

THE HISTORY OF THE

CONSTITUTION

THE HISTORY OF THE CONSTITUTION OF THE UNITED STATES OF AMERICA

1787

REPUBLICA ARGENTINA

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
SOBRE EL
PROYECTO DE DESARROLLO
GEOTERMICO DEL NORTE DE
LA PROVINCIA DEL NEUQUEN**

INFORME FINAL

(RESUMEN)

JICA LIBRARY



1097651 (2)

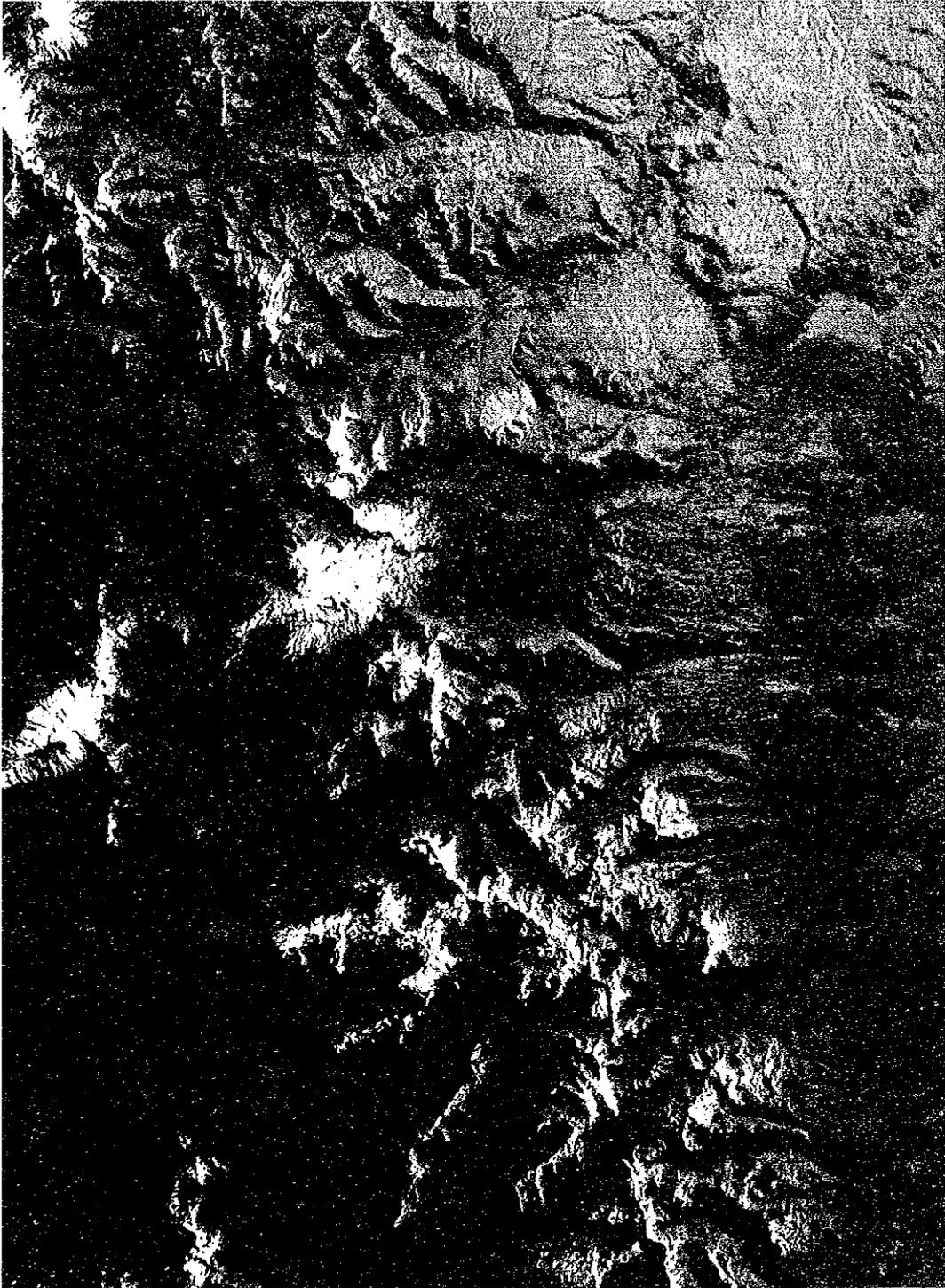
23720

MAYO 1992

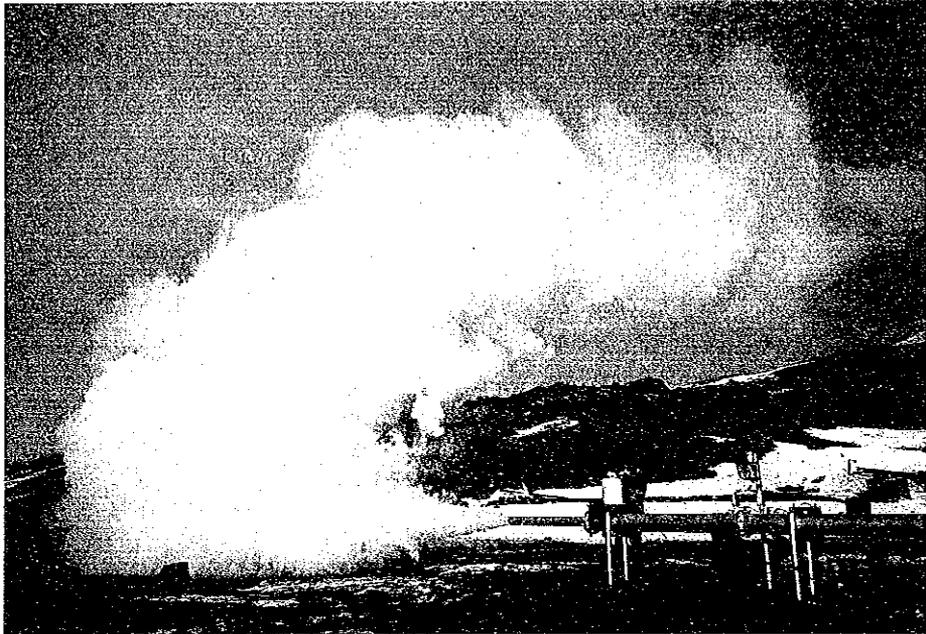
AGENCIA DE COOPERACION INTERNACIONAL DEL JAPON

国際協力事業団

23720



LANDSAT Imagery of the Project Area and the Periphery



Production Test of COP-3



Volcán Copahue from Las Máquinas

CONTENIDO

	<u>Página</u>
Conclusiones y Recomendaciones	1
Capítulo 1 Introducción	6
1.1 Antecedentes del Proyecto	6
1.2 Detalles del Estudio	6
Capítulo 2 Descripción General de la República Argentina	9
2.1 Geografía	9
2.2 Clima	9
2.3 Habitantes	9
2.4 Economía y Recursos Energéticos	10
Capítulo 3 Descripción General del Area del Proyecto	11
3.1 Ubicación y Topografía	11
3.2 Clima y Vegetación	11
3.3 Industria	12
Capítulo 4 Demanda de Energía y Plan de Suministro	14
4.1 Situación del Suministro Eléctrico en Argentina	14
4.2 Pronóstico de Demanda Eléctrica y Plan de Desarrollo en Argentina	14
4.3 Demanda y Suministro de Energía Eléctrica en Neuquén	15
4.4 Sistema Eléctrico en Neuquén	15
4.5 Posición del Proyecto en el Sistema Eléctrico del Neuquén	16
Capítulo 5 Evaluación del Recurso Geotérmico	22
5.1 Estudio Geológico	22
5.2 Análisis General	29
5.3 Evaluación del Potencial del Recurso Geotérmico	31
5.4 Evaluación y Determinación de la Potencia de la Central	35

Capítulo 6	Diseño Preliminar de la Central	52
6.1	Condiciones del Diseño Preliminar	52
6.2	Diseño Básico de la Central	53
Capítulo 7	Diseño Preliminar de Subestaciones y Línea de Transmisión	59
7.1	Plan Básico	59
7.2	Análisis del Sistema	60
7.3	Diagrama Unifilar de la Central y Circuito Interno	61
Capítulo 8	Obras de Construcción	67
8.1	Cronograma de las Obras de Construcción	67
8.2	Plan de Construcción	69
8.3	Costo Estimado de las Obras	69
Capítulo 9	Condiciones Actuales del Medio Ambiente y Medidas	73
9.1	Condiciones Generales Relativas al Medio Ambiente	73
9.2	Situación Social	74
9.3	Efectos al Medio Ambiente por la Construcción de la Central y las Medias	75
Capítulo 10	Evaluación Económica y Financieera	78
10.1	Evaluación Económica	78
10.2	Evaluación Financiera	78
10.3	Evaluación General	79
Capítulo 11	Investigaciones Futuras	82

Lista de Figuras

		<u>Página</u>
Fig. 3-1	Location Map of Project Area	13
Fig. 4-8	Energy Demand Forecast EPEN	19
Fig. 4-9	System Diagram EPEN 1990	20
Fig. 4-10	System Diagram EPEN after Geothermal Power Plant Installed	21
Fig. 5-1	Location Map of Investigation Works	41
Fig. 5-4	Geologic Map of the Survey Area	42
Fig. 5-7	Geologic Profile	43
Fig. 5-8	Composite Map of Geology and Lineaments (1)	44
Fig. 5-38	Columnar Section of COP-3	45
Fig. 5-50	Compiled Map Showing Result of Each Survey	46
Fig. 5-51	Model of Geothermal System	47
Fig. 5-60	Map of Confirmed and Whole Area	48
Fig. 5-63	Cumulative Probability of MW Capacity, Confirmed Area	49
Fig. 5-68	Cumulative Probability of MW Capacity, Whole Area	50
Fig. 5-71	Evaluation Curve of Plant Capacity	51
Fig. 6-3	Location Map of Power Plant	57
Fig. 6-4	Plot Plan of Power Plant	58
Fig. 7-1	Copahue Geothermal P.P. Switch Yard	63
Fig. 7-4	Power Flow Diagram by Copahue P.P. Commissioning	64
Fig. 7-5	3 ϕ Short Circuit Diagram by Copahue P.P. Commissioning	65
Fig. 7-6	Copahue Geothermal P.P. Single Line Diagram	66
Fig. 8-1	Construction Schedule	72
Fig. 11-1	Candidate Location of Exploratory Wells and Further Investigations	86

Lista de Tablas

Table 4-1	Historical Energy Supply in Argentina	18
Table 4-2	Historical Energy Consumption in Argentina	18
Table 4-3	Energy Cost of Total Argentina	18
Table 5-1	List of Geothermal Investigation Works in Copahue Area	40
Table 8-1	Rough Construction Cost	70
Table 8-2	Breakdown of Estimated Construction Cost	71
Table 10-3	Economic Benefit and Cost Flow	80
Table 10-9	Unit Generation Cost	81

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El Proyecto de Desarrollo Geotérmico del Norte de la Provincia de la Povina del Neuquén (se refiere "el Proyecto" en lo sucesivo) es un proyecto ubicado en la zona de Copahue a aproximadamente 1.170 km al oeste sudoeste de la ciudad capital de Buenos Aires. Según los resultados de los análisis del estudio, pudo determinarse que el Proyecto es factible desde los aspectos técnico, ambiental y económico. A continuación se describen las conclusiones y recomendaciones.

CONCLUSIONES

1. Según el Plan Energético Nacional de la República Argentina, la capacidad instalada se estima una capacidad de 15.640 MW para el año 1990 y de 24.290 MW para el año 2000, con un crecimiento anual del 5,5%. Dentro de este crecimiento del suministro de energía eléctrica, se ha previsto dedicar el mayor esfuerzo en el desarrollo de la generación hidroeléctrica disponible en la región oeste, cubriendo la demanda mediante el desarrollo de la energía nuclear. En cambio, se ha planificado reducir el desarrollo de la energía térmica que utilice combustibles fósiles no renovables.
2. La Provincia del Neuquén que cuenta con abundantes recursos de energía hidráulica, petróleo y gas natural, ha experimentado un notable desarrollo en sus actividades económicas con la instalación de industrias relacionadas con el desarrollo de estos recursos. Como consecuencia, es enorme el aumento de la población que ingresa desde otras provincias. A pesar de que la capacidad instalada eléctricas de la Provincia del Neuquén en 1990 era de 4.815 MW, el consumo de energía fue apenas de 462,5 GWh y la demanda anual de energía mantiene una tendencia estable. Por esta razón, la energía generada en esta provincia se envía a los grandes centros de consumo a través de las líneas de transmisión de 500 kV. Teniendo en consideración esta tendencia, se considera razonable que la

energía generada por el Proyecto se destine al sistema eléctrico de EPEN para cubrir la demanda base de la Provincia del Neuquén.

3. Al evaluar la potencia de los recursos subterráneos en el caso de generar durante 30 años utilizando el vapor existente a aproximadamente 1.200 m de profundidad de la zona del Proyecto, arrojan valores de gran amplitud que oscilan entre 10 ~ 50 MW. El punto de mayor probabilidad según los cálculos tentativos, tanto desde el punto de vista del recurso como en el aspecto económico, resulta de alrededor de 25 ~ 30 MW. Considerando que en la etapa inicial de los estudios, existe en general la tendencia de que la curva de probabilidad de la evaluación del recurso se incline hacia valores bajos, se llegó a la conclusión de que sería razonable una capacidad de 30 MW como escala de generación de la central.
4. Las condiciones de diseño y las características básicas de la central son las siguientes.

Escala de potencia	:	30 MW x 1 unidad
Coefficiente de utilización anual	:	85%
Relación de consumo interno	:	6%
Potencia generada anual	:	210 x 10 ⁶ kWh
Cantidad de pozos	:	1.200 m x 7 perforaciones (perforación inclinada, longitud del pozo 1.340 m)
Línea de transmisión	:	Copahue ~ Loncopué (extensión 80 km, tensión 132 kV)

5. En el cronograma de las obras de construcción se ha previsto un plazo de 2,5 años para la perforación del pozo de avance y 2,5 años para las obras de perforación subsiguientes y obras de la central, estimándose necesario un plazo total de 5 años para la obra.
6. Fijando como condición básica lo indicado en el punto 4, la estimación de los costos aproximados de la obra de construcción al precio de diciembre de 1991 es de US\$53.700.000 (US\$15.089.000 en divisas y US\$38.611.000 en

moneda local). Aquí no se consideraron los ajustes por variación de precios.

7. Debido a que el sitio del Proyecto se ubica dentro del Parque Provincial de Copahue, es necesario que se tomen medidas para no afectar el medio ambiente debido al desarrollo del Proyecto.

1) Ambiente natural: La zona del Proyecto es prácticamente semidesértica de tierras áridas y en una parte de la cuenca de aguas arriba existe una vegetación mixta de hierbas y arbustos, observándose la vegetación de variedades especies como la araucaria que crece en las rocas y laderas de menos de 1.800 m de altura. Además, aunque el límite de altura de la fauna (vertebrados) es de 2.050 m, sólo en el caso de los vertebrados no son escasos los animales de variedades peculiares que deben ser protegidos.

2) Ambiente social: En los alrededores del sitio del Proyecto hay una población de aproximadamente 400 habitantes, existen un sanatorio de aguas termales, varios hoteles y un gimnasio que cuentan con una concurrencia numerosa en el período veraniego y visitado por muchos turistas en la época del esquí de invierno.

En los alrededores del área del Proyecto existen escasas posibilidades de existencia de ruinas que tengan valores arqueológicos debido a las rigurosas condiciones climáticas.

3) Medidas ambientales con motivo de la construcción de la central: Teniendo en consideración los aspectos citados, para la construcción de la central se tomarán las medidas de protección ambiental relativo a la emanación de gas, desagües generales, ruidos, aguas termales, paisaje, etc.

8. Según los resultados de la evaluación económica y financiera, se ha determinado la factibilidad económica y financiera como se detalla a continuación.

- 1) Evaluación económica: Se realizó el análisis económico por el método de análisis de instalaciones alternativas.

