

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA

PROYECTO TERMOTASAJERO

TOMO III

ICEL

1979



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

C
E
N
S

PROYECTO TERMOTASAJERO
PRIMER INFORME DE FACTIBILIDAD

ANALISIS Y DESCRIPCION DEL PROYECTO

TOMO III

MARZO DE 1979



SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.
ESTUDIO FINANCIADO POR FONADE

T O M O III

ANALISIS Y DESCRIPCION DEL
PROYECTO

TOMO III

ANALISIS Y DESCRIPCION DEL PROYECTO

CONTENIDO

1. INTRODUCCION Y LOCALIZACION GENERAL
2. CARACTERISTICAS DEL SITIO SELECCIONADO
 - 2.1. UBICACION FISICA Y CARTOGRAFIA
 - 2.2. UBICACION CON RESPECTO AL SISTEMA ELECTRICO
 - 2.2.1. Localización y esquema del sistema
 - 2.2.2. Proyecciones de demanda
 - 2.3. UBICACION CON RESPECTO AL CARBON Y LAS VIAS
 - 2.4. TOPOGRAFIA DEL AREA Y CONDICIONES DEL SUB-SUELO
 - 2.4.1. Topografía del lote
 - 2.4.2. Condiciones del subsuelo
3. CARACTERISTICAS BASICAS DE LA CENTRAL
 - 3.1. ESQUEMA GENERAL
 - 3.2. CICLO TERMICO Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE
 - 3.2.1. Selección del ciclo térmico
 - 3.2.2. Consumo de combustible

- 4. SISTEMAS MECANICOS DE PLANTA
 - 4.1. GENERAL
 - 4.2. GENERADOR DE VAPOR
 - 4.3. TURBINA Y ACCESORIOS
 - 4.4. EQUIPO DE CONDENSACION Y AGUA DE ALIMENTACION
 - 4.4.1. Condensador de la turbina
 - 4.4.2. Bombas de condensado
 - 4.4.3. Desaireador
 - 4.4.4. Bombas de agua de alimentación de caldera
 - 4.4.5. Equipo de calentamiento de agua
 - 4.5. SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION
 - 4.5.1. General
 - 4.5.2. Equipo de limpieza mecánica
 - 4.5.3. Bombas para la toma de agua
 - 4.5.4. Grúa para la estructura de bocatoma
 - 4.5.5. Desarenador
 - 4.6. SISTEMA DE COMBUSTIBLE
 - 4.6.1. Sistema de carbón Bituminoso
 - 4.6.2. Sistema de Fuel Oil No.6
 - 4.6.3. Sistema de Fuel Oil No.2
 - 4.7. SISTEMA DE MANEJO Y DISPOSICION DE CENIZAS
 - 4.8. SISTEMAS COMPLEMENTARIOS
 - 4.8.1. Planta de tratamiento de agua
 - 4.8.2. Sistema cerrado de agua de enfriamiento
 - 4.8.3. Sistema abierto de enfriamiento secundario

- 4.8.4. Sistema de aire acondicionado y ventilación
- 4.8.5. Sistema de aire comprimido
- 4.8.6. Sistema para extinción de incendios
- 4.8.7. Planta de Hidrógeno

4.9. EQUIPO MISCELANEOS DE PLANTA

- 4.9.1. Puente grúa para casa de máquinas
- 4.9.2. Ascensor de calderas
- 4.9.3. Laboratorio químico
- 4.9.4. Taller de instrumentación
- 4.9.5. Talleres de mantenimiento

5. SISTEMAS ELECTRICOS

5.1. GENERALIDADES

5.2. CONEXION DE LA CENTRAL AL SISTEMA

- 5.2.1. Evaluación económica de alternativas de conexión
- 5.2.2. Análisis de flujos de carga

5.3. SUBESTACION DE PLANTA

- 5.3.1. Análisis de confiabilidad
- 5.3.2. Conclusiones

5.4. EQUIPO ELECTRICO DE PLANTA

- 5.4.1. Alternativa con interruptor de generador
- 5.4.2. Alternativa con transformador de arranque
- 5.4.3. Comparación económica y selección

- 5.5. EQUIPO ELECTRICO DE SERVICIOS AUXILIARES
- 5.6. SUMINISTRO ELECTRICO DURANTE CONTRUCCION

- 5.6.1. Capacidad requerida
- 5.6.2. Alternativas de alimentación
- 5.6.3. Comparación de costo y selección

6. OBRAS CIVILES

- 6.1. DISTRIBUCION DE LA CENTRAL
- 6.2. FUNDACIONES

- 6.2.1. Estratigrafía
- 6.2.2. Alternativas para cimentación
- 6.2.3. Conclusiones

- 6.3. ESTRUCTURAS Y ARQUITECTURA
- 6.4. OBRAS HIDRAULICAS

- 6.4.1. Bocatoma
- 6.4.2. Conducciones
- 6.4.3. Descarga
- 6.4.4. Acueducto

6.5. OBRAS COMPLEMENTARIAS

- 6.5.1. Obras sanitarias
- 6.5.2. Vías internas
- 6.5.3. Cerramientos
- 6.5.4. Iluminación
- 6.5.5. Alcantarillado
- 6.5.6. Patios de carbón
- 6.5.7. Patio de cenizas

Faint, illegible text at the top of the left page.

Faint, illegible text in the upper middle section of the left page.

Faint, illegible text in the middle section of the left page.

Faint, illegible text in the lower middle section of the left page.

Faint, illegible text in the lower section of the left page.

Faint, illegible text in the lower section of the left page.

Faint, illegible text in the lower section of the left page.

6.6. SISTEMAS DE TRANSPORTE

- 6.6.1. Transporte de carbón
- 6.6.2. Transporte de cenizas
- 6.6.3. Transporte de equipo pesado

ANALISIS Y DESCRIPCION DEL PROYECTO

1. INTRODUCCION Y LOCALIZACION GENERAL.

El Instituto Colombiano de Energía Eléctrica (ICEL) y Centrales Eléctricas del Norte de Santander (CENS) tienen a su cargo los programas de generación y transmisión necesarios para atender la demanda de energía eléctrica en el Departamento de Norte de Santander.

En cumplimiento de sus funciones y tomando en consideración las proyecciones de la futura demanda eléctrica en la región, estas empresas han venido estudiando y estableciendo las necesidades de expansión eléctrica en forma coordinada con los planes de desarrollo del sistema Nacional Interconectado a cargo de Interconexión Eléctrica S. A. (ISA).

Como resultado de tales investigaciones se ha podido establecer la necesidad de instalar, con anterioridad a 1983 y en forma programada, diferentes centrales de generación dentro de las cuales deben citarse las siguientes:

Chivor II	(500 MW)	1980
Ampl. T/B'quilla y T/Cartagena	(198 MW)	1980
Ampl. T/Zipa y T/Paipa	(132 MW)	1981
Ayurá - Troneras	(45 MW)	1981

Paraíso - Las Guaca	(520 MW)	1982
San Carlos I	(620 MW)	1982
Guadalupe I	(100 MW)	1983
Termocerrejón	(150 MW)	1983
San Carlos II - Jaguas	(740 MW)	1983
Térmicas Interior	(132 MW)	1983

Adicionalmente, en el lapso 1980-1983 el programa de generación comprende proyectos adicionales de desviación de aguas hacia las plantas de Bogotá (Chingaza) y hacia las centrales de Chivor (Rios Tunjuelito, Rucio y Negro) y Guadalupe-Troneras (Rios Pajarito, Nechí y Dolores), las cuales permitirán incrementar también las generación de energía con fines de atender la demanda.

Dentro del plan de expansión del sistema de Transmisión Nacional merece citarse la interconexión a 500 KV entre el Interior del País y la Costa Atlántica y, para el área específica del Norte de Santander, la ampliación de las líneas San Carlos - Puerto Berrío-Barranca-Bucaramanga-Cúcuta (a 220 KV.).

Como lo establece el esquema del Sistema Nacional, el Departamento del Norte de Santander se encuentra ubicado en un extremo del mismo y actualmente cuenta con una capacidad total instalada significativamente menor a la demanda máxima total en el Departamento (Tal como se referencia en la sección 2.2. de este Tomo, la demanda estimada para 1983 es de 157.7 MW mientras que la capacidad instalada está representada principalmente por las centrales de Zulia y Tibú, con un total de 37.5 MW instalados)

Dado lo anterior, el suministro eléctrico futuro en el Departamento requiere, para el mediano plazo, de un programa de ampliación del sistema de transmisión a 220 KV que llega a la ciudad de Cúcuta; siendo posible, si se instala en la región parte de la capacidad de generación requerida por el Sistema Nacional, obtener ahorros en los costos de dicha transmisión.

El examen de las posibilidades de generación eléctrica en el Departamento conduce a las posibilidades hidroeléctricas del Catatumbo y del Cínera y a termoeléctricas que utilizarán parte de los abundantes recursos de carbón que se encuentran en el área, cuya descripción y estudio se presenta en el Tomo I. Otras posibilidades de generación en la zona, como lo serían centrales termoeléctricas con base en Fuel-Oil o Gas Natural resultan obviamente no competitivas ante la gradual declinación detectada en la producción de estos combustibles en el Departamento y al mayor costo económico relativo de ellos.

Adicionalmente, tomando en consideración el grado actual de estudio de los posibles proyectos hidroeléctricos del Departamento y al largo plazo requerido para desarrollarlos (8-10 años), las posibilidades de generación a mediano plazo (3-5 años) quedan reducidas a centrales térmicas a base de carbón.

Con base en las consideraciones anteriores se encontró

necesario instalar los 132 MW térmicos requeridos por el Sistema para el año de 1983 (requeridos también por el Norte de Santander y por la región NORDESTE en general) en las cercanías de la ciudad de Cúcuta.

La ubicación de la central en esta zona implica, a su vez, la necesidad de desarrollar los importantes recursos de carbón del Departamento; en el ramo de los carbones térmicos, para los cuales en el pasado no ha existido un mercado significativo.

En esta forma, cuando esto se logre en el futuro, el país y el Sistema Eléctrico Nacional contarán con una fuente de combustible que podrá complementar el desarrollo nacional, directamente mediante generación termoeléctrica complementaria al desarrollo eminentemente hidroeléctrico del sistema o a través de las exportaciones y los otros usos de este combustible.

La ubicación del sitio seleccionado para la central consultó las necesidades de infraestructura básica para el proyecto (vías, agua, cercanía a los sitios de explotación del mineral, condiciones geológicas del subsuelo, etc), dicho sitio se describe a continuación. Más adelante, en este mismo Tomo, se presentan las características básicas de la central en lo referente a sus sistemas mecánicos, sus sistemas eléctricos y sus obras civiles.

2. CARACTERISTICAS DEL SITIO SELECCIONADO

2.1 UBICACION FISICA Y CARTOGRAFIA

El sitio escogido para la construcción de la Central Termoeléctrica de Tasajero está localizado en el departamento de Norte de Santander, Municipio de San Cayetano, en los 7°51' de latitud norte y 72°38' de longitud al oeste del meridiano de Greenwich. De acuerdo con el sistema de coordenadas planas del Instituto Geográfico Agustín Codazzi, las del sitio son: X = 1'359.700 mts Norte, y 1.159.300 mts Este.

La localización general aparece en el plano III-1

El sitio seleccionado aparece en los siguientes planos y aerofotografías:

- a) En escala 1: 100.000 del I.G.A.C. : Plancha N° 87 - Sardinata, Plancha N°88 - Cúcuta, Plancha N°98 - Durania y Plancha N°99 - Villa del Rosario.
- b) En escala 1: 25.000 del I.G.A.C. : Plancha 98-11-A
- c) En escala 1: 60.000 del I.G.A.C. : aerofotografías M - 1076 Nos. 14587 y 14588
- d) En escala 1: 20.000 del M.O.P.T. : aerofotografías Nos. 029,030,031 y 032, faja 3 del vuelo IFL - 8.

2.2. UBICACION CON RESPECTO AL SISTEMA ELECTRICO

2.2.1 Localización y esquema del Sistema

El sistema de Centrales Eléctricas de Norte

Santander se encuentra conformado por las líneas a 115 KV Cúcuta - Zulia - Tibú - Convención, Convención - Ocaña y Convención - Ayacucho. Este sistema es alimentado por las plantas térmicas de Zulia (23 MW) y Tibú (14.5 MW) y por la línea Bucaramanga - Cúcuta aislada a 220 KV, cuya energización a este voltaje está previsto para finales de 1979.

En la figura III-1 se muestra la ubicación del proyecto en el área geográfica cubierta por el sistema eléctrico y en el cuadro III-1 se presentan las características del Sistema de transmisión y generación para finales de 1979 cuando entre en operación la subestación Belén 220/115 KV, 90 MVA, y se energice a 220 KV la línea Bucaramanga-Cúcuta.

En la Figura III-2 se muestra el diagrama unifilar del sistema utilizado en los flujos de carga para Enero de 1983, fecha prevista para la entrega en operación de Termostasajero (2 x 66 MW). Se ha supuesto el cambio de conductor en la línea Tibú - Convención a 336.4 MCM ACSR y la operación de la línea San Mateo - Pamplona, 220 KV, para alimentar el área de Pamplona. En caso de no ser posible, la demanda de Pamplona sería atendida directamente desde la subestación San Mateo a 115 KV.

2.2.2 Proyecciones de la Demanda

A continuación se presenta la proyección de demanda del Nordeste (que comprende los Departamentos de Boyacá, Santander y Norte de Santander) para el período 1983-1988 y la del Departamento de Norte de Santander.

AÑO	DEMANDA (MW)	
	NORDESTE	Norte de Santander
1983	654	157.7
1984	696	176.0
1985	777	204.9
1986	827	228.8
1987	884	256.1
1988	943	287.3

La demanda de Norte de Santander fué suministrada por CENS e incluye los proyectos regionales previstos, los cuales suman 26.5 MW para 1983 - 1984 y 34.5 MW para 1985 - 1988. Estos proyectos son:

Proyecto	Demanda MW	Año	Sitio
Bombeo de Ecopetrol	3.0	1983	Ayacucho
Frigorífico La Gloria	2.0	1983	Ayacucho
Poblaciones del Sur del César	2.00	1983	Ayacucho
Minas de Fosfato de Sardinata	2.5	1983	S/E Belén

Ingenio Azucarero	1.0	1983	Zulia
Explotación carbónífera	6.0	1983	S/E Belén y Sevilla
Otras cargas	10.0	1983	S/E S, Mateo (6.0) Belén (2.0) y Sevilla (2.0)
Zona Franca	8.0	1985	S/E Insula

El porcentaje de repartición de la demanda (sin incluir los proyectos regionales) es el siguiente:

S/E	Belén	17%
S/E	S. Mateo	23%
S/E	Sevilla	19%
S/E	Insula	11% (Cúcuta 70%)
Pamplona		10%
Ocaña		15%
Ayacucho		5%
Total.....		100%

A continuación se presenta la proyección de la demanda para cada barraje (en MW), incluyendo los proyectos regionales.

PROYECCION DE LA DEMANDA (MW)

<u>Barraje</u>	<u>1983</u>	<u>1984</u>	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>	<u>1988</u>
Belén (115 KV)	29.8	32.9	36.5	40.5	45.2	50.5
S.Mateo (115 KV)	36.1	40.4	45.2	50.7	56.9	64.1
Sevilla	29.9	33.4	37.4	41.9	47.1	53.0
Insula	14.4	16.4	26.7	29.4	32.4	35.8
Pamplona	13.1	14.9	17.0	19.4	22.2	25.3
Ocaña	19.7	22.4	25.6	29.1	33.2	37.9
Ayacucho	13.6	14.5	15.5	16.7	18.1	19.6

La demanda en baja carga se tomó como el 40% de la demanda máxima para cada barraje.

CUADRO No. III. 1

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO

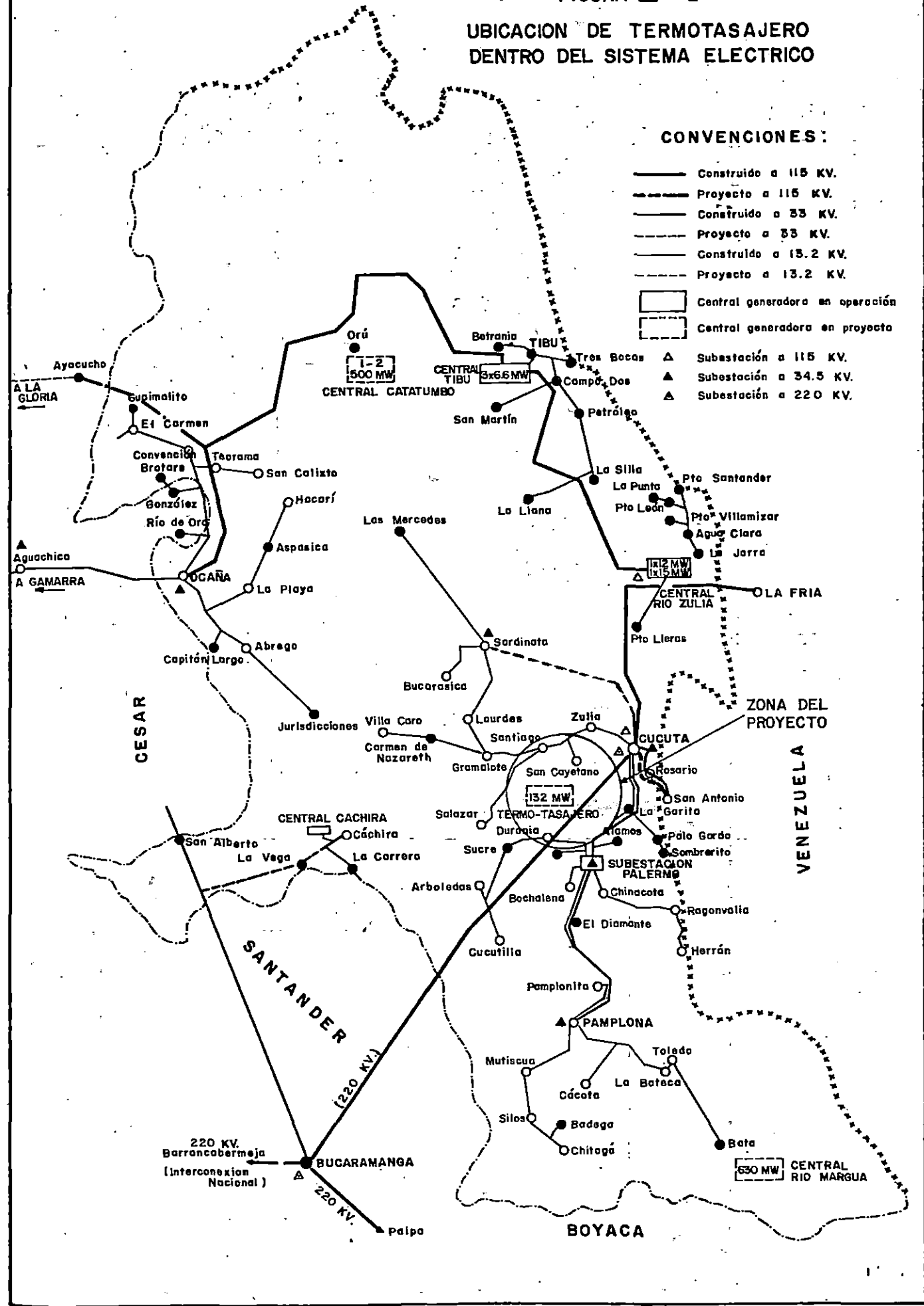
Barraje DE	A	Voltaje (KV)	Long: (KM)	Conduct. ACSR	#C	Parámetros (En pu. de 100 MVA)			
						R	X	Y/2	
B/manga	Tasajero	220	107	795MCM	1	.01451	.11233	.0835	900
	Belén	220	15	1113MCM	1	.00242	.01598	.0114	900
Tasajero	S.Mateo	220	22	795MCM	1	.00352	.02348	.0168	900
B/manga	Pamplona	220	70	795MCM	1	.01122	.07473	.0534	900
Pamplona	S.Mateo	220	70	795MCM	1	.01122	.07473	.0534	900
Belén	S.Mateo	220	9	795MCM	1	.00118	.00777	.0056	900
Belén	Insula	115	4	300MCM	1	.00643	.0015	.0009	490
Insula	S.Mateo	115	8.6	300MCM	1	.01382	.00323	.00187	490
Insula	Zulia	115	40	300MCM	1	.06431	.01496	.0087	490
Belén	Sevilla	115	4	3/0	1	.0185	.0182	.00001	300
Belén	Sevilla	115	4	336.4MCM	1	.0057	.0150	.00088	530
Zulia	Tibú	115	68	300MCM	1	.1090	.2535	.01476	490
Tibú	Convención	115	79	336.4MCM	1	.11258	.2962	.01738	530 *
Convención	Ocaña	115	29	3/0	1	.0774	.0927	.00423	300
Convención	Ayacucho	115	38	336.4MCM	1	.1403	.00837	.00837	530
Belén 220	Belén 115	220/115	90MVA				.101		
S.Mateo 220	S.Mateo 115	220/115	90/150MVA				.10		

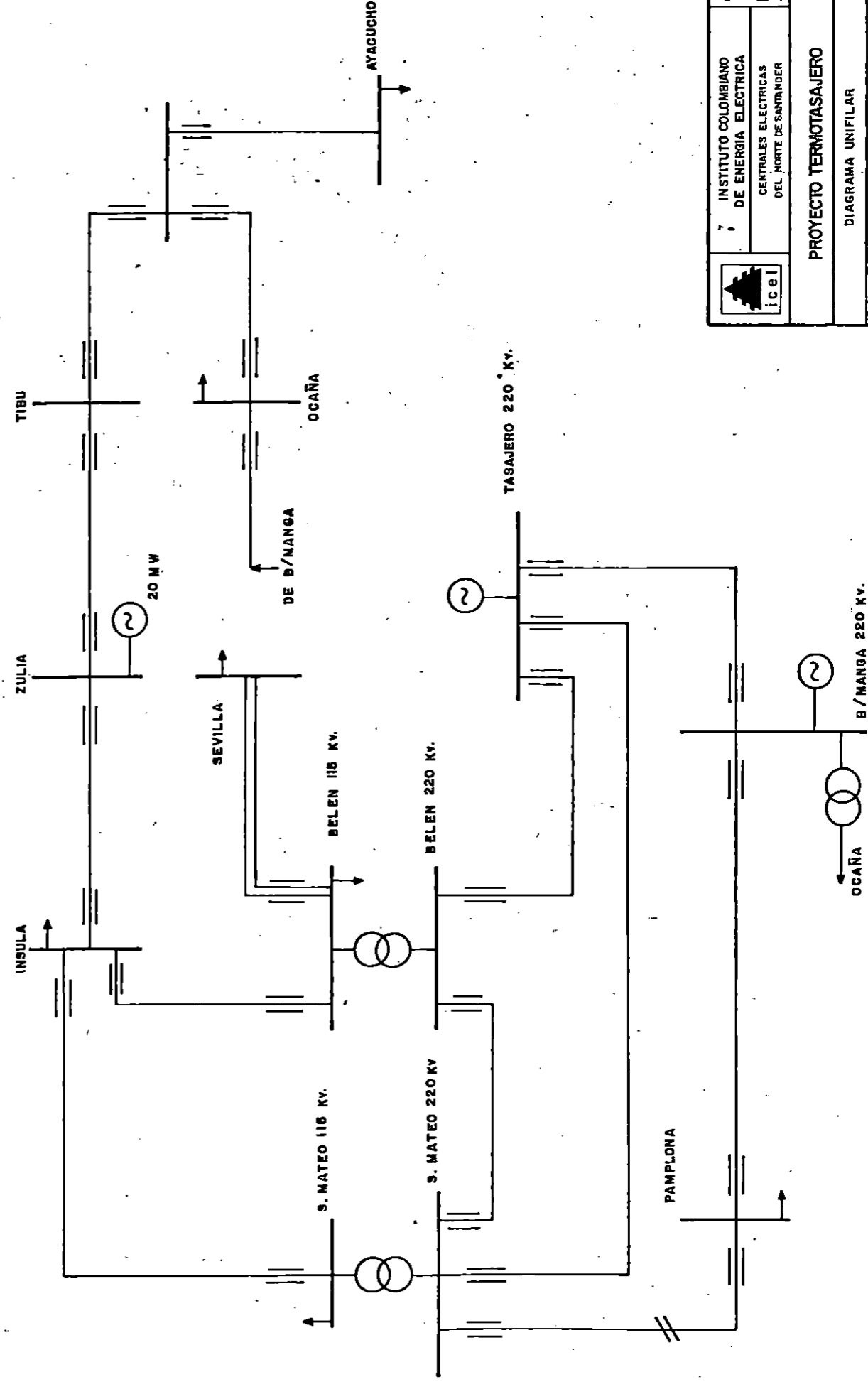
* Cambio de conductor

UBICACION DE TERMOTASAJERO DENTRO DEL SISTEMA ELECTRICO

CONVENCIONES:

- Construido a 115 KV.
- - - Proyecto a 115 KV.
- Construido a 33 KV.
- - - Proyecto a 33 KV.
- Construido a 13.2 KV.
- - - Proyecto a 13.2 KV.
- Central generadora en operación
- Central generadora en proyecto
- △ Subestación a 115 KV.
- ▲ Subestación a 34.5 KV.
- ▲ Subestación a 220 KV.





7 INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

PROYECTO TERMOTASAJERO

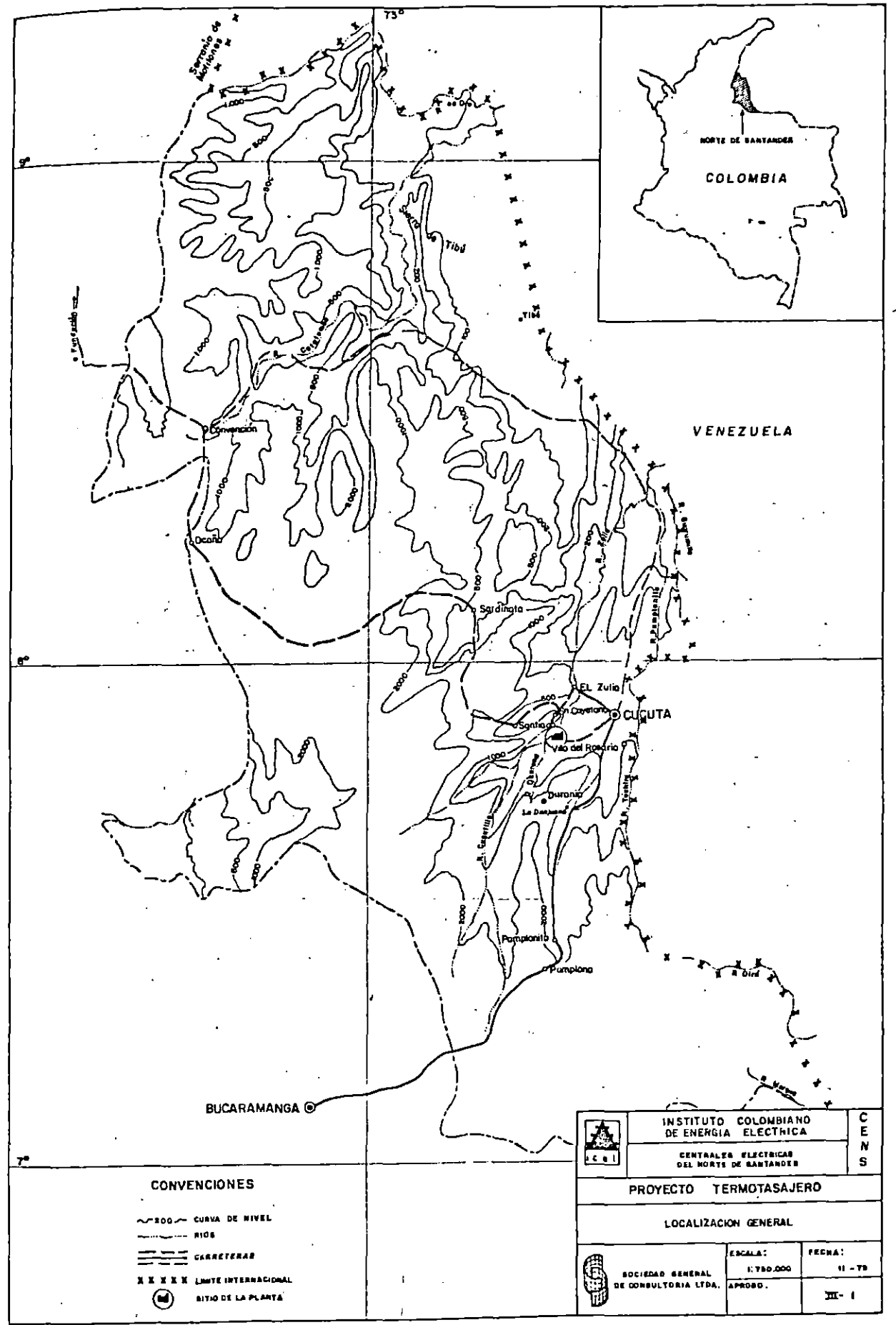
DIAGRAMA UNIFILAR



SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.

FECHA: III-78
APROBO: III - 2

ESCALA:



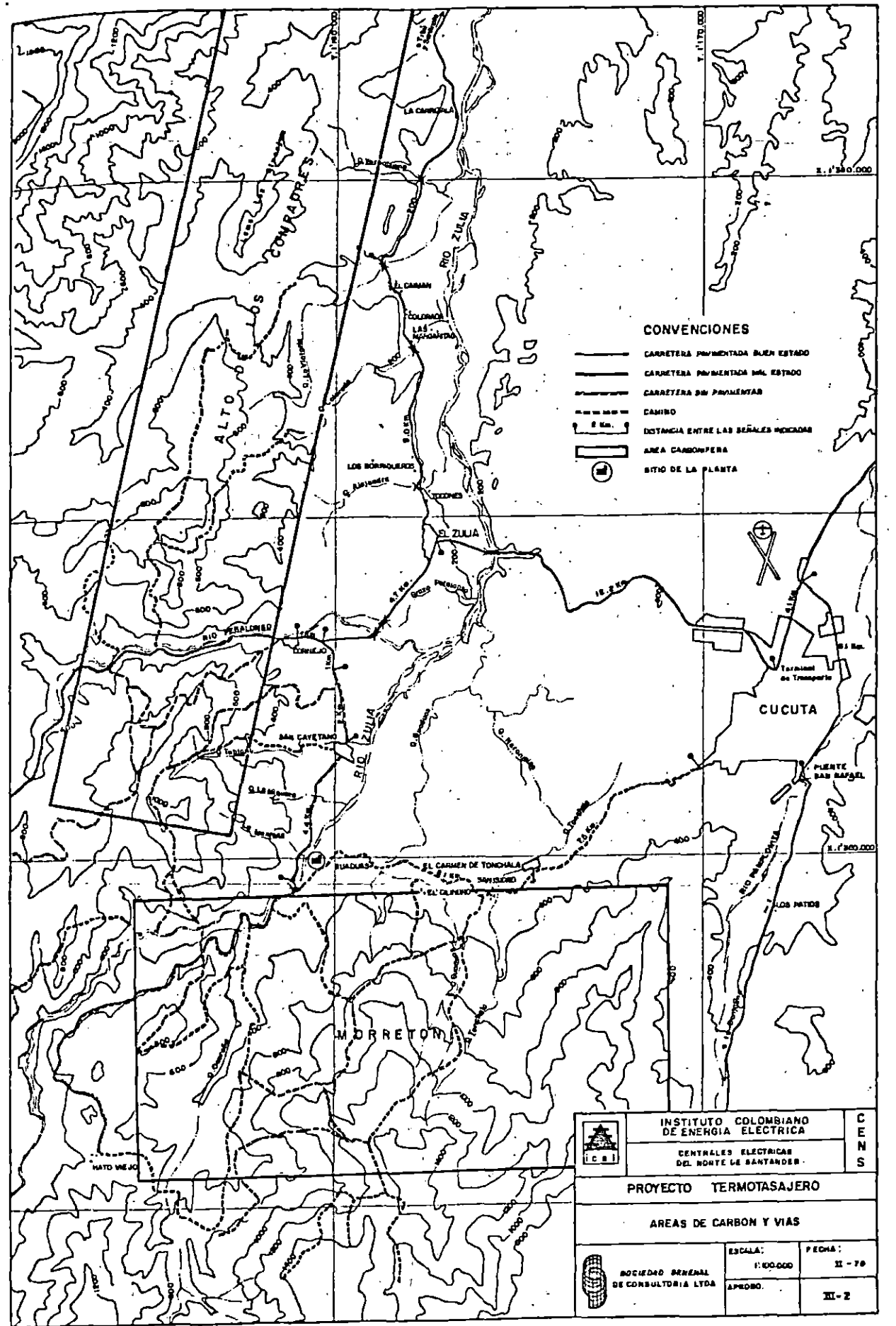
2.3 UBICACION CON RESPECTO AL CARBON Y LAS VIAS DE ACCESO

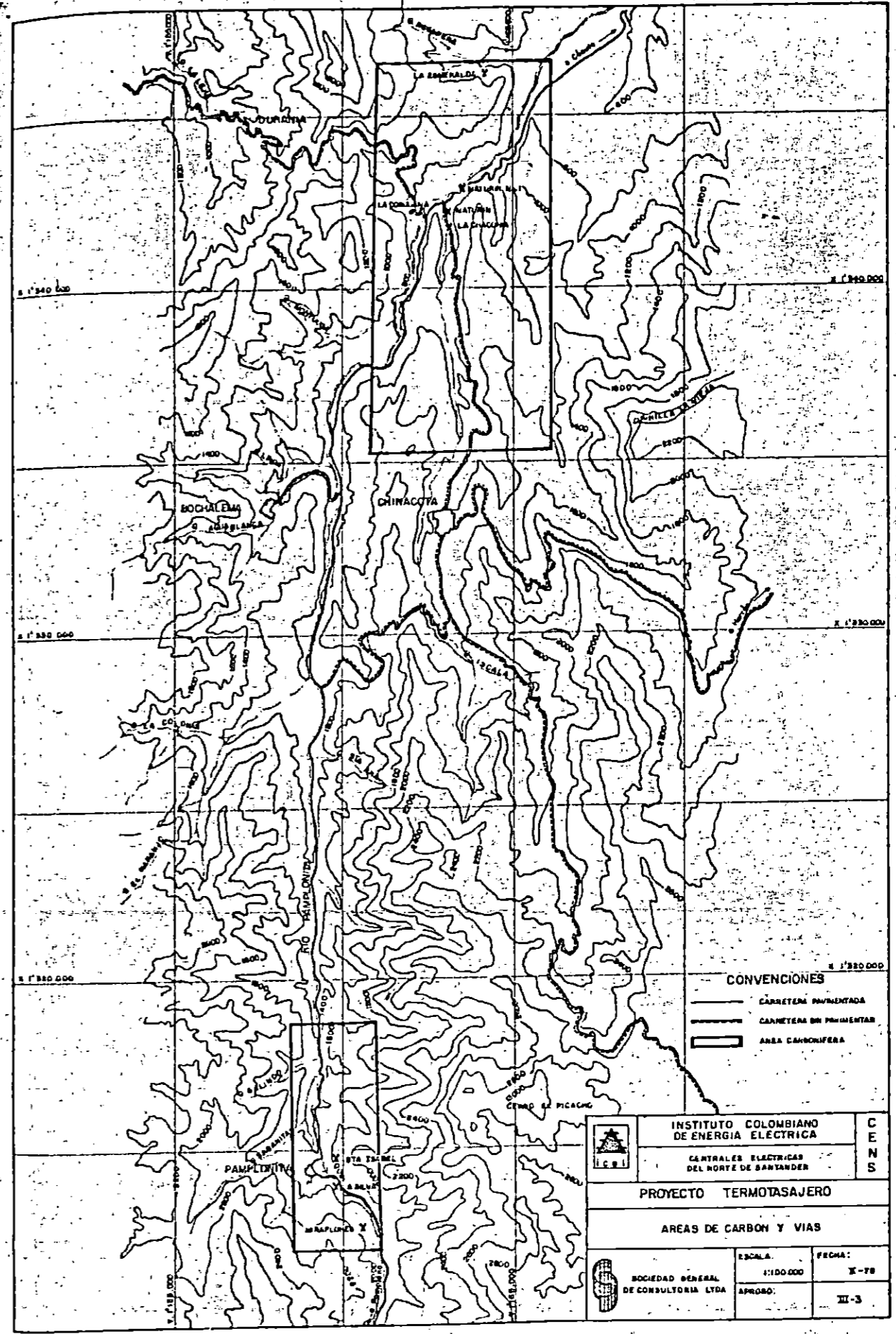
En los planos III-2, 3 y 4 aparece la ubicación del sitio con respecto a las áreas carboníferas de la región. El sitio escogido se encuentra localizado aproximadamente en el centro de las cuencas de Tassajero, Zulía y Pamplonita - La Donjuana.

