

LEGEND

- Hydrothermal Alteration zone
- Fumaroles
- Exploratory Well
- Upheaval Zone of High Resistivity Basement

Fig. 5-60 Map of confirmed and whole areas

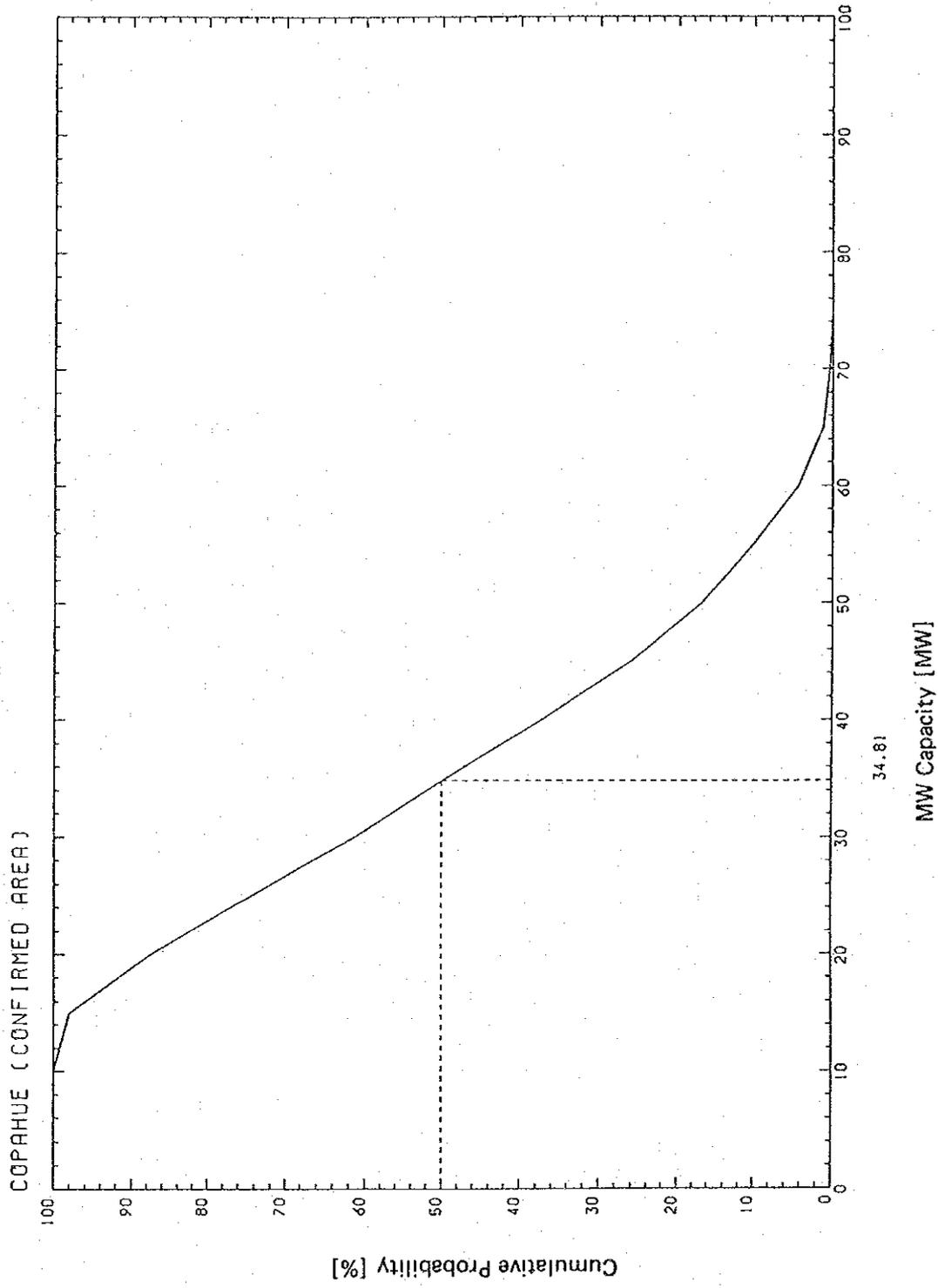


Fig. 5-63 Cumulative Probability of MW Capacity, Confirmed Area

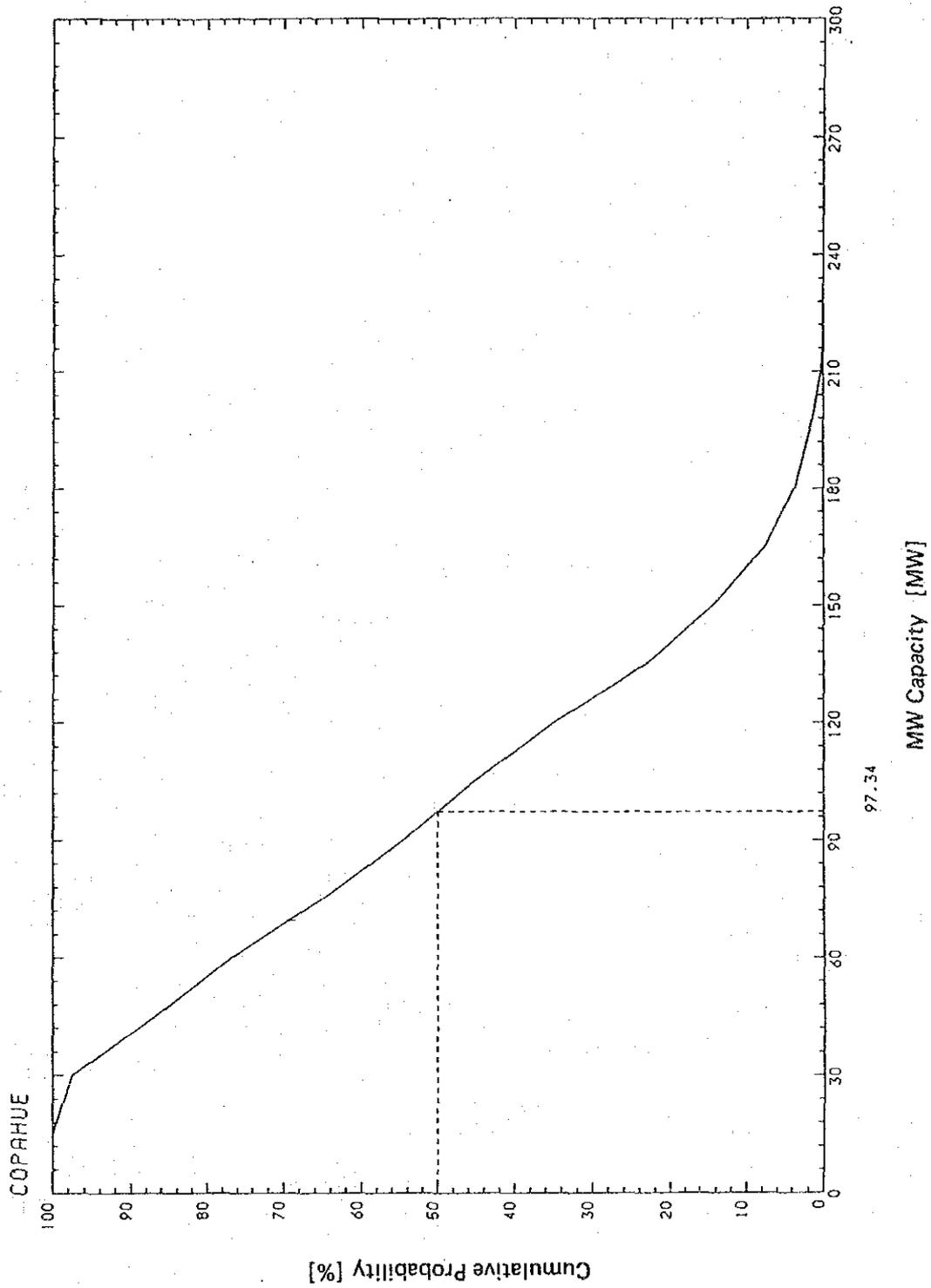


Fig. 5-68 Cumulative Probability of MW Capacity, Whole Area

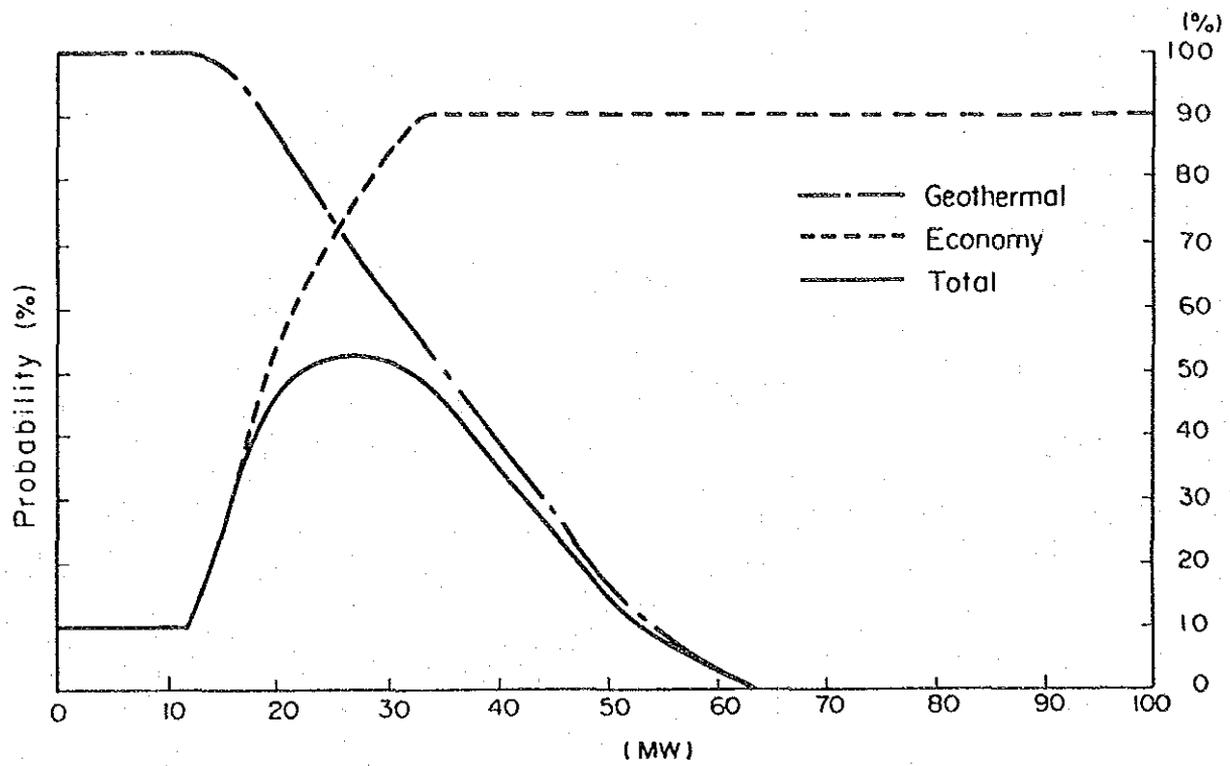


Fig. 5-71 Evaluation Curve of Plant Capacity

Capítulo 6 DISEÑO PRELIMINAR DE LA CENTRAL

6.1 Condiciones del Diseño Preliminar

(1) Condiciones del Sitio

El sitio se ubica en la parte oeste de la Provincia del Neuquén en las proximidades del límite con Chile, a alrededor de 2.000 m de altura en plena Cordillera de los Andes y no existen aldeas dentro de los 2 km de radio. El sitio corresponde a la zona fría con temperatura media anual de 7°C y sopla viento oeste fuerte durante el año. La precipitación anual es de alrededor de 1.200 mm con nevadas de 3 ~ 4 m. Cerca del sitio hay un lago del cual es fácil la toma del agua.

(2) Selección de la Ubicación de la Central

Como ubicación de la central se seleccionó un sitio que esté cerca de los pozos de vapor, sea un terreno plano donde no se acumule la nieve durante el invierno, sea fácil la toma de agua del lago y tenga acceso del camino existente.

(3) Condiciones de Diseño y Características Básicas

Escala de potencia	:	30 MW x 1 unidad
Pozos	:	1.200 m x 7 perforaciones (perforación inclinada, longitud del pozo 1.340 m)
Bases de los pozos	:	2
Separación entre las puntas de los pozos	:	Más de 500 m
Diámetro del pozo	:	Final 8", en la boca del pozo 12"
Características del vapor	:	Tipo vapor dominante (vapor saturado)
Contenido de gas del vapor	:	6% por peso (como CO ₂)

Factor de agotamiento	:	2 años iniciales	15%
		3 ~ 5 años	8%
		A partir de 6 años	3%

(4) Condiciones de Operación de la Central

Las condiciones de operación serán de carga base con un factor de utilización del 85%, consumo interno 6% y una generación anual de 210 GWh.

(5) Características Básicas de la Central

Las características básicas de la central se basan en el equipo de turbina de condensación con el uso directo del vapor geotérmico y sistema de enfriamiento directo mediante las torres de enfriamiento para enfriar el condensador. La energía generada se alimentará a la tensión de 132 kV al sistema eléctrico de EPEN.

6.2 Diseño Básico de la Central

(1) Caminos

Se utilizará el camino provincial existente y los caminos a construirse serán una parte mínima hasta la base de perforación de los pozos.

(2) Nivelación

El terreno seleccionado para la planta es plano y la nivelación es sumamente fácil.

