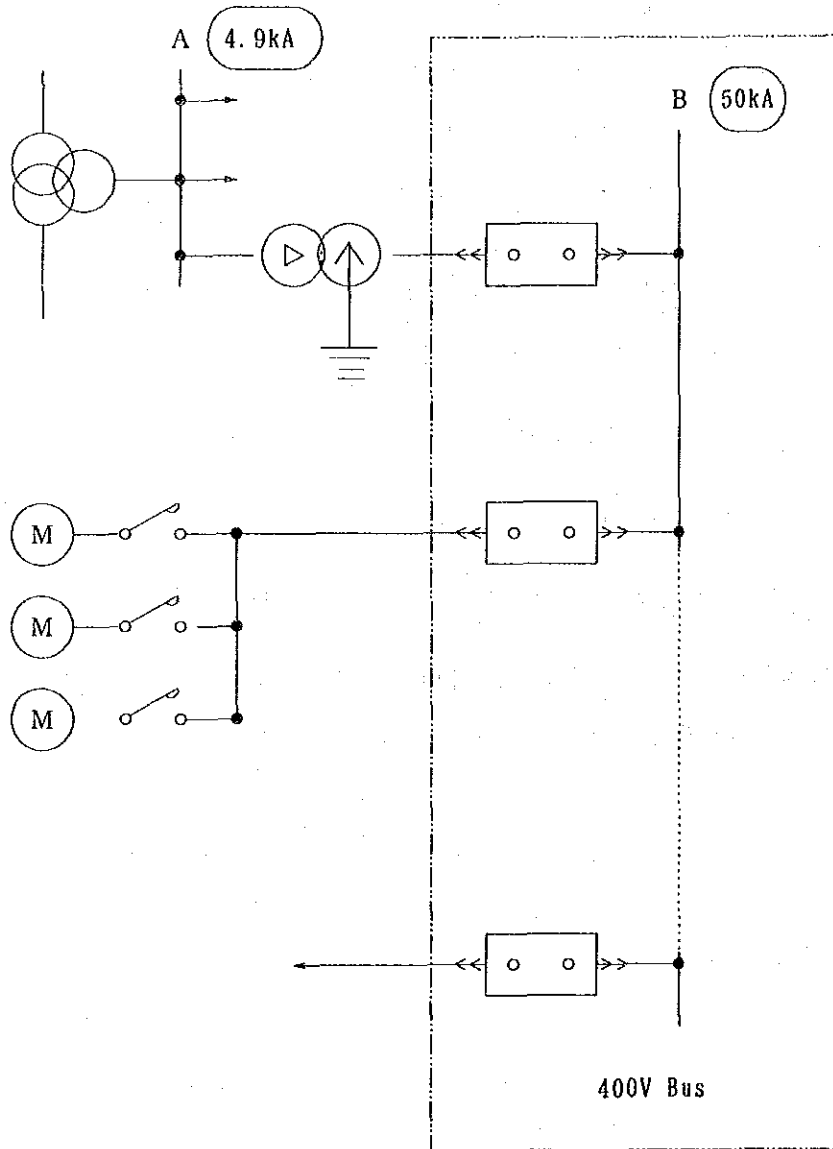
$$X_T = \frac{5 (\%) \times 10 \times 13.2^2}{2,500} = 3.485 (\Omega)$$

よって400V母線の短絡電流は下記となる。

$$\frac{13,200}{\sqrt{3} \times (1.555 + 3.485)} \times \frac{13,200}{400} \times 10^{-3} = 49.9 \approx 50 (\text{kA})$$

よって、詳細設計時点においては、400V所内動力キュービクル内に設置される遮断器の採用については定格遮断容量について十分に配慮することが必要である。

Fig.7-7 3 ϕ Short Current for 400V Bus of Plant Service Circuit



7.3.3 直流回路設計

本発電所には7.3.2にて示した交流所内動力の供給に加えて、下記の直流電源供給を考慮する必要がある。

制御回路用電力供給

非常灯用電力供給

非常用タービン潤滑ポンプ電源用 (DC100V 10kW)

通信用電源供給用 DC/DC インバーター

以上によりDCバッテリーは10時間率で1,200AHを設備する。充電装置は20kWを設備し、常時はフローティング方式で使用する。

タービンの非常用潤滑油ポンプにDC100V, 10kWが必要であるが、使用時間は10分以内と少ないので、この期間はDCバッテリーは非常灯用電力供給とタービン非常用負荷が重畳して多少のオーバーディスチャージとなるが、実用上は支障ないものと思われる。

一般に通信用電源 (DC48V, DC12Vなど) は別途に専用のバッテリーが据付けられるが、省力化のためにDC/DCインバータを設備するものとする。

なお、詳細については本計画の詳細設計時点で十分な検討がなされるものとする。

第8章 建設工事

第 8 章 建設工事

目 次

	頁
8.1 建設工事工程	8-1
8.1.1 一 般	8-1
8.1.2 工事着手前の諸手続き	8-1
8.1.3 発電所本体工事前の工事	8-2
8.1.4 発電所本体工事	8-2
8.1.5 年次別建設工事概要	8-4
8.2 建設計画	8-5
8.2.1 資機材の輸送	8-5
8.2.2 建設用設備	8-5
8.2.3 主機据付工事計画	8-5
8.3 概算工事費	8-7
8.3.1 要 旨	8-7
8.3.2 工事費の算定方針	8-7

List of Tables

- Table 8-1 Rough Construction Cost
Table 8-2 Breakdown of Estimated Construction Cost
Table 8-3 Disbursement Schedule

List of Figure

- Fig. 8-1 Construction Schedule

第 8 章 建設工事

8.1 建設工事工程

8.1.1 一般

Copahue地熱発電所30MWを計画、建設する場合の工程は大きく分けて次の3段階が考えられる。即ち、1992年6月に本調査報告書が提出されてから、契約者が選定され、契約締結となるまでの工事着手前の諸手続きの段階である。この所要期間として2ケ年が必要と考えられる。続いて発電所本体の建設工事前の工事及び発電所本体工事の段階であり、これらの工事にはそれぞれ2.5ケ年合計5ケ年が必要と見積もられる。

8.1.2 工事着手前の諸手続き

工事着手前の諸手続きとしては、次の事項がある。

- 1) E P E Nが実施する資金調達
- 2) 用地取得交渉（淡水利用のための交渉等を含む）
- 3) 融資承認
- 4) E P E Nによる入札書の作成
- 5) コンサルタントの選定
- 6) 契約者の選定

本計画を出来る限り早期に実現するためには、工事着手前の諸手続きの内、次に述べる3項目が不可欠で重要な業務であり、円滑に進める必要がある。

第1は資金調達である。E P E Nは本調査報告書を受領後、出来るだけ速やかに資金調達のための書類を作成し、関係方面の了解を取り付けることである。

第2は入札書類の作成である。入札書類の作成は本報告書の予備設計の内容により作成することになるが、作成に当たってはコンサルタントと契約して共同して実施することが推奨される。

第3は契約者の選定である。発電所本体の工事は本計画を円滑且つ早期に実施するためには、フルターンキー方式による施工が望ましいと考えられる。但し、調査工事および坑井掘削と発電所工事とは工事の性格上、分離して契約することが好ましいと考えられる。

これらの工事着手前の諸手続きには、2ケ年を要するものと見積もられる。

8.1.3 発電所本体工事前の工事

発電所本体工事前の工事としては、坑井掘削を行い噴気試験・坑井評価・貯留層評価を実施し、目標発電出力の70%程度を確認する時点までである。更にキャンプ設備等の準備工事を実施しておく必要がある。

坑井掘削は深度的には800mから1,400mの蒸気卓越型の貯留層を狙って掘削することが必要であり、上記の出力を確認するためには、最低4坑井が必要と考えられる。なお、坑井掘削工事はプロジェクト・サイトが多雪地帯であることを考慮して冬期は実施しないこととする。従って、年間の掘削本数は1～2本程度と見積もっている。

坑井の掘削本数はその生産性によって多少の変動が考えられるが、ここでは7本必要であると見積もっている。

発電所地点への進入道路は州道が発電所地点のすぐ傍を通っているため、発電所本体工事とあわせて実施する。

キャンプ設備は将来の運転保守要員のためにも利用するもので、住宅、単身者用宿舎、レクリエーション設備等を早めに建設し、建設中からE P E Nの建設担当者の設備として利用することとする。

発電所本体工事前の工事期間は坑井掘削の工程が支配的であり、2.5年を要するものと見積もられる。

8.1.4 発電所本体工事

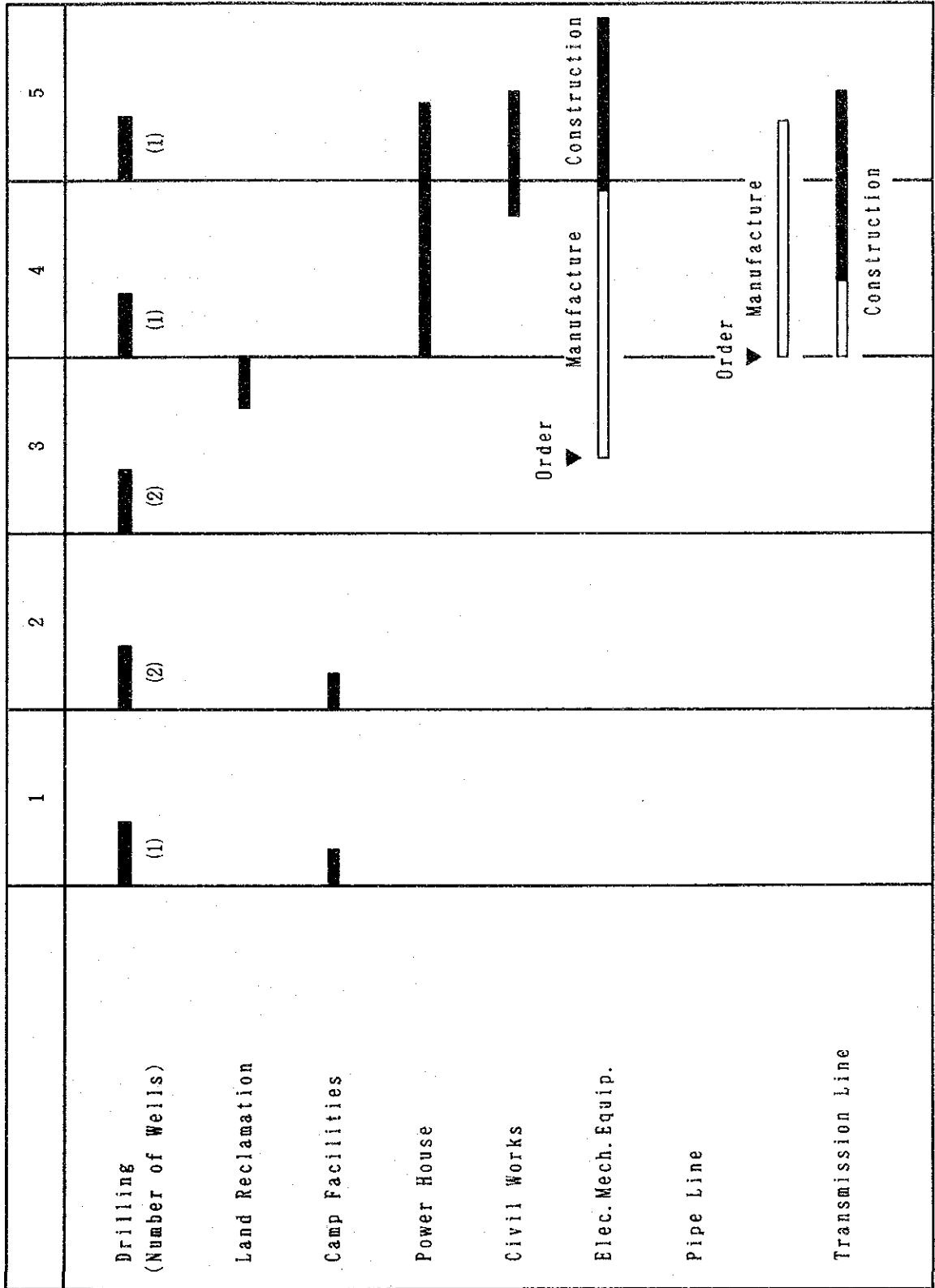
発電所本体工事には、蒸気配管、タービン、発電機、冷却水設備、発電所本館等の発電所本体工事、開閉所、送電線、一次変電所設備の工事及びこれら発電設備に関連する付帯工事が含まれる。

発電所本体工事の工事工程はFig. 8-1 に示す通りであるが、この工事工程は日本国内及び海外における同規模の地熱発電所の実績を勘案して作成したものである。

発電所本体工事の着工及び機器発注は前述したように、目標発電出力の約70%を確認した時点とする。発電プラントの主要機器は輸入するものとし、発注から製作、据付、試運転完了までの期間は2.5年を要するものと考えられる。

以上の条件を考慮すると本発電所建設工事工程は最低5年を要するものと判断する。

FIG. 8-1 CONSTRUCTION SCHEDULE



8.1.5 年次別建設工事概要

年次別建設工事の概要を示すと以下の通りである。

初年度	坑井掘削	1本	噴気試験、坑井評価
2年度	坑井掘削	1～2本	噴気試験、坑井評価
3年度	坑井掘削	1～2本	噴気試験、坑井評価、発電所着工、敷地造成、 主機発注、道路整備
4年度	坑井掘削	1～2本	噴気試験、坑井評価、基礎及び建屋工事
5年度	坑井掘削	1～2本	噴気試験、坑井評価、機器据付、パイプライン 送電線、付帯設備、試運転、その他

8.2 建設計画

8.2.1 資機材の輸送

セメント、骨材、鉄筋、鋼材等の資機材は国内で調達出来るものは、可能な限り国内産を利用することとし、最寄りの産地からトラック等により、プロジェクト・サイトに陸送するものとする。

輸入資機材は最寄りの港湾まで海上輸送し、荷上げした後はトラック又はトレーラーによって陸送することとする。

プロジェクト・サイトまでは、既設道路が通っており、橋梁の設計荷重は50 tであり、本プロジェクトの機器の最大重量は約35 tであるので、改修等の手当ては必要がないことが、現地調査の結果判明している。しかし、サイト付近の道路は砂利道路であるのでグレーダーで補修を、また積雪期には除雪を行う必要がある。

8.2.2 建設用設備

建設用設備としては以下のようなものが必要である。

坑井掘削設備（リグ、タンク、ポンプ等）、工事用電力設備、小型コンクリートミキサー、簡易修理工場、資材倉庫、現場詰所等と、建設用重機としては、ブルドーザ、パワーショベル、バックホウ、スクレッパー、モータークレーン、オーガー、コンプレッサー等が必要である。