Valor Neto Actual (B-C) = US\$3.977.000

(Tasa de descuento 10%)

Relación Beneficio/Costo (B/C) = 1,10

(Tasa de descuento 10%)

Tasa de Retorno Interno Económico (EIRR) = 12,67%

(Costo de oportunidad del capital 12%)

- 2) Evaluación financiera: Se realizó la evaluación financiera por el método de flujo de caja descontado. Tasa de retorno interno financiero (FIRR) es de 12,33% y se estima que financieramente es favorable comparado con la tasa de interés anual del 8% estimado para los créditos. Según programa de amortización del capital, el flujo de caja indica que a partir del séptimo año de la iniciación de las operaciones comenzará a arrojar superávit.
 - 3) Costo de generación: Según los resultados del cálculo tentativo del costo de generación de energía utilizando el método adoptado por la Secretaría de Energía de la República Argentina, el costo es de US\$0,0365/kWh.
9. Como se ha indicado anteriormente, se ha comprobado que el Proyecto es suficientemente factible tanto desde el punto de vista técnico como en el aspecto económico y financiero. Además, mediante la construcción del Proyecto, se esperan lograr los efectos indirectos que se describen a continuación.
- a) Contribución a la promoción del desarrollo de nuevas fuentes de energía para reemplazar el petróleo y el gas natural.
 - b) Difusión y transmisión de tecnología a los otros países de sudamérica mediante la adquisición de conocimientos técnicos de la energía geotérmica.
 - c) Contribución a la promoción regional de los alrededores del Proyecto.

- d) Contribución al mejoramiento de la calidad y confiabilidad del suministro de energía en la zona del Proyecto.

Teniendo en consideración los efectos indirectos, como evaluación general se llega a la conclusión de que el Proyecto merece ser promovida rápidamente.

RECOMENDACIONES

1. Debido a que la construcción de la central geotérmica es la primera planta de plena escala en Sudamérica, factible tanto desde el punto de vista técnico como económico y financiero, se espera que se desarrolle rápidamente en virtud de la contribución en la difusión y transmisión de la tecnología de construcción, operación y mantenimiento de central geotérmica hacia los países sudamericanos.
2. Con motivo del desarrollo del sitio del Proyecto, se recomienda la realización de preparativos con miras a la perforación de pozos de producción de plena escala, realizando suficientemente los estudios previos de prospección geofísica, estudios por el método de Mise-a-la-mass utilizando los pozos existentes, estudios de la estructura subterránea por sondajes de estructura geológica de pequeños diámetros con equipos donados por JICA, perfil stratigráfico de temperatura, prueba fumarólica, etc.
3. Si bien se ha establecido en el presente informe una potencia de generación de 30 MW, al ampliarse el alcance de los estudios puede esperarse el aumento del potencial del reservorio de vapor dominante. Además, se recomienda que en el futuro se continúen realizando los estudios con miras a la ampliación de la central, ya que a profundidades mayores de 1.400 m se estima la existencia de reservorios hidrotermales dominantes.

Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes del Proyecto

Como política que persigue el mejoramiento de la relación del consumo de combustibles fósiles y energía renovable, el Gobierno de la República Argentina vino promoviendo los estudios de recursos geotérmicos desde la mitad de la década de los 70 y se descubrieron más de 10 zonas prominentes en la región noroeste del país. Entre ellos, la zona de Copahue de la Provincia del Neuquén es donde han avanzado más los estudios, habiéndose logrado buenos resultados en los estudios con la producción de vapor de dos pozos de exploración.

A solicitud del Gobierno Argentino, el Gobierno del Japón decidió suministrar la cooperación técnica para el estudio de factibilidad del desarrollo geotérmico de la zona de Copahue y en julio de 1987 se acordó el "Alcance de Trabajo" entre las autoridades competentes del Gobierno de la República Argentina y la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA).

1.2 Detalles del Estudio

(1) Objeto del Estudio

El objeto del presente estudio consistió en la evaluación detallada del potencial de energía geotérmica de la zona de Copahue de la Provincia del Neuquén, elaboración del proyecto de desarrollo óptimo y transferencia de tecnología a la contraparte argentina durante el desarrollo del presente estudio.

(2) Detalles del Estudio

El presente estudio se desarrolló dividiéndose en dos fases, o sea la Fase I (evaluación del potencial de los recursos geotérmicos) y la Fase II (estudio de factibilidad).

Fase I

- 1ª Etapa: Consistió en la recopilación y análisis de informaciones de estudios existentes, realización de estudios de reconocimiento en el terreno, elaboración del modelo del sistema geotérmico y selección de la ubicación de la perforación de un nuevo pozo de exploración. Al mismo tiempo, se analizó preliminarmente el rol que le corresponde al Proyecto desde el punto de vista de la situación energética y económica.
- 2ª Etapa: Consistió en la perforación de un pozo de exploración de pequeño diámetro (COP-3) y el suministro de la asistencia técnica para el trabajo de perforación por la misión de JICA.
- 3ª Etapa: Consistió en la realización de estudios geológicos y geoquímicos y pruebas del nuevo pozo de exploración de pequeño diámetro (COP-3) y elaboración del modelo del sistema geotérmico analizando conjuntamente los resultados de los análisis de la 1ª Etapa. Sobre la base de estos estudios, se realizó el trabajo de evaluación del potencial de los recursos geotérmicos.

Fase II

Sobre la base de los resultados de la Fase I, se determinó la potencia óptima de generación y el sitio óptimo del Proyecto y al mismo tiempo, se realizaron los estudios socioeconómicos, ambientales, diseño de factibilidad, estimación de costos de la obra y evaluación económica y financiera.

(3) Detalles de los Estudios en Argentina

Durante el período de noviembre de 1987 a marzo de 1992, la misión de JICA desarrolló las tareas en Argentina según se detalla a continuación.

Fase I

- 1ª Etapa:

24/nov/1987 ~ 22/ene/1988: Primera investigación
20/mar/1988 ~ 31/mar/1988: Explicación del informe de avance

- 2ª Etapa:

7/oct/1988 ~ 22/may/1989: Instrucciones para la perforación del pozo de exploración
22/nov/1989 ~ 30/mar/1990: "
17/dic/1990 ~ 30/mar/1991: "
11/mar/1991 ~ 31/mar/1991: Perfilaje y estudio de núcleos
5/abr/1991 ~ 10/jun/1991: Instrucciones para la perforación del pozo de exploración

- 3ª Etapa:

15/may/1991 ~ 10/jul/1991: Perfilaje, pruebas del pozo, estudios geoquímicos
22/oct/1991 ~ 5/nov/1991: Explicación del informe intermedio

Fase II

26/nov/1991 ~ 25/dic/1991: Segunda investigación
16/mar/1992 ~ 30/mar/1992: Explicación del borrador del informe final

Capítulo 2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA REPÚBLICA ARGENTINA

2.1 Geografía

La República Argentina está ubicada al sudeste del continente sudamericano. Tiene una superficie de 3.761.274 km² (incluyendo la Antártida) y comparte los límites con Bolivia, Brasil, Chile, Paraguay y Uruguay. La capital es la Ciudad de Buenos Aires que tiene una población de 2.095.000 habitantes (7.926.000 habitantes en el Gran Buenos Aires). Se divide en 23 provincias incluyendo territorios y se clasifica en las zonas Noreste, Noroeste, Cuyo, la Pampa y la Patagonia según las características económicas naturales.

En la parte oeste del territorio se extiende la Cordillera de los Andes con dirección norte-sur. La parte principal de la cordillera tiene 4.000 ~ 5.000 m de altura, mientras que al este se extiende la pradera denominada pampa. Entre los principales ríos se menciona el Río de la Plata.

2.2 Clima

Debido a que el territorio argentino tiene una extensión de 3.694 km de norte a sur, el clima varía ampliamente según las regiones, dividiéndose en 4 zonas climáticas que de norte a sur corresponden a la región subtropical, templada, seca y fría. La precipitación anual en el lado oriental de la Cordillera de los Andes y la región patagónica es de menos de 250 mm, en la región pampeana es de 500 ~ 1.000 mm y en la Provincia de Misiones del noreste existen zonas que superan los 1.600 mm.

2.3 Habitantes

Según el censo de población de 1991, la Argentina tiene una población de 32.370.296 habitantes, un 15,3% más que 1980. Esto equivale a una

tasa anual de aumento de 1,4% que es el más bajo dentro de Latinoamérica. La composición de la población es del 51% de mujeres y 49% de varones, que viven en 9.878.128 viviendas. La población urbana de 1989 representa el 81,8%. De la población argentina, el 85% pertenece a la raza europea con el 35% de origen italiano y 25% de origen español.

2.4 Economía y Recursos Energéticos

(1) Situación Económica

Según la distribución de los ingresos domésticos de 1990, el producto bruto doméstico del sector de la industria manufacturera representó el 20,7%, el sector agropecuario y silvicultura el 16,7% y el sector de servicio el 13%. Al observar la evolución del crecimiento por sectores entre los años 1984 ~ 1990, se observa además de la caída notable en el sector construcción, la caída del sector manufacturero por 4 años consecutivos.

En el sector del comercio exterior, los productos agropecuarios (carne vacuna, soja, trigo, maíz, etc.) constituyen tradicionalmente los productos de exportación importantes. La proporción dentro del monto total de la exportación, los alimentos procesados llegan a casi el 40%. En cuanto a la importación, aproximadamente el 50% corresponde a productos químicos y maquinarias.

(2) Recursos Energéticos

La Argentina cuenta con abundantes recursos de petróleo y gas natural y prácticamente está logrando el autoabastecimiento de energía con la generación hidráulica y nuclear. Por lo tanto, sólo se importa una cantidad mínima de gas natural, y carbón que tiene un desarrollo relativamente reducido.

Capítulo 3 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL ÁREA DEL PROYECTO

3.1 Ubicación y Topografía

El área del Proyecto se encuentra a aproximadamente 1.170 km al OSO de Buenos Aires sobre el límite con Chile y la Ciudad del Neuquén y el sitio del Proyecto se une por la ruta de aproximadamente 360 km. El área del Proyecto se ubica en plena zona montañosa de la Cordillera de los Andes que forma la línea divisoria de las aguas del Océano Pacífico y Océano Atlántico.

Como características topográficas de esta zona, se cita el terreno crateriforme que rodea al sitio del Proyecto y la erosión por los glaciares. El terreno crateriforme constituye una topografía de valle anguloso plano que permite suponer de que la topografía tiene origen en la caldera. Por otra parte, es evidente que esta región fue sometida a una intensa erosión al estar cubierta por los glaciares durante la época diluvial. La cumbre del terreno crateriforme es plana y se reconocen claramente las estriás glaciales y la erosión de los glaciares de montaña que fueron profundizando los valles y causando la erosión en las partes finas del fondo.

3.2 Clima y Vegetación

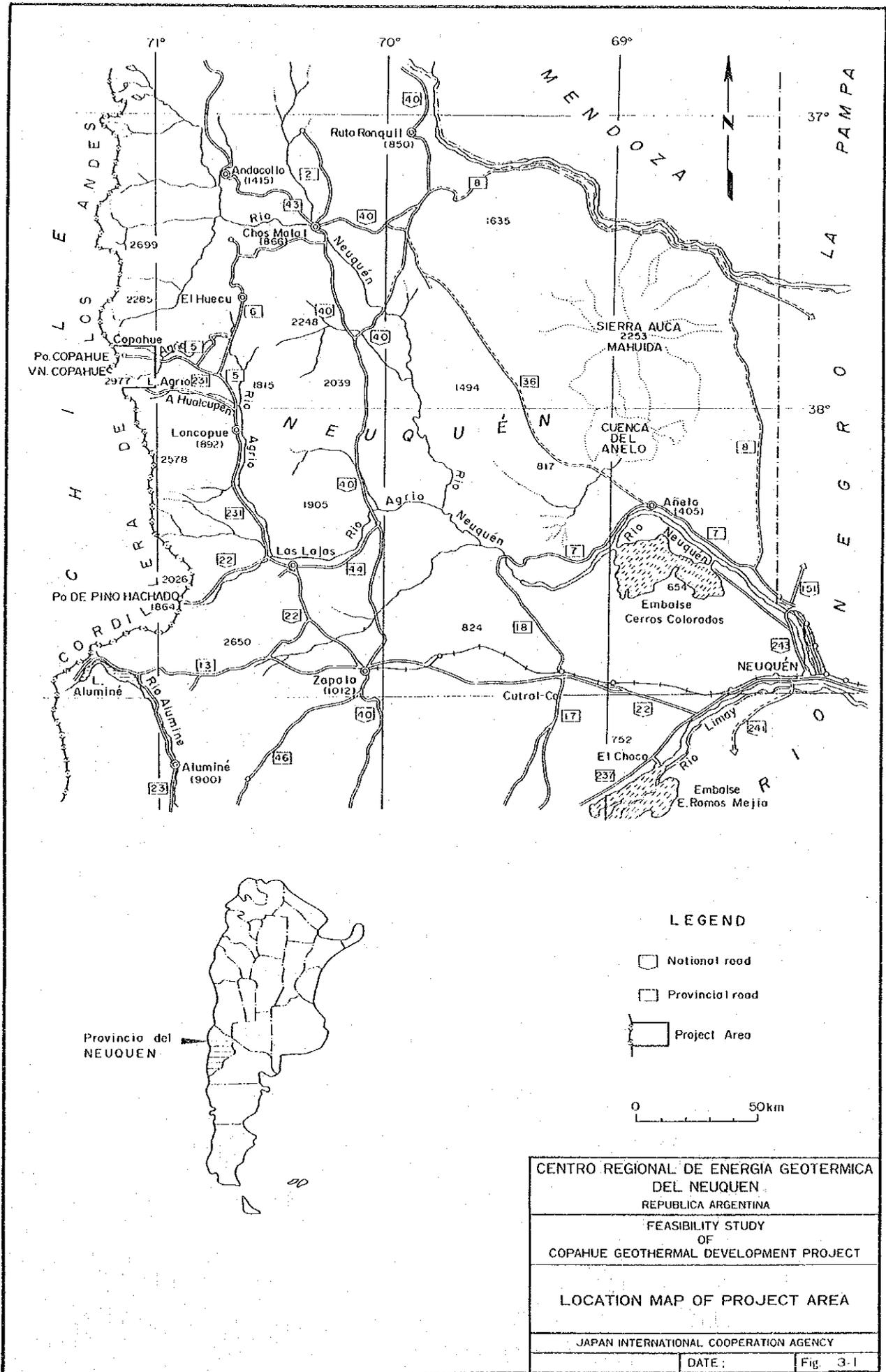
El área del Proyecto pertenece a la zona montañosa de la parte sur de los Andes, registra una precipitación anual de aproximadamente 1.200 mm cuya mayor parte se debe a las nevadas del invierno. Registra más de 160 días de nevadas durante los 6 meses entre mayo y octubre. La temperatura media anual es de 7°C y la temperatura media diaria máxima y mínima es de 24°C en febrero y -14°C en agosto. La velocidad media anual del viento es de 21 m/s y no existen grandes variaciones de la velocidad media diaria entre los respectivos meses. El viento predominante sopla desde el oeste entre los meses de abril y setiembre y desde el sudoeste entre octubre y marzo. En el área del Proyecto se

ha registrado una velocidad máxima del viento de 35 m/s durante la estación de invierno entre junio y agosto.

Reflejando las condiciones climáticas citadas, en toda la zona del Proyecto se observan las afloraciones de roca y puede decirse que presentan un estado estéril donde apenas crecen vegetaciones aisladas resistentes al clima seco de meseta.

3.3 Industrias

Tanto por las condiciones climáticas como por su terreno con afloraciones de la roca basal, el área del Proyecto no se presta para la agricultura. Sin embargo, en la parte este del área del Proyecto crecen escasamente los arbustos y pastos, practicándose la cría extensiva de cabras durante el verano. En el noreste del área del Proyecto existen instalaciones de descanso de gran escala aprovechando las aguas termales, donde se observa una numerosa concurrencia en verano, pero en la estación de invierno permanecen cerradas. Además, en la parte norte y sur existen facilidades de hoteles y gimnasio incluyendo los de propiedad provincial, con muchos turistas que visitan especialmente en la época de esquí del invierno. Debido a que esta zona se distingue por el hermoso paisaje, se estima que puede prosperar como zona turística mediante la promoción del desarrollo regional.