(3) Perforación de los Pozos de Producción

Para la perforación de los pozos de producción se adoptará el sistema de bases y se realizará la perforación inclinada de 7

pozos desde esas dos bases. Los pozos de producción tendrán una profundidad media de 1.200 m con una longitud media de 1.340 m y la distancia de desviación será de unos 500 m.

(4) Instalación de Toma de Agua

El agua se bombeará desde la toma de agua del lago (Lago Las Mellizas).

(5) Tubería de Vapor e Instalaciones Asociadas

Se transportará el vapor con un total de 3 tuberías, 2 tuberías desde la Base A (4 pozos) a aproximadamente 1.200 m al sudoeste de la central y 1 tubería desde la base B (3 pozos) a aproximadamente 400 m al este-noreste de la central. La capacidad de la línea A será de 60 ~ 72 t/h (x2), la línea B de 100 ~ 120 t/h (x1) y el diámetro de los tubos de las líneas A y B serán de 400 mm. En las respectivas bocas de los pozos se instalarán los separadores, silenciadores, caudalímetros, etc.

(6) Turbina e Instalaciones Asociadas

Como esquema del diseño básico, sobre la base de los datos obtenidos hasta el momento actual se seleccionó el punto ideal considerando algunas variaciones que puedan suponerse en el futuro. Las especificaciones principales de la turbina e instalaciones asociadas que se suponen en la actual etapa son las siguientes.

(a) Turbina

Tipo	:	Turbina de vapor por condensación, flujo simple
Potencia	:	30.000 kW x 1
Presión y temperatura de vapor a la entrada	:	8 atm. absoluta/saturado
Presión de salida	:	0,1 atm. absoluta

- Caudal de vapor : 214,3 t/h
- (b) Condensador
- Tipo : Tipo de bajo nivel de contacto directo
- Cantidad : 1 unidad
- Presión interior : 0,1 atm. absoluta
- Caudal de agua de enfriamiento : 3.916 t/h
- (c) Torre de enfriamiento
- Tipo : tipo contracorriente de ventilación por inducción y aspiración
- Ventiladores : 85 kW x 4
- Dimensiones aproximadas: 11 m x 44 m x 10 m de altura
- Caudal de agua de enfriamiento : 4.000 t/h
- Temperatura de entrada/salida : 42,9/16°C
- Temperatura ambiente de diseño : 10°C bulbo húmedo
- (d) Extractor de gas
- Tipo : Bomba de vacío impulsado por motor
- Capacidad : 73 kg/min x 3
- Motores : 340 kW x 3
- (e) Bomba de circulación de agua
- Tipo : Tipo centrífugo vertical de etapa simple
- Capacidad : 2.000 t/h x 2

Elevación : 35 m
Motores : 250 kW x 2

(7) Instalaciones Eléctricas

Las principales instalaciones eléctricas serán las siguientes.

(a) Generador

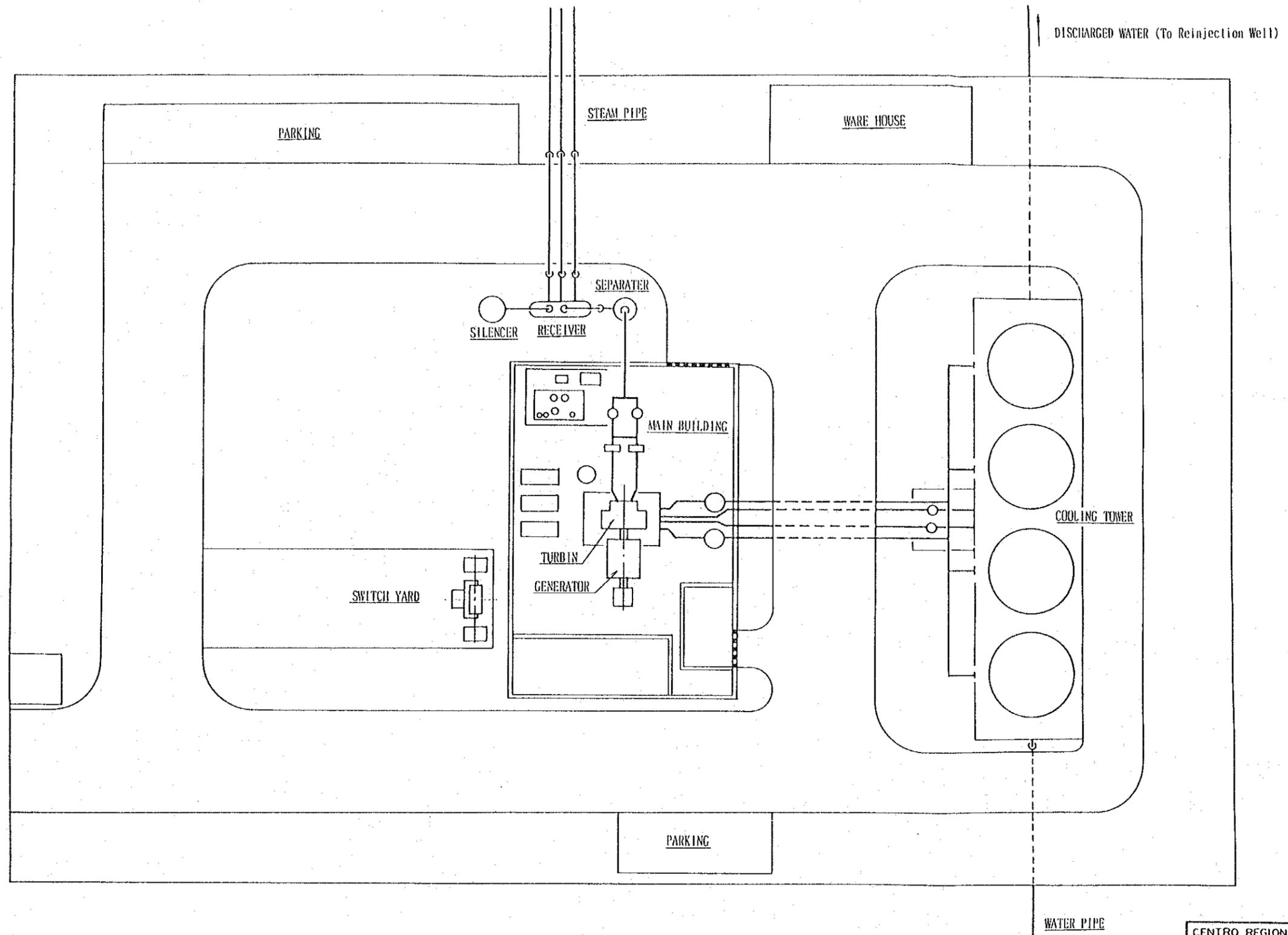
Tipo : Trifásico de CA, campo giratorio, eje horizontal, enfriado por aire
Capacidad : 33.400 kVA x 1
Factor de potencia : 90%
Tensión : 11 kV