建設要員のキャンプ地としてはCaviahueが適地と考えられ、ここに約30人分の宿舍設備を設けるものとする。

サイトには前述のように、既設道路が通っており、新設を要する工事用道路としては、この道路から坑井掘削基地までの僅かな区間のみである。

8.2.3 主機据付工事計画

主機の据付工事開始前には建屋の主要工事と天井クレーンが完成していなければならない。

復水器は寸法上の輸送制限から現場組立となる。

タービンは上下ケーシングおよびロータに3分割され、発電所搬入口より天井クレーンにより吊り揚げ、3階所定の位置に据付られる。

発電機はステータとロータに分割され、建屋外部に設置された仮ブロック上にモータークレーンで吊揚げたあと、横引きされ3階所定の位置に据付られる。この部分の建屋壁は発電機搬入後、張り付け工事を行う。

発電機ステータは分割単体としては最重量物であり、据付後は移動する事もないから天井クレーン単独で吊揚げる設計はクレーンおよび建屋のコストアップが大きくなるため通常行わない。従って天井クレーンの容量および揚程はタービン上半ケーシングによって決まる。

冷却塔は殆ど現場組立工事となるため、冷却塔基礎に平行してモータークレーンの移動道路とその外側に隣接した十分な面積の資材置場を配置する事が能率を上げるためには必要となる。

発電所内配管工事は上記主要機器の外、ポンプ類、セパレータ、レシーバ等が所定の位置に据え付けられた後、順次施工される。

配線工事は電気、計測制御機器が設置された後施工される。

送電線工事は補機類の試運転が始まる前に完了し、受電可能な状態にしておかなければならない。

蒸気パイプライン工事はタービン通気前に完了する事が望ましいが、一部坑井掘削工事が遅れた場合はその部分を除いて施工し、全体工程に影響しない様配慮する。

8.3 概算工事費

8.3.1 要旨

建設工事費の算出に当たっては、類似プロジェクトを参考にした。直接工事費については積上げ方式とし、間接費については適切な係数を用いて算出した。工事費の構成と、各々の概算工事費を示せばTable 8-1の通りである。

Table 8-1 ROUGH CONSTRUCTION COST

Unit : 1,000US\$

Item	Foreign Portion	Domestic Portion	Total
Direct Cost	12,970	36,074	49,044
Indirect Cost	2,119	2,537	4,656
Total	15,089	38,611	53,700

工事費の詳細を Table 8-2 に、各年度の資金展開を Table 8-3 に示す。

8.3.2 工事費の算定方針

工事費の算定方針は下記の通りとした。

- (1) 工事費の単位はUS\$とし、現地通貨のAustral との交換率は1US\$=10,000Aとする。
- (2) 建設費の積算は1991年12月時点の現在価格を基準とし、エスカレーションは見込んでいない。
- (3) 建設費積算に使用した主な単価は次の通りである。

坑井掘削費 900 US\$/m

労務費 25 US\$/d

建物 1,215 US\$/m²

コンクリート 250 US\$/m³

鉄骨 500 US\$/t

鋼管 1,850 US\$/t

- (4) 工事費はアルゼンティン共和国に於ける内貨分と外貨分に分けて積算する。内貨分には国内労務者の賃金、アルゼンティン国内で調達しうる工事用資機材等を含んでいゝる。その他は全て外貨分に計上する。

- (5) 直接工事費は第6章に記載した発電設備を建設するのに必要な費用を計上する。工事費積算に当たって考慮した事項は次の通りである。

- i) 建設に必要な仮設備の内 E P E N が準備する設備については計上していない。
- ii) 工事用電力及び工事用水は含まれていない。
- iii) E P E N が実施する金融機関融資手続きに必要な経費は含まれていない。
- iv) 輸出保険及び海上輸送費は外貨分として 3 % を計上する。
- v) 送变电設備については受電箇所である Loncopue 変電所までを計上する。
- vi) 下記項目の費用は EPEN との協議の結果計上しない。
 - a) 用地買収費及び補償費
 - b) 運搬設備の補強及び修理費
 - c) 調査工事費
 - d) 輸入税等の諸税
 - e) 建設中利子
- (6) 予備費は直接工事費の 5 % を計上する。この費用は止むを得ない理由によって設計変更を行う場合に引き当てるものとする。
- (7) コンサルタント・フィーは直接工事費の 3 % を計上する。この費用は E P E N がコンサルタントを雇用し、設計施工管理をアシストさせるための費用（人件費、諸経費、技術料、旅費、通信費等）である。
- (8) 管理費は直接費の 1.5 % を計上する。この費用は E P E N が本計画を推進するために必要な経費（海外企業との打合せのための出張、工場検査のための出張等）である。
- (9) 建設工事費の支払い条件は下記の通りとして年度別所要資金を算出する。
 - ① 輸入機器 : 契約時 15%、船積時 75%、完成時 10%
 - ② 土木、建築工事費 : 契約時 15%、出来高払 75%、完成時 %
 - ③ 管理費及びコンサルタント・フィー : 年度別の作業量に連動して設定

Table 8-2. Breakdown of Estimated Construction Cost

Unit: 1,000 US\$

Item	Construction Cost		
	F.C.	D.C.	Total
1. Direct Cost			
1) Land Reclamation		220	220
2) Camp Facilities		1,198	1,198
3) Civil Works		13,062	13,062
a) Production Well Drilling		8,442	8,442
b) Powerhouse and Building		3,790	3,790
c) Other Facilities		830	830
4) Electro-Mechanical Equipment	12,970	14,050	27,020
a) Turbine and Generator	12,970	11,770	24,740
b) Other Equipment		2,280	2,280
5) Transmission Line		7,544	7,544
Total of Direct Cost	12,970	36,074	49,044
2. Indirect Cost			
1) Physical Contingency	648	1,804	2,452
2) Consultant Fee	1,471		1,471
3) Administration Cost		733	733
Total of Indirect Cost	2,119	2,537	4,656
Grand Total	15,089	38,611	53,700

Table 8-3 Disbursement Schedule

Unit: 1,000 US\$

Year	1	2	3	4	5	Total
Drilling	1,206	2,412	2,412	1,206	1,206	8,442
(No. of Wells)	(1)	(2)	(2)	(1)	(1)	(7)
Land Reclamation			220			220
Camp Facilities	600	598				1,198
Powerhouse				3,390	400	3,790
Other Civil Works				600	230	830
Electro-Mechanical Equipment			2,430		24,590	27,020
Transmission Line				3,544	4,000	7,544
Direct Cost	1,806	3,010	5,062	8,740	30,426	49,044
Indirect Cost	100	110	1,440	1,503	1,503	4,656
Total Cost	1,906	3,120	6,502	10,243	31,929	53,700

第9章 環境の現状と対策

第9章 環境の現状と対策

目次

	頁
9.1 一般的な環境に関する条件	9-1
9.1.1 要旨	9-1
9.1.2 Copahue州立公園指定の経緯	9-1
9.1.3 公園に関する調査	9-3
9.1.4 自然特性	9-3
9.2 社会状況	9-14
9.2.1 人口	9-14
9.2.2 産業	9-14
9.2.3 アクセス道路	9-14
9.2.4 観光資源	9-14
9.2.5 遺跡とサイト周辺の歴史	9-16
9.3 発電所建設に伴う環境に与える影響	9-17
9.3.1 大気環境に与える影響	9-17
9.3.2 熱水・凝縮水等の影響	9-21
9.3.3 騒音の影響	9-23
9.3.4 環境保全のための対策	9-23

List of Tables

Table 9-1	Concentration of H ₂ S and its Impacts on Human Body
Table 9-2	Chemical Analysis of Geothermal Fluid from COP-1 and COP-3 Wells
Table 9-3	H ₂ S Content Reduced from the Upper Table
Table 9-4	Attenuation of H ₂ S in Fume Gases
Table 9-5	Attenuation of H ₂ S in Dry Gases

List of Figures

Fig. 9-1	Copahue Park Area
Fig. 9-2	Vegetation Map
Fig. 9-3	Tourism Map
Fig. 9-4	System Diagram of Water Intake/Discharge

List of Photos

Photo 9-1	Vegetation Features of Araucaria Forest in the Copahue Park (1/2)
Photo 9-2	Vegetation Features of Araucaria Forest in the Copahue Park (2/2)

第9章 環境の現況と対策

9.1 一般的な環境に関する条件

9.1.1 要 旨

ここで述べようとする当発電所周辺の地形、気候等の自然条件及び社会的条件は、既に第3章で詳しく述べられており重複を避けるため詳しくは言及しないが、当発電所地点が Copahue州立公園と指定されていることから、この公園指定の観点から発電所をとりまく環境条件を述べることにする。

ここで重要なのは本計画のカウンターパートも州政府関係機関の1つとして、当州立公園の保護、計画、管理基準等を十分周知のうえで、資料提供が行われたものである。従って将来にわたっても本計画の開発と公園の環境保護等が十分な整合性を保つ必要がある。

9.1.2 Copahue州立公園指定の経緯

Copahue州立公園の範囲はFig. 9-1に示す通りであり、経度、緯度で示すと南緯37°41'より37°55'、西経70°55'から71°10'となり、西側はChile国境線に沿っている。Copahue 州立公園に関連する主な経緯は以下の通りであり、当初、国有保護区として出発した当公園は、諸々の経緯を経て最終的には州温泉局の管轄下となり、現在に至っている。

1937年 Copahue温泉地帯を国有保護区とし、国立公園局にその管理を委任する。

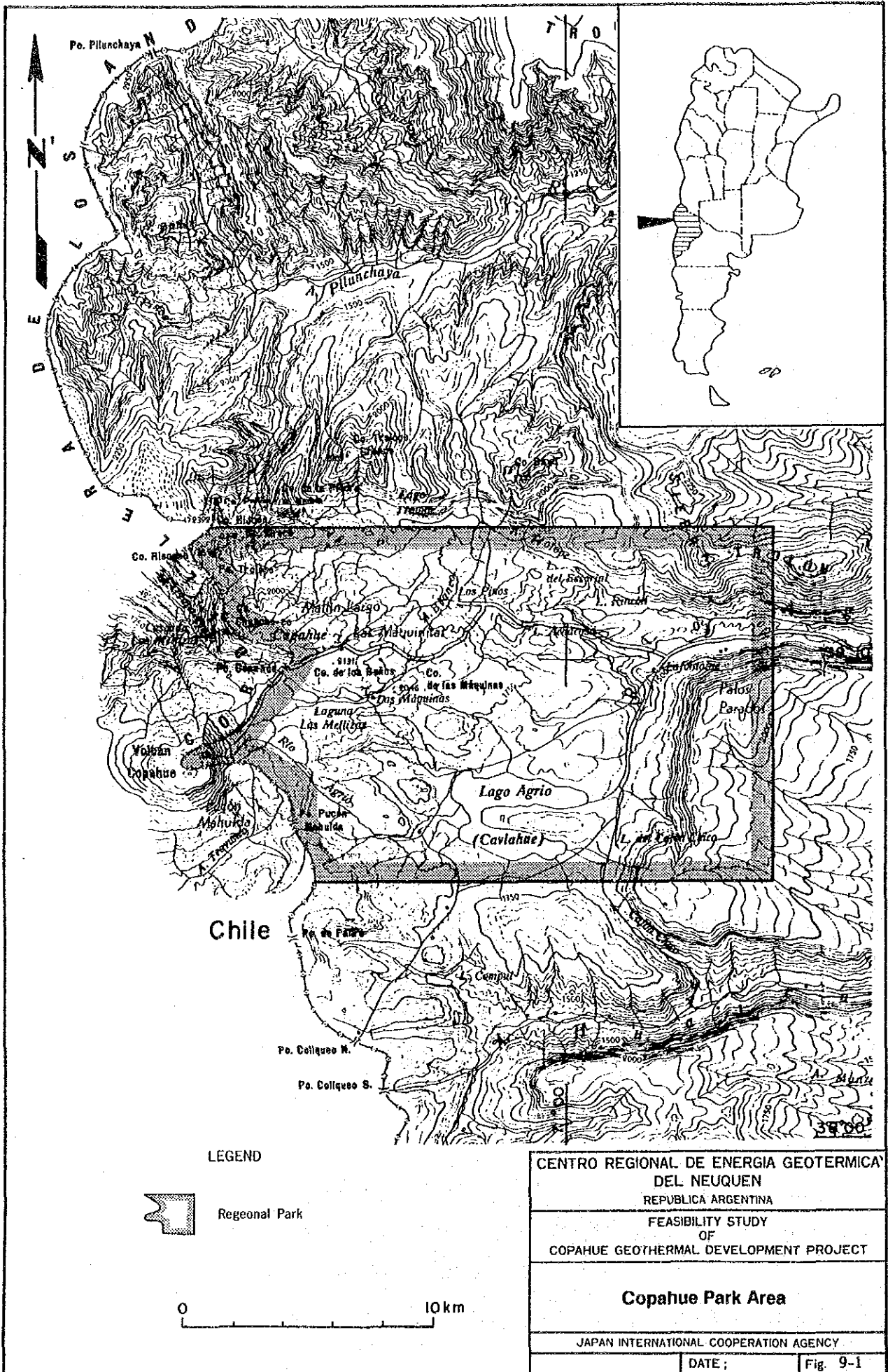
1957年 Copahue国有保護区の管理をNeuquén州に移譲する。

1962年 旧国有保護区と同じ領域をCopahue公園とする。

理由書にあげられている理由は以下のとおりである。

- 1) きわめて高い治療効果のある温泉の価値
- 2) 温泉利用を目指した既存事業の改善の必要性
- 3) 温泉水を公害や不適切な利用から守る必要性
- 4) 温泉付近における無秩序な開発を規制する必要性
- 5) 周辺地域を冬期スポーツ施設として利用する可能性
- 6) Cavihueにあるaraucaria森林の保護の必要性

1963年 前年と同じ要領でCopahue州立公園を設立する。



- 1970年 州法第635/70号を制定し、公園の管理を行う Copahue温泉局（観光温泉総局の一部）に権限を付与する。事業と施設の維持管理に関係のあるすべての州の部局は、Copahue温泉局の直接の管轄下に置かれる。
- 1976年 州政府の出先機関として州温泉局を設立し、Copahue温泉局の業務を引継ぐ。
- 1986年 CopahueとCaviahueの開発を策定し、両地区の役割と機能的、経済的相補性を明確化し、開発案を策定するために Copahue～Caviahue地域開発計画調査委員会が設立される。
- 1987年 開発計画を承認し、州観光局、州温泉局、州開発庁、都市開発総局で構成され、内務省が率いる Copahue～Caviahue開発委員会が設立される。