Capítulo 4 DEMANDA DE ENERGÍA Y PLAN DE SUMINISTRO

4.1 Situación del Suministro Eléctrico en Argentina

En la Argentina, la capacidad de generación de 1989 en las instalaciones de todo el país era de 15.212 MW. De esta capacidad, el 31,2% correspondió a la energía térmica, el 42,6% a la energía hidráulica y el 26,2% restante a la generación de centrales nucleares, turbinas de gas y diesel.

El Gobierno Argentino está dispuesto a promover activamente el desarrollo de la energía hidroeléctrica que dispone en abundancia. Además, dedicará esfuerzos en la generación de energía nuclear utilizando el uranio que se produce en el propio país y como material de enfriamiento está construyendo una planta de agua pesada (200t anuales).

Estas instalaciones de generación son explotadas por diversas empresas públicas de energía que están bajo la jurisdicción de la Secretaría de Energía dependiente del Ministerio de Obras Públicas.

La energía eléctrica generada de 1989 fue de 46.437 GWh y el consumo de energía eléctrica fue de 36.160 GWh. En consecuencia, el coeficiente de pérdida resulta de 22,13%. Como tendencia reciente, el coeficiente de pérdida tiende a experimentar un leve aumento, pero esto se atribuye a la falta de reparación de las líneas de transmisión que no están a tono con el aumento de la demanda de energía.

4.2 Pronóstico de Demanda Eléctrica y Plan de Desarrollo en Argentina

El gobierno realizó una estimación detallada de la demanda, se estableció el crecimiento para el período 1990 ~ 2000 y se determinó una demanda de 107.880 GWh para el año 2000. Esto equivale a un crecimiento medio anual de 10,4% con respecto a los antecedentes de 1989, lo que representa un fuerte aumento de la demanda. Ya existen

planes de ampliación de las instalaciones hasta el año 2000 que responden a este aumento de demanda y la capacidad de generación de las instalaciones para el año 2000 se estima que llegaría a 24.290 MW. La composición de las instalaciones para ese momento sería del 59% de energía hidráulica, 31% de energía térmica y 10% de energía nuclear.

4.3 Demanda y Suministro de Energía Eléctrica en Neuquén

En 1981 se creó en la Provincia del Neuquén la Ente Provincial de Energía del Neuquén (EPEN) que está desarrollando la explotación de energía eléctrica. Dentro de la provincia del Neuquén se encuentran las centrales hidroeléctricas (capacidad total instalada de 4.815 MW) y una planta térmica (45 MW) que pertenecen al sistema nacional interconectado y la Provincia del Neuquén adquiere la energía desde este sistema. Las instalaciones propias de generación de EPEN no tienen más que 11,68 MW (al año 1990).

Según los antecedentes de 1989, de los 465 GWh de energía eléctrica consumida dentro del área de EPEN (exceptuando las pérdidas del sistema), la energía adquirida del sistema nacional fue de 466 GWh, mientras que lo suministrado por EPEN fue de 8,8 GWh.

4.4 Sistema Eléctrico en Neuquén

Neuquén cuenta con abundantes recursos subterráneos, está promoviendo una activa industrialización y como medida para responder a esta política se hace necesaria la decidida ampliación del sistema. Según estimaciones de la demanda realizada en 1986, para el año 2000 se estima una demanda de alrededor de 1.495 GWh y se están elaborando los planes de ampliación de las instalaciones.

Como mercado de energía eléctrica del Proyecto, se considera razonable que se tome en consideración toda la Provincia del Neuquén que corresponde al área de suministro de EPEN. Las razones son las siguientes.

- (1) La magnitud del desarrollo del Proyecto es de 30 MW. Esta escala no representa el volumen que pueda consumirse en Copahue-Caviahue que está en las proximidades del sitio del Proyecto y es necesario que se consuma integrándose al sistema de EPEN.
- (2) La ubicación del Proyecto está en el noroeste de la provincia del Neuquén a una distancia de 350 km de la Ciudad del Neuquén. En consecuencia, no es apropiado que se considere la transmisión de energía fuera de la provincia.
- (3) Además, el sistema eléctrico de EPEN se maneja con líneas de transmisión de 33 kV hasta Caviahue que está próximo al sitio del Proyecto y es apropiado que la energía generada por el Proyecto se conecte a este sistema.

4.5 Posición del Proyecto en el Sistema Eléctrico del Neuquén

Aunque la escala de desarrollo del Proyecto es inicialmente de 30 MW, sería deseable que se vaya ampliando sucesivamente de acuerdo con el incremento de la demanda y las condiciones de distribución de recursos de vapor subterráneo.

En consecuencia, la contribución del Proyecto para el sistema eléctrico del Neuquén sería la siguiente.

- (1) Reducción de la Energía Adquirida por la Provincia del Neuquén desde el Sistema Nacional Interconectado

La energía adquirida por EPEN durante el año 1989 desde el sistema nacional interconectado fue de 466,14 GWh. En consecuencia, al concluir las obras del Proyecto la adquisición de energía puede reducirse 268,74 GWh según los valores reales de 1989.

(2) Ventajas como Central del Extremo del Sistema

El sistema eléctrico de la Provincia del Neuquén se compone de 3 direcciones radiales teniendo como centro la ciudad del Neuquén y tanto el sistema norte como sistema central no tienen las fuentes potenciales de energía en los extremos. Con motivo de la terminación de la central geotérmica de Copahue del Proyecto, al establecerse el anillo del sistema norte y sistema central y al conectarse esta central geotérmica en Loncopué que sería el nexo de este anillo, se fortalece el sistema y es posible garantizar el suministro estable de energía en la región oeste.

(3) Estabilidad del Suministro de Energía a la Zona Copahue

El Gobierno está promoviendo el desarrollo turístico y el desarrollo de las instalaciones para descanso de las termas de la zona de Copahue, pero hasta ahora fue inestable el suministro de energía en Copahue. Al terminar el Proyecto, queda concretado el desarrollo de la fuente de energía potencial de la zona de Copahue permitiendo mejorar substancialmente el suministro de energía de Copahue.

Para aprovechar eficazmente la central geotérmica de 30 MW del Proyecto, la conexión con el anillo de 132 kV del sistema norte y sistema central será una medida de carácter imprescindible.

Table 4-1 Historical Energy Supply in Argentina

(Unit: Gwh)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Oil Thermal	14,095	13,422	12,061	13,920	15,805	20,646	21,239
Diesel	699	776	714	694	634	605	578
Gas Turbine	2,365	2,206	2,371	3,766	3,363	5,756	6,328
Hydro	18,334	19,785	20,554	20,936	21,819	15,179	13,253
Nuclear	3,405	4,641	5,766	5,711	6,465	5,798	5,038
Total	38,898	40,830	41,466	45,027	48,086	47,984	46,437

(Source: EPEN)

Table 4-2 Historical Energy Consumption in Argentina

(Unit: Gwh)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Residencial	9,034	9,578	9,746	10,540	11,771	11,130	10,579
Commercial	3,326	3,568	3,553	3,665	3,754	3,506	3,280
Industrial	15,227	15,635	15,455	16,955	18,174	18,916	17,643
Others	3,933	4,312	4,070	4,480	4,697	4,839	4,658
Total	31,520	33,093	32,824	35,640	38,396	38,391	36,160

(Source: EPEN)

Table 4-3 Energy Loss of Total Argentina

(Unit: %)

	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989
Loss Factor	18.97	18.95	20.08	20.08	20.15	20.00	22.13