(b) Transformador principal

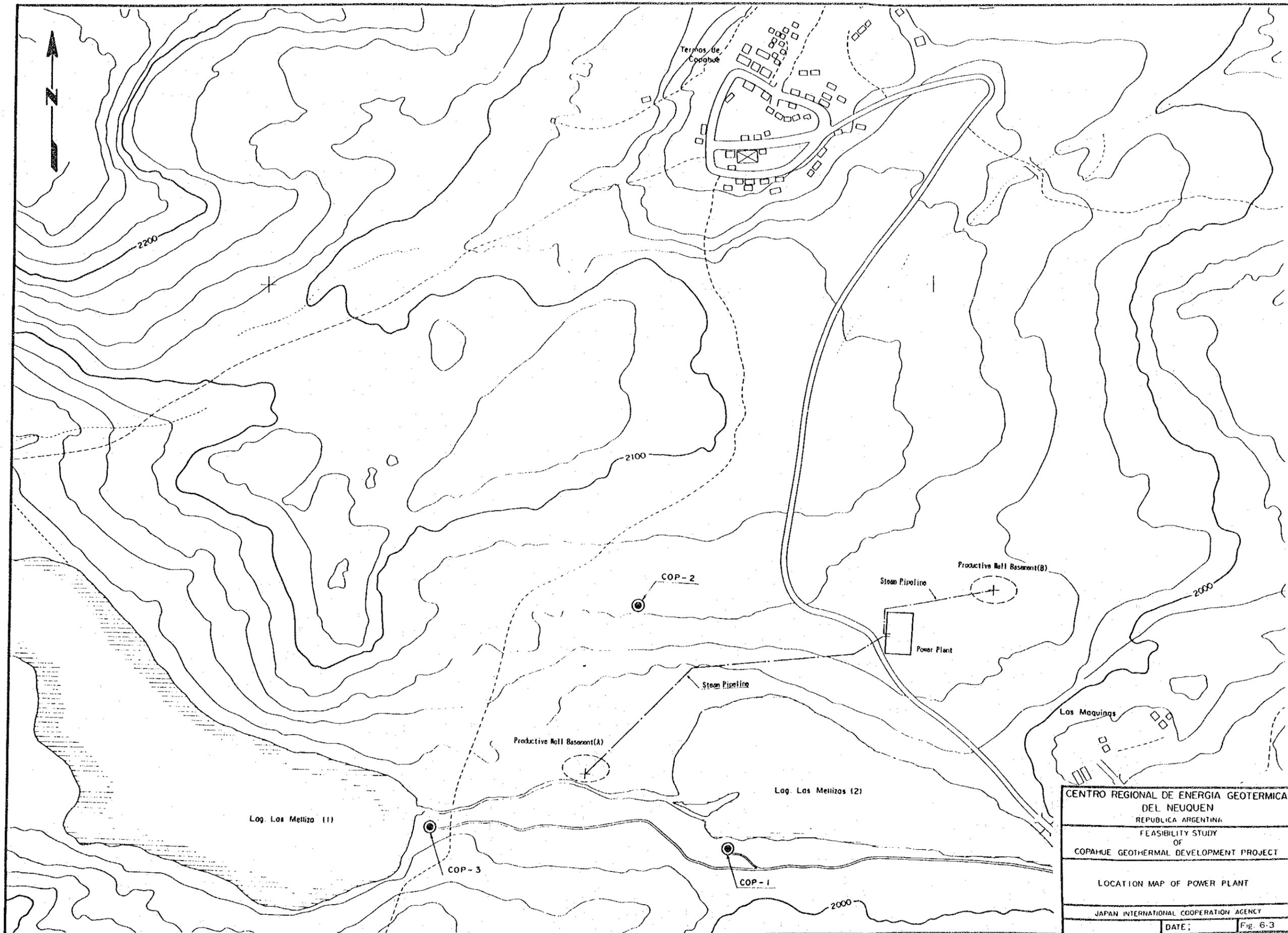
Tipo : Intemperie, en baño de aceite, enfriado por aire
Capacidad : 33.400 kVA x 1

(8) Edificio de la Central

El edificio de la central será de estructura metálica de 3 pisos de 32 m x 20 m, con una superficie cubierta de aproximadamente 2.000 m².



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
PLOT PLAN OF POWER PLANT	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig 6-41



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA DEL NEUQUEN REPUBLICA ARGENTINA	
FEASIBILITY STUDY OF COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT	
LOCATION MAP OF POWER PLANT	
JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY	
DATE:	Fig. 6-3

Capítulo 7 DISEÑO PRELIMINAR DE SUBESTACIONES Y LINEAS DE TRANSMISIÓN

7.1 Plan Básico

La central geotérmica basado en el Proyecto consiste en desarrollar inicialmente 30 MW con futuras ampliaciones de capacidad a realizarse teniendo en consideración las condiciones del vapor y demanda de energía. A continuación se detalla el plan básico.

(1) Unidad de Generador

Teniendo en consideración que es una central ubicada en el extremo del sistema eléctrico y existe fuente de energía de respaldo suficiente, la instalación de generación contará con una unidad de 30 MW procurando la economía del costo de las obras y la simplificación de la operación y mantenimiento.

(2) Medidas para el Derretido de Nieve del Patio de Llave

Debido a que durante la estación de invierno, en el terreno se produce la acumulación de nieve de alrededor de 3 m de altura, el patio de llave será el lago de derretido de nieve y se hará fluir el agua para el derretido de nieve. El agua será derivado del agua de reposición de la torre de enfriamiento. De esta manera, es posible adoptar los bastidores normales para los equipos de 132 kV del patio de llave.

(3) Tendido del Circuito de 13,2 kV

Para suministrar la energía a Copahue y Caviahue se efectuará el tendido del circuito de 13,2 kV desde el terciario del transformador principal. Este circuito entrará a la celda de 13,2 kV de interiores con cables de energía de 15 kV, volverá a salir al exterior con cables de energía de 15 kV y se conectará a la línea aérea sobre la torre de transmisión. De esta menra,

se evitarán las perturbaciones en el sistema de 13,2 kV debido a la nieves.

(4) Formación del Anillo del Sistema de 132 kV

Para aprovechar eficazmente las instalaciones de generación de 30 MW del Proyecto, es imprescindible que se forme el anillo del sistema norte y sistema central de EPEN. Esta medida será ejecutada por EPEN.

7.2 Análisis del Sistema

Se realizó el análisis del sistema energético con la premisa de efectuar la conexión de la central geotérmica de 30 MW al sistema de anillo de 132 kV en Loncopué. Como constante de línea se utilizaron los valores establecidos por EPEN.

Según los resultados del análisis del flujo de energía, se determinó la distribución de tensión y distribución de la corriente en distintos puntos del sistema con motivo de la entrada en servicio del generador de 30 MW y se comprobó que puede efectuarse la transmisión de energía sin inconvenientes. Con respecto al flujo de energía en los lugares relacionados con el Proyecto, pueden agregarse los siguientes comentarios.

- (1) La caída de tensión de la línea de transmisión de 132 kV (80 km) que une la central geotérmica de Copahue y la subestación de Loncopué bajo la potencia de régimen de la central Copahue es de 1,5% y está dentro del límite tolerable.
- (2) Debido a que las líneas de transmisión Loncopué ~ Ñorquín ~ Chos Malal y Loncopué ~ Zapala son prolongadas y es reducido el flujo de energía, se eleva la tensión del sistema por la capacitancia estática de la línea. Por esta razón, la tensión del sistema en las cercanías de la subestación Loncopué se mantiene a un valor cercano a la tensión de régimen.

- (3) Casi toda la energía generada en la central Copahue se consume en la subestación Zapala y la subestación Cutral C6.

Según el cálculo de la corriente de cortocircuito, se determinó la capacidad de interrupción en diversas partes del sistema para que sirva como índice para decidir la capacidad del interruptor del diseño de ejecución. La corriente de cortocircuito de la central Copahue que se instala según el Proyecto y las diversas partes de nueva instalación de la subestación Loncopué se detalla a continuación.

Item	Central Copahue	Subestación Loncopué
Barra de 132 kV	1,2 kA	1,6 kA
Terminal del generador de 13,2 kV	12,0 kA	-
Terciario del transformador principal de 35 MVA	4,9 kA	-
Terciario del transformador principal de Loncopué	-	1,5 kA

7.3 Diagrama Unifilar de la Central y Circuito Interno

Como base del diseño de ejecución detallado se estableció el diagrama unifilar de la central. Los puntos principales son los siguientes.

- (1) Sistema de Excitación del Generador

Se procuró simplificar el mantenimiento adoptando el sistema de excitación de corriente alterna.

- (2) Adopción del Interruptor en Vacío Incorporado en la Celda Blindada

Teniendo en consideración la simplificación del mantenimiento y la seguridad, se adoptarán los interruptores al vacío para la conexión en paralelo del generador e interruptores de distribución.

(3) Transformadores Interiores

Se procurará la simplificación del mantenimiento y la seguridad adoptando transformadores del tipo seco incorporados en la celda blindada de instalación interior. La capacidad del transformador principal para servicios auxiliares será de 2.5000 kVA, 13,2 kV/400 V trifásico teniendo en consideración la capacidad de los motores del circuito de 400 V/200 V de la central.

(4) Cálculo de la Capacidad de Interrupción del Interruptor Principal del Circuito Interior de 400 V

Se decidió por la capacidad de interrupción de 500 kA.