9.1.3 公園に関する調査

前節で述べたCopahue-Caviahue地域開発計画調査委員会は、Copahue 州立公園について、1987年12月から88年4月までの現地作業を含め、植生、脊椎動物、土壌、地形、公園の主要観光事業、保全状態の評価等、広範囲にわたり調査及び踏査が行なわれた。

それらは、法律、運営、占有状況、現在の利用状況（観光、温泉、農村等）、考古学的価値、インフラストラクチャー、その他全般的な情報は州政府の出先機関より入手し、現地踏査および現地技術者からの事情聴取で不足データを補うなど現在まで行われた調査、文献等の総大成として極めて本格的なものであった。

本計画の基本方針と進捗状況は、1988年5月23日にNeuquén市で開かれ、温泉、観光、都市開発、森林、州公園、地熱局長と、州開発庁の代表、前述の出先機関および州水利局の技術者が出席した会議で報告され「Copahue 地域公園の一般的計画と管理報告書（以下、Copahue報告書）」としてまとめられている。

9.1.4 自然特性

ここで述べる環境の一部を成す自然特性は、当発電所計画地点を含むCopahue州立公園の範囲について述べたものであり、前述の「Copahue報告書」を参考に述べるものである。

Copahue州立公園は、北Patagonia・Andes山脈の中にあり、その大部分は鮮新世に生じた古い火山構造的カルデラの中にある。陥没地は火山性の盆地の形状を呈し、水河によって侵食されている。北、東、南は標高2000mを越す山脈の急な壁で境され

ている。西端はChile共和国との境界を成す河川で、最も際立った地形はこの地域で最も高いCopahue山(2910m)である。

公園の西部には、氷河と火山性発散物の作用によって基層が削られてできたさまざまな大きさの盆地の中に多数の温泉が湧きだしている。

当地域は全般的に北東方向(Trolope入口)に傾斜しており、Agrilo川とTrolope川の融水流溪谷が形成され、その周辺にはいくつもの湖がある。

この一帯を支配しているのはステップ気候と高地準砂漠気候で、その中でBlanco川とCavlahue付近のaraucaria森林(原色日本植物図鑑によれば、南洋杉科<Araucaria cease>と思われ、主として南半球に分布し、日本に野生しない)が特に重要な要素となっている。

(1) 気 候

公園内の気候特性に関するデータは少ない。既存データによれば、年平均気温は7度で、冬期の平均気温は零下、夏期の気温差は激しい。降雨量は年間2000mm以上あるが、その大部分は冬期の降雪である。主に西風が吹き、最高風速は時速100km以上(28m/s以上)である。

しかし、継続的な記録が行われていないこととデータが少ないことから、上記のデータの信頼性は低い。当該地域全体を見ると、山岳地形の局地的な気候現象(日照条件、斜面や谷に吹く風等)や、縦方向の影響(標高差1400~2900m)や横方向の影響(東西25km)を考慮する必要がある。

第3章で述べたGendarmeria Nacional(アルゼンティン国境等警備隊)が観測した至近年の気象観測データ(1990年10月~1991年9月)はCopahue村内のもので、当発電所計画地点に最も近い地点のデータと推測される。

このデータより環境上、重要なデータは、月ごとの日平均風速17~25m/sの強風地帯、年降雪日162日、日最大積雪量3.8m(7月)の豪雪地帯、通行不可能日割合が、6月~10月は100%という厳しい気候条件であろう。

(2) 地理と地形

当公園内は、典型的なAndes・Patagonia氷食谷とは異なった非常に変わった起伏を呈している。Copahue地方は、山間に約250kmの低地が形成されており、岩の多い急斜面で境されている。この地域の標高差は、Agrio, Trolope川が流れる1400mからCopahue山の2910mまでである。

この地形は、主に山脈形成の原因となった構造運動、火山活動、氷河・河川の作用によって形成された。この山脈地帯に見られる独特の地形は、主に鮮新世に始まって完新世に及んだ激しい火山活動によるものである。

以下、地質概要については5.1.2節に詳述されているので省略する。

Agrio, Trolope川の沖積平野やPalos Parados(Lago Agrioの東部、最高標高2297m)とTrolon山脈の山麓に見られる崩積物など、河川によって形成された地形も公園の重要な地形のひとつである。

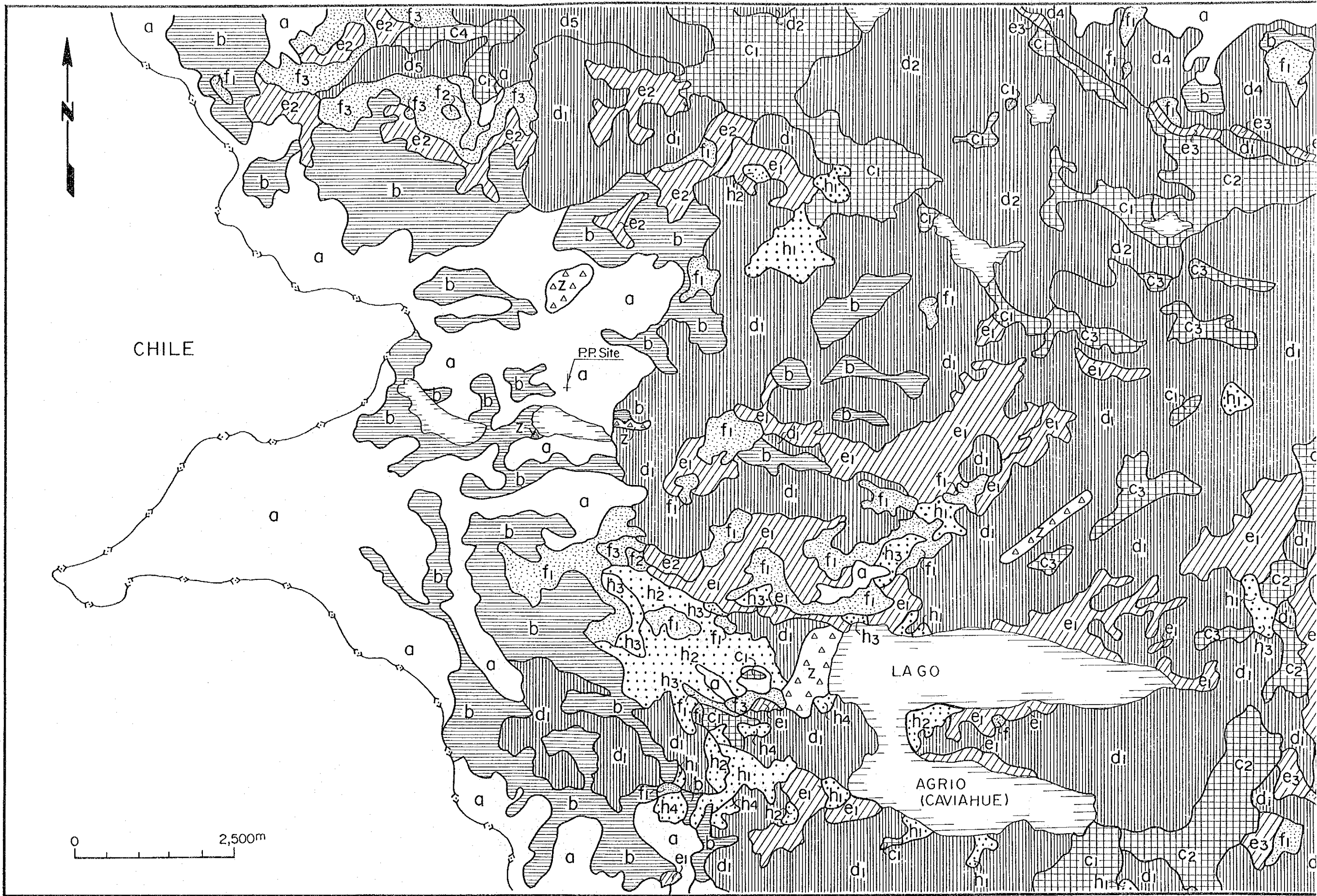
水文学的には、当初くぼ地は太平洋に注ぐ傾斜を成していたが、古い水源に大きな噴出物が堆積するにつれて大西洋方向に流れる現在の水系が形成されていった。公園全体は、Agrio川大流域に属しており、北部はTrolope川小流域に、また南部の大部分はAgrio川と湖の小流域に属している。

(3) 植 生

当発電所は「Copahue 報告書」内に掲載された植生図（公園東側一部を除いて作成した図を Fig. 9-2 に示す）によると、準砂漠、荒地に存し、西側200mのところから「上流域の草本灌木複合体」が存し、東側約1kmのところから火山台地上のステップ地帯となっている。Fig. 9-2の植生図（作成者 Mermoz, M. Martin, C., Neuquen, 1988）の凡例は以下の通りである。

植物の種類

- a 準砂漠、荒地
- b 上流域の草本灌木複合体
- c MALLINES
 - c. 1 Trolope湖タイプ
 - c. 2 山麓タイプ
 - c. 3 一時的流水に伴うタイプ
- d ステップ
 - d. 1 火山台地上のステップ
 - d. 2 氷河堆積物地区の草本性ステップ
 - d. 3 氷河堆積物地区の灌木のステップ
 - d. 4 山腹上のステップ
 - d. 5 岩露頭を伴うステップとlengaの森林
- e 藪とステップのモザイク
 - e. 1 ñireの藪とステップのモザイク
 - e. 2 ñire、lengaの藪とステップのモザイク
 - e. 3 ñireの灌木林と草本性ステップのモザイク
- f 藪
 - f. 1 ñireの藪
 - f. 2 lengaの藪と新生の樹木
 - f. 3 lengaの藪
- g lengaの焼跡
- h Araucaria森林
 - h. 1 草本性ステップ上に形成された森林
 - h. 2 繁茂した藪とステップ上に形成された森林
 - h. 3 ñireの藪上に形成された森林
 - h. 4 岩露頭上に形成された森林
- z 集中的に開発された地域





Vegetation Map of Copahue Provincial Park

SPECIES OF PLANT

- a** SEMIDESERT, WASTELAND
- b** UPSTREAM COMPLEX OF HERBS AND BUSHES
- c** MALLINES
 - c1** Lago Trolope type
 - c2** Piedmont type
 - c3** Type accompanying temporary stream
- d** STEPPE
 - d1** Steppe on volcanic plateau
 - d2** Herbaceous steppe on glacial deposits
 - d3** Bush steppe on glacial deposits
 - d4** Steppe on mountainside
 - d5** Steppe with rock outcrops and lenga forests
- e** MOSAIC OF BUSHES AND STEPPE
 - e1** Mosaic of ñire bushes and steppe
 - e2** Mosaic of ñire and lenga bushes and steppe
 - e3** Mosaic of ñire shrubberies and herbaceous steppe
- f** BUSH
 - f1** Ñire bushes
 - f2** Lenga bushes and new trees
 - f3** Lenga bushes
- h** ARAUCARIA FORESTS
 - h1** Forests formed on herbaceous steppe
 - h2** Dense bushes and forests formed on steppe
 - h3** Forests formed on ñire bushes
 - h4** Forests formed on rock outcrops
- △ Z △** INTENSIVELY DEVELOPED AREAS

Fig. 9-2 Vegetation Map

さらにCopahue州立公園全体の植生は以下の通りである。

当公園の地域は植物地理学的に、Pehuen 地区（亜寒帯地方、亜寒帯領地、南極地区）、亜Andes 地帯（Patagonia、Andes・Patagonia領地、新熱帯地区）南Andes高地（Andes 高地、Andes・Patagonia 熱帯地区）に分類される。

（Cabrera, A. 1976）

植物地理学的に見ると、当公園は南Andes高地からCuyanoへと、亜AndesからPayuniaへと推移する地域であるため重要な地域である。また、アルゼンティンにおけるaraucariaの分布の北限でもある。北Patagonia・Andes山脈の他の地域と異なった生物地理学的特徴と生態地理学的特徴を有することから、公園の生態学的重要性を裏づける生態型と固有種が存在することが考えられる。

*Rodophiala araucana*と*Senecio polyphillus*は州立公園の限定された地域に分布する固有種である。また、*Berberis copahuensis*（めぎ科）は、Neuquén州中央西部と当公園の中に成育する固有種である。*Senecio pseudaspericaulis*（キオン属）と*Adesmia dubia* は、最近州立公園で発見され記録された2種である。M. Correa（1984）は、当地域の特性を考慮し、Copahue公園の植生調査を進めるうちに新たな種を発見していく可能性があると言及している。

ステップ（Patagonia 地域の亜Andes 地区）はこの一帯を支配する植生で、2000 m以下の山腹、台地と谷底に成育している。各種のcoiron, sufrutiz, 灌木、低木が広く成育する一方で、裸地も比較的多い（20～60％）。

準砂漠と荒地は標高2000m以上の西部の高い山腹と Trolope山脈およびPalos Parados山脈の尾根に広がっている、植物被覆率は低いところで30％で、高度が上がるにつれ低くなり、2400m以上の高さには被覆植物がない。

多数の高山mallinesが2000m以上の水源地に成育している。水系付近では植物が繁茂しており、そのまわりの地域には半砂漠とステップ性の植物が入り混じって成育している。各種のcojin、苔、イネ科植物、イグサ科植物、カヤツリグサ科植物、その他の草本性植物が、この草灌木複合体を形成し、その種類の多さ、脆性と水利調整上に果たす役割の観点から重要な要素となっている。高地準砂漠とともに、南Andes高地は、多くの固有種とCuyano高地Andes地区に隣接していることから重視されている。

水系の影響を受けている標高1700m以下の地域と平野部あるいは斜面の緩やかな

地域の土壌には、mallinesが広く成育しており、通常、イグサ科とカヤツリグサ科植物に支配された閉鎖的な草本層に特徴づけられている。

亜南極地帯の典型的なブナ科植物であるñireは、公園のあらゆる台地、山腹、斜面上に単種の藪あるいはステップ性植物とともにモザイクを形成している。これらの藪の多くは、araucariaあるいはlengaの森林火事後に発達した二次植生であろうと推測できる形跡が残っている。lengaというもうひとつのNothofagusは、非常に限定された分布の藪と低木の森林をつくっている。

Araucaria 森林は、Caviahue湖の隣接地とBlanco川の溪谷という限定された地域（公園全面積の約2.5%）にしか成育していないものの、公園では重要な植生である。Photo 9-1, 9-2に公園内の araucariaの植生状況を示す。Araucariaは、アルゼンティンでもChile(Pehuen地区)でも限定された地域にしか分布しないAndes・Patagonia 地域の固有種で、ここの森林がアルゼンティンにおけるaraucaria の北限となっている。1800m以下の露頭岩や斜面上に成育し、純粋な Araucaria araucanaの森林を形成している。森林藪の構造と植物構成に基づいて、草本性ステップに形成された森林、繁茂した藪の上に形成された森林、ñire藪の上に形成された森林と準砂漠性植物が成育する露頭岩上に形成された森林の4つの小グループに分類することができる。