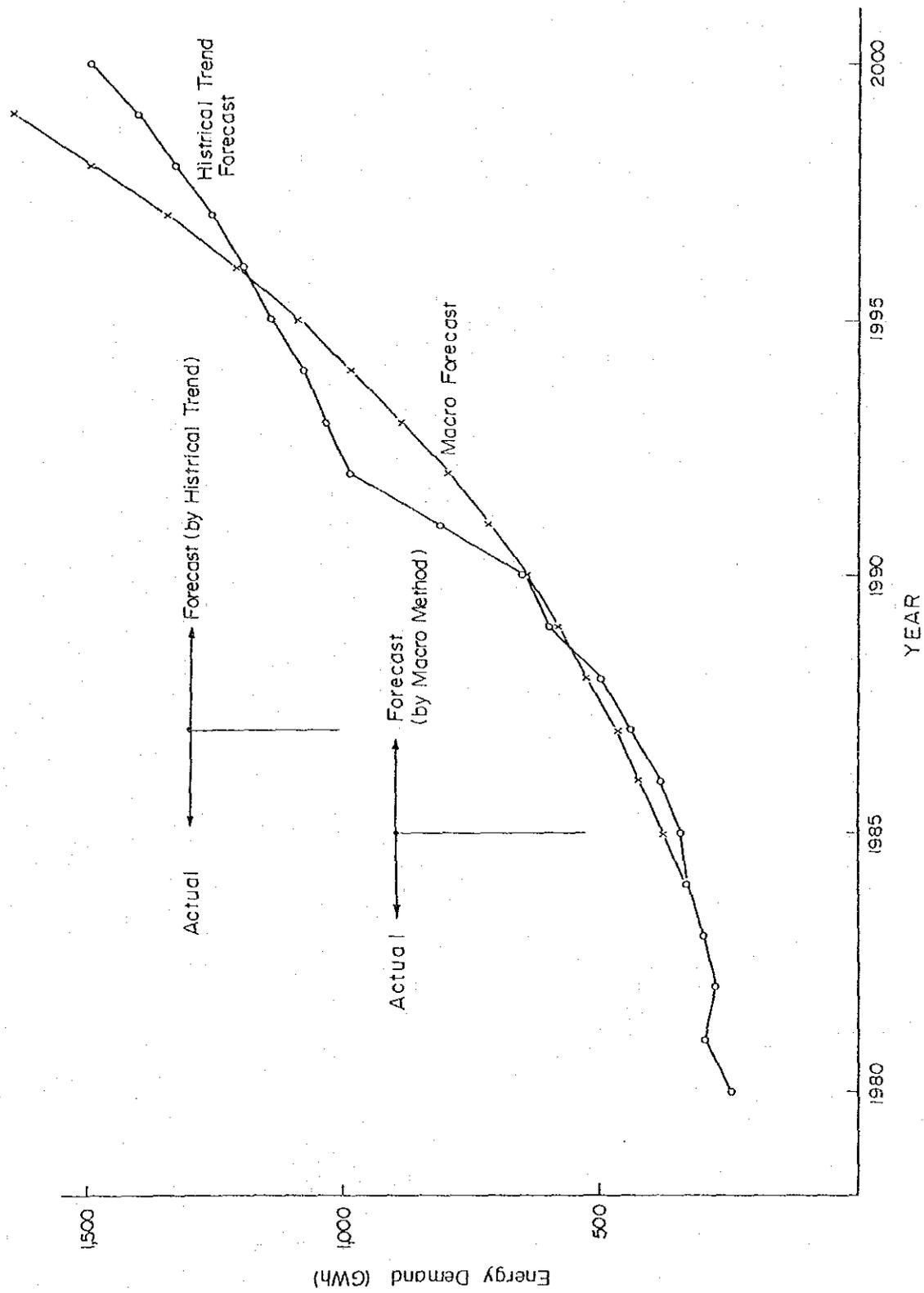


Fig. 4-8 Energy Demand Forecast EPEN

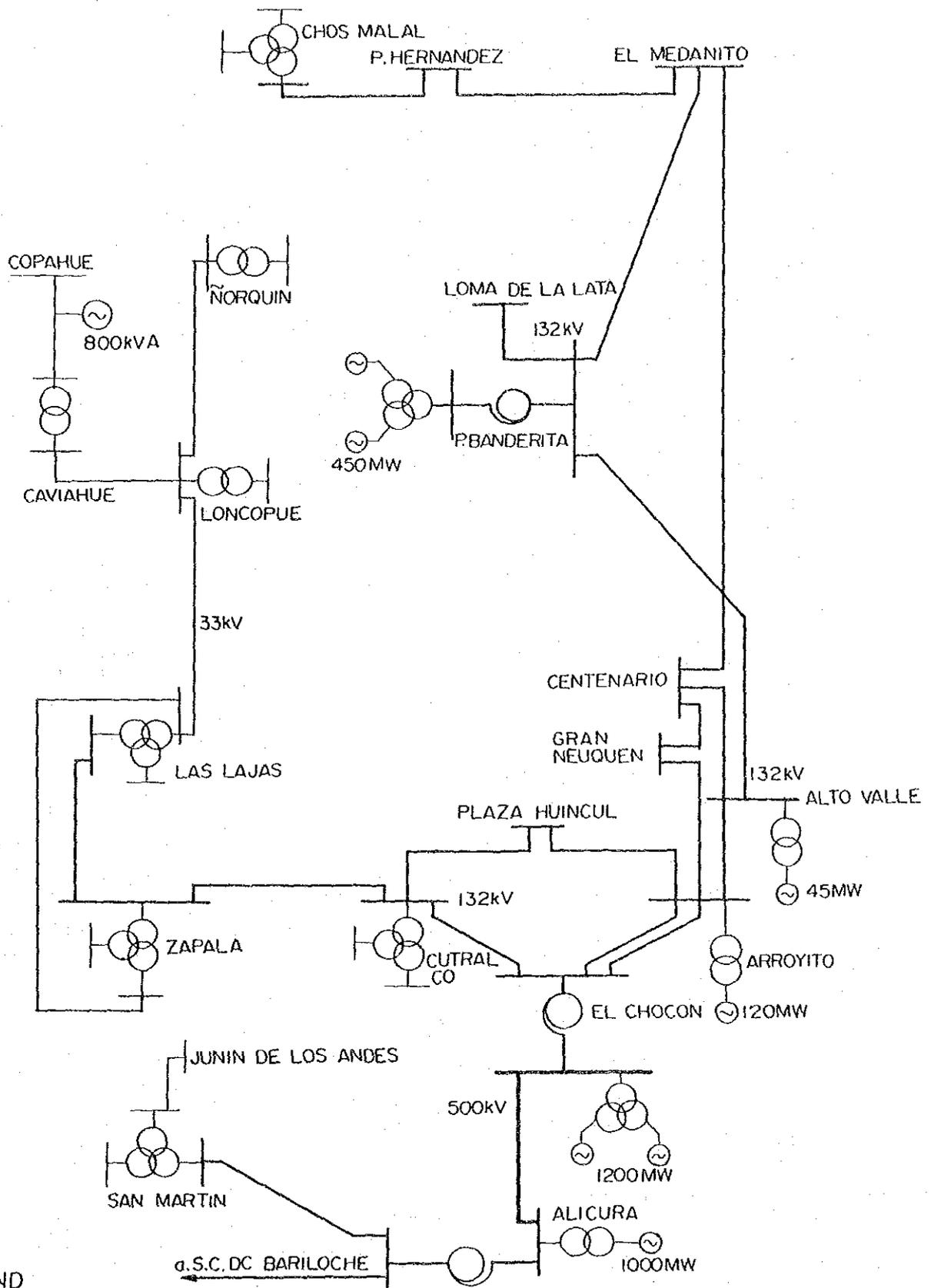


Fig. 4-9 System Diagram EPEN 1990

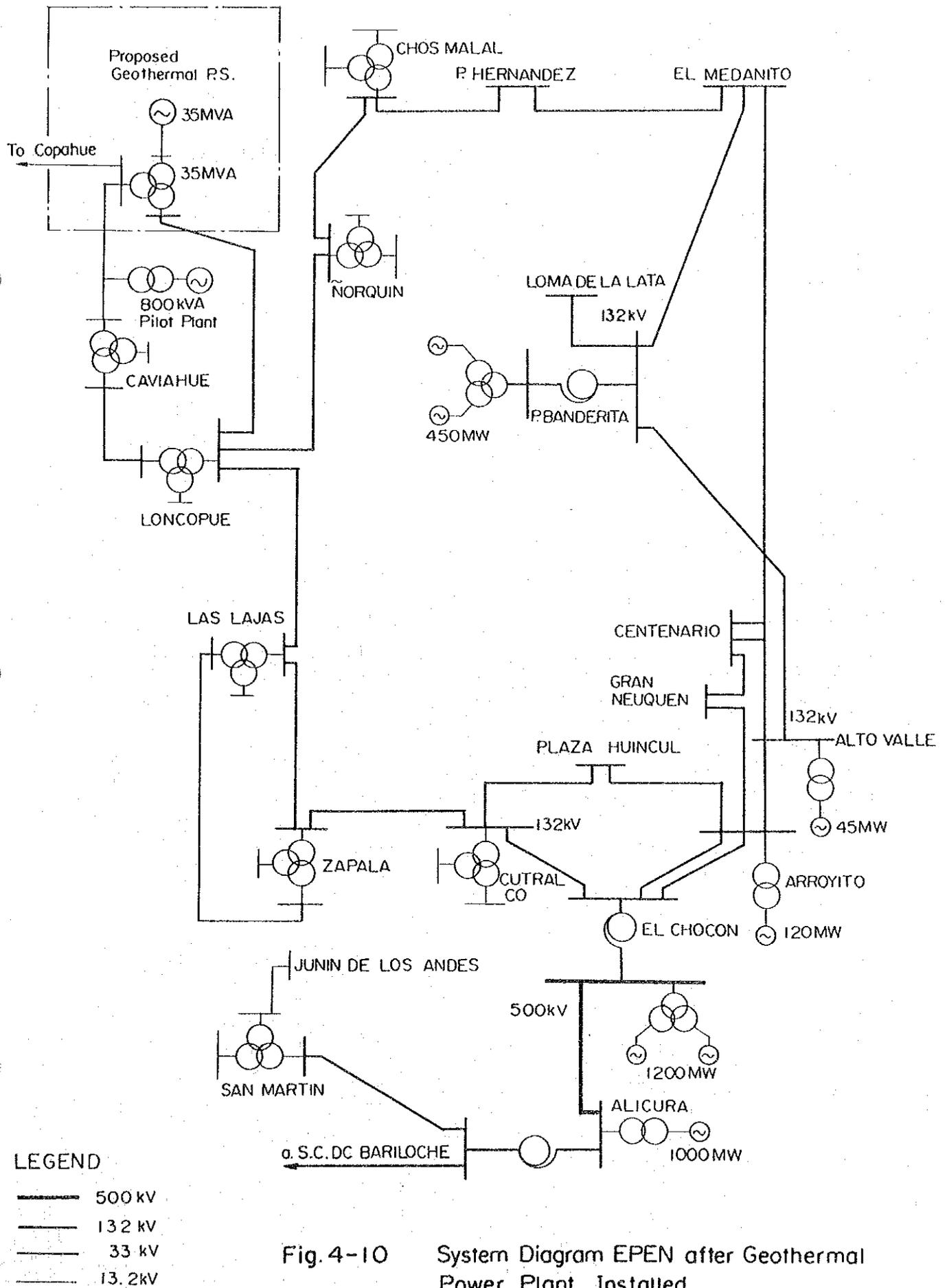


Fig. 4-10 System Diagram EPEN after Geothermal Power Plant Installed

Capítulo 5 EVALUACIÓN DEL RECURSO GEOTÉRMICO

5.1 Estudio Geológico

(1) Detalles de los Estudios Existentes

Los estudios intensivos en el terreno de la zona de Copahue, se iniciaron a partir de 1974 desde que se creara la Comisión Nacional de Estudios Geotérmicos. Después de realizarse los estudios geológicos, estudios geoquímicos, estudios gravitacionales y estudios del flujo térmico (17 perforaciones), en 1976 se perforó el pozo de exploración COP-1 hasta la profundidad de 954 m.

Por decreto, desde 1979 fueron confiados los estudios geotérmicos a la Provincia del Neuquén, los cuales se vinieron realizando a través del Consejo de Planificación para el Desarrollo (COPADEV). En 1980 se contrataron los estudios geológicos, prospección eléctrica y los estudios geoquímicos de fluidos a Latinoconsult/ELC-Electroconsult y en el año siguiente se realizó la reparación y perforación adicional del pozo de exploración COP-1 (marzo de 1981, profundidad 1.414 m). Asimismo, en 1982 se realizó la prospección eléctrica de la parte profunda.

Como organismo de control de los estudios geotérmicos de toda la Argentina, en noviembre de 1985 se creó el Centro Regional de Energía Geotérmica del Neuquén, se realizó la perforación del pozo de exploración COP-2 (concluido en marzo de 1986 con una profundidad de 1.241 m) y hasta 1987 se realizaron los estudios geoquímicos del suelo, estudios geoquímicos de fluido y las pruebas fumarólicas de los pozos COP-1 y 2, etc.

(2) Estudios Realizados bajo el Programa de Cooperación Técnica entre el Japón y la Argentina

A solicitud de la parte argentina, en el programa de cooperación técnica, no se incluyeron las prospecciones geofísicas y geoquímicas adicionales. En consecuencia, entre diciembre de 1987 y febrero de 1988, la misión de JICA realizó la recopilación y análisis de planos y cuadros de los resultados de estudios anteriores y los siguientes estudios.

- Análisis de aerofotografías e imágenes del LANDSAT
- Reconocimiento geológico
- Observaciones de núcleos y recorte de roca
 - Parte conservada por CREGEN: COP-2
 - Parte conservada por YPF: COP-1, pozo de exploración del flujo térmico (PC-1, 2, 3)
- Observaciones de secciones de roca: Muestra de la superficie, recorte de roca del COP-2
- Análisis de rayos X: Núcleos y cortes de COP-1 y COP-2

Sobre la base de los resultados de estudios y análisis arriba citados, se elaboró el modelo del sistema geotérmico del presente área y se seleccionó la ubicación del pozo de exploración COP-3. (Informe de avance, marzo de 1988)

La perforación del COP-3, se inició en enero de 1989 bajo la asistencia técnica de la misión de JICA fijando como meta la profundidad máxima de 1.800 m. Se había planificado terminar la perforación en una temporada de verano, pero la perforación concluyó el 27 de abril de 1991 después de alcanzar la profundidad de 1.065 m, debido a la demora causada por diversos

problemas afrontados durante la perforación bajo las rigurosas condiciones naturales como la alta temperatura del suelo y grandes pérdidas de agua. Los preparativos para la prueba del pozo COP-3 se desarrolló bajo la cooperación japonesa-argentina dentro del temporal de nieve y el 1º de junio de 1991 se logró con éxito la fumarola. La serie de pruebas del pozo se realizó durante 16 días para obtener los datos necesarios. Asimismo, se realizaron diversas pruebas y análisis bajo la cooperación entre el Japón y la Argentina para llevar a cabo las observaciones de secciones de roca, análisis de rayos X, inclusiones del fluido, pruebas de características físicas de los núcleos, cortes y fluido geotérmico obtenido del COP-3.

El modelo del sistema geotérmico elaborado en la etapa del informe de avance basado en el análisis general de los resultados de estudios anteriores, debió corregirse parcialmente en virtud de los nuevos datos obtenidos del COP-3. Utilizando los valores de distribución de la temperatura subterránea, propiedades físicas de la roca, permeabilidad, etc. obtenida de COP-1, 2 y 3 basado en el modelo del sistema geotérmico, se realizó la simulación de valores del corte bidimensional y se evaluó el recurso geotérmico por el método volumétrico.

(3) Descripción General de la Geología

El área del Proyecto está ubicada al este de la Cordillera de los Andes que se extiende con rumbo norte-sur. Regionalmente, en una extensión de aproximadamente 220 km se observa la continuidad de volcanes compuestos del período de actividad y esquema de actividad bien parecidos que tiene como límite norte el lineamiento Nahuever y como límite sur el lineamiento Pino Hachado (Ramos, 1978), que forma la línea divisoria del agua entre ambos océanos. Los volcanes compuestos cubren en forma discordante las rocas sedimentarias y rocas volcánicas anteriores al mioceno formando respectivamente los estratovolcanes de pendientes suaves. Las actividades volcánicas que se iniciaron en el plioceno, se ubican en el campo del esfuerzo de tracción

producido en la zona de subducción y esas actividades ígneas se caracterizan por la serie calcialcalina y serie shoshonítica (Pesce, 1987).

El cuerpo de volcán compuesto Copahue-Caviahue que está en el área del estudio, está ubicado casi en el centro de la serie de volcanes citada anteriormente presentando una topografía crateriforme característica.

El área de estudio está ubicada en la zona noroeste de este valle crateriforme en las proximidades del sitio ubicado a aproximadamente 7 km al noreste del Volcán Copahue donde existen 5 zonas de manifestaciones geotérmicas que consisten principalmente en fumarolas.

(4) Estructura Geológica

Regionalmente, esta zona se ubica en el campo de esfuerzo de tracción de la zona de relieve tectónico que se extiende con rumbo norte-sur detrás de la zona de subducción. Por otra parte, el área de estudio se caracteriza por los cuerpos de volcanes compuestos formados por hoyos sinclinales de la depresión volcánica y las actividades volcánicas del cuaternario que se produjeron en los estratovolcanes del plioceno.

(5) Manifestaciones Geotérmicas

En la zona existen 5 manifestaciones geotérmicas, de los cuales uno se ubica en territorio chileno. Esas manifestaciones se distribuyen en un área de aproximadamente 1,2 km². Las manifestaciones geotérmicas que se distribuyen en la parte argentina son las Termas de Copahue, Las Máquinas, Las Maquinitas y Anfiteatro, todas ubicadas en la parte del horst del noreste del Volcán Copahue. Todas estas manifestaciones geotérmicas forman depresiones de forma de herradura formando zonas de alteración ácida. En el área de estas manifestaciones se desarrollan numerosas fracturas del sistema NE-SO y sistema ONO-

ESE y se supone que tiene relación con las fracturas. Dentro de las depresiones se observan numerosas fumarolas y fuentes de aguas termales. Aunque no es posible estimar el potencial hidrotérmico total de las descargas, por tratarse esencialmente de fluidos hidrotermales de escaso caudal, se supone de que el caudal suministrado por el fluido geotérmico del subsuelo no es abundante. La manifestación geotérmica del lado chileno se encuentra en Chanco Có que está al atravesar el Paso de Copahue en el límite con Chile yendo desde Copahue.

(6) Pozo de Exploración COP-3

(a) Geología

El sitio de la perforación COP-3 se ubica a aproximadamente 20 m de la rivera derecha del Río Mellizas a aproximadamente 30 m de distancia desde la costa este del lago Las Mellizas de aguas arriba.

En el lecho del Río Mellizas se observa en toda la superficie la afloración de lavas andesíticas. Por lo tanto, la capa de tierra superficial del sitio de la perforación COP-3 es sumamente fina alcanzándose la roca a menos de 1 m.

Desde la boca hasta el fondo de la perforación a 1.065 m de profundidad se compone de efusivos volcánicos de la formación Las Mellizas que corresponde al pleistoceno anterior de la era cuaternaria e intercalación de estratos de sedimentos lacustres.

Hasta la profundidad de 70 m desde la superficie se compone de lava de hipersteno basáltico con intercalaciones de capas finas de brecha tobácea. Entre 70 ~ 210 m de profundidad se compone de toba alterada andesítica y dacítica de granulometría gruesa con intercalaciones de estratos de andesita.

Entre 210 ~ 420 m de profundidad se compone de lava andesítica de ortopiroxenita y rombopiroxenita basáltica. Entre 300 ~ 320 m existen intercalaciones de toba lapilli alterada. Entre 420 ~ 480 m de profundidad se distribuyen la turbidita tobácea, arenisca y conglomerado del estrato lacustre que se supone sea sedimentación local.

Entre 480 ~ 830 m se distribuye la lava de piroxenita basáltica, pero la piroxenita se caracteriza por ser piroxenita común. Entre 620 ~ 640 m existen intercalaciones de estratos de arenisca tobácea. Como minerales alterados se distribuyen ampliamente la epidota llenando las fisuras. A profundidades mayores de 800 m, la roca en general ha sufrido una fuerte alteración hidrotermal.

Entre 830 ~ 876 m se distribuye la brecha tobácea alterada con partes de intercalaciones de lava andesítica.

Desde 876 ~ 1.008 m de profundidad existen lavas andesíticas intensamente alteradas y brechadas que durante la perforación ha causado frecuentemente la fuga de agua del lodo de circulación.

Especialmente entre 1.009 ~ 1.018 m, la lava andesítica está fracturada por la falla, formando una zona de falla. La fuga de agua de esta parte fue la más intensa y constituye la principal zona de producción del COP-3.

A profundidades mayores de 1.026 m hasta 1.065 m que es el fondo del pozo, se compone de porfirita holocristalina continuando un estado casi exento de fisuras.

(b) Características de producción

En este pozo, se realizaron las pruebas fumarólicas entre el 1º ~ 15 de junio de 1991 una vez que se haya recuperado

la temperatura después de terminar la perforación. Este pozo produjo vapor casi seco (grado de sequedad 0,92 ~ 0,99) y el vapor contenía gas incondensable (principalmente CO₂) de 11% (concentración de masa). Al principio de la descarga, el caudal de agua caliente era relativamente grande por los efectos del lodo de perforación, pero al continuar la descarga fue bajando rápidamente el caudal de agua caliente.

El caudal máximo de vapor de este pozo es de aproximadamente 9t/h (presión de la boca 1,4 kg/cm²G) pero debido a la alta permeabilidad del reservorio, acusa excelentes características de descarga a pesar de ser un pozo de pequeño diámetro. Asimismo, al estrangular la válvula de la boca del pozo, indica la tendencia de humedecerse el vapor a medida que se vaya aumentando la presión de la boca del pozo y también baja la entalpia específica de la boca del pozo de 644 kcal/kg a 595 kcal/kg. Se supone que esto se debe a la pérdida térmica de la parte superior del pozo donde es baja la temperatura de equilibrio del estrato y debido al efecto de la permeabilidad relativa por la variación del grado de saturación del vapor del reservorio en las proximidades del pozo.

Con respecto a las variaciones a largo plazo de las características de producción de este pozo, se estima que podrá aclararse por los resultados de las pruebas de descarga de largo plazo, pero según los datos obtenidos hasta fines de agosto de 1991, el caudal de agua caliente se redujo a niveles despreciables y en cuanto al caudal de vapor no se reconocieron variaciones notables.

5.2 Análisis General

(1) Modelo del Sistema Geotérmico

Se elaboró el siguiente modelo del sistema geotérmico basado en la estructura térmica, estructura del reservorio y esquema del flujo del fluido.

- (a) La fuente térmica de esta zona es el depósito de magma que ha provocado la serie de actividades volcánicas que se extienden desde la formación Las Mellizas hasta el Volcán Copahue. Se supone que desde el Volcán Copahue hasta el horst constituye una zona de alta conductibilidad térmica.
- (b) El perfil de temperatura de esta zona presenta una curva elevada en torno al horst con una temperatura de más de 230°C a la profundidad de 600 ~ 800 m. A mayores profundidades entra dentro del reservorio de vapor dominante y acusa una temperatura casi estable (230°C ~ 240°C). Al comparar la temperatura entre los pozos COP-1 y 3 que se ubica en el borde del horst y el pozo COP-2 que se ubica hacia el centro del horst, térmicamente se estima que el COP-2 se halla más próximo al centro.
- (c) El fluido que sale de las manifestaciones geotérmicas incluyendo a Termas de Copahue, en virtud del corto tiempo de residencia desde ^3H y por la composición isotópica de oxígeno e hidrógeno, se estima que no se origina en la profundidad. Por lo tanto, se supone de que las aguas meteóricas caídas relativamente próximas se hayan filtrado y calentado por la mezcla del vapor y gas.
- (d) Por su lado, a juzgar por la topografía de la zona, el área de recarga del fluido de la parte profunda que se obtiene de los pozos COP-1, 2 Y 3, se estima que es el Volcán Copahue y Cerro Chanco C6 de alturas elevadas. Del análisis geoquímico del fluido, no es posible estimar la

dirección del flujo del fluido en este campo, pero la fractura del sistema NE-SO y la baja resistividad aparente según la prospección eléctrica que se extiende en torno a esa fractura ($AB/2 = 1.500 \text{ m}$) es posible que esté indicando el flujo del fluido desde el Volcán Copahue hacia las profundidades del horst.