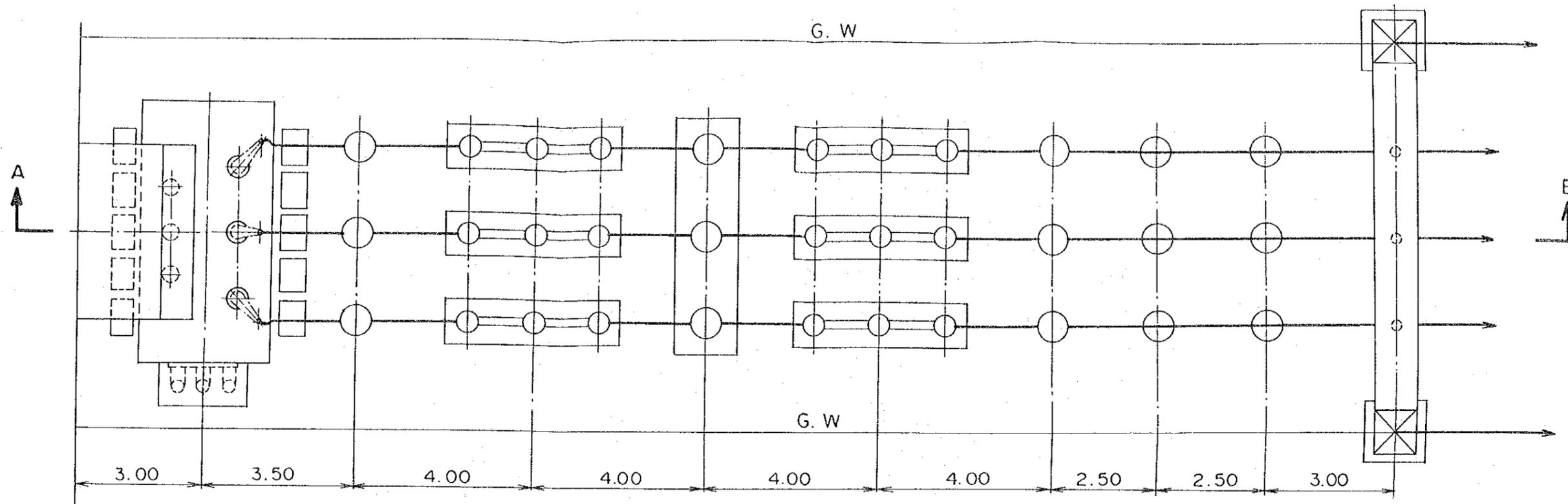
(5) Diseño del Circuito de Corriente Continua

Se requieren la energía eléctrica de corriente continua para los siguientes usos.

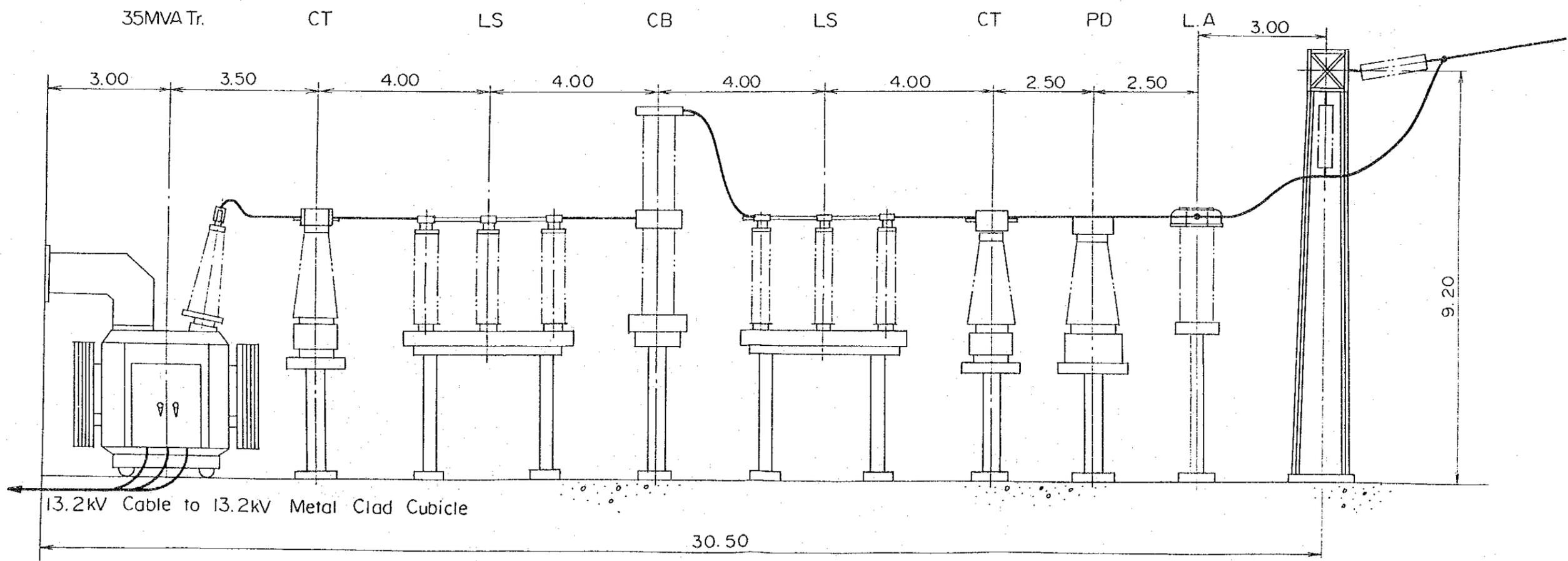
- Fuente de energía de control de la central
- Suministro de energía para las lámparas de emergencia
- Corriente de la bomba de lubricación de emergencia para la turbina
- Fuente de energía para comunicaciones

Según el resultado del análisis, se decidió instalar las baterías de 1.200 Ah de 100 V CC para el régimen de 10 horas. Se utilizará el cargador de 20 kW que normalmente funcionará con el sistema de carga flotante.

Se propone que para la fuente de energía para comunicaciones no se utilicen baterías independientes, conectándose al circuito de 100 V CC el convertidor de CC/CC para suministrar la energía necesaria para comunicaciones. De todos modos, será necesario que se analice suficientemente en la etapa del diseño detallado.