以上、述べた通り、Copahue州立公園の範囲に対象区域を広げるとaraucaria の北限となっていたり、固有種等もいくつかみられる。

これらは後述するように、当発電所ができることによる大気・排水等により、悪影響を与えてはいけないものとして、十分に保護されるべきものである。

(4) 動物

当発電所の計画地点が蒸気井基地も含め、標高約2010m～2050m、植生分類上、ほとんどが準砂漠、荒地、一部が上流域の草本灌木複合体であることを考えれば、州立公園全体の脊椎動物の高度限界が2050mの動物が周辺に生息するとは考えづらいが、周囲の州立公園全体を考えた場合、以下のような脊椎動物に関する調査結果がある。以下「Copahue報告書」からの抜粋である。

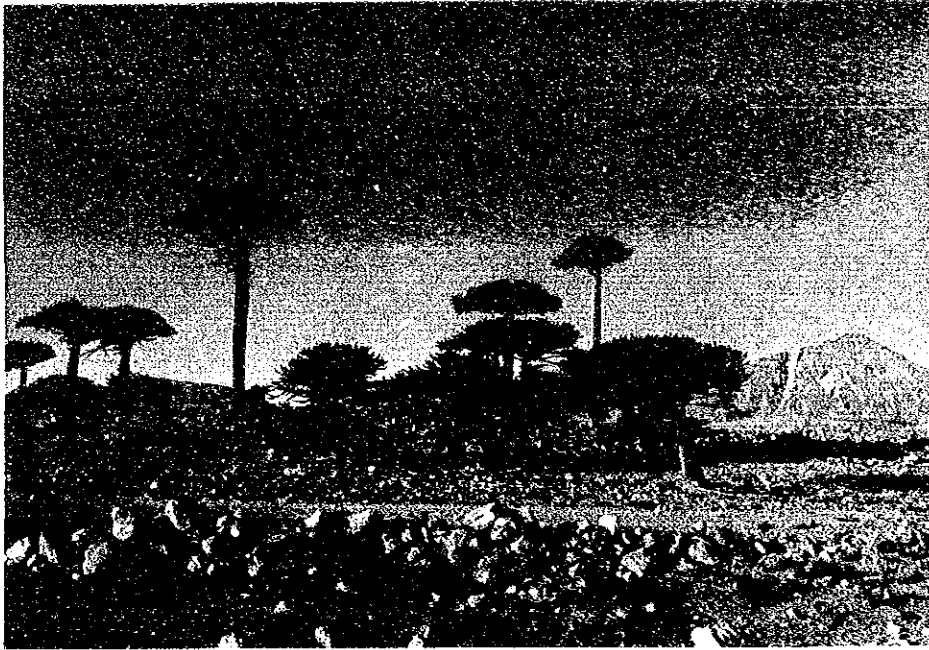


PHOTO 9-1: Vegetation Features of Araucaria Forest In the Copahue Park (1/2)



PHOTO 9-2: Vegetation Features of Araucaria Forest In the Copahue Park (2/2)

『管理計画策定のための作業の一環として行われた現地踏査の期間中に85種の野性脊椎動物が観察された。(中略)

植物の項でも述べたように、当公園は、Andes高地、亜寒帯、Patagoniaの3つの大きな生態地域と、それにChileとの隣接地域独特の要素のいくつかが推移、混合する地帯なので動物学的見地からも関心の高い地域である。

当公園は、*Phymaturus palluma*, *Euneomys* cf. *mordax*、アンデスカモメの*Larus serranus*などのAndes高地に生息する種の南限であると考えられている。特に最後の2種は、Neuquén州で初めて観察された種である。

当公園は、Andes・Patagonia 森林の北限でもある。しかし、これらの要素も徐々に消滅しつつある。この北限は、*Bufo variegatus*, (蛙の一種)*Pleurodema thaul*, *Liolaemus pictus*, *Chloephaga poliocephala*, *Anas specularis*, *Colaptes pitius*, *Xolmis pyrope*その他の種が分布していることで知られている。

同様に、この北限には、*Liolaemus rothi*, *Euneomys* cf. *chinchilloides*などPatagoniaステップの動物もいる。

*Liolaemus coeruleus*などのNeuquén州西部の固有種もいるが、特に重要なのはまだ認識されていない*Stelognathus*属の蛙で、もしかすると州立公園だけに限定して生息する固有種である可能性がある。

最後に、*Liolaemus altissimus*, *Liolaemus lemniscatus*, *Cytenomys maulinus*などChileの中央南部の典型種が入り込んできているが、アルゼンティンのNeuquén州西部の狭い山脈の帯で境されている。

以上に述べた動物種の存在から、さらに詳細な調査が行われれば生物地理学的に類似した種が他にも見つかるだろうと思われる。

国内の多様な生物種の保護に関する方策という観点から、当公園は他の保護区域には見られない生物群や要素を有していることと、その区域はアルゼンティンにおける分布がNeuquén州中央西部に限定されているから非常に重要度の高い地区である。

以上の通り、脊椎動物に限ってみても固有種など保護すべき動物が多いことより、植物と同様に当発電所の存在がこれらの生息を阻害する原因にならぬよう細心の注意が必要である。』

9.2 社会条件

9.2.1 人口

1991年の人口調査によるとCopahue, Caviahue をあわせた人口は 411人（冬期にはそのほとんどがCaviahueに集中し(約400人)、夏期には約100人がCopahue、残りの約300人がCaviahueに住んでいる。

周辺の町の人口及びNeuquén州の人口を以下に示す。

Loncopue	:	3,122 人
Las Lajas	:	3,738 人
Zapala	:	26,379 人
Neuquén 州都	:	169,098 人
Neuquén 州全体	:	385,606 人

9.2.2 産 業

気候的にもまた、岩肌の露出した土地柄からも農業には適さない。夏期の12月にはRio Agrio 沿いの標高1500m前後の州道27号線沿いは数集団の放牧が見られた。温泉を利用した大規模な保養設備がTermas de Copahue とLas Maquinasにあって、夏の間は賑わっているが、これらも冬期は閉鎖される。Lago Agrioの西側には州立を含め数軒のホテルや体育館等の設備があって、特に冬のスキーシーズンには観光客が多い。

9.2.3 アクセス道路

発電所サイトはCaviahue村とCopahue村とを結ぶ道路沿いに位置し、Copahue村へはこの道路に接続して北東のHuecu村からの州道27号線が、Caviahue村までは南西のLoncopue村からの州道26号線が接続している。この2つの道路が発電所サイトの東部で合流し、Copahue村へのアクセス道路となっている。

9.2.4 観光資源

発電所サイト周辺の観光資源はCopahue温泉等温泉施設や、Salto de Agrio(Agrio川の滝)などあり、これらの観光地図を参考として Fig.9-3 に示す。

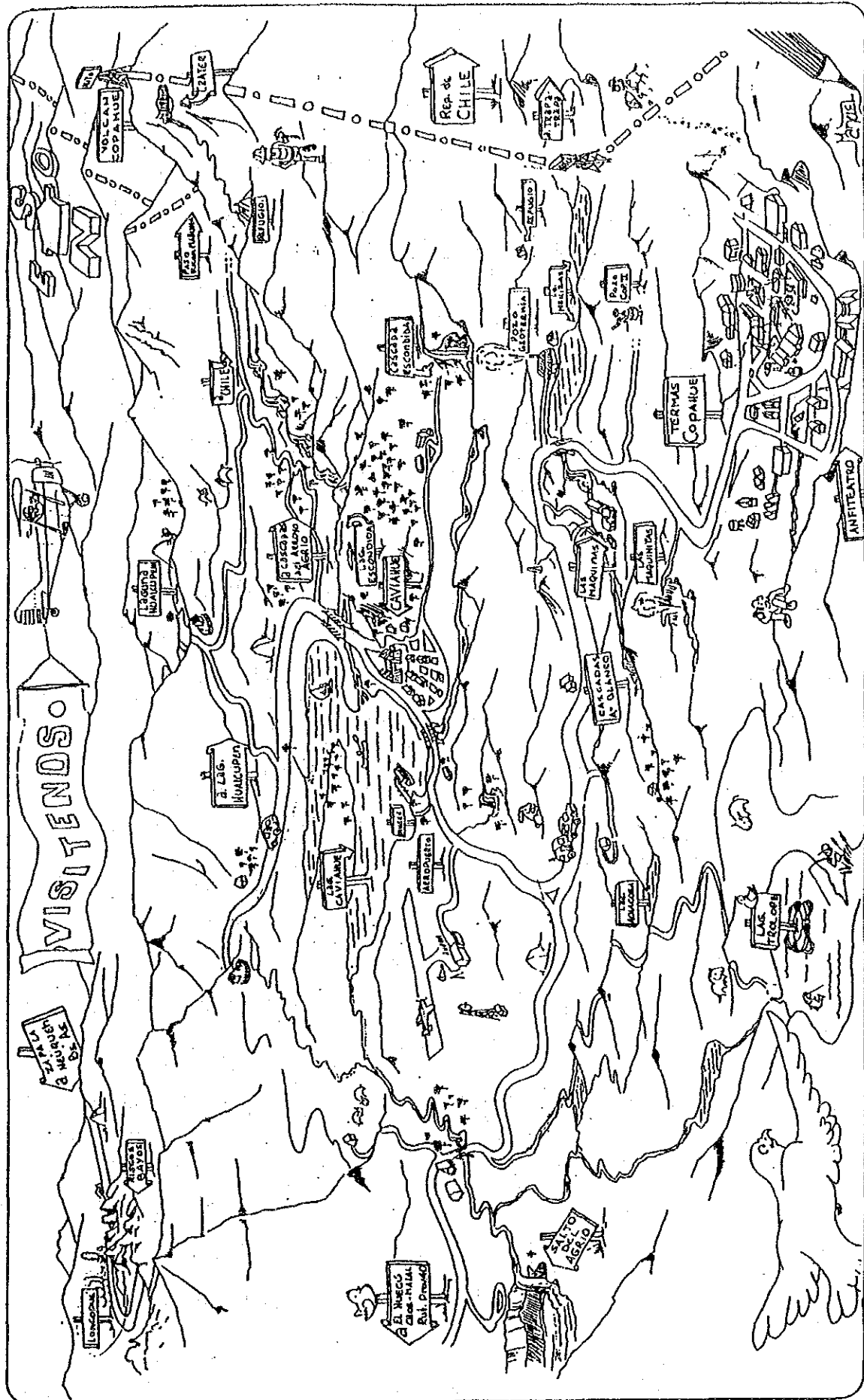


Fig. 9-3 Tourism Map

9.2.5 遺跡とサイト周辺の歴史

(1) 要 旨

当発電所予定地点を含む周辺は Copahue州立公園に含まれていることもあり、現地踏査も含め、考古学調査がなされている。その結果、特にCaviahue村の北東及び南東の谷の周辺に植生するaraucariaの松の実（種）が収穫されたなどの形跡がみられ、その関連として陶器類が見つかった。

しかし、これらは発電所サイトから約3～5 km離れており高低差でも約200～400m離れていることもあり、現在も発電所周辺は冬期には積雪及び強風の為、通常足を踏み入れることもないことから、本格的調査を始めても発電所内には、考古学的価値のある遺跡はないものと予想される。

(2) 調査状況及び得られた知見

1986年にNeuquén州文化局により行われた現地踏査によると、araucariaの木からとれる松の実（種）を穫っていたグループの活動の場として幾つかの考古学的な遺跡が見つかった。この araucariaの松の実はSpain統治以前に、季節的に収穫していた集団にとって経済的に重要な資源になっていたようである。

場所的にはCaviahue村の北西と南西とに位置する Dulce川とJara川のそれぞれの谷間に陶器、パイプ、斧、ひきわり道具などが浅い地層に見つかったことから、このあたりに季節的な宿泊所があったと推測されている。

(3) 文化財保全の提言

場所としては、発電所から最短でも3～4 km離れた比較的温暖な所であるが、上記の宿泊所等の遺跡の調査と保全をし、観光開発と整合性をとりながら、観光資源として育成することも「Copahue 公園の一般計画と管理」レポートで提言されている。

9.3 発電所建設に伴う環境に与える影響

9.3.1 大気環境に与える影響

(1) H₂S の与える影響

当発電所の生産井から噴出する蒸気のうち、大半は水蒸気であるが、特に周囲環境に与える影響の大きいものとして、H₂S（硫化水素ガス）が考えられる。一般にH₂S濃度と人体に及ぼす影響との関係は下表の通りといわれている。

Table 9-1 H₂S濃度と人体に及ぼす影響

H ₂ S質量濃度	人体への影響
0.00003 % (0.3 ppm)	かすかに臭気
0.0010% (10 ppm)	労働衛生許容濃度
0.008~0.016 % (80~160 ppm)	著しい症状なく6hr耐え得る
0.02~0.03% (200~300 ppm)	5~10minで目鼻喉に痛み
0.05~0.07% (500~700 ppm)	亜急性中毒
0.1~0.15% (1,000~1,500 ppm)	直ちに急性中毒、失神、呼吸まひ

Table 9-1の数値は乾きガスの場合とみられるが、蒸気井出口の蒸気を直接吸込んでも直ちに急性中毒症状を起こすことは無く、配管リーク補修の際等には日常経験していることであるが蒸気と共存するガスの場合には人体への影響は大幅に緩和されるものと考えられている。

(2) 当発電所生産井より排出が予想されるH₂S量

当発電所生産井より排出されるH₂S量を推定するためにCOP-3及びCOP-1の最近の蒸気性状を用いる。

まず、COP-3から産出される噴気（乾き度0.92~0.99）は噴気中の88%（質量濃度）が水蒸気で残りの11%（COP-2の場合6~10%）がいわゆる非凝縮ガスである。この非凝縮ガスのうち、そのほとんどの96.9~98%がCO₂であり、H₂Sは0.4~0.3%である（Table 9-2参照）。これよりTable 9-3に示す通り、H₂S濃度を算出すると448ppm~336ppmとなる。COP-1についても同様で678ppmとCOP-3を上回っている。