En particular, el lote seleccionado se encuentra prácticamente equidistante y colindante de las áreas carboneras de "Alto de los Compadres" y "Morretón" (véase el plano III-2) las cuales constituyen las zonas de prioridad para atender las necesidades de combustible de la central.

La localización y estado de las carreteras en el área aparecen también en los planos mencionados y el estado actual de las principales vías se describe en los cuadros III-2 a III-7.

Este mapa muestra la zona de estudio para el Proyecto Termotasajero, ubicada en el departamento de Santander, Colombia. Se detallan las áreas de carbon y las vías que conectan estas zonas con los centros urbanos y las centrales eléctricas. El mapa incluye una leyenda que define los símbolos utilizados para representar diferentes tipos de carreteras, caminos, distancias y áreas de carbon.

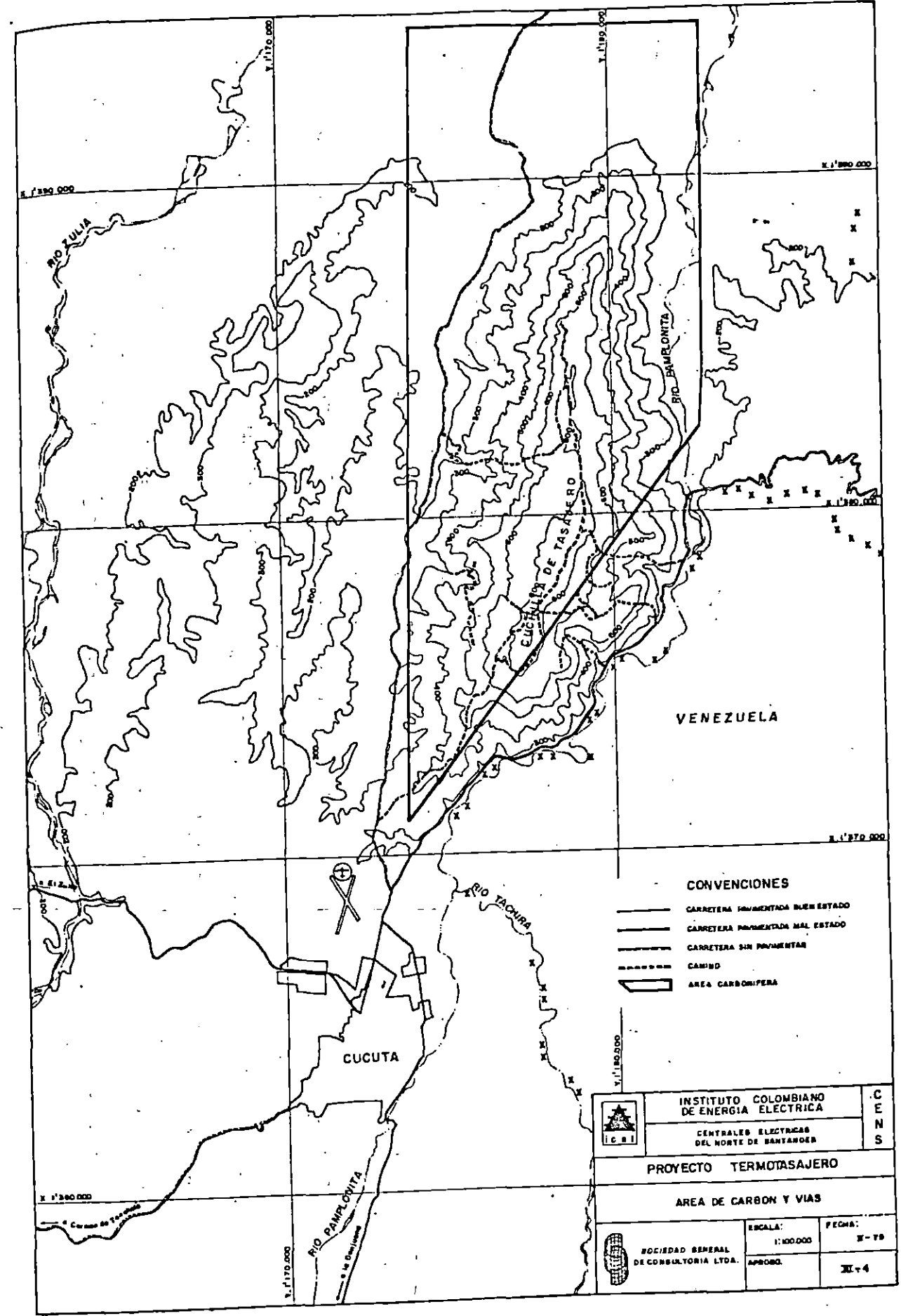




CONVENCIONES

- CARRETERA PAVIMENTADA
- - - CARRETERA SIN PAVIMENTAR
- ▭ AREA CAÑONIFERA

	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA		C E N S
	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER		
PROYECTO TERMOTASAJERO			
ÁREAS DE CARBÓN Y VIAS			
	ESCALA: 1:100,000	FECHA: X-78	
	APROBADO:		II-3



- CONVENCIONES**
- CARRETERA PAVIMENTADA BUEN ESTADO
 - CARRETERA PAVIMENTADA MAL ESTADO
 - CARRETERA SIN PAVIMENTAR
 - - - - - CAMBIO
 - ▭ AREA CARBONIFERA

	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C E N S
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	
PROYECTO TERMOTASAJERO		
AREA DE CARBON Y VIAS		
	ESCALA: 1:100,000	FECHA: X-78
	SOCCIDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.	APROBADO:

CUADRO No. III.2

Tramo :	EL ZULIA - REPRESA DEL INCORA - DESVIACION SARDINATA Y TIBU
Estado General :	Carretera pavimentada en buen estado.
K0 + 000	El Zulia
K2 + 000	Puente sobre la Quebrada Alejandra, en concreto, 8.00 mts de largo y 6.00 mts de ancho en buen estado.
K6 + 000	Puente sobre la Quebrada Colorada, en concreto, 8.0 mts de largo y 6.50 mts de ancho en buen estado.
K9 + 000	Puente sobre Quebrada La Victoria, en concreto, dos luces de 15.0 mts cada una y 6.50 mts de ancho en buen estado.
K16 + 000	Puente de 50.0 mts de largo, una luz, tres vigas longitudinales metálicas y placa de concreto en buen estado.
K18 + 000	Desviación a la represa.
K26 + 000	Dos ramales : uno hacia Sardinata y otro a Tibú.
Observaciones :	La vía tiene una calzada de 6.50 mts en promedio, con pavimento en buen estado. Las bermas, en su mayor parte, están cubiertas por la vegetación. Las pendientes son suaves y tiene buen drenaje.

CUADRO No. III.8

CORNEJO - PUENTE OSPINA

Tramo :

Estado General :

Carretera sin pavimentar en buen estado.

K0 + 000

Salida de Cornejo.

K1 + 000

Desviación a El Zulia.

K2 + 000

Fin de la carretera pavimentada, de 5.5 mts de ancho.

K4 + 000

Batea para cruzar la Quebrada Tablona, en concreto. Entrada a San Cayetano

K4 + 400

Salida de San Cayetano.

K8 + 400

Puente sobre el río Zulia, metálico, 4 mts de ancho y 100.0 mts de largo. Las vigas principales y los tirantes están en buen estado. Presenta corrosión en algunas uniones remachadas y algunos deterioros en la placa de concreto.

Observaciones :

Del K2 + 000 en adelante la vía tiene un afirmado estable, de ancho variable entre 4.0 y 6.0 mts según el estado de las bermas. Las obras de arte principales, pontones de 1.0 a 5.0 mts de luz, y algunos están agrietados. Tiene curvas horizontales con radios mínimos en K1 + 900, K5 + 500, K7 + 1000. Las pendientes son suaves. Entre K4 + 000 y K4 + 400 el ancho es de 6.0 mts se puede ampliar.

CUADRO No. III.4

CUCUTA - LA DONJUANA

Tramo :	
Estado General :	Carretera pavimentada en buen estado.
K0 + 000	Puente San Rafael sobre el río Pamplonita, en concreto, 6 mts de ancho, en buen estado.
K15 + 400	Puente en concreto de 15.0 mts de largo y 9.60 mts de ancho en buen estado.
K16 + 900	La Garita. Puente metálico de 25.0 mts de largo y 5.0 mts de ancho en mal estado. Existe una batea para cruzar la Quebrada Cascareña.
K25 + 400	Puente metálico de 25.0 mts de largo y 5.0 mts de ancho, con grietas en la placa de piso.
K25 + 700	Entrada a carbonera.
K27 + 300	La Donjuana. La vía se divide en dos ramales: uno hacia Pamplona y otro a Chinácota.
K27 + 400	Puente metálico de 35.0 mts de largo y 5.0 mts de ancho, en mal estado.
Observaciones :	En general, el ancho de la corona es de 8.0 mts y el pavimento de 10 cmts de espesor, en buen estado. Hasta el K22 + 000 es plana y recta, con bermas en afirmado de ancho variable; en adelante, las pendientes llegan hasta 6%, tiene radios horizontales reducidos y no hay bermas. Las obras de drenaje son pontones de 1.0 a 5.0 mts, tuberías de 0.90 mts de diámetro y box-culverts de 1X1 mts y 2X2 mts, todas en buen estado. La vía tiene un tráfico denso.

CUADRO No. III.5

PUENTE OSPINA - CARMEN DE TONCHALA - CUCUTA.

Tramo :	Estado General :	Descripción
K0 + 000	Carretera sin pavimentar en mal estado.	
K2 + 800	Puente sobre el río Zulia (descrito en el tramo Cornejo - Puente Ospina).	
K7 + 000	Puente en piedra pegada, de 12.0 mts de luz y 6.0 mts de ancho.	
K8 + 100	Puente en concreto de 17.0 mts de largo y 4.0 mts de ancho, con estribos de piedra en mal estado.	
K13 + 000	Entrada a Carmen de Tonchalá.	
K14 + 400	Puente en concreto de 8.0 mts de luz y 8.0 mts de ancho, con estribos en mal estado.	
K14 + 500	Pontón de 5.0 mts de luz y 6.0 mts de ancho con la placa agrietada y hierros a la vista.	
K15 + 600	Barrio Belén de Cúcuta.	
K17 + 500	Inicia vía pavimentada. Calle 17 con Av. 4a, de Cúcuta (centro).	
Observaciones :	El ancho de la carretera varía entre 4.0 y 5.0 mts hasta Carmen de Tonchalá, y entre 5.0 y 6.0 mts desde allí hasta Cúcuta. La sub-base está bien compactada y estable. Las obras de drenaje son tubos de 0.3 a 1:2 mts de diámetro y pontones de 1.0 a 5.0 mts de luz y en algunos sitios son ineficientes : (K0 + 800 a K1 + 100, K2+500 y K2+700). Hay radios horizontales mínimos en K1 + 100, K3+ 900, K7+500, K9+ 100, K11+ 000, K13+ 100, K13+200, K13+ 500, K14+ 000 y K14+400. Las pendientes varían entre 6% y 10% del K13+200 al K14 + 900; en el resto del tramo son menores del 4%.	

CUADRO No. III.6

Tramo :	<u>CUCUTA - CORNEJO</u>
Estado General :	Carretera pavimentada en buen estado
K0 + 000	Glorieta del Terminal de Transporte de Cúcuta
K10 + 000	Puente de concreto, 16.0 metros de largo y 8.7 metros de ancho, en buen estado.
K10 + 500	Puente sobre el río Zulia, metálico, 100.0 metros de largo y 6.0 metros de ancho, en buen estado.
K12 + 200	Entrada a El Zulia
K12 + 800	Salida de El Zulia
K14 + 800	Puente sobre el brazo del río Peralonso, en concreto, 8.6 metros de ancho
K15 + 200	Puente sobre el río Peralonso, en concreto, 8,6 metros de ancho, dos luces de 19.0 metros.
K16 + 900	Desviación a San Cayetano.
K17 + 900	Entrada a Cornejo.
Observaciones :	Hasta el K2 + 700 la vía tiene dos calzadas de 6.0 mts. c/u., con separador; adelante, 8.0 mts de ancha. Existen bermas en afirmado en un 50% de la longitud de la carretera. Las obras de drenaje están constituidas por tubos metálicos de 0.30 a 1.20 mts de diámetro, pontones de 1.0 a 4.0 mts de luz, box culvert de 2.0 X 2.0 mts y se encuentran en buen estado. El pavimento tiene un espesor promedio de 5 cmts. Las pendientes son suaves.

CUADRO No. III.7

CUCUTA - CERRO TASAJERO

Estado General : Carretera pavimentada en mal estado.

K0 + 000 : Glorieta del Terminal de Transporte de Cúcuta.

K4 + 100 : Glorieta de la Avenida Libertadores.

K7 + 500 : Puente en concreto de 7.0 mts de largo y 10.0 de ancho.

K10 + 000 : Desviación al Cerro Tasajero.

K13 + 800 : Fin del recorrido.

Observaciones :

Hasta el K4 + 100 la vía es de 4 calzadas, 8 carriles, en buen estado. En adelante, la corona tiene 8.0 mts pero los derrumbes sobre el lado izquierdo de la vía han disminuido este ancho, en un 60% del recorrido. El pavimento es de 5 cms. de espesor y presenta parches, deformaciones grandes y erosión (K6 + 600, K8 + 700, K9 + 500, K12 + 000). Las pendientes son suaves.

2.4 TOPOGRAFIA DEL AREA Y CONDICIONES DEL SUBSUELO

La topografía general del área del proyecto aparece en el plano III-5, en el cual se muestra la ubicación del lote de la central y las áreas posibles para el depósito de las cenizas.

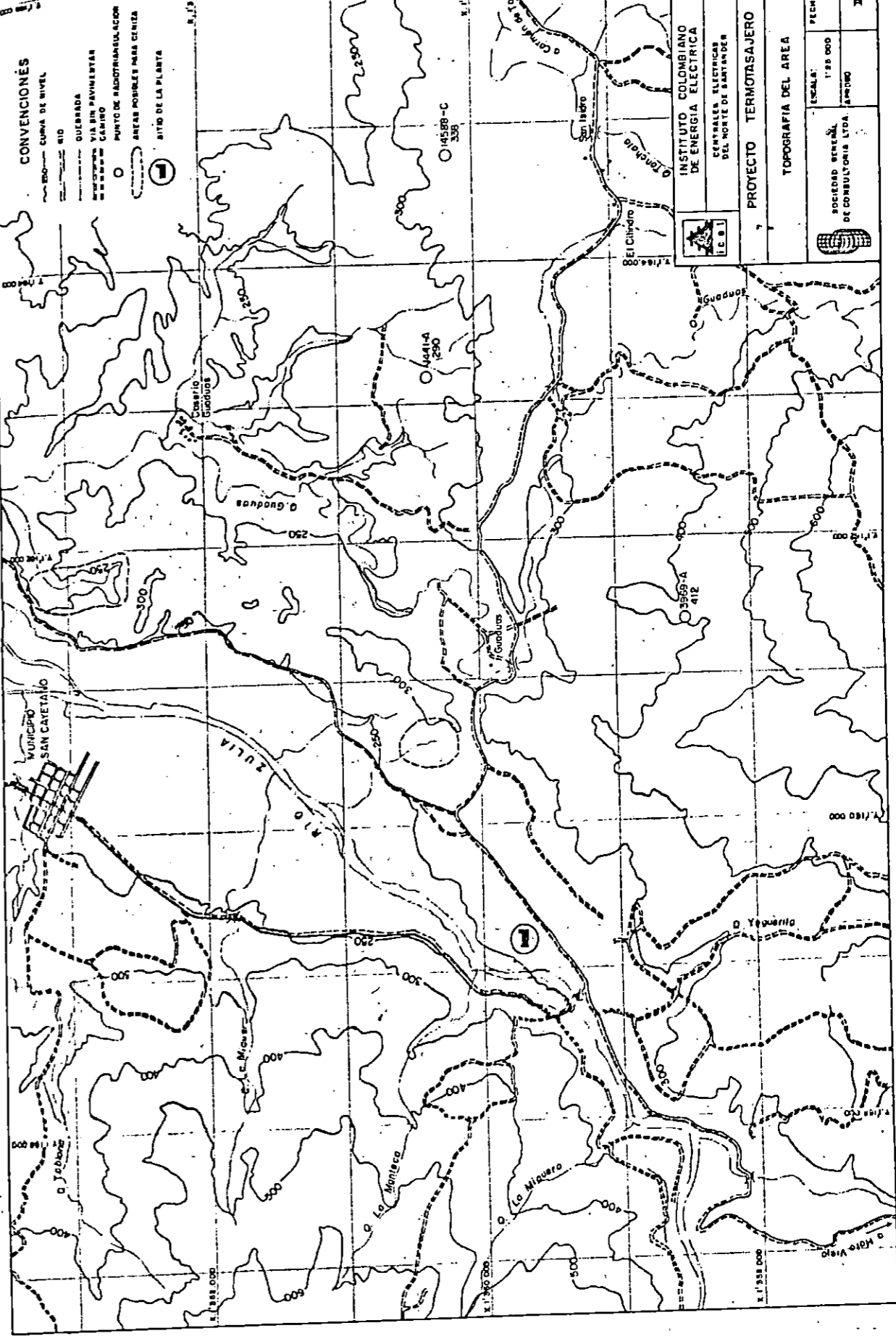
2.4.1 Topografía del lote.

La topografía detallada del lote de la central se muestra en los planos III-6 y III-7; la superficie del terreno es generalmente plana pero la altura del terreno en relación al nivel del río Zulia es variable ya que en el extremo sur adyacente al Puente Ospina es de cerca de 8 metros y va decreciendo hacia el norte.

La ribera del río es prácticamente vertical en la zona adyacente al puente. En ese sitio se observan afloramientos de arenisca.

Sobre la superficie del terreno se encuentran algunos grandes cantos y piedras. En general existe vegetación de pastos y algunos árboles. Aparentemente el lote se ha usado en anterioridad para cultivos y aún existen acequias que atraviesan el lote en varios sentidos.

Al ejecutarse los sondeos se observaron señas de recientes cultivos de arroz en el costado nororiental.



CONVENCIONES

- CURVA DE NIVEL
- RÍO
- CARRETERA
- VÍA SIN PAVIMENTAR
- CAMINO
- PUNTO DE RADIODIFUSIÓN
- ANEAS POPULARES PARA CENIZA
- SITIO DE LA PLANTA

INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGÍA ELÉCTRICA
GENERAL ELÉCTRICA DEL NOROCCIDENTE DE SANTANDER

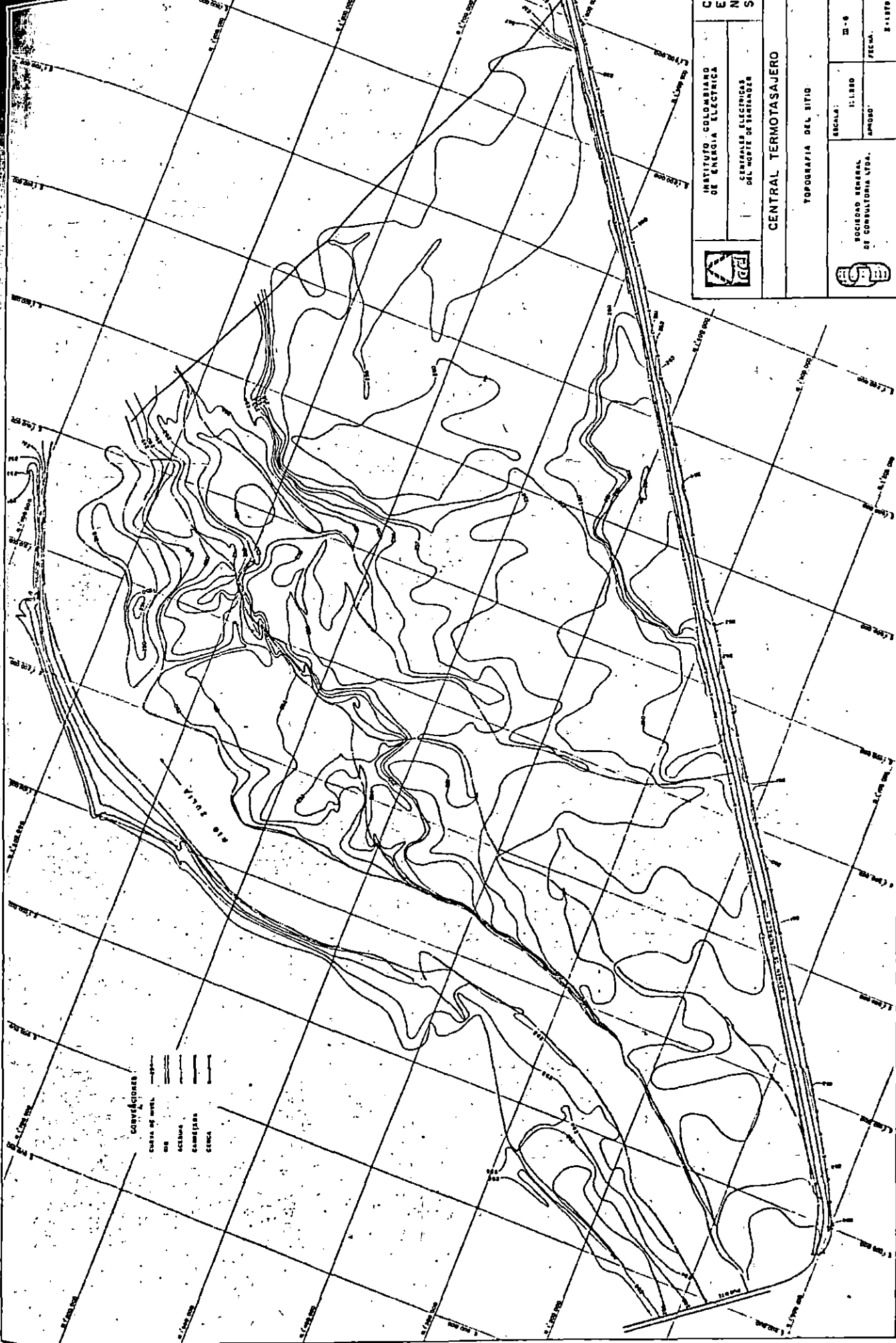
PROYECTO TERMOSTAJERO

TOPOGRAFÍA DEL ÁREA

ESCALA: 1:25,000

SOCIEDAD GENERAL DE COMPUTACIÓN LTDA. - ABRIL 1960

FECHA: 1960



elevaciones
 en metros
 curvas
 caminos
 ríos

ESTACION DEL PUNTE
 DEL RIVERO
 DEL RIVERO

CONCRETO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

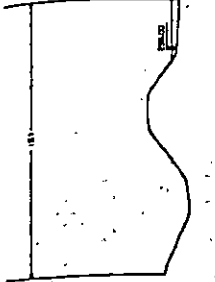
DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO

DE 100 MTS. DE ANCHO



SECCION: 800 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 100 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 125 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 150 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 175 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 200 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191

SECCION: 250 MTS. AGUAS ABAJO PUNTE

197
196
195
194
193
192
191



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
 CENTRALES ELECTRICAS DEL NOROCCIDENTE DE SANTIAGO DE CALLES
CENTRAL TERMOTASAJERO
 BATIMETRIA RIO TOLIMA
 ESCALA: 1:100
 PROYECTO: 100000
 FECHA: 1-1

2.4.2 Condiciones del Subsuelo.

Las condiciones del subsuelo se establecieron mediante los sondeos en el sitio que se refieren en la figura III-3, identificándose las características generales que se detallan a continuación:

Estrato Superficial

El estrato más superficial está formado por arcillas y limos de baja plasticidad con espesor aproximado de 1.5 metros.

Las humedades de las muestras variaron entre 16.5 y 17.5%. El índice de plasticidad de 22 a 28. Este suelo se clasifica dentro del grupo CL del sistema U.S.C.

Estrato 2

Aluvión Igneo. Este estrato formado por grandes cantos, tamaños hasta de 2.0 metros de diámetro, y gravas gruesas en matriz de limo arcilloso se encontró en todos los sondeos con espesor entre 8 y 15 metros.

Los cantos y gravas de gran dureza se encuentran en una matriz limoarenosa de alta consistencia. En algunos casos se detectan lentes delgados de arena fina.

Este aluvión se encuentra depositado sobre una delgada capa (0.50 m) de limo arenoso que generalmente aparece sobre la roca que forma el estrato 3.

Estrato 3

El estrato 3 que se cree es general a todo el lote está formado por arcillolita moderadamente dura, gris a roja.

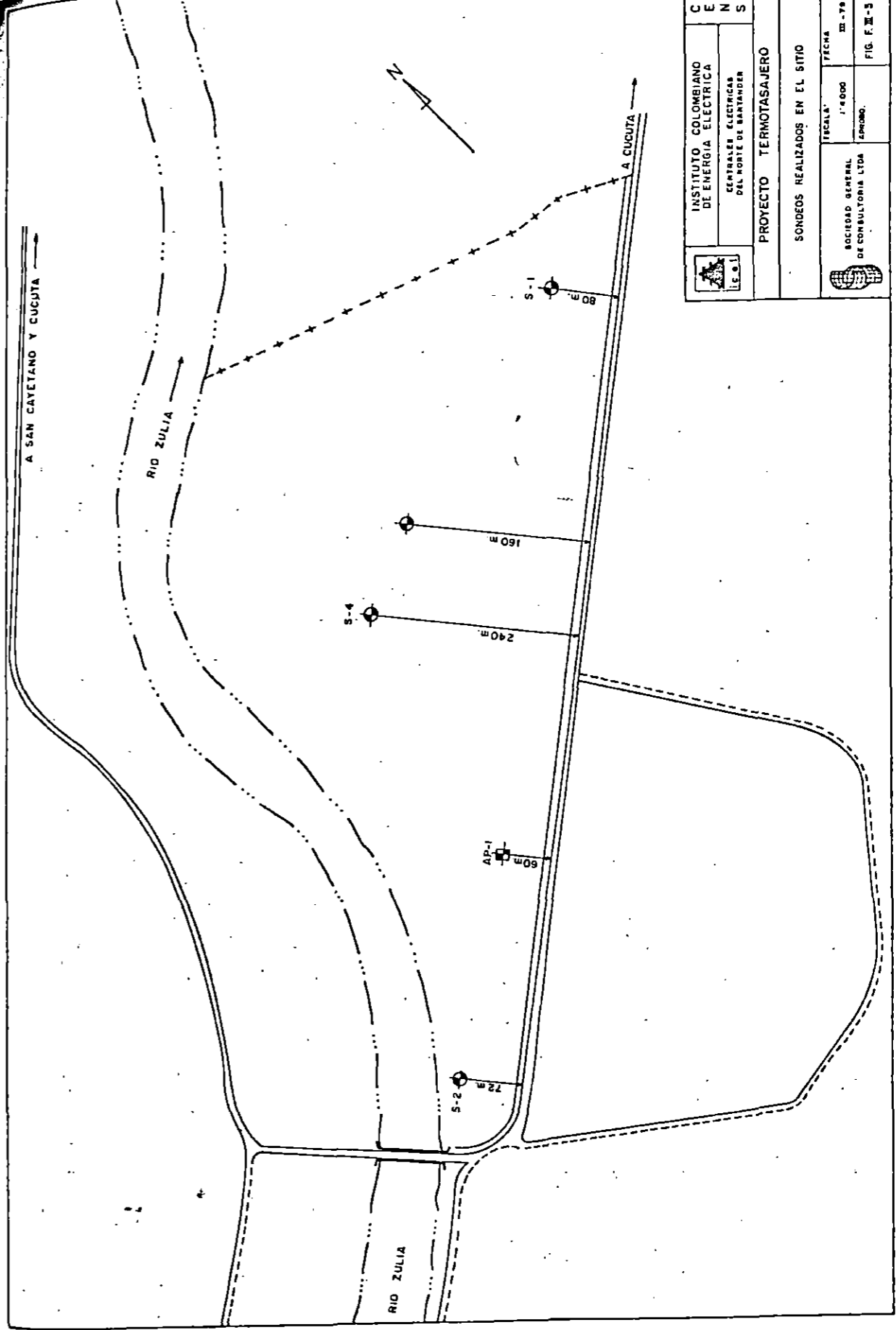
Al hacer las perforaciones se obtuvieron recobros bajos.

Nivel Freático

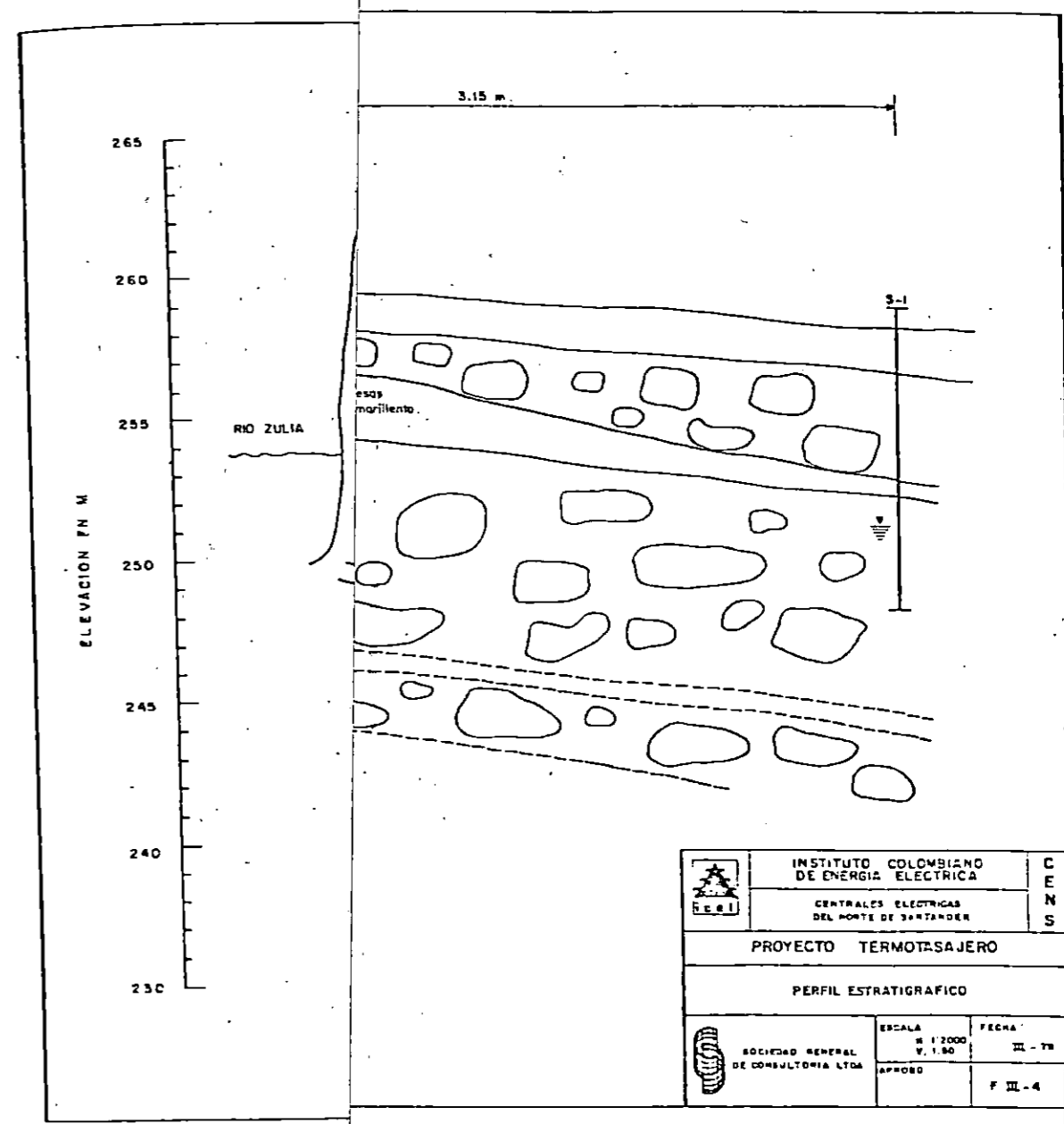
El nivel freático se estabilizó en el sondeo S-2 a una profundidad de 7.0 metros, lo cual está ligeramente por encima del nivel del río. En las demás perforaciones, en las cuales se inyectó gran cantidad de agua, los niveles del sondeo permanecieron muy cerca a la superficie, lo cual no correspondería al nivel real.