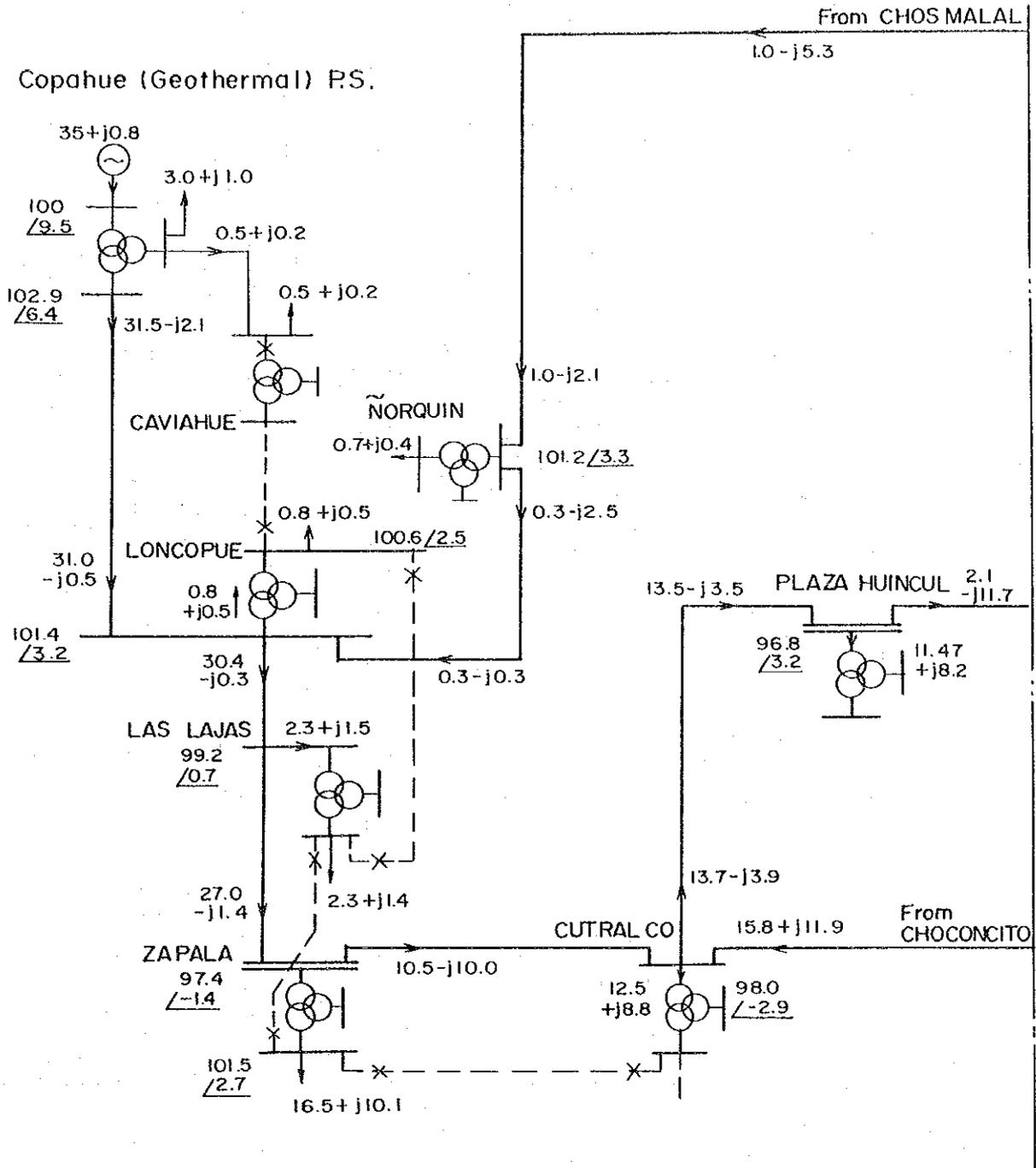


PLAN



SECTION A-B

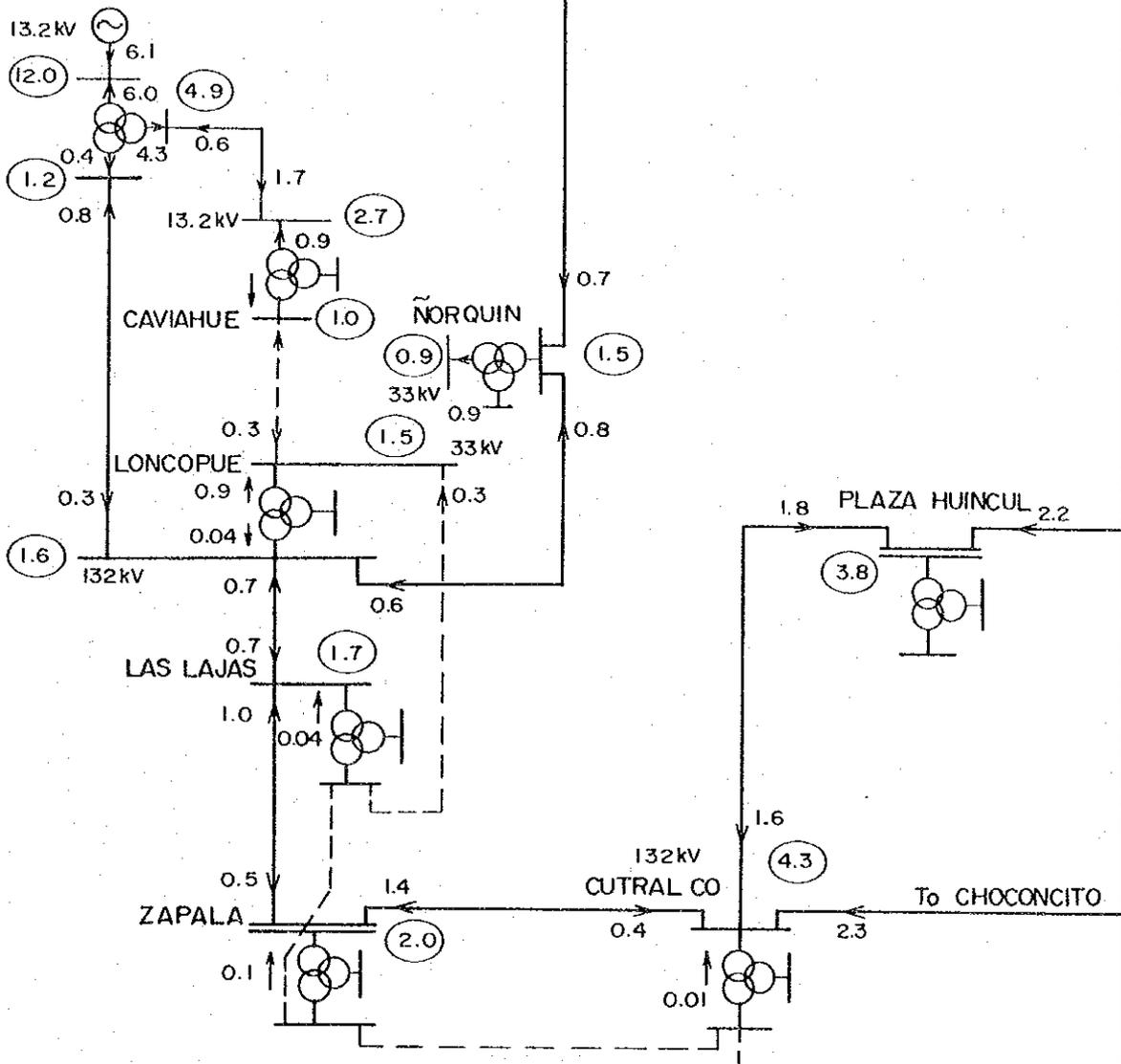
Fig. 7-1 COPAHUE GEOTHERMAL P.P. SWITCH YARD



Legend
 P+jQ MW, MVar
 V/θ %/deg.

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

Copahue (Geothermal) P.S.



Legend

- Total current (kA)
- Branch current (kA)

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

Capítulo 8 OBRAS DE CONSTRUCCIÓN

8.1 Cronograma de las Obras de Construcción

(1) Trámites Previos a la Iniciación de las Obras

Como trámites previos a la iniciación de las obras, es necesario que se aseguren los recursos, se realicen las gestiones para la obtención del terreno y uso de agua dulce, se aprueben las financiaciones, se elaboren los documentos para la licitación, se nombre el consultor y se elija el contratista. Para estos trámites, se estima necesario un plazo de 2 años.

(2) Obras Previas a las Obras de la Central

Como obras previas a las obras de la central, deberán realizarse las pruebas fumarólicas realizando las perforaciones de pozos, evaluación de pozos y evaluación de reservorios hasta que se logre comprobar alrededor del 70% de la potencia de generación de meta. Además, es necesario que se lleven a cabo las obras de preparación para la instalación del campamento.

En relación a la perforación de pozos, es necesario que se realicen las perforaciones en busca de reservorios de vapor dominante entre 800 m ~ 1.400 m, pero para comprobar la potencia citada se considera necesario la perforación de por lo menos 4 pozos. Aunque la cantidad de pozos a perforarse puede variar un poco según la productividad de los mismos, aquí se ha estimado necesario perforar 7 pozos.

Debido a que durante el período de las obras previas a las obras de la central tiene preponderancia el cronograma de perforación de pozos, se estima que ello requerirá 2 años y medio.

(3) Obras de la Central

Como parte de las obras de la central, se incluyen las obras de la central (tuberías de vapor, turbina, generador, instalaciones de agua de enfriamiento, edificio de la central, etc.), y obras asociadas relacionadas con las instalaciones de generación (patio de llave, líneas de transmisión, subestación primaria, etc.).

La iniciación de las obras de la central y la colocación del pedido de los equipos se realizará cuando se compruebe aproximadamente el 70% de la potencia de generación de meta. Los equipos principales de la central serán importados y se estima que requerirá un plazo de 2,5 años desde la colocación de los pedidos, hasta la fabricación, montaje y terminación de las operaciones de prueba. Teniendo en consideración las condiciones citadas, se estima que el cronograma de las obras de construcción de la central requerirá como mínimo un plazo de 5 años.

(4) Descripción General de las Obras de Construcción por Años

La descripción general de las obras de construcción por año es como sigue:

Primer año : Perforación de 1 pozo, prueba de producción, evaluación del pozo

Segundo año : Perforación de 1 ~ 2 pozos, prueba de producción, evaluación de los pozos

Tercer año : Perforación de 1 ~ 2 pozos, prueba de producción, evaluación de los pozos, iniciación de las obras de la central, nivelación, colocación del pedido de los equipos principales, construcción de caminos

Cuarto año : Perforación de 1 ~ 2 pozos, prueba de producción, evaluación de los pozos, fundación y edificio

Quinto año : Perforación de 1 ~ 2 pozos, prueba de producción, evaluación de los pozos, montaje de los equipos, tuberías, líneas de transmisión, instalaciones asociadas, operación de prueba, otros

8.2 Plan de Construcción

(1) Transporte de Materiales y Equipos

Los materiales y equipos de producción local se transportarán desde el lugar más próximo de producción. Los materiales y equipos de importación se transportarán por vía marítima hasta el puerto más cercano y desde ahí se efectuará el transporte terrestre con camiones o remolques. Debido a que el camino de las proximidades del sitio es de ripio, será necesario que se realicen las reparaciones con motoniveladoras y se elimine la nieve durante el período de nevadas.

(2) Instalaciones de Construcción

Se requieren las instalaciones de construcción como las de perforación de pozos, insalación de energía para las obras, etc. y máquinas pesadas. El campamento para el personal de construcción se instalará en Caviahue donde se instalarán las facilidades de hospedaje para alrededor de 30 personas.

(3) Plan de Obras de Instalación de Equipos Principales

La turbina se montará con la grúa preunte. Debido a que el generador tiene mucho peso, se colocará sobre bloques provisionarios alzando con la grúa motorizada y luego se deslizará lateralmente. Las obras de las líneas de transmisión deben quedar terminadas antes de las operaciones de prueba de los equipos auxiliares y la tubería de vapor antes del paso del vapor en la turbina.

8.3 Costo Estimado de las Obras

Para el cálculo del costo de las obras de construcción se han tomado como referencia otros proyectos semejantes. Con respecto a los costos directos de las obras se adoptó el método de adición y los costos

indirectos se calculó utilizando coeficientes apropiados. La estimación se realizó tomando como base los precios de diciembre de 1991.

Table 8-1 Rough Construction Cost

Unidad: US\$1.000

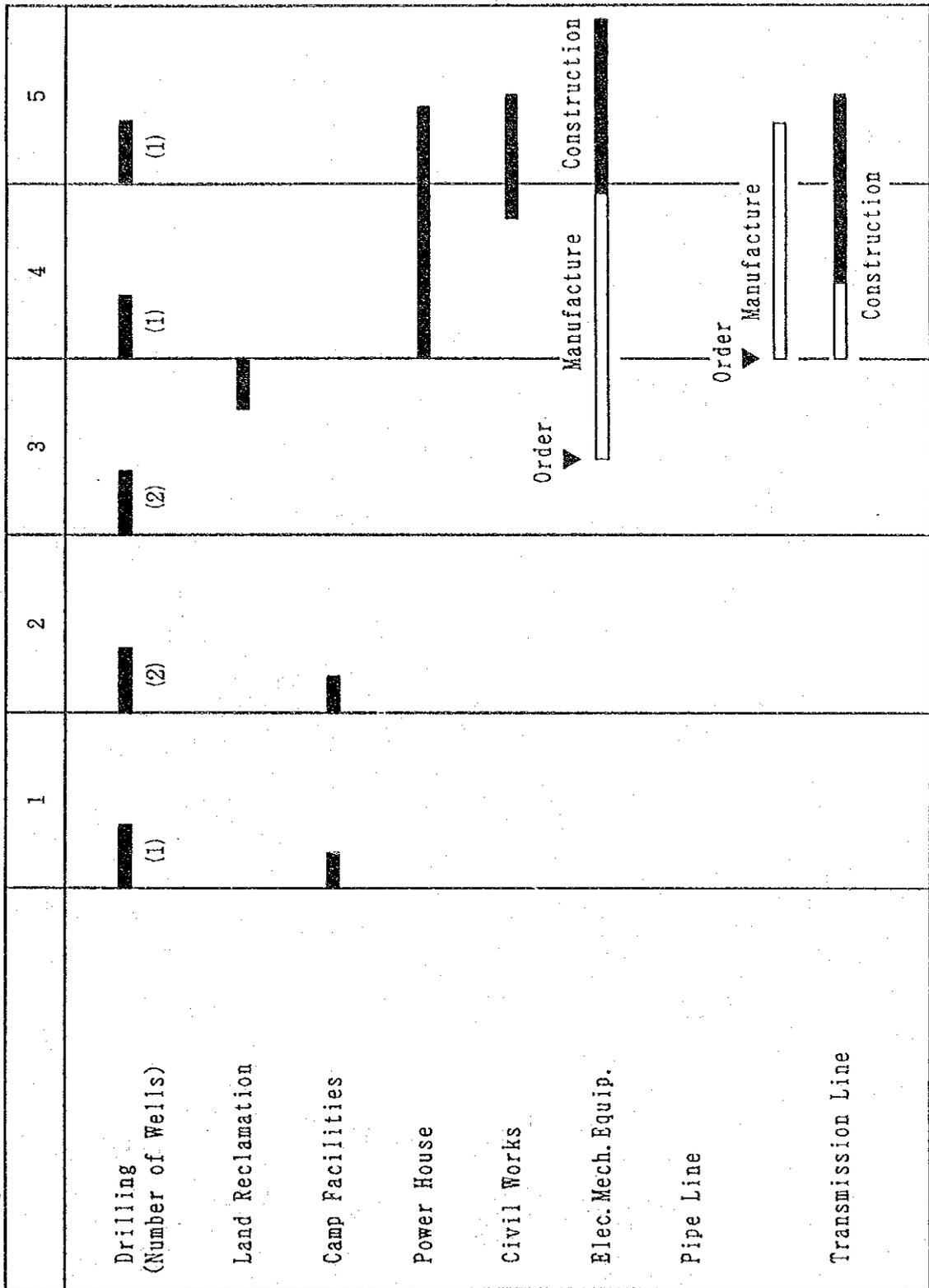
Item	Porción en divisas	Porción en moneda local	Total
Costo directo	12.970	36.074	49.044
Costo indirecto	2.119	2.537	4.656
Total	15.089	38.611	53.700

