

## **3.2 Construcción de las Instalaciones para Generación de Energía**

**3.2.1 Condiciones para la Programación**

**3.2.2 Recolección de Fluidos y Sistema de  
Reinyección**

**3.2.3 Instalaciones de la Planta Generadora**

**3.2.4 Línea de Transmisión y Subestación**

**3.2.5 Desarrollo del proyecto**

**3.2.6 Estimación del costo del proyecto**



## 3.2 CONSTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA

### 3.2.1 CONDICIONES PARA LA PROGRAMACIÓN

#### 1. Sitio para la planta generadora

Para la construcción de la planta generadora se proponen dos sitios tomando en cuenta las distancias desde los pozos productores y reinyectores, facilidad para la instalación de las tuberías, elementos geológicos y topográficos, distancia desde el camino existente y aspectos ambientales. El Sitio I está cerca de la bodega del INDE al oeste de la caldera donde se tiene las ventajas de acceso y de fácil dispersión del gas H<sub>2</sub>S. El Sitio II está cerca del pozo AMF-2 en el oeste de la caldera, y presenta ventaja para el transporte de los fluidos geotérmicos.

La ubicación de ambos sitios se presenta en las Figs.3-2-1 y Fig.3-2-2.

#### 2. Tipo de planta generadora

Los resultados de la evaluación de recurso sugieren una planta generadora de tamaño medio, fluido geotérmico de entalpía específica media, y relativamente bajo contenido de gases no condensables (NCG por sus siglas en inglés). Para esas condiciones del área geotérmica de Amatitlán, podrían utilizarse cinco diferentes tecnologías, las cuales se muestran en la Tabla 3-2-1.

El ciclo binario combinado tendría la ventaja cuando el vapor se encuentra a alta presión y se tiene un alto contenido de gases no condensables. Pero, este no es el caso de Amatitlán donde el contenido de gases no condensables es relativamente bajo y la presión óptima de separación del vapor se calcula que será media.

El ciclo de doble flasheo de vapor con turbina a condensación, ciclo binario de dos fases y el tipo de ciclo binario híbrido, la temperatura de la salmuera en el sistema de reinyección deberá ser suficientemente baja para utilizar la energía térmica de la salmuera y obtener la ventaja, sobre el ciclo de simple flasheo, de incrementar la producción. Para la salmuera rica en contenido de sílice que se produce en el área geotérmica de Amatitlán, una temperatura baja de la salmuera podría provocar problemas en el sistema de reinyección debido a la incrustación por deposición de sílice. La validez de las medidas para evitar la incrustación, tal como la dosificación de químicos y otros relacionados, deberá juzgarse después de analizar los valores actuales de operación. Entonces, sería arriesgado aplicar una de esas tres tecnologías para este proyecto.

Con base en las razones anteriores, el ciclo de vapor de simple flasheo con turbina a condensación se recomienda para este proyecto, y el sistema de reinyección de salmuera deberá mantenerse a alta presión y temperatura.

Cuando los análisis de los valores actuales de operación muestren que se puede tomar una medida adecuada anti incrustación, que permita alcanzar una temperatura baja de la salmuera, una planta de fondo podría instalarse en la caldera para producir electricidad adicional utilizando la energía térmica de la

salmuera..

### 3. Capacidad de la Planta Generadora

En línea con la estrategia de desarrollo sugerida en la evaluación del recurso, la explotación del campo geotérmico deberá hacerse en dos etapas. La primera etapa (Unidad-1) utilizará los recursos geotérmicos confirmados y el vapor equivalente a 15 MWe ya disponible con los pozos existentes. Los recursos geotérmicos para la siguiente etapa deberán desarrollarse tomando en cuenta la respuesta del reservorio a la explotación durante la primera etapa. La producción de estas dos etapas será de 40 MW en total. Las especificaciones de la unidad generadora de energía para cada etapa serán las mismas de tal forma que los costos de diseño y los gastos de inventario pueden minimizarse.

Estas dos unidades deberán ordenarse al fabricante al mismo tiempo para obtener un precio más bajo, pero el diseño de las instalaciones de generación de energía serán las mismas tal como el desarrollo en dos etapas mencionado anteriormente. La Unidad-1 y la Unidad-2 serán instaladas en el mismo sitio con el objeto de eliminar costos en la adquisición de tierras, en los trabajos de obra civil y en la operación y mantenimiento.

### 4. Conexión al Sistema

La red de líneas de transmisión en Guatemala tiene tres diferentes voltajes, siendo estos: 230 kV, 138 kV y 69 kV. Como resultado de la reunión con el grupo de transmisión del INDE, la producción de la planta geotérmica de Amatitlán será conectada a una subestación de 138 kV, denominada Palín 2, la cual se planifica será construida nuevamente por el INDE. Esta subestación estará aproximadamente a 8 km al oeste de la planta geotérmica de Amatitlán tal como se muestra en la Fig.3-2-8.

La subestación de Palín 2 será una interruptora entre la subestación de Guate Sur y la planta generadora de Jurún Marinalá y tendrá una barra sencilla de 138 kV. La producción de la planta geotérmica de Amatitlán por lo tanto será conectada a esta barra de 138 kV. Ver Fig.3-2-9.

### 5. Principales condiciones de diseño

#### a. Condiciones del vapor a la salida de la turbina

Tomando en cuenta las características previstas de los pozos productores y la pérdida de presión en las tuberías, la presión óptima del vapor se fijó en 7 bar para ambos sitios de la planta generadora (fuera y dentro de la caldera). El contenido y la composición de los gases no condensables en el vapor se estiman con base en los valores actuales de los pozos existentes.

Presión	7	bar (abs.)	Temperatura	165 C
contenido de NCG	1.78	wt%		
Composición de NCG				
CO <sub>2</sub>	93.0	vol%	H <sub>2</sub> S	5.5 vol%
otros	1.5	vol%		

#### b. Condiciones Meteorológicas

Temperatura promedio de bulbo seco: 20 C

Temperatura media anual, promedio máximo mensual.: 25 C  
 Máximo promedio mensual de la Temp.. Máxima: 28 °C (Feb)  
 Temperatura de bulbo húmedo 80 % (promedio)  
 Lluvia Estación seca (Nov a Mar): 20 mm/mes  
 Estación lluviosa (Jun a Sep):300 mm/mes  
 Dirección dominante del viento Norte  
 Velocidad del viento 3 a 4 m/s

c. Topografía

El área del proyecto se localiza en y al oeste de la caldera la cual se ubica en el flanco norte del volcán de Pacaya. El este de la caldera es un lago, y al oeste es un terreno relativamente plano. Uno de los sitios para la planta generadora (Sitio II) y el pozo de producción existente AMF-2 en la esquina oeste de la caldera están rodeados por una loma (aproximadamente 60 m de altura) del norte hacia el oeste. Allí se encuentran viviendas a lo largo del camino el cual se encuentra a unos 250 m al sur del Sitio II. El otro sitio para la planta generadora (Sitio I) se localiza en una suave pendiente en el oeste de la caldera. Allí se encuentra la bodega del INDE y hay un camino adyacente al Sitio I. La pendiente es suave. No se localizan viviendas cerca del Sitio I.

d. Altitud

Planta generadora fuera de la caldera (Sitio I):	1840 m
Planta generadora dentro de la caldera (Sitio II):	1860 m
Plataformas de los pozos de producción	
AMF-1, MKU-4, MKU-5 :	1794 m
AMF-2, MKU-1, MKU-3 :	1868 m
MKU-2, MKU-5 :	1870 m
AMJ-1, AMJ-2 :	1905 m
Plataforma del pozo de reinyección	1810 m

e. Geología y suelo

El área alrededor del Sitio I es adecuada para la construcción de la planta generadora por la limitada pérdida de suelo cerca de la superficie. La columna litológica del pozo AMJ-2 muestra deposiciones de rocas volcánicas del volcán de Pacaya desde la cima. Por otro lado, el Sitio II se localiza dentro de la caldera donde sedimentos talúdicos son fácilmente depositados. Puesto que en el pozo AMF-2, adyacente al Sitio II se reporta que existe suelo suave, se hace necesaria una cementación para la base de la planta de aproximadamente 20 m desde la superficie.

f. Condiciones sísmicas

Una aceleración de 0.30 G o 0.35 G se recomienda en los alrededores del área de Amatitlán, con base en record de terremotos anteriores.

g. Suministro de agua

No se localizan ríos en los alrededores del área del proyecto. Tomar agua de la laguna de Calderas será difícil desde el punto de vista ambiental. La perforación de un pozo para suministro de agua a la planta generadora será práctica.

### 3.2.2 RECOLECCIÓN DE FLUIDOS Y SISTEMA DE REINYECCIÓN

#### 1. Trazo de la Tubería

La Recolección de fluidos y el sistema de reinyección (FCRS por sus siglas en inglés) consiste en separadores, tubería de vapor y tubería de salmuera. Las Figs.3-2-1 y Fig. 3-2-2 muestran los trazos de las tuberías para el Sitio I y el Sitio II respectivamente. El trazo de la tubería entre el pozo AMF-1 y el AMF-2 es el mismo de la tubería bifásica existente. El trazo de la tubería de la salmuera desde el pozo AMF-1 hacia el nuevo pozo de reinyección será el mismo de la línea de reinyección existente para la planta generadora de 5 MW. Tuberías entre los pozos AMF-2 y AMJ-1 cruzan la orilla oeste de la caldera con el objeto de evitar el área residencial al del pozo AMF-2.

#### 2. Proceso

El FCRS puede ser rápidamente clasificado en dos grupos: (1) tubería de dos fases en la cual el fluido geotérmico se transfiere hacia la planta generadora en la forma de mezcla de vapor y salmuera, y (2) tuberías separadas en las cuales el vapor y la salmuera se separan cerca de los pozos de producción y luego son transferidos a la planta y a los pozos reinyectores en forma separada. Para este proyecto, se emplea la segunda debido a que tiene ventajas respecto a la otra en cuanto a pérdidas de presión y estabilidad del flujo cuando la tubería cruza la orilla mencionada con anterioridad.

Las Figs.3-2-3 y Fig.3-2-4 ilustran el FCRS para el Sitio I (fuera de la caldera) y para el Sitio II (dentro de la caldera) respectivamente. Las líneas discontinuas indican una porción adicional para la Unidad 2.

El fluido geotérmico (mezcla de vapor y salmuera) de los pozos de producción se separa en vapor y salmuera en el separador adyacente a los pozos de producción. El vapor separado junto con los gases no condensables se transfiere al cabezal de vapor de la planta generadora a través de una tubería de vapor, y luego fluye dentro de las Unidades 1 y 2.

En el caso de que se presente un corte forzado o una parada de emergencia en la planta generadora, la válvula de seguridad se abre para reducir la presión de la tubería de vapor. El vapor se descarga a un silenciador de roca antes de ser finalmente liberado a la atmósfera. El agua condensada del silenciador de roca se mezcla con el agua de desecho de la planta y luego es bombeada hacia el pozo de reinyección para aguas de desecho.

La salmuera separada del separador se envía por tubería a los pozos de reinyección. Los rasgos geográficos en el área del proyecto y las características de los pozos de reinyección permiten la reinyección por la presión del separador y por gravedad. No se instalará bomba de reinyección. En el caso de anomalías en el sistema de reinyección, la salmuera se dispone automáticamente en un tanque de retención de emergencia a través de un silenciador adyacente al pozo de producción durante un periodo hasta que el problema sea solucionado o la válvula del cabezal del pozo de producción sea cerrada. Desde el tanque de retención de emergencia la salmuera será enviada a los pozos de reinyección por medio de una bomba portátil.

### 3.2.3 INSTALACIONES DE LA PLANTA GENERADORA

#### 1. Diseño

##### a. Diseño de la planta generadora

- 1) La Fig 3-2-5 muestra el diseño de la planta generadora
- 2) El sitio para la planta es aproximadamente 150 m x 120 m, e incluye dos unidades generadoras de 20 MW, subestación y oficinas administrativas. Las torres de enfriamiento deberán estar viento abajo, de tal forma que las emisiones de las torres de enfriamiento con gases corrosivos no condensables y brisa no afecten los edificios de la subestación y de la turbina para proteger el equipo de la planta. Las torres de enfriamiento se localizan al sur del sitio de la planta generadora, considerando la dirección del viento que prevalece anualmente..
- 3) La subestación se localiza en el lado opuesto de las torres de enfriamiento, es decir al norte del sitio de la planta.
- 4) Los transformadores principales se instalarán en la subestación.
- 5) El edificio para las turbinas está en el centro del sitio de la planta. En este se acomodarán la turbina de vapor y el generador. La sala de mando y la sala de accesorios eléctricos son empacados en cuartos prefabricados separados.

##### b. Diseño del equipo

- 1) La unidad turbogeneradora incluye unidades de control de lubricación, válvulas maestras de paro (MSV por sus siglas en inglés), y válvulas de control (CV por sus siglas en inglés) y se instala en el edificio de la turbina.
- 2) El condensador, sistema de remoción de gases, eliminador de brisa etc., se colocan afuera, entre el edificio de la turbina y las torres de enfriamiento.
- 3) En la sala de mando y sala de accesorios eléctricos se tienen sistemas eléctricos tales como cubículo de interruptores, panel de suministro DC y equipo de control tal como la consola de monitoreo del turbogenerador, relés protectores, y sistema de adquisición de datos.
- 4) Transformadores auxiliares se ubican afuera, adyacentes a la sala de accesorios eléctricos.

#### 2. Trabajos de Arquitectura y obra Civil

##### a. Camino de acceso

El camino de acceso a construirse para el Sitio I (fuera de la caldera) será de unos 20 a 30 metros de largo desde el camino existente. Para el Sitio II (dentro de la caldera), el acceso existente para el pozo AMF-2 será pavimentado y se extenderá uno 150 metros hacia la planta generadora.

Existen caminos de acceso hacia los pozos productores AMJ-1, AMF-1, y AMF-2. Para la plataforma del pozo de reinyección, se construirá un nuevo camino de acceso desde el sitio del pozo AMF-1. Otro camino de acceso será necesario para los pozos MKU-2 y MKU-5 cuando se perforen para la Unidad 2.

##### b. Preparación del sitio

Los sitios para la planta generadora y la plataforma del pozo de reinyección serán preparados. Un sitio para un pozo adicional de producción se preparará cuando se construya la Unidad 2.

Sitio para el pozo de producción: Aprox. 0.6 ha (para Unidad 2)  
 Sitio para la planta generadora: Aprox. 1.8 ha (incluye Unidad 2)  
 Sitio para el pozo de reinyección: Aprox. 0.36 ha

c. Planta Generadora

1) Cimientos

El equipo más grande tal como turbogenerador y condensador será instalado sobre cimientos de concreto reforzado. El diseño modular de las instalaciones de generación permite que la mayoría del equipo sea instalado a nivel del piso.

2) Edificio

El edificio de la turbina es una estructura de acero con aluminio en el exterior y paneles en el cielo raso. Acomodará el turbogenerador, un montacargas elevado y corredizo y equipo auxiliar relacionado.

**3. Equipo para la planta generadora**

Se aplicara el mismo diseño para ambas unidades, 1 y 2, de tal forma que los costos de diseño pueden eliminarse y los repuestos pueden ser compartidos entre las mismas.

a. Equipo Mecánico

La Fig.3-2-6 muestra esquemáticamente el proceso de la planta. Las funciones de cada equipo se describen a continuación:

1) Turbina

La turbina de vapor para este proyecto será diseñada y probada para aplicación geotérmica. Se prefiere la turbina tipo modular montada sobre rieles debido a:

- Tiempo de diseño y fabricación más corto,
- Fácil de transportar,
- Menor huella,
- Instalación más rápida en el sitio y
- Menor costo de construcción

Principales especificaciones de la turbina:

Tipo	flujo único, a condensación, modular
Potencia de salida	20 MW
Condiciones del vapor	7 bar, 165 °C
Presión de salida	0.095 bar
Velocidad	3,600 rpm
Equipo auxiliar	
• Sistema de control de la turbina	1 jg/un
• Sistema de protección de la turbina	1 jg/un
• Unidad de lubricación	1 jg/un
• Sistema de sellos	1 jg/un



## 2) Tubería principal de vapor

### a) Eliminador de brisa

Para prevenir la entrada de brisa o drenaje dentro de la turbina, un eliminador de brisa se instala en la tubería principal de vapor.

### b) Medidor de flujo de vapor

Para control y monitoreo de la operación de la planta, un medidor de flujo de vapor se instala después de la salida del eliminador de brisa. El efecto del incremento en la medida será mínimo en cuanto a precisión se refiere.

### c) Válvula maestra de paro (MSV) y Válvula de Control (CV)

La tubería de vapor de entrada a la turbina se divide en dos, y ambas están conectadas a la turbina a través de válvulas maestras de paro y válvulas de control. Este arreglo permite realizar pruebas de apertura y cierre durante la operación de la turbina, para prevenir el atascamiento de las válvulas debido a depósitos de incrustación.

## 3) Condensador

Después de mover la turbina, el vapor fluye dentro del condensador principal. En el condensador, el vapor es enfriado por el agua de enfriamiento y se condensa en agua tibia. El condensador es del tipo de contacto directo por chorro de aerosol. El agua de enfriamiento es succionada desde el tanque de agua fría de la torre de enfriamiento por medio del vacío del condensador principal.

## 4) Sistema de remoción de gases

El sistema de remoción de gases elimina los gases no condensables contenidos en el vapor desde el condensador principal. El sistema de remoción de gases está formado por: eyectores de chorro de vapor, ínter condensador, bomba de vacío y sello de agua del separador. El vapor para accionar los eyectores de chorro de vapor se toma de la línea principal de vapor. El drenaje del ínter condensador y del sello de agua del separador son enviados hacia el condensador principal. Los gases no condensables se difunden por el escape de las torres de enfriamiento y se descargan a la atmósfera..

## 5) Sistema de agua de enfriamiento

El condensado es bombeado hacia las torres de enfriamiento desde el recipiente caliente del condensador principal. El condensado se enfría en las torres de enfriamiento y es recirculado como agua de enfriamiento. La bomba auxiliar de agua de enfriamiento proporciona agua de enfriamiento para el enfriador del aceite lubricador de la turbina, para el enfriador del generador, para el sistema de remoción de gases, para el compresor de aire, etc.

## 6) Torres de enfriamiento

Las torres de enfriamiento son del tipo de tiro inducido con estructura de Madera o del tipo FRP y un tanque de agua fría de concreto reforzado.

b. Equipo eléctrico y de control

1) General

El voltaje del generador esta escalonado hasta 138kV por el transformador principal y se transmite a la subestación de Palín 2 por medio de la subestación de 138 kV en la planta generadora. Por otro lado, la potencia de 480 V para los equipos auxiliares en la planta generadora es suministrada por medio de una unidad transformadora.

Los Corta Circuitos (CB) en el circuito principal se localizan como sigue.

Generador:	entre el Generador y el transformador principal
Transformador principal:	del lado de alto voltaje del transformador principal
Elementos auxiliares:	del lado de bajo voltaje del transformador

Un diagrama unifilar de la planta generadora se muestra en la Fig.3-2-7.