- (e) Asimismo, en las 2 fallas del sistema NO-SE que tiene su límite al este del horst, está desarrollada la alteración a lo largo de la falla, lo cual se manifiesta claramente por la distribución de la baja resistividad. Estos indicios indican el flujo del fluido.
- (f) A la profundidad en la cual la temperatura de los pozos COP-1, 2 y 3 se torna estable al nivel de aproximadamente 240°C , o sea encima del reservorio de vapor dominante se estima que existe una zona de alteración que constituye la roca de cubierta. La zona de alteración que se estima también por las prospecciones eléctricas, retiene la dispersión del vapor que se eleva y restringe las aguas meteóricas que se filtran desde arriba.
- (g) En el reservorio comprobado por los pozos COP-1, 2 y 3, se estima que el fluido está acumulado en la lava fracturada de la formación Las Mellizas. Según las pruebas de producción, la productividad de los pozos COP-1 y 2 no son tan buenas. El índice de producción de ambos pozos es de aproximadamente $0,7 \text{ t/h/kg/cm}^2$. En cambio, el índice de producción del COP-3 es $3 \sim 17 \text{ (t/h)/(kg/cm}^2)$ acusando una productividad considerablemente buena. Asimismo, se ha señalado por D'Amore et al. (1987) que según la variación secular de la composición isotópica de los pozos COP-1 y 2, existe la posibilidad de que el caudal del fluido del reservorio sea pequeño en comparación al caudal de producción de ambos pozos (aproximadamente 5 t/h/pozo).

- (h) Según la prospección gravimétrica de la parte del horst, se estima que la profundidad de la formación Hualcupén que es la base del valle crateriforme es de alrededor de 1.600 m. Se supone de que en el nivel superior existe la posibilidad de la distribución de depósitos del flujo piroclástico de Riscos Bayos de capa impermeable. De la observación del acantilado empinado de topografía crateriforme de la parte superior de la formación Hualcupén que está inmediatamente debajo de la capa impermeable, se trata de un estrato con predominio de lava y se estima que a lo largo de la fractura se hayan formado excelentes reservorios.
- (i) Como fallas que tienen estrecha relación con la formación de reservorios, pueden considerarse los siguientes 3 sistemas según la geología, datos de pozos y distribución de las manifestaciones geotérmicas.
 - (i) Falla del sistema ONO-ESE que continúa desde Chancho Có hasta Lago Agrio
 - (ii) Falla del sistema NE-SE que se desarrolla en el terreno de manifestación geotérmica
 - (iii) Falla inversa del sistema NO-SE del lado este de Las Máquinas

5.3 Evaluación del Potencial del Recurso Geotérmico

(1) Evaluación por el Método Volumétrico

Para la evaluación del reservorio de la zona de Copahue, se realizaron los cálculos dividiéndose en los siguientes 2 casos.

(a) Zona comprobada

El caso que tiene como objeto la evaluación de la zona donde se ha comprobado el reservorio por los pozos COP-1, COP-2 y COP-3.

(b) Toda la zona

El caso que tiene como objeto la evaluación de toda la zona delimitada por el triángulo incluyendo todas las zonas de manifestación geotérmica como Termas de Copahue (zona determinada por las prospecciones eléctricas).

Asimismo, se realizó la estimación del reservorio fijando en principio como objeto solamente el reservorio de vapor, debido a que no está comprobada la existencia del estrato hidrotermal de la parte profunda que existiría en el nivel inferior del reservorio geotérmico de vapor dominante.

(a) Zona comprobada

Se realizó la evaluación del reservorio, fijando como objeto sólo la zona donde se ha comprobado el reservorio por los pozos COP-1, 2 y 3 de la zona de Copahue. Se extrajo como zona comprobada, el área delimitada por la franja de 1 km de ancho en el exterior de la zona del triángulo de aproximadamente 1 km de lado formado por los 3 pozos. La superficies es de aproximadamente 4 km².

Aunque es difícil estimar con precisión el espesor del reservorio debido a que la cantidad de pozos estudiados y sus profundidades no son suficientes, se adoptó el espesor de 600 m como valor mínimo de la zona comprobada con profundidades de 800 ~ 1.400 m del pozo COP-1 (+1200 msnm ~ +600 msnm). A su vez, como valor máximo se fijó un espesor de 1200 m suponiendo la existencia del reservorio desde la profundidad superior del reservorio comprobado por

el pozo COP-2 (+1400 m) hasta la altura de +200 m (aproximadamente 2200 m de profundidad). Además, como valor típico, se fijó el valor de verosimilitud máxima de 900 m de espesor desde la altura de +1.300 m hasta la profundidad de la cara inferior del estrato Las Mellizas (+400 msnm).

En cuanto a la temperatura media del reservorio, se extrajo respectivamente como valor mínimo y valor máximo aproximadamente 230°C de la temperatura del reservorio de COP-2 y aproximadamente 250°C la temperatura máxima de COP-1. Se consideró la distribución de probabilidad triangular, estableciendo como valor de verosimilitud máxima la temperatura de 240°C.

Los parámetros ρ_f y C_f pueden obtenerse de la tabla de vapor estimándose la temperatura T. Como porosidad media ϕ se estableció una distribución uniforme de 4% y 10% de valor mínimo y valor máximo respectivamente, tomando como referencia los valores generales de las pruebas de propiedad física de los núcleos y de la zona geotérmica. En relación al coeficiente de saturación líquida, se consideró la distribución uniforme fijándose como valor mínimo de saturación residual típica 0,3 y como valor máximo 0,5.

El coeficiente de recuperación es el parámetro más difícil de establecer, pero aquí se estimó utilizando el gráfico del coeficiente de recuperación de Nathenson (1975) (el coeficiente de recuperación se expresa como función de la temperatura, porosidad y coeficiente de saturación líquida) y el valor máximo y valor mínimo de porosidad y el coeficiente de saturación líquida establecidos anteriormente. Es decir, se obtiene el coeficiente de recuperación teórico de aproximadamente 5% a partir de los valores mínimos de 0,04 y 0,3 de porosidad y coeficiente de saturación líquida. Este sería un valor del reservorio

ideal con buena permeabilidad general, pero se piensa que en los reservorios el área de la permeabilidad sea realmente de aproximadamente 75% del total. En consecuencia, se adoptó el valor 0,04 como valor mínimo del coeficiente de recuperación. Por otra parte, como valor máximo del coeficiente de recuperación teórica se obtiene igualmente un valor de aproximadamente 20% a partir de los valores máximos de 0,1 y 0,5 de porosidad y coeficiente de saturación líquida, pero suponiendo que en los reservorios el área de permeabilidad es realmente de un máximo de 75%, se adoptó el valor de 0,15. Como distribución de probabilidad del coeficiente de recuperación se estableció la distribución uniforme.

(b) Toda la zona

Como superficie del reservorio de toda la zona de Copahue, se estima un máximo de aproximadamente 13 km² correspondiente al área delimitada por el triángulo que incluye las manifestaciones geotérmicas (zona determinada por las prospecciones eléctricas). Sin embargo, es posible que la superficie real del reservorio sea más reducida, por cuya razón se ha considerado la zona de aproximadamente 11 km² del paralelogramo formado por el agregado de la franja de 500 m de ancho de la zona delimitada por Las Máquinas, Las Maquinitas, Termas de Copahue, Anfiteatro y COP-3. Debido a que no es posible establecer el valor de verosimilitud máxima dentro de esta zona, como superficie del reservorio se fijó el valor máximo y valor mínimo de 13 km² y 11 km² respectivamente con distribución uniforme.

Con respecto al espesor del reservorio, de la misma forma se establecieron como valor mínimo, valor máximo y valor de verosimilitud máxima 600 m, 1200 m y 900 m respectivamente. Como temperatura media del reservorio, se fijaron el valor mínimo y valor máximo de 230°C y 250°C considerando una distribución de probabilidad uniforme.

En relación a la porosidad ϕ y coeficiente de saturación líquida, se aplicó un criterio similar a la zona comprobada. En consecuencia, el valor máximo del coeficiente de recuperación resulta también de un valor similar (15%). Con respecto al valor mínimo del coeficiente de recuperación, contra el coeficiente de recuperación de estado ideal (5%) de todo el área permeable, se adoptó el valor de 0,025 debido a que en el área objeto de evaluación regional se considera que en realidad alrededor de la mitad es área permeable.

5.4 Evaluación y Determinación de la Potencia de la Central

(1) Evaluación del Tamaño de la Central

Como método de cálculo del potencial del recurso geotérmico existente en una determinada zona geotérmica, existe el método volumétrico que se utiliza eficazmente en la etapa inicial del desarrollo. En una etapa más avanzada de los estudios cuando se obtengan informaciones más detalladas de la zona, se realiza la simulación del flujo del fluido tridimensional por el modelo del parámetro de distribución y se determina el tamaño apropiado de la central incluyendo las estimaciones futuras.

Al efectuar la evaluación del tamaño de la central de esta zona, se considera razonable la evaluación por el método volumétrico según los resultados del análisis considerando los detalles y la cantidad de los estudios.

Con motivo de la aplicación del método volumétrico para esta zona, se llevaron a cabo los análisis dividiendo en la zona total donde se estima la existencia de reservorios geotérmicos según las manifestaciones geotérmicas, resultados de las prospecciones geofísicas, estructura geológica y distribución de temperatura y dentro de ella, la zona comprobada donde se ha verificado la

existencia del fluido geotérmico por las excavaciones reales de los pozos de estudio.

(2) Tamaño de la Central de la Zona Comprobada

Según la distribución de probabilidad acumulada de potencia de generación de la zona comprobada mediante la simulación Monte Carlo del método volumétrico, con el índice normal del 85% resulta 21 MW y con el 90% resulta 18 MW, habiéndose llegado a la conclusión de que es posible la generación de más de aproximadamente 20 MW.

Por otra parte, en la zona comprobada existen 3 pozos que son COP-1, COP-2 y COP-3 perforado en esta ocasión. Se considera que el reservorio de vapor dominante comprobado por los pozos COP-1 y COP-2 no tiene necesariamente una buena permabilidad, pero en el pozo COP-3 existe buena permeabilidad y podría decirse que se comprobó que tiene buena productividad. Es decir, a pesar de que el COP-3 es un pozo de pequeño diámetro con diámetro final de perforación de tamaño NQ (ϕ 96 mm), produjo un caudal máximo de vapor de 9,4 t/h. Al suponer que la temperatura del reservorio, entalpia del fluido geotérmico, índice de productividad, etc. fuera uniforme y se calculara sobre la base de la perforación del pozo de producción con diámetro final de 8-5/8", podrá obtenerse un caudal de vapor de 50 a 60 t/h. Al convertirse en potencia de generación, equivale a aproximadamente 6 ~ 7 MW.

Basado en estas circunstancias, de lograrse el caudal de vapor de 3 o 4 pozos de la escala de producción del nivel del COP-3, significa que es posible la generación de 20 MW. Aun cuando se estime un margen de riesgo, será posible la generación del orden de los 10 MW con una probabilidad considerablemente elevada.

(3) Potencial de Generación de Toda la Zona

Debido a que aún no se han realizado los estudios detallados de pozo excepto la zona comprobada, con respecto a toda la zona, se

han considerado valores de temperatura del reservorio y permeabilidad basados en grado considerable de estimación. En esta oportunidad, se calculó el potencial del recurso según el método volumétrico incluyendo la simulación Monte Carlo sólo con respecto al reservorio de vapor dominante. Según los resultados del cálculo, al observar la distribución de frecuencia del potencial de generación, su forma es plana desde 30 MW hasta 150 MW sin observarse un pico significativo. Como valor central se obtuvo una potencia de 90 MW. Según la distribución de probabilidad acumulada resulta 95 MW con el 50% de probabilidad. En la etapa actual cuando aún no están avanzados los estudios, será mejor que se establezca una estimación de posibilidad de este grado. Con el 85% resulta 48 MW y con el 90% se obtiene un valor bajo de 40 MW, pero cuando se determine el pico de la distribución de frecuencia con el avance de los estudios, se estima posible tomar valores más altos.

Según los resultados del cálculo de procedimiento determinista, del reservorio de vapor dominante de 230°C de temperatura y 600 m de espesor se obtiene el valor de 81 MW.

Según estos resultados, aun cuando se haga una estimación conservadora, del reservorio de vapor dominante se espera obtener un potencial de generación de alrededor de 80 MW.

Con respecto a la zona comprobada citada anteriormente, está confirmada la existencia por los pozos de exploración, pero con respecto a toda la zona es necesario que se comprueben con la perforación de pozos. Para el futuro, es necesario que se realicen los estudios para comprobar la existencia de reservorios mediante la perforación de pozos de exploración y se determine su magnitud delimitando la zona promisoría mediante prospecciones geofísicas eficaces como el método CSAMT. Como evaluación de la etapa actual, en esta zona se considera posible la generación de alrededor de 50 MW debido a que es relativamente fácil lograr más de la mitad del potencial de generación estimado por el método volumétrico, a juzgar por los antecedentes de la relación del

potencial de los recursos y la escala de generación estimada por el método volumétrico de zonas donde se están realizando prácticamente los desarrollos de centrales geotérmicas.

(4) Posibilidades de Reservorios Hidrotermales Dominantes

Se estima la existencia de reservorios hidrotermales dominantes en la parte profunda de más de 1.400 m y con respecto a esta parte se calculó el potencial del recurso por el método volumétrico de procedimiento determinista.

Como resultado de esta cálculo, se obtiene 141,2 MW \approx 140 MW. Sobre la existencia de este reservorio hidrotermal dominante, aun no existen evidencias que puedan demostrar directamente, pero debido a que la magnitud de 140 MW es grande, se considera suficientemente justificable la futura comprobación mediante la perforación de pozos de exploración.

(5) Determinación de la Potencia

Para la evaluación de la potencial de los recursos subterráneos, en el caso de generar durante 30 años utilizando el vapor existente en las proximidades de 1.200 m del área del Proyecto, se proponen valores de gran amplitud entre 10 ~ 50 MW. El hecho de que la evaluación tenga una amplitud tan grande, significa que los estudios están en una etapa inicial y es normal que la amplitud se vaya reduciendo a medida que se desarrollen los estudios.

En la etapa actual, la probabilidad de potencia oscila en una gama de 100 ~ 15%, y la potencia sería de 20 MW con una probabilidad del 80% y 30 MW con una probabilidad del 60%. En cambio, al analizar desde el aspecto económico, cuando la escala de la unidad generadora estuviera dentro de una gama menor que unos 50 MW, el costo unitario se eleva cuanto menor fuera la potencia y disminuye la factibilidad del proyecto. Al establecer un valor de meta de US\$0,03/kWh de costo y la probabilidad de la

factibilidad económica fuera de 90% con menos de US\$0,03/kWh y 10% con US\$0,05/kWh de costo, la relación de probabilidad con respecto a la potencia sería del 10% para 10 MW, 53% para 20 MW y 84% para 30 MW.

En consecuencia, la factibilidad desde el aspecto de los recursos y el aspecto económico, es el producto de ambos, cuyo nivel máximo está en las proximidades de 25 ~ 30 MW.

En general, teniendo en cuenta que en la etapa inicial de los estudios tiende a que la curva de probabilidad de la evaluación desde el aspecto de los recursos se incline a potencias bajas, se ha adoptado una potencia más bien grande de 30 MW.