Estos resultados se esquematizan en la figura III-4.

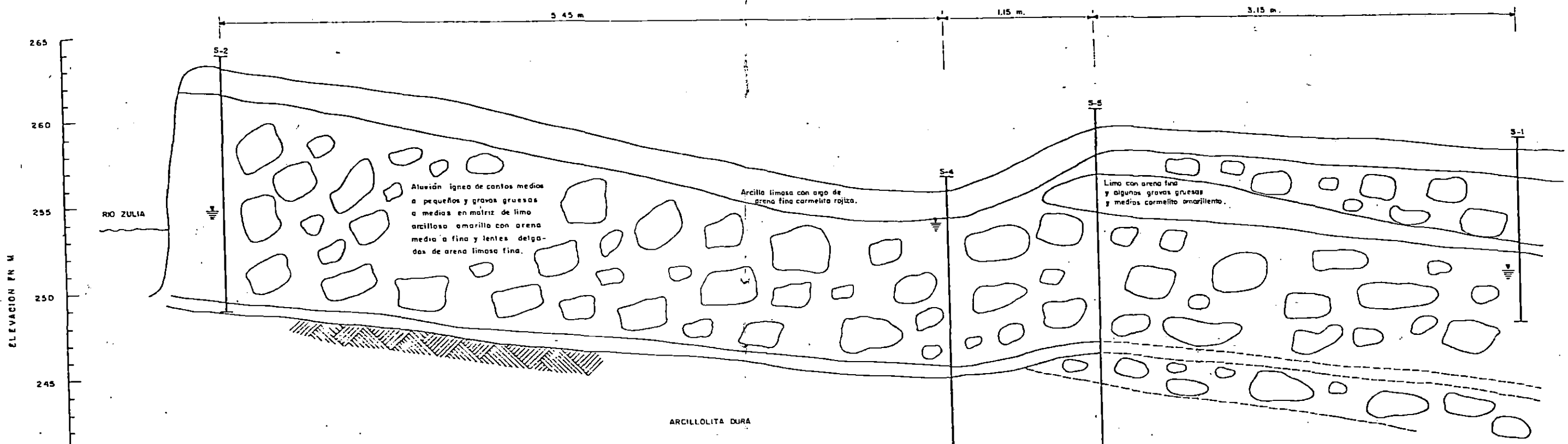
1. El río Zulia es un río de caudal variable, con un caudal promedio de 1.500 m³/s. El río Zulia es un río de caudal variable, con un caudal promedio de 1.500 m³/s. El río Zulia es un río de caudal variable, con un caudal promedio de 1.500 m³/s.



	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA C E N S	
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	
PROYECTO TERMOTASAJERO		
SONDEOS REALIZADOS EN EL SITIO		
SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA 	ESCALA 1:4000	FECHA 22-79
		FIG. F.31-5



	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C E N S
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	
PROYECTO TERMOTASAJERO		
PERFIL ESTRATIGRAFICO		
	ESCALA H 1:2000 V 1:50	FECHA III - 78
	APPROBADO	F III-4



Aluvión igneo de cantos medios a pequeños y gravas gruesas a medias en matriz de limo arcilloso amarillo con arena media a fina y lentes delgadas de arena limosa fina.

Arcilla limosa con algo de arena fina carmelita rojiza.

Limo con arena fina y algunos gravas gruesas y medias carmelita amarillento.

ARCILLOLITA DURA

NOTAS:
 1- Los estratos mostrados corresponden a la extrapolación de los suelos encontrados al hacer las perforaciones S-1 S-2 S-4 S-5, cuyos registros se incluyen en el anexo I de este informe.

Nivel freático

	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C E N S
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	
PROYECTO TERMOTASAJERO		
PERFIL ESTRATIGRAFICO		
	ESCALA H. 1:2000 V. 1:50	FECHA III - 78
	APROBADO	F III - 4

3. CARACTERISTICAS BASICAS DE LA CENTRAL TERMICA.

3.1 ESQUEMA GENERAL.

La Central Termoeléctrica de TASAJERO constará de dos unidades turbogeneradoras a vapor de 66 megavatios nominales, completas con sus respectivas calderas, equipos e instalaciones auxiliares, de la subestación de la planta y las líneas de alta tensión de conexión al sistema, y de todas las obras necesarias para alojar los equipos e instalaciones de planta y proveer de facilidades al sitio de la central. El esquema general de la planta se presenta en el plano III-8 (en estudio).

Cada unidad turbogeneradora constará de una turbina de vapor directamente acoplada a su alternador respectivo, la cual descargará a un condensador de superficie refrigerado por agua tomada del río Zulia.

Las turbinas serán de un solo cuerpo y un solo flujo, operarán a 3.600 RPM y estarán dotadas con sistemas completos para lubricación, supervisión y control.

Los alternadores serán sincrónicos, para 3.600 RPM, 13.8 KV, 0.85 factor de potencia, trifásicos, con capacidad para producir 66.000 KW netos en bornes de alta tensión de los transformadores principales, serán refrigerados por hidrógeno a 2.1 Kg/cm² y contarán con equipos completo de aceite de sello y de suministro y manejo de hidrógeno y CO₂.

Los circuitos de condensado y agua de alimentación

de cada unidad incluirán dos bombas de condensado de plena capacidad, una de reserva, dos calentadores de condensado de baja presión, un enfriador de condensado secundario, tanque de alimentación, tres bombas de agua de alta presión para el agua de alimentación de caldera, una de reserva, y de dos calentadores de alta presión para la misma. alternativamente, estos circuitos podrán incluir tres calentadores de baja presión y uno de alta presión.

Cada unidad incluirá un sistema de desvío de vapor vivo para enviar el vapor de la caldera directamente al condensador principal de la unidad, sin pasar por la turbina, el cual operará durante el arranque y en casos de pérdida brusca de carga y/o disparo eléctrico del turbogruppo.

Las calderas, una por unidad, serán de tipo suspendido, de paredes de tubos de agua, de dos tambores, economizador integral y sobrecalentadores verticales colgantes. Serán de tiro balanceado, se diseñarán para combustión de carbón bituminoso pulverizado, empleando Fuel Oil No. 6 como combustible de soporte a baja carga, y Fuel Oil No. 2 como combustible de encendido. Cada caldera estará provista con dos ventiladores de tiro forzado, con un precalentador de aire a vapor a la descarga de cada uno, un calentador de aire rotarivo, un precipitador electrostático y dos ventiladores de tiro inducido. El carbón bituminoso triturado se almacenará en 8 tolvas elevadas, cuatro por caldera, una para cada molino, con capacidad para 24 horas de operación de las calderas a plena carga, y desde las cuales descenderá el carbón a tra-

vés de alimentadores de tipo gravimétrico, hasta 8 molinos-pulverizadores verticales de pista y bolas, cuatro por caldera.

Cada caldera tendrá cuatro filas de 3 quemadores, cada fila alimentada por un molino, de tal forma que se logre la máxima carga de la caldera con cualesquiera tres filas de quemadores en operación.

La chimenea será, en principio, de concreto reforzado, común a ambas unidades y revestida interiormente con ladrillo refractario. De acuerdo a la altura necesaria, se estudiará la alternativa de una chimenea metálica.

Las cenizas pesadas depositadas en el fondo del hogar de la caldera serán recogidas por una cadena de paletas de arrastre y transportadas por medio de un sistema de bandas hasta un silo en concreto.

La ceniza volante se recolectará en tolvas colocadas en la parte baja posterior de la caldera, en el precipitador electrostático, en el precalentador de aire y en los ductos de gases. Las tolvas tendrán capacidad para almacenar la ceniza recolectada en cada sitio durante 12 horas de operación de la caldera a máxima carga, y se desocuparán por medio de un sistema neumático presurizado que envíe la ceniza removida hacia un silo de almacenamiento. Las cenizas se humedecerán a la salida de los silos para su transporte en volqueta, junto con las cenizas pesadas, hasta el lote de disposición de cenizas.

Dependiendo de la localización de lote que se seleccione para la disposición de la ceniza, se estudiará la posibilidad de remover la ceniza del fondo del hogar en forma hidráulica y la de las otras tolvas en forma neumática al vacío, para su transporte conjunto por tubería y en forma hidráulica al lote previsto.

El sistema de agua de enfriamiento para los condensadores de las unidades constará de dos instalaciones independientes: la primera, una estructura de toma de agua construida sobre la margen derecha del río Zulia en la cual se instalarán, después de una reja fija provista de sus rastrillos de limpieza, las bombas de toma de agua, de tipo tornillo o de flujo mixto, las cuales elevarán el agua de circulación para entregarla a dos desarenadores paralelos construidos a un nivel ligeramente superior a la cota + 0.0 m de la central. A la salida de cada desarenador el agua se hará pasar por unos tamices rotatorios antes de enviarla, por medio de dos tuberías enterradas de concreto reforzadas con alma de acero, hasta la segunda instalación que consistirá de dos pozos, uno por unidad y localizados dentro de la Casa de Máquinas, para alojar las bombas de agua de circulación de las unidades. Cada pozo contará, en principio, con dos bombas verticales de flujo mixto, una en reserva, las cuales enviarán el agua de enfriamiento a través de los condensadores, a la salida de los cuales se descargará, a través de una tubería común de salida que termina en un rebosadero sumergido, a un canal abierto que entrega al Río Zulia.

Cada condensador contará con un sistema automático para limpiar continuamente los tubos del mismo, estando la unidad bajo carga, por medio de bolsas de espuma de caucho que se inyectan a la entrada del agua de circulación, pasan a través de los tubos y se recolectan a la salida del condensador para enviarlas de nuevo a la entrada, repitiendo sucesivamente este ciclo.

Un sistema abierto de enfriamiento secundario tomará agua de la descarga de las bombas de circulación y, directamente o a través de bombas elevadoras de presión, refrigerará los fluidos, tales como hidrógeno, aceite, aire o agua, de enfriamiento del equipo mayor de la planta.

Un circuito cerrado de enfriamiento con agua desmineralizada suministrará el agua de refrigeración para los cojinetes y pequeños enfriadores del equipo rotatorio de la Planta. El agua del circuito cerrado se enfriará en tres intercambiadores de calor, uno en reserva, con agua de circuito abierto de enfriamiento secundario.

El carbón bituminoso que llega de la mina a la planta en camión se descargará y aplilará en un patio abierto circular con capacidad para almacenar el carbón que se consumiría en 90 días de operación a plena carga de las dos unidades. Un buldozar volcará el carbón de la pila sobre las tolvas de alimentación de las bandas transportadoras de car-

bón que conducen a los trituradores, a la descarga de estos, el carbón triturado se conducirá por medio de bandas transportadoras hasta las tolvas elevadas de almacenamiento localizadas en el área de calderas, de las cuales se alimentan los molinos de carbón pulverizado para los quemadores.

El Fuel Oil No. 6 que llega a la planta en carrotanques se almacenará en un tanque metálico con capacidad para 3.000 m³, del cual se bombeará por tuberías a un tanque diario común de 250 m³, localizado cerca de las calderas, y del cual tomarán las bombas de Fuel Oil de quemadores.

Se contará, además, con un tanque de almacenamiento de 250 m³ para Fuel Oil No. 2, utilizado para el encendido de los quemadores de Fuel Oil No. 6 y de carbón.

La central contará con una planta de tratamiento de agua de desmineralización total, en tres trenes, para suministro de agua desmineralizada para las calderas, así como de sistemas de aire comprimido y de protección contra incendio. Una planta de hidrógeno, con capacidad para 6 m³/hora, suministrará el hidrógeno utilizado para el enfriamiento de los generadores.

En el área de calderas se colocará un ascensor común de pasajeros con capacidad

para 1.000 Kg, el cual servirá todos los niveles de operación de las mismas.

La planta contará con un laboratorio químico, y taller de control e instrumentación, taller de mantenimiento, almacén de repuestos, y edificio de administración, provistos de sistemas de aire acondicionado y de ventilación mecánica.

En la casa de máquinas se instalarán los turbogrupos con sus condensadores y equipos auxiliares, los desaireadores con sus tanques de agua de alimentación, los calentadores de baja y alta presión del condensado y agua de alimentación, las bombas de condensado, de agua de alimentación de caldera y de agua de circulación, la sala de mando y los laboratorios. Se empleará un puente grúa de 60/15 toneladas de capacidad instalado en la Casa de Máquinas para mantenimiento de los turbogrupos, de las bombas de alimentación y de circulación, y demás equipos auxiliares.

Cada unidad turbogeneradora entregará por ductos aislados de barras, a través de un interruptor trifásico operado por aire, a un transformador principal 13.8/220 KV, de 78 MVA de capacidad. Para el consumo propio de auxiliares eléctricos de cada unidad están previstos un transformador de 13.8/6.9 KV de 16/20 MVA y dos transformadores de 2.5 MVA de 6.900/460-265 V,

un generador Diesel de 400 KVA, dos grupos convertidores DC-AC, bancos de baterías para cada unidad, con sus respectivos cargadores, para alimentar los auxiliares esenciales de corriente continua de la planta y el sistema de control, etc. Se incluirán en este suministro todos los tableros de distribución, cables y bandejas, así como el sistema de medición, control, mando y protección asociado con cada sistema y equipo.

Se incluirán en el suministro de la planta todos los sistemas y equipos de señalización, alarma, medición, control, enclavamiento y seguros necesarios para la supervisión completa, segura y rápida de todos los sistemas y equipos de la planta.

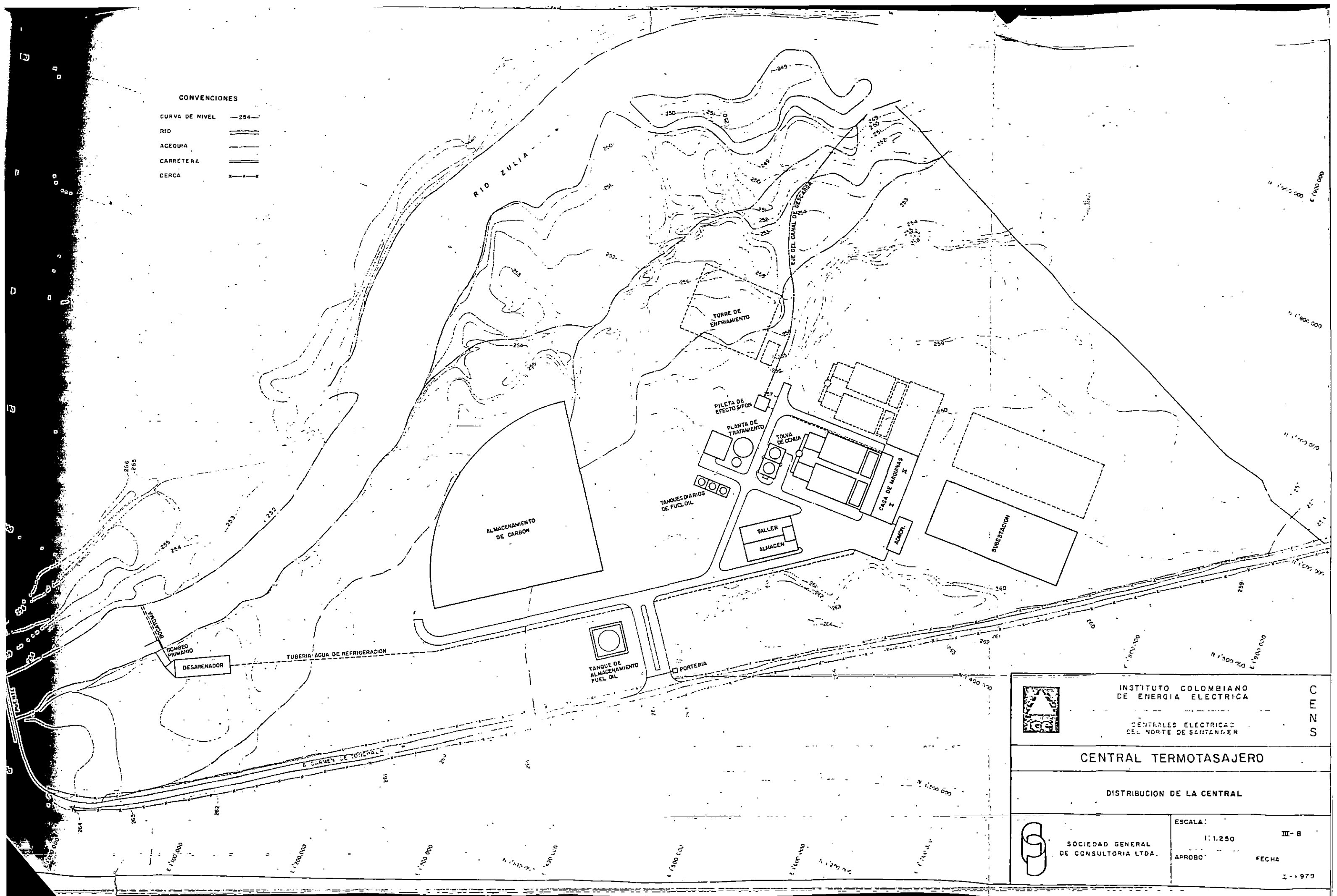
La subestación de la planta tendrá la configuración "Barraje Principal (seccionado)-Barraje de Transferencia y contará con sus correspondientes entradas para los dos transformadores principales y tres salidas hacia el sistema. El voltaje de transmisión será a 220 KV.

La central incluirá todas las instalaciones que permitan su adecuada operación, tales como edificios de administración, taller y almacén; iluminación de todas las instalaciones, patios, vías de acceso e internas, etc; cerramiento perimetral, vías pavimentadas y andenes de concreto;

alcantarillados de aguas lluvias, aguas negras e industriales y demás obras de infraestructura, acabado y paisajismo de la planta.

CONVENCIONES

- CURVA DE NIVEL — 254 —
- RIO ————
- ACEQUIA ————
- CARRETERA ————
- CERCA — x — x —



	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA		C E N S
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER		
CENTRAL TERMOTASAJERO			
DISTRIBUCION DE LA CENTRAL			
	ESCALA:	III-B	APROBO:
	SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.	1:1.250	
			I - 1979

3.2 CICLO TERMICO Y CONSUMO DE COMBUSTIBLE.

3.2.1 Selección del Ciclo Térmico.

Para la escogencia de las condiciones de operación de Termotasajero se estudiaron tres alternativas referentes al ciclo térmico, a saber:

- a) 1.250 PSIG (87 bar), 950°F (510°C)
- b) 1.450 PSIG (100 bar), 1000°F (538°C)
- c) 1.800 PSIG (125 bar), 1000°F (538°C)

El análisis técnico-económico de cada una de ellas mostró que al aumentar la presión del vapor generado para impulsar la turbina (de 1250 PSIG a 1800 PSIG) se aumenta la eficiencia de la planta dando así un consumo térmico específico menor pero, por otra parte, los costos de inversión en la planta aumentan.

En razón de lo anterior se llevó a cabo una evaluación de costos totales (en valor presente) con los resultados que se presentan a continuación, para el costo comparativo durante la totalidad de la vida útil de la central (usando el 10% como tasa de descuento).

COMPARACION ECONOMICA DE CONDICIONES DEL CICLO (Cifras en US\$ Millones)

Presión de Operación (PSIG)	<u>1800</u>	<u>1450</u>	<u>1250</u>
Costos de Inversión	118.76	117.91	116.86
Costos de Combustible (US\$ 20/tn)	<u>56.15</u>	<u>59.33</u>	<u>60.44</u>
Costo Total	174.91	177.24	177.30

Tomando en consideración la relativa poca diferencia en el costo total obtenido para las alternativas de 1.250 y 1.450 PSIG y debido al hecho de que las 12 unidades de 66 MW actualmente en operación o ejecución en el país están diseñadas para operar a 1.250 PSIG y 950°F, se ha considerado conveniente mantener estas condiciones para Termotasajero.

Por otra parte la selección de 1.800 PSIG y 1.000°F, que podría resultar más económica, se ha descartado en razón de la poca experiencia mundial para estas condiciones de operación en unidades de este tamaño.

3.2.2 Consumo de Combustible.

En el cuadro III-8 se presentan los consumos estimados de carbón en las dos unidades de 66 MW, para las tres condiciones de ciclo térmico estudiadas.

Los cuadros se elaboraron para 100%, 80%, 60% y 40% de carga. Los datos fueron extractados del análisis de los ciclos térmicos para las tres alternativas estudiadas.

Se consideró un poder calorífico promedio del combustible de 6.000 Kcal/kg.

Finalmente se presentan las figuras III-5 y III-6 con el consumo específico neto de la planta (Kcal/kWh) y el consumo estimado de carbón (6000 Kcal/Kg.) contra porcentaje de carga.

CUADRO No. III.8

CONSUMO DE CARBON DE LA CENTRAL

TERMoeLECTRICA TAsAJERO

(Dos Unidades de 66 MW)

Toneladas Métricas

1. CONSUMO HORARIO

Carga %	Presión (psi)		
	1800	1450	1250
100	56,00	58,54	60,66
80	45,46	47,46	48,70
60	38,40	36,78	37,74
40	24,60	26,26	27,18

2. CONSUMO DIARIO

Carga %	Presión (psi)		
	1800	1450	1250
100	1344	1406	1456
80	1090	1140	1170
60	836	882	906
40	590	630	652

3. CONSUMO ANUAL

Carga %	Presión (psi)		
	1800	1450	1250
100	490.560	513.190	531.440
80	397.850	416.100	427.050
60	305.140	321.930	330.690
40	215.350	229.950	237.980

CONSUMO TERMICO ESPECIFICO NETO DE LA PLANTA

66 MW
(538°C) 1,000° F
(0.08 ata) 2.5" HG ABS

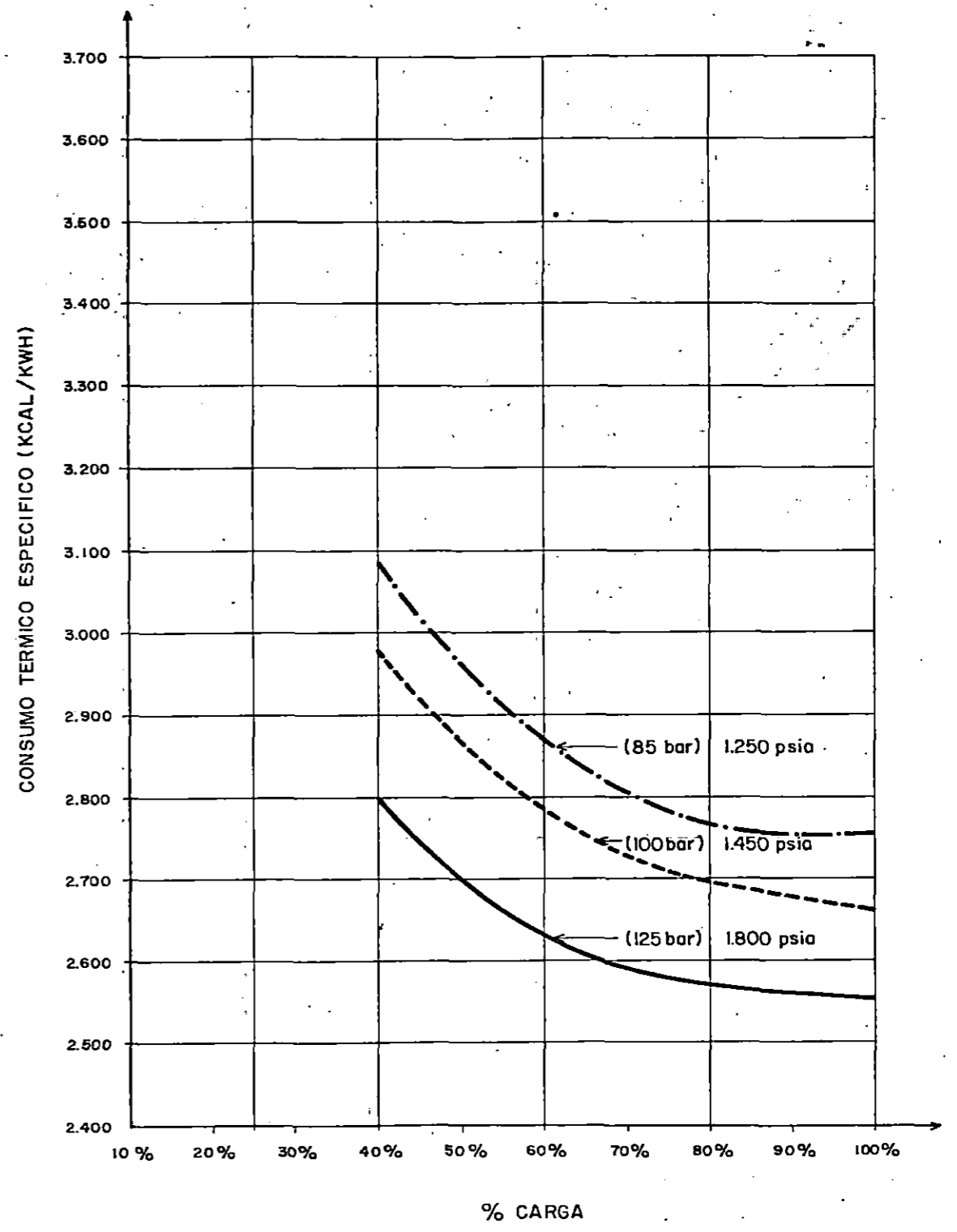
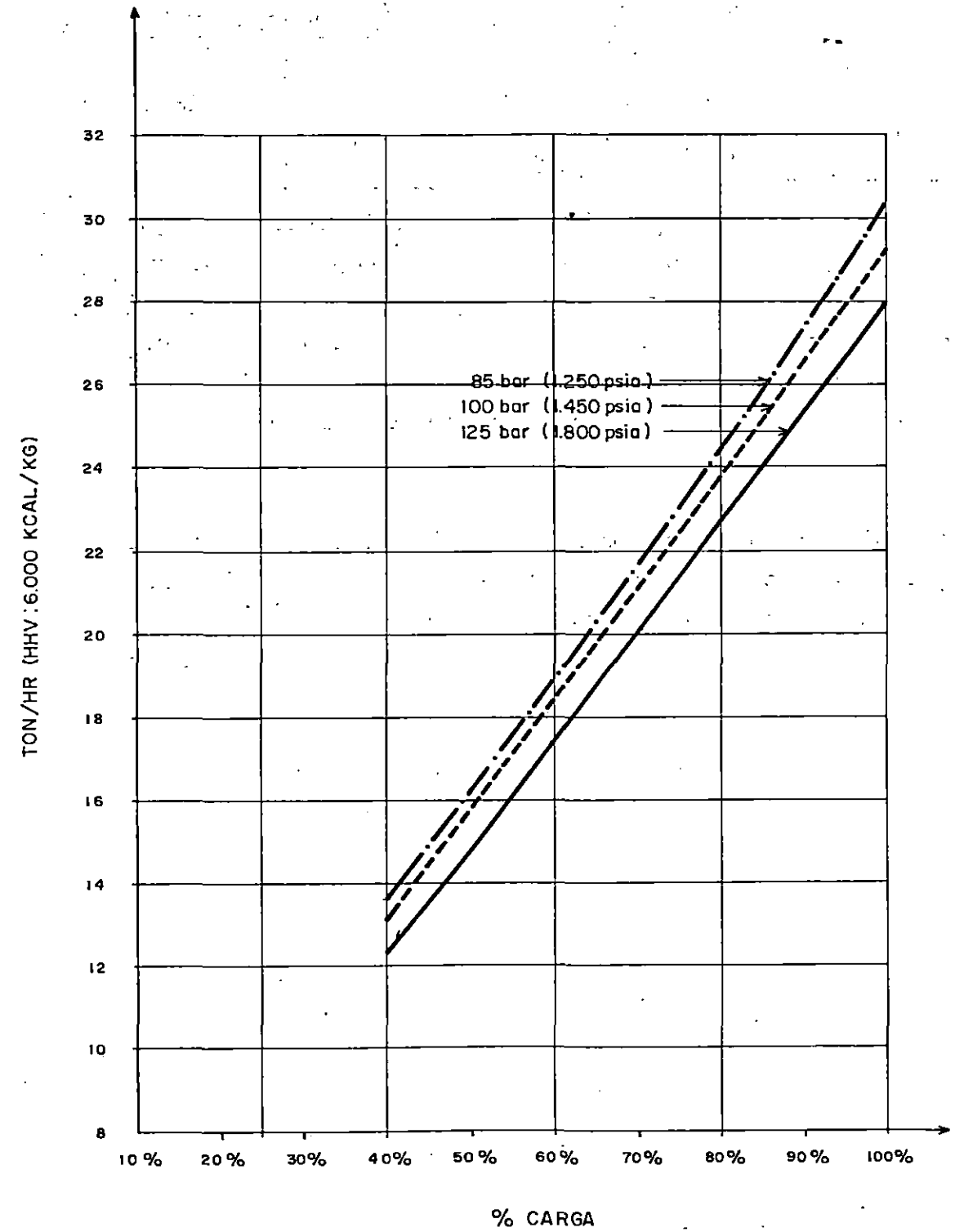


FIGURA III-5

CONSUMO DE CARBON ESTIMADO

66 MW
538°C (1000° F) *
0.8 ata (2.5" HG ABS)



* ESTA TEMPERATURA ES VALIDA SOLO PARA LOS CICLOS A 125 Y 100 BAR
PARA 85 ES DE 950° F.

FIGURA III - 6

4. SISTEMAS MECANICOS DE LA PLANTA

4.1 GENERAL

La planta consistirá de dos unidades turbogeneradoras a vapor, cada una con capacidad para producir una potencia neta continua de 66.000 KW, medida en los bornes de alta tensión del transformador principal.

Cada turbogruppo operará independientemente con su correspondiente generador de vapor, equipo de condensación y sistemas de calentamiento y bombeo de agua de alimentación.

En general, los equipos, sistemas y operación de las dos unidades generadoras serán independientes, excepto aquellos que se indican como comunes o ambas unidades.

4.2 GENERADOR DE VAPOR

La planta comprenderá dos generadores de vapor idénticos, cada uno de las características que se describen a continuación:

El generador de vapor será de tipo colgante, de dos tambores y paredes de tubos soldadas, diseñado para tener circulación natural, tiro balanceado y trabajar a la intemperie.

El generador de vapor se diseñará para una capacidad (capacidad máxima continua) igual al flujo de vapor sobrecalentado, a la presión y temperatura requeridas por la turbina, necesario para que el turbogruppo genere la potencia máxima continua (nominal) cuando el condensador trabaja a 0.08 ata y se emplea un 2% de agua de reposición en el ciclo, más el vapor auxiliar requerido por los sopladores de hollín y demás equipos auxiliares de la planta que lo requieran.

Además, el generador de vapor deberá producir un 5% de vapor sobrecalentado en exceso sobre la capacidad máxima continua (capacidad pico o máxima) durante 4 horas cada 24 horas.

El generador de vapor y sus equipos auxiliares se diseñarán para operar automáticamente desde el 30% de su capacidad nominal hasta su capacidad pico.

El generador de vapor estará equipado con sistemas de combustión para quemar carbón pulverizado como combustible básico, fuel oil No. 6 como combustible alternativo y fuel oil No. 2 como combustible de encendido.

Cuando se emplee fuel oil No. 6 únicamente, el generador de vapor deberá producir continuamente hasta el 60% de su capacidad máxima continua con carbón.

El sistema de ignición trabajará con pilotos de fuel oil No. 2, cumpliendo como mínimo con las normas de la NFPA, con cabinas locales de control de encendido y detección de llama para cada fila de quemadores.

El hogar de la caldera se diseñará de tal forma que la temperatura de los gases que salen del mismo cumpla con los requerimientos de calor del sobrecalentador; será completamente enfriado por agua en sus cuatro lados, el techo y el fondo, construido en su totalidad con paredes de tubos soldados. El fondo será de tipo húmedo para la recolección de las cenizas pesadas. El exterior de la caldera se recubrirá con material aislante y cubierta exterior de lámina de aluminio.

El sobrecalentador será de tipo drenable y estará localizado dentro de la caldera, expuesto al flujo de gases y con los cabezales en el exterior de la misma. La temperatura de vapor a la salida del sobrecalentador podrá ser mantenida constante, automáticamente, dentro de una gama de cargas desde 50% de la capacidad

máxima continua hasta la capacidad máxima, empleando para tal fin únicamente atemperación por atomización de agua.