2) Generador

Un generador sincrónico del tipo modular, enfriado por aire, trifásico será utilizado con fácil operación, menor mantenimiento y comprobado en ambiente geotérmico. Los gases corrosivos como el H<sub>2</sub>S deberán removerse del aire de enfriamiento del generador utilizando filtros catalíticos oxidantes etc., puesto que la atmósfera alrededor del campo geotérmico contiene altas concentraciones de gas H<sub>2</sub>S. Un sistema de excitación sin cepillos deberá utilizarse.

Las especificaciones del generador son como sigue.

Tipo	: Rotor cilíndrico de campo revolvente, Totalmente cerrado, enfriado por aire Trifásico, generador sincrónico
Potencia de salida	: 25 MVA x 2 juegos
Voltaje	: 13.8 kV
Frecuencia	: 60 Hz
Velocidad	: 3,600 rpm
Factor de potencia	: 0.8 (insulado)
Método de neutro a tierra	: Transformador
Sistema de Excitación	: Sin cepillos

3) Especificaciones de otros equipos mayores

Equipo	Cant/ Unidad	Especificación
a) Transformador principal	1 jgo	25 MVA, 13.8 kV/138 kV
b) Unidad transformadora	1 jgo	2,000kVA, 13.8 kV/480 V, para equipo auxiliar
c) Interruptor metálico 13.8 kV	1 jgo	13.8 kV corta circuito de Gas, para la salida del generador

d) Fuente de poder 480 V	1 jgo	480 V Corta circuito de aire, para equipo auxiliar mayor de 75 kW
e) Control del Motor 480 V	1 jgo	480 V, MCCB, para equipo auxiliar menor o igual a 75 kW
f) Panel de distribución	1 lote	230 V/110 V, Para control, instrumentación, iluminación y otros
g) Panel de control	1 lote	Panel de control de la Turbina, panel eléctrico, Panel de equipo auxiliar y otros
h) Panel de protección	1 lote	Panel de protección del Generador, Panel de protección del Transformador, Panel de protección de Transmisión y otros
i) Suministro de energía DC	1 jgo	125 V DC, Cargador, Batería y panel de distribución DC
j) Unidad de protección del sistema (UPS)	1 jgo	110V AC, Panel de distribución para el equipo digital de control

#### 4) Equipo de Control e Instrumentación

El Sistema de Control de Distribución (DCS por sus siglas en inglés) basado en microprocesador deberá utilizarse para controlar el sistema y monitorear varios parámetros de la planta generadora geotérmica. Este sistema DCS contribuye a garantizar la operación con alta consistencia y productividad de la planta.

##### a) Controlador Automático de la Turbina y del Generador

Este elemento puede controlar como sigue.

- Arranque y parada automática de la Turbina (desde el arranque de la turbina fría hasta un 100 % de carga y vice versa)
- Arranque automático de la Turbina y regulación de carga, conjuntamente con el gobernador hidráulico electrónico-digital.

##### b) Nivel del Condensador

El nivel de agua caliente en el Condensador está controlado por el DCS debido a la protección de las bombas de agua caliente.

La operación de la planta se puede llevar a cabo por medio del CRT y el tablero, los cuales están en interfase con el DCS y los operadores, en la sala de mando.

Un sistema de intercomunicación con la Planta será proporcionado, adicional al sistema de control. El sistema de intercomunicación para la operación del equipo se incluirá en el sistema DCS, mientras que uno para emergencias será de relés alámbricos.

##### c. Instalaciones auxiliares

###### 1) Suministro de agua

El agua para limpieza y de servicio será bombeada de un pozo.

###### 2) Sistema de control de incendios

Hidrantes y/o boquillas monitoras de fuego serán instaladas en el exterior alrededor del edificio de la turbina y de las torres de

enfriamiento. Bombas contra incendios accionadas eléctricamente o por motores Diesel suministrarán agua desde el tanque de agua fría de las torres de enfriamiento a los hidrantes y a las boquillas monitoras. Sistemas de inundación se proporcionarán para los transformadores principales y auxiliares. Extinguidores portátiles de polvo químico se colocarán en el edificio de la turbina, sala de mando y salas eléctricas.

3) Instalaciones para trabajos de mantenimiento

Un montacargas elevado y corredizo se instalará para reparaciones del turbogenerador. Se incluirá una bodega y área de almacenaje para repuestos y herramientas.

4) Sistema de aire acondicionado

Se instalará un sistema de aire acondicionado para la sala de mando las salas eléctricas y la oficina de administración.

5) Generador de emergencia

En caso de fallas del sistema de energía, energía de emergencia será suministrada por un generador diesel de emergencia a la planta generadora.

6) Sistema de comunicación

Un sistema de comunicación por microondas será utilizado para la comunicación entre la planta generadora, el INDE y otras organizaciones relacionadas. Para el monitoreo y control de la planta un sistema SCADA (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) será instalado.

#### 4. Instalaciones para la conservación del ambiente

a. Ruido

Un silenciador de roca se instalará en las descargas de las válvulas de alivio de la línea principal de vapor.

El turbogenerador será instalado en el interior para reducir las emisiones de ruido.

b. Aguas servidas

El condensado de los silenciadores de roca, rebalse de las torres de enfriamiento y otros drenajes que fluirán dentro del tanque de aguas servidas. De allí todas las aguas servidas serán enviadas a un pozo de reinyección específico.

c. Gas Sulfuro de Hidrógeno (H<sub>2</sub>S)

El vapor del área geotérmica de Amatitlán no es muy rico en contenido de H<sub>2</sub>S comparado con otros campos geotérmicos en el mundo. Entonces, se espera que la concentración de H<sub>2</sub>S en la superficie será suficientemente bajo cuando los gases no condensables se dispersen cuando la salida de aire en grandes cantidades del escape de las torres de enfriamiento, de la

misma forma que en muchas otras plantas generadoras geotérmicas.

Puesto que el gas  $H_2S$  es más pesado que el aire, hay que considerar lo relacionado con el incremento de  $H_2S$  dentro de la caldera en un día sin viento si la planta generadora se construye en el Sitio II (dentro de la caldera). Para chequear la posibilidad de dicho incremento de  $H_2S$ , un estudio detallado del viento y una simulación de dispersión de gases serían necesarios. En el caso de que un incremento en  $H_2S$  fuera problema, la instalación de un sistema eliminador de  $H_2S$  u otra medida sería necesaria. Existe un buen número de sistemas eliminadores de  $H_2S$  disponibles comercialmente, tales como: el proceso Stretford aplicado en plantas generadoras en los Geysers, USA y el proceso Lo-Cat II utilizado en Leyte, Filipinas. La selección del proceso deberá basarse en la eficiencia de remoción requerida, confiabilidad, costo de construcción y costos de operación y mantenimiento.

### 3.2.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN Y SUBESTACIÓN

#### 1. Subestación

La subestación consiste en los transformadores principales, interruptores de 138k V y estructuras de anclaje para las líneas de transmisión. La subestación se localiza en el lado norte de la planta con el objeto de evitar los gases corrosivos de las torres de enfriamiento.

Las principales características del equipo de la subestación se muestran a continuación.

Equipo	Especificaciones
Corta circuitos de gas	145 kV, 630 A, 40 kA
Interruptores	145 kV, 630 A, 40 kA
Transformadores de Voltaje	$138/\sqrt{3}$ kV – $110/\sqrt{3}$ V – 110/3 V
Transformadores de corriente	Para medidores y protecciones
Estructuras de anclaje y otros	Para las líneas de transmisión

#### 2. Línea de transmisión

Un circuito nuevo de líneas de transmisión de 138 kV será instalado hasta la subestación de Palín 2 del INDE, aproximadamente 8 km al oeste de la planta generadora. Ver Fig.3-2-8. El trazo de la línea de transmisión se hará a lo largo de la orilla para facilitar su construcción.

Los cables utilizados para la línea serán de aluminio conductor con reforzado con acero (ACSR por sus siglas en inglés) con 477 MCM, denominado halcón, el cual es estándar en INDE.

### 3.2.5 DESARROLLO DEL PROYECTO

#### 1. Programa de desarrollo

La estrategia de desarrollo sugerida en la evaluación del recurso consiste en realizarla en dos etapas ayudando a minimizar el riesgo del desarrollo del recurso. Otra estrategia consiste en ordenar dos unidades al mismo tiempo para ayudar a reducir el costo de construcción de la planta generadora. Entonces, los siguientes tres escenarios son estudiados en este reporte. Los programas de construcción para estos escenarios se muestran en las Figs.3-2-10 a Fig.3-2-12.

Escenario 1: Como primera etapa, la Unidad 1 (20 MW) se construye utilizando los pozos productores existentes. Se perforarán un pozo de producción adicional (MKU-1) y uno de reinyección. La línea de transmisión y el sistema de recolección de fluidos y reinyección (FCRS por sus siglas en inglés) estarán preparados para la Unidad 2.

Escenario 2: Después del periodo de monitoreo de un año luego de instalada la Unidad 1, se procederá a construir la Unidad 2 (20 MW). Tres pozos adicionales de producción (MKU-3, 4, y 5) y uno de reinyección serán perforados, adicionalmente a los perforados para el Escenario 1. La plataforma para el MKU-4 y 5 será preparada.

Escenario 3: la Unidad 1 y la Unidad 2 se construyen al mismo tiempo. Se perforan cuatro pozos adicionales de producción y dos de reinyección.

##### a. Perforación de pozos

La perforación de los pozos debe terminarse antes de probar y arrancar la planta generadora, la cual deberá arrancar 23 meses después de colocar la orden.

##### b. Instalaciones de la planta generadora

En los escenarios 1 y 2, la planta generadora iniciará su operación comercial 24 meses después de colocar la orden. En el escenario 3, serán 27 meses puesto que la construcción de la Unidad 2 se iniciará tres meses después de la Unidad 1.

La construcción y pruebas del sistema de recolección y reinyección de fluidos (FCRS) debe terminarse antes de probar y arrancar la planta generadora (aproximadamente 23.5 meses después de colocar la orden).

##### c. Línea de transmisión y subestación

La construcción de la línea de transmisión, modificación de la subestación de INDE, y la prueba de estas instalaciones deberá completarse antes de que la planta generadora arranque, recibiendo energía de la red (unos 22.5 meses después de colocar la orden).

#### 2. Transporte de Materiales y Equipo

a. Medios de Transporte

Los materiales y equipo de las instalaciones de generación se transportarán por camiones desde el Puerto de descarga hasta el lugar.

b. Puerto de Descarga

El Puerto más cercano adecuado para la descarga de materiales y equipo para este proyecto es Puerto Quetzal en el Océano Pacífico. Los materiales y equipo de la planta térmica de carbón San José fueron descargados y tramitados en la aduana de este puerto. Su muelle principal tiene 800 metros de largo con 11 metros de profundidad de agua. En el caso de descargar en el lado del Atlántico, Puerto Barrios será el puerto de entrada y descarga.

c. Caminos

Las condiciones de los caminos de los puertos hacia el lugar, como se describe a continuación, son buenas, entonces es factible el transporte de equipo y materiales para las instalaciones de generación.

Desde el Océano Pacífico:

Ruta: Puerto Quetzal / Carretera (CA9) / San Vicente Pacaya

Límite de carga: ninguno

Límite de altura: 5.4 m (por la luz del Puente para peatones en la CA9)

Desde el Océano Atlántico :

Ruta: Puerto Barrios/ Carretera (CA9) / San Vicente Pacaya

Límite de carga: 90 ton

Límite de altura: 5.0 m (por el marco de la estructura de puentes sobre la CA9)

Desde San Vicente Pacaya hasta el lugar :

Sin pavimento. El ancho del camino es 4 a 6 metros. Hay curvas de 50 grados con radio de 22.9 m.

El tamaño típico y peso de los principales equipos es como sigue:

	Peso	Largo	Ancho	Alto
Turbina de vapor de 20 MW	40 ton	4.3 m	3.8 m	2.9 m
Generador estator de 20 MW	22 ton	4.3 m	3.2 m	3.2 m
Transformador principal	30 ton	4.5 m	2.5 m	3.0 m

d. Caminos de acceso

Existen caminos de acceso para los pozos AMF-1, AMF-2, y AMJ-1 y 2. El camino de acceso para la planta generadora deberá construirse.

### 3. Conservación del Ambiente

Durante el periodo de construcción, se tomarán medidas para conservar el ambiente tal como se describe a continuación.

a. Prevención de la erosión del suelo

Durante al construcción del camino, y la preparación de los sitios para los pozos y la planta generadora, deberá aplicarse una pendiente adecuada de protección para prevenir la erosión del suelo.

b. Disposición adecuada del suelo remanente

El suelo remanente proveniente de los sitios de construcción será colocado en el lugar designado para ello.

c. Eliminación del ruido y vibraciones

Durante las pruebas de producción de los pozos, se instalará un silenciador para reducir las emisiones de ruido. No habrá problema de ruido proveniente del equipo pesado en el Sitio I (fuera de la caldera). En el Sitio II (dentro de la caldera), se encuentran viviendas cercanas al sitio. Algunas medidas para reducir los problemas de ruido se tomarán conforme sea necesario, tales como coberturas a prueba de ruido, paredes aislantes al ruido y limitación en el trabajo nocturno.

d. Prevención de la contaminación del agua

Los lodos de perforación serán recirculados durante la perforación de los pozos, y se tomarán medidas adecuadas para prevenir el rebalse. El lodo utilizado se secará y será dispuesto en un lugar designado después de la perforación. Los desechos de aceite se recolectarán en la fosa de lodos y serán secados y dispuestos junto con el lodo. Toda la salmuera producida durante las pruebas de los pozos será reinyectada bajo la superficie.

e. Protección de la vegetación

El diseño y programa de los trabajos de construcción de las instalaciones se realizará minimizando la destrucción de la vegetación.



### 3.2.6 ESTIMACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO

#### 1. Estimación de costos básicos

Como se describe en la Sección 3.2.5 "Desarrollo del Proyecto", los costos del proyecto son estimados para los Escenarios 1, 2, y 3. Las Tablas 3-2-2 y 3-2-3 muestran los costos estimados del proyecto para la Planta Generadora en el Sitio I (fuera de la caldera) y en el Sitio II (dentro de la caldera) respectivamente.

#### 2. Componentes de los Costos

Los costos para cubrir la ingeniería y diseño, materiales, transporte, trabajos de obra civil y trabajos de instalación se estiman con los siguientes componentes:

- Perforación de pozos de producción y reinyección y equipo de los cabezales
- Sistema de recolección de fluidos y reinyección
- Planta generadora
- Línea de transmisión y subestación
- Costos Geocientíficos, generales y administrativos
- Adquisición de tierras y compensación
- Contingencia

#### 3. Condiciones para la estimación de costos

##### a. Alcance del proyecto

El proyecto incluye lo siguiente:

- 1) Construcción de caminos de acceso desde el camino existente hasta los sitios
- 2) Nivelación del terreno
- 3) Construcción de instalaciones de suministro y toma de agua
- 4) Perforación de los pozos de producción y reinyección e instalación de equipo en los cabezales
- 5) Construcción del sistema de recolección de fluidos y reinyección
- 6) Construcción de la planta generadora y las instalaciones relacionadas
- 7) Construcción de la subestación para la planta generadora
- 8) Construcción de la línea de transmisión
- 9) Instalaciones para Comunicación

##### b. Contingencias

Contingencias se incluyen como sigue.

- |   |     |
|---|-----|
| 1) Perforación de pozos                               | 5 % |
| 2) Sistema de recolección de fluidos y reinyección    | 5 % |
| 3) Planta generadora                                  | 3 % |
| 4) Línea de transmisión y subestación                 | 3 % |
| 5) Costos Geocientíficos, generales y administrativos | 5 % |
| 6) Adquisición de tierras y compensación              | 5 % |
| 7) Contingencia para precios                          | 2 % |

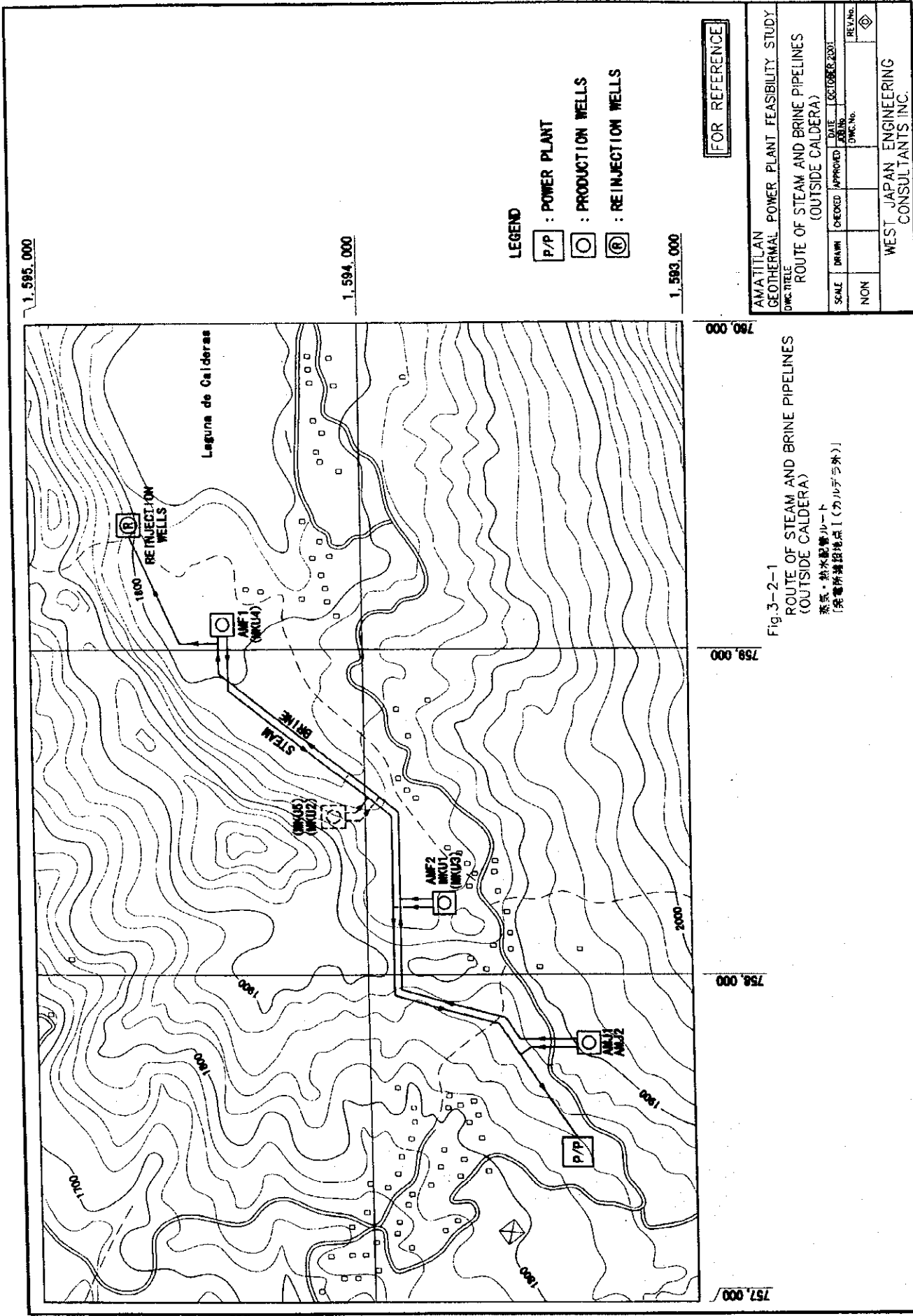


Fig. 3-2-1  
 ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES  
 (OUTSIDE CALDERA)  
 蒸気・熱水配管ルート  
 [発電所建設地点(カルデラ外)]