従って当発電所生産井より発生するガス量は概略700~300ppmと推測される。

TABLE 9-2 Chemical Analysis of Geothermal Fluid from COP-1 and COP-3 Wells

WELL	GAS VAPER RATIO WEIGHT% (VOLUME%) SAMPLING DATE JUNE 1991	CHEMICAL GAS COMPOSITION					
		WEIGHT%		(VOLUME%)			
		SAMPLING DATE		SAMPLING DATE		SAMPLING DATE	
		JUNE 1991		JUNE 1991		OCTOBER 1991	
COP-3	GAS 11.2(5.0)	GAS	98.3 (96.18)	CO ₂	98.0(95.79)	CO ₂	96.9(93.2)
				H ₂ S	0.3(0.39)	H ₂ S	0.4(0.45)
	RESIDUAL GAS 1.7 (3.82)		Ar	0(0.02)	Ar+O ₂	0(0.15)	
			CH ₄	0.2(0.52)	CH ₄	0.4(1.2)	
			H ₂	0(0.93)	H ₂	0.1(1.9)	
			He	0.0(0.00)	He	0.0(0.00)	
			N ₂	1.5(2.35)	N ₂	2.1(3.1)	
	VAPOR 88.8(95.0)						
COP-1	GAS 11.3(5.28)	GAS	97.0 (91.25)	CO ₂	96.4(90.49)		
				H ₂ S	0.6(0.76)		
	RESIDUAL GAS 3.0 (8.75)		Ar	0(0.05)			
			CH ₄	1.3(3.28)			
			H ₂	0.1(2.98)			
			He	0.0(0.00)			
			N ₂	1.6(2.44)			
	VAPOR 88.7(94.72)						

TABLE 9-3 H₂S Content Reduced from the Upper Table

WELL	H ₂ S CONTENT * WEIGHT%, ppm	
COP-3	SAMPLING DATE JUNE 1991	11.2% × 0.3% = <u>336ppm</u>
	SAMPLING DATE OCTOBER 1991	11.2% × 0.4% = <u>448ppm</u>
COP-1	SAMPLING DATE JUNE 1991	11.3% × 0.6% = <u>678ppm</u>

(3) 硫化水素ガスの拡散に伴う地形的、気象的効果

発電所計画地点である通称 Copahue地域には前述の通り、温泉施設(Termas de Copahue内)、或いは大きな湯沼、噴気群等の地熱徴候が存在し、その噴気によってもたらされる硫化水素は大気中にも存在する。

一般に、大気中の硫化水素濃度は天候や地形によって大きく変化するといわれ、盆地状かつ無風状態で、湿度が高い場合には、濃度が高くなる傾向があるといわれている。また風が出ると拡散効果により急速に濃度が低下するともいわれている。

当地点の場合、地形的にはChile国境のある西側に向かって高度が高くなる傾向にあり、大きくみればCopahue火山の中腹に位置している。また、ほぼ4 km離れたAndes山脈の尾根から1年を通して年平均風速21m/sの強風が吹く「風の通り道」となっており、絶好の拡散効果をもった地形と気象に恵まれた地域である。

(4) 硫化水素(H₂S)の減衰

一般に、硫化水素の減衰については、硫黄酸化物とは異なり、比較的速い速度で反応が進むものと考えられており、まず、同時に噴出する水蒸気中の水分の共存により速やかに溶解し、その中の幾分かはH⁺とS²⁻とに分離し、これが水のpHを低下させる。一般にS分があっても直ちにSO_xが生成するものではないとも言われており、大気中に放出されたH₂Sの中の大部分は前述の通りイオン化しつつ、徐々に消費されてゆくものようである。

H₂Sの消費される状況を日本国内の地熱徴候地で実測した例を紹介すると以下の通りである。

Table 9-4 噴気中のH₂S減衰状況

	蒸気噴気口	1 m	2 m	3 m	4 m
生産井 A	270 ppm	80.0	33.0	—	10.0
" B	275.4	162.0	12.1	10.8	14.4
" C	273.6	177.5	94.5	12.4	7.1

Table 9-5 乾きガス中のH₂S減衰状況

空気量	H ₂ S 排気口	1 m	2 m	3 m	4 m
22 m ³ /min	200 ppm	38	30	25	24
"	330	106	100	80	70
"	900	134	152	126	121

この実測データからも推測される通り、乾きガス中のH₂S濃度はその減衰が比較的緩慢である反面、冷却塔から飽和蒸気で希釈して排出する場合には、極めて急速に消耗拡散するものと推定される。

また日本国内の北緯39°、高度530m、平均風速1.9mのある地点での大気中拡散についての検討結果によると、25MW運転時の最高排出濃度を100ppmとすると、計算では最大着地濃度は0.72ppm(3分値)であり、その出現距離は平坦地の場合、5.1 kmとなる。地形が平坦ではないことを与えると、2～3 km近辺山中と推定される。

(5) 結 論

当発電所の生産井より直接に排出されるH₂S濃度は約300～700ppmと推測されるが、排出時はガス量の約90%の水蒸気と共存し、それらの水分により、H₂Sの大部分が鉱物硫黄と水素ガスに分離される中でH₂S濃度は減衰し、平均風速約2 m/sの地域の場合、最大着地濃度は約100分の1以下に減衰している。当地点の場合、年平均風速が20m/sを超えることを考慮すれば、拡散効果により最大着地濃度は相当に減衰することが推定できるといえる。

9.3.2 熱水、凝縮水等の影響

第5章に述べたようにCOP-1.3の坑井から得られる地熱流体の分析結果によると、以下のことが判明した。

(1) 熱水

COP-1については蒸気の産出のみで、熱水は伴わなかった。一方、COP-3については、一時0~0.8t/hの熱水が僅かに出ていたものの、pHは7.7で Cl^- 濃度等は薄く、むしろ蒸気が坑内を上昇する過程で凝縮され、セパレータ内部で伴われた凝縮水が気水分離されたと推測され、本源的な熱水ではない。また、成分的には HCO_3^- 、 B 等の含有率が大きい。

(2) 凝縮水

凝縮水のpHはCOP-1、COP-3の場合、5.6~5.8、主成分は HCO_3^- 、 SO_4^{2-} 、 Cl^- (18 mg/ℓ) 等である。

以上より、熱水は発生したとしても非常に微量で、冷却塔からのオーバーフロー水とともに還元井を利用して地下深部へ還元する。

(3) 一般排水

発電所運用に係わる一般排水としては機器排水、作業排水及び生活排水があるがそれらの量は約10t/日オーダーの少量と推定される。

以上の発電所の概略の取・排水系統図を Fig. 9-4 に示す。

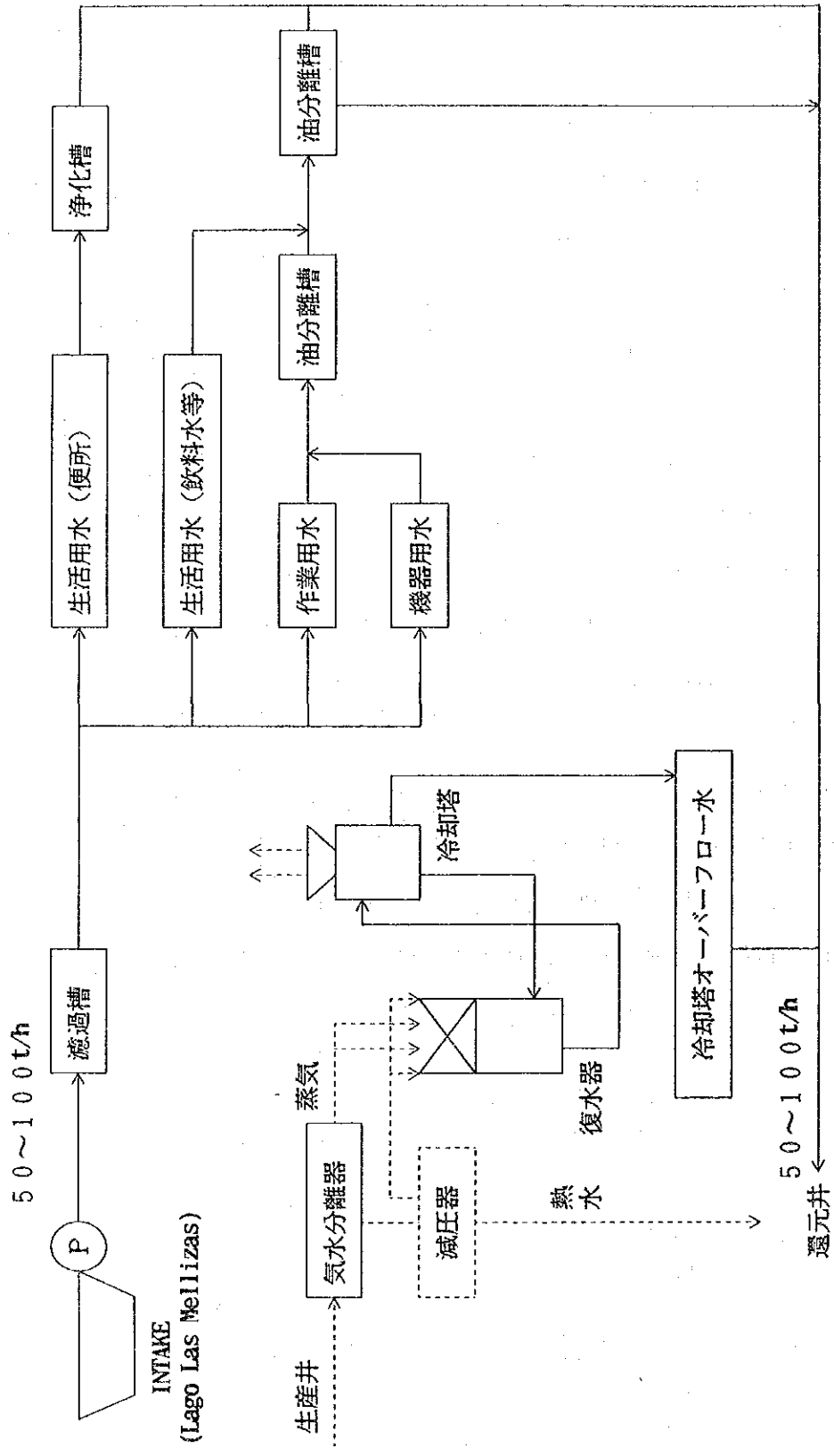


Fig. 9-4 System Diagram of Water Intake/Discharge

9.3.3 騒音の影響

当発電所及び関連施設から発生する主要騒音源及び日本国内でのある発電所（70年代後半運開）の騒音レベル例は以下の通りである。

主要騒音源の種類			騒音レベル（ホン）
発電所	本館建屋	蒸気タービン	70（壁面）
		発電機	
		ガス抽出器	
		雑用空気圧縮機	
設備	外	冷却塔ファン	80
		冷却塔散水音	90
		主変圧器	75
		気水分離器	70
蒸気設備		生産井	51

注：騒音レベルは機械より1m離れた位置の値である。

9.3.4 環境保全のための対策

(1) 大気に与える影響の緩和

9.3.1で述べた通り、大気中へのH₂Sの影響を極力抑えるために、復水器から抽出されたガスは冷却塔ファン出口に導き、大量の排出空気により混合希釈し大気拡散を図る。

(2) 排水の水質が周辺環境に与える影響の緩和

排水は、冷却塔及び復水器を循環する中で凝縮される水が対象となるが、約8kmの排水管で発電所からLago Las Mellizas南の谷部を南下し酸性度の高いLago Agrio (Caviahue)に導く案は、なだれ等の気象条件により管が破断する可能性もあり、その場合、Caviahue部落の飲料水の供給源であるDulce川に流れ込む危険も

生ずる。

従って、生産井で蒸気産出が不調な井戸を利用するか、新たに還元井を掘るなどして、排出水の地下深部への還元も考える必要がある。

また、発電所運用に係わる機器、作業及び生活排水等の一般排水は浄化槽、油分離槽を設置し、これらを通して還元井等を利用し地下に注入するなどして、地上の水質環境に対して影響を与えないこととする。

(3) 騒音対策

当発電所計画地点は山岳地帯に存し冬期は閉鎖されるというものの、約500m離れてLas Maquinas保養施設、及び約1500m離れてCopahue温泉部落があり、観光客に対する配慮も含め、発電所、生産井等に対して騒音削減対策を講じることが必要である。

(a) 蒸気系統

① 各坑口にサイレンサーを設置し、蒸気を大気放出する場合の噴出音の低減化を図る。

② ウォーミング用放出管及び安全弁の放出管等をサイレンサーに接続する。

(b) プラント補機

・冷却水循環ポンプを発電所本館内に設置する。

(c) 冷却塔

・ファンの回転数を低くし、騒音レベルの低減を図る。

(d) その他

・防音壁スペースを冷却塔前面や主要変圧器周辺に確保する。

(4) 周囲の温泉等への影響

当発電所計画地点の周囲には、Termas de Copahue(Copahue温泉)、Las Maquinasなど、地熱徴候を利用した温泉治療、保養施設があり、地熱発電所を建設した際の周囲の施設への影響が懸念される。

一方、第5章で述べた通り、当発電所計画地点の周囲では1976年よりCOP-1（深さ1414m）、1986年よりCOP-2（深さ1241m）が掘削され、噴気試験も行なわれた。また今回調査により行なわれたCOP-3の掘削も1988年～1991年にかけて深さ1065m

まで掘削され、噴気試験が1991年6月に開始され長期噴気試験が継続されたまま、現在に至っている。

これらの調査井が掘削されCOP-3の噴気状況が続いている中でも周囲の温泉等施設、湯沼、噴気群等の湧出量、泉温、噴気状況等に特段の変化が生じていないことを考えれば、今後も発電所を建設し、生産井を地下深部まで掘削したとしても周辺温泉等、天水に近い地表水又は浅部地下水系に与える影響はほとんどないものと考えられる。

(5) 景観対策

観光上の景観面に対する環境保全の立場から、構造物の高さをなるべく低いものとし、色彩も周囲環境と調和した配色とするよう配慮する。

(6) 発電所建設工事中の環境対策

発電所建設工事中の土木、建築、機器据付、ボーリング工事等に伴う水質汚濁、騒音、資機材輸送等が周辺及び道路交通環境に与える影響に対しても十分な軽減対策を講ずる。

第10章 經濟・財務評估

第10章 経済・財務評価

目次

	頁
10.1 経済評価	10-1
10.1.1 経済評価の方法	10-1
10.1.2 本計画の経済的費用	10-3
10.1.3 本計画の経済的便益	10-5
10.1.4 経済評価	10-8
10.1.5 感度分析	10-10
10.2 財務評価	10-11
10.2.1 財務評価の方法	10-11
10.2.2 財務的費用および便益	10-11
10.2.3 財務評価	10-11
10.3 総合評価	10-17
10.3.1 発電原価	10-17
10.3.2 総合評価	10-17

List of Tables

Table 10-1	Financial and Economic Cost of the Project
Table 10-2	Alternative Thermal Power Plant
Table 10-3	Economic Cost and Benefit Flow
Table 10-4	Sensitivity Analysis
Table 10-5	Financial Analysis
Table 10-6	Fund Requirement and Repayment Schedule
Table 10-7	Profit and Loss Statement
Table 10-8	Cash Flow
Table 10-9	Unit Generation Cost