El economizador podrá ser del tipo individual o doble según requieran las condiciones de caída de presión y espacio para remoción de elementos. Estará localizado por debajo del nivel de agua de la caldera y su diseño será de flujo cruzado y en contracorriente de tal manera que mientras el flujo de agua ascienda, el flujo de gases descienda.

Se utilizará un calentador de aire de tipo rotatorio regenerativo, con una capacidad nominal continua del 100% del flujo de aire a carga máxima de la caldera. La temperatura promedio en su lado frío se mantendrá por encima de la temperatura de rocío del ácido sulfúrico por medio de dos precalentadores de aire a vapor.

Se empleará un precipitador electrostático de capacidad total para la capacidad máxima de la caldera, dispuesto de tal manera que reciba los gases que salen del economizador, y tenga una eficiencia de recolección de la ceniza volante superior al 99% cuando se quema carbón pulverizado. Debajo del precipitador se dispondrán tolvas para la recolección de la ceniza, con capacidad de almacenamiento para 12 horas de operación de la caldera a máxima carga.

Los ductos de gases de combustión y aire serán

de acero al carbón, completos con todas sus juntas de expansión, refuerzos, puertas de acceso, deflectores internos, accesorios y aislamiento.

Se dispondrán tolvas de recolección de cenizas en aquellos puntos a lo largo de los ductos donde pueda deponerse la ceniza (por ejemplo: paso posterior de la caldera, calentador de aire, chimenea, etc), con capacidad suficiente para almacenamiento de la ceniza que se deposite en cada punto particular durante 12 horas de operación del generador de vapor a máxima carga. Las tolvas se fabricarán en acero al carbón y estarán provistas de aislamiento, accesorios de muestreo y aditamentos para evitar atascamiento.

El generador de vapor tendrá dos ventiladores de tiro forzado y dos de tiro inducido, diseñados para trabajar en paralelo y a la intemperie. Cada ventilador tendrá una capacidad nominal continua del 60% de la cantidad de aire o gases que demande o produzca el generador de vapor, quemando carbón pulverizado a máxima carga continua. Cada ventilador irá acoplado directamente a un motor eléctrico de capacidad adecuada y servicio continuo.

Los ventiladores de tiro forzado contarán en su entrada con control de volumen por álabes directrices radiales y llevarán atenuador de ruido;

la descarga de éstos y la entrada y descarga de los ventiladores de tiro inducido tendrán control de volumen por medio de persianas colocadas en los ductos respectivos.

Los gases que salgan de los ventiladores de tiro inducido serán expulsados a la atmósfera a través de una chimenea de concreto de altura suficiente para minimizar la concentración de cenizas y otros contaminantes en los alrededores de la central.

El generador de vapor tendrá un sistema completo de sopladores de hollín, dispuestos de tal manera que las superficies de absorción de calor del hogar, sobre calentador y economizador de la caldera se conserven en un grado de limpieza tal que se garantice la capacidad de evaporación y la temperatura del vapor, manteniéndose la caída de presión en el paso de los gases. El sistema se diseñará para operación en secuencia automática, empleando vapor como medio de soplado y sopladores fijos o retractiles de accionamiento por motor eléctrico donde se requieran.

4.3 TURBINA Y ACCESORIOS

Las turbinas de vapor serán de condensación, de un solo cuerpo, eje único, un solo flujo, con cinco extracciones de vapor para calentamiento regenerativo del condensado principal y agua de alimentación de caldera. Cada turbina estará directamente acoplada a un generador enfriado por hidrógeno, el cual se describe en la parte correspondiente al equipo eléctrico de planta.

Las turbinas serán de un modelo probado satisfactoriamente en operación al menos por cinco años, e incluirá todos los equipos y accesorios que garanticen su operación confiable.

Cada unidad turbogeneradora se diseñará para producir una potencia neta máxima continua de 66.000 KW, a 3.600 RPM, 0.85 factor de potencia, 13.800 voltios y 60 Hz, cuando se suministre suficiente vapor a la entrada de las válvulas de regulación de la turbina en operación, una presión de hidrógeno de 2.1 kg/cm² en el generador, con el condensador a una presión absoluta de 0.1 ata, y en base a un porcentaje del 2% de agua de reposición al ciclo.

El rotor de cada turbina tendrá en sus extremos de alta y baja presión un sistema de laberintos de sello de vapor, con sus dispositivos para regulación automática de la presión de vapor de sello y un condensador para recuperación del vapor de escape. La unidad de condensación del vapor de sello tendrá

una superficie adecuada para condensar todo el vapor de escape de sellos a cualquier carga de la turbina, con el doble de las fugas normales esperadas.

Cada turbogruppo tendrá un sistema de aceite para lubricación y mando, el cual constará de una bomba principal directamente acoplada al eje de la turbina, para operación normal; dos bombas auxiliares movidas por motores de corriente alterna, para soporte y operación durante arranque y parada; y una bomba de emergencia movida por motor de corriente continua, para lubricación de cojinetes únicamente. El sistema de lubricación estará dotado de enfriadores gemelos, cada uno con capacidad para enfriar todo el aceite de lubricación y mando del turbogruppo; también incluirá un equipo de acondicionamiento total del aceite lubricante, común a ambos turbogruppos.

Un virador, accionado por turbina hidráulica o por moto-reductor de corriente alterna, moverá el rotor de la turbina lentamente antes de arrancar y después de que la turbina sea sacada de servicio, para prevenir la distorsión térmica del rotor.

Un sistema de regulación electro-hidráulico controlará la admisión de vapor a la turbina, accionando las válvulas de control. Bajo condiciones normales, la carga de la turbina se controlará por el regulador de velocidad, y en caso de desconexión total de la carga un sistema de seguridad accionará las válvulas de control y de cierre rápido en la admisión de vapor a la turbina y en las extracciones. La veloci-

dad de operación podrá ser corregida manualmente. Para arranque y parada del turbogruppo, así como para control de sobrepresiones durante ellas o con cambios bruscos de la carga, se proveerá un sistema automático de "by pass" que permitirá desviar el vapor vivo de salida del sobrecalentador, sin pasar por la turbina, reduciendo su presión y temperatura para descargarlo directamente al condensador.

Se incluirá todo el control y la instrumentación necesaria para el óptimo funcionamiento y apropiada supervisión del turbogruppo durante el arranque, la operación normal o de emergencia y la parada.

4.4 EQUIPO DE CONDENSACION Y AGUA DE ALIMENTACION

La descripción que sigue se aplica a cada uno de los dos sistemas idénticos de condensación y agua de alimentación que forman parte de la central.

4.4.1 Condensador de la Turbina.

La descarga de vapor de la turbina irá a un condensador de superficie de doble paso de agua de enfriamiento, con desaireador, depósito caliente, sección de entrada de vapor con junta de expansión de acero inoxidable para conectar con la salida de la turbina, y equipo de remoción de aire tanto para el casco como para las cajas de agua delanteras.

El cuerpo del condensador estará dividido en dos partes, de tal manera que mientras se limpia una mitad la otra pueda estar en funcionamiento; el interior de las cajas de agua se recubrirá con neopreno. Los tubos del condensador serán de latón Admiralty y las placas tubulares de metal Munts.

La velocidad del agua dentro de los tubos no excederá de 2 metros por segundo.

4.4.2 Bombas de Condensado.

Para el manejo del condensado principal desde el pozo caliente del condensador, a través de los calentadores de baja presión, hasta el desaireador, se utilizarán dos bombas verticales idénticas, de plena capacidad cada una, insta-

ladas en paralelo, accionadas por motor eléctrico y dotadas con todos los accesorios requeridos para su correcta operación.

Cada bomba de condensado principal tendrá una capacidad nominal del 110% del flujo de condensado de la unidad a su capacidad máxima continua, con un margen del 21% sobre las pérdidas de cabeza variables. La cabeza a válvula de descarga cerrada será por lo menos un 15% superior a la cabeza nominal.

Cuando se presente alto nivel en el pozo caliente del condensador, la segunda bomba entrará automáticamente en operación paralela con la primera.

4.4.3 Desaireador

El desaireador constará de una sección calentadora por contacto directo, soportada sobre la parte superior de un tanque horizontal de almacenamiento de agua de alimentación de caldera.

El desaireador tendrá capacidad suficiente para remover, sin inyección de hidrazina, el oxígeno y gases disueltos en el condensado principal hasta un contenido de 0.005 gramos/litro, con el caudal total de agua de alimentación requerido por el generador de vapor a máxima carga.

La capacidad del tanque de almacenamiento será para no menos de 6 minutos de operación a carga máxima continua del generador de vapor, con el nivel a las 2/3 partes de su volumen.

El cuerpo y las cabezas serán en lámina de acero al carbón, y las partes internas en acero inoxidable, con accesorios del mismo material o de metal no ferroso resistentes a la corrosión.

4.4.4 Bombas de agua de alimentación de caldera.

Se utilizarán tres bombas idénticas, instaladas en paralelo, para alimentar con agua la caldera a través de los calentadores de alta presión, succionando del tanque de almacenamiento del desaireador.

Cada bomba tendrá una capacidad nominal del 60% del flujo de agua de alimentación, a la temperatura correspondiente a la presión del desaireador, requerido por la caldera a su capacidad máxima continua. La cabeza de las bombas a capacidad nominal incluirá un margen del 21% sobre las pérdidas variables de cabeza al flujo nominal de la caldera. La cabeza a válvula de descarga cerrada será 15% a 20% superior a la cabeza nominal.

Las bombas serán de tipo barril o de carcasa verticalmente dividida, horizontales, centrífugas y de etapas múltiples, accionadas direc-

tamente por motor eléctrico, con todos los accesorios e instrumentos requeridos para su adecuada operación.

Las carcasas de las bombas de agua de alimentación serán en acero resistente a la erosión y a la corrosión, aisladas térmicamente y provistas de cubierta exterior.

Las bombas de agua de alimentación estarán provistas de un sistema completo de aceite lubricante a presión. Las bombas deberán soportar los cambios bruscos de temperatura provenientes de los cambios de carga y estar dotadas de un sistema de calentamiento con agua para permitir un arranque inmediato de las bombas que se encuentren en reserva.

4.4.5 Equipo de calentamiento de agua de alimentación

El equipo de calentamiento de agua de alimentación constará de cuatro (4) calentadores de casco y tubos, dos (2) de baja presión y dos (2) de alta presión.

Alternativamente, se emplearán tres (3) calentadores de baja presión y uno (1) de alta presión.

Cuatro de las cinco extracciones de la turbina irán a los calentadores cerrados y la restante irá al desaireador.

Los calentadores serán del tipo cerrado, de cas-

co y tubos en U. La capacidad de cada uno será la requerida para calentar el agua de alimentación de la caldera correspondiente a la máxima capacidad de la unidad, con los diferenciales terminales de temperatura y caída de presión a través de ellos que se establezcan para el ciclo.

Cada calentador estará provisto de soportes tipo silla, conexiones y accesorios, incluyendo válvulas de seguridad y/o alivio, orificios de venteo y niveles visuales con válvulas de bloqueo.

El diseño de los calentadores será tal que el haz tubular pueda removerse del cuerpo o el cuerpo del haz tubular. Los cascos serán de acero al carbón y los tubos de material cobre-níquel 70-30 para los de alta presión y cobre-níquel 90-10 para los de baja presión. El protector del haz tubular será de acero inoxidable tipo 304.

Se incluirán en este suministro los tanques, bombas, agitadores, tuberías, válvulas, etc, necesarios para la dosificación de hidrazina y fosfato trisódico a los sistemas de condensado y de agua de alimentación del ciclo de cada unidad.

4.5 SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION

4.5.1 General

La central tendrá un sistema de agua de circulación para enfriamiento de los condensadores y de los demás sistemas de la planta que requieran enfriamiento (vgr. circuito cerrado de enfriamiento secundario, etc). El sistema operará en circuito abierto, tomando agua del río Zulia y descargando al mismo, aguas abajo de la bocatoma.

El sistema constará de una estructura de bocatoma, localizada directamente sobre la margen derecha del río y provista de equipo de limpieza mecánica del agua y de tres bombas verticales de toma, para subir el agua al nivel del lote de la planta y alimentar el desarenador. El agua se conducirá por canal desde la salida del desarenador hasta los pozos de bombas de circulación, desde donde se bombeará el agua requerida para el enfriamiento de los condensadores y demás equipo.

La figura III-7 presenta el esquema del sistema luego del desarenador.

4.5.2 Equipo de limpieza mecánica.

En la estructura de bocatoma (la que se describe en las secciones correspondientes a obra civil) se colocarán tres rejillas de barras fijas con sus rastrillos de limpieza y tres tamices rotatorios con sus correspondientes bombas de lavado.

Rejas de barras

Se colocarán tres rejas de barras en la captación de agua del río Zulia, una para el cárcamo de toma de cada bomba elevadora de agua, de manera que impidan el paso de desechos grandes que puedan entorpecer el funcionamiento de las bombas de toma. Cada reja tendrá un rastrillo accionado por motor eléctrico para remover los desechos ahí depositados.

Tamices rotatorios

Tras de cada una de las rejas de barras se colocarán un tamiz rotatorio, para impedir el paso de basuras y materiales que no hayan sido detenidos por las barras y que puedan entorpecer la operación de las bombas de toma. Cada tamiz tendrá capacidad para el máximo flujo de agua de enfriamiento requerido por una unidad turbogeneradora completa. Los tamices serán accionados por motor eléctrico y podrán ser aislados para mantenimiento por medio de compuertas colocadas antes de cada uno.

Cada tamiz contará con rociadores de agua para su limpieza, alimentados por medio de su propia bomba de tipo vertical.

El sistema de movimiento de los tamices y los rociadores para limpieza serán operados automáticamente para garantizar un óptimo funcionamiento del sistema de limpieza.

4.5.3 Bombas para la toma de agua

Se utilizará un sistema de bombeo de agua que sea adecuado para elevar el agua desde el nivel del río hasta el nivel de los desarenadores.

Cada bomba tomará agua de un pozo, construido a continuación de cada tamiz rotatorio. Las bombas se construirán en hierro fundido y de acero, de gran resistencia a la erosión producida por el alto contenido de arena en el agua del río, y serán movidas por motor eléctrico montado directamente sobre el extremo superior de las mismas.

4.5.4 Grua para la estructura de bocatoma.

La estructura de bocatoma estará provista de un puente-grúa, de capacidad y alcance adecuados para dar mantenimiento a todo el equipo instalado en la estructura de bocatoma, con mecanismos de traslación, desplazamiento del carro y levante rápido y lento del gancho por motoreductores eléctricos, operados por una botonera desde el nivel del piso.

4.5.5 Desarenador

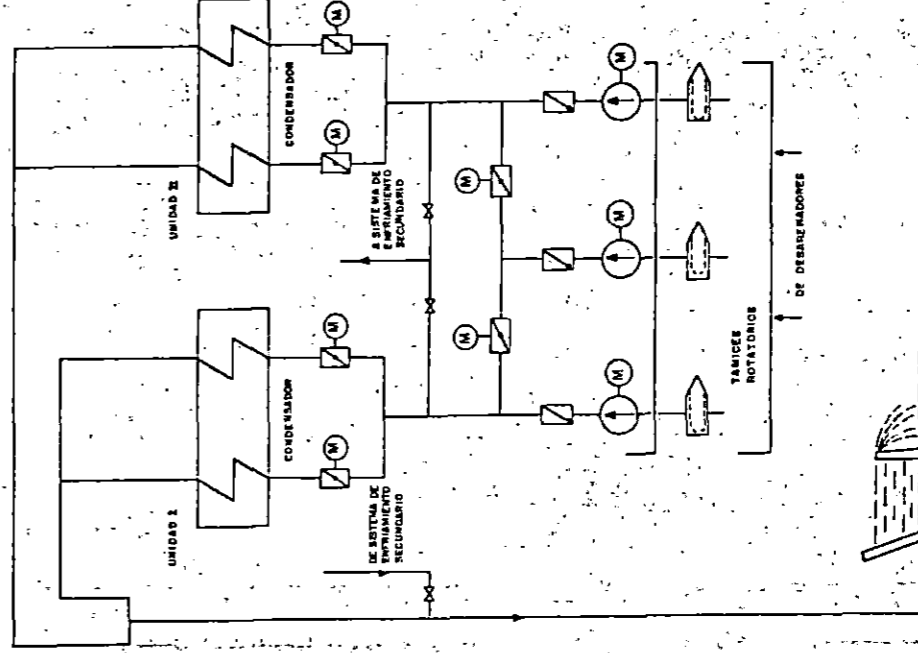
Se construirá un desarenador para decantar y separar la arena del agua de circulación, con capacidad para el 100% del flujo máximo de agua de circulación requerido por las dos unidades. El desarenador tendrá las características descritas en la sección de obra civil y se lim-


piará descargando a través de compuertas colocadas en su parte inferior.

El agua desarenada será conducida hasta los pozos de las bombas de agua de circulación de la Casa de Máquinas por canal abierto y/o tubería a presión atmosférica.

piará descargando a través de compuertas colocadas en su parte inferior.

El agua desarenada será conducida hasta los pozos de las bombas de agua de circulación de la Casa de Máquinas por canal abierto y/o tubería a presión atmosférica.




INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
 CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER

PROYECTO TERMOTASAJERO

SISTEMA DE AGUA DE CIRCULACION

ESCALA: 1:100
 FECHA: 12/79
 SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.
 APROBADO: S.C.-D.P.
 FID-7

PILETA DE EFECTO BION

4.6 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO Y MANEJO DE COMBUSTIBLE.

4.6.1 Sistema de almacenamiento y manejo de carbón Bituminoso.

El esquema de este sistema se presenta en la figura III-8. El equipo para manejo de carbón bituminoso proveniente del patio de almacenamiento de la planta será diseñado para que el flujo de carbón se efectúe automáticamente por medios mecánicos, desde la zona de apilamiento o de descargue hasta las tolvas de almacenamiento de carbón triturado de las calderas, con posibilidad de controlar manualmente dicho flujo.

La zona de apilamiento tendrá capacidad para 90 días de consumo de carbón a plena carga de las dos unidades turbogeneradoras, y se localizará a la intemperie dentro del lote de la planta. Una rampa de 10 grados aproximadamente hacia el área de apilamiento será prevista para la entrada de los camiones, que volcarán combustible de ser posible directamente en una tolva inferior de recibo de carbón, localizada a nivel del piso y en uno de los extremos de apilamiento, la cual alimentará la banda que conduce el carbón a los trituradores.

Cuando las tolvas superiores de carbón tritu-

rado de las calderas se encuentren a su nivel máximo, el sistema de bandas de alimentación de carbón a las mismas se pondrá fuera de servicio y los camiones depositarán el carbón directamente sobre la pila de almacenamiento para su posterior uso. Un buldozer se encargará de distribuir y compactar el carbón en la pila, de acuerdo con los requerimientos necesarios para su correcto almacenamiento y apilado, y suministrará carbón de la pila a la tolva inferior de recibo.

El área requerida para el almacenamiento será dos y media hectáreas aproximadamente y tendrá la forma de un cuadrante de círculo de 150 metros de radio, aproximadamente.

Se colocará una reja clasificadora en la parte inferior de entrada a la tolva de recibo, para no dejar entrar al sistema de bandas carbón de tamaño mayor de 150 mm.

A la salida de la tolva inferior de recibo existirá un dosificador alimentador, del tipo vibratorio electromagnético, que suministrará carbón a una banda transportadora de aproximadamente 220 ton/hora de capacidad, que conducirá el carbón a los trituradores y de allí a las tolvas superiores de almacenamiento de las calderas. Con esta capacidad, todo el sistema de alimentación de carbón funcionará solamente alrededor de 6 a 8 horas diarias, con las dos u-

nidades generadoras en operación. Para una ampliación posterior de la planta, podrá optarse por trabajar un mayor número de horas al día el sistema, por aumentar la velocidad de las bandas del mismo o por una combinación de estas alternativas.

De la tolva de recibo se conducirá el carbón, por medio de una banda transportadora, a dos de tres trituradores de rodillos dobles, con capacidad para 100 ton/hr cada uno, que reducirán el tamaño del carbón a 25 mm como máximo, para que éste sea llevado por banda transportadora a las tolvas superiores de almacenamiento de carbón triturado de las calderas. El tercer triturador se mantendrá en reserva.

A la entrada de cada triturador existirá una criba vibratoria que clasificará el carbón de tal manera que las partículas de tamaño menor de 25 mm no entren al triturador, sino que pasen directamente a la banda que lleva el carbón a las tolvas superiores de almacenamiento.

El sistema de bandas transportadoras tendrá separadores magnéticos en diversos puntos, así como a la entrada de los trituradores. Todas las bandas que vayan a la intemperie llevarán una cubierta para evitar que el viento arrastre los finos del carbón, además de pasarelas a todo lo largo de las mismas para facilitar la supervisión y el mantenimiento.

Las tolvas superiores de carbón triturado de las calderas tendrán una capacidad de almacenamiento de por lo menos 24 horas del consumo de carbón a máxima carga continua de la planta, ó sea de aproximadamente 1.500 ton para las dos unidades de 66 MW.

El llenado de estas tolvas se efecturá por medio de una banda reversible móvil con accionamiento eléctrico, que se desplazará sobre carriles por la parte superior de las tolvas.

Las tolvas se localizarán directamente encima de los equipos de pulverización, lo más lejos posible de los ductos de aire caliente y gases, de las líneas de vapor u otras fuentes de calor. Se diseñarán y proveerán con los accesorios requeridos para evitar el atascamiento del carbón en las zonas de cambio de dirección, además de puertas y ductos de emergencia para poder descargar rápidamente el carbón almacenado en caso de incendio. Se dispondrá en cada tolva de un sistema de prevención de incendios además de una válvula de compuerta a la salida para aislar cada tolva del sistema de pulverización.

El carbón triturado será enviado por gravedad de las tolvas superiores a alimentadores tipo gravimétrico del sistema de pulverización, para luego entrar a los pulverizadores verticales del tipo de pista y bolas, los cuales dismi-

nuirán el tamaño de las partículas de carbón para que el 70% del peso del mismo pase por una malla 200.

La capacidad nominal de los pulverizadores será de aproximadamente 30 ton/hr por generador de vapor.

Cada generador de vapor tendrá cuatro pulverizadores, uno en reserva, de tal capacidad que tres de ellos puedan suministrar la cantidad de carbón necesaria para operar la caldera a su capacidad máxima. Cada pulverizador alimentará una fila de quemadores.

Una corriente de aire caliente, tomada de la caja de aire de la caldera o de un ducto de aire, se pasará a través de los pulverizadores para secar y transportar el carbón pulverizado al sistema de quemadores de la caldera. La temperatura de la mezcla carbón-aire será controlada por medio de un sistema de atemperación con aire frío. La conducción de la mezcla carbón-aire primario a los quemadores se hará por medio de tuberías fabricadas en acero al carbón, dimensionadas de tal manera que el carbón pulverizado sea llevado como un fluido a las velocidades recomendadas para tal fin.

Los pulverizadores serán controlados automáticamente para regular la relación aire-combustible y la temperatura de salida de la mezcla

del pulverizador. La carga del combustible inyectado, y por lo tanto el número de quemadores en uso, cambiará de acuerdo a los cambios en la carga del generador de vapor.

Se dispondrá de equipo de toma de muestras de carbón pulverizado en las líneas de conducción a los quemadores.

4.6.2 Sistema de almacenamiento y manejo de aceite pesado (Fuel Oil No. 6)

Se empleará fuel oil No. 6 para mantener una combustión estable en las calderas a baja carga o cuando se emplee carbón muy húmedo, así como durante el encendido de la caldera. Un tanque metálico de almacenamiento de fuel oil No. 6 vertical y de techo cónico, con capacidad para 3.000 m3, será localizado cerca de la entrada de la planta, como reserva de combustible para los casos mencionados arriba y para mantener la planta en operación a carga reducida (hasta el 60%) cuando se presenten emergencias cortas en el sistema de manejo y encendido del carbón.

Dos bombas de llenado, de 15 litros/seg de capacidad cada una, serán las encargadas de trasladar el combustible desde los carrotanques hasta el tanque de almacenamiento.

Otras dos bombas se encargarán de transferir el combustible hasta un tanque diario de fuel oil No. 6 con capacidad para 400 m3 localizado

cerca de la Casa de Máquinas de la Planta.

El aceite pesado se enviará del tanque diario a los quemadores de las calderas por medio de 3 bombas de capacidad total, una por caldera y una en reserva, pasando a través de 3 calentadores que operen en paralelo, uno por caldera y el tercero de reserva.

El sistema contará con filtros duplex, tubería y los controles requeridos para una operación confiable y segura del mismo.

4.6.3 Sistema de almacenamiento y manejo de aceite liviano

El encendido de los quemadores de las calderas se efectuará por medio de antorchas de Fuel Oil No. 2, el cual será transportado al lugar de la planta en carrotanques.

El sistema de manejo de fuel oil No. 2 constará de dos bombas de recibo, de 200 G.P.M. de capacidad cada una aproximadamente, accionadas por motor eléctrico, las cuales se encargarán de descargar el combustible de los carrotanques hacia el tanque de almacenamiento respectivo, de 300 m3 de capacidad. De este tanque se tomará el aceite liviano para el arranque de las calderas, y para el suministro a los tanques locales de los motores Diesel del generador de emergencia y de las bombas contra-incendio, por medio de tres bombas de desplazamiento positivo o centrífugas, accionadas por motores

eléctricos, con filtros duplex en la succión, capaces cada una de enviar suficiente aceite liviano a una caldera para el encendido de una o de todas las antorchas de ignición de los quemadores de la misma. Con todas las antorchas de encendido en operación se podrá mantener un 10% de la máxima carga de la caldera. Una de estas bombas permanecerá en reserva.

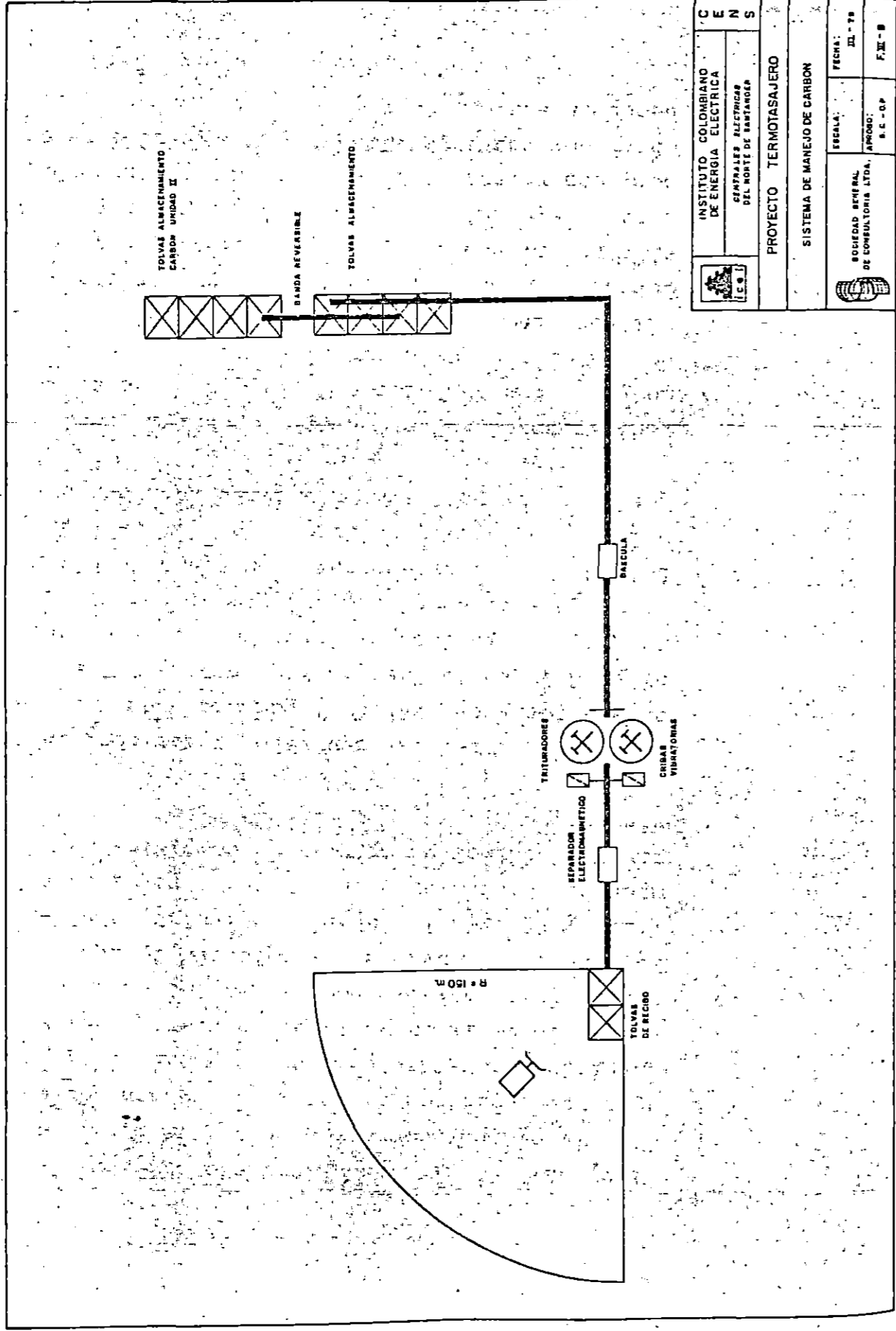
Tanto los tanques como las bombas tendrán todos los accesorios y controles necesarios para su correcto funcionamiento y operación. La instrumentación y controles serán duplicados para accionamiento local y desde la Sala de Mando.

4.7 SISTEMA DE MANEJO Y DISPOSICION DE CENIZAS

El sistema de remoción y manejo de cenizas incluirá un sistema mecánico de cadena rotatoria de paletas de arrastre para la remoción de la escoria y cenizas del pozo húmedo del fondo del hogar de las calderas, y un sistema neumático presurizado seco para la remoción y manejo de las cenizas volantes provenientes del economizador, pasos posteriores de gases, precipitador electrostático, y precalentador de aire de cada caldera.

La escoria y cenizas pesadas removidas por la cadena de paletas de arrastre del fondo del hogar se conducirán, por medio de un sistema de transportadores, a un silo de concreto con capacidad para almacenar la ceniza pesada producida por las 2 calderas durante 36 horas de funcionamiento de las mismas, a su máxima capacidad continua. Este silo dispondrá de descargadores mecánicos de tornillo sinfín para la descarga de la ceniza directamente a los camiones encargados de llevarla al patio de ceniza localizado cerca al área de la planta.

Las cenizas volantes removidas por el sistema neumático presurizado se conducirán por medio de un sistema de tuberías de acero a un silo de concreto, hermético al polvo y diferente del de la ceniza pesada, con capacidad para almacenar la ceniza recolectada en el economizador, pasos posteriores, pre-



	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	E
PROYECTO TERMOTASAJERO		N
SISTEMA DE MANEJO DE CARBON		S
SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA. AMBOS: S.E.-O.P.		ESCALA: III-79 FECHA: F.II-B

Este sistema de manejo de carbón está diseñado para operar de manera continua y eficiente, asegurando el suministro constante de combustible para las centrales eléctricas del norte de Santander. El proceso comienza en la tolva de almacenamiento de la Unidad II, donde el carbón es transportado por una banda reversible a las tolvas de almacenamiento intermedias. Desde allí, el material avanza a través de una bacula, un separador electromagnético para eliminar impurezas, y luego por trituradores y cribas vibratorias para lograr el tamaño de partícula requerido. Finalmente, el carbón es recibido en la tolva de recepción, ubicada dentro de un área circular de 150 metros de radio.

El diseño de este sistema tiene en cuenta los requisitos de seguridad y mantenimiento, incorporando elementos como trampas de carbón y dispositivos de emergencia. La capacidad de procesamiento está dimensionada para satisfacer la demanda máxima de las plantas generadoras. Además, se han previsto puntos de inspección y acceso para facilitar el control de calidad y el mantenimiento preventivo de los equipos. La implementación de este sistema contribuirá significativamente a la optimización de los costos operativos y al aumento de la disponibilidad de las unidades generadoras.

Los datos técnicos y las especificaciones de los equipos utilizados en este proyecto se detallan en los planos adjuntos y en el manual de operación correspondiente. Se recomienda seguir estrictamente las instrucciones de seguridad durante la instalación y el funcionamiento del sistema. El personal encargado debe recibir una capacitación adecuada antes de proceder con cualquier actividad de mantenimiento o operación. La correcta configuración y calibración de los sensores y actuadores es fundamental para el correcto funcionamiento del sistema de control.

Este documento constituye un producto intelectual de la Sociedad General de Consultoría Ltda. y está protegido por derechos de autor. Toda reproducción o uso no autorizado sin el consentimiento escrito de la consultora será considerado una infracción de los derechos reservados. Se permite la consulta y el uso de esta información para fines relacionados con el proyecto, siempre y cuando se cite adecuadamente a la consultora como fuente de la información.

El sistema de aire acondicionado constará de dos (2) equipos compactos de enfriamiento de agua por expansión directa, con condensadores enfriados por agua, cada uno con capacidad para el 60% de la carga total de refrigeración del sistema, dos (2) bombas gemelas en paralelo, una en reserva, de circulación de agua fría, y de toda la tubería, válvulas, aislamientos, controles e instrumentos requeridos para el control y supervisión completos del sistema.

Dos acondicionadores centrales idénticos, interconectados y del 60% de capacidad cada uno, se dispondrán en la Casa de Máquinas de tal manera que, aún en caso de falla de uno de ellos, se asegure el acondicionamiento de aire de la Sala de Mando, aunque haya necesidad de disminuir el suministro de aire frío a otros recintos servidos por estos mismos acondicionadores.