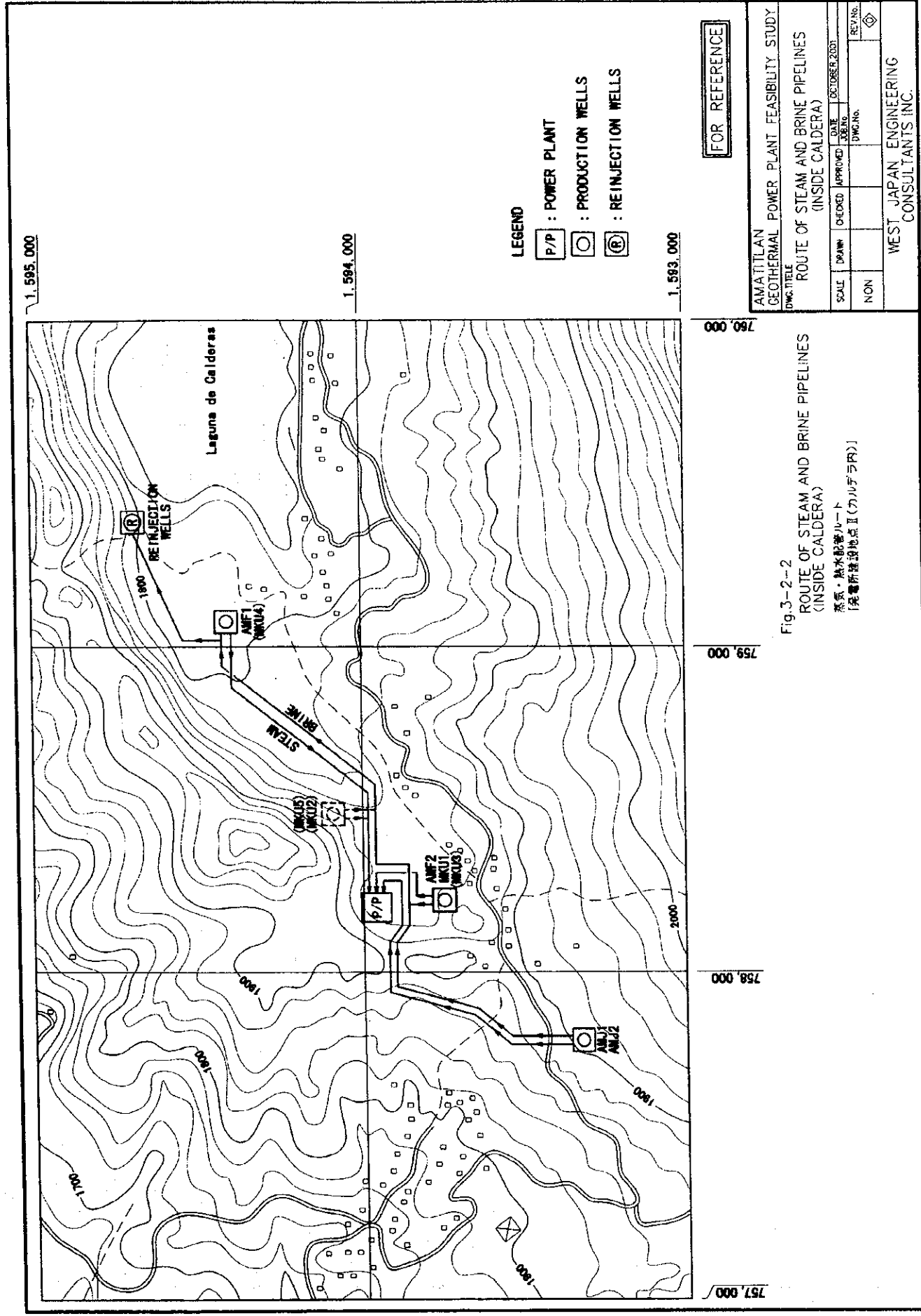
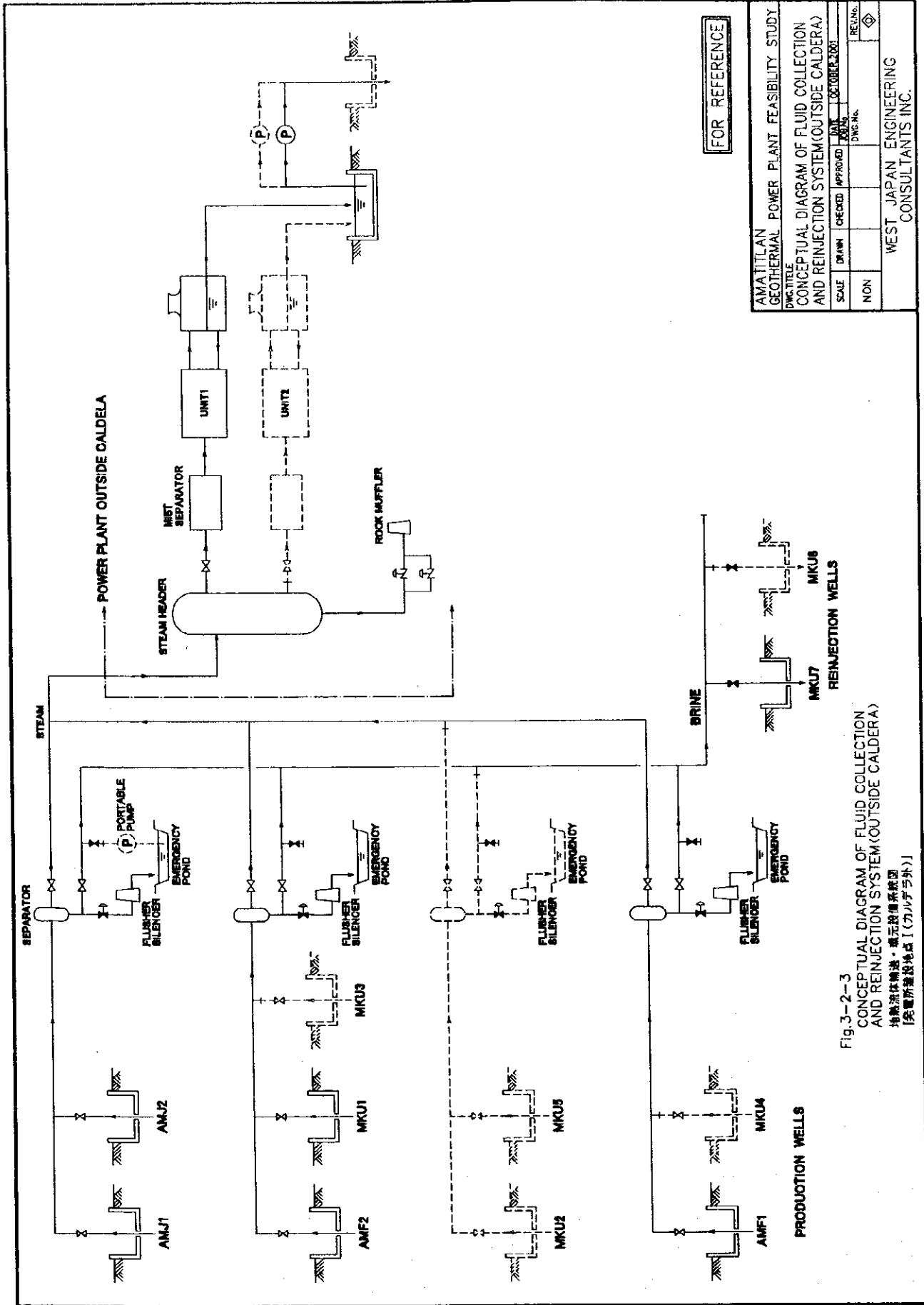
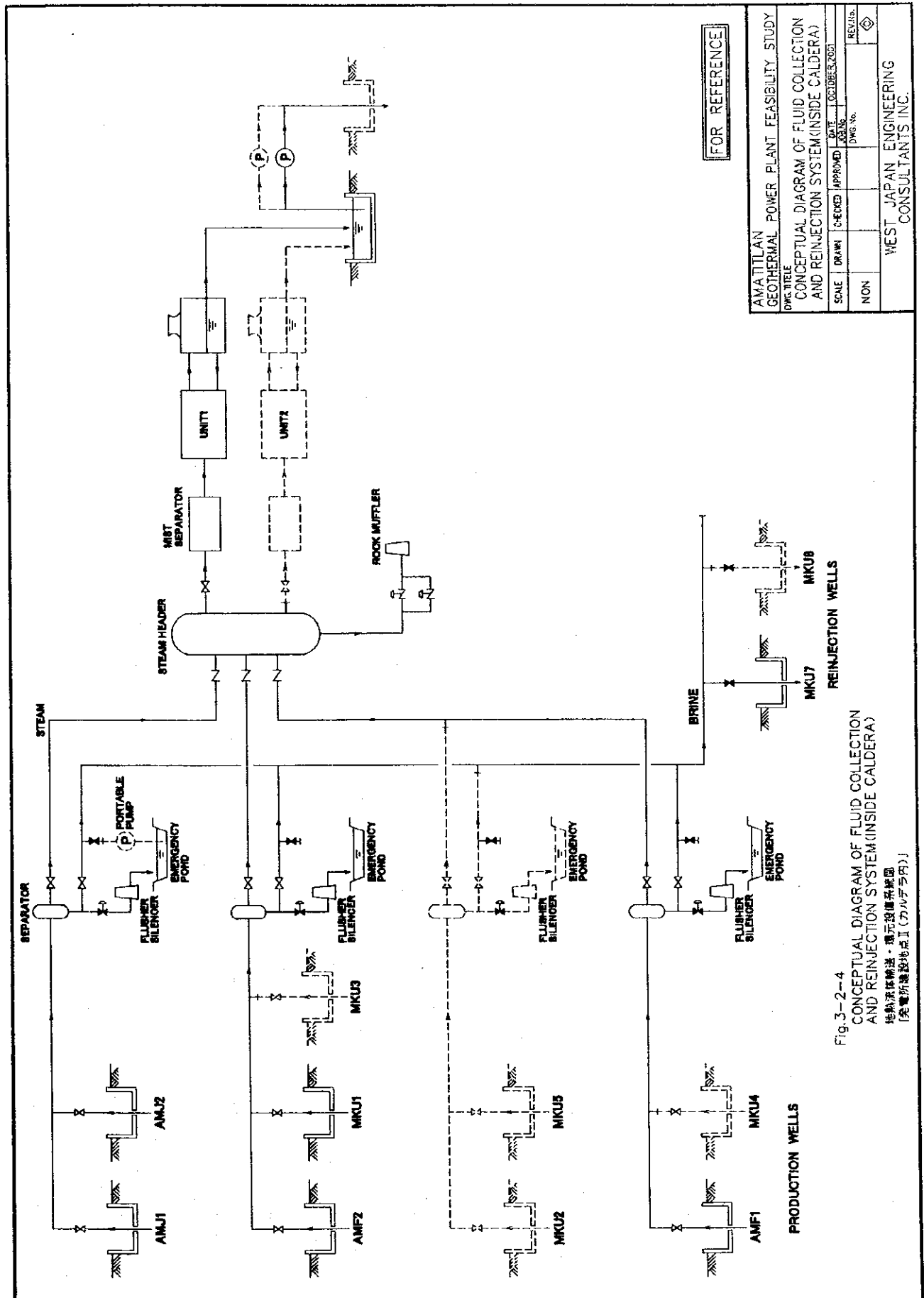


Fig. 3-2-2  
 ROUTE OF STEAM AND BRINE PIPELINES  
 (INSIDE CALDERA)  
 蒸気・熱水配管ルート  
 [発電所建設地点Ⅱ(カルデラ内)]



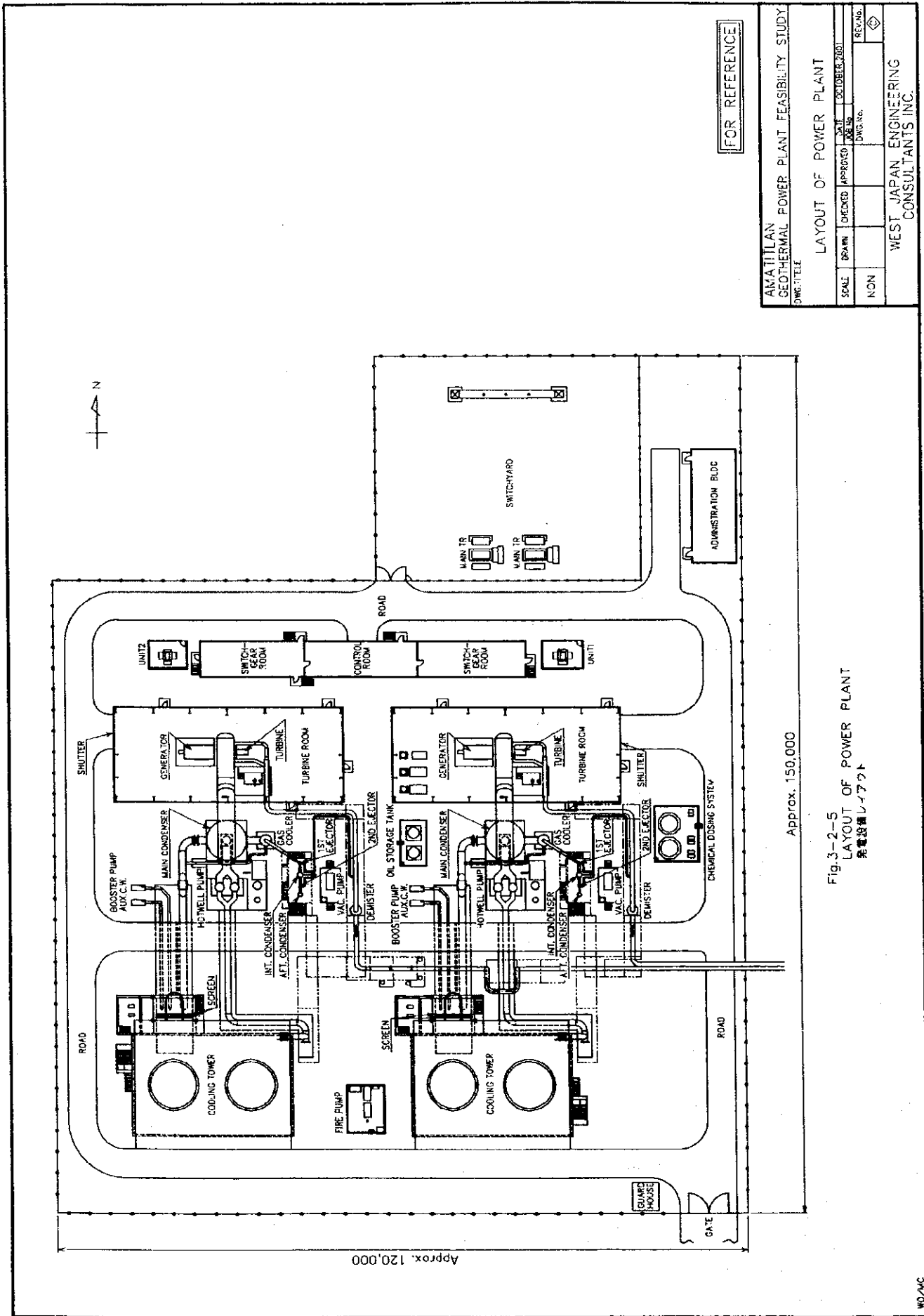
AMATILAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (OUTSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
			DWG. No.
			REV. No.
			DATE
			OCTOBER 2001
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-3  
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (OUTSIDE CALDERA)  
 地熱流体集採・還元投機系統圖  
 [発電所建設地外]



AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY			
DWS TITLE			
CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
			DATE: OCTOBER 3, 2001
			DWG. No.
			REVISED
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS, INC.			

Fig. 3-2-4  
 CONCEPTUAL DIAGRAM OF FLUID COLLECTION AND REINJECTION SYSTEM (INSIDE CALDERA)  
 地熱流体輸送・還元設備系統図  
 [発電所建設地内]



FOR REFERENCE

AMATILIAN  
GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY  
DWG. TITLE

LAYOUT OF POWER PLANT

SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE
NON				OCTOBER, 2001
			DWG. No.	REV. No.
				◇

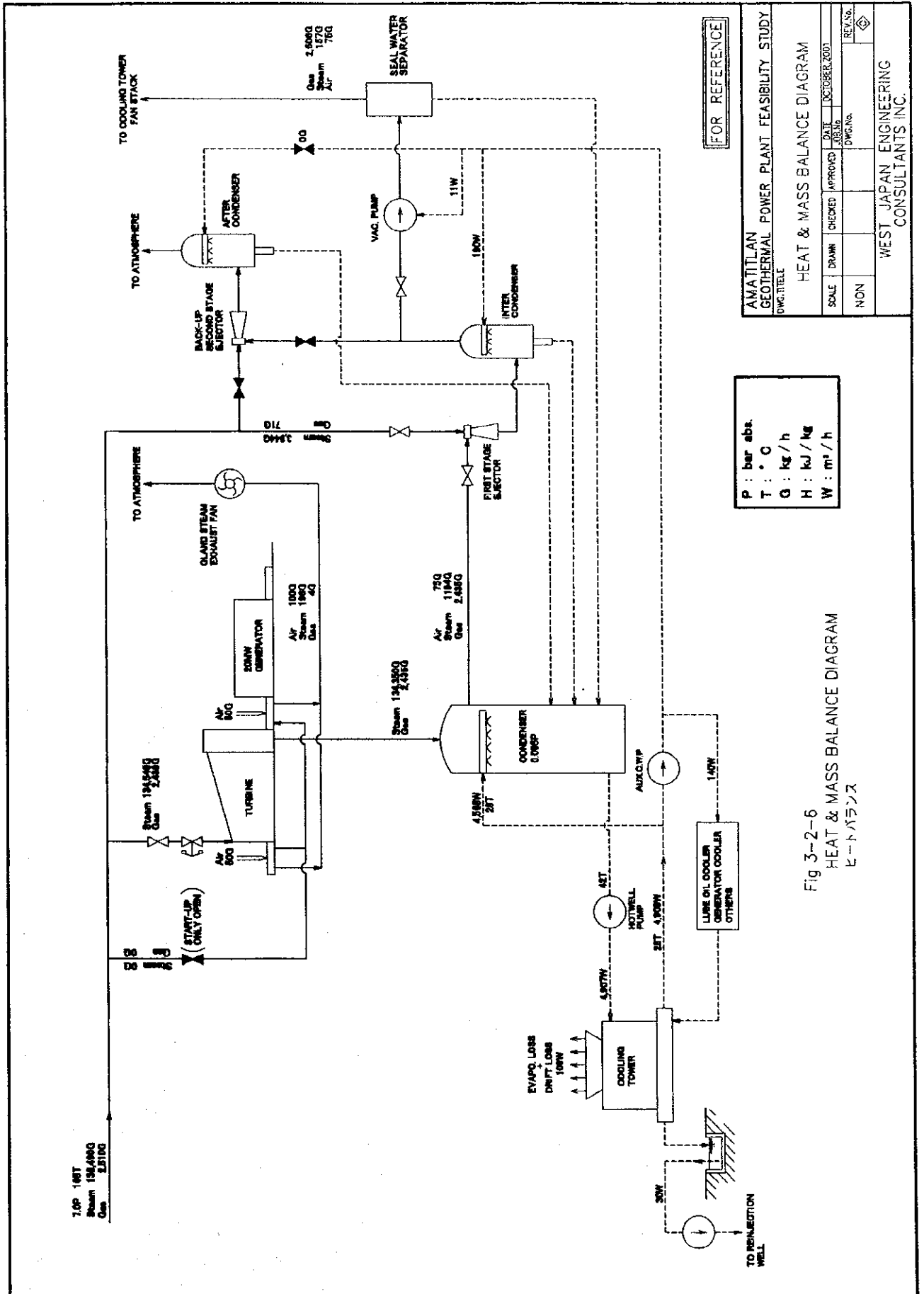
WEST JAPAN ENGINEERING  
CONSULTANTS INC.