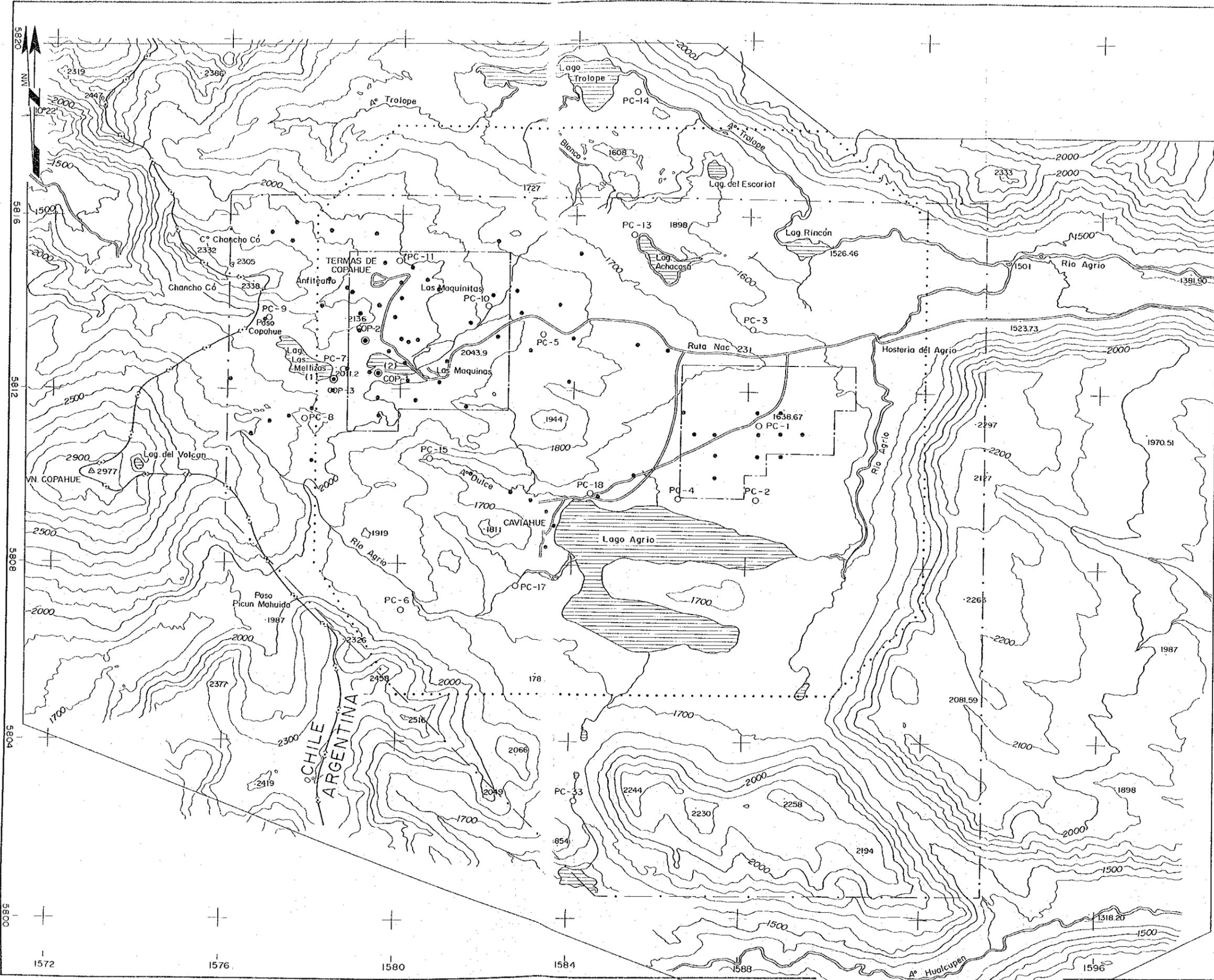
Table 5-1 List of Geothermal Investigation Works in Copahue Area

Investigation Works	Year	Admini- stra- tion *1	Exe- cuter	Scope of Investigation Works	No. of Data *2
Geological survey	1974	CNEG	YPF	regional survey	-
	1980	COPADE	L-ELC	detailed survey	C1, 13
	1987		A. H. Pesce	volcano-tectonics	C6
Geophysical prospecting					
Gravity prospecting	1975	CNEG	YPF	180 km ² , 285 points	C26-27
Electrical prospecting	1980	COPADE	L-ELC	AB/2=2000m, 56 points 69 lines	C1
	1981	"	"	AB/2=5000m, 7 points 15 lines	C3
	1987	CREGEN	CREGEN	AB/2=1500m, 11 points	
Geochemical survey					
Soil geochemistry	1974	CNEG	YPF		-
	1986	CREGEN	CREGEN	Hg, CO ₂ , 1m depth temperature 10km ² , 70 points + 8 km ² , 50 points	C7
Fluid geochemistry	1980-87	COPADE CREGEN	L-ELC CREGEN	surface water, fluids of fumarole, well fluid, analysis of chemical composition and isotope	C1,18-23
Well survey					
Thermal gradient hole	1975-76	CNEG	YPF	11-200m, 17 wells	C28,29
Exploratory well COP-1	1976	CNEG	YPF	954m, logging	C2,4,31,
	1981	COPADE	YPF	deepen to 1414m	32,34
Exploratory well COP-2	1986	CREGEN	CREGEN	1241m, logging	C5,33, 34,35
Well test (COP-1, 2)	1981-87	COPADE CREGEN	L-ELC CREGEN	production test, hole temperature. pressure	C2,4,5, 31,36,37 38

*1 Administration

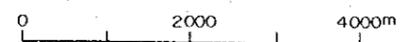
CNEG : Comision Nacional de Estudios Geotermicos
 COPADE: Consejo de Planificacion para el Desarrollo
 CREGEN: Centro Regional de Energia Geotermica del Neuquen
 L-ELC : Latinoconsult/ELC-Electroconsult

*2 List of Collected Dates

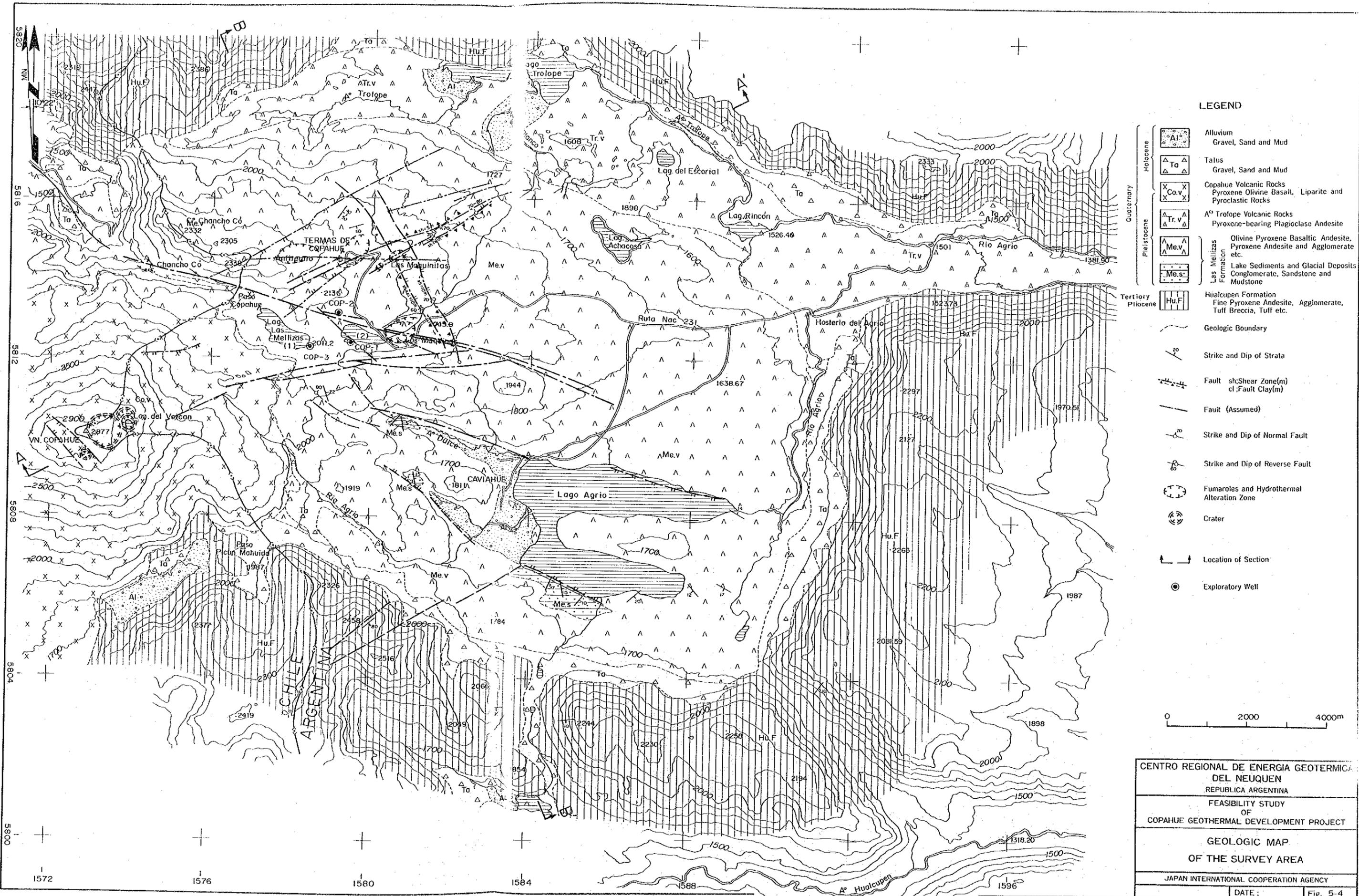


LEGEND

-  Geological Survey Photogeology
-  Soil Geochemical Survey
-  Fluid Geochemical Survey
-  Gravity Prospecting
-  Electrical Prospecting Point
-  Thermal Gradient Hole
-  Exploratory Well

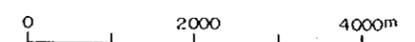


CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
LOCATION MAP OF INVESTIGATION WORKS	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig. 5-1

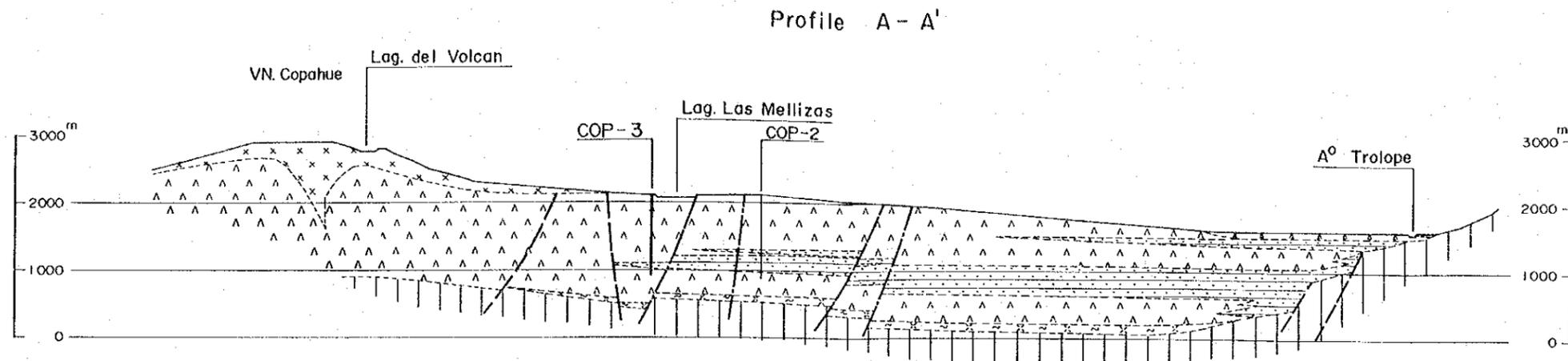


LEGEND

- | | | |
|----------------------|--|---|
| Quaternary | | Alluvium
Gravel, Sand and Mud |
| | | Talus
Gravel, Sand and Mud |
| Pleistocene | | Copahue Volcanic Rocks
Pyroxene Olivine Basalt, Liparite and
Pyroclastic Rocks |
| | | A ⁰ Trolope Volcanic Rocks
Pyroxene-bearing Plagioclase Andesite |
| Tertiary
Pliocene | | Olivine Pyroxene Basaltic Andesite,
Pyroxene Andesite and Agglomerate
etc. |
| | | Lake Sediments and Glacial Deposits
Conglomerate, Sandstone and
Mudstone |
| | | Huacupen Formation
Fine Pyroxene Andesite, Agglomerate,
Tuff Breccia, Tuff etc. |
| | | Geologic Boundary |
| | | Strike and Dip of Strata |
| | | Fault sh: Shear Zone(m)
cl: Fault Clay(m) |
| | | Fault (Assumed) |
| | | Strike and Dip of Normal Fault |
| | | Strike and Dip of Reverse Fault |
| | | Fumaroles and Hydrothermal
Alteration Zone |
| | | Crater |
| | | Location of Section |
| | | Exploratory Well |

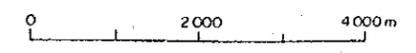
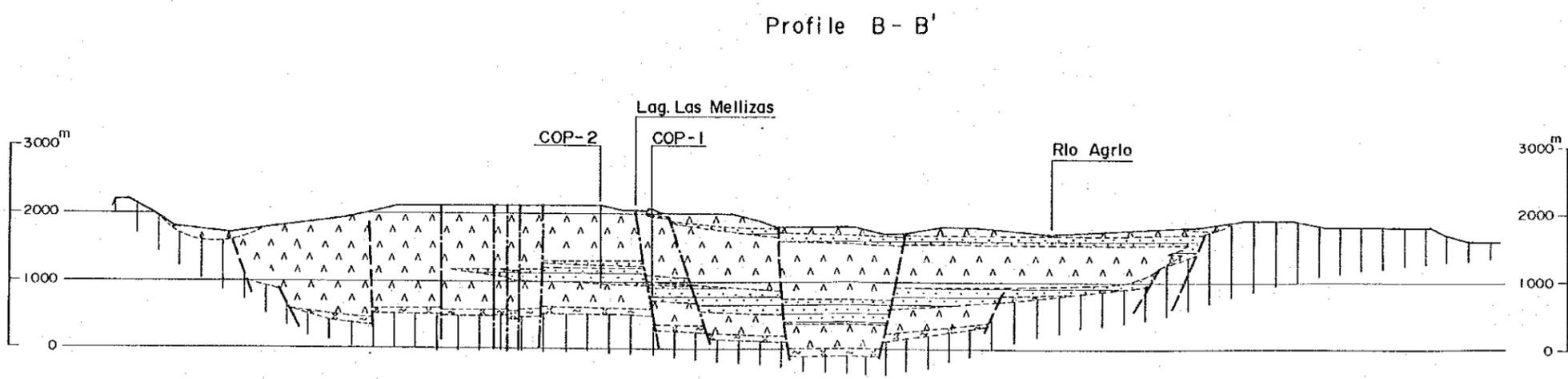


**CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA
 DEL NEUQUEN**
 REPUBLICA ARGENTINA
 FEASIBILITY STUDY
 OF
 COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT
**GEOLOGIC MAP
 OF THE SURVEY AREA**
 JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY
 DATE: _____ Fig. 5-4