Cada acondicionador central se suministrará completo con sus ductos de toma de aire fresco, retorno y suministro, cámara de mezcla, filtros finos, serpentines de agua fría con aletas, eliminadores de humedad, calentadores eléctricos, ventiladores, compuertas, rejillas, difusores, aislamiento térmico, barrera de vapor, controles, reguladores e instrumentación, más todos aquellos accesorios requeridos para hacer un sistema completo.

Pasa hoja 57

de hidrógeno del generador, los de aceite de lubricación y sello del turbogenerador, los de aceite del transformadores principal (si se requiere), las bombas de vacío, el enfriador de aire de la excitatriz, los de toma muestras, los condensadores de los enfriadores de agua del sistema de aire acondicionado, etc.

Se incluirán en este sistema todas las tuberías, válvulas, controles e instrumentos requeridos para asegurar y verificar el correcto enfriamiento de los equipos incluidos en este sistema. La figura III-11 ilustra este sistema.

4.8.4 Sistema y equipos de aire acondicionado y ventilación mecánica.

Se proveerán equipos centrales de acondicionamiento de aire para las áreas de oficinas, sala de mando, taller de instrumentos, laboratorio químico, equipo de comunicaciones y demás áreas que lo requieran de la Casa de Maquinas de la Central, así como para el Edificio de Administración y el Casino de la Planta. Se dispondrá de equipos individuales, de expansión directa o con serpentín de agua fría, según la conveniencia en cada caso, para las oficinas del Taller y Almacén, así como para el equipo eléctrico y de control de las plantas de tratamiento de agua y de hidrógeno que lo requiera.

Pasa pag. 59

pleto de cloración para la producción de agua potable para el consumo del personal de la planta, sistema que incluirá todos los tanques, bombas, tuberías, válvulas, controles y accesorios requeridos.

4.8.2 Sistema cerrado de agua de enfriamiento.

Este sistema constará de tres (3) bombas centrífugas, cada una de capacidad igual al flujo de agua de enfriamiento de una unidad, instaladas en paralelo y accionadas por motores eléctricos; tres (3) intercambiadores de calor agua/agua de casco y tubos, uno en reserva; un (1) tanque elevado para refrigeración de emergencia de los equipos que lo requieran en caso de falla momentánea no mayor a media hora de las bombas y de toda la tubería, válvulas, controles e instrumentos para asegurar el correcto enfriamiento de todos los cojinetes y enfriadores de aquellos equipos como bombas de agua de alimentación, compresores, ventiladores de las calderas, precalentadores de aire, planta de hidrógeno, etc.

4.8.3 Sistema abierto de enfriamiento secundario.

Este sistema enfriará con agua tomada de las tuberías principales de agua de circulación, directamente y/o a través de bombas elevadoras de calor tales como los agua/agua del sistema cerrado de enfriamiento, los enfriadores

Pasa pag. 53

bombas de extracción de agua del desgasificador, una de reserva, los eyectores del desgasificador y todos los demás equipos y accesorios para hacer una planta completa.

Se proveerán tanques horizontales para el almacenamiento de ácido y de sosa cáustica, con bombas y accesorios completos para el descargue de químicos líquidos de carrotanques y para la preparación y mezcla de los mismos para su uso en la regeneración de las resinas de los intercambiadores, incluyendo los equipos y tuberías de dilución de sosa cáustica sólida.

Además, se proveerá toda la tubería de interconexión, controles, válvulas e instrumentos necesarios para un correcto funcionamiento, automático o manual, de la planta completa.

El agua desmineralizada se almacenará en un tanque metálico de 400 m³ de capacidad, común a ambas unidades, y del cual succionarán las bombas de agua de reposición al ciclo de cada unidad.

El agua de lavado y enjuague de los filtros de arena y de los intercambiadores será enviada a un pozo de neutralización, antes de su descarga al río.

A la descarga de los filtros de carbón activado se tomará agua para alimentar un equipo com-

Pasa pag. 54

enfriamiento, agua potable, sellos de caldera, aire acondicionador, sistemas de disposición de cenizas, etc.

La capacidad de la sección de desmineralización será igual al 3% en peso de la producción máxima horaria de vapor vivo y vapor de auxiliares, de las dos calderas, incluyendo el vapor de los sopladores, más los consumos de agua desmineralizada de la planta de hidrógeno y cualesquiera otro de los mencionados o no anteriormente de agua filtrada que, al hacer el diseño detallado de la planta, requieran una reposición de agua desmineralizada. Esta capacidad se calculará en base a un funcionamiento de esta sección de diez y seis (16) horas diarias con dos de los tres trenes en operación.

Del tanque de agua filtrada de 1.000 m3 succionarán tres (3) bombas, una en reserva, para alimentar la sección de desmineralización, la cual constará de tres (3) trenes idénticos paralelos, uno de los cuales se mantendrá, alternadamente, en reserva o en regeneración.

Cada tren desmineralizador constará de un filtro de carbón activado, uno o más intercambiadores de cationes, un desgasificador común a los trenes, uno o más intercambiadores de aniones, y un intercambiador de lecho mixto.

La sección desmineralizadora incluirá tres (3)

Pasa pag. 55

4.8 SISTEMAS COMPLEMENTARIOS

4.8.1 Planta de tratamiento de agua.

La planta de tratamiento de agua consistirá de una sección de pretratamiento y de una sección de desmineralización total alimentada por la primera, en la forma que ilustra la figura III-9

El agua cruda será tomada directamente del pozo de las bombas de agua de circulación por medio de dos bombas verticales (una en reserva) que enviarán el agua a la sección de pretratamiento.

Esta sección constará de un floculador de tipo cónico cilíndrico, con bombas duplicadas de dosificación de químicos, tres (3) bombas de agua clara (una en reserva) y tres filtros de arena (uno en reserva), a la salida de los cuales se conducirá el agua a un tanque metálico de agua filtrada con capacidad para 1.000 m3, de los cuales 600 m3 quedarán como reserva mínima para casos de incendio. Se incluirán también las bombas y sopladores requeridos para el lavado en contraflujo de los filtros de arena.

La capacidad de la sección de pretratamiento, con dos de los tres trenes en operación, será la requerida para alimentar la sección completa de desmineralización, más los gastos de agua filtrada requeridos por la planta para suplir los consumos de los sistemas cerrado de

Pasa pag. 56

precipitadores electrostáticos y precalentadores de aire de las calderas durante 36 horas de operación de las mismas a su capacidad máxima continua. Este silo tendrá un venteo que descargará al lado de entrada de los precipitadores electrostáticos, y acondicionadores-humectadores de ceniza para la descarga de esta directamente a los camiones que la llevarán al patio de ceniza cercano a la planta.

Las tolvas de ceniza seca, localizadas en los puntos o equipos citados anteriormente, tendrán capacidad para almacenar la ceniza recolectada en cada uno de ellos durante doce horas de operación de la caldera respectiva a su carga máxima continua.

La capacidad de la cadena rotatoria de paletas de arrastre del pozo húmedo del fondo de las calderas se diseñará para remover la ceniza y escoria de este punto operando quince (15) minutos cada hora. La capacidad del sistema neumático presurizado para la remoción y manejo de la ceniza volante se diseñará para operar en forma intermitente durante 12 horas al día.

El control de los sistemas de remoción y manejo de cenizas se diseñará para operar tales sistemas en forma automática o manual, tanto localmente como desde la sala de mando de la planta, excepto para los descargadores y acondicionadores para cargue de ceniza en camiones que tendrán solo control local.

Se suministrarán sistemas de ventilación mecánica para las salas no acondicionadas de la Casa de Máquinas, del Taller de mantenimiento, del Almacén de repuestos, de la Casa de Tratamiento de agua, de la planta de Hidrógeno y del Casino de la Planta.

Las condiciones ambientales interiores en las áreas acondicionadas serán de 22°C bulbo seco y 50% de humedad relativa. Para los sistemas de ventilación, la máxima diferencia entre las temperaturas exterior e interior será de 10°C.

Los sistemas de aire acondicionado y ventilación mecánica se diseñarán de acuerdo a las normas de la ASHRAE.

Cada sistema incluirá todas las válvulas, tuberías, ventiladores, bombas, motores, accesorios, instrumentos y controles requeridos para su óptimo funcionamiento.

La figura III-12 ilustra este sistema.

4.8.5 Sistema de aire comprimido

Tal como se ilustra en la figura III-13, el sistema de aire comprimido constará de tres compresores rotatorios de desplazamiento positivo, idénticos, cada uno con capacidad para suministrar el aire de servicio y el aire seco y libre de aceite para instrumentación (si fuere necesario) requerido por una Unidad de la Planta, accionados por motores eléctricos y provis-

tos con todos los accesorios e instrumentación requerida para su óptimo funcionamiento y supervisión.

Cada compresor tendrá filtro de entrada y silenciador, enfriador intermedio y de salida de aire, tanque recibidor, secador frigorífico de aire, en caso de requerirse aire para instrumentación; controles duales, instrumentación completa y válvulas operadas automáticamente con solenoide. La capacidad de cada tanque recibidor será tal que, estando lleno a la presión media entre los valores de arranque y parada del compresor respectivo, pueda mantener al menos durante diez minutos, sin arranque del compresor, el consumo requerido por toda la instrumentación y control neumático de una Unidad de la Central.

La unidad de compresor y motor tendrá un sistema de lubricación forzada por aceite con sus enfriadores respectivos, provisto de una bomba auxiliar para aceite de lubricación accionada por motor eléctrico.

Los compresores tendrán arranque manual. Después del arranque, el control de los compresores será completamente automático. El panel de control de ellos se colocará cerca a los mismos e incluirá todos los controles, instrumentos y anuncidores que se requieran para su completa supervisión y mando.

4.8.6 Sistema para extinción de incendios.

La planta dispondrá de salidas fácilmente accesibles y equipos contra fuego claramente señalados por colores, señales y luces.

El sistema principal consistirá de una red completa de tuberías de agua cruda a alta presión para cubrir las áreas de casa de máquinas, calderas, subestación, tanques de combustible y demás edificios, con hidrantes y cajas de mangueras colocadas a distancias no mayores de las recomendadas por las normas de la NFPA. Se incluirá un sistema automático de rociadores de agua para extinción de incendios en los transformadores principal y de auxiliares. Un equipo hidroneumático mantendrá la presión de agua en las líneas del sistema.

Se dispondrá además, de hidrantes localizados a no más de 80 metros entre si para proteger el patio de almacenamiento de carbón en caso de incendio del combustible. Para protección de las tolvas de almacenamiento de carbón triturado, se preverá un sistema de bióxido de carbono con conexiones localizadas en el fondo de las tolvas, y un sistema de toberas de agua en la parte superior para inundarlas rápidamente en caso de incendio. Todo el sistema contra incendios se diseñará de acuerdo a las especificaciones de la NFPA y el "National Board of Fire Under Writers".

Tres bombas centrífugas instaladas en paralelo se encargarán de alimentar el sistema contra incendio de la planta: dos bombas principales idénticas y una bomba complementaria de menor capacidad para mantener la presión del sistema cuando el gasto es pequeño.

Una bomba principal será accionada por motor eléctrico y la otra por motor Diesel.

Cada bomba principal tendrá una capacidad de 400 metros cúbicos por hora a una presión de 7 Kg/cm2 medida en la salida más alta de la planta cuando 6 mangueras están en operación. El motor Diesel será de 4 tiempos, de 3.600 RPM, refrigerado por aire y con arranque por motor eléctrico con batería y cargador de 12 voltios. Su lubricación se efectuará por medio de una bomba interna la cual enviará el aceite a presión al motor a través de un intercambiador de calor agua/aceite.

Tanto las bombas como los motores tendrán todos los accesorios, controles e instrumentos necesarios para su correcta operación. Los tanques de almacenamiento y diarios de Fuel Oil No. 6 y Fuel Oil No. 2 contarán con un sistema completo de cámaras de espuma química para cubrir con ella la superficie del combustible en caso de incendio.

Se dispondrá, además, de extinguidores de

bióxido de carbono, de gran capacidad y en número suficiente para cubrir las áreas de turbo-grupos, tableros de distribución, cargadores, convertidores, equipo eléctrico en general y cuartos de cableado, así como de extinguidores portátiles de polvo químico seco y bióxido de carbono para los diferentes niveles de la Casa de Máquinas y demás edificios e instalaciones de la Planta. Este sistema se ilustra en la figura III-14.

4.8.7 Planta de Hidrógeno.

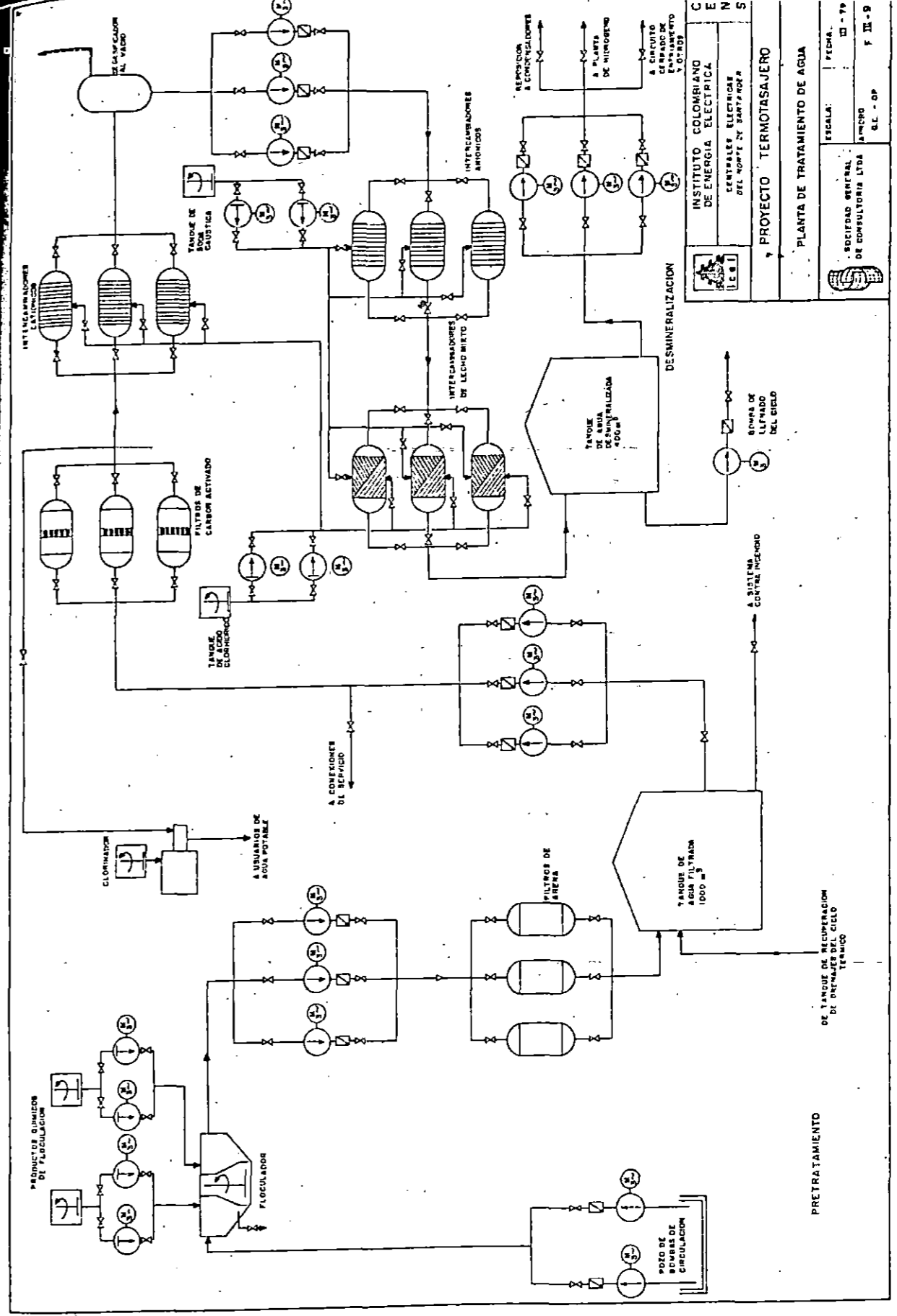
La central térmica se proveerá con una planta para producción de hidrógeno, con capacidad de 6 m3/hora, para producir el hidrógeno requerido para reposición de pérdidas del sistema de refrigeración de los generadores. El hidrógeno producido tendrá una pureza superior al 99.8% y el envasará en botellas de alta presión de 40 litros de capacidad cada una que se conectarán al sistema de suministro de hidrógeno de cada generador en la planta baja del edificio de Casa de Máquinas.

La Planta constará de un transformador rectificador para alimentar con corriente continua el conjunto de celdas bipolares para producción de hidrógeno por electrólisis de agua. El oxígeno producido se botará a la atmósfera y el hidrógeno de baja presión se conducirá a un gasómetro de 12 m3 de capacidad. Del gasómetro

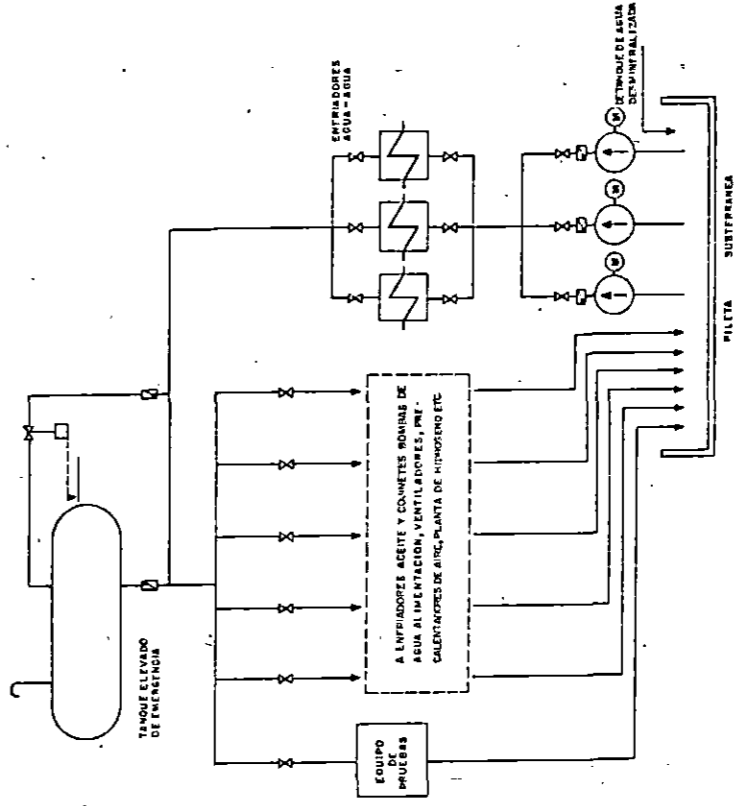
succionarán dos compresores de camisas y émbolo de etapas múltiples, instalados en paralelo y de plena capacidad cada uno, los cuales descargarán a dos tanques de almacenamiento de hidrógeno de alta presión, de 1 m3 de capacidad cada uno, provistos de las tuberías, válvulas y accesorios requeridos para efectuar el llenado simultáneo de al menos 12 botellas de hidrógeno de 40 litros.

La planta se suministrará completa, con tanque de almacenamiento de agua desmineralizada, destiladores duplicadores, tanque de reserva y bombas de trasiego de agua destilada, así como tanque con agitador y facilidades para preparar y alimentar con electrolito las celdas del electrolizador. Se incluirá toda la tubería, válvulas, equipos de secado y análisis del hidrógeno producido, incluyendo equipo de control, instrumentación y accesorios para garantizar la operación segura, confiable y supervisada de la planta de hidrógeno.

This page contains faint, illegible text, likely bleed-through from the reverse side of the document. The text is too light to transcribe accurately.



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA
 CENTRALES ELECTRICAS DEL NOROCCIDENTE Y SANTANDER
 PROYECTO TERMOTASAJERO
 PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUA
 ESCALA: FECHA: 11 - 19
 SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA
 BARRANCO S.E. - OP F III - 9



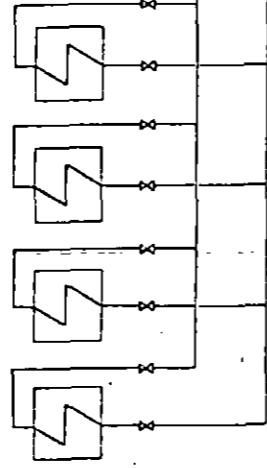
	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANANDEA	E N S

PROYECTO TERMOTAJERO

SISTEMA CERRADO DE AGUA DE ENFRIAMIENTO

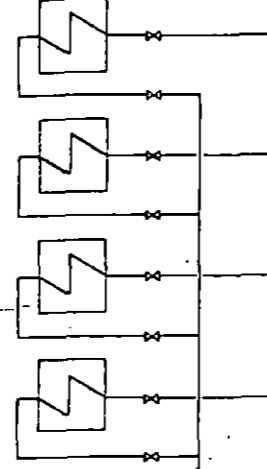
	ESCALA	FECHA
	SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA. AMBOS SE - OP	III-79
		F III - 10

ENFRIADORES ECOTERME, MICROSECO BEBERRON,
ACEITE DE BELLO, ETC. UNIDAD X

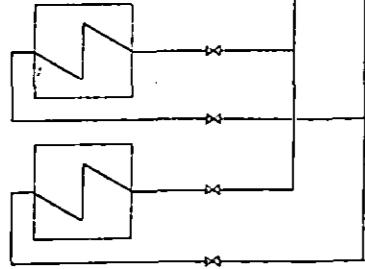


SISTEMA DE AIRE
CONDICIONADO

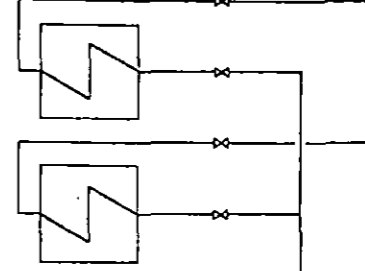
ENFRIADORES ECOTERME, MICROSECO BEBERRON,
ACEITE DE BELLO, ETC. UNIDAD X



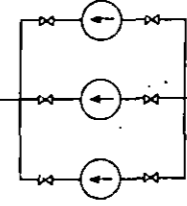
ENFRIADORES TRANSFORMADOR PRINCIPAL
Y ACEITE TURBINA UNIDAD X



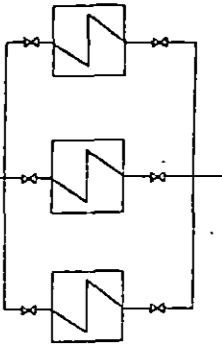
ENFRIADORES TRANSFORMADOR PRINCIPAL
Y ACEITE TURBINA UNIDAD X



BOMBAS ELEVADORAS
DE PRESION



ENFRIADORES
AGUA-AGUA
NO SISTEMA
CERRADO DE
ENFRIAMIENTO



A DESCARGA
SISTEMA DE AGUA
DE CIRCULACION

DE SISTEMA
DE AGUA
DE CIRCULACION

INSTITUTO COLOMBIANO
DE ENERGIA ELECTRICA
CENTRALES ELECTRICAS
DEL NORTE DE SANTANDER

C
E
N
S

PROYECTO TERMOTASAJERO

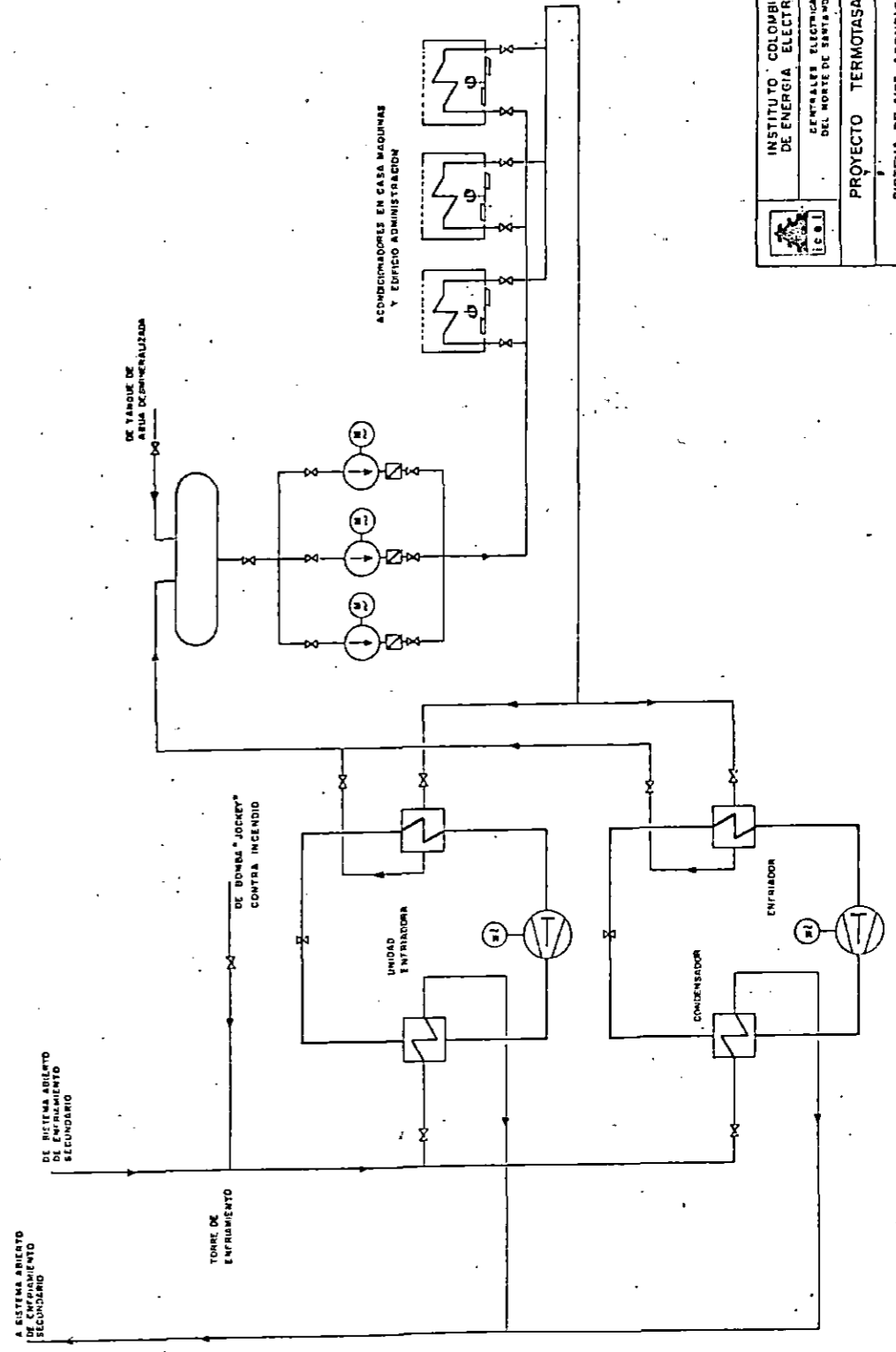
SISTEMA ABIERTO DE ENFRIAMIENTO SECUNDARIO



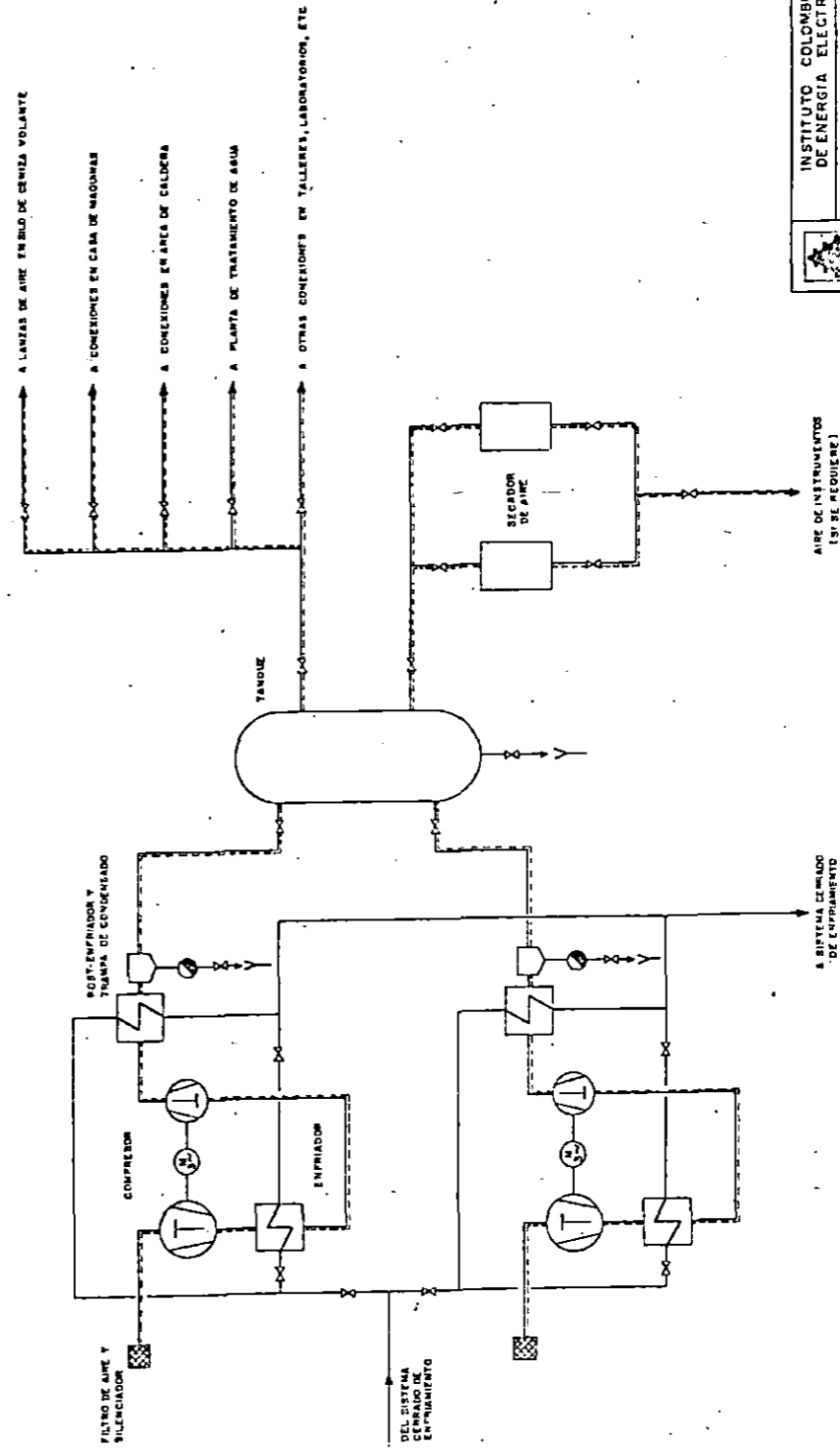
ESCALA
FECHA
III - 79

SOCIEDAD GENERAL
DE CONSTRUCCION LTDA
A/PROY. 8 C - 0P

F III - 11



	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA	C
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	E
PROYECTO TERMOTASAJERO		N
SISTEMA DE AIRE ACONDICIONADO		S
	SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA	FECHA
B.C.-O.P.	B.C.-O.P.	12-79
		F. 30-12



INSTITUTO COLOMBIANO
DE ENERGIA ELECTRICA

C
E
N
S

CENTRALES ELECTRICAS
DEL MONTE DE SANTANDER

PROYECTO TERMOTASAJERO

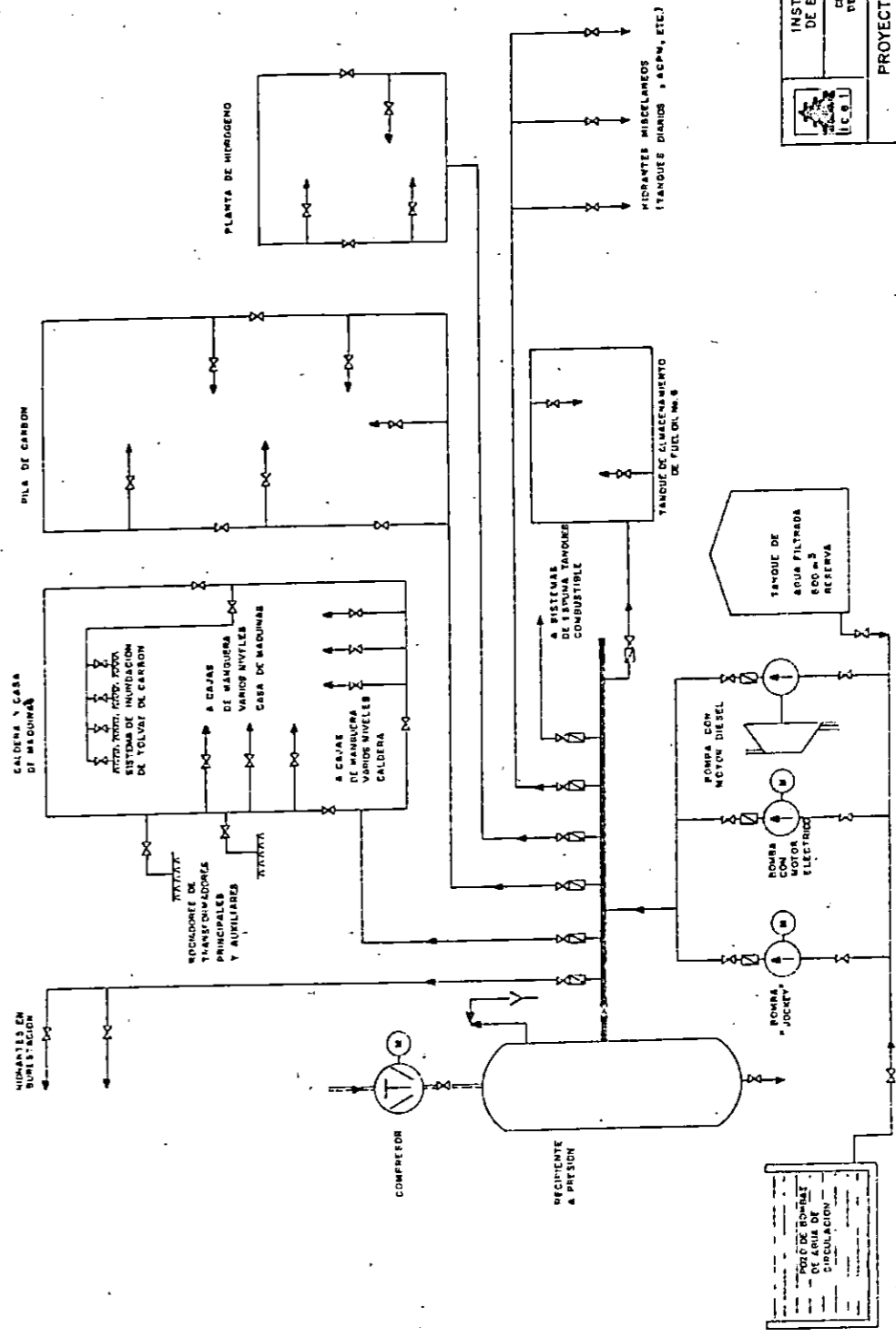
SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO



SOCIEDAD GENERAL
DE CONSULTORIA LTDA.