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

Fig. 8-1 CONSTRUCTION SCHEDULE



Capítulo 9 CONDICIONES ACTUALES DEL MEDIO AMBIENTE Y MEDIADAS

9.1 Condiciones Generales Relativas al Medio Ambiente

(1) Resumen

Antes de explicar las condiciones del medio ambiente de los alrededores del sitio del Proyecto, deberá tenerse en consideración que el sitio del Proyecto se encuentra dentro del Parque Provincial de Copahue. El Parque Provincial de Copahue tiene una extensión de aproximadamente 280 ha, se inició en 1937 como sector de protección nacional de la zona de las termas de Copahue y a partir de 1957 pasó a la jurisdicción de la Provincia del Neuquén para que sea conservado y mantenido por las autoridades de la Dirección Provincial de Termas. En consecuencia, deberá tenerse suficientemente en cuenta las normas de protección, planificación y control de este Parque Provincial para promover el Proyecto dentro de la convivencia y prosperidad mutua con el Parque Provincial.

(2) Condiciones Naturales del Medio Ambiente

La temperatura media anual de los alrededores del Proyecto es de aproximadamente 7°C y la temperatura media mensual de los 3 meses de invierno oscila entre -5 ~ -10°C. Soplan vientos fuertes con velocidad media anual de 20 m/s y la precipitación anual es de aproximadamente 1.200 mm, cuya mayor parte se debe a las nevadas de invierno.

Topográficamente, la cordillera que constituye el límite con Chile es la línea divisoria de las aguas y el sitio del Proyecto está en la cuenca del Río Agrio.

El terreno es semidesértico y de tierras áridas y en una parte de la cuenca de aguas arriba existe una vegetación mixta de hierbas y arbustos. Viendo el Parque Provincial en forma general, la

zona de vegetación con variedades peculiares como el araucaria que crece sobre las afloraciones de roca y sobre las pendientes de menos de 1.800 m de altura considerado como límite norte de la Argentina, no dista más que aproximadamente 3 km de la central y es necesario que se tomen las suficientes medidas para que la atmósfera y los desagües de la construcción de la central geotérmica no afecte el conjunto del parque.

Por otra parte, aunque el límite de altura de la fauna (vertebrados) de este parque es de 2.050 m, sólo en el caso de los vertebrados, no son escasos los animales de variedades peculiares que deben protegerse. Por lo tanto, al igual que las vegetaciones, es necesario que se dedique atención meticulosa para no perturbar la vida de estos animales por la construcción de la central.

9.2 Situación Social

Según el censo de población de 1991, la población de Copahue y Caviahue totaliza aproximadamente 400 habitantes. Los alrededores del Proyecto no se presta para la agricultura debido a las condiciones climáticas y por el terreno con afloraciones de roca, observándose sólo la vida nómada de varias agrupaciones durante la estación de verano. Existen facilidades de sanatorio de gran escala aprovechando las fuentes termales con gran concurrencia de personas durante el verano, pero se mantienen cerradas durante el invierno. Además, existen instalaciones de varios hoteles y gimnasio incluyendo los provinciales, donde se observa la presencia de numerosos turistas especialmente en la temporada de esquí del invierno.

En los alrededores del sitio del Proyecto, se estima que son escasas las posibilidades de existencia de ruinas de valor arqueológico debido a la rigurosidad de las condiciones climáticas.

9.3 Efectos al Medio Ambiente por la Construcción de la Central y las Medidas

(1) Gas y Agua

Como fuentes de emanación contaminante de la central y los pozos de producción, se prevén las efusiones de pozos de producción, desagüe del enfriamiento utilizado directamente para la generación y desagües generales relacionados con la operación de la central.

(a) Efusiones de pozos de producción

Entre los gases de emanación de los pozos de producción, como elemento que pueda ejercer efectos importantes en el medio ambiente biológico de los alrededores, se cita el gas de sulfuro de hidrógeno (H_2S).

La concentración del H_2S que sale de la central según los antecedentes de los pozos de estudio, se calcula en aproximadamente 300 ~ 700 ppm y la emanación que proviene de las torres de enfriamiento se supone de que sea considerablemente escasa. Debido a que en el caso de este sitio hay una velocidad media anual del viento que sobrepasa los 20 m/s, la concentración máxima que cae al suelo se reduce considerablemente por el efecto de la dispersión.

Como medidas concretas con respecto al gas que se extrae del condensador con el dispositivo extractor de gas, se han previsto medidas como la expulsión en la atmósfera mediante los ventiladores de enfriamiento después que se haya diluido y mezclado con gran cantidad de aire y vapor de descarga conduciendo hacia la entrada del ventilador de la torre de enfriamiento.

Además, debido a que en este sitio es prácticamente todo gas, el agua de rebose de la torre de enfriamiento se hará

retonar a las profundidades del subsuelo utilizando los pozos de reducción.

(b) Otros

Con respecto al desagüe general de la operación de la central, tendrá un caudal pequeño del orden de 10 t/h, el cual se tratará instalando la cámara de purificación y la cámara separadora de aceite.

(2) Medidas Contra el Ruido

Como principales fuentes de ruido de las instalaciones relacionadas con la central, debe citarse la turbina de vapor del interior del edificio, generador, ruido del rociado de agua de la torre de enfriamiento, ventilador de la torre de enfriamiento, etc.

Aunque el sitio del Proyecto se ubica en la zona montañosa, debido a que existen las facilidades de sanatorio de Las Máquinas y Termas de Copahue, se tomarán las medidas contra el ruido considerando los efectos hacia los turistas, instalando las bombas de agua caliente dentro del edificio principal de la central, bajando las revoluciones del ventilador de la torre de enfriamiento, etc.

(3) Efectos a las Termas de los Alrededores

En los alrededores del sitio del Proyecto están las Termas de Copahue y las instalaciones de sanatorio de Las Máquinas y causa preocupación los efectos que puedan producirse cuando se construya la central geotérmica en perjuicio de las instalaciones útiles de los alrededores. Actualmente el pozo de estudio continúa produciendo la efusión, pero al pensar que no se han producido variaciones en particular en las instalaciones de las termas de los alrededores, los pantanos calientes, grupos de fumarolas, caudal de los manantiales, fuentes termales,

condiciones de efusión, etc., se estima que la futura construcción de la central y perforación de pozos de producción en la parte profunda del subsuelo, prácticamente no afectará el sistema de aguas subterráneas someras de las fuentes termales de los alrededores.

(4) Medidas de Protección de Paisajes

Desde el aspecto de la conservación del medio ambiente en relación a los paisajes turísticos, se adoptarán las alturas más bajas posibles para las estructuras constructivas, con colores que armonicen con el ambiente de los alrededores.

(5) Medidas de Protección Ambiental durante la Construcción

Se tomarán las medidas suficientes para reducir los efectos que puedan ejercerse sobre el ambiente de los alrededores y en las condiciones de tránsito por los caminos, la contaminación de la calidad del agua, ruidos, transporte de materiales y equipos durante la ejecución de las obras civiles, construcción y montaje de los equipos.

Capítulo 10 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

10.1 Evaluación Económica

Se calculó el Valor Neto Actual (NPV), la Relación de Beneficios/Costo (B/C) y la Tasa de Retorno Interno Económico (EIRR) según el método de análisis de instalaciones alternativas. Como instalaciones alternativas que constituyen el beneficio del Proyecto, se seleccionó una planta térmica (turbina de gas) que utiliza combustible de gas natural con capacidad de generación similar al Proyecto. Se ha previsto instalar la planta alterativa en El Mangrullo utilizando el gas natural que se produce en el mismo lugar. Como punto de comparación entre el Proyecto y la planta alternativa, se decidió fijarlo en la entrada de la subestación existente donde se haría la conexión al sistema de anillo de 132 kV más próximo de EPEN. Para los fines de la comparación, se supuso que la energía generada por el Proyecto transmitida a la subestación Loncopué fuera mismo a la energía generada por la planta alternativa recibida en la subestación Zapala. Según el resultado de los cálculos, en todos los casos pudo determinarse que el Proyecto es económicamente factible como se detalla a continuación.