List of Figure

Fig. 10-1	Flow Chart of Economic Evaluation
-----------	-----------------------------------

第10章 経済・財務評価

10.1 経済評価

10.1.1 経済評価の方法

(1) 基礎的考察

一般に、開発プロジェクトの経済評価は、そのプロジェクトが実現した場合、実現しなかった場合に比較して、当該国の社会経済全体に対してどれだけのインパクトを与えるかを測定する事を目的としている。

経済評価には、通常、そのプロジェクト自体が生み出す便益と費用を「割引現金フロー法」を用いて算出した純現在価値、便益・費用比率および経済的内部収益率等の指標が用いられる。

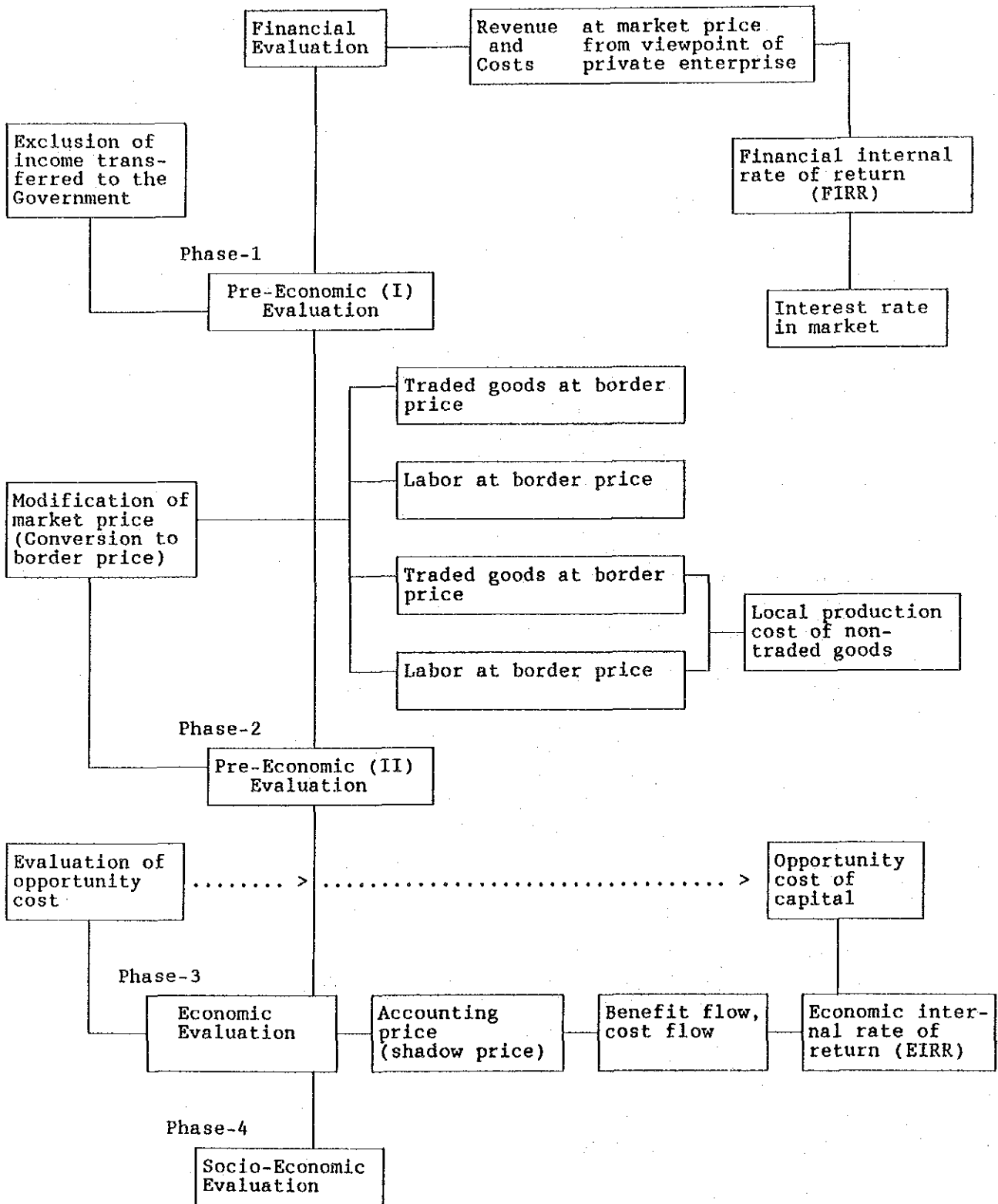
プロジェクトの便益・費用を求める場合、市場価格には、租税、補助金、輸入規制、関税、公共料金、最低賃金制等様々な政策的介入や独占価格によるひずみが存在するので、これらの市場価格を真の便益と費用に変換することが必要である。世界銀行等においては、この解決策として国際市場価格を用いて、プロジェクトにかかる便益と費用を評価する方法が採用されている。

世界銀行をはじめ国際金融機関において採用されている経済評価手法は、凡ね次のプロセスを経て行われる。

- Phase - 1 市場価格から国内所得移転項目を排除する。
- Phase - 2 市場価格から貿易財、非貿易財、熟練労働、非熟練労働等各項目別に計算価格への変換を行う。
- Phase - 3 計算価格によって内部収益率を求め、これと当該国の資本の機会費用と比較して評価する。
- Phase - 4 更に進んで、国民の貯蓄・所得配分を考慮した社会経済的評価を行う。

本計画の経済評価では、Phase -3 までのプロセスをふむこととする（Fig.10-1 参照）。

Fig. 10-1 Flow Chart of Economic Evaluation



(2) 評価手法

電力開発プロジェクトの経済評価では、長期限界費用法や料金体系を用いて、当該プロジェクト自体に帰属する「便益」を計測する方法が本来的である。しかし、このような「便益」の計上が困難な場合、当該計画と同一の効果をもたらす代替プロジェクトの「費用」の節約をもって、当該計画の「便益」とみなす手法が一般に使用されている。本計画においてもこの「代替設備アプローチ法」を採用することとし、本計画と同等の発生電力量を有するガスタービン発電設備を代替発電設備として設定した。

本計画の建設費、運転維持費を「費用」とし、代替案のそれを「便益」とし、上記(1)で述べた純現在価値(B-C)、便益・費用比率(B/C)および経済的内部収益率(EIRR)を求めることにより経済的分析を行うこととする。

(3) 経済的費用化変換係数

プロジェクトの便益・費用を評価する場合、プロジェクトにかかる財およびサービスの市場価格を国境価格に変換する必要がある。単純化して表現すると、輸入財の国境価格は、荷揚港におけるCIF価格、輸出財は積出港のFOB価格となる。

国境価格を求めるための変換係数は、主要輸出入品の額と輸入関税、輸出補助金、輸入規制の荷重平均値の比例から求められるが、主要輸出入品の総額から求められた標準変換係数は、国際市場価格と国内価格のひずみを示す一般的な指標として用いられる。標準変換係数の他に、消費財、中間財、資本財のそれぞれの変換係数と労務費については、影の賃金率を用いることにより国境価格が求められる。

しかし、これら諸係数を省略しても大きい誤差はないと考えられるので、本計画の経済評価においては、標準変換係数のみを適用することによって経済的費用を求めることとする。この標準変換係数は、アルゼンティンで使用されている係数で、外貨ポーションは1.0、内貨ポーションは0.8を採用する。

10.1.2 本計画の経済的費用

本計画の経済的費用は「第8章 建設工事」(概略工事費)の項で記述されている財務的費用(市場価格により積算)を基に、10.1.1(3)項で述べた標準変換係数を適用して得られたものである。(Table 10-1参照)

Table 10-1 Financial and Economic Cost of the Project

FINANCIAL COST		(unit: 1,000US\$)					
YEAR		1	2	3	4	5	TOTAL
Drilling	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	1,206	2,412	2,412	1,206	1,206	8,442
Land	FC	0	0	0	0	0	0
Reclamation	DC	0	0	220	0	0	220
Camp	FC	0	0	0	0	0	0
Facilities	DC	600	598	0	0	0	1,198
Powerhouse	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	0	0	0	3,390	400	3,790
Other	FC	0	0	0	0	0	0
Civil Works	DC	0	0	0	600	230	830
Elec.-Mecha.	FC	0	0	1,946	0	11,024	12,970
Equipment	DC	0	0	0	2,500	11,550	14,050
Transmission Line	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	0	0	0	3,544	4,000	7,544
Subtotal	FC	0	0	1,946	0	11,024	12,970
	DC	1,806	3,010	2,632	11,240	17,386	36,074
Indirect Cost	FC	46	50	655	684	684	2,119
	DC	54	60	785	819	819	2,537
TOTAL	FC	46	50	2,601	684	11,708	15,089
	DC	1,860	3,070	3,417	12,059	18,205	38,611

ECONOMIC COST		(unit: 1,000 US\$)					
YEAR		1	2	3	4	5	TOTAL
Drilling	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	965	1,930	1,930	965	965	6,754
Land	FC	0	0	0	0	0	0
Reclamation	DC	0	0	176	0	0	176
Camp	FC	0	0	0	0	0	0
Facilities	DC	480	478	0	0	0	958
Powerhouse	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	0	0	0	2,712	320	3,032
Other	FC	0	0	0	0	0	0
Civil Works	DC	0	0	0	480	184	664
Elec.-Mecha.	FC	0	0	1,946	0	11,024	12,970
Equipment	DC	0	0	0	2,000	9,240	11,240
Transmission Line	FC	0	0	0	0	0	0
	DC	0	0	0	2,835	3,200	6,035
Subtotal	FC	0	0	1,946	0	11,024	12,970
	DC	1,445	2,408	2,106	8,992	13,909	28,859
Indirect Cost	FC	46	50	655	684	684	2,119
	DC	44	48	628	655	655	2,030
TOTAL	FC	46	50	2,601	684	11,708	15,089
	DC	1,488	2,456	2,733	9,647	14,564	30,889
FC+DC		1,534	2,506	5,335	10,331	26,272	45,978

なお、保守・運転維持費は生産井掘削を除く土木工事、電気機器、送電線建設の各項目の経済的工事費に2.5%をかけあわせることにより算出した。

発電所	3,032
その他土木工事	664
電気機器	24,210
送電線	6,035
合計	$33,941 \times 2.5\% = 849 \times 10^3 \text{ US\$}$

また、追加蒸気生産井掘削は減衰率を考慮し、年経費として各年次毎の費用を以下の通り算出した。

$$1 \sim 2 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 15\% \times 0.8 = 1,013 \times 10^3 \text{ US\$}$$

$$3 \sim 5 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 8\% \times 0.8 = 540 \times 10^3 \text{ US\$}$$

$$6 \sim 30 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 3\% \times 0.8 = 203 \times 10^3 \text{ US\$}$$

10.1.3 本計画の経済的便益

(1) 代替発電設備の選定

前述した通り本計画の経済的便益を代表させる代替電源として天然ガスを使用するガスタービン火力発電設備を選定した。

ガスタービン火力設備を選定した理由は次の通りである。

- a) Neuquén州に天然ガスが豊富に産出されること。
- b) Filo Molado地点にベースロード火力としてガスタービンを設置している実績があること。
- c) 国のエネルギー政策で天然ガスの使用拡大を図っていること。

今回の検討に当たって代替火力発電設備はZapala市の北東約60kmにあるEl Mangrulloに設置することとし、燃料である天然ガスも同地で産出されるものを使用する。本計画と代替電源を比較する地点は共に発電所から最寄りのEPENの132kVループ系統に接続される既設変電所入口とした。すなわち本計画の発生電力が送られるLoncopue変電所および代替電源の発生電力が送られるZapala変電所における受電電力量を同一のものと仮定して比較を行うこととした。

(2) 代替発電設備諸元

本計画と同等のサービスを提供しうる代替火力発電設備の諸元を Table 10-2 に示す。

Table 10-2 Alternative Thermal Power Plant

Item	Alternative Project (Gas turbine plant)	The Project (Geothermal plant)
Installed Capacity	32,500 kW (16,250kW×2units)	30,000 kW (30,000kW×1unit)
Utilization Factor	75 %	85 %
Plant Service Factor	2 %	6 %
Annual Energy Production	209.13 GWh	209.98 GWh
Transmission Loss **	2.55 GWh	3.42 GWh
Annual Available Energy	206.58 GWh	206.58 GWh
Service Life	15 years	30 years
Transmission Line	El Mangrullo-Zapala (60km)	Copahue-Loncopue (80km)

Note*) Transmission Loss : $3 \times (\text{Average Current})^2 \times 0.0949 \times (\text{Line Length})$
 $\times 8,760 \text{ h} \times 10^{-9} \text{ GWh}$

Average Current for the Project

$$\frac{210 \times 10^9}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3 \times 0.8 \times 8,760} = 131.1$$

Average Current for the Alternative

$$\frac{209 \times 10^9}{\sqrt{3} \times 132 \times 10^3 \times 0.8 \times 8,760} = 130.52$$

(3) 代替火力発電計画費用

a) 建設費

unit: 1000US\$

	財務的費用		経済的費用	
	外貨	内貨	外貨	内貨
発電設備	17,140	0	17,140	-
その他	0	10,000	-	8,000
屋外開閉所	0	2,500	-	2,000
送電線	0	3,620	-	2,896
合計	17,140	16,120	17,140	12,896

b) 運転、保守維持費

— 発電設備	$17,140 \times 5\% \times 1.0 = 857$
	$10,000 \times 5\% \times 0.8 = 400$
— 送変電設備	$6,120 \times 2\% \times 0.8 = 98$
合計	$1,355 \times 10^3 \text{ US\$}$

c) 燃料費

— 燃料単価	$0.0358 \text{ US\$/m}^3$
— 年間所要燃料	$\frac{213.4 \text{ MWh} \times 860 \text{ kcal/kWh}}{9,300 \text{ kcal/Nm}^3 \times 0.32} = 61,668,000 \text{ m}^3/\text{年}$
— 燃料費	$0.0358 \text{ US\$/m}^3 \times 61,668,000 \text{ m}^3/\text{年} = 2,207,700 \text{ US\$/年}$

なお、燃料費については以下の理由により現行単価を国境価格とみなして計算を行うこととした。

アルゼンティン特にNeuquén州には天然ガスが豊富に埋蔵されており、国内自給を達成している。(Boliviaからは政治的理由により輸入を継続しているがこれは除外する。)現在のところ輸出はされていないが、Chile, Brazil, Uruguay等隣接国への輸出が計画されている。従って輸出可能財であることもあわせて標準変換係数は1.0を適用することとした。