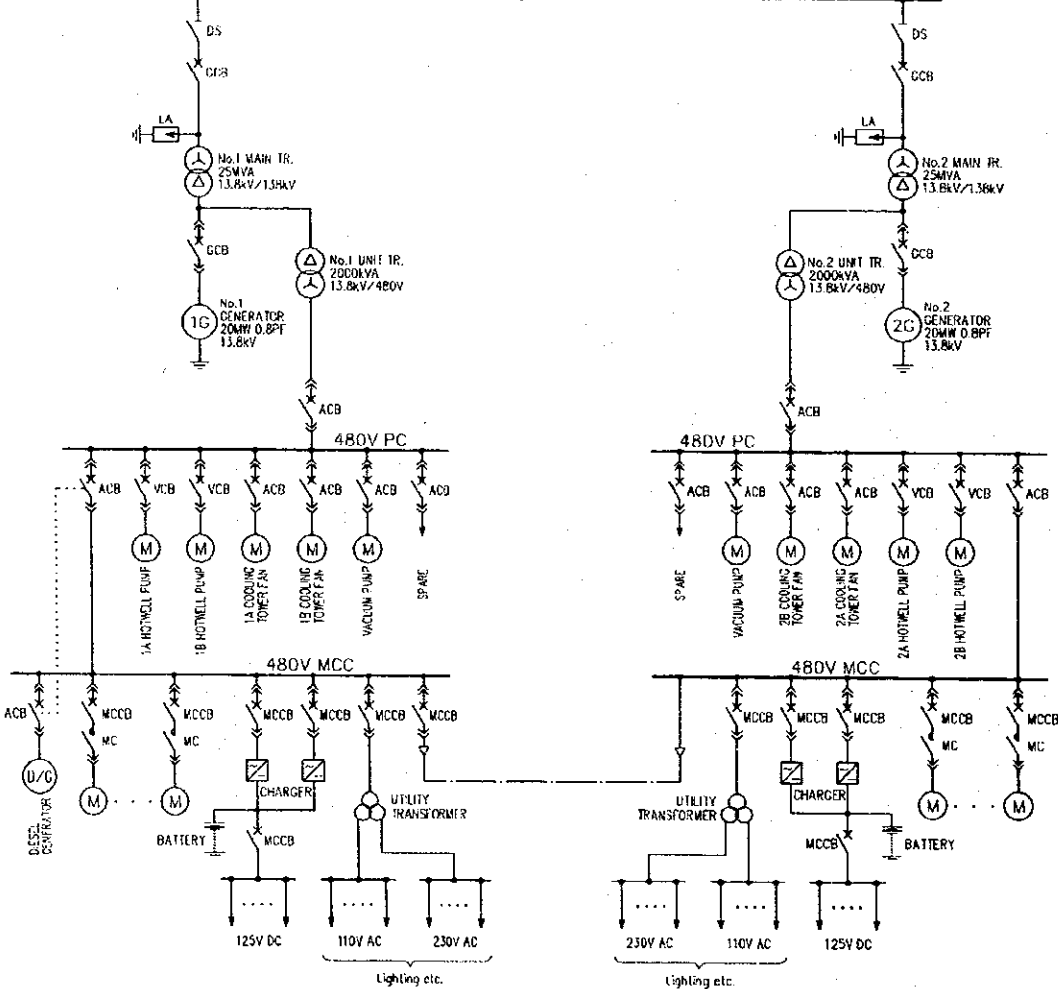
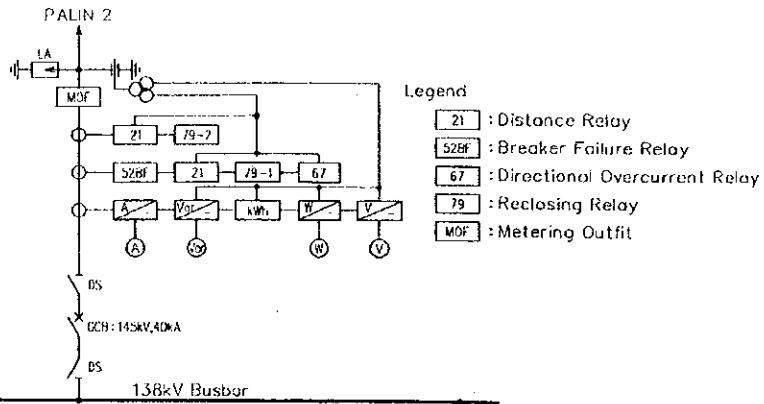
Fig. 3-2-5  
LAYOUT OF POWER PLANT  
発電設備レイアウト

Approx. 150,000

Approx. 120,000

WD/MC





FOR REFERENCE

Fig 3-2-7  
所内単線結線図  
SINGLE LINE DIAGRAM

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY					
DWG. TITLE					
SINGLE LINE DIAGRAM					
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED	DATE OCTOBER 2001	JOB No.
NON					DWG.No.
					REV.No.
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.					

WO/MC



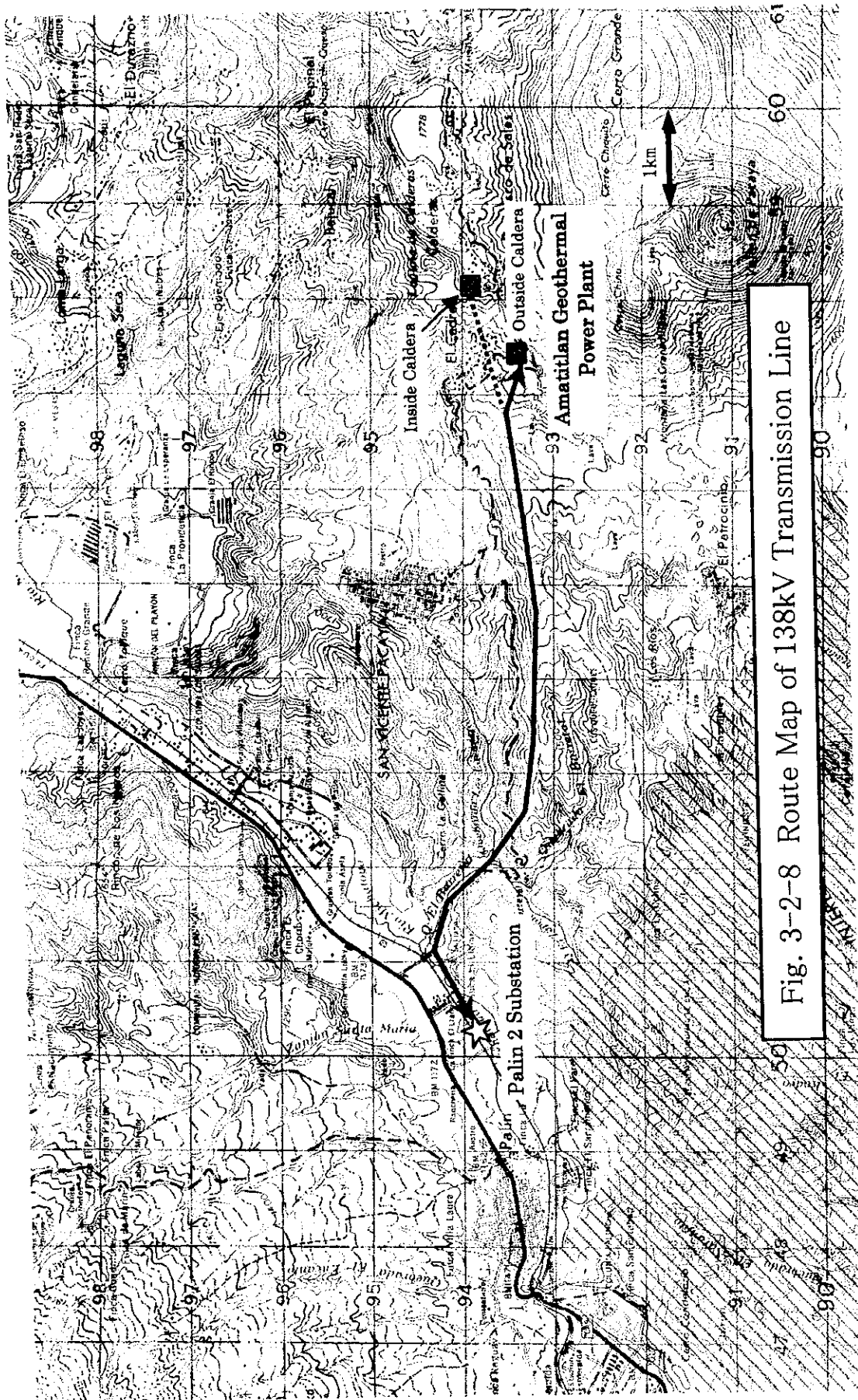


Fig. 3-2-8 Route Map of 138kV Transmission Line

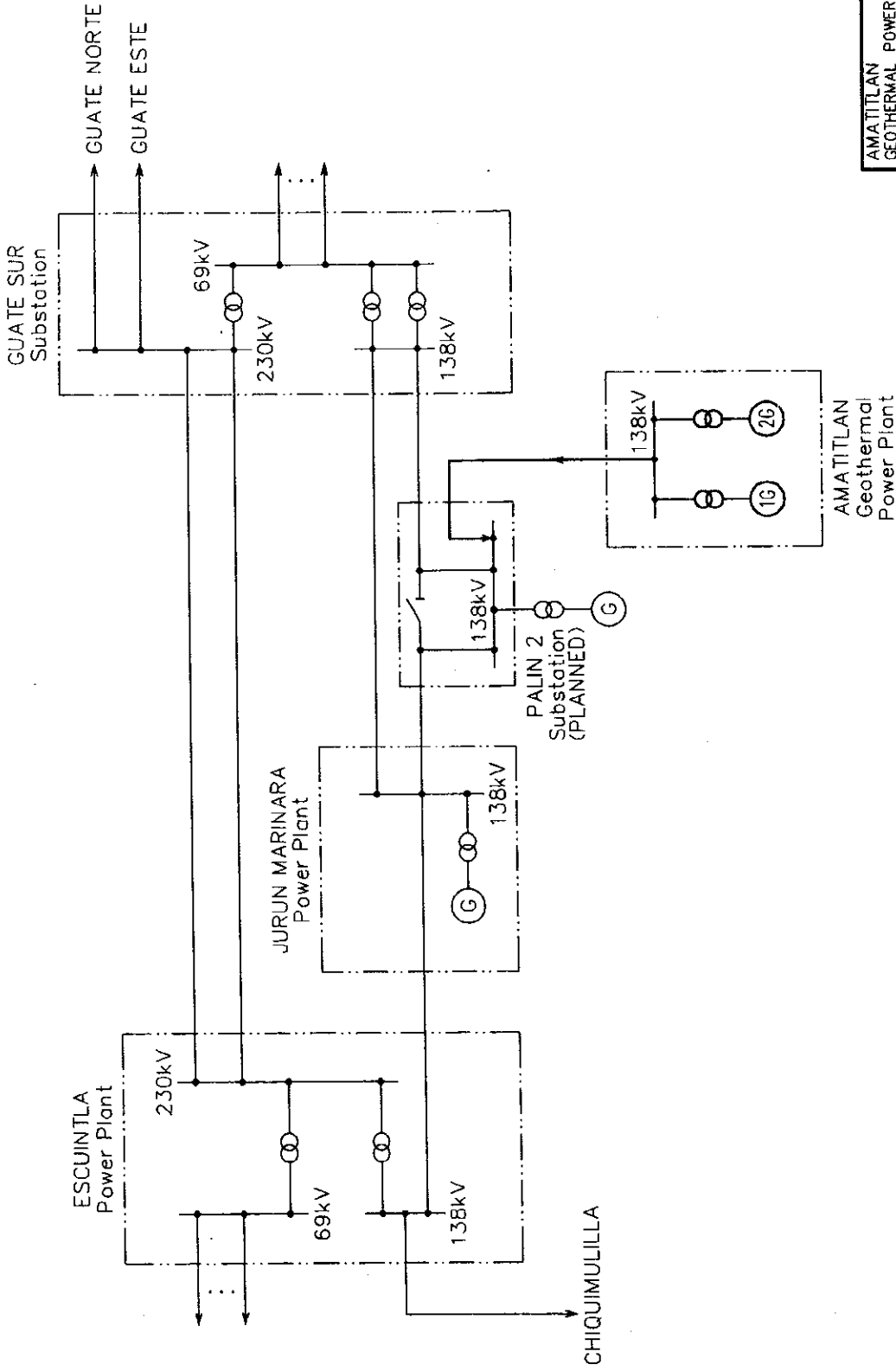


Fig 3-2-9

送電線系統図

TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM

AMATITLAN GEOTHERMAL POWER PLANT FEASIBILITY STUDY DWG. TITLE			
SCALE	DRAWN	CHECKED	APPROVED
NON			
DATE		OCTOBER, 2001	
DWG. No.			
REV. No.			
TRANSMISSION NETWORK DIAGRAM			
WEST JAPAN ENGINEERING CONSULTANTS INC.			

Fig. 3-2-10. CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 1)  
建設計画 (CASE 1)

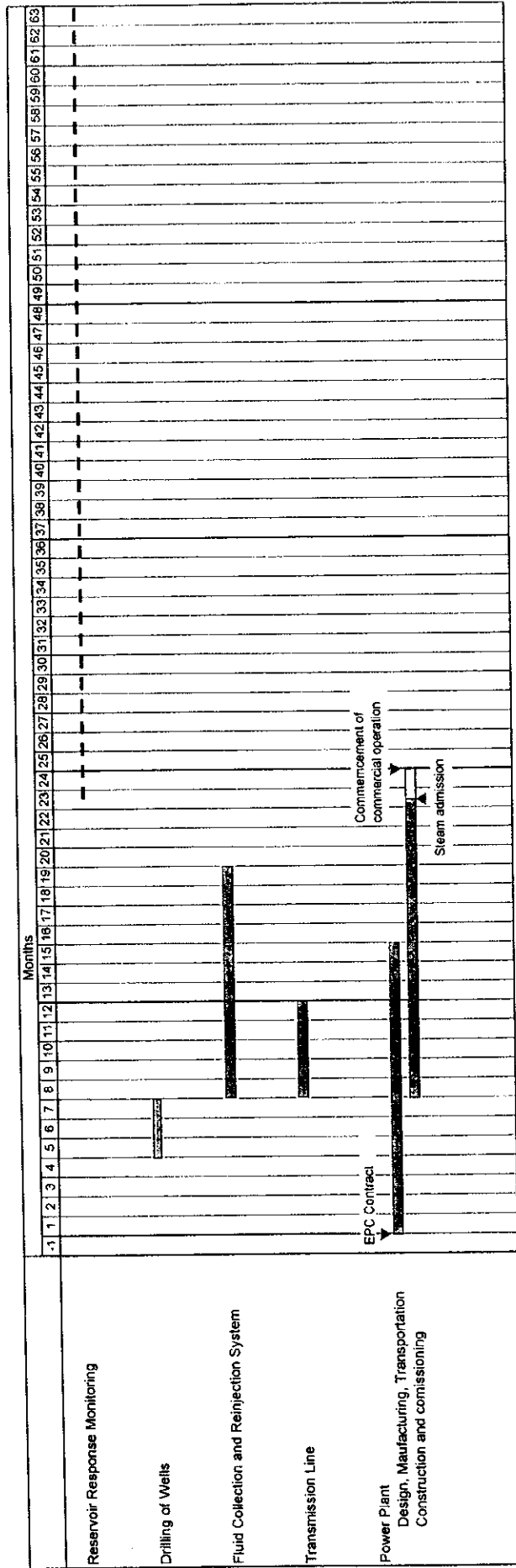


Fig. 3-2-11 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 2)  
建設計画 (CASE 2)

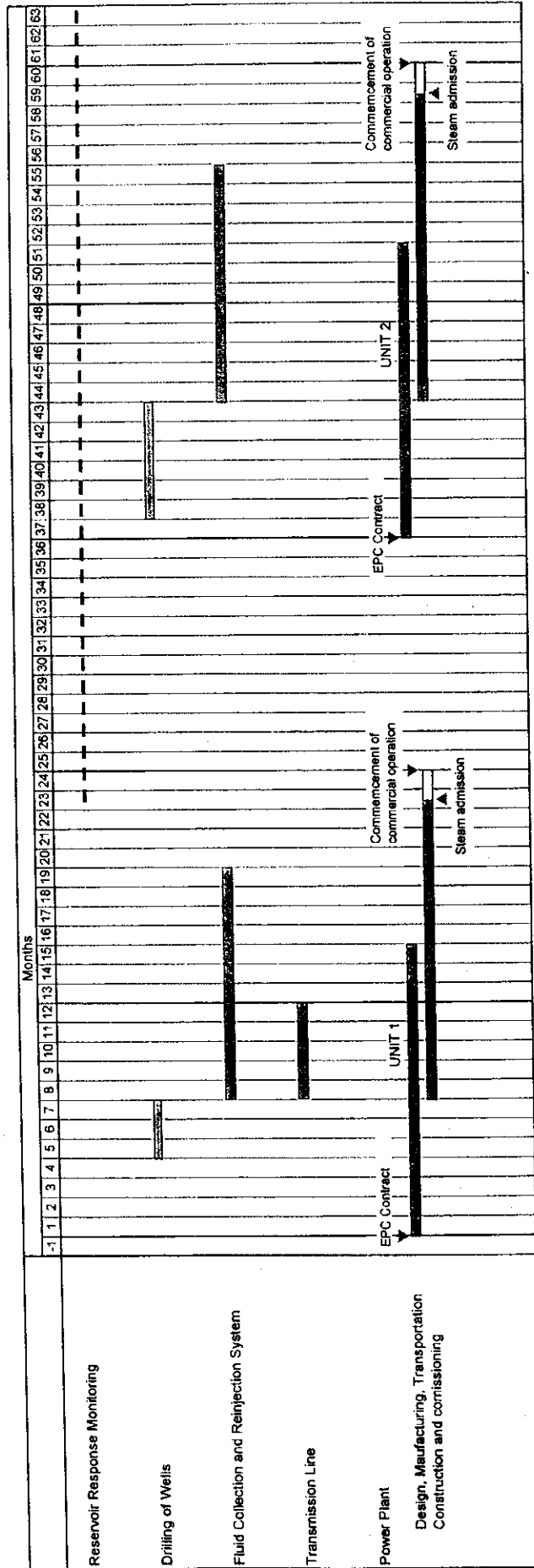


Fig. 3-2-12 CONSTRUCTION SCHEDULE (CASE 3)  
建設計画 (CASE 3)