NPV :	US\$3.977.000	(Tasa de descuento 10%)
B/C :	1,10	(Tasa de descuento 10%)
EIRR:	12,67%	(Costo de oportunidad del capital 12%)

10.2 Evaluación Financiera

Se calculó la Tasa de Retorno Interno Financiero (FIRR) por el "Método de Flujo de Caja Descontado". Se consideró beneficios financieros a los ingresos por la facturación de energía y se calculó el beneficio considerado que la energía generada efectiva anual (206.580 MWh) sea la energía vendible al costo marginal de generación como el precio unitario medio de venta de EPEN de US\$0,044/kWh. Según el resultado de los cálculos, pudo determinarse que el Proyecto es financieramente factible como se detalla a continuación.

FIRR:	12,33	(Tasa de interés estimada del crédito 8%)
-------	-------	---

10.3 Evaluación General

(1) Costo Medio de Generación

Se calculó el costo medio de generación de energía eléctrica producida por el Proyecto según el método utilizado por la Secretaría de Energía de la República Argentina. Según los cálculos, resultó US\$0,0365/kWh.

(2) Evaluación General

Conforme a lo señalado anteriormente, pudo comprobarse que el Proyecto es suficientemente factible económicamente y financieramente. Además, al considerar los efectos indirectos que se describen a continuación y que derivan del Proyecto, se llega a la conclusión de que se trata de un proyecto cuyo desarrollo se justifica económicamente, financieramente y socialmente.

- (a) Contribución a la promoción del desarrollo de una nueva fuente de energía que reemplaza al petróleo.
- (b) Por ser la primera central geotérmica de plena escala en Sudamérica, pueden adquirirse los conocimientos técnicos de generación geotérmica a través de la construcción, operación y mantenimiento, ofreciendo la posibilidad de difundir y transmitir la tecnología a los otros países de la región.
- (c) Contribución a la promoción regional de la zona de los alrededores del Proyecto en torno a Caviahue-Copahue.
- (d) Contribución al mejoramiento de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica de Caviahue-Copahue que se encuentra en el extremo del sistema eléctrico de EPEN.

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

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

Table 10-9 Unit Generation Cost

	Unit	Discount Rate	Accumulated Total	-5	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3	4	5
				1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Initial Investment	1000US\$		53,700	1,906	3,120	6,502	10,243	31,929	930	380	380	380	380	380
Operation & Maintenance	1000US\$								1,266	1,266	675	675	575	253
Additional Well Drilling	1000US\$								2,246	2,246	1,655	1,655	1,655	1,233
Total Cost	1000US\$			1,906	3,120	6,502	10,243	31,929	2,246	2,246	1,655	1,655	1,655	1,233
Present Value in 1991	1000US\$	10%		1,906	2,836	5,374	7,596	21,508	1,395	1,368	849	722	702	475
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	10%	49,352	1,906	4,742	10,116	17,812	39,620	41,014	42,282	43,131	43,903	44,605	45,081
Generation	GWh		6,300,000						210,000	210,000	210,000	210,000	210,000	210,000
Present Value in 1991	GWh	10%		130,393	118,940	107,763	97,967	89,060	80,954					
Accumulated P.V. in 1991	GWh	10%	1,352,129	130,393	248,333	356,696	454,663	543,723	624,687					
Unit cost	mills/kWh	36.50												

	Unit	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Initial Investment	1000US\$	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980
Operation & Maintenance	1000US\$	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253
Additional Well Drilling	1000US\$	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233
Total Cost	1000US\$	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466
Present Value in 1991	1000US\$	482	393	357	325	295	268	244	222	202	183	167	151
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	45,513	45,306	45,263	45,587	46,833	47,151	47,395	47,617	47,818	48,002	48,168	48,323
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
Present Value in 1991	GWh	73,694	56,912	50,830	55,300	50,272	45,702	41,547	37,770	34,337	31,215	28,377	25,798
Accumulated P.V. in 1991	GWh	698,291	765,204	826,038	881,333	931,605	977,307	1,018,854	1,056,625	1,090,961	1,122,177	1,150,584	1,176,352

	Unit	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Initial Investment	1000US\$	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980	980
Operation & Maintenance	1000US\$	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253	253
Additional Well Drilling	1000US\$	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233	1,233
Total Cost	1000US\$	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466	2,466
Present Value in 1991	1000US\$	138	125	114	103	94	86	78	71	64	58	53	48
Accumulated P.V. in 1991	1000US\$	48,457	48,383	48,696	48,800	48,994	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
Present Value in 1991	GWh	23,452	21,320	19,382	17,520	16,018	14,562	13,238	12,035	10,941	9,946	9,042	8,220
Accumulated P.V. in 1991	GWh	1,199,804	1,221,125	1,240,507	1,258,127	1,274,145	1,288,707	1,301,945	1,313,980	1,324,921	1,334,867	1,343,909	1,352,129

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

Capítulo 11 INVESTIGACIONES FUTURAS

(1) Estudios de la Zona Comprobada

Es necesario que se determine la extensión del reservorio geotérmico y la distribución del fluido geotérmico dentro del sistema de fractura. Con respecto al primero, se propone llevar a cabo la prospección por el método de Mise-a-la-mass fijando como electrodos los pozos COP-2 y COP-3. En cuanto al segundo, se tomarán en consideración los resultados de la prospección por el método de Mise-a-la-mass para seleccionar las ubicaciones de perforación del pozo de exploración de una escala de pozo de producción. En este caso, es necesario que se realice la perforación inclinada. Se espera que a una profundidad mayor que 800 m se logre alcanzar el reservorio geotérmico de vapor dominante y se estima que ha de quedar en un estado de pérdida total del agua de circulación imposibilitando la perforación por el método convencional de circulación de lodo. En consecuencia, sería deseable que el pozo se termine tratando de continuar en lo posible la perforación, adoptando el método de circulación de lodo con arrastre de aire. Es necesario que el entubado final se haga hasta una profundidad no mayor de 800 m y se realice la cementación segura de toda la perforación. Se considera innecesario el entubado de producción debido a que puede reducir el diámetro y aumentar la fricción. Sin embargo, cuando aparezcan rocas sedimentarias como en el caso del pozo COP-2, será necesaria la inserción del entubado de producción. Conforme a las condiciones de perforación, deberá determinarse si es necesario o no efectuar el entubado de producción.

(a) Prospección por el método de Mise-a-la-mass

Pozo de electrodo : COP-1, COP-3

Ubicación de puntos

de medición : Ubicar 100 puntos dentro del límite de
1 km de radio en torno al pozo de
electrodo

Método de medición : Medir 2 veces en cada posición del punto de medición conmutando el pozo de electrodo.

Fijar como electrodo uno de los pozos de electrodo, establecer aparte el electrodo infinito, aplicar la corriente y medir el potencial en el punto de medición

(b) Perforación del pozo de exploración

Longitud de perforación : 1.200 m
Inclinación : 30° de la perpendicular
Cantidad : 1 pozo
Diámetro final : 8-5/8"
Profundidad del entubado final: 800 m

(2) Estudio de Toda la Zona

De acuerdo con la estructura geológica y diversas prospecciones geofísicas y geoquímicas realizadas, se supone de que existan reservorios en la zona triangular, pero aún no se han realizado las perforaciones para su comprobación. La secuencia de los estratos no varía tanto con respecto a la zona comprobada y se supone de que existan muchas fisuras y se haya formado el reservorio como consecuencia de las fracturas de las parte frágil de la formación Las Mellizas.

Como procedimiento de estudio, deberá perforarse el pozo de exploración a escala de pozo de producción en el lugar donde se cree existen muchas fisuras y se cruzan los sistemas de fracturas en las proximidades de Las Maquinitas, para estudiar directamente las condiciones de distribución del fluido geotérmico. Al mismo tiempo, como estudio eléctrico preciso, se efectuará la comprobación por el método CSAMT en toda la zona incluyendo la zona comprobada. Cuando este pozo de exploración haya producido efusión, se efectuará el estudio por el método de Mise-a-la-mass fijándose como electrodo este pozo para

decidir la ubicación del siguiente pozo de exploración. Para comprobar la extensión del reservorio, se realizarán 2 ~ 3 perforaciones de estructura geológica de pequeño diámetro. Según sus resultados se determinará la ubicación de perforación del pozo de producción.

(a) Método CSAMT

6 líneas de medición, 60 puntos de medición

(b) Perforación del pozo de exploración

Logitud de perforación : 1.200 m
Inclinación : 30° de la perpendicular
Cantidad : 1 pozo
Diámetro final : 8-5/8"
Profundidad del entubado final: 800 m

(c) Método de Mise-a-la-mass

Pozo de electrodo : Pozo de estudio

Ubicación de puntos

de medición : Ubicar 100 puntos dentro del límite de 1 km de radio en torno al pozo de electrodo.

Método de medición : Fijar como electrodo uno de los pozos de electrodo, establecer aparte el electrodo infinito, aplicar la corriente y medir el potencial en el punto de medición.