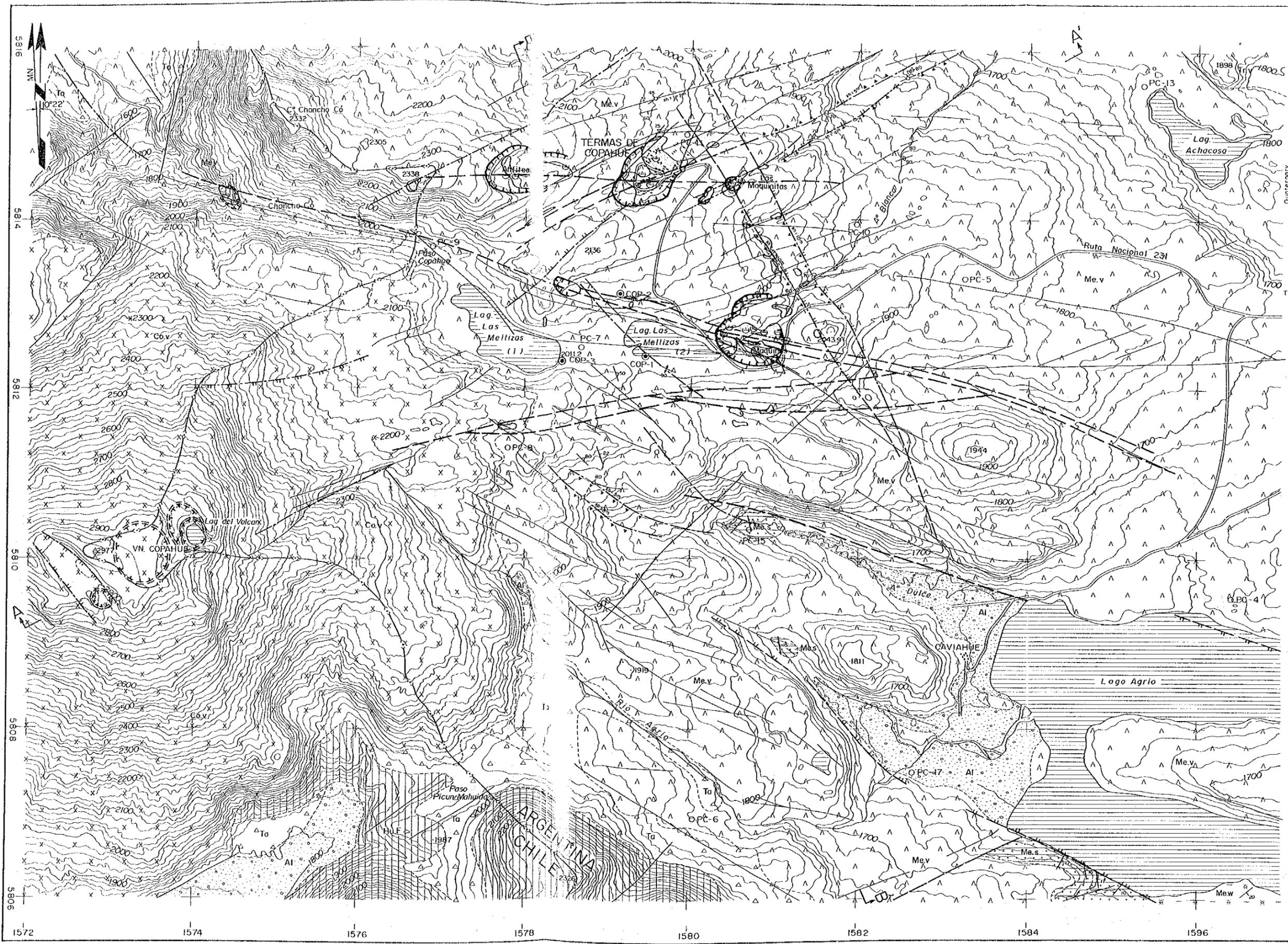


LEGEND

- △ Ta △ Talus
- x Co.v x Copahue Volcanic Rocks
- △ Tr.v △ A' Trolope Volcanic Rocks
- △ Me.v △ Las Mellizas Formation
- Ma.s - Caviahue Conglomerate Member
- R Bp Riscos Bayos Pyroclastic Flow Deposits
- Hu.F Hualcupen Formation
- Geologic Boundary
- Fault
- Fault (Assumed)

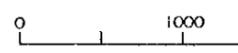


CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
GEOLOGIC PROFILE	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig. 5-7



LEGEND

- | | | |
|---|--|--|
| Quaternary
Pleistocene
Tertiary
Pliocene | [Symbol] | Alluvium
Gravel, Sand and silt |
| | [Symbol] | Talus
Gravel, Sand and silt |
| | [Symbol] | Copahue Volcanic Rock
Pyroxene Olivine
and Pyroclastic
Tuff |
| | [Symbol] | A ^o Trolope Volcanic
Pyroxene-bearing
Tuff |
| | [Symbol] | Welded Tuff |
| | [Symbol] | Las Mellizas
Formation
Olivine Pyroxene
Andesite, Pyroxene
Agglomerate |
| | [Symbol] | Lake Sediment
Deposits: Coarse
and Mudstone |
| | [Symbol] | Hualcupen Formation
Fine Pyroxene
Andesite, Tuff
Breccia, Tuff |
| | [Symbol] | Geologic Boundary |
| | [Symbol] | Strike and Dip of Structure |
| [Symbol] | Strike and Dip of Intensity | |
| [Symbol] | Strike and Dip of Joint | |
| [Symbol] | Fault sh: Shear Zone
cl: Fault Clay | |
| [Symbol] | Fault (Assumed) | |
| [Symbol] | Strike and Dip of Normal | |
| [Symbol] | Strike and Dip of Reverse | |
| [Symbol] | Lineament (by Aerial Photo) | |
| [Symbol] | Hydrothermal Alteration | |
| [Symbol] | Crater | |
| [Symbol] | Fumarole | |
| [Symbol] | Location of Section | |
| [Symbol] | Exploratory Well | |
| [Symbol] | Thermal Gradient Hole | |



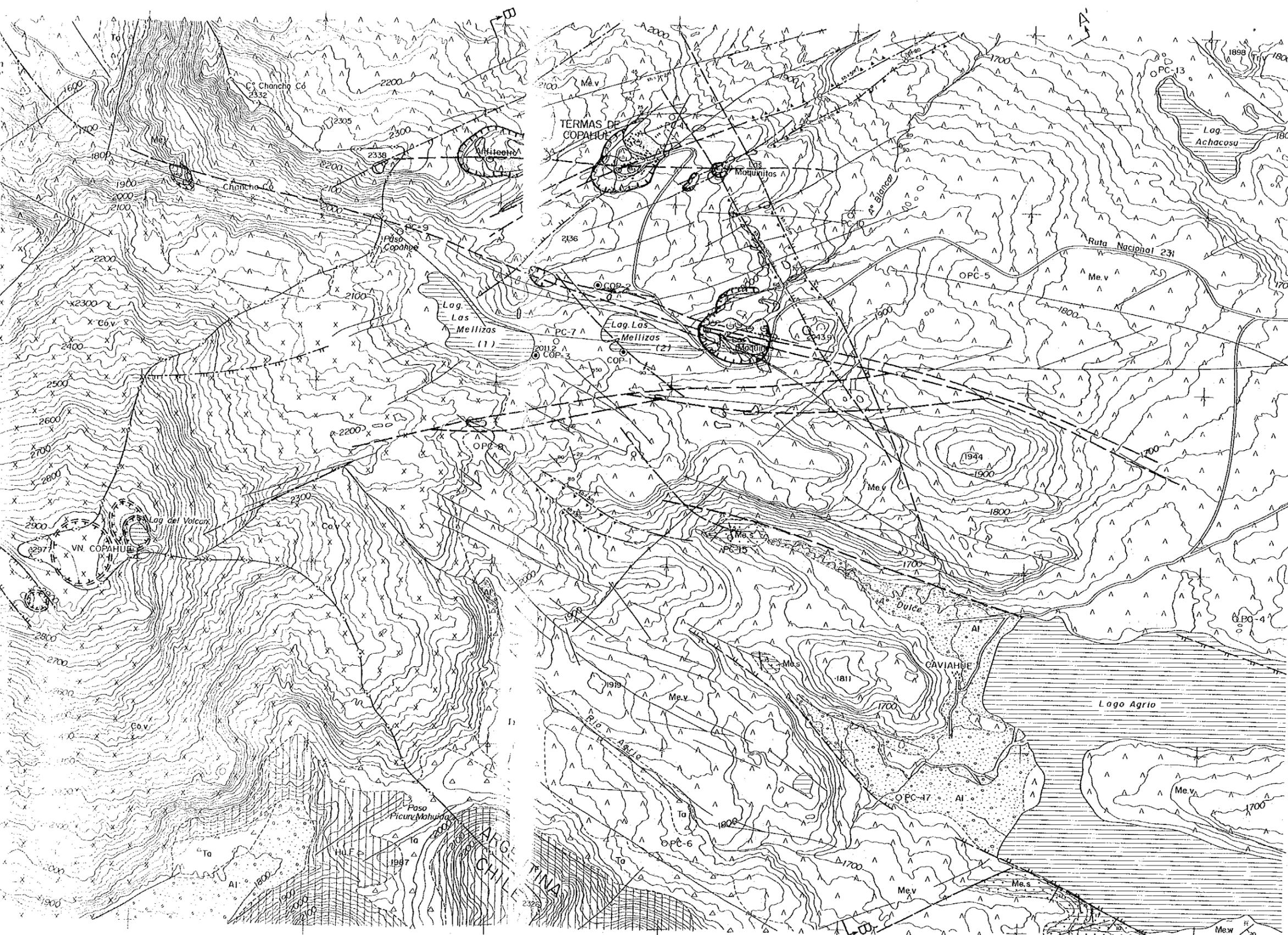
CENTRO REGIONAL DE ENERGIA
DEL NEUQUEN
REPUBLICA ARGENTINA

FEASIBILITY STUDY
OF
COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT

COMPOSITE MAP
OF
GEOLOGY AND LINEAMENTS

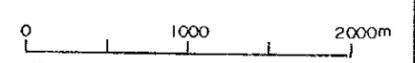
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION CENTER

DATE: _____



LEGEND

- | | | |
|------------------------|--|--|
| Quaternary | | Alluvium
Gravel, Sand and Mud |
| | | Talus
Gravel, Sand and Mud |
| | | Copahue Volcanic Rocks
Pyroxene Olivine Basalt, Liparite
and Pyroclastic Rocks |
| Pleistocene | | A ¹ Trolope Volcanic Rocks
Pyroxene-bearing Plagioclase Andesite |
| | | Welded Tuff |
| Las Mellizas Formation | | Olivine Pyroxene Basaltic
Andesite, Pyroxene Andesite and
Agglomerate etc. |
| | | Lake Sediments and Glacial
Deposits: Conglomerate, Sandstone
and Mudstone |
| | | Hualcopen Formation
Fine Pyroxene Andesite, Agglomerate,
Tuff Breccia, Tuff etc. |
| Tertiary | | Geologic Boundary |
| | | Strike and Dip of Strata |
| | | Strike and Dip of Intrusive Rocks |
| | | Strike and Dip of Joints |
| | | Fault sh: Shear Zone(m)
cl: Fault Clay(m) |
| | | Fault (Assumed) |
| | | Strike and Dip of Normal Fault |
| | | Strike and Dip of Reverse Fault |
| | | Lineament (by Aerial Photographs) |
| | | Hydrothermal Alteration zone |
| | | Crater |
| | | Fumarole |
| | | Location of Section |
| | | Exploratory Well |
| | | Thermal Gradient Hole |



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA
DEL NEUQUEN
REPUBLICA ARGENTINA

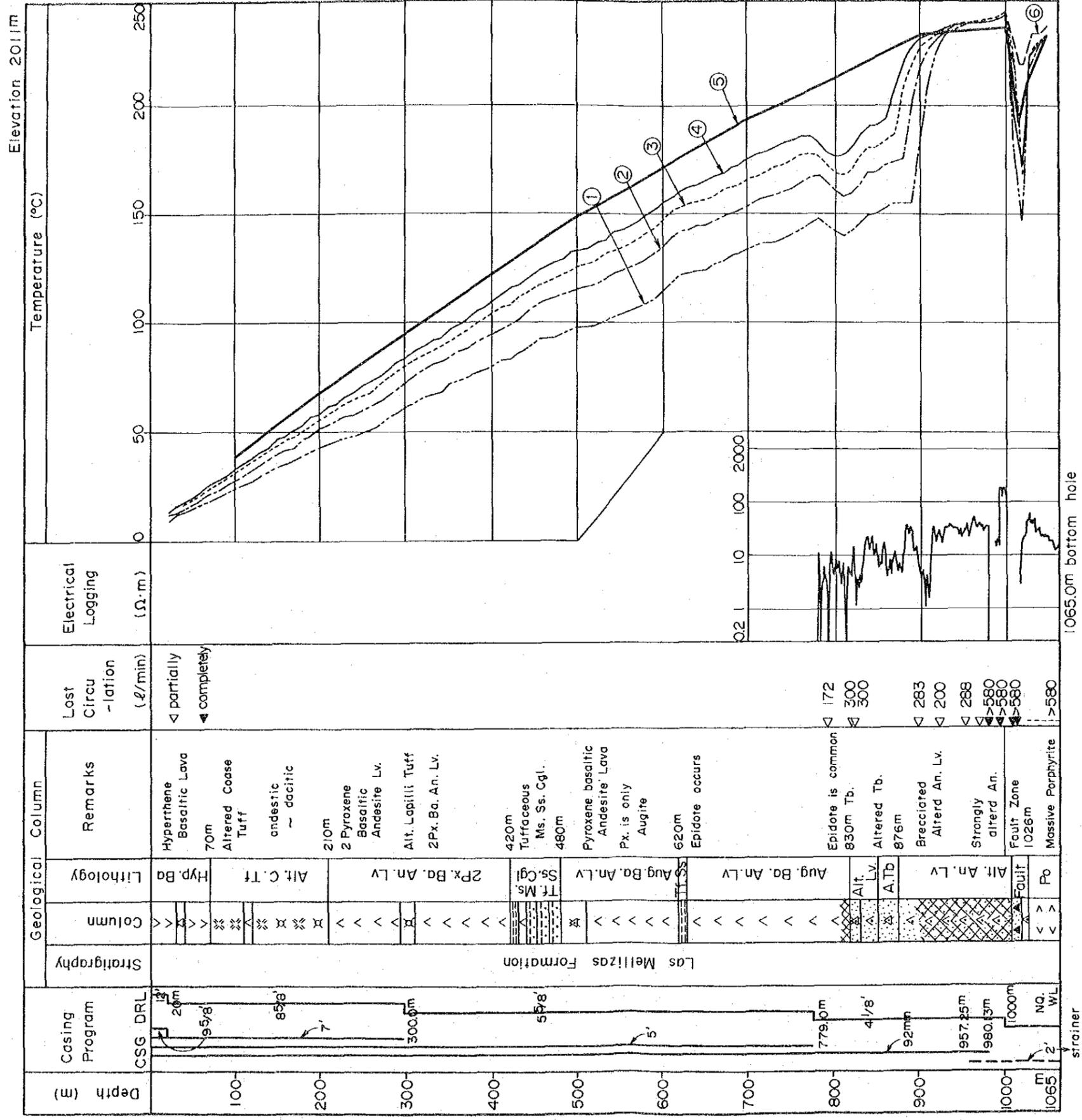
FEASIBILITY STUDY
OF
COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT

COMPOSITE MAP
OF
GEOLOGY AND LINEAMENTS (2)