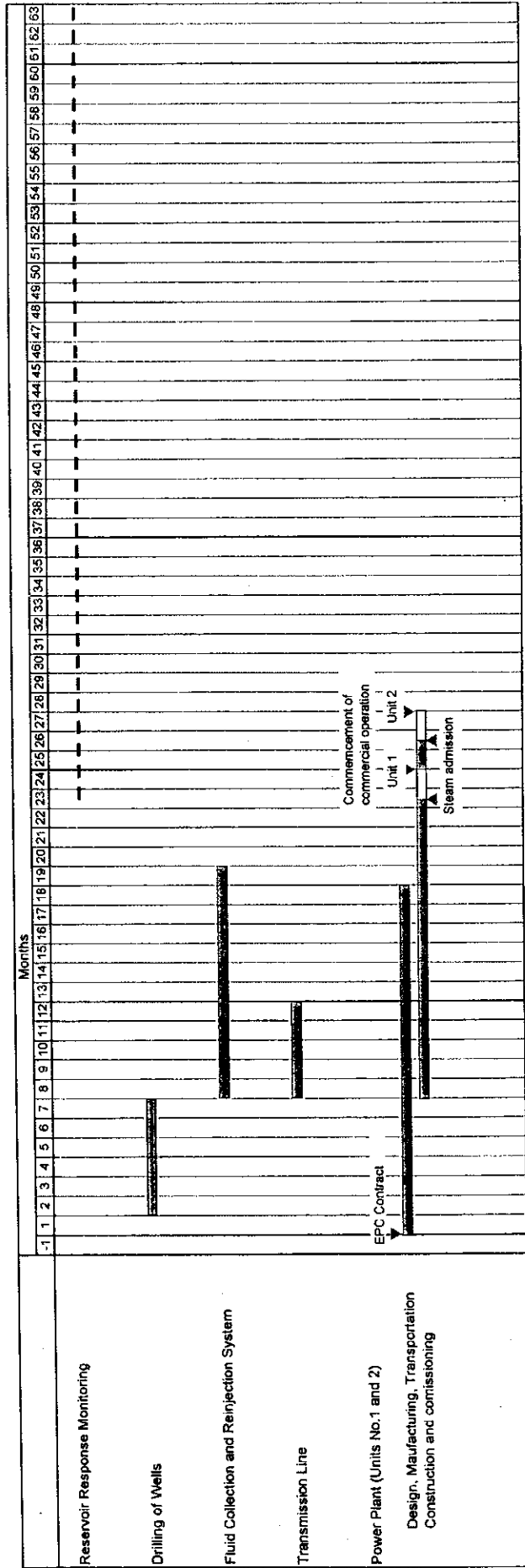


Table 3-2-1 Selection of Generating Technology  
 発電方式の候補

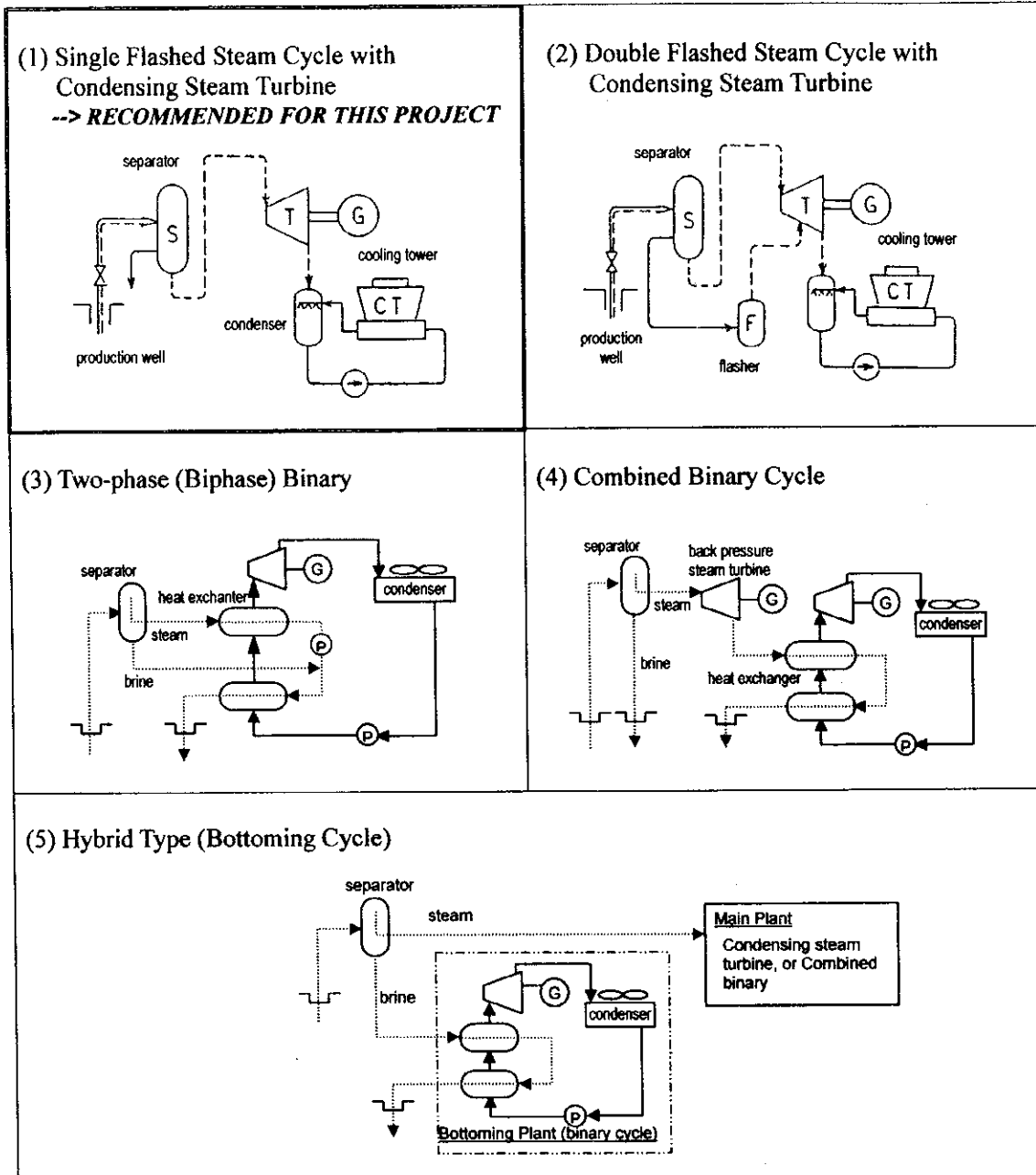


Table 3-2-2 Estimated Project Cost (Plant Site I, Outside Caldera)  
 工事費見積 (発電所建設地点 I : カルデラ外)

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
<b>1. Well Drilling</b>			
Base cost	3.20	9.60	8.00
Price contingency	0.09	0.68	0.25
Physical contingency	0.16	0.51	0.41
<b>2. Fluid Collection and Reinjection System</b>			
Base cost	10.10	11.00	11.00
Price contingency	0.30	0.39	0.33
Physical contingency	0.52	0.57	0.57
<b>3. Power Plant</b>			
Base cost	29.15	55.65	53.00
Price contingency	0.88	3.35	1.76
Physical contingency	0.90	1.77	1.64
<b>4. Transmission Line and Substation</b>			
Base cost	2.90	3.50	3.50
Price contingency	0.09	0.14	0.11
Physical contingency	0.09	0.11	0.10
<b>5. Geoscientific, General and Administrative Cost</b>			
Base cost	5.46	10.92	7.55
Price contingency	0.16	0.67	0.26
Physical contingency	0.28	0.58	0.39
<b>6. Land Acquisition and Compensation</b>			
Base cost	0.75	1.50	1.50
Price contingency	0.02	0.08	0.05
Physical contingency	0.04	0.08	0.08
<b>Project Cost Total</b>			
Base cost	51.56	92.17	84.55
Price contingency	1.54	5.31	2.76
Physical contingency	1.99	3.62	3.19
<b>TOTAL</b>	<b>55.09</b>	<b>101.10</b>	<b>90.50</b>

Table 3-2-3 Estimated Project Cost (Plant Site II, Outside Caldera)  
 工事費見積 (発電所建設地点Ⅱ：カルデラ内)

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
<b>1. Well Drilling</b>			
Base cost	3.20	9.60	8.00
Price contingency	0.09	0.68	0.25
Physical contingency	0.16	0.51	0.41
<b>2. Fluid Collection and Reinjection System</b>			
Base cost	7.30	8.20	8.20
Price contingency	0.22	0.31	0.25
Physical contingency	0.38	0.43	0.42
<b>3. Power Plant</b>			
Base cost	29.15	55.65	53.00
Price contingency	0.88	3.35	1.76
Physical contingency	0.90	1.77	1.64
<b>4. Transmission Line and Substation</b>			
Base cost	3.10	3.70	3.70
Price contingency	0.09	0.14	0.11
Physical contingency	0.10	0.12	0.12
<b>5. Geoscientific, General and Administrative Cost</b>			
Base cost	5.46	10.92	7.55
Price contingency	0.16	0.67	0.26
Physical contingency	0.28	0.58	0.39
<b>6. Land Acquisition and Compensation</b>			
Base cost	1.20	2.40	2.40
Price contingency	0.02	0.12	0.07
Physical contingency	0.06	0.13	0.12
<b>Project Cost Total</b>			
Base cost	49.41	90.47	82.85
Price contingency	1.46	5.27	2.70
Physical contingency	1.88	3.54	3.10
<b>TOTAL</b>	<b>52.75</b>	<b>99.28</b>	<b>88.65</b>



## **3.3 Estudio de Impacto Ambiental**

**3.3.1 Propósito del Estudio**

**3.3.2 Regulaciones Ambientales y Normas en Guatemala**

**3.3.3 Descripción General de los resultados de los trabajos de campo**

**3.3.4 Resultados del Monitoreo Ambiental durante la perforación de los pozos y la prueba de los mismos**

**3.3.5 Estudio de Impacto Ambiental**

**3.3.6 Recomendaciones Generales para el Próximo Proyecto**



### **3.3 ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL**

#### **3.3.1 Propósito del Estudio**

El estudio de impacto ambiental y los análisis se realizaron con el propósito de identificar y evaluar los aspectos ambientales sensibles, así como proporcionar los métodos de mitigación para estos impactos durante los trabajos de perforación y su preparación, las pruebas de producción, de acuerdo con el “Programa de Monitoreo Ambiental”. El estudio ambiental inicial (EAI) se llevó a cabo en octubre de 1998 antes de iniciar los trabajos de perforación de los pozos AMJ-1 &2, de acuerdo con el programa de investigación de JICA. En el periodo noviembre – diciembre del 2000 se realizaron el estudio de impacto ambiental y los análisis en el área durante la perforación de los pozos y en el periodo de pruebas de producción.

El propósito de este estudio es servir de apoyo para la realización del “Estudio de Impacto Ambiental” para la construcción de la planta geotermoelectrica, cuya ubicación será determinada como resultados de los trabajos de campo.

#### **3.3.2 Regulaciones ambientales y normas en Guatemala**

##### **1. Correspondence para los Estudios Ambientales**

En los últimos años han cambiado las regulaciones ambientales en Guatemala, por lo que para realizar cualquier tipo de trabajos relacionados con la perforación de pozos y estudios geotérmicos, se requiere de una autorización emitida por CONAMA. Además de CONAMA, CONAP (la Comisión Nacional de Areas Protegidas) y el INAB (Instituto Nacional de Bosques), que se encuentran a cargo del Parque Nacional Volcán de Pacaya, son organizaciones gubernamentales que actúan conjuntamente en aspectos ambientales. Sin embargo, para las perforaciones dentro del área del Parque Nacional, una vez se obtenga el permiso de CONAMA, no hay necesidad de obtener la autorización de otra organización.

Por lo tanto, antes de iniciar la preparación y los trabajos de perforación, se requirió la elaboración de un Estudio de Impacto Ambiental con el propósito de señalar los posibles impactos ambientales ocasionados por la construcción de las plataformas, caminos de acceso, operaciones de perforación y pruebas de producción. A finales de diciembre de 1998, se le presentó a INDE un esquema del plan de monitoreo, una guía del contenido del EIA, y datos de referencia relacionados. INDE preparó el EIA para este proyecto y obtuvo la autorización de CONAMA.

INDE también elaboró el programa de: a) plan de monitoreo, b) plan de mitigación ambiental y c) planes de seguridad / contingencia para las operaciones de perforación, los cuales fueron requeridos y presentados ante CONAMA. Así, el estudio de impacto ambiental se realizó de acuerdo con estos programas.

##### **2. Reglamento y guía para estudios de impacto ambiental**

###### **a. Normas de CONAMA para estudios ambientales**

En el libro de normas publicado por CONAMA, se se encuentra una descripción definitiva sobre regulaciones ambientales o sobre valores estándar. Por lo tanto, en el EIA presentado ante CONAMA se adoptaron los estándares establecidos por la OMS o por el BID.

b. Estándares para los Estudios Ambientales

1) Fuentes de Agua

a) Límite de aguas de desecho

Los límites para descarga de aguas de desecho en áreas públicas se encuentran reguladas en el EAI del reporte de avance (marzo de 1999). Se mencionan los siguientes parámetros: pH = 6-9; DQO (demanda química de oxígeno) : menor de 250mg/l, STS (sólidos totales en suspensión) : menor de 50mg/l, As:0.1mg/l etc. Así también los límites de las aguas de descarga de la planta geotermoeléctrica son básicamente los mismos.

b) Límite para agua potable

Los límites de los parámetros relacionados con los fluidos geotérmicos, establecidos por los estándares de agua potable regulados por la OMS (Organización Mundial de la Salud; 1993) se muestran en la EAI del reporte de avance. Se menciona que el límite de As (arsénico) debe estar por debajo de 0.01ppm. Mientras tanto, los límites de Cl (menor de 250ppm), H<sub>2</sub>S (menor de 0.05ppm) y NH<sub>3</sub> (menor de 1.5ppm) están establecidos de acuerdo con su olor y sabor. En lo que respecta al límite de B, éste es de 0.3 ppm de acuerdo a las normas de la OMS, mientras que para el CCREM (Consejo Canadiense de Recursos y Ministerio del Ambiente, por sus siglas en inglés), en sus normas de calidad del agua de 1991 es de 5 ppm.

2) Emisiones de Aire

a) Límite para zonas industriales

Los valores estándar establecidos en la guía ambiental del BM, en procesos industriales se muestra en la EAI del reporte de avance. Se menciona que el límite de H<sub>2</sub>S se encuentra por debajo de 10ppm (15mg/Nm<sup>3</sup>).

b) Límite en límites de propiedades

Los valores estándar de las condiciones del aire en los límites de las propiedades establecidas en las normas ambientales del BM para todas las industrias, también se muestra en la EAI del reporte de avance.

c) Límite de exposición

Varios estándares para los límites de exposición de H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub>, Hg y SiO<sub>2</sub> (sílica amorfa) en el aire, se muestra en la EAI del reporte de avance (por Kevin Blown, 1995). Los límites de H<sub>2</sub>S de TLV

ACGIH (Valores límites de umbral de la Conferencia Americana de Higienistas del Gobierno y la Industria, por sus siglas en inglés) y CMST (Concentraciones máximas en el sitio de trabajo) se establecen en 10ppm.

### 3) Ruido

#### a) Límite de duración del nivel de ruido

El límite de ruido en el sitio de trabajo establecido por OSHA (Seguridad Laboral y Administración de Salud, por sus siglas en inglés, que es una organización Norteamericana) se muestran en la EAI del reporte de avance. Se permite un nivel del ruido de 85 dB(A) en la jornada de 8 horas.

#### b) Límite para zonas cercanas

El límite de ruido para zonas cercanas establecido en las normas ambientales del BM en áreas industriales, se muestra en la EAI del reporte de avance. Se establece que el nivel del ruido permitido en una zona residencial durante el día (7:00-22:00) debe ser alrededor de 55dB(A).

#### c) Otros

Los aspectos a tener en cuenta en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para una explotación geotérmica, son entre otros, los efectos para plantas y animales, vibraciones, fluctuaciones del nivel de agua subterránea, hundimientos, etc., estos además de los anteriormente mencionados sobre las fuentes de agua, emisiones a la atmósfera y ruido. Sin embargo, estos aspectos no se encuentran regulados de forma precisa.

### 3.3.3 Descripción General de los resultados de los trabajos de campo

El área escogida para la explotación geotérmica se encuentra ubicada entre la Laguna de Calderas y el volcán de Pacaya, actualmente activo. La altura de esta área varía entre los 1,500 a 2,000 msnm. La mayor parte del área se encuentra dentro de un Parque Nacional. La Lagunilla de gran valor cultural, se encuentra relativamente alejada de esta área. Los poblados de San Vicente Pacaya y San José Calderas son zonas residenciales de tamaño medio (las más importantes dentro del área del proyecto geotérmico de Amatitlán) cercanas al área de estudio, mientras que pequeños poblados, tales como Concepcion, El Cedro, San Francisco de Sales, etc. también se encuentran dentro del área. Debido a la ausencia de ríos o arroyos con una corriente permanente, los habitantes del área utilizan el agua de la Laguna de Calderas como su principal fuente de suministro del vital líquido.

En esta área, se han perforado dos pozos geotérmicos (AMF-1 y AMF-2), al oeste de la Laguna de Calderas. Durante el trabajo de campo se determinó que la concentración de fondo de gases como H<sub>2</sub>S y SO<sub>x</sub> era más alta que la esperada. La causa puede ser la presencia de varias fumarolas alrededor de los pozos y al volcán de Pacaya que se encuentra activo.

### **3.3.4 Resultados del Monitoreo Ambiental durante la perforación de los pozos y la prueba de los mismos**

Se debe tener el mayor cuidado acerca de los aspectos ambientales en los alrededores del área de desarrollo geotérmico, especialmente en lo relacionado con lo siguiente.

- Monitoreo de las fuentes de agua
- Monitoreo de las emisiones de sulfuro de hidrógeno
- Monitoreo del impacto del ruido en las áreas residenciales cercanas

#### **1. Impacto en la Calidad del Agua**

Se seleccionaron un total de 12 puntos de monitoreo, en el área alrededor del desarrollo geotérmico, en puntos tales como los arroyos, pozos someros de cerca de 50 m de profundidad y el agua de la Laguna de Calderas.

De acuerdo con los resultados del monitoreo, no existen evidencias de que estos puntos hayan sido afectados por la perforación y las pruebas de producción de los pozos AMJ-1 y 2. Las concentraciones de Cl y B en las muestras de agua muestreadas, fue menor que los límites establecidos por los estándares de la CCREM. Sin embargo, el análisis de elementos tóxicos tales como el As y Hg en los puntos de monitoreo, no se realizó por falta de datos.

#### **2. Impacto en Calidad del Aire (emisiones de H<sub>2</sub>S)**

La concentración de H<sub>2</sub>S alrededor del área donde fue perforado el pozo AMJ-2 y donde se hizo su prueba de producción, se muestra en la EAI de reporte de avance (marzo de 2001).