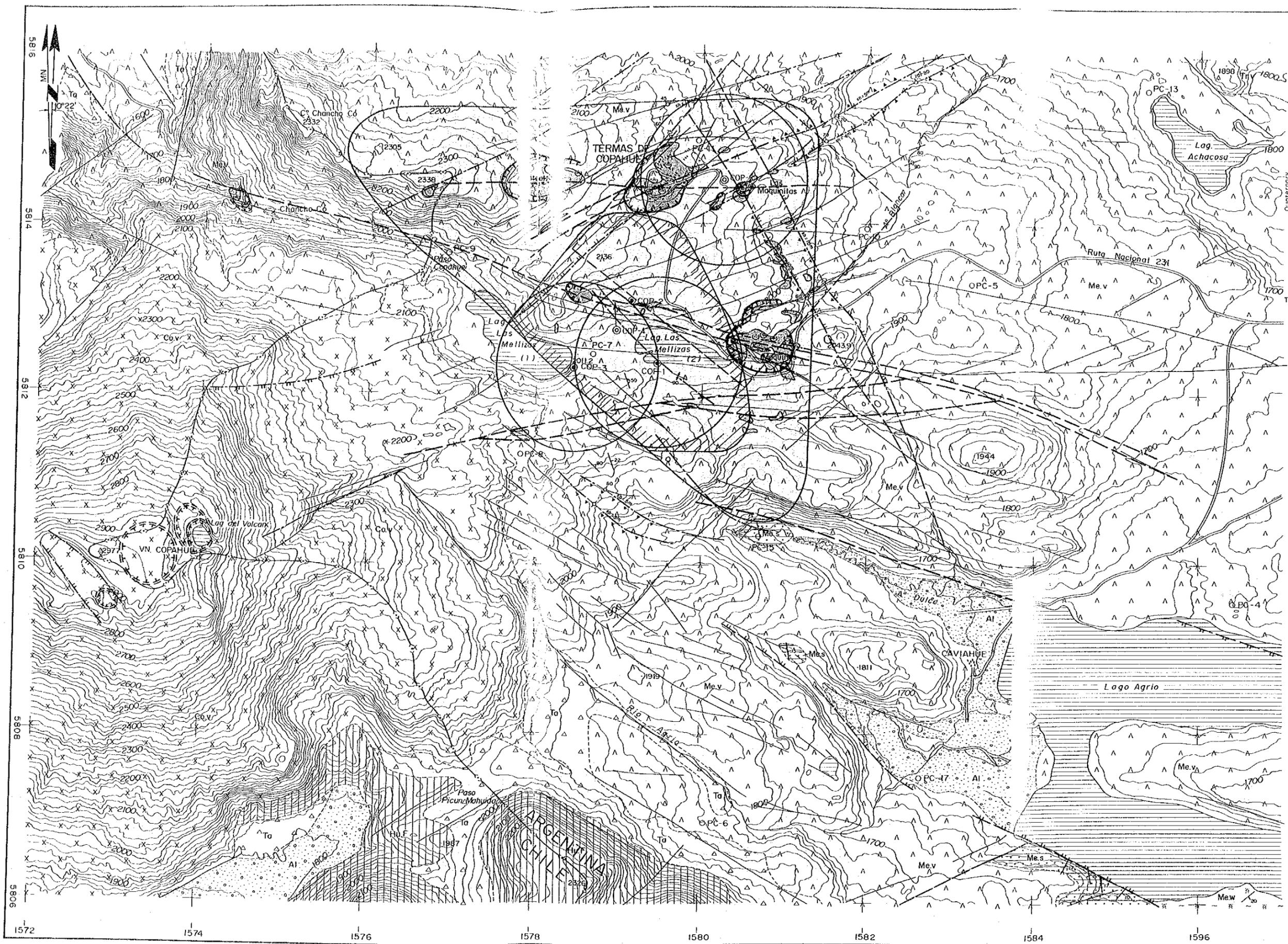
(d) Perforación de estructura geológica

Realizar la perforación de estructura geológica de diámetro final con tamaño NQ utilizando los equipos y materiales donados por JICA. Aunque para el estudio de las condiciones de distribución de temperatura es suficiente con una longitud de perforación de alrededor de 800 m, para analizar las condiciones de distribución del vapor es necesario que se perfore hasta una profundidad de alrededor de 1.000 m. En el caso de tropezarse con un estrato de

pérdida grande de agua de circulación, se suspenderá la perforación en ese punto, se esperará que se restablezca la temperatura para efectuar la prueba fumarólica y la evaluación.

(3) Otros Estudios

Para registrar las variaciones seculares de las condiciones de producción del fluido geotérmico de COP-1 y COP-3 y aclarar las características del reservorio de vapor dominante citado anteriormente, en los futuros estudios sería deseable se haga el análisis periódico de los pozos que hayan registrado fumarolas midiendo la presión de la boca del pozo, caudal de vapor, relación de gas, H_2S/H_2 , CO_2 , $\delta^{18}O$, etc.



LEGEN

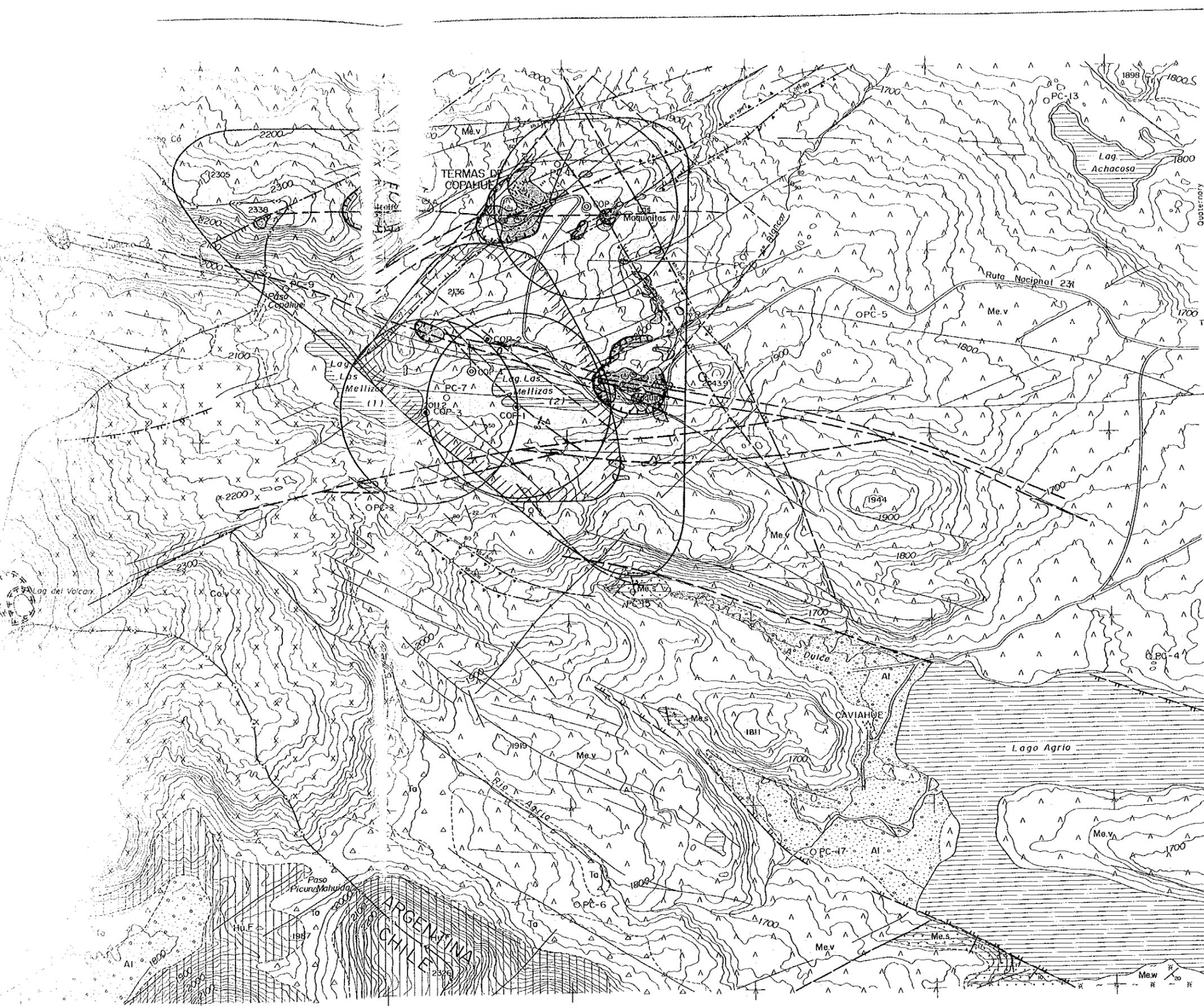
Quaternary	AI	Alluvium Gravel
	To	Talus Gravel
Pleistocene	Co.v	Copahue Pyrox and
	Tr.v	A ¹ Trol. Pyrox
Tertiary Pliocene	Me.w	Las Mellizas Formation
	Me.v	
	Me.s	
	Hu.F	Hualcapi Fine Tuff E

Hydroth	Hydrothermal
Crater	Crater
Fumarol	Fumarole
Explorat	Exploration
Thermal	Thermal
Confirm	Confirmed
COP	COP
Mise	Mise
Max Arc	Max Arc
COP	COP
Mise	Mise
CSA	CSA

0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

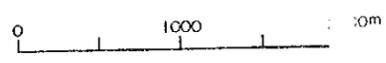
CENTRO REGIONAL DEL REPUBLICANO FEASIBLE COPAHUE GEOTHERMAL CANDIDATE LOCALITIES AND FURTHER STUDIES

JAPAN INTERNATIONAL



LEGEND

- | | | |
|--|---|--|
| <p>Quaternary</p> <p>Holocene</p> <p>Pleistocene</p> <p>Tertiary</p> <p>Pliocene</p> | <p>Al</p> <p>To</p> <p>Co.v</p> <p>Tr.v</p> <p>Me.w</p> <p>Me.v</p> <p>Me.s</p> <p>Hu.F</p> | <p>Alluvium
Gravel, Sand and Mud</p> <p>Talus
Gravel, Sand and Mud</p> <p>Copahue Volcanic Rocks
Pyroxene Olivine Basalt, Lipa
and Pyroclastic Rocks</p> <p>A¹ Trotope Volcanic Rocks
Pyroxene-bearing Plagioclase
Agglomerate</p> <p>Welded Tuff</p> <p>Las Mellizas
Formation
Olivine Pyroxene Basaltic
Andesite, Pyroxene Andesite and
Agglomerate etc.</p> <p>Lake Sediments and Glacial
Deposits: Conglomerate, Sandstone
and Mudstone</p> <p>Hualcupen Formation
Fine Pyroxene Andesite, Agglomerate,
Tuff Breccia, Tuff etc.</p> |
|--|---|--|
-
- | | |
|--|--------------------------------|
| | Hydrothermal Alteration zone |
| | Crater |
| | Fumarole |
| | Exploratory Well |
| | Thermal Gradient Hole |
| | Confirmed Area |
| | COP-4 |
| | Misc-a-la-masse method |
| | Max Areal Extent of Whole Area |
| | COP-5 |
| | Misc-a-la-masse method |
| | CSAMT method |



CENTRO REGIONAL DE ENERGIA GEOTERMICA
DEL NEUQUEN
REPUBLICA ARGENTINA

FEASIBILITY STUDY
OF
COPAHUE GEOTHERMAL DEVELOPMENT PROJECT

CANDIDATE LOCATION OF EXPLORATORY
WELLS AND FURTHER INVESTIGATIONS

JAPAN INTERNATIONAL COOPERATION AGENCY

DATE: _____ Fig. 11-1