10.1.4 経済評価

本計画では純現在価値、便益費用比率、経済的内部収益率の3指標を用いて経済評価を行った。その結果、いずれも経済的に本計画が成立することが判明した。

(1) 純現在価値 (B-C) および便益費用比率 (B/C)

プロジェクト・ライフ期間における本計画の経済的費用・便益のフローを Table 10-3 に示す。割引率10%での計画初年次における本計画費用の総現在価値額 (C) は $38,304 \times 10^3$ US\$ と計算される。同様に便益 (代替火力費用) の総現在価値額 (B) は $42,281 \times 10^3$ US\$ と計算される。従って純現在価値および便益費用比率は以下の通りとなる。

$$\text{— 純現在価値 (B-C) : } 42,281 - 38,304 = 3,977 \times 10^3 \text{ US\$}$$

$$\text{— 便益費用比率 (B/C) : } 42,281 / 38,304 = 1.10$$

上記指標が示すように本計画と同等のサービスを提供しうる代替火力設備を設置するよりも本計画を建設、運転する方が費用が少額であるので優位であるといえる。

(2) 経済的内部収益率 (EIRR)

本計画および代替火力設備の投下費用の計画初年次における現在価値の総計が等しくなるような割引率は12.67%である。この値はアルゼンティン国における資本の機会費用12%を超えており、本計画は経済的に投資に値する計画であると判断される。

Table 10-3 Economic Cost and Benefit Flow

No.	Economic Cost Flow				Economic Benefit Flow				B-C
	Investment	O & M	Well Drill	Total	Investment	O & M	Fuel Cost	Total	
1	1,534			1,534				0	-1,534
2	2,506			2,506				0	-2,506
3	5,335			5,335				0	-5,335
4	10,331			10,331	6,448			6,448	-3,883
5	26,272			26,272	23,588			23,588	-2,684
6		849	1,013	1,862		1,355	2,208	3,563	1,701
7		849	1,013	1,862		1,355	2,208	3,563	1,701
8		849	540	1,389		1,355	2,208	3,563	2,174
9		849	540	1,389		1,355	2,208	3,563	2,174
10		849	540	1,389		1,355	2,208	3,563	2,174
11		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
12		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
13		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
14		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
15		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
16		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
17		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
18		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
19		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
20		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
21		849	203	1,052	21,140	0	0	21,140	20,088
22		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
23		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
24		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
25		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
26		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
27		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
28		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
29		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
30		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
31		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
32		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
33		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
34		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
35		849	203	1,052		1,355	2,208	3,563	2,511
Total	45,978	25,470	8,721	80,169	51,176	39,295	64,032	154,503	74,334
Present Value		8%		42,828				51,584	8,756
		10%		38,304				42,281	3,977
		12%		34,589				35,395	806

KIRR 12.67%
 B/C 8% 1.20
 10% 1.10
 12% 1.02

10.1.5 感度分析

感度分析として以下の3ケースを想定して分析を行なった。

ケース1：本計画建設費が5%上昇した場合。

ケース2：本計画建設費が10%上昇した場合。

ケース3：本計画建設費および代替案燃料費がそれぞれ5%上昇した場合。

感度分析の結果をTable 10-4 に示す。

Table 10-4 Sensitivity Analysis

	EIRR	B - C			B / C		
		12%	10%	8%	12%	10%	8%
Original	12.67	806	3,977	8,756	1.02	1.10	1.20
Case 1	11.29	-927	2,059	6,610	0.97	1.05	1.15
Case 2	10.06	-2,685	111	4,432	0.93	1.00	1.09
Case 3	11.67	-434	2,688	7,431	0.99	1.07	1.17

以上からEIRRだけをみると資本の機会費用（12%）を下廻ることになるが、B - C、B / Cの点から判断すると、割引率10%以下の場合全てのケースでプロジェクトが成立するといえる。

10.2 財務評価

10.2.1 財務評価の方法

本計画の財務評価は計画を実現するために投下される資本および維持管理費、技術管理等、一切の費用を市場価格で示したキャッシュ・フローおよび本計画が生産する電気の販売収入から求めた便益のキャッシュ・フローを作成し、割引現金フロー法により財務的内部収益率（FIRR）を求めることにより行う。あわせて資金返済計画も作成する。

10.2.2 財務的費用および便益

(1) 本計画の財務的費用

本計画の財務的費用は「第8章 建設工事」（概略工事費）の項で記述されている財務的費用を使用した（Table 10-1 参照）。なお、保守・運転維持費は生産井掘削を除く土木工事、電気機器、送電線建設の各項目に2.5%をかけあわせることにより算出した。また、追加井掘削は減衰率を考慮し、年経費として各年次毎の費用を以下の通り算出した。

$$1 \sim 2 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 15\% = 1,266 \times 10^3 \text{ US\$}$$

$$3 \sim 5 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 8\% = 675 \times 10^3 \text{ US\$}$$

$$6 \sim 30 \text{ 年目} \quad 8,442 \times 3\% = 253 \times 10^3 \text{ US\$}$$

(2) 本計画の財務的便益

本計画の財務的便益は電力料金収入である。料金収入はEPENの平均売電単価0.044 US\$/kWhを用いて算出することとする。評価地点はLoncopue変電所入口とする。本計画のプロジェクトライフ間の年間有効発生電力量（206,580MWh）を販売可能電力量とし、前述の単価を用いて本計画の財務的収入を算定する。

10.2.3 財務評価

(1) 財務的内部収益率

本計画の財務的キャッシュフローを Table 10-5 に示す。本計画の投下費用および売電収入の計画初年次における現在価値の総計が等しくなるような割引率は12.33%である。従って、予想借入金の利率8%に比較して財務的見地からみて健全であると評価できる。

Table 10-5 Financial Analysis

(unit: 1,000 US\$)

No.	COST			Total	BENEFIT	B-C
	Investment	O & M	Well Drill			
1	1,906			1,906	0	-1,906
2	3,120			3,120	0	-3,120
3	6,018			6,018	0	-6,018
4	12,743			12,743	0	-12,743
5	29,913			29,913	0	-29,913
6		980	1,266	2,246	9,089	6,843
7		980	1,266	2,246	9,089	6,843
8		980	675	1,655	9,089	7,434
9		980	675	1,655	9,089	7,434
10		980	675	1,655	9,089	7,434
11		980	253	1,233	9,089	7,856
12		980	253	1,233	9,089	7,856
13		980	253	1,233	9,089	7,856
14		980	253	1,233	9,089	7,856
15		980	253	1,233	9,089	7,856
16		980	253	1,233	9,089	7,856
17		980	253	1,233	9,089	7,856
18		980	253	1,233	9,089	7,856
19		980	253	1,233	9,089	7,856
20		980	253	1,233	9,089	7,856
21		980	253	1,233	9,089	7,856
22		980	253	1,233	9,089	7,856
23		980	253	1,233	9,089	7,856
24		980	253	1,233	9,089	7,856
25		980	253	1,233	9,089	7,856
26		980	253	1,233	9,089	7,856
27		980	253	1,233	9,089	7,856
28		980	253	1,233	9,089	7,856
29		980	253	1,233	9,089	7,856
30		980	253	1,233	9,089	7,856
31		980	253	1,233	9,089	7,856
32		980	253	1,233	9,089	7,856
33		980	253	1,233	9,089	7,856
34		980	253	1,233	9,089	7,856
35		980	253	1,233	9,089	7,856
Total	53,700	29,388	10,891	93,979	272,670	178,691

NPV 8% 19,386

10% 8,244

12% 934

FIRR 12.33%

(2) 資金返済計画

一般に電力設備を建設する場合、初期投資期間中に巨額の先行投資が必要とされ、その投資の見返りとしての収入は、建設が完了して開始される。資本の回収期間は、一般の耐久消費財とくらべてかなり長い。したがって、投下資金は、低利で据置き期間が長く、かつ返済期間が長い融資条件を備える場合が多い。

本計画実現に必要な資金の調達は、その可成の部分を国際金融機関から、残りを国内金融機関から借入れることとし、EPENと協議の結果、以下の融資条件を設定して融資返済計画を策定する。

金利 : 外貨・内貨とも8%とする。

但しコミットメント・チャージは考慮しない。

償還方法 : 外貨・内貨とも工事期間据置。

15年元利均等償還。

その他の条件は以下の通りとする。

— 関税その他

建設費には関税および公租公課は含まれない。

— 減価償却

耐用年数を30年とし、定額償却法を用い残存価格はゼロとする。

— 運転維持費

建設費（一部）の2.5%とする（10.2.2 (1)項参照）。

— 追加井掘削費

年経費として15%～3%とする（10.2.2 (1)項参照）。

— 物価上昇

費用は1991年ベースで計上し、エスカレーションは一切見込んでいない。

— 収入

9,089,000US\$/年（10.2.2(2)項参照）。

Table 10-6 に資金返済計画、Table 10-7 に損益計算書、Table 10-8 にキャッシュ・フローを示す。

Table 10-6 Fund Requirement and Repayment Schedule

(unit: 1,000 US\$)

No.	FUND REQUIREMENT				REPAYMENT SCHEDULE														
	Foreign	Domestic	Total	Total	Foreign Currency				Domestic Currency										
					Interest	Principal	Total	Balance	Interest	Principal	Total	Balance							
1	32	1,874	1,906	(1)															
2	35	3,085	3,120	(4)															
3	2,401	3,617	6,018	(108)															
4	475	12,268	12,743	(230)															
5	11,499	18,414	29,913	(630)															
6				1,228	512	1,739	14,442	3,337	1,391	4,727	39,258								
7				1,184	555	1,739	13,375	3,219	1,509	4,727	37,867								
8				1,137	602	1,739	12,773	3,090	1,637	4,727	36,359								
9				1,086	653	1,739	12,120	2,951	1,776	4,727	34,722								
10				1,030	709	1,739	11,411	2,800	1,927	4,727	32,948								
11				970	769	1,739	10,642	2,637	2,091	4,727	31,019								
12				905	835	1,739	9,807	2,459	2,269	4,727	28,928								
13				834	906	1,739	8,902	2,256	2,461	4,727	26,659								
14				757	982	1,739	7,919	2,057	2,671	4,727	24,198								
15				673	1,066	1,739	6,853	1,830	2,898	4,727	21,527								
16				583	1,157	1,739	5,697	1,583	3,144	4,727	18,629								
17				484	1,255	1,739	4,442	1,316	3,411	4,727	15,485								
18				378	1,362	1,739	3,080	1,026	3,701	4,727	12,074								
19				262	1,477	1,739	1,603	712	4,016	4,727	8,373								
20				136	1,603	1,739	0	370	4,357	4,727	4,357								
21											0								
Total	14,442	39,258	53,700	11,645	14,442	26,087		31,654	39,258	70,912									

Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Table 10-7 Profit and Loss Statement

(unit: 1,000 US\$)

No.	Operating Revenue (A)	Operating Expenses		Total (B)	Operating Income (C)=A-B	Financial Expenses*			Total* (D)	Net Income (E)=C-D
		O & M	Well Drilling			Depreciation	F.C.	D.C.		
1							(1)	(80)	(81)	
2							(4)	(290)	(294)	
3							(108)	(575)	(683)	
4							(230)	(1,250)	(1,480)	
5							(739)	(2,554)	(3,293)	
6	9,090	980	1,266	1,981	4,227	4,863	1,228	3,337	4,565	298
7	9,090	980	1,266	1,981	4,227	4,863	1,184	3,219	4,403	460
8	9,090	980	675	1,981	3,636	5,454	1,137	3,090	4,227	1,227
9	9,090	980	675	1,981	3,636	5,454	1,086	2,951	4,037	1,417
10	9,090	980	675	1,981	3,636	5,454	1,030	2,800	3,830	1,624
11	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	970	2,637	3,607	2,269
12	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	905	2,459	3,364	2,512
13	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	334	2,266	3,100	2,776
14	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	757	2,057	2,814	3,062
15	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	673	1,830	2,503	3,373
16	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	583	1,583	2,166	3,710
17	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	484	1,316	1,800	4,076
18	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	378	1,026	1,404	4,472
19	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	262	712	974	4,902
20	9,090	980	253	1,981	3,214	5,876	136	370	506	5,370
Total	136,350	14,700	7,087	29,715	51,502	84,848	11,647	31,653	43,300	41,548

*Note: Figures in parentheses are I.D.C.

Table 10-8 Cash Flow

(unit: 1,000 US\$)

No.	Cash Inflow				Cash Outflow					Balance		
	Fund Re- quirement:	Net Income	Depreci- ation	Total	Construc- tion cost	Principal Repayment			I.D.C.	Total	Yearly	Accumu- lation
						F.C.	D.C.	Subtotal				
1	1,906			1,906	1,906				81	1,987	-81	-81
2	3,120			3,120	3,120				294	3,414	-294	-375
3	6,018			6,018	6,018				683	6,701	-683	-1,058
4	12,743			12,743	12,743				1,480	14,223	-1,480	-2,538
5	29,913			29,913	29,913				3,293	33,206	-3,293	-5,831
6		298	1,981	2,279		512	1,391	1,902		1,902	377	-5,454
7		460	1,981	2,441		555	1,509	2,064		2,064	377	-5,077
8		1,227	1,981	3,208		602	1,637	2,239		2,239	969	-4,108
9		1,417	1,981	3,398		653	1,776	2,430		2,430	968	-3,140
10		1,624	1,981	3,605		709	1,927	2,636		2,636	969	-2,171
11		2,269	1,981	4,250		769	2,091	2,860		2,860	1,390	-781
12		2,512	1,981	4,493		835	2,269	3,103		3,103	1,390	609
13		2,776	1,981	4,757		906	2,461	3,367		3,367	1,390	1,999
14		3,062	1,981	5,043		982	2,671	3,653		3,653	1,390	3,389
15		3,373	1,981	5,354		1,066	2,898	3,964		3,964	1,390	4,779
16		3,710	1,981	5,691		1,157	3,144	4,301		4,301	1,390	6,170
17		4,076	1,981	6,057		1,255	3,411	4,666		4,666	1,391	7,561
18		4,472	1,981	6,453		1,362	3,701	5,063		5,063	1,390	8,951
19		4,902	1,981	6,883		1,477	4,016	5,493		5,493	1,390	10,341
20		5,370	1,981	7,351		1,603	4,357	5,960		5,960	1,391	11,732
Total	53,700	40,535	29,715	123,950	53,700	14,442	39,258	53,700	5,831	113,231	10,719	24,919

10.3 総合評価

10.3.1 発電原価

本計画により発電される電気の発電原価をアルゼンティン国エネルギー庁で使用されている方式にて試算した。その結果0.0365US\$/kWhとなった。(Table 10-9 参照)

なお試算条件は次の通りである。

— 初期投資額	:	} 1991年ベースの経済的費用 (割引率10%) (ただし標準変換係数は使用しない。金利も含まない)
— 保守運転維持費	:	
— 追加井掘削費	:	
— 年間発生電力量	:	210GWh