La concentración total de H<sub>2</sub>S durante la prueba de producción (Nov.27, 2000) estuvo por debajo de 0.010 ppm. El valor estándar establecidos por las normas ambientales del BM (Banco Mundial) para industrias es de 10ppm.

En el área de desarrollo, existen dos pozos geotérmicos en producción cerca del sitio donde se perforaron 2 nuevos pozos de producción, nombrados AMJ-1&2, actualmente en observación. En el área existe una turbina a contrapresión de 5 MW, que utiliza el vapor que producen los pozos AMF-1 y AMF-2. Se llevó a cabo el monitoreo del H<sub>2</sub>S emitido por la operación de la planta, de manera semanal, tal como se muestra en la EAI del reporte de avance. La concentración máxima de H<sub>2</sub>S (en abril de 2000) fue de 0.012ppm. Otras concentraciones medidas estuvieron alrededor de valores de 0.00Xppm, la cual es una concentración adecuadamente baja.

#### **3. Impacto del Ruido**

La comparación del nivel de ruido con el ruido de fondo (después de la apertura del pozo) alrededor del área donde se perforaron los pozos AMJ-1&2, durante los trabajos de perforación y las pruebas de los pozos, se muestran en la EIA del reporte de avance.

El nivel máximo de ruido durante las pruebas de producción (pozo completamente abierto) del AMJ-1 fue de 116dB a la par del cabezal del pozo, también se midieron 88 – 116dB en la plataforma. Los niveles de ruido de fondo fueron de 74 – 95dB en los mismos puntos. El punto No.5 en el camino de entrada a la plataforma (100m de distancia de la plataforma) mostró

valores de 76 – 88dB. Este nivel está por encima del nivel de ruido de fondo, pero es casi el mismo que el nivel de ruido de fondo típico en una ciudad grande (1993, A.Freeston). El punto No.9 en el atrio de la iglesia de San Francisco en el centro del pueblo del mismo nombre, cercano a la plataforma de perforación, muestra valores de 58 – 66dB. El nivel de fondo fue de 57dB en el mismo punto.

Por otro lado, los niveles máximos de ruido durante las pruebas de producción del pozo AMJ-2 fueron de 75 – 99dB alrededor de la plataforma, el cual es un nivel relativamente bajo comparado con el del AMJ-1. Durante la prueba del AMJ-2 se midieron 63dB en el punto No. 5, en la entrada de la plataforma, y 58dB en el punto No. 9 en el atrio de la iglesia de San Francisco. Estos niveles son los mismos que los del nivel de ruido de fondo.

#### **4. Conclusiones**

Del Estudio de Impacto Ambiental para la perforación de los pozos AMJ-1 y AMJ-2 y su prueba de producción, localizados en el área geotérmica de Amatitlán, se puede concluir lo siguiente.

- 1) En lo que respecta a las muestras de agua de arroyos, pozos someros menores de 50 m de profundidad y el agua de la Laguna de Calderas, no existe evidencia que se encuentren afectados por la perforación de los pozos AMJ-1&2.
- 2) La concentración total de H<sub>2</sub>S alrededor de la plataforma de perforación, fue relativamente baja, y su concentración durante la prueba de producción del pozo AMJ-2 estuvo por debajo de las 0.010ppm.
- 3) La concentración máxima de H<sub>2</sub>S relacionada con la operación de la actual planta geotérmica (5MW) fue de 0.010ppm, y otras concentraciones medidas alrededor de la planta fueron bastante bajas.
- 4) En todos los puntos de monitoreo fuera del área de la plataforma, los niveles de ruido fueron casi los mismos que el nivel de fondo, aún en las zonas residenciales cercanas.
- 5) El lodo y los recortes de perforación fueron enterrados. La totalidad del fluido geotérmico se reinyectó en un pozo perforado para el efecto, y su drenaje fue conducido a la fosa de desechos.

### **3.3.5 Estudio de Impacto Ambiental**

#### **1. Condiciones para el Caso de Estudio**

- Capacidad instalada para la nueva planta : 20,000kW
- Factor de planta : 90%
- Tipo de planta de generación : Flasheo simple y turbina de vapor / condensado de vapor
- Consumo de vapor para la generación : 141t/h

- Contenido de gases no condensables en el vapor : 1.78wt%
- Concentración de CO<sub>2</sub> en los gases N.C : 93.0%
- Concentración de H<sub>2</sub>S en los gases N.C : 5.5%
- Volumen de agua caliente : 320t/h
- Volumen de aire de escape de la torre de enfriamiento:  $4.6 \times 10^6$  Nm<sup>3</sup>/h
- Ubicación de la planta generadora : fuera del borde de la caldera (Laguna de Calderas)

## 2. Evaluación de Impacto Ambiental

### a. Fuentes de agua

Como se mencionó anteriormente, durante el monitoreo ambiental no se identificaron fuentes de agua que pudieran ser afectados ambientalmente por la perforación de los pozos. Aún así, puede haber alguna influencia debido al agua de desecho o drenajes de los lugares de trabajo cuando se construya la nueva planta, debido a la topografía de esta área, que muestra una estructura de cuenca, que en su elevación menor se encuentra ocupada por la Laguna de Calderas, especialmente si va a ser construida dentro de la estructura caldérica. Por lo tanto, se recomienda desde este punto de vista.

#### 1) Disposición de los fluidos geotérmicos calientes

La cantidad total de fluidos descargados de los cuatro pozos productores (AMF-1&2 y AMJ-1&2) alcanzará las 165t/h (con una operación de 20MW = 320t/h), como se muestra en la Tabla 3-3-1. Los principales componentes del fluido geotérmico caliente se muestran en la Tabla 3-3-2. Los contenidos de elementos tóxicos, tales como As (7-8ppm), B (40-50ppm) son bastante altos en los fluidos geotérmicos, por lo tanto, estos deben ser devueltos al subsuelo por medio de pozos reinyectores. Esta reinyección del fluido geotérmico, también ayuda en la recarga del reservorio, para mantener la presión en el mismo.

#### 2) Disposición del flujo excedente de agua del sistema de enfriamiento

Por el momento no se puede estimar la presencia y la calidad del agua a utilizarse en la torre de enfriamiento de la futura planta generadora. La calidad del agua depende de las características generales del condensado. Los componentes químicos del condensado de vapor de dos pozos geotérmicos (AMJ-1&2) se muestran en la Tabla 3-3-3. Las concentraciones de As y Hg en el condensado, son menores que el límite (As:0.1mg/l, Hg:0.05mg/l) para procesos con agua de desecho según las normas ambientales del BM, pero las concentraciones de estos son ligeramente mayores que el límite (As:0.001ppm, Hg:0.001ppm) establecido por la OMS para el agua potable. Las concentraciones de As, Hg y B en el condensado de vapor de los promedios mundiales de los fluidos geotérmicos, son también ligeramente mayores que los estándares de la OMS para el agua potable. La concentración de contaminantes promedio a nivel mundial para los



fluidos geotérmicos, se muestra en la Tabla 3-3-4 (según Jenny G.WEBSTER,1995).

Como una etapa de la operación de una planta generadora, se agrega un tipo de químicos como el "Biocide" al sistema de agua de enfriamiento, para prevenir la aparición de algas y bacterias oxidantes. Debido a esto, el exceso de agua del sistema de enfriamiento deberá ser reinyectado en otro pozo reinyector.

3) Disposición de aguas de desecho y drenajes en el área de trabajo

La totalidad del agua de desecho y los drenajes del área de trabajo, deberán ser dispuestos en un estanque y neutralizados tal y como se hace el tratamiento durante la perforación de los pozos.

4) Disposición de lodos de perforación y otros desechos

El lodo de perforación y los fluidos de perforación, así como los recortes de perforación, deben ser conducidos primeramente a la fosa de lodos, y luego de su evaporación, los desechos deben ser enterrados como forma de tratamiento de las labores de perforación de pozos.

b. Emisión de sulfuro de hidrógeno

1) Concentraciones de H<sub>2</sub>S en los pozos en la etapa de perforación

La concentración total de H<sub>2</sub>S durante la apertura de los pozos (Nov.27, 2000) fue menor de 0.010ppm. Estas concentraciones son extremadamente bajas si se comparan con las normas establecidas en las normas ambientales del BM (Banco Mundial) para sitios industriales, la cual es de 10ppm. Aún así, debe tomarse en cuenta cómo liberar a la atmósfera de forma segura el contenido de H<sub>2</sub>S, debido a que el olor de H<sub>2</sub>S es detectable aún en concentraciones muy bajas, por debajo de 0.3ppm. A propósito, la planta existente de 5 MW que usa el vapor producido por los pozos AMF-1&2 ha estado generando, con una concentración de H<sub>2</sub>S en el área cercana de cerca de 0.012ppm (Máxima) lo cual es un valor bastante bajo.

2) Propiedades del H<sub>2</sub>S

Por lo general, el gas sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) existe en todos los campos geotérmicos y se identifica por un característico olor a huevo podrido, el cual es detectable con concentraciones muy bajas, incluso menores que 0.3ppm. El H<sub>2</sub>S es un gas pesado si se compara con el aire, y además sumamente inflamable y de alta toxicidad. Debido a su olor desagradable y a su nivel de toxicidad, se debe mantener fuera o muy bajo en los lugares de trabajo y en las áreas residenciales. El valor estándar establecido por las normas ambientales del BM (Banco Mundial) para industrias y por la TLVACGIH (Valores límites umbrales de la Conferencia Americana de Higienistas del Gobierno y la Industria, por sus siglas en inglés) es de 10ppm. Cuando la concentración se incrementa, el olor se vuelve más dulce y finalmente desaparece por encima de las 105ppm. Como consecuencia de una exposición de una hora a una concentración mayor de 600 ppm de H<sub>2</sub>S, una persona puede

morir. El H<sub>2</sub>S es un tipo de gas pesado, por lo que se acumula en áreas a ras del suelo, y puede viajar alguna distancia a través de canales, conductos o tuberías sin una dilución o mezcla con el aire importante. Por lo tanto, se puede decir que la concentración de H<sub>2</sub>S en circunstancias ambientales está afectada por las condiciones atmosféricas. La concentración se incrementará cuando el viento es débil, decrecerá con la temperatura atmosférica y se incrementa con la humedad. Por consecuencia, la concentración de H<sub>2</sub>S en el sitio de desarrollo geotérmico, será contralada por las condiciones atmosféricas como el viento, temperatura y humedad.

Los efectores del H<sub>2</sub>S en un ambiente a nivel más extenso, probablemente se limitarán principalmente a efectos secundarios en cualquier gas no oxidado que permanezca como sulfuro de hidrógeno en el agua de lluvia, y la contaminación potencial de las aguas superficiales. Así, parte del H<sub>2</sub>S se convertirá en ácido sulfúrico, siendo uno de los componentes de la lluvia ácida, aunque no se ha establecido una relación directa entre la emisión de H<sub>2</sub>S y la acidificación del agua de lluvia.

### 3) Evaluación de las emisiones de H<sub>2</sub>S

#### a) Condiciones del caso de estudio

- Capacidad instalada de la nueva planta : 20,000kW
- Consumo de vapor para la generación : 141t/h
- Contenido de gases no condensables en el vapor : 1.78wt%
- Concentración de H<sub>2</sub>S en los gases NC. : 5.5%
- Volumen de aire de escape de la torre de enfriamiento :  $4.6 \times 10^6$  Nm<sup>3</sup>/h

#### b) Estimación de las emisiones de H<sub>2</sub>S

- Flujo de gas :  $141 \times 1.78/100 = 2.51$ t/h
- Emisión de H<sub>2</sub>S :  $2.51 \times 5.5/100 \times 10^3 = 138$ g/h
- Emisión total de H<sub>2</sub>S :  $138 \times 22.4/34 = 91$ Nm<sup>3</sup>/h

#### c) Estimación de la emisión de H<sub>2</sub>S del agua de enfriamiento

- Concentración de H<sub>2</sub>S en el escape de la torre de enfriamiento :  $91/4.6 \times 10^6 \times 10^6 = 20$ ppm

#### d) Comparación de las emisiones de H<sub>2</sub>S

La emisión total de H<sub>2</sub>S (91Nm<sup>3</sup>/h) y la concentración de H<sub>2</sub>S (20ppm) en el escape de la torre de enfriamiento, se examinó para el caso de una potencia de 20 MW. Luego, los valores estimados se compararon con los de otras plantas geotérmicas existentes. La Tabla 3-3-5 muestran los resultados de esta comparación. De ello se infiere que las concentraciones estimadas de H<sub>2</sub>S alrededor de la planta no

serán comparativamente altas.

#### 4) Planes para la mitigación de la emisión de H<sub>2</sub>S

Se asumió que la concentración de H<sub>2</sub>S del escape de la torre de enfriamiento es bastante baja en comparación con la de otras plantas existentes. En el ambiente, la concentración de H<sub>2</sub>S alrededor del área de desarrollo no excederá el límite de 10ppm que ha sido establecido por la normas ambientales del BM y del TLVACGIH. Aunque la concentración de H<sub>2</sub>S en el sitio puede ser controlada por factores atmosféricos, tales como vientos, temperatura y humedad, así como ser afectada por la topografía. Por lo tanto, es aconsejable que la planta generadora sea instalada fuera del borde caldérico de Laguna Calderas.

Las opciones generales de planificación para la mitigación de las emisiones de H<sub>2</sub>S para la generación de energía eléctrica, se resume en los siguientes temas;

- Aumentar el tiro forzado para lograr una mejor dilución y diseminación.
- Adoptar un sistema de recolección en la torre de enfriamiento para una buena dilución.
- Adoptar un sistema completamente cerrado como el de las plantas binarias.
- Adoptar un instrumento de abatimiento de H<sub>2</sub>S, para el cual existen varios procesos, mostrados en la Fig. 3-3-1.

#### c. Ruido

Para las pruebas de producción del pozo AMJ-1 (totalmente abierto), el nivel máximo de ruido fue de 116dB a la par del cabezal del pozo, en el punto No.5 que está en la entrada de la plataforma (a unos 100 m de esta) se midieron niveles de 76 – 88dB. Este nivel excede el nivel de ruido de fondo, pero es casi el mismo nivel de ruido típico de fondo en una gran ciudad (1993, A.Freeston). El impacto de ruido en el aspecto ambiental, depende de la relación entre el nivel de ruido y la distancia al área residencial. El nivel de ruido en los alrededores del área residencial durante la prueba de apertura del pozo AMJ-2 fue de 58dB, que es muy similar al nivel de ruido de fondo.

Los niveles de ruido cuando la planta esté instalada y operando en condiciones normales no excederá los niveles de ruido registrados durante las pruebas de producción (apertura) de los pozos.

Cuando la planta generadora sea instalada en un sitio adyacente o cercano a la plataforma de los pozos de producción AMJ-1&2 (fuera del borde de la caldera), los niveles de ruido en el área residencial, no excederán los estándares establecidos en la guía ambiental del BM para industrias, dada la relación entre los niveles de ruido y la distancia actual a la zona residencial.

### 3.3.6 Recomendaciones Generales para el Próximo Proyecto

- 1) Deben implementarse actividades educativas relacionadas con el desarrollo geotérmico, con las comunidades locales, en caso de continuarse el proyecto.
- 2) Se debe prestar especial atención a la recuperación o reparación de las obras y trabajos relacionados con el proyecto que hayan afectado de alguna manera el medio ambiente.
- 3) En el caso de un programa para un futuro desarrollo, a través de la construcción y operación de una planta generadora, se debe implementar continuamente lo establecido en la Evaluación de Impacto Ambiental.
- 4) En el caso de una nueva evaluación en un futuro EIA, se deben implementar los siguientes aspectos, a) un plan de monitoreo de impactos ambientales (aire, agua, ruido) b) una plan de mitigación de impactos ambientales, durante la preparación de los trabajos de perforación, perforación y pruebas de producción c) Plan de protección y seguridad a la salud humana antes y durante la perforación, y en las pruebas de producción. Para el monitoreo del aire, agua y ruido, se debe capacitar a personal para técnicas de medición así como contar con los instrumentos y detectores para mediciones adecuadas.

Fig. 3-3-1 H<sub>2</sub>S Abatement Process/Technology for Geothermal Application

H<sub>2</sub>S 除去技術の地熱への適用例

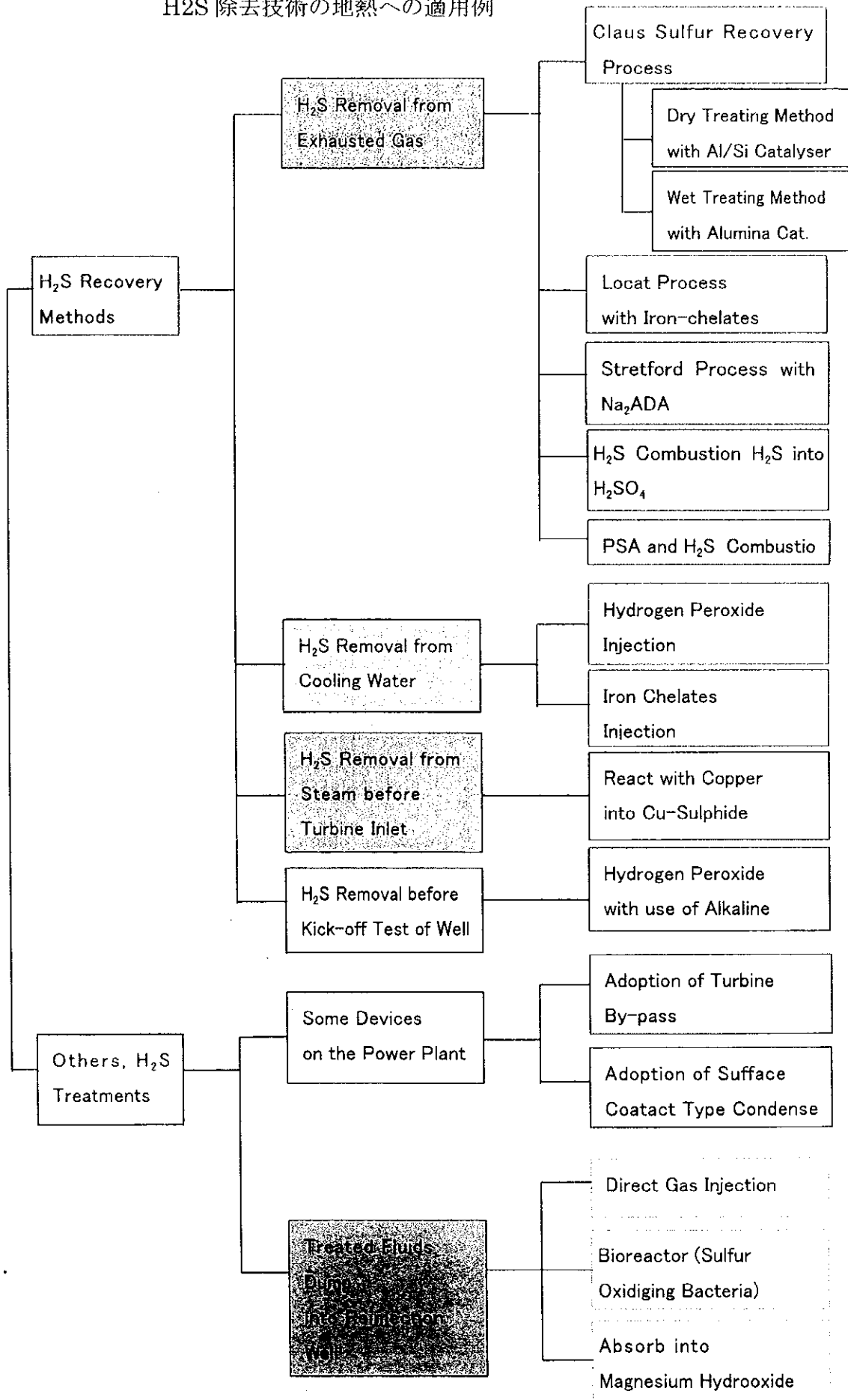


Table 3-3-1 Hot water volume of each wells.