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

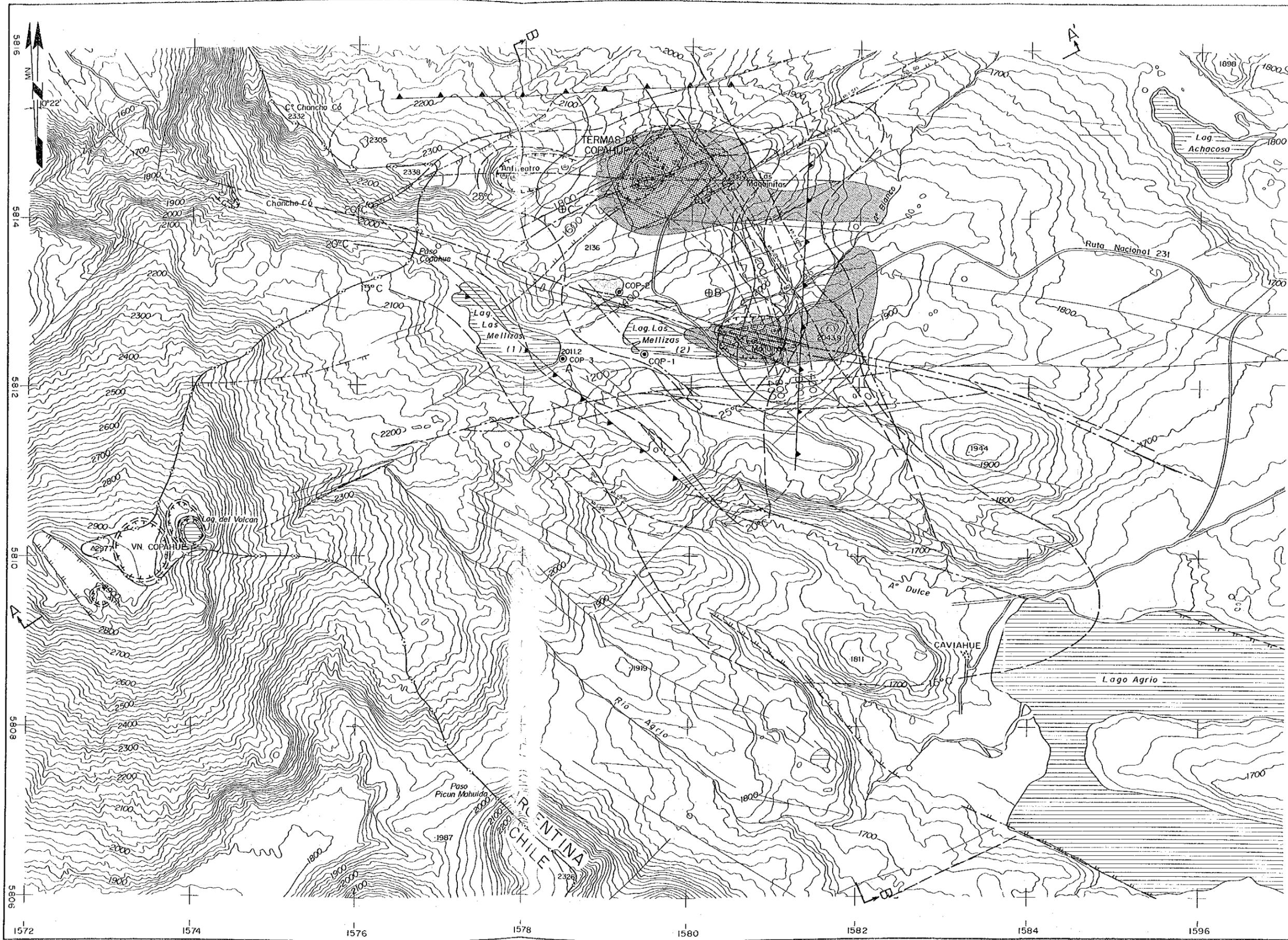
DATE: _____ Fig. 5-8

1574 1576 1578 1580 1582 1584 1586



- ① Measurement Date : May 15, 1991 (ST. 8hr)
Water Level : 900m
Max Temp : 240°C (1.002m)
- ② Measurement Date : May 16, 1991 (ST. 24hr)
Water Level : 887m
Max Temp : 241°C (1.002m)
- ③ Measurement Date : May 17, 1991 (ST. 48hr)
Water Level : 875m
Max Temp : 242°C (1.002m)
- ④ Measurement Date : May 9, 1991 (ST. 96hr)
Water Level : 870m
Max Temp : 242°C (1.002m)
- ⑤ Measurement Date : May 31, 1991 (ST. 390hr 50m)
Water Level : about 1.010m
Max Temp : 236.9°C (1.000m)
- ⑥ Equilibrium Temperature Calculated by
①, ②, and ③ (1.000m ~ 1.065m)

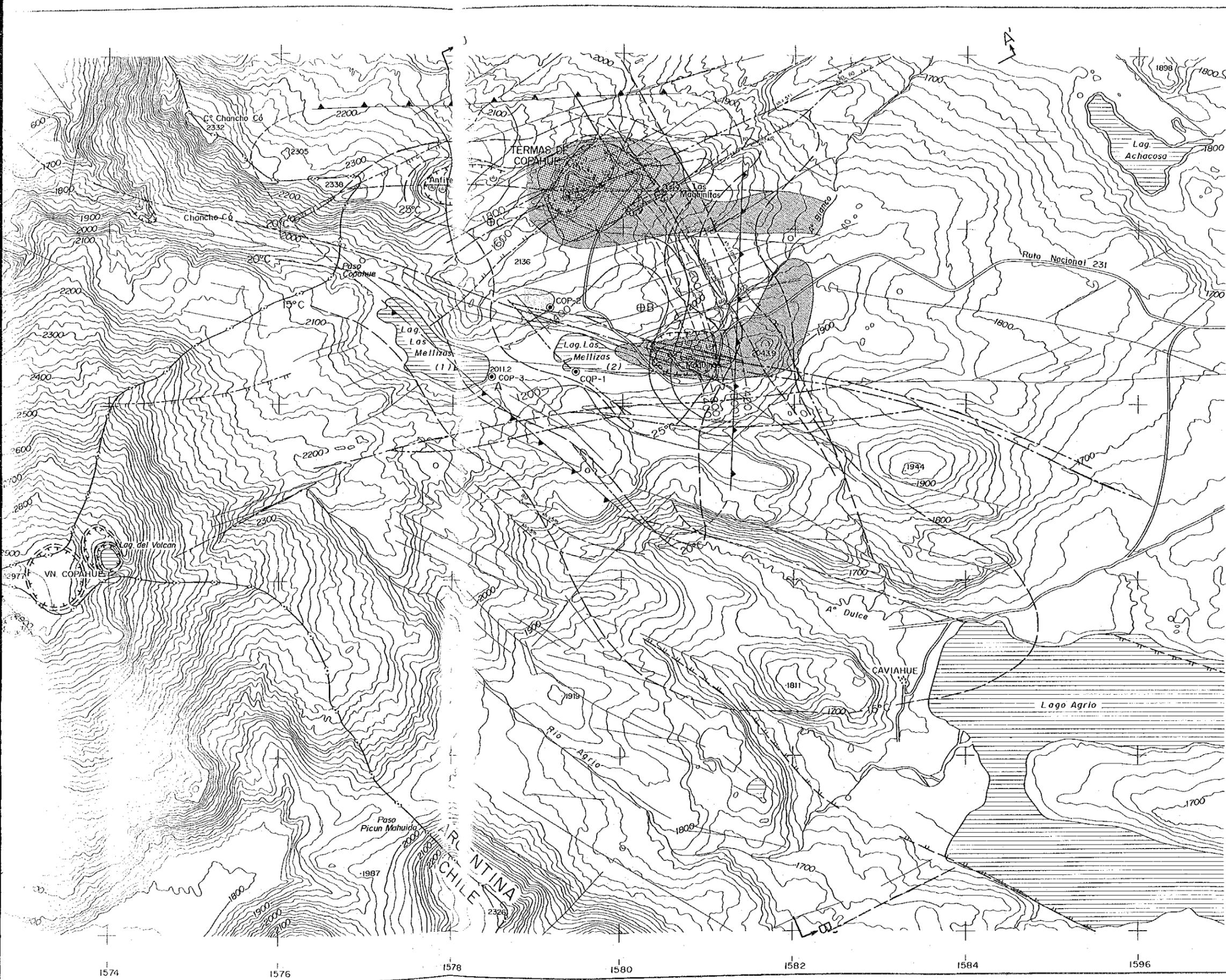
Fig. 5-38 Columnar Section of COP-3



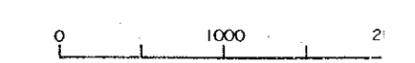
- LEGEND**
- Fault sh; Shear cl; Fault
 - Fault (Assumed)
 - Strike and Dip of Fault
 - Strike and Dip of Fault
 - Lineament (from topographic map)
 - Hydrothermal Anomaly
 - Crater
 - Fumaroles
 - Contour of Top of Resistivity Layer
 - Contour of Detection of Resistivity Layer
 - Isotherm (°C) of 50°C
 - Anomaly of soil temperature
 - Thermal Gradient
 - Exploratory well
 - Alternative Location
 - Upheaval Zone of Resistivity Base
 - Location of Section

0 1000

CENTRO REGIONAL DE DEL N REPUBLICA FEASIBIL COPAHUE GEOTHERMAL COMPI SHC RESULT OF I JAPAN INTERNATIONAL D.
--



- LEGEND**
- Fault sh: Shear Zone(m)
 - Fault cl: Fault Clay(m)
 - Fault (Assumed)
 - Strike and Dip of Normal Fault
 - Strike and Dip of Reverse Fault
 - Lineament (from Aerial Photographs)
 - Hydrothermal Alteration Zone
 - Crater
 - Fumaroles
 - Contour of Top of Intermediate Depth High Resistivity Layer (EL. m)
 - Contour of Detected Depth of Deep Low Resistivity Layer (EL. m)
 - Isotherm (C) of 50m Depth
 - Anomaly of soil Mercury (ppb)
 - Thermal Gradient Hole
 - Exploratory well
 - Alternative Location of COP-3
 - Upheaval Zone of High Resistivity Basement
 - Location of Section



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEO'TERMA
 DEL NEUQUEN
 REPUBLICA ARGENTINA

FEASIBILITY STUDY
 OF
 COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT

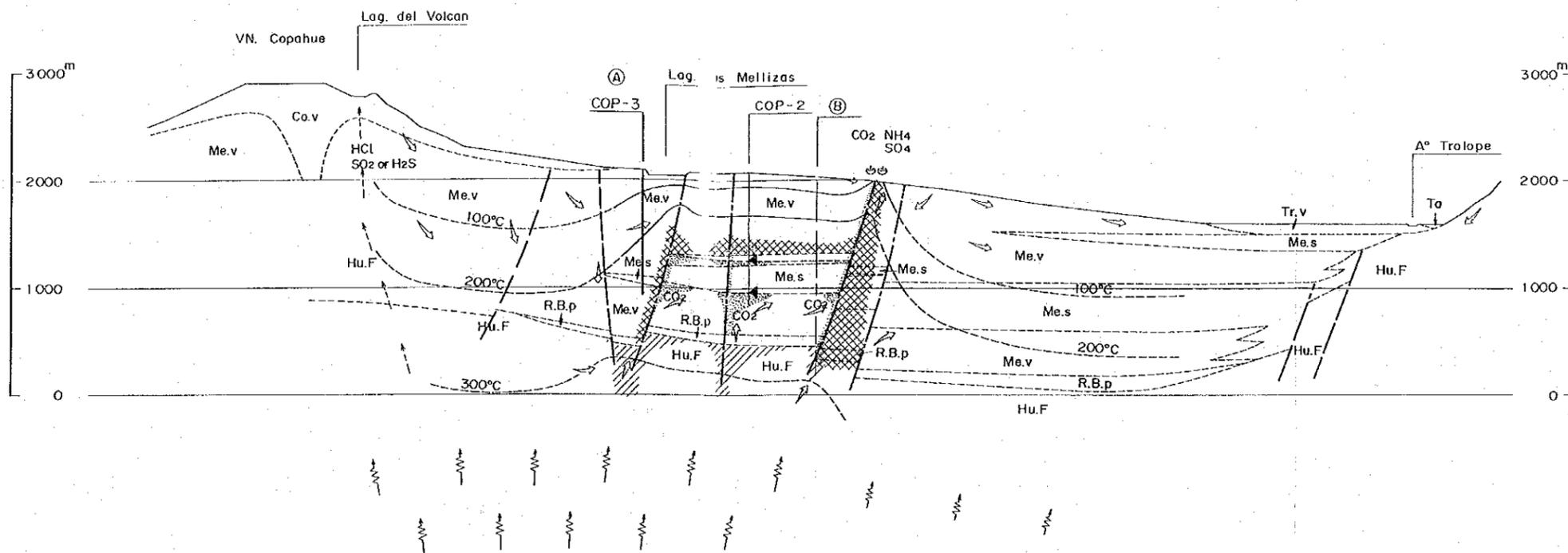
COMPILED MAP
 SHOWING
 RESULT OF EACH SURVEY

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

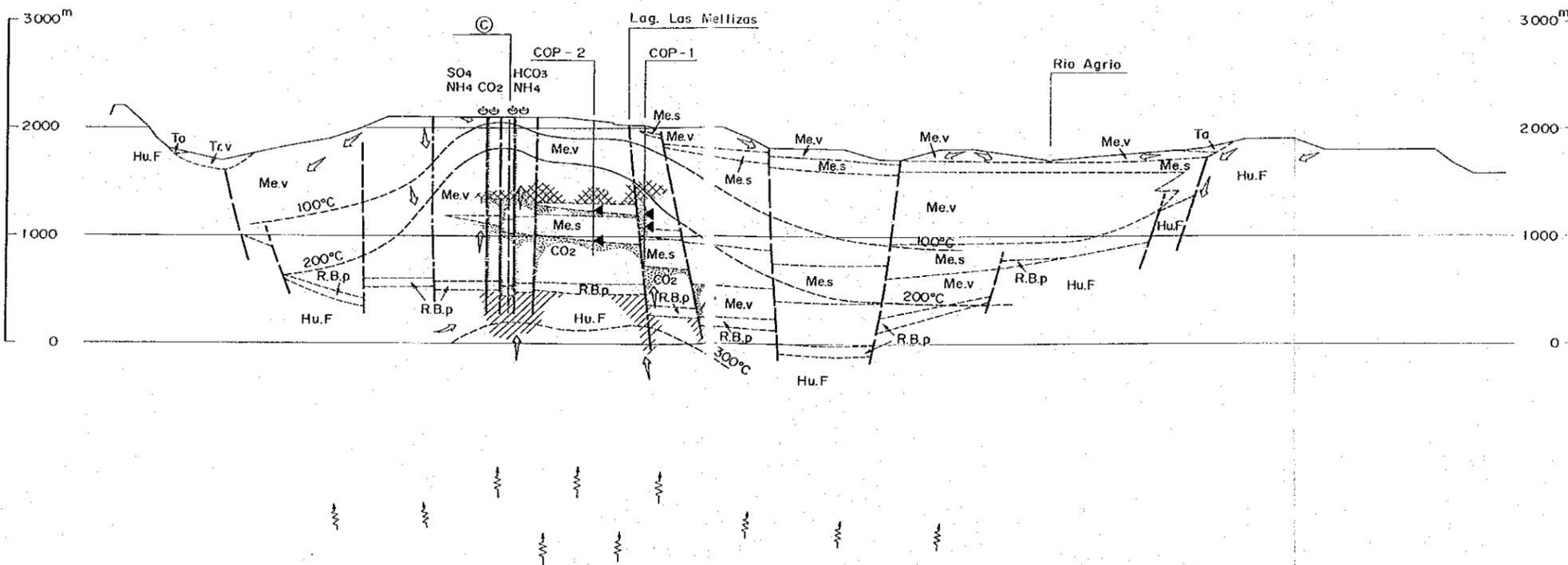
DATE: _____ FIG. 5-50

1574 1576 1578 1580 1582 1584 1596

Profile A - A'



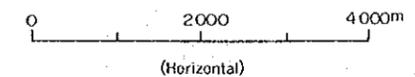
Profile B - B'



LEGEND

- To Talus
Gravel, Sand and Mud
- Co.v Copahue Volcanic Rocks
Pyroxene Olivine Basalt, Liparite and
Pyroclastic Rocks
- Tr.v A¹ Trolope Volcanic Rocks
Pyroxene-bearing Plagioclase Andesite
- Me.v Las Mellizas Formation
Olivine Pyroxene Basaltic Andesite,
Pyroxene Andesite and Agglomerate etc.
- Me.s Lake Sediments and Glacial Deposits
Conglomerate, Sandstone and Mudstone
- R.B.p Riscos Bayos Pyroclastic Flow Deposits
- Hu.F Hualcupen Formation
Fine Pyroxene Andesite, Agglomerate,
Tuff Breccia, Tuff etc.
- Geologic Boundary
- Fault
- Fault (Assumed)
- Fumarole and Hot Spring
- Isotherms
- Heat Conduction
- Meteoric Water Flow
- Hydrothermal Fluid Flow
- Volcanic Gas
- Vapor dominated Reservoir
- Hot Water Reservoir
- Alteration Zone
- Production Zone
- Alternative Location of COP-3

Fig. 2-1



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA
DEL NEUQUEN
REPUBLICA ARGENTINA

FEASIBILITY STUDY
OF
COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT

MODEL OF GEOTHERMAL SYSTEM

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

DATE: _____ Fig. 5-51