ESCALA: III - 79
FECHA: F.II - 13

APPROVED
S.C. - O.P.



PAGO DE SOMERMO
 Y DE CIRCULACION

	INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA C E N S	
	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER	
PROYECTO TERMOTASAJERO		
SISTEMA DE PROTECCION CONTRA INCENDIO		
	ESCALA	FECHA
	SOCIEDAD OPTIMA DE CONSULTORES LTDA. S.C.S.	III - 79 F. III - 14

4.9 EQUIPOS MISCELANEOS DE PLANTA.

4.9.1 Puente grúa para Casa de Máquinas.

La Casa de Máquinas de la planta tendrá un puente grúa para ser utilizado durante el montaje y mantenimiento de los turbogrupos y demás equipos localizados en esta casa.

Tendrá un gancho principal con capacidad para 70 ton, y un gancho auxiliar con capacidad para 15 ton., cada uno con velocidad alta y baja o de precisión.

El puente grúa incluirá los rieles para el desplazamiento del puente y la toma de energía, las vigas en cajón para la construcción del puente, plataforma sobre el puente, trole completo con equipo para izado, equipo para desplazamiento rápido y lento del trole y del puente, motorreductores, tambores de enrollamiento, cables y frenos para los ganchos principales y auxiliar, cabina de control con su escalera de acceso para el control total del puente grúa, y botonera colgante para control del mismo desde el nivel de los turbogrupos, además de todo el resto de equipos, accesorios y elementos necesarios para completar un suministro seguro y confiable.

4.9.2 Ascensor de calderas.

Las calderas de la planta dispondrán de un ascensor de pasajeros, adecuado para trabajo pesa-

do, para servir los pisos de quemadores y demás niveles de operación de las calderas.

El ascensor incluirá todas las estructuras, columnas, grúas, contrapesos, tambores, motoredutores, frenos, equipo eléctrico, cables, carro, puertas, ~~equipo de seguridad, controles y accesorios completos~~, requeridos para asegurar una operación confiable del mismo.

La capacidad del ascensor será para 2000 kilogramos de carga viva y tendrá una velocidad de 30 metros/minuto.

4.9.3 Laboratorio Químico

Un laboratorio químico se localizará en un área cercana a la Casa de Máquinas de la planta y contará con sistemas de aire acondicionado y ventilación, estantería metálica, mesas de trabajo, lavado y armarios, además suministros de agua potable, aire comprimido, energía eléctrica y gas propano.

El laboratorio se suministrará con todos los equipos y elementos de laboratorio necesarios para permitir efectuar ensayos completos de agua, de combustibles, gases y lubricantes, incluyendo un surtido completo de reactivos químicos.

4.9.4 Taller de Instrumentación.

Se dispondrá dentro del área de oficinas de un equipo completo de taller para ensayos, mantenimiento y reparación de los instrumentos y equipos de control de la planta térmica.

El laboratorio tendrá todas las facilidades y servicios para la realización óptima del trabajo.

4.9.5 Taller de Mantenimiento de Equipo Mecánico

Las máquinas herramientas del taller incluirán las siguientes:

- Un torno paralelo
- Un torno paralelo de banco
- Un cepillo mecánico
- Una fresadora
- Un taladro radial
- Un taladro de pedestal
- Un taladro de banco
- Tres esmeriles
- Una sierra para corte
- Una cizalla
- Dos equipos estacionarios de soldadura eléctrica.
- Un equipo portátil de soldadura eléctrica
- Una sierra radial y un cepillo mecánico para madera.
- Equipo para soldadura oxiacetilénica
- Un yunque de 100 Kgs.
- Una forja
- Prensas
- Una dobladora de lámina

Una rebordeadora
Una dobladora de tubos
Una roscadora de tubos
Una grúa portátil de carro, con capacidad
para 1 tonelada.
Dos malacates.

Además del equipo mencionado, se dispondrá de todas las herramientas de mano necesarias para el mantenimiento de los equipos de la planta.

El taller de mantenimiento dispondrá de un puente grúa con capacidad para 5 toneladas para descargue y manejo de piezas pesadas dentro del taller.

5. SISTEMAS ELECTRICOS

5.1 GENERALIDADES

En la presente sección se incluyen los resultados obtenidos en los estudios conducentes a la selección los sistemas eléctricos necesarios para la central térmica.

Se presenta en primer lugar, el estudio de la conexión de la planta al sistema, el cual consiste en el análisis técnico-económico de las alternativas de conexión mediante líneas a 220 KV o 115 KV, posibilidades ambas que resultan técnicamente factibles para transportar en forma confiable la totalidad de la capacidad de la planta.

Aún cuando la alimentación a la zona de Ocaña-Sur del Cesar no está directamente incluida en los estudios de la Central, el análisis ha considerado el estudio preliminar de la línea Termotasajero-Ocaña (115 KV), la cual permitiría complementar en forma adecuada el suministro eléctrico, a mediano plazo, en dicha zona. Sin embargo, la presentación de este análisis no ha sido incluida en el presente informe.

La selección final del voltaje de conexión de la planta al sistema depende también de las decisiones que se tomen sobre la ampliación de la capacidad de la misma por encima de los 132 MW.

En esta sección se presenta también el estudio de diferentes configuraciones de la subestación de

planta ("interruptor y medio", "anillo" y "barraje principal con barraje de transferencia") a los voltajes de 115 KV y 220 KV.

Se seleccionó la última configuración (barraje principal-barraje de transferencia) tomando en consideración la normalización establecida por el ICEL.

Finalmente se describe la selección de los equipos eléctricos de planta, el equipo eléctrico de los servicios auxiliares y el estudio del suministro eléctrico durante la fase de construcción y montaje de la central.

5.2 CONEXION DE LA CENTRAL AL SISTEMA

En el presente capítulo se muestra el análisis de las alternativas de transmisión de la planta, considerando la posibilidad de efectuar una ampliación de 150 MW en 1.985 ó 1.988, adicionales a los 132 MW (2 x 66) a instalar en 1.983.

Se incluye un estudio detallado de las expansiones requeridas por las alternativas de alimentación a 220 KV y a 115 KV que se esquematizan en la figura III-15, sin considerar la posible interconexión de Termotasajero con Ocaña.

En el Cuadro III-9 se presentan las expansiones necesarias en el caso de tener solamente dos unidades de 66 MW cada una en 1983.

En este cuadro se muestra la máxima importación del sistema, igual a la importación necesaria en el pico más la salida de la unidad más grande; la máxima exportación, igual a la generación total menos la demanda mínima tomada como el 40% de la demanda máxima. Igualmente se presenta el número de circuitos a 220 KV necesarios entre Bucaramanga y Cúcuta (Tasajero 220 KV ó Cúcuta) para importar la potencia o evacuar las exportaciones. La capacidad de transformación se refiere a la potencia necesaria 220/115 KV en MVA para evacuar la potencia máxima de exportación o la importación máxima. Esta capacidad se ha calculado de la siguiente forma:

- a) Para la alternativa de alimentación a 220 KV es la mayor potencia entre la máxima importación, descontando la demanda de Ocaña (D.O.), y la demanda máxima del sistema sin contar la demanda de Ocaña menos la generación de Zulia, o sea: $\text{Cap. Transf} = \text{Máx} (\text{Máx importación} - \text{D O.}, \text{demanda máxima} - \text{D.O.} - \text{Gen. Zulia})$.
- b) Para la alternativa de alimentación a 115 KV la capacidad de transformación es igual al mayor entre la máxima importación descontando la demanda de Ocaña y la máxima exportación o sea: $\text{Cap. Transf.} = \text{Máx} (\text{Máx. importación} - \text{D.O.}, \text{máx. exportación})$.

En los cuadros III-10 y 11 se analizan las expansiones necesarias para la ampliación de 150 MW en 1985 y ampliación de 150 MW en 1.988. En estos casos se ha considerado que con la entrada de la unidad de 150 MW saldría del servicio la generación de Zulia.

En el análisis se ha supuesto que la línea a 220 KV Belén-San Mateo estaría en operación en 1.983.

Las expansiones en transmisión y transformación para los tres casos analizados se presentan a continuación.

5.2.1 Evaluación Económica de Alternativas de Conexión.

- a) Alternativa de 2 x 66 MW en 1.983

Alimentación a 220 KV

- 1.983 a) Línea Tasajero - San Mateo 1/c 220 KV, 22 Km.
- b) Línea Tasajero - Empalme 2/c 220 Kv, 1 Km
- c) Transf. 13.8/220 KV, 80 MVA (2-unid)
- 1.985 a) Línea Bucaramanga-San Mateo 220 KV, 140 Km (primer circuito)
- b) Ampliación S/e Belén 90 - 150 MVA OA/FOA
- 1.987 a) Línea Bucaramanga - S. Mateo 220 KV, 140 Km (2o. circuito)

Alimentación a 115 KV

- 1.983 a) Línea Tasajero - Belén 115 KV 1/c, 15 Km.
- b) Línea Tasajero - S. Mateo 115 KV 1/c, 22 Km.
- c) Transf. 13.8/115 KV, 80 MVA (2 unid)
- d) Línea Bucaramanga - S. Mateo 220 KV, 140 Km. (1er. circuito)
- 1.987 a) Línea Bucaramanga - S. Mateo 220 KV, 140 Km (2o. circuito)
- 1.988 a) Ampliación S/e Belén 220/115 KV, 90 - 150 MVA OA/FOA

El análisis de costos se presenta en los cuadros III-13 y 14 con los costos unitarios utilizados en el Cuadro III-12

b) Alternativa de 2 x 66 MW en 1.983 y 150 MW en 1.985

Las variaciones con respecto a la alternativa base de 2 x 66 MW (1983) son:

Alimentación a 220 KV

- a) Adelanto del 2.0 circuito Bucaramanga - S. Mateo 220 KV para 1.985
- b) Transf. 13.8/220 KV, 180 MVA en 1985

Alimentación a 115 KV

- a) Línea Tasajero - Belén 115 KV, 15 KM (primer circuito) en 1983.
- b) Línea Tasajero - S. Mateo 115 KV 2/c, 22 Km (1er circuito) en 1.983
- c) Línea Tasajero-Belén 115 KV 2/c, 15 Km (2o. circuito) en 1.985
- d) Línea Tasajero - S. Mateo 115 KV 2/c, (2o. circuito) en 1.985
- e) Adelanto 2o. circuito línea Bucaramanga - S. Mateo 220 KV para 1.985
- f) Transf. 13.8/115 KV, 180 MVA en 1.985

El análisis de los costos se presenta en los Cuadros III-15 y 16.

c) Alternativa de 2 x 66 MV en 1.983 y 150 MW en 1.985

Las variaciones respecto a la alternativa base de 2 x 66 MW (1.983) son:

Alimentación a 220 KV

- a) Transf. 13.8/220 KV, 180 MVA en 1988

Alimentación a 115 KV

- a) Línea Tasajero-Belén 115 KV 2/c, 15 Km (1er. circuito) en 1983
- b) Línea Tasajero - S.Mateo 115 KV 2/c, 22 Km (1er circuito) en 1983
- c) Línea Tasajero-Belén 115 KV 2/c, 15 Km (2o. circuito) en 1988
- d) Línea Tasajero-Belén 115 KV 2/c, 15 Km (2o. circuito) en 1988
- e) Transf. 13.8/115 KV, 180 MVA en 1.988.

El análisis de costos se presenta en los Cuadros III-17 y 18.

d) Resultados Obtenidos

El valor presente en 1980 (en miles US\$) de las tres alternativas de generación con alimentación a 220 KV y 115 KV, para una tasa de descuento del 10% anual, es el siguiente:

<u>Alternativa</u>	<u>COSTO TOTAL COMPARATIVO</u>		
	<u>(Miles de US\$)</u>		
	<u>Alimentación a 220 KV (1)</u>	<u>Alimentación a 115 KV (2)</u>	<u>Diferencia (1)-(2)</u>
1) 2 x 66 MW (1.983)	16.555	16.129	426
2) 2 x 66 MW (1.983) y 150 MW (1.985)	18.256	18.677	(421)

3) 2 x 66 MW			
(1.983)	17.388	17.627	(239)
y 150 MW			
(1.988)			

De acuerdo a estos valores resulta más económico el sistema de transmisión a 115 KV en el caso de dos unidades de 66 MW. Esto se debe exclusivamente a la diferencia en fechas para ampliación de transformación 220/115 KV, ya que en el caso de alimentación a 220 KV se requiere esta ampliación en 1.985 y en el caso de 115 KV en 1.988. Adicionalmente en el caso de 115 KV es necesario adelantar para 1983 la entrada del primer circuito de la línea Bucaramanga- S. Mateo 220 KV.

En caso de efectuar una ampliación en la planta (en 1985 ó 1988) de 150 MW resulta mas económico la alternativa a 220 KV ya que, a pesar de que con 115 KV se ahorra transformación 220/115 KV en Cúcuta, ~~es necesario ampliar el sistema de transmisión desde Tasajero hasta Cúcuta en dos circuitos adicionales a 115 KV, mientras que en la alternativa de alimentación a 220 KV el sistema es capaz de evacuar sin problemas los 150 MW adicionales con las líneas Tasajero-Belén y Tasajero- S. Mateo 220 KV.~~

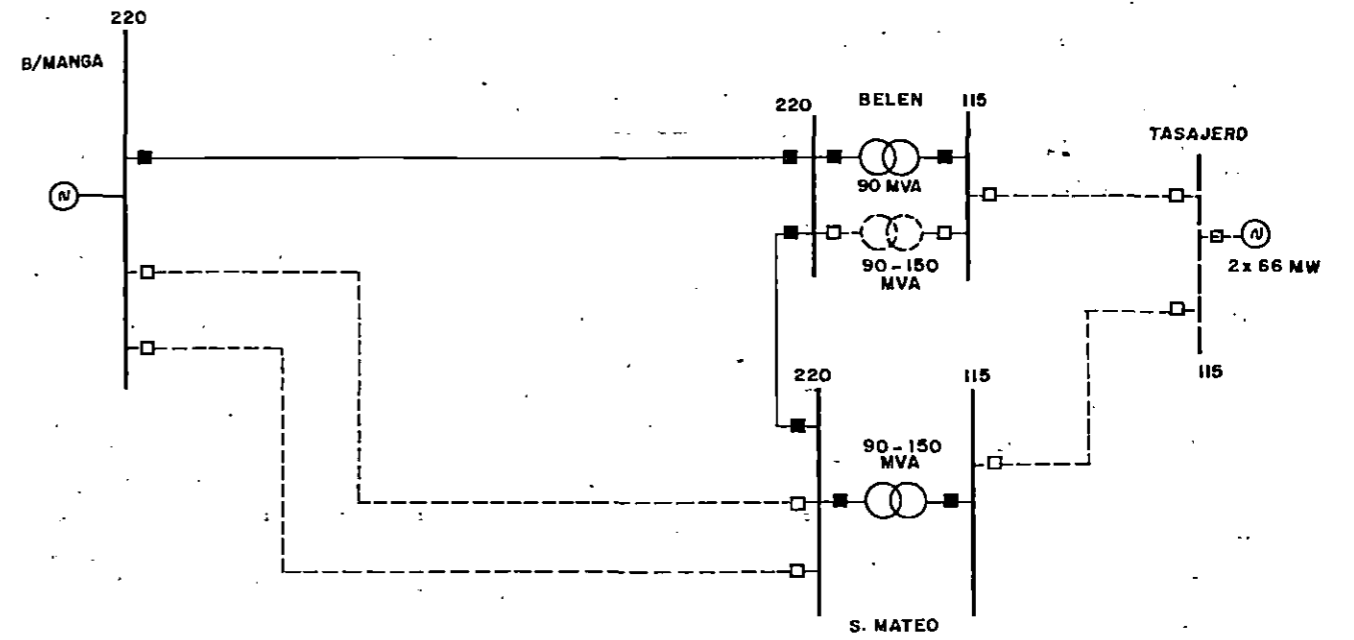
En relación con la transmisión entre Bucaramanga y Cúcuta, al efectuarse la ampliación de 150 MW en Tasajero no se hacen ahorros en líneas a

220 KV por cuanto en caso de exportación hacia el sistema Central se requieren tres circuitos a 220 KV para evacuar la potencia máxima.

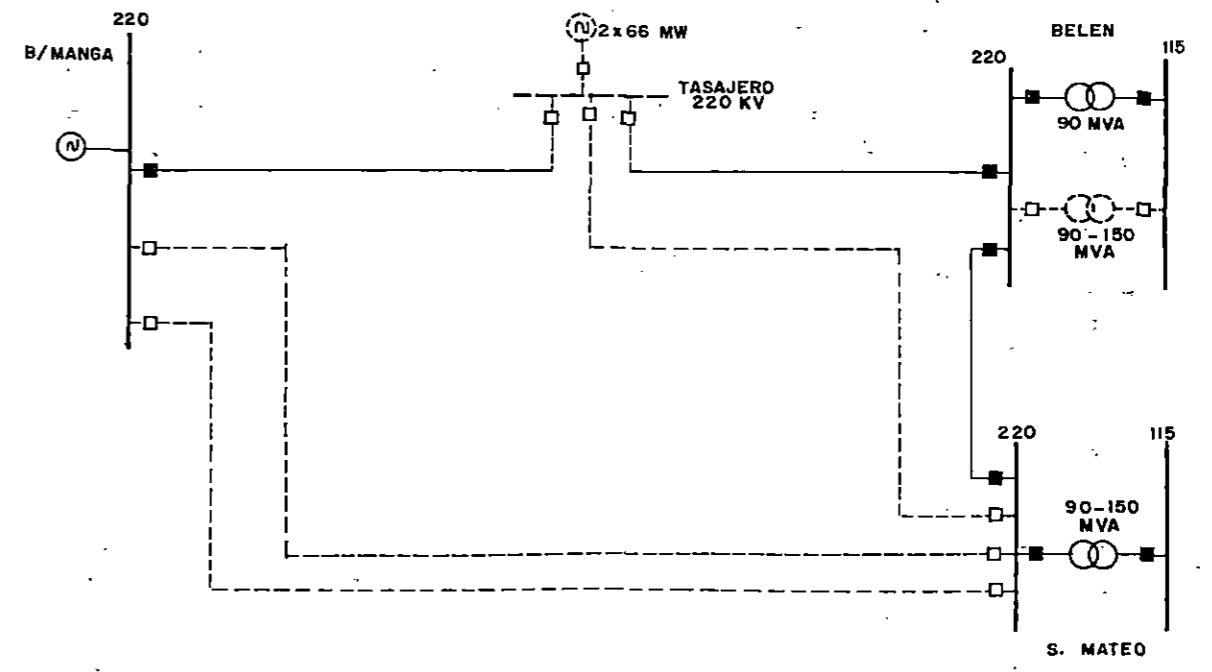
Este análisis hace pensar que posiblemente la ampliación de Tasajero con una unidad de 150 MW parece no ser óptima por cuanto se requerían 3 circuitos a 220 KV para exportación de energía. Posiblemente haciendo una expansión en base a unidades de 66 MW se logre aplazar la entrada del segundo circuito Bucaramanga - S. Mateo en forma tal de permitir un ahorro en los costos.

Desde el punto de vista de comunicaciones sería conveniente contar con el sistema de alimentación a 220 KV con el fin de facilitar el sistema de comunicación entre la planta y el correspondiente centro de despacho. Así mismo de acuerdo a los planes futuros del ICEL en el área, que incluyen la construcción de la subestación Palos (220 KV) en Bucaramanga, la línea Palos - S. Mateo (en lugar de Bucaramanga - S. Mateo) y la llegada a esta subestación del segundo circuito Barranca-Bucaramanga, es más conveniente adoptar el sistema de 220 KV para evacuar la energía de Termotajero.

ALTERNATIVAS DE CONEXION
ALIMENTACION A 115 KV



ALIMENTACION A 220 KV.



— EXISTENTE 1.983 ■ MODULO EXISTENTE 1.983
 - - - PROYECTADO □ PROYECTADO

FIGURA III - 15

CUADRO Nº 1110
EXPANSIONES DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

Año	Demanda (MW)(1)	Gen. Total (MW)(2)	Máx. Imp. (MW)(3)	Máx. Exp. (MW)(4)	#c.I. (7)	#c.E. (8)	Cap.(5) tranf.	#c I(7)	#6 E(8)	Alimentación a 115 KV Cap.(6) transf.
1983	156.6	152	70.7	89.3	1	1	137.5	1	*2	105.1
1984	174.9	152	89.3	82.0	1	1	155.9	*2	2	96.5
1985	203.9	152	118.7	70.4	*2	1	*186.2	2	1	109.5
1986	227.7	152	142.8	60.9	2	1	210.1	2	1	133.8
1987	255.1	152	170.6	50.0	*3	1	237.5	*3	1	161.6
1988	286.2	152	202.2	37.5	3	1	268.6	3	1	*193.3
1989	321.1	152	235.1	23.6	364	1	303.3	364	1	225.7

(1) Demanda máxima del sistema

(2) Gen. Total = Generación Tasajero + Gen. Zulia.

(3) Máx. Imp. = Demanda - Gen. Tot. + 66 MW

(4) Máx Exp. = Gen. Total - 40% Demanda

(5) Cap. Tranf. = Máx Imp. - D.O., Demanda-Gen. Zulia-D.O) en MVA

(6) Cap. Transf. = Máx. Imp. - D.O., Máx Exp.) en MVA
D.O = Demanda Ocaña

(7) #c I. = Circuito necesario entre Bucaramanga y Cúcuta para máxima importación

(8) #c E. = Circuito necesario entre Bucaramanga y Cúcuta para máxima exportación.

CUADRO No. III-10.

EXPANSIONES DE TRANSMISION Y TRANSFORMACION

Año	Demanda (MW)(1)	Gen. Total (MW)(2)	Máx. Imp. (MW)(3)	Máx. Exp. (MW)(4)	Alimentación a 220KV		Alimentación a 115KV	
					#c (7) Imp.	#c (8) Exp.	Cap. Tran. (MVA)(5) Imp.	#c(8) Exp. #2
1983	156.6	152	70.7	89.3	1	1	1	1
1984	174.9	152	89.3	82.0	1	1	2	2
1985	203.9	282	71.9	200.4	1	*3	2	*3
1986	227.2	282	95.2	191.1	2	3	2	3
1987	255.1	282	123.1	180.0	2	3	2	3
1988	286.2	282	154.2	167.5	2	3	3	3
1989	321.1	282	189.1	153.6	3	3	3	3

(1) Demanda máxima del sistema

(2) A partir de 1985 sale gen. Zulia.

(3) MáxImp. = Demanda - Generación Total + Unidad mayor de Tasajero.

(4) Máx.Exp = Generación total - 40% Demanda

(5) Cap. Transf. = Máx.(máxImp. - D.O., Demanda - Gen. Zulia - D.O.) en MVA

(6) Cap. Transf. = Máx. Impor. - D.O., Máx. Exp.) en MVA

(7) #c Imp. = Circuitos necesarios entre Bucaramanga y Cúcuta para máxima importación

(8) #c Exp. = Circuitos necesarios entre Bucaramanga y Cúcuta para máxima exportación.

D.O= Demanda Ocaña .

CUADRO No. III . 11

EXPANSIONES EN: TRANSMISION Y TRANSFORMACION

Año	Demanda	Gen. Total	Máx. Imp.	Máx. Expo.	Alimentación a 220 KV	Alimentación a 115 KV			
(1)	(2)	(3)	(4)	#c I.	#cE.	Cap. Trans.	#cI	#cE.	Cap. Transf.
				(7)	(8)	(5)	(7)	(8)	(6)
1983	156.6	152	70.7	89.3	1	1	1	*2	105.1
1984	174.9	152	89.3	82.0	1	1	2	2	96.5
1985	203.9	152	118.7	70.4	*2	1	2	1	109.5
1986	227.7	152	142.8	60.9	2	1	2	1	133.8
1987	255.1	152	170.6	50.0	*3	1	*3	1	161.6
1988	286.2	282	154.2	167.5	2	*3	2	3	193.3
1989	321.1	282	189.1	153.6	3	3	3	3	180.7

(1) Demanda máxima del sistema

(2) A partir de 1988 sale gen. Zulia

(3) a (8) igual que en el anexo No. 2

CUADRO No. III.12
COSTOS DE EQUIPOS

Transformador 13.8/220 KV	10	US\$/KVA
Transformador 13.8/115 KV	8	US\$/KVA
Línea 220 KV 2/c	85400	US\$/Km.
Línea 220 KV 1/c	58400	US\$/Km.
Línea 115 KV 1/c	24400	US\$/km.
Línea 115 KV 2/c (estructura met.)	52600	US\$/Km.
Línea 115 KV 1/c (estructura met)	37600	US\$/Km.
Transformador 220/110 KV OA	8.5	US\$/KVA
Transformador 220/110 KV OA-FOA	9.0	US\$/KVA-OA
Módulo línea 220 KV	557.000	US\$
Módulo línea 115 KV	301.000	US\$
Módulo transformador 220 KV	540.000	US\$
Módulo transformador 115 KV	290.000	US\$
Costo KWH	2.0	Ø US/Kwh
Factor carga	60%	
Factor de potencia	85%	

CUADRO No. III. 13
COSTOS ALTERNATIVA 2X66 MW EN 1983

Alimentación a 220 KV

<u>1983</u>	a) Línea Tasajero -S.Mateo 220 KV, 22 Km, 1/c	1284.8
	b) Línea Tasajero-Empalme 220KV, 2/c, 1Km.	85.4
	c) Cuatro módulos de línea 220 KV	2228.0
	d) Dos módulos de transf. 220KV	1080.0
	e) Dos transf. 13.8/220 KV, 80 MVA.	1600.0
	g) Pérdidas período 1983-1987	<u>1051.6</u>
	Total	7329.8
<u>1985</u>	a), Línea B/manga-S.Mateo 220 KV, 2/c, 140 Km, (70%)	8369.2
	b) Dos módulos línea 220 KV	1114.0
	c) Ampliación s/c Belén 220/115 KV	
	- Un transf. 220/115 90-150 MVA OA-FOA	810.0
	- Un mód. transf. 220 KV	540.0
	- Un módulo transf. 115 KV	<u>290.00</u>
	Total	11123.2
<u>1987</u>	a) Línea B/manga-S.Mateo 220KV, 2/c, 140Km, (30%)	3586.8
	b) Dos módulos línea 220 KV	<u>1114.0</u>
	Total	4700.8
<u>1988</u>	a) Pérdidas período 1988-2003	3707.8

COSTOS ALTERNATIVA 2X66 MW EN 1983Alimentación a 115 KV

<u>1983</u>	a) Línea Tasajero - Belén 1/c 115KV, 15Km. y Belén -S.Mateo 1/c, 115KV, 22 Km.	1052.2
	b) Cuatro módulos línea 115 KV	1204.0
	c) Dos módulos transf. 115 KV	602.0
	d) Dos transf. 13.8/115 KV, 80 MVA	1280.0
	e) Pérdidas período 1983-1987	1315.2
	f) Línea B/manga-S.Mateo 2/c 220Km (70%)	8369.2
	g) Dos módulos línea 220 KV	<u>1114.0</u>
	Total	14936.4
<u>1987</u>	a) Línea B/manga-S.Mateo 140Km, 220KV, 2/c (30%)	3586.8
	b) Dos módulos línea 220 KV	<u>1114.0</u>
	Total	4700.8
<u>1988</u>	a) Pérdidas período 1988-2003	3708.6
	b) Ampliación S/e Belén 220/115KV, 90-150 MVA- OA - FOA	<u>1640.0</u>
	Total	5348.6

COSTOS ALTERNATIVA 2X66MW EN 1983 Y 150 MW EN 1985Alimentación a 220 KV

<u>1983</u>	a) Idem alternativa 2X66 MW (1983)(Anexo No.5)	7329.8
<u>1985</u>	a) S/E Belén 90-150 MVA OA-FOA (Ampliación)	1640.0
	b) Línea B/manga-S.Mateo, 140 Km, 220KV, 2/c	11956.0
	c) Cuatro módulos línea 220 KV	2228.0
	d) Un transf. 13.8/220 KV, 180 MVA	1800.0
	e) Un módulo transf., 220 KV	<u>540.0</u>
		Total
		18164.0
<u>1988</u>	a) Pérdidas período 1988-2003	3152.4

CUADRO No. III.16
COSTOS ALTERNATIVA 2X66 MW EN 1983 y 150 MW EN 1985

Alimentación a 115 KV

<u>1983</u>	a) Línea Tasajero-Belén 2/c 115KV (70%)	552.3
	b) Línea Tasajero-S.Mateo 2/c 115 KV (70%)	810.0
	c) Cuatro módulos línea 115 KV	1204.0
	d) Dos módulos transf. 115 KV	602.00
	e) Dos transf. 13.8/115 KV, 80 MVA	1280.0
	f) Pérdidas período 1983-1987	1315.2
	g) Línea B/manga-S.Mateo 220 KV 2/c (70%)	8369.2
	h) Dos módulos línea 220 KV	<u>1114.0</u>
	Total	15246.7
 <u>1985</u>	a) Línea Tasajero-Belén 2/c 115 KV (30%)	236.7
	b) Línea Tasajero-S.Mateo 2/c 115KV (30%)	347.6
	c) Cuatro módulos línea 115 KV	1204.0
	d) Línea B/manga-S.Mateo 220 KV 2/c (30%)	3586.8
	e) Dos módulos línea 220 KV	1114.0
	f) Un transf. 13.8/115 KV, 180 MVA	1440.0
	g) Un mód. transf. 115 KV	<u>290.0</u>
	Total	8219.1
 <u>1988</u>	a) Pérdidas período 1988-2003	4543.0

COSTOS ALTERNATIVA DE 2X66 MW EN 1983 y 150 MW EN 1988

Alimentación a 220 KV

<u>1983</u>	Idem alternativa 2X66 MW (1983) (Anexo 5)	7329.8
<u>1985</u>	Idem alternativa 2X66 MW (1983) (Anexo 5)	11123.2
<u>1987</u>	Idem alternativa 2X66 MW (1983) (Anexo 5)	4700.8
<u>1988</u>	a) Un transf. 13.8/220 KV, 180 MVA	1800.0
	b) Un módulo transf. 220 KV	540.0
	c) Pérdidas período 1988-2003	<u>3152.4</u>
	Total	5492.4

COSTOS ALTERNATIVA 2X66 MW EN 1983 y 150 MW EN 1988Alimentación a 115 KV

<u>1983</u>	a) Línea Tasajero-Belén 2/c 115 KV (70%)	552.3
	b) Línea Tasajero-S.Mateo 2/c 115 KV (70%)	810.0
	c) Cuatro módulos línea 115 KV	1204.0
	d) Dos módulos transf. 115 KV	602.0
	e) Dos transf. 13.8/115 KV, 80 MVA	1280.0
	f) Pérdidas período 1983-1987	1315.2
	g) Línea B/manga-S.Mateo 2/c 220 KV (70%)	8369.2
	h) Dos módulos línea 220 KV	<u>1114.0</u>
	Total	15246.7
<u>1987</u>	Idem alternativa 2X66 MW (1983) (Anexo No.6)	4700.8
<u>1988</u>	a) Línea Tasajero-Belén 115 KV 2/c (30%)	236.7
	b) Línea Tasajero-S.Mateo 115 KV 2/c (30%)	347.2
	c) Cuatro módulos línea 115 KV	1204.0
	d) Un transf. 13.8/115 KV, 180 MVA	1440.0
	e) Un módulo transf. 115 KV	290.0
	f) Pérdidas período 1988-2003	<u>4543.0</u>
	Total	8060.9

5.2.2 Análisis de Flujos de Carga

En el presente capítulo se presentan los resultados obtenidos en los principales casos de flujo de carga estudiados para la alternativa de conexión a 220 KV. Tales resultados permiten establecer la viabilidad técnica de la transmisión de potencia, bajo la condición de operación normal y de contingencias, en los siguientes años:

- Año de 1983

- Año de 1985
 - a) Sin expansión de 150 MW
 - b) Con expansión de 150 MW

- Año de 1988
 - a) Sin expansión de 150 MW
 - b) Con expansión de 150 MW

Las figuras III-16 a 30 ilustran los resultados obtenidos para la alternativa a 220 KV, los cuales se describen a continuación. Más adelante, se presenta también un resumen de los resultados de flujo de carga obtenidos para la alternativa de 115 KV.