坑井からの熱水量

	AMF-1	AMF-2	AMJ-1	AMJ-2	Total
Hot Water (t/h)	125	25	1.2	12.9	164.1

Table 3-3-2 Chemical components of hot water.

熱水の化学組成

	AMF-1	AMF-2	AMJ-1	AMJ-2
Data	before	Oct./22/1998	Nov./25/2000	Nov./28/2000
pH	7.01	5.25	7.95	7.56
TSM (mg/l)	7610	6150	3230	9500
Na ( " )	2298	1630	760	2520
K ( " )	495	345	132	524
Ca ( " )	79.2	39.1	10.3	72.5
Mg ( " )	0.16	0.02	0.07	0.09
T-SiO <sub>2</sub> ( " )	567	745	765	1100
Cl ( " )	4049	2970	1220	4500
SO <sub>4</sub> ( " )	28	11.7	28.2	36.7
HCO <sub>3</sub> ( " )	38	37	137	54
B ( " )	43.3	45.9	42.0	77.1
As ( " )	7.59	5.39	3.56	8.64
Hg ( " )	—	0.0009	—	4500

Table 3-3-3 Chemical components of condensed water.

凝縮水の化学組成

	AMJ-1	AMJ-2
PH	5.85	5.03
Cl (mg/°)	0.54	0.12
As ( " )	0.013	0.031
Hg ( " )	0.0011	< 0.0005

Table 3-3-4 Contamination Concentrations in selected Geothermal Fluids and Gases\* and in a World Average Freshwater  
 地熱熱水・ガスの汚染物質濃度と清水の化学成分濃度

	Li	B	As	Hg	H <sub>2</sub> S	NH <sub>3</sub>
Freshwater	0.003	0.01	0.002	0.00004	<dl	0.04
Deep well Waters						
Salton Sea (US)	215	390	12	0.006	16	386
Cerro Prieto (Mex)	.	19	2.3	0.00005	0.16	127
Wairakei (NZ)	14	30	4.7	0.0002	1.7	0.20
Steam(s) or Non-condensable Gases(ncg)						
Geysers (US) (s)	.	16	0.019	0.005	540	700
Geysers(US) (ncg)	.	.	.	.	222	52
Cerro Prieto (s)	.	.	.	0.04	.	.
Cerro Prieto (ncg)	.	.	.	.	350	190
Wairakei (s)	.	0.23	.	0.002	52	4
Wairakei (ncg)	.	0.052	.	.	400	7.5

(Jenny Gr. Webster, 1995)

\* Gas concentrations units here are ppm by weight, or mg/kg.

Table 3-3-5 Comparison on Total H<sub>2</sub>S Emission and H<sub>2</sub>S Concentration with Other Existing P/P  
 総 H<sub>2</sub>S 排出量と H<sub>2</sub>S 濃度の他の地熱発電所との比較

Name of Power plant	Out Put (MW)	H <sub>2</sub> S Concentration at cooling tower (ppm)	H <sub>2</sub> S Emission (Nm <sup>3</sup> /h)	Predicted H <sub>2</sub> S around P/P (ppm)
Amatitlan	(20)	45	117	—
A	27.5	62~120	58	0.03~0.06
B	50	14~120	140	0.006~0.008
C	65	49~110	~780	0.141~0.193
D	55×2	6~10	128	0.006~0.007

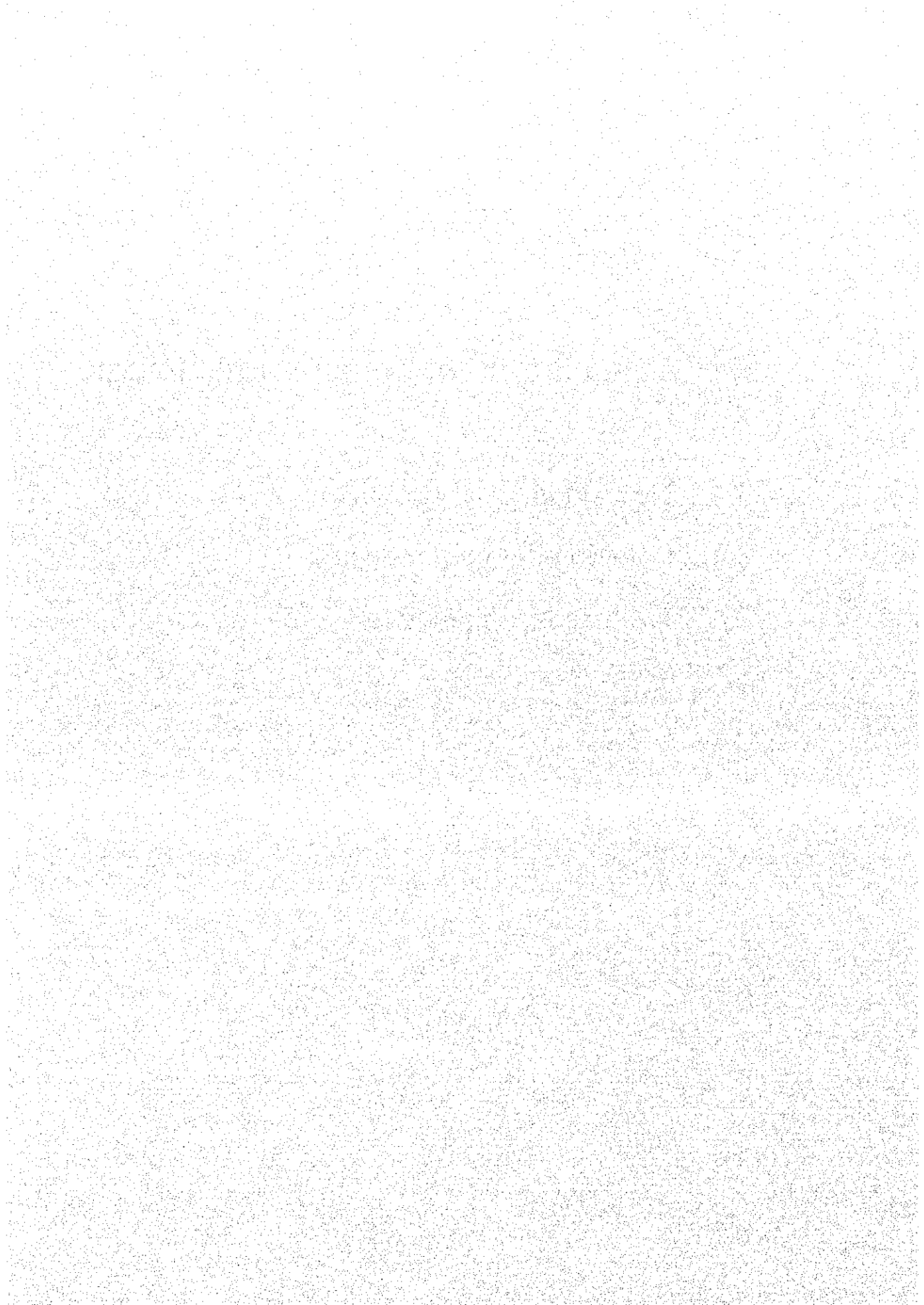


## **3.4 Evaluación Económica y Financiera**

**3.4.1 Necesidades del Proyecto**

**3.4.2 Solución del menor costo**

**3.4.3 Evaluación Financiera**



### 3.4 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA

Para la evaluación económica se buscó, dentro de cada uno de los tres proyectos a implementarse dentro y fuera de la Caldera para el Desarrollo Energético de Amatitlán, aquel que presentó los menores costos de generación en el valor presente. Para la evaluación financiera los valores financieros más firmes en cada caso serán evaluados con el método de la tasa interna de retorno así como con el flujo de caja, basándose en los supuestos más plausibles. El proceso de cálculo en cada caso será presentado en archivos digitales al INDE para un estudio detallado posterior o revisado para varios supuestos cuando el proyecto sea implementado.

#### 3.4.1 Necesidades del proyecto

##### 1. Demanda de Potencia

Desde 1990, la demanda de potencia en Guatemala se ha incrementado con base en un crecimiento promedio del PIB del 4% anual y en un fuertes y activos negocios con los países Centroamericanos. A pesar de que la tasa de crecimiento a mostrado recientemente una pequeña baja, la tasa de crecimiento de la demanda permanece aun en un 10%. Después de la promulgación en 1996 de la nueva Ley General de Electricidad, la tasa de electrificación en el país se incrementó de 46.4 % en 1990 a 73.4% en 1999. De acuerdo con el Ministerio de Energía y Minas se proyecta que la electrificación total se alcanzará en el año 2003.

Como se muestra en la Tabla 3.4-1, la capacidad instalada en el país a finales de 1999 fue de aproximadamente 1,380 MW mientras que el consumo de energía alcanzó 5,348 GWh con una demanda pico de 1,049 MW. INDE proyecta un crecimiento de la demanda en un promedio de 7.7% a 8.0% en los próximos 10 años en su escenario medio. Cuando este proyecto se finalice, en el año 2005 o 2006, las proyecciones indican una capacidad total instalada de 1,600 MW, unos 200 MW adicionales de capacidad serán necesarios. Entonces, tomando en cuenta que debido a su edad, algunas instalaciones de generación podrían ser retiradas en el corto plazo, la instalación de unidades geotérmicas con una capacidad de 20 MW x 2 serán muy significativas para un suministro estable de potencia y una diversificación del sistema debido a que las plantas geotérmicas pueden generar con un factor de planta alto utilizando una fuente de energía local.

Tabla 3-4-1 Instalaciones existentes, MW (1999)

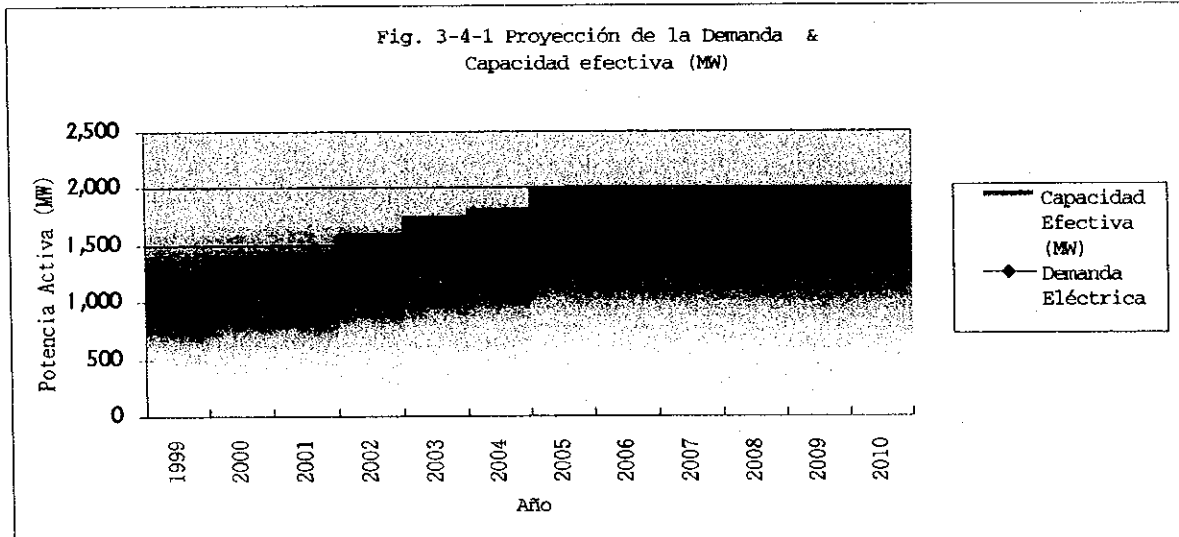
Instalación	Tipo	Capacidad Instalada	Capacidad firme
<b>Empresa Pública</b>			
INDE	Hidroeléctrica	498.6	429.0
	Térmica	219.9	125.8
<b>Empresas privadas</b>			
EEGSA	Hidroeléctrica	123.0	92.0
Otros	Térmica	661.4	612.1
	Geotérmica	29.0	29.0
	Carbón	120.0	120.0
<b>Total</b>		<b>1,651.9</b>	<b>1,379.2</b>

(Fuente, INDE, 2000)

Tabla 3-4-2 Proyección de la Demanda

Año	Carga pico (MW)	Tasa de crecimiento (%)	Energía Generada (GW h)	Tasa de crecimiento (%)
2000	1,049	-	5,348	-
2001	1,137	8.4	5,819	8.8
2002	1,231	8.3	6,319	8.6
2003	1,322	7.4	6,812	7.8
2004	1,414	7.0	7,309	7.3
2005	1,505	6.4	7,806	6.8
2006	1,595	6.1	8,306	6.4
2007	1,689	5.8	8,821	6.2
2008	1,779	5.3	9,350	6.0
2009	1,874	5.3	9,883	5.7
2010	1,967	5.0	10,407	5.3

(Fuente : MEM Escenario Medio)



## **2. Uso efectivo de la Energía Renovable**

Tal como se muestra en la Tabla 3.4-1 en Guatemala, la energía térmica generada a partir de combustibles fósiles (principalmente bunker) ocupa más del 50%. Guatemala es el único país productor de petróleo en Centro América. De la reserva potencial de 2,900 millones de barriles, 625 millones de barriles corresponden a la reserva confirmada para producción. La capacidad de las refinerías en Guatemala sin embargo, se encuentra en 20,000 barriles diarios y la mayoría de la producción del país, cerca de 30,000 barriles es embarcada a Estados Unidos para su procesamiento. Por otro lado, el consumo se ha incrementado año con año excediendo la capacidad de producción desde 1998. físicamente, el país se ha convertido en un país importador de petróleo.

Bajo estas circunstancias, la energía geotérmica utiliza un recurso propio como fuente de energía renovable. Una vez sean instalados 40 MW de energía geotérmica, se puede eliminar la generación de energía por medio de plantas diesel con un equivalente anual de generación de 308 GWh y el ahorro en combustibles y por lo tanto el ahorro de divisas podría ser de 30.2 millones de US\$ anualmente.

Adicionalmente, considerando que la energía geotérmica elimina la producción de CO<sub>2</sub> producida en gran cantidad por la combustión de combustibles fósiles quemados para la generación de energía térmica, se ha puesto gran atención a la energía geotérmica, la cual puede contribuir en alto grado a la preservación global del ambiente. Entonces, una vez que las transacciones de CO<sub>2</sub> entre países desarrollados, de acuerdo con el Protocolo de Kyoto puedan realizarse, el país podría negociar la reducción de CO<sub>2</sub> con estos proyectos de energía geotérmica.

Relacionado con esto, el gobierno de Guatemala ha tomado medidas positivas para promocionar el uso efectivo de Fuentes renovables de energía, incluyendo la energía geotérmica y da incentivos a inversionistas extranjeros por medio de la exención de impuestos de importación e impuestos sobre la renta.

### **3.4.2 Solución del menor costo**

#### **1. Proyecto**

INDE pretende realizar el desarrollo del proyecto de energía geotérmica invitando a inversionistas privados para un sistema Construir y operar por cuenta propia (BOO por sus siglas en inglés). Las configuraciones posibles para la implementación del proyecto son:

Caso 1: Instalar una unidad de 20 MW x 1 utilizando la producción disponible de los 4 pozos existentes así como la perforación de pozos suplementarios, uno de producción y uno de reinyección. La línea de transmisión, sin embargo, deberá tener una capacidad suficiente para el desarrollo futuro de la energía geotérmica. La duración del proyecto es de 2 años.

Caso 2: La instalación adicional de una unidad de 20 MW x 1 con un intervalo de un año para el monitoreo de reservorio geotérmico después del Caso 1. Con este propósito, 3 pozos de producción adicionales y uno de reinyección deberán perforarse. La duración del proyecto es de 5 años.

Caso 3: Instalación de una unidad de 20 MW x 1 en paralelo con el Caso 1 con un intervalo de 6 meses. Seis pozos adicionales de producción y tres de reinyección deberán perforarse. La duración del proyecto es de 2.5 años.

Adicionalmente, se han considerado dos opciones para el sitio de instalación, los cuales son considerados técnica y ambientalmente, estos son dentro y fuera de la Caldera. Las siguientes consideraciones económicas se han tomado en cuenta.

- Largo de la línea de transmisión
- Proximidad a la fuente de vapor y a los sistemas de disposición de desechos desde la planta de generación
- Adquisición de los terrenos, compensación por los productos agrícolas y movimiento de viviendas

### 1. Costos Base

Con relación a un total de 6 casos, los costos base tal como se considera en el año 2001 fueron estimados. Estos costos base no consideran contingencias físicas ni de precios.

Tabla 3-4-3 Costos base del Proyecto

(Unidad: Millones de US\$)

	Caso 1 20 MW x 1	Caso 2 20 MW x 2	Caso 3 20 MW x 2
Dentro de la Caldera	49.41	90.47	82.85
Fuera de la Caldera	51.56	92.17	84.55

### 2. Comparación de los Costos Unitarios de construcción y generación por kW

Con base en la estimación anterior, los costos unitarios por kW fueron calculados y los costos unitarios de generación en la subestación con costos anualizados del capital para 25 años de operación fueron calculados y comparados.

#### a. Tasa de cambio

La evaluación económica y financiera utiliza las siguientes tasas de cambio y la moneda utilizada se ha unificado en US\$.

$$1 \text{ US\$} = 120 \text{ Yen} = 7.850 \text{ Quetzales}$$

b. Condiciones de Operación

Las condiciones de operación para este proyecto se asumen como se detalla a continuación, tomando en cuenta las plantas geotérmicas existentes en el mundo. Los costos de operación y mantenimiento incluyen costos anuales para monitoreo del reservorio y costos de reparación de la planta a realizarse cada dos años.