10.3.2 総合評価

本計画は経済的内部収益率 (EIRR) が12.67%とアルゼンティン国の機会費用 (12%) を上廻っている。また、財務的内部収益率 (FIRR) も12.33%と予想借入金利の8%を超えている。発電原価の面からみても0.0365US\$/kWhと売電単価の0.044US\$/kWhを大きく下廻っている。以上から本計画は経済的・財務的に充分成立することが確認された。

これに加え、本計画の開発に伴ない派生する間接的効果もいくつか挙げられる。ただし、これらは数量化が困難なため、上記解析では考慮されていない。即ち、

- (a) 石油代替のための新エネルギー源の開発促進に役立つ。
- (b) アルゼンティン国はもとより、南米で最初の本格的な地熱発電所となるため、本計画の建設・運転・保守を通じて地熱発電技術の習得が行われ、南米の国々に対して技術の普及・伝播が可能となる。
- (c) Caviahue - Copahueを中心とする本計画周辺地区の地域振興に寄与する。
- (d) EPENの電力系統の最末端である Caviahue - Copahue の電力供給の質、信頼度の向上に寄与する。(現在は同地域の地理的特性から気象状況は厳しく、特に冬の降雪、着水、強風を原因とする送電線の事故による停電がかなりの頻度で発生し打撃を受けている。)

以上の間接的効果も考慮し、本計画は経済・財務・社会的に開発を促進するに値する計画であるということか結論づけられる。

Table 10-9 Unit Generation Cost

Unit	Discount Rate																			Total				
	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13		14	15	16	17
Initial Investment	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Operation & Maintenance	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Additional Well Drilling	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Total Cost	1.906	3.120	6.502	10.243	31.929	2.246	2.246	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655	1.655
Present Value in 1991	1000US\$	2.836	5.374	7.696	21.888	1.395	1.268	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349	349
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	1.906	4.742	10.116	17.812	39.620	41.014	42.282	43.131	43.903	44.605	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081	45.081
Generation	GWh	6,800,000																						
Present Value in 1991	GWh	130,393	18,540	107,763	97,967	89,080	80,954	74,887	70,202	66,556	63,523	61,000	58,829	56,869	55,069	53,387	51,800	50,294	48,856	47,471	46,133	44,841	43,591	
Accumulated P.V. in 1991	GWh	130,393	248,938	356,696	454,723	543,723	624,687																	
Unit cost	mills/kWh	36.50																						

Unit	Discount Rate																			Total					
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021	2022	2023	2024	2025
Initial Investment	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Operation & Maintenance	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Additional Well Drilling	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Total Cost	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	
Present Value in 1991	1000US\$	482	393	357	325	295	268	244	222	202	183	167	151	136	125	114	103	94	85	78	71	64	58	53	
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	45,513	45,906	46,283	46,387	46,583	47,151	47,395	47,617	47,818	48,002	48,168	48,320												
Generation	GWh	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	
Present Value in 1991	GWh	73,604	66,912	60,830	55,300	50,272	45,702	41,547	37,770	34,337	31,215	28,377	25,798												
Accumulated P.V. in 1991	GWh	698,231	765,204	826,038	881,333	931,603	977,307	1,018,354	1,056,625	1,090,961	1,122,177	1,150,534	1,176,352												

Unit	Discount Rate																			Total				
	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032		2033	2034	2035	2036
Initial Investment	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Operation & Maintenance	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Additional Well Drilling	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$	1000US\$
Total Cost	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233	1.233
Present Value in 1991	1000US\$	138	125	114	103	94	85	78	71	64	58	53	48											
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	48,457	48,583	48,656	48,800	48,894	48,979	49,057	49,128	49,192	49,250	49,303	49,352											
Generation	GWh	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000
Present Value in 1991	GWh	23,432	21,320	19,382	17,620	16,018	14,582	13,238	12,035	10,941	9,946	9,042	8,220											
Accumulated P.V. in 1991	GWh	3,199,804	3,221,125	3,240,507	3,258,127	3,274,145	3,288,707	3,301,945	3,313,980	3,324,921	3,334,867	3,343,909	3,352,129											

Calculation conditions:
 Base year: 1991
 Service life: 30 years
 Fixed O & M Cost: 979,600 US dollars

Sensitivity analysis of price
 8%: 31.18 mills/kWh
 10%: 36.50 mills/kWh
 12%: 42.20 mills/kWh

第11章 今後の調査計画

第11章 今後の調査計画

目 次

	頁
1. まえがき	11-1
2. 本地域の蒸気卓越型地熱貯留層についての認識	11-1
3. 確認地域に対する調査	11-1
4. 全体地域に対する調査	11-2
5. その他の調査	11-3

List of Figure

Fig. 11-1 Candidate Location of Exploratory Wells and Further Investigations

第11章 今後の調査計画

1. まえがき

今回のJICAとアルゼンティンとの共同調査の結果、COP-1、COP-2およびCOP-3を含む確認地域とTermas de Copahue等の地熱微候地を全て含んだ三角形の全体地域について、それぞれの資源量及び発電規模を第5章において明らかにした。

一方、同章において、本地域における適正開発規模は30MWと算定されたが、この場合には、確認地域の規模では足りず、全体地域からも生産する必要がある。従ってそれを裏付けるための調査を全体地域で実施することが必要である。本章においてはそのための調査計画を提案するものとする。

2. 本地域の蒸気卓越型地熱貯留層についての認識

COP-1、COP-2およびCOP-3のいずれにおいても、深度800m～1100m付近で蒸気卓越型の貯留層に遭遇している。3坑ともにLas Mellizas Formationの中の安山岩質な火山岩類の中より産出している。

温度的にはCOP-2が最も温度が高く、COP-1、COP-3の順になっている。これは断裂との関係からみると、高温な坑井ほど大きな断裂に近い傾向を持っている。

これらの事より、WNW-ESE方向の断裂の近傍に蒸気卓越型の貯留層が胚胎している確率は高い。

地化学的な観点からTermas de CopahueやLas Maquinasのガス組成は、COP-1、2、3と類似しており、これらの地下にも蒸気卓越型の貯留層の胚胎の可能性は高い。

COP-1の蒸気を使用してバイナリー式の地熱発電所が運用されているが、この蒸気卓越型の貯留層の性質をJose L. SIERRA, Franco D'AMORE, Hector PANARELLOおよびGraciela PEDROの論文では、蒸気の水/ガス比、CO₂濃度、H₂S/H₂比、 $\delta^{18}\text{O}$ 等の経時変化より論じており、今後の蒸気卓越型貯留層の開発には、重要な視点である。

3. 確認地域に対する調査

地熱貯留層の広がりや断裂系にどの様に地熱流体が賦存しているかを明らかにする必要がある。

前者についてはCOP-2およびCOP-3を電極として、流電電位法を実施する。

後者については、流電電位法の結果も考慮して位置を選定し、生産井サイズの調査井を断裂に向けて掘削する。この時には、傾斜掘とすることが必要である。

深度800m以深で蒸気卓越型の地熱貯留層に蓬着する事が考えられ、全量逸水状態となり、通常の泥水循環工法では掘削を続けられなくなることが予想される。従って、空気混入泥水工法を適用し、可能な限り、掘削を続け、坑井を仕上げる事が望ましい。最終ケーシングの深度は800mより浅くし、確実なフルホールセメンテーションを行うことが必要である。地層の状況より、径を細くし摩擦を増やすことになるプロダクションケーシングの挿入は必要ないと思われる。しかしながらCOP-2のように堆積岩が出た場合にはプロダクションケーシングの挿入が必要となるだろう。掘削状況によりケーシング挿入の要、不要を判断することが必要である。

(1) 流電電位法の実施

電極井 : COP-1、3

測点配置 : 電極井を中心に半径1 kmの範囲に100点を配置する。

測定法 : 電極井を切り替えながら、同測点位置で2回ずつ測定する。

電極井を一方の電極とし、無限電極を他に設け、電流を流し、測点における電位を測定する。

(2) 調査井の掘削

掘削長 : 1200m 傾斜 : 鉛直より30° 本数 : 1本

最終口径 : 8^{5/8} in. 最終ケーシング深度 : 800m

4. 全体地域に対する調査

地質構造や各種の物理探査および地化学調査等より三角な地域にも地熱貯留層の賦存が考えられるが実証のためのボーリングは掘られていない。地層のシーケンスは確認地域と大きくは変わらず、Las Mellizas FormationのなかのBrittleな部分が断裂等により亀裂を多く持ち、地熱貯留層を形成していることが考えられる。

調査の手順としては、Las Maquinitas付近で断裂系が交差し亀裂の多いと思われる箇所に、生産井規模の調査井を掘削し、地熱流体の賦存状況を直接に調査する。

同時に、電気的な精査として、CSAMT法を確認地域を含む全体地域において、実施する。

この調査井が噴気に成功した場合は、流電電位法をこの井戸を電極として実施し、次の調査井の位置を決定する。

貯留層の広がりを実証するために小口径の地質構造ボーリングを2～3本実施する。

これらの調査結果より生産井の掘削位置を決定する。

(1) CSAMT法

6測線、60測点

(2) 調査井の掘削

掘削長：1200m 傾斜：鉛直より30° 本数：1本

最終口径：8^{5/8} in. 最終ケーシング深度：800m

(3) 流電電位法

電極井：調査井

測点配置：電極井を中心に半径1kmの範囲に100点を配置する。

測定法：調査井を一方の電極とし、無限電極を他に設け、電流を流し、測点における電位を測定する。

(4) 地質構造ボーリング

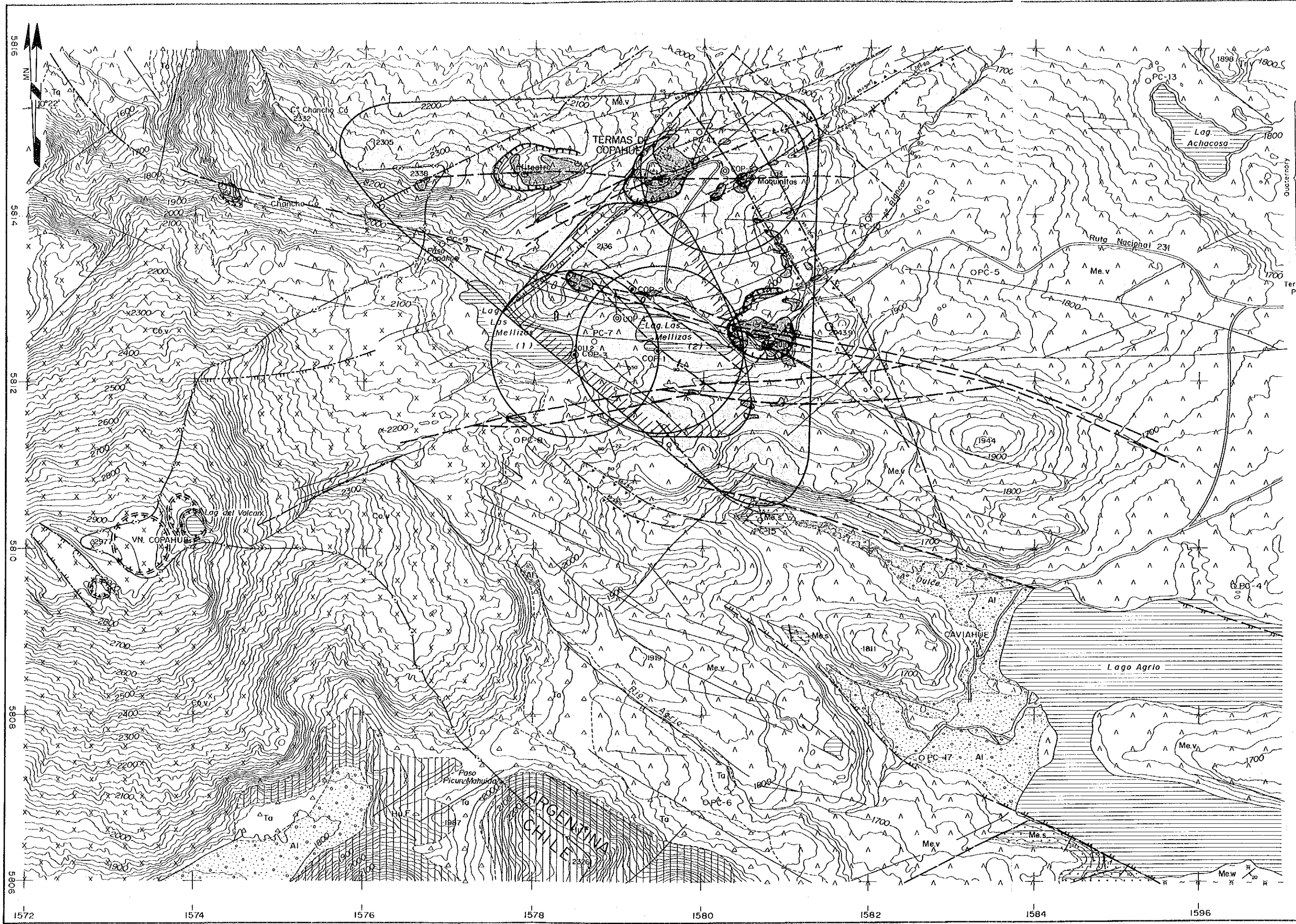
JICAの供与機材により、最終口径NQサイズの地質構造ボーリングを行う。

温度の分布状況を調査するためには掘削長800m程度で充分であるが、蒸気の賦存状況を調べるためには1000m程度の掘削が必要である。この時には、大きな逸水層に遭遇した場合には、その時点で掘留め、温度の回復を待ち、噴気試験を行い、評価する。

現在、考えられる調査位置および掘削位置を Fig. 11-1 に示す。

5. その他の調査

COP-1およびCOP-3の地熱流体の産出状況の経時変化を記録することと、前述の蒸気卓越型貯留層の性状を明らかにするため、今後の調査においても、噴気に成功した坑井は蒸気の坑口圧力、蒸気量、温度、水ガス比、 H_2S/H_2 、 CO_2 、 $\delta^{18}O$ 等を定期的に分析しておくことが望ましい。



LEG

Quaternary	Al	Alluvial
	Ta	Talud
	Co.v	Conglomerado
	Tr.v	Troncos
Pleistocene	Me.w	Las Mellizas
	Me.v	Las Mellizas
	Me.s	Las Mellizas
Tertiary	Hu.F	Huila
Pliocene		

Hydro	
Cra	
Fur	
Exp	
Th	
Cor	
Ma	

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

CENTRO REGIONAL
D
REF
FE
COPAHUE GEOTHE
CANDIDATE LO
WELLS AND F
JAPAN INTERN