5.2.2.1 Transmisión a 220 KV

Año 1.983. El sistema funciona bien para el caso de operación normal, importando 10 MW de B/manga. La sa-

- lida de una unidad de Tasajero no implica problemas para el sistema ya que la línea Tasajero-B/manga es suficiente. La exportación máxima es de 87 MW que pueden ser evacuados por la línea a 220 KV.

El sistema para este año se autoabastece con las dos unidades de Tasajero; sin embargo, la confiabilidad del sistema es baja ya que solamente se cuenta con una línea de interconexión con Bucaramanga.

Año 1.985. El sistema funcionaría bien en condiciones normales con "tap's" en las subestaciones de Belén y San Mateo (-5%), importando 60 MW desde B/manga. La salida de una unidad de Tasajero (66 MW), contingencia más crítica, hace necesario que se tenga en operación la línea B/manga-Pamplona con el fin de lograr buen margen de regulación. La exportación máxima hacia el sistema central (en baja carga) es de 68 MW, la cual se puede evacuar sin problemas de regulación si se cuenta con dos líneas a 220 KV entre B/manga y el área de Cúcuta.

Año 1988. La importación en operación normal es de 138 MW, lo cual obliga a

contar para esta fecha con una tercera línea entre B/manga y Cúcuta (2o. circuito B/manga-S. Mateo 220 KV) y ampliar la subestación Belén en 90-150 MVA con el fin de lograr una buena regulación en Cúcuta ante la salida de una de las líneas de 220 KV. Adicionalmente con el fin de importar la potencia necesaria en caso de salirse una unidad de Tasajero (205 MW) también se requieren tres líneas desde B/manga. La ampliación de la subestación Belén debe entrar en el año 1985 aproximadamente para evitar sobrecargas en la subestación ante la salida de la línea S.Mateo - Insula.

En caso de ampliar la planta en 150 MW se tiene:

Año 1985 En operación normal se exportan 73 MW hacia B/manga, por lo cual la salida de 150 MW que implica una importación de 75 MW no presenta problemas al sistema con la línea B/manga-Tasajero; sin embargo, para máxima exportación (190 MW) se requieren dos circuitos a 220 KV entre B/manga y Cúcuta.

Año 1988. En operación normal el sis-

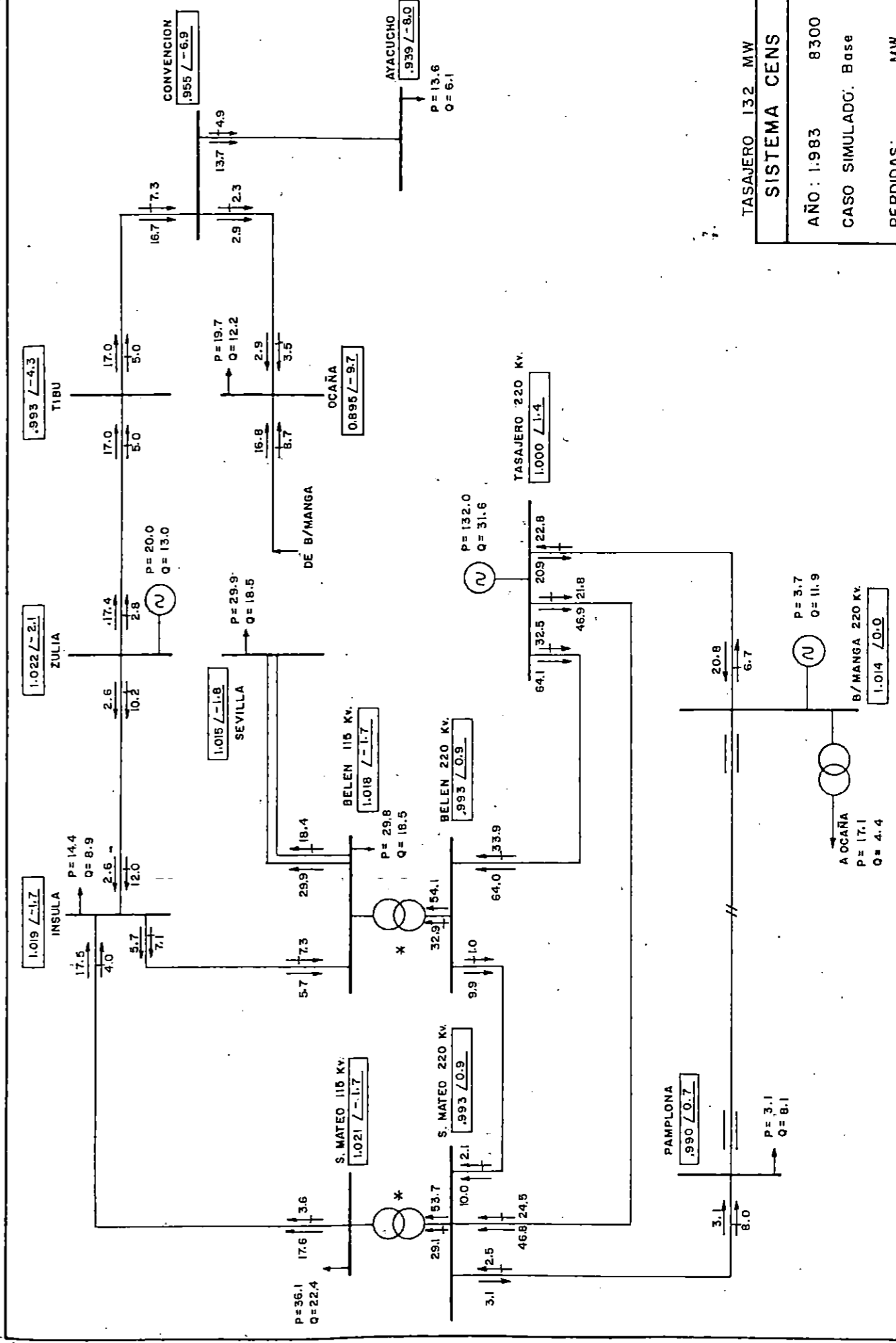
tema importa 9 MW y al salirse 150 MW en Tasajero se deben importar 159 MW que con la transmisión existente en ese año (dos líneas entre B/manga y Cúcuta) no se presentan problemas; sin embargo, para exportación máxima (160 MW) se requieren 3 líneas entre B/manga y Cúcuta.

5.2.2.2 Transmisión a 115 KV (2 x 66 MW en Tasajero).

Año 1983. El sistema funciona bien con voltaje de 110 KV en Tasajero bajo condiciones normales y en cualquier contingencia. Para el caso de máxima exportación (87 MW) es necesario contar con la línea B/manga-Pamplona y subir los "Tap's" en las subestaciones de Belén y San Mateo (+5%) con el fin de lograr un buen voltaje en Bucaramanga.

Año 1985. El sistema funciona bien bajo condiciones normales, importando 58 MW y en caso de contingencia es necesario contar con la línea B/manga-Pamplona para la salida de una unidad de Tasajero. En máxima exportación se deben colocar los "Tap's" en Belén y San Mateo en el valor nominal.

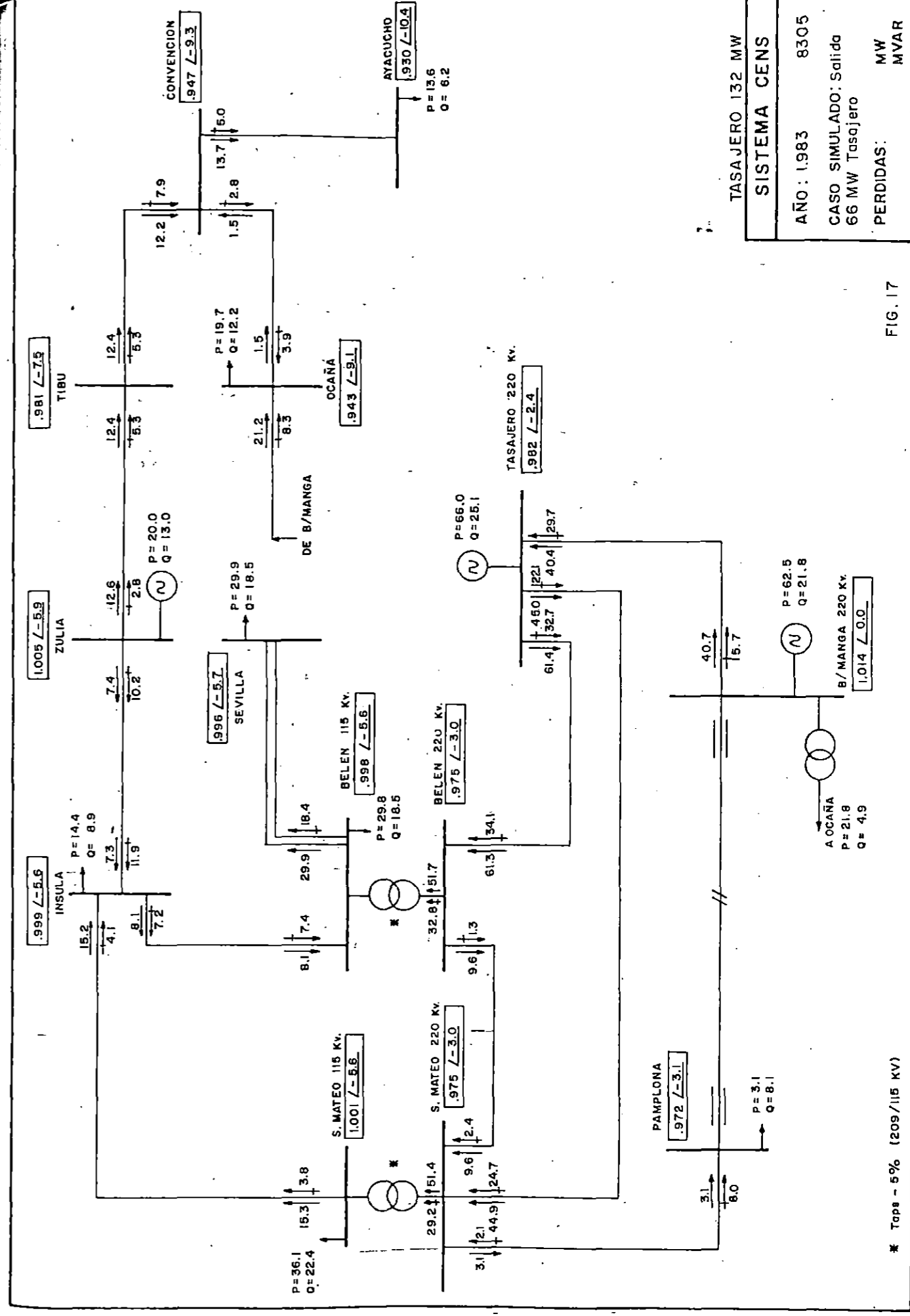
Año 1988. El sistema en operación normal importa 138 MW, lo cual hace necesario contar con otra línea entre B/manga y San Mateo para el caso de salida de una unidad de Tasajero, lo mismo que la ampliación de la subestación Belén en 90 MVA.



TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1:983	8300
CASO SIMULADO: Base	
PERDIDAS:	MW MVAR

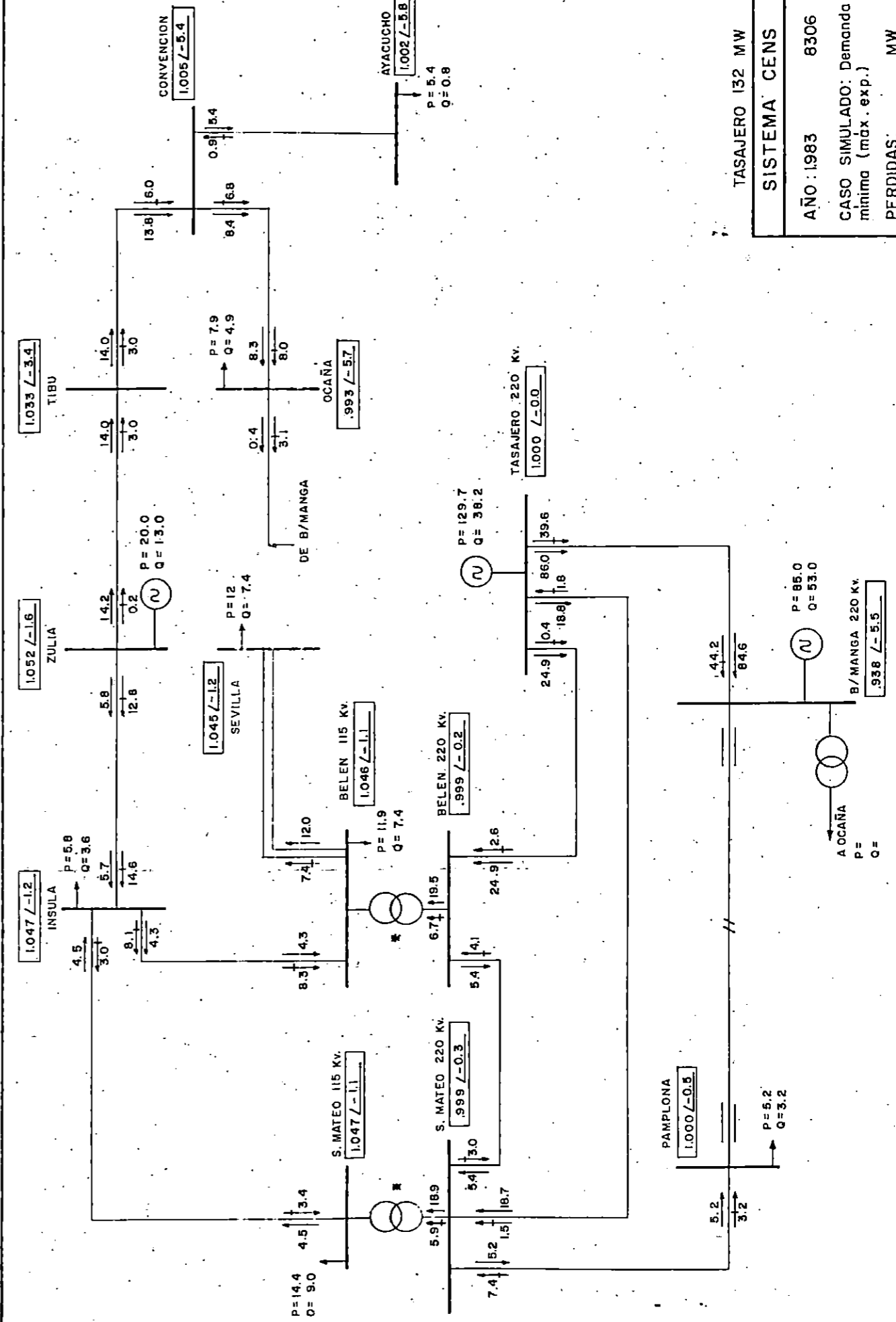
FIG. 16

* Taps - 5% (209/115 KV)



* Taps - 5% (209/115 KV)

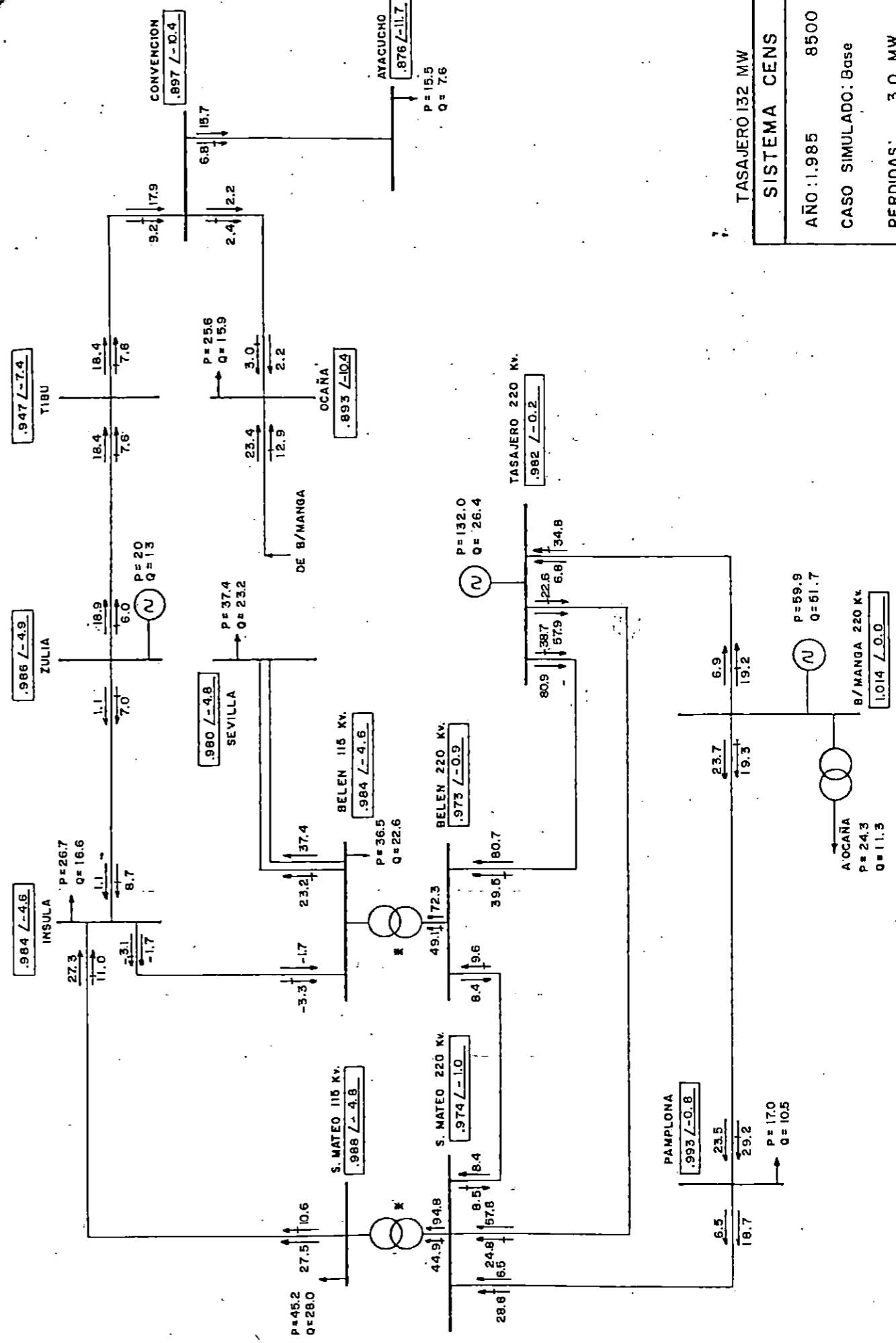
FIG. 17



TASAJERO	132 MW
SISTEMA CENS	
AÑO	1983
CASO SIMULADO:	Demanda mínima (máx. exp.)
PERDIDAS:	MW
	MVAR
	8306

FIG. 18

* Taps - 5% (209/115 KV)

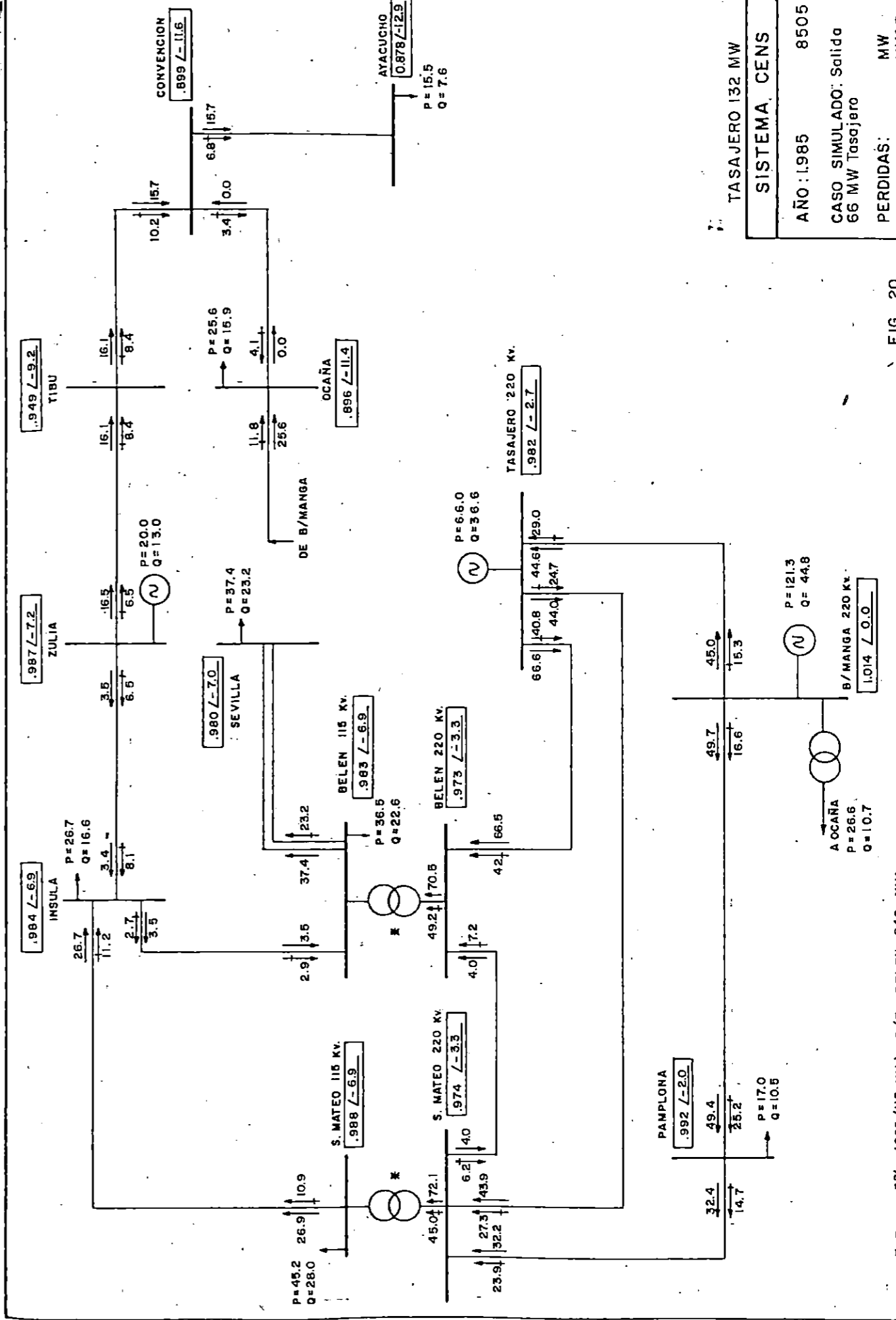


TASAJERO 132 MW

SISTEMA CENS	
AÑO: 1.985	8500
CASO SIMULADO: Base	
PERDIDAS:	3.0 MW -35.3 MVAR

FIG. 19

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

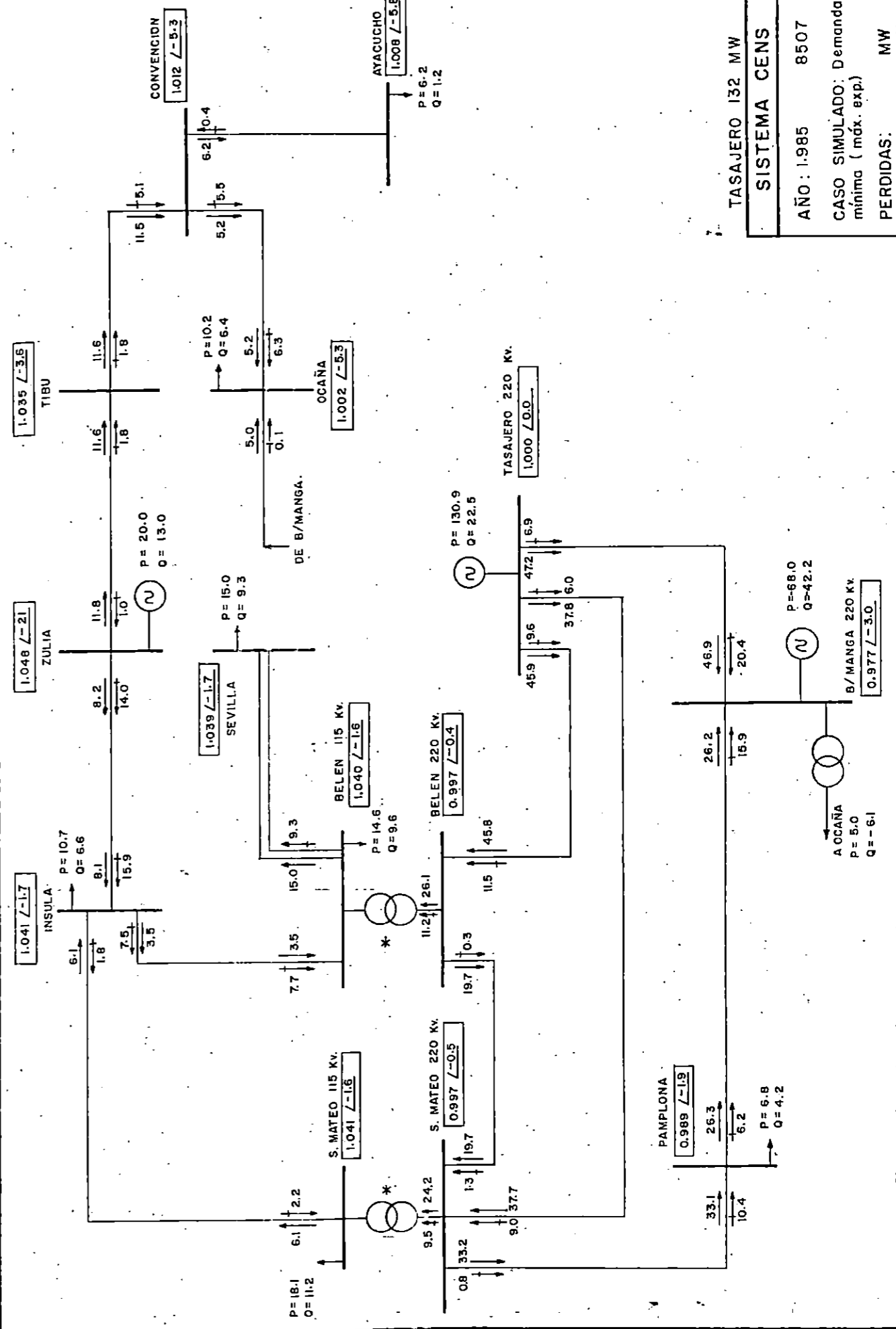


TASAJERO 132 MW

SISTEMA CENS	
AÑO: 1985	8505
CASO SIMULADO: Salida	66 MW Tasajero
PERDIDAS:	MW MVAR

FIG. 20

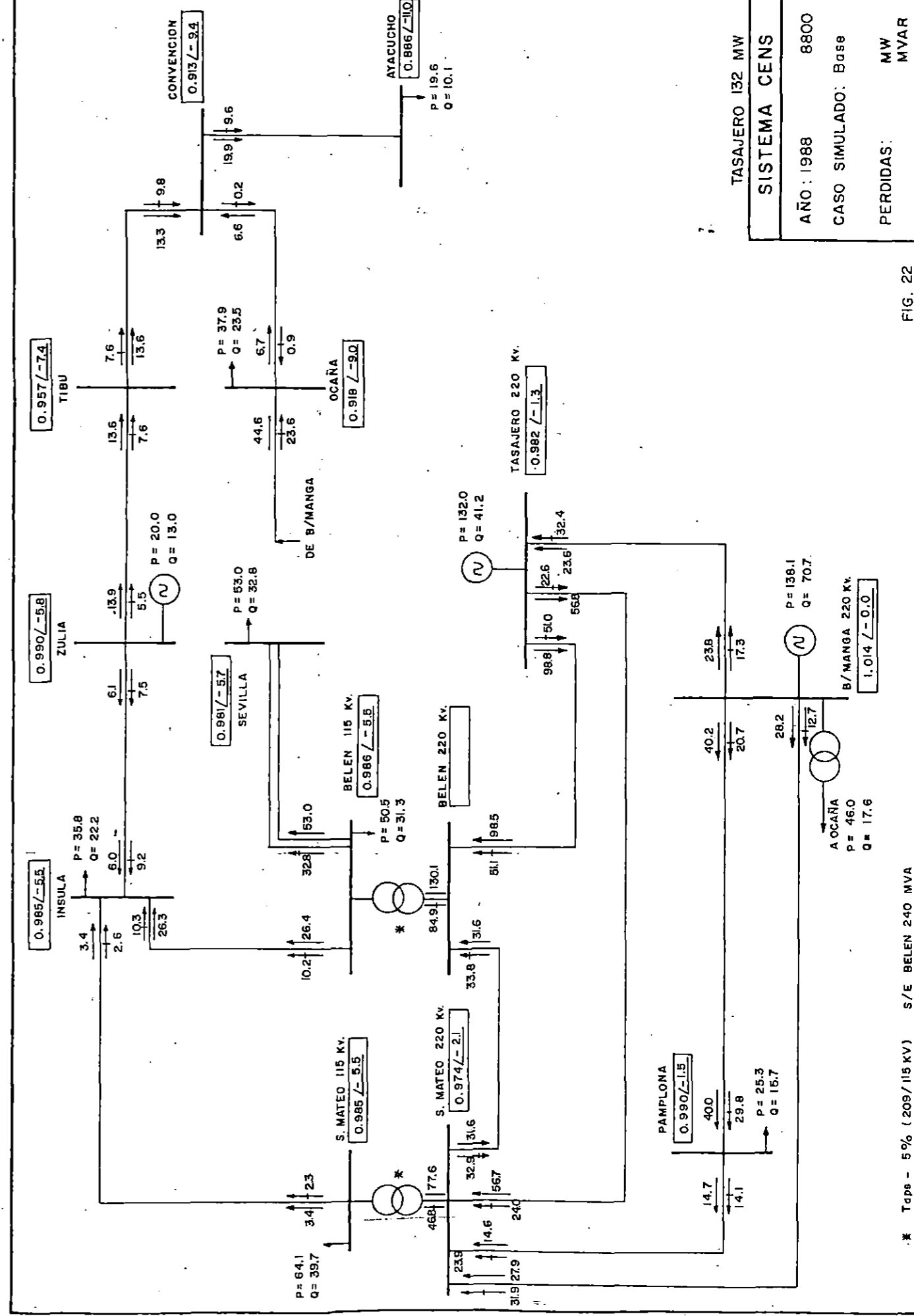
* Taps - 8% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA



TASAJERO 132 MW
SISTEMA CENS
AÑO: 1-985
CASO SIMULADO: Demanda mínima (máx. exp.)
PERDIDAS: MW MVAR

* Taps - 5% (209 / 115 KV) S/E, BELEN 240 MVA

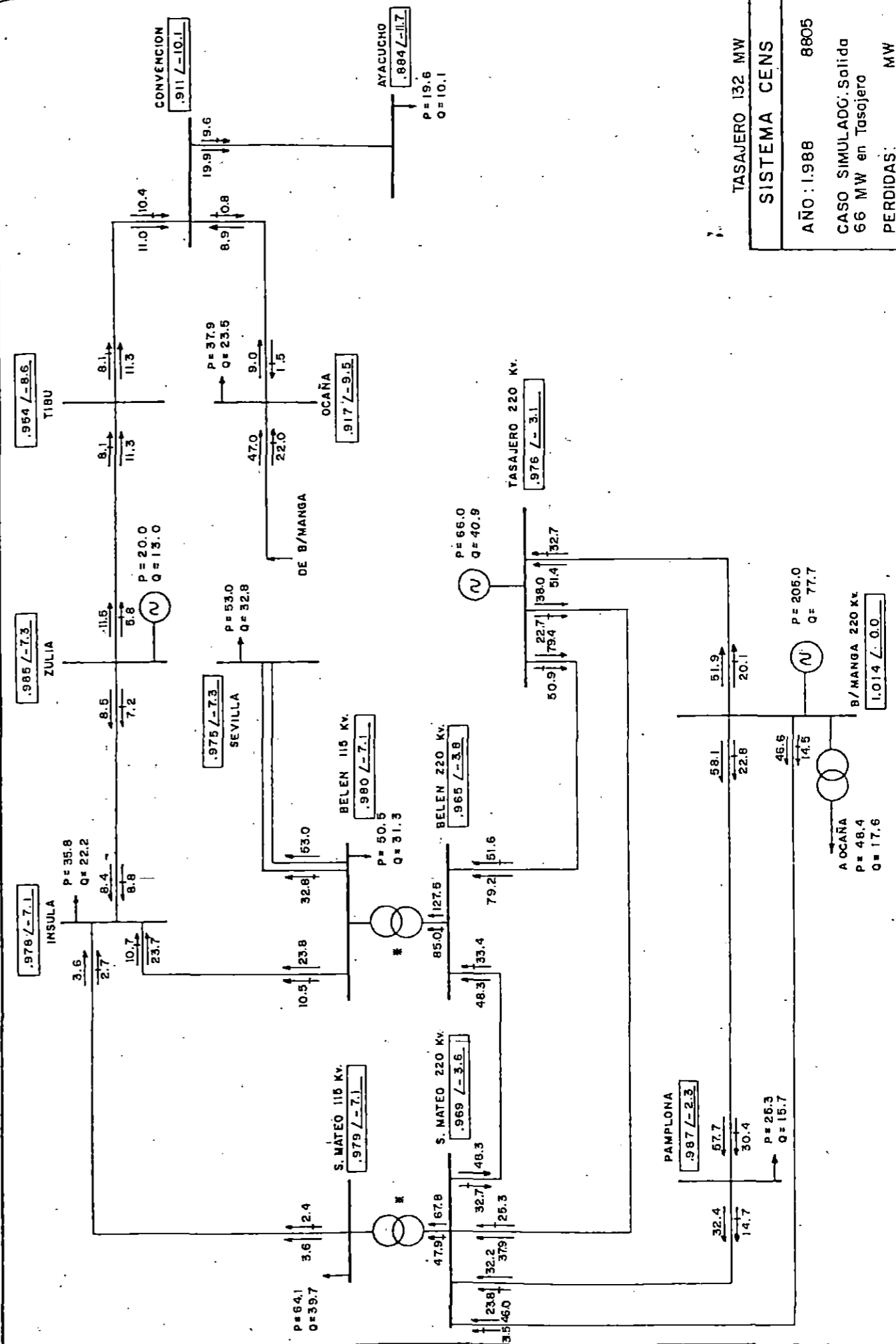
FIG. 21



TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1988	8800
CASO SIMULADO: Base	
PERDIDAS:	MW MVAR