Tabla 3-4-4 Condiciones de operación de la planta geotérmica

Capacidad Instalada	MW	20	40
Vida útil	Años	25	25
Factor de Planta	%	88%	88%
Generación Anual de Energía	GWh	154.18	308.35
Potencia para consumo propio	k W	1,136	2,272
Pérdidas de transmisión	k W	27	108
Energía disponible	GWh	145.21	290.01
Operación y Mantenimiento Anual (Producción de vapor)	MM\$	1.13	1.35
Operación y Mantenimiento Anual (Planta de generación)	MM\$	0.30	0.60
Total Operación y Mantenimiento	MM\$	1.43	1.95

c. Costos unitarios de construcción y generación por kW

Los costos unitarios de construcción por kW del total de los gastos fueron calculados para cada caso. Entonces, los costos de generación en la subestación, utilizando las anteriores condiciones de operación y los costos anuales del capital a una tasa de descuento del 10% por 25 años, fueron calculados. Así como para los costos de generación, también la inversión realizada por INDE en los pozos existentes (4 pozos productores y 1 pozo de reinyección) fue calculada para obtener la solución económica más baja. Los resultados obtenidos a partir de los cálculos se presentan a continuación:

Tabla 3-4-5 Costos Unitarios de Construcción y Generación por kW

Caso	Dentro de la Caldera			Fuera de la Caldera		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Potencia Total, MW	20	40	40	20	40	40
Costos Unitarios de Construcción, \$/kW	2,471	2,262	2,071	2,578	2,304	2,114
Costos de Generación, USCent/kWh	4.73	4.11	3.82	4.89	4.17	3.88
Considerando la inversión de los pozos existentes. USCent/kWh	5.33	4.41	4.12	5.50	4.48	4.19

### **3. Conclusión**

Tal como se muestra en la tabla anterior, el Caso 3 Dentro de la Caldera, la construcción de unidades en paralelo 20 MW x 2 proporciona el menor costo para ambos, los costos unitarios de construcción y de generación por kW. Por el contrario, el Caso 1 fuera de la Caldera, una unidad de 20 MW x 1, presenta los costos más altos. La construcción de una unidad proporciona los costos más altos de generación y la instalación de únicamente 20 MW representa pérdidas desde el punto de vista del uso efectivo de los recursos energéticos, debido a que la investigación geocientífica en detalle y los pozos existentes demuestran que el área tiene un potencial para una capacidad de generación de 40 MW de energía geotérmica.

A pesar de todo, aun estos altos costos de generación instalando 20 MW son aun competitivos con las otras plantas de energía térmica bajo condiciones de operación considerando que los costos totales de generación, incluyendo el costo del vapor de 1.1 cent/kWh, alcanzan 5.99 cent/kWh. Mientras tanto, no existe una gran diferencia entre las instalaciones dentro y fuera de la caldera, 0.16 cent/kWh para el Caso 1 y 0.06 cent/kWh para los Casos 2 y 3. Entonces, la selección entre la instalación dentro o fuera de la caldera deberá realizarse en la práctica tomando en cuenta una detallada investigación en cuanto a la adquisición de tierras, compensaciones, etc.

La generación de 40 MW por medio de energía geotérmica podría evitar la generación de energía utilizando diesel, con un equivalente de generación anual de energía de 308 GWh y un ahorro anual de 29,000 galones de aceite diesel a un costo de 31.22 millones de US\$. La energía geotérmica podría ahorrar una gran cantidad de valiosas divisas.

Entonces, se concluye que el desarrollo de la energía geotérmica en el país es una buena solución económica importante de alcanzar.

#### **3.4.3 Evaluación Financiera**

##### **1. Método de evaluación**

La tasa interna de retorno financiera (TIRF, una tasa de descuento que iguala los costos financieros y las utilidades del proyecto durante la vida del mismo) deberá calcularse para cada caso de desarrollo asumido y la viabilidad financiera en cada caso será evaluada por comparación entre la TIRF obtenida y el costo de oportunidad del capital. Adicionalmente, deberá calcularse el flujo de caja en cada caso para chequear la validez financiera del proyecto. Aun más, un análisis de sensibilidad de varios factores, considerados que afectan en alto grado los rendimientos del proyecto, por ejemplo el factor de planta, precio del vapor y capacidad de generación etc. Los resultados de los cálculos serán presentados al INDE en archivos digitalizados, para su revisión financiera cuando el proyecto se desarrolle en el futuro cercano.



## 2. Condiciones de Evaluación

### a. Condiciones de Operación de la Planta

Las condiciones de operación de la planta son las mismas utilizadas para la evaluación económica.

### b. Costos del proyecto y contingencias

El costo del proyecto se calcula añadiendo el precio y las contingencias físicas al costo base estimado en el Capítulo 3.2.6, y que se presenta en la Tabla 3.4-3 anterior. El precio de contingencias considera un escalamiento del 2% anual y las contingencias físicas 3% para las instalaciones de la planta y 5% para el desarrollo del campo geotérmico. Normalmente, aproximadamente el 10% de las contingencias físicas se considera para el desarrollo del campo geotérmico, pero en el caso del presente proyecto se considera suficiente la mitad debido a que 5 pozos geotérmicos fueron perforados con éxito en el campo geotérmico de Amatitlán.

Tabla 3-4-6 Costos del Proyecto

Unidad: Millones de US\$

Caso	Dentro de la Caldera			Fuera de la Caldera		
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 1	Caso 2	Caso 3
Costo Base	49.41	90.47	82.85	51.56	92.17	84.55
Precio de contingencia	1.46	5.27	2.70	1.54	5.31	2.76
Contingencia física	1.88	3.54	3.10	1.99	3.62	3.19
Costo del Proyecto	52.75	99.28	88.65	55.09	101.10	90.50

### c. Condiciones financieras y costo de oportunidad del capital

Como resultado del estudio de las Fuentes más probables de financiamiento para este proyecto, se consideran el préstamo de un Banco del Japón y del Banco Interamericano de Desarrollo, con el cual INDE tiene experiencia en obtener financiamiento para proyectos de generación. Se asume que el proyecto se desarrollará con préstamos de estas dos instituciones bancarias. Las condiciones del préstamo se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 3-4-7 Condiciones del préstamo

	Banco Japonés	Banco Interamericano de Desarrollo
Moneda	US\$	US\$
Participación	40%	60%
Tasa de Interés	6.03% +3.08%	8.0%
Tiempo de pago	12 años	20 años
Periodo de gracia	2 años (3 años) *	2 años (3 años)

Nota \*: El periodo de gracia para el Caso 3 se considera de 3 años debido a que el periodo de construcción está programado para 2.5 años.

De la tabla anterior, el CPPC (costo promedio ponderado del capital) llega a 8.44% y este valor es el costo de oportunidad del capital para compararlo con la TIRF.

d. Precios del vapor y la Energía

El precio del vapor se establece considerando la recuperación del capital invertido en los pozos geotérmicos existentes y la energía considera el precio promedio actual de venta de la energía en Guatemala como sigue:

Precio de Vapor: 1.1 US Cent/kWh  
Precio de la energía: 8.0 US Cent/kWh

e. Depreciación

Los pozos geotérmicos y las instalaciones para el suministro de vapor se deprecian en 10 años y las instalaciones de la planta generadora en 20 años. Ambas son calculadas por el método de depreciación en línea recta sin valor de rescate.

f. Impuestos

Se considera una tasa impositiva de 31% sobre utilidades

**3. Tasa Interna de Retorno Financiera**

A partir del resultado de los cálculos bajo las condiciones mencionadas anteriormente, a continuación se tabulan las tasas internas de retorno financieras obtenidas y el proceso de cálculo para cada caso se presenta en el Apéndice.

Tabla 3-4-8 TIRF

	Tasa Interna de Retorno Financiera	
	Dentro de la Caldera	Fuera de la Caldera
Caso 1	11.14%	10.57%
Caso 2	11.15%	10.87%
Caso 3	13.75%	13.40%

Conforme se muestra en la tabla anterior, todos los resultados superan el costo de oportunidad del capital de 8.44% y se concluye que son financieramente factibles. Debido a que las TIRF para el Caso 1 y para el Caso 2 están cerca del costo de oportunidad del capital y sujetos al estudio posterior del flujo de caja, el Caso 3, construcción y desarrollo en el periodo más corto, es el más conveniente para desarrollar.

#### 4. Flujo de Caja

Tabla 3-4-9 Utilidades Acumuladas

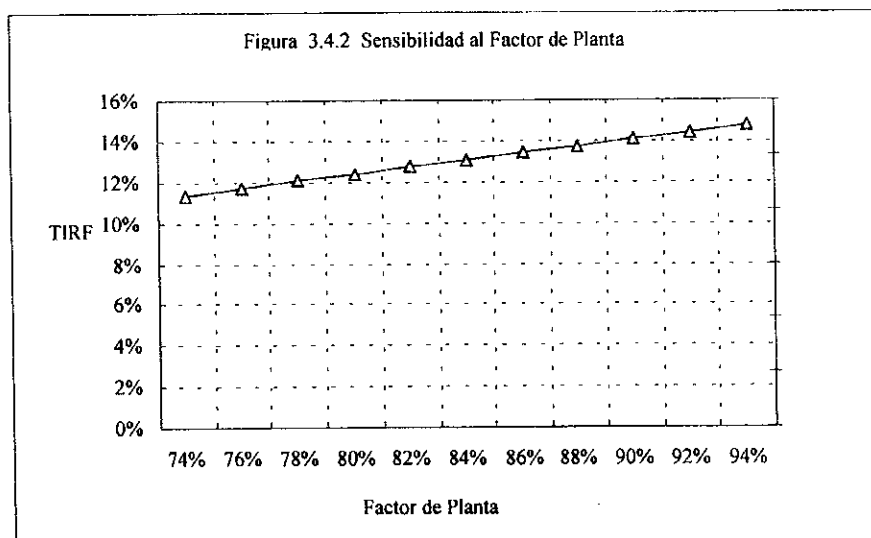
	Utilidades Acumuladas (Millones de US\$)	
	Dentro de la Caldera	Fuera de la Caldera
Caso 1	47.22	35.79
Caso 2	76.81	73.44
Caso 3	111.33	106.56

Desde el punto de vista del flujo de caja, el Caso 1 y el Caso 2 caen dentro de valores bajos de ingresos durante varios años después de la instalación, debido principalmente al peso de los pagos al capital. Por otro lado, el Caso 3 podría proporcionar utilidades adecuadas relativamente rápido luego de la instalación y tendría pocos ingresos únicamente en el año que sea necesario perforar pozos adicionales. Los bajos ingresos se recuperan de manera adecuada considerando las utilidades acumuladas. Considerando la relación del servicio de la deuda, se puede decir que el Caso 1 y el Caso 2 no son financieramente factibles. En conclusión, únicamente el Caso 3 es financieramente factible. (Ver el proceso de cálculo en el Apéndice)

#### 5. Análisis de Sensibilidad

Utilizando el Caso 3, considerado factible financieramente, se evaluó la sensibilidad de la TIRF al factor de planta, costo del proyecto, precios de la energía y del vapor. Valores detallados se presentan en el Apéndice.

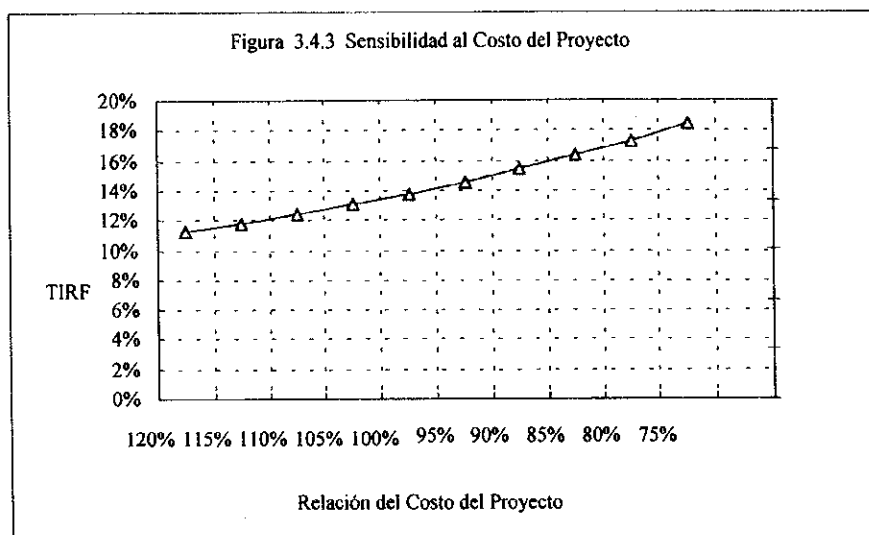
##### a. Factor de Planta



Debido a que la energía geotérmica no consume costos variables durante la operación, esta es utilizada normalmente como una unidad generadora de carga base. En Japón, la mayoría de las plantas geotérmicas se manejan con un factor

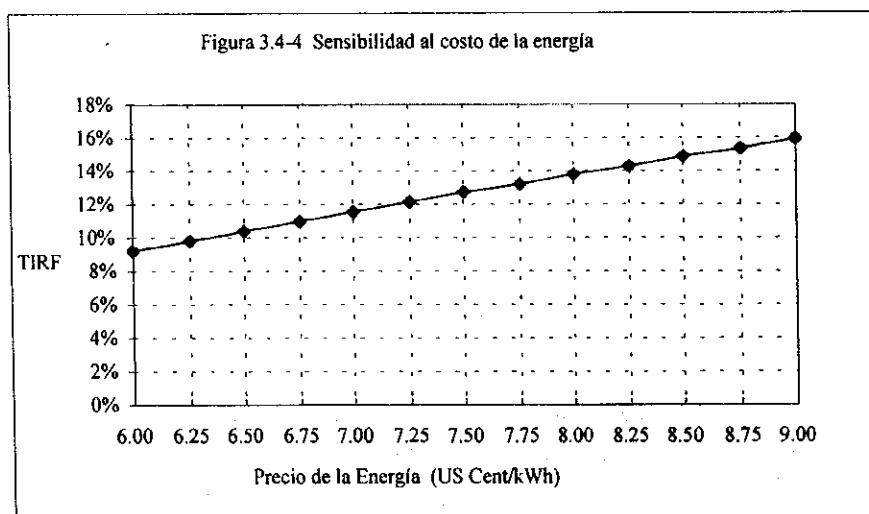
de planta mayor de 90%. El 88% asumido en este proyecto se considera puede alcanzarse sin dificultad, tomando en cuenta que en del Mercado Mayorista de Guatemala se despacha primero la energía que tiene los costos variables más bajos. Debe tomarse en cuenta sin embargo, que una vez que el factor de planta baje a menos de 77%, se arriesga la fortaleza de los resultados financieros. Por lo tanto, es importante mantener el factor de planta por lo menos arriba del 80%.

### b. Costo del Proyecto



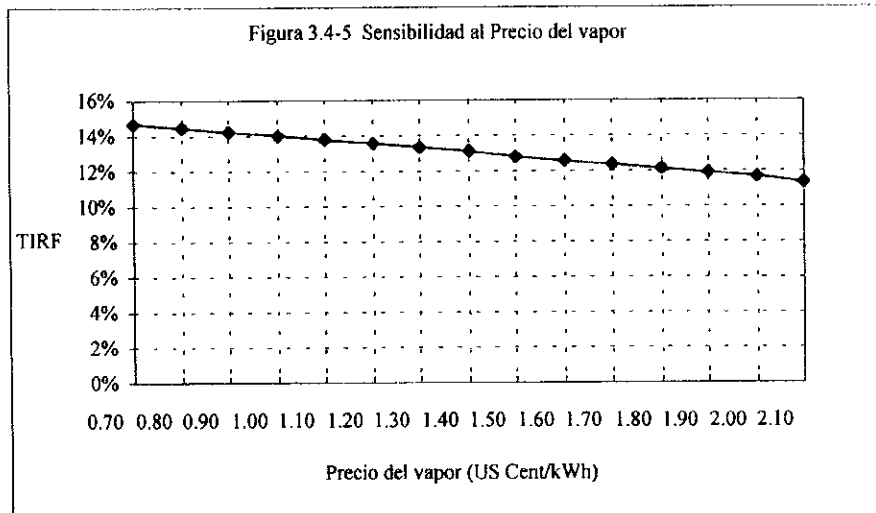
Tal como aparece en la Fig.3.4-3, una reducción del 5% en los costos produce un incremento aproximado de 1% en la TIRF. Entonces, utilizar expertos en ingeniería y administración para un manejo eficaz y eficiente resultaría en una reducción de los costos de construcción redundando en mejores resultados financieros.

### c. Costo de la energía



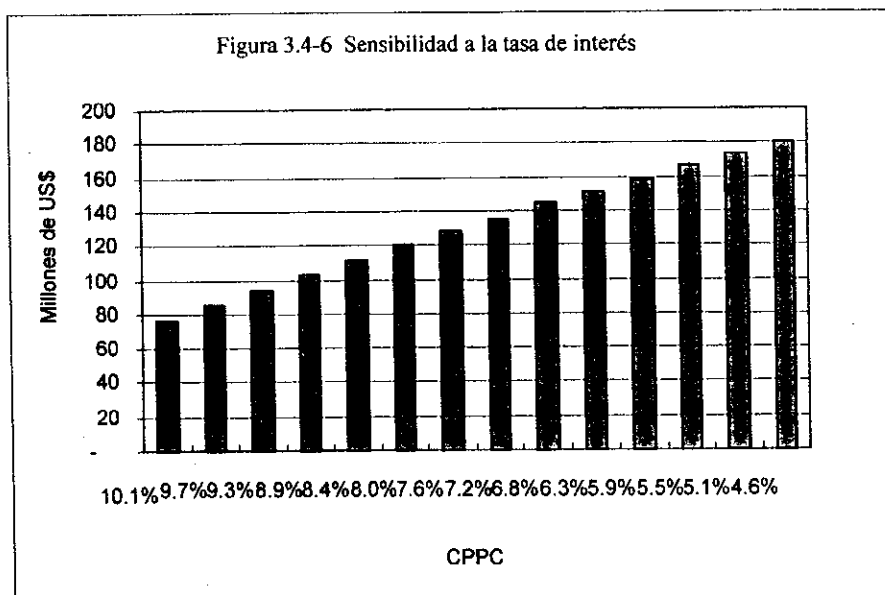
Conforme progresa el Mercado libre de la electricidad, existe la posibilidad de que el costo de la energía tienda a la baja. De acuerdo con la figura anterior, el proyecto puede mantener la TIRF arriba del 12% aun si el precio de la energía baja a menos de 7.25 cent/kWh.

d. Precio del vapor



El precio del vapor que el adjudicatario del proyecto, seleccionado por el INDE a través de un proceso de licitación, debe pagar a INDE o al gobierno aun no se ha decidido. Para INDE, es necesario recuperar el costo de la inversión realizada anteriormente en el desarrollo geotérmico del área de Amatitlán. Mientras más alto se establezca, menores serán los incentivos y atractivos para el inversionista del proyecto. Entonces, el desarrollo de la energía geotérmica resultaría retrasado. Por lo tanto, deberá de establecerse para el vapor el precio más adecuado posible. Si el valor más bajo para la TIRF fuera de 12%, el precio del vapor podría elevarse hasta 1.8 cent/kWh.

e. Utilidades acumuladas en relación con el CPPC



La tabla anterior muestra el cambio de las utilidades acumuladas variando el CPPC (Costo Promedio Ponderado del Capital). En este proyecto, con el CPPC al 8.4% solamente la inversión inicial puede ser recuperada después de 25 años de operación, este valor no será muy atractivo para los inversionistas. Entonces, deberá estudiarse y seleccionarse un préstamo con las condiciones más favorables.

## **6. Conclusión**

Con base en los resultados de la evaluación financiera, se concluye que el Caso 3 es financieramente factible. Sin embargo, considerando el flujo de caja, es necesario investigar las disponibilidades financieras en términos de tasa de interés, período de gracia y periodo de pago. Se recomienda que INDE busque un tipo de préstamo más favorable que los asumidos en la evaluación.