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

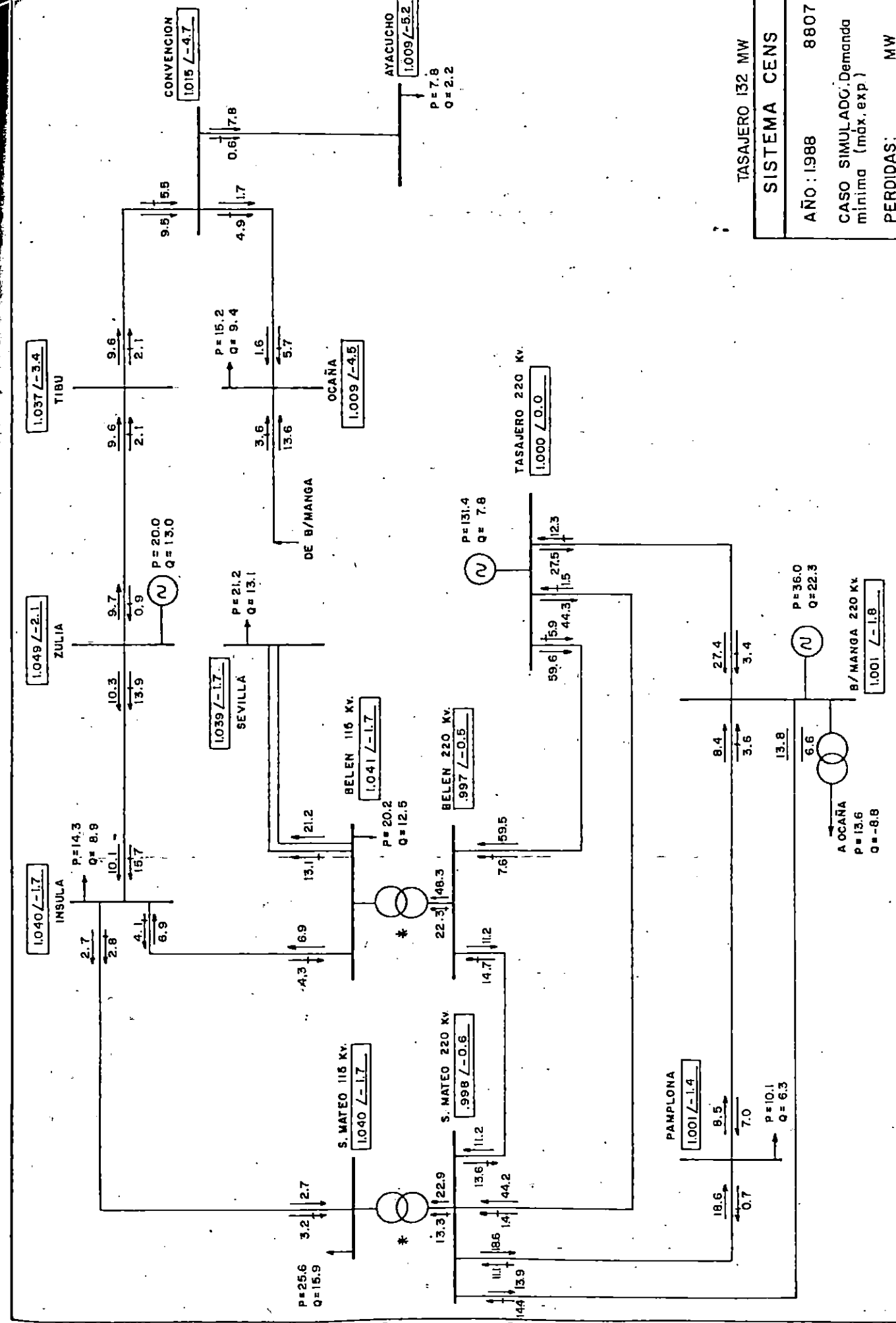
FIG. 22



* Tops - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

FIG. 23

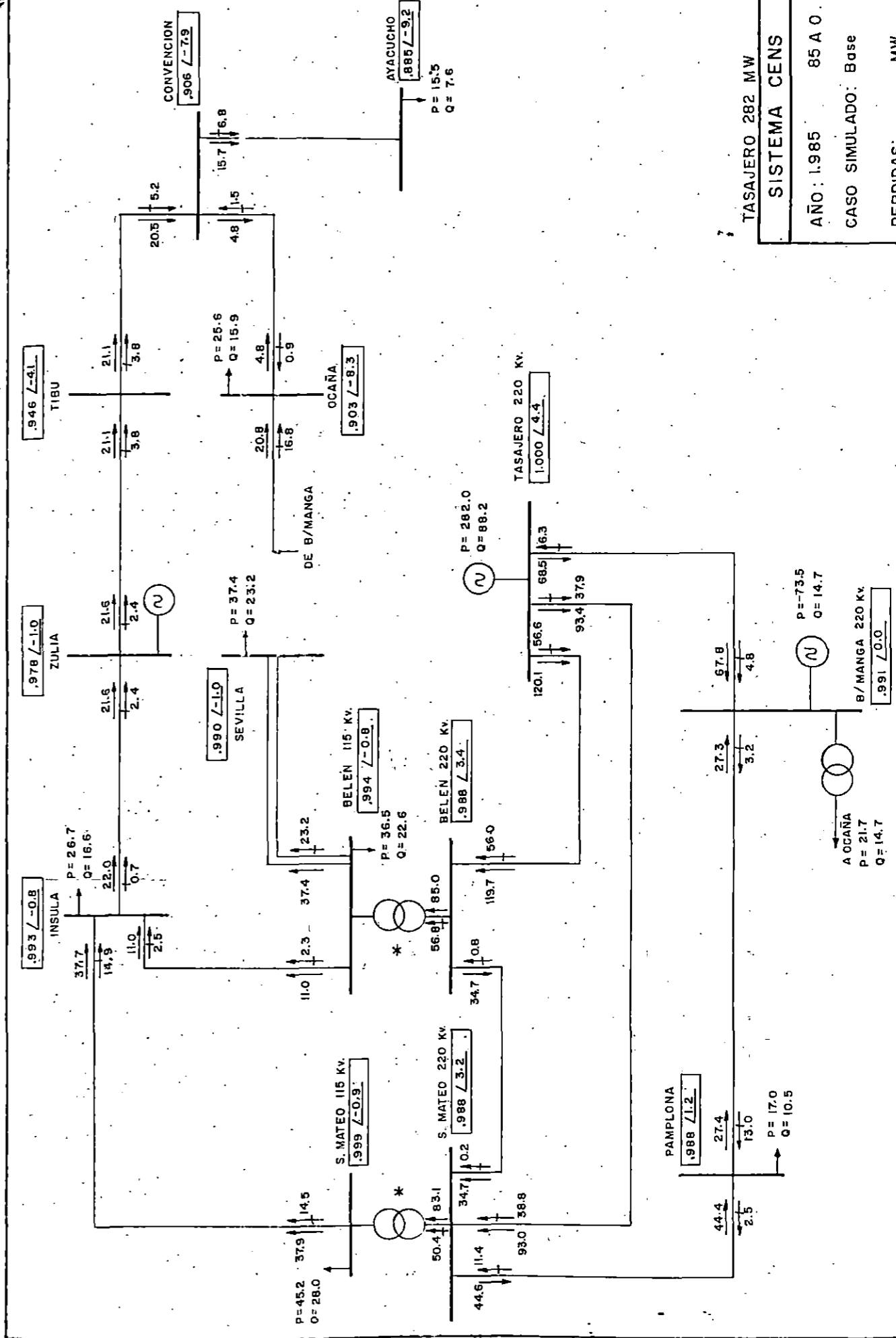
TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1.988	8805
CASO SIMULADO: Salida	
66 MW en Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR



TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO : 1988	8807
CASO SIMULADO, Demanda mínima (máx. exp.)	
PERDIDAS:	MW MVAR

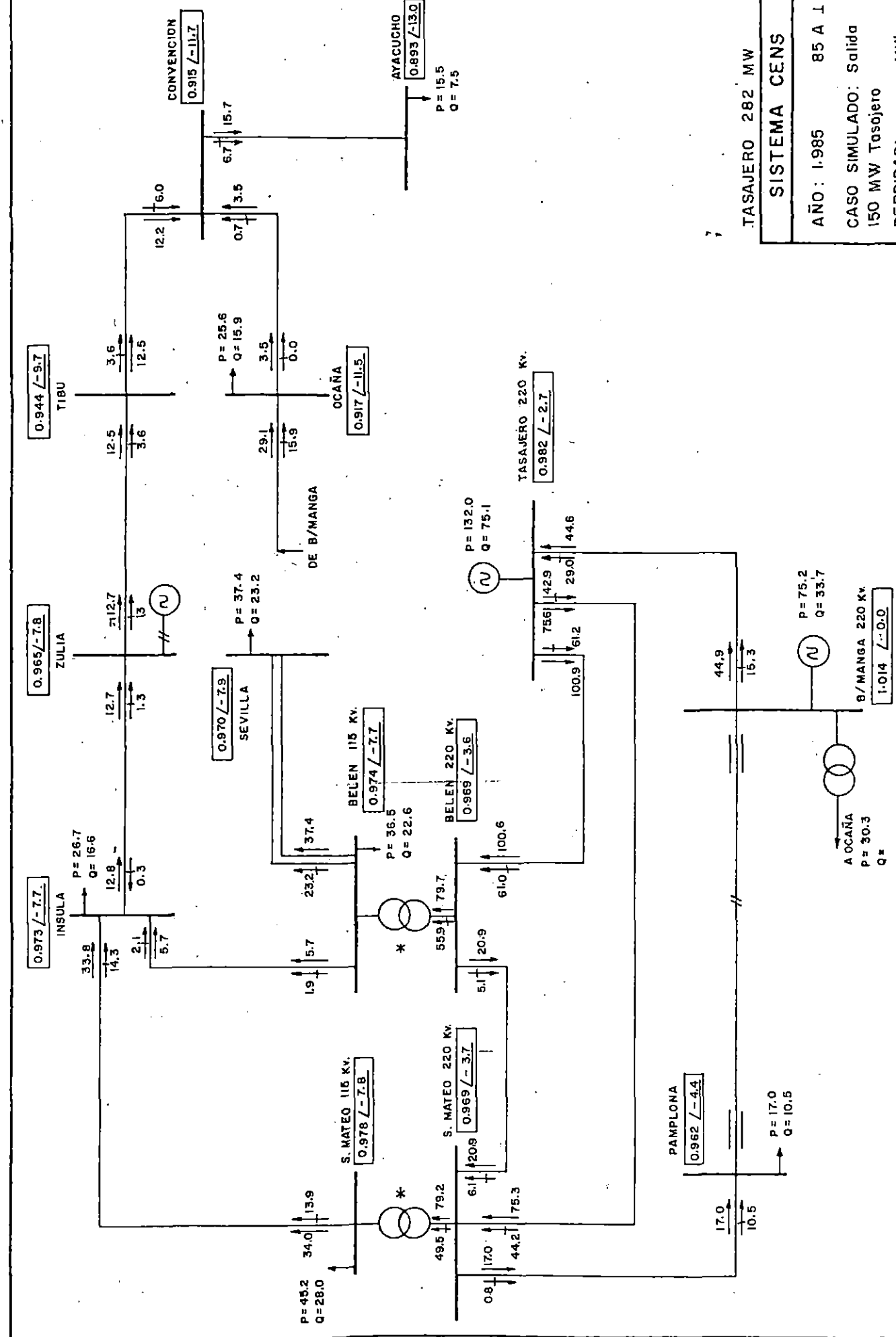
* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

FIG. 24



* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVÁ

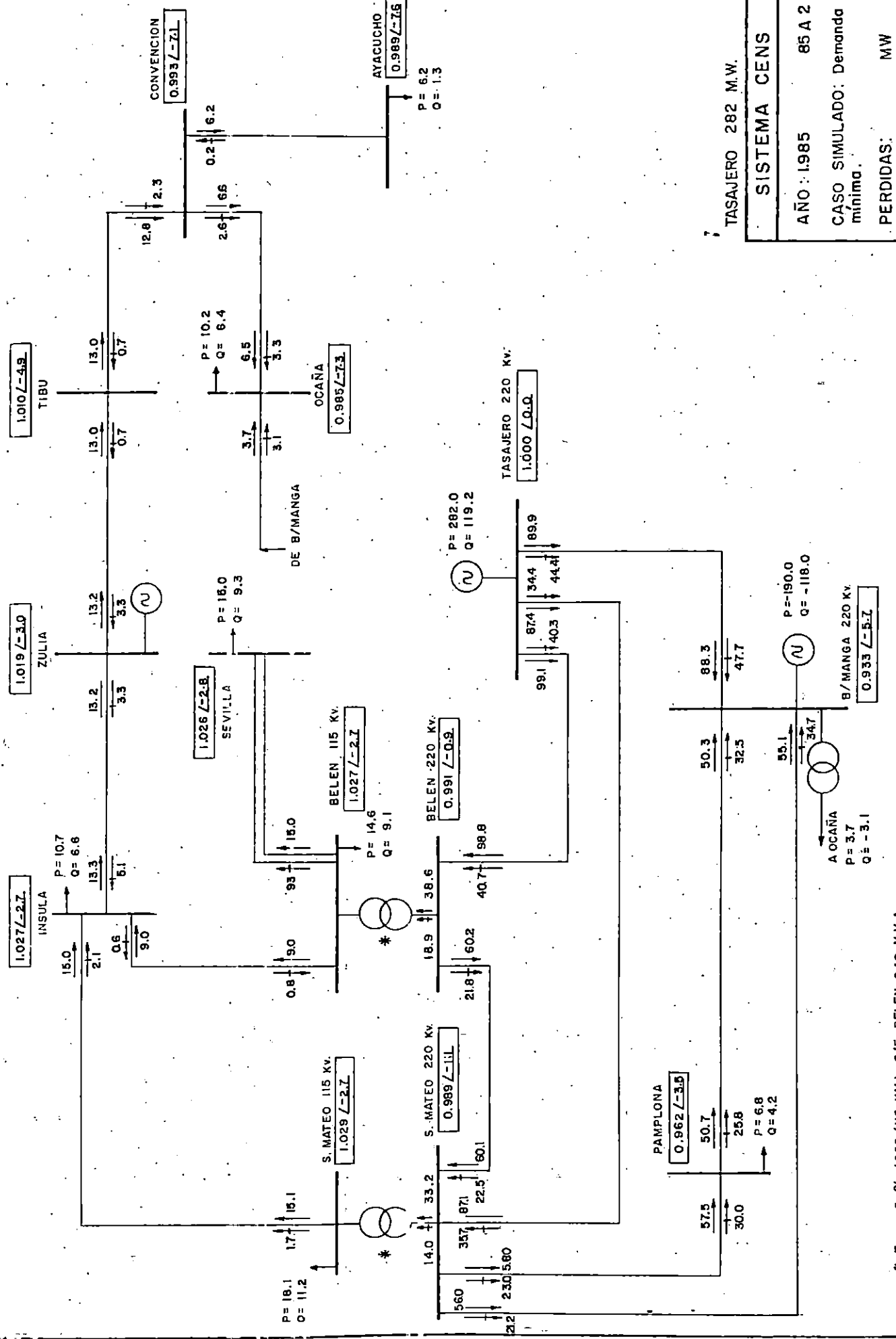
FIG. 25



TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1-985	85 A 1
CASO SIMULADO: Salida	
150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

FIG. 26

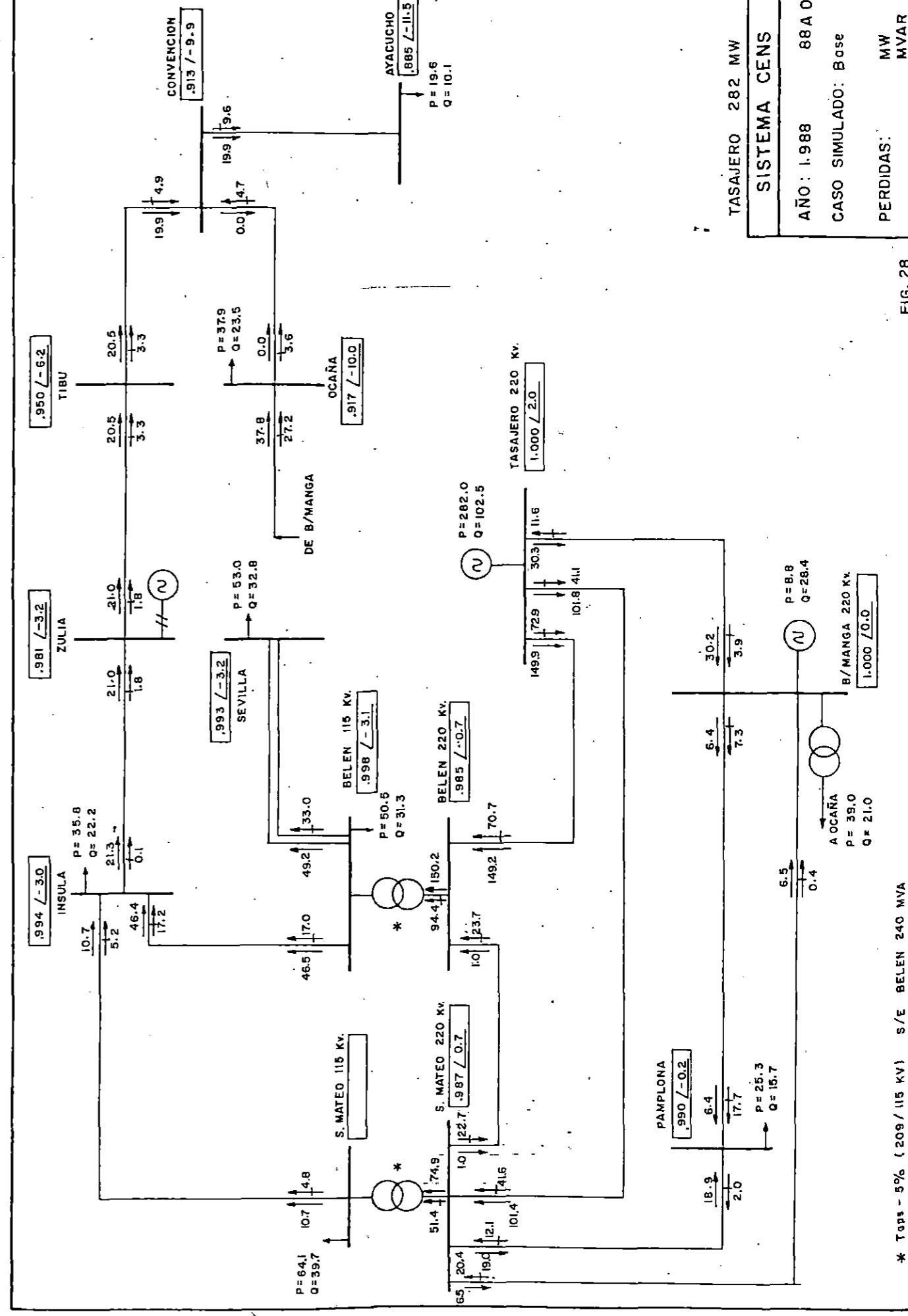
* TAPS - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA



* Tops - 5 % (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 M.V.A.

TASAJERO 282 M.W.	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1985	85 A 2
CASO SIMULADO: Demanda mínima	
PERDIDAS:	MW MYAR

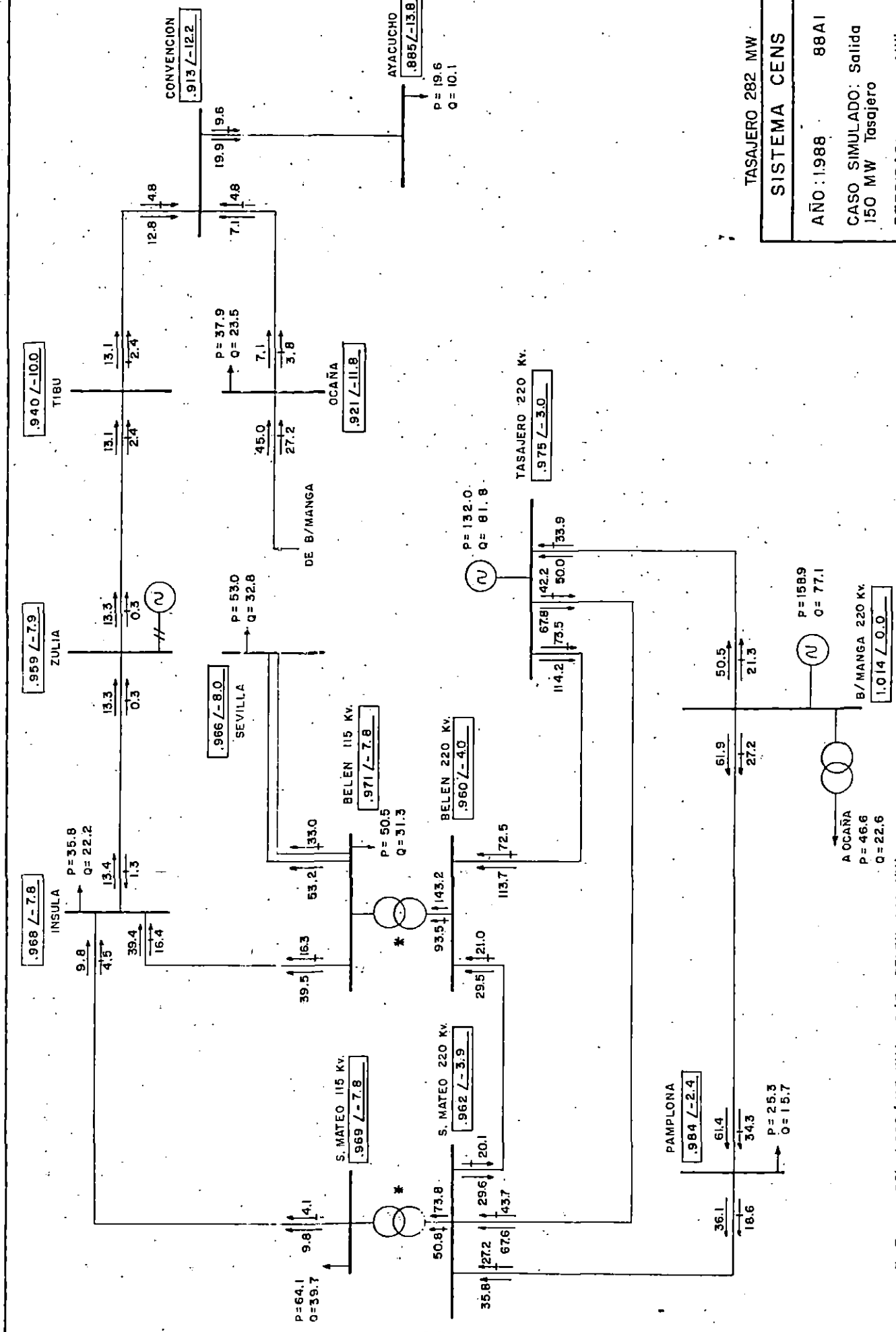
FIG - 27



TASAJERO	282 MW
SISTEMA CENS	
AÑO:	1.988
CASO SIMULADO:	Base
PERDIDAS:	MW MVAR

* Tops - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

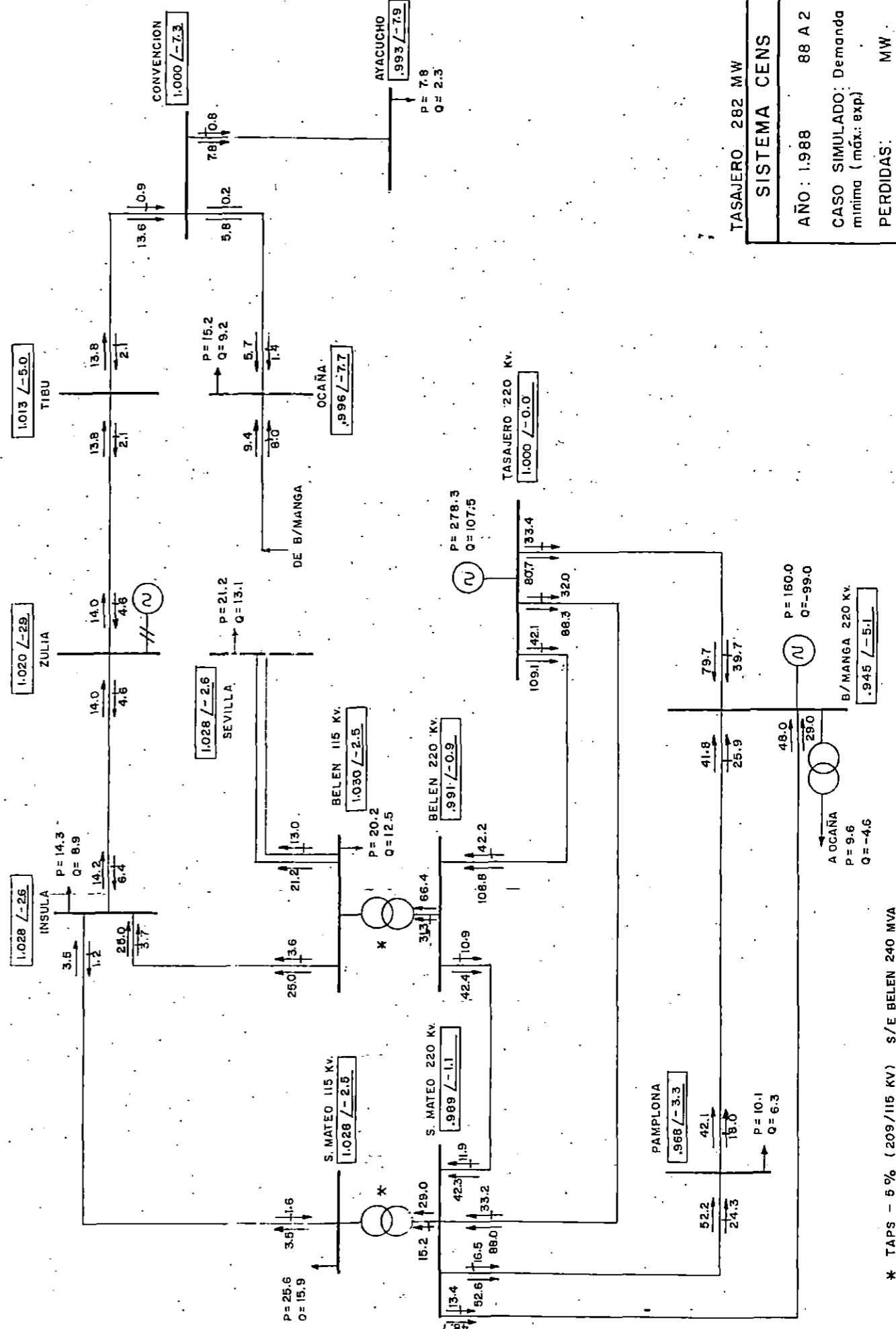
FIG. 28



* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO : 1988	88AI
CASO SIMULADO: Salida	
150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

FIG. 29



* TAPS - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1.988	88 A 2
CASO SIMULADO: Demanda mínima (máx.: exp)	
PERDIDAS:	MW MVAR

FIG. 30

5.3 SUBESTACION DE PLANTA

En el presente capítulo se establecen las características principales que ha de tener la subestación eléctrica de planta asociada al proyecto de la Central Termoeléctrica de Tasajero. Se consideran para efecto de análisis dos posibilidades de tensión para la subestación de Tasajero. Cuando es a 220 KV se tiene dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión entre esa subestación y las de Bucaramanga, Belén y San Mateo. Cuando es a 115 KV se tienen dos unidades generadoras y dos líneas hacia Belén y San Mateo.

Para la selección de la configuración de la subestación se consideraron diferentes alternativas, las cuales fueron analizadas para establecer la más adecuada de acuerdo a criterios de confiabilidad, costos, características técnicas, normalización, disposición física, operación y mantenimiento. Se analizaron las siguientes configuraciones:

1. Anillo
2. Interruptor y medio
3. Barra principal-Barra de transferencia
4. Barra principal-Barra de transferencia (seccionada)

La determinación del efecto que sobre el servicio de la subestación causan las diferentes contingencias simples y dobles que se pueden presentar se ana-

lizó teniendo en cuenta los circuitos que se pierden al ocurrir una falla en los elementos de la subestación y además estableciendo las veces que se pierden estos circuitos debido a la falla de cada uno de los elementos de la subestación.

5.3.1 Análisis de Confiabilidad.

Con el objeto de poder evaluar en forma cuantitativa la confiabilidad de cada esquema se procedió a definir una cierta severidad relativa en la subestación con la pérdida de un circuito simple, asociando esta severidad con la frecuencia de salida de los respectivos circuitos.

Para lo anterior, se establecieron los siguientes términos:

- a) X : Severidad relativa
- b) Ts : Frecuencia de salida de un circuito simple debida a todas las posibilidades de ocurrencia.
- c) Tsn: Frecuencia de salida de la subestación al perder sus n circuitos.
- d) F : Confiabilidad.

con los cuales se puede determinar la siguiente ecuación:

$$F = Ts + (X Ts) \cdot 10^3 \text{ años}$$

pudiéndose entonces para cualquier X determinar la confiabilidad del esquema (X está determinado por el número de circuitos que se pierden).

Las figuras III-31 a 36 muestran los esquemas de subestaciones para las configuraciones mencionadas anteriormente. Nótese que para cada configuración se ha hecho diferencia entre el utilizar interruptor de máquina y transformador de arranque, ya que esta última alternativa implica un módulo más al nivel de alto voltaje y por lo tanto un grado diferente de confiabilidad para la subestación.

El análisis efectuado consideró el siguiente tipo de contingencias:

- 1) Fallas simples: - Falsa operación de un interruptor.
- Falla sobre un interruptor
- Falla en Barras
- 2) Mantenimiento: - Sobre un interruptor
- En Barras

3) Mantenimiento + fallas simples .

Esta combinación comprende la siguiente secuencia de fallas:

- Mantenimiento: - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor
sobre interruptor Falla en Barras

- Mantenimiento - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor

- en barras - Falla en Barras

4) El caso de fallas independientes y simultá-

neas sobre los diferentes elementos de una sub-estación no es contemplado debido a su baja probabilidad de ocurrencia.

Debido a que hasta el momento no se tienen las estadísticas del Sistema del ICEL, se emplean las estadísticas internacionales que se muestran a continuación:

Frecuencia de salidas forzadas por año

Fallas simples

FOR (falsa operación interruptor)	0.028
FOR (falla interruptor)	0.007
FOR (falla en barras)	0.002
FOR (falla en líneas)	0.030

Frecuencia de salidas por mantenimiento

FOR (Mantenimiento interruptor)	0.003
FOR (Mantenimiento barras)	0.001

El estudio efectuado consideró las siguientes suposiciones básicas:

- 1) Se asume que cualquiera de las tres líneas a 220 KV (o dos líneas para 115 KV) entre Tasajero y las subestaciones de Buracamanga, Belén y San Mateo es capaz de transportar la totalidad de la capacidad de las dos unidades generadoras.
- 2) El hecho de considerar mantenimiento como una falla implica que para el caso de mantenimiento en barras quedará al menos un circuito fuera de servicio.

- 3) Todos los análisis de confiabilidad efectuados se basan solamente en la subestación a 220 KV (o 115 KV). Los sistemas de 13.8 y 6.9 KV no entran en el análisis

Después de tener en cuenta las consideraciones anteriormente establecidas se encontraron los resultados que se presentan en las figuras III-37 y 38.

Estas gráficas resumen los resultados obtenidos para las diversas alternativas estudiadas, la ordenación en base a confiabilidad puede deducirse fácilmente, pues sólo basta escoger la severidad relativa (X) y leer en la ordenada cual configuración tiene menor frecuencia equivalente de pérdida de circuitos.

5.3.2 Conclusiones.

- 1) Teniendo en cuenta los resultados obtenidos puede concluirse desde el punto de vista de confiabilidad lo siguiente:
 - a) Para el caso cuando se tiene una subestación a 220 KV, dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión, el ordenamiento de mayor a menor confiabilidad para cada tipo de subestación con X _ 3 es como sigue:
 - 1) Interruptor y medio
 - 2) Anillo
 - 3) Barra principal-Barra de trans-

ferencia (seccionada)

4) Barra principal - barra de transferencia.

b) Para el caso cuando se tiene una subestación a 115 KV, dos unidades generadoras y dos líneas de interconexión, el ordenamiento en base a confiabilidad para X _ 5 es el siguiente:

- 1) Anillo
- 2) Interruptor y medio
- 3) Barra principal - barra de transferencia.

De lo anterior puede deducirse que la subestación menos confiable es la de tipo barra principal - barra de transferencia en cualquiera de los dos casos.

2) Los estimativos de costos para cada tipo de subestación muestran que la subestación más costosa es la de tipo interruptor y medio, siendo los costos de la de tipo anillo y barra principal - barra de transferencia bastantes semejantes. Es conveniente mencionar que la primera configuración de subestación arriba mencionada sobrepasa en precio a las otras dos en un porcentaje comprendido entre el 18% y el 25%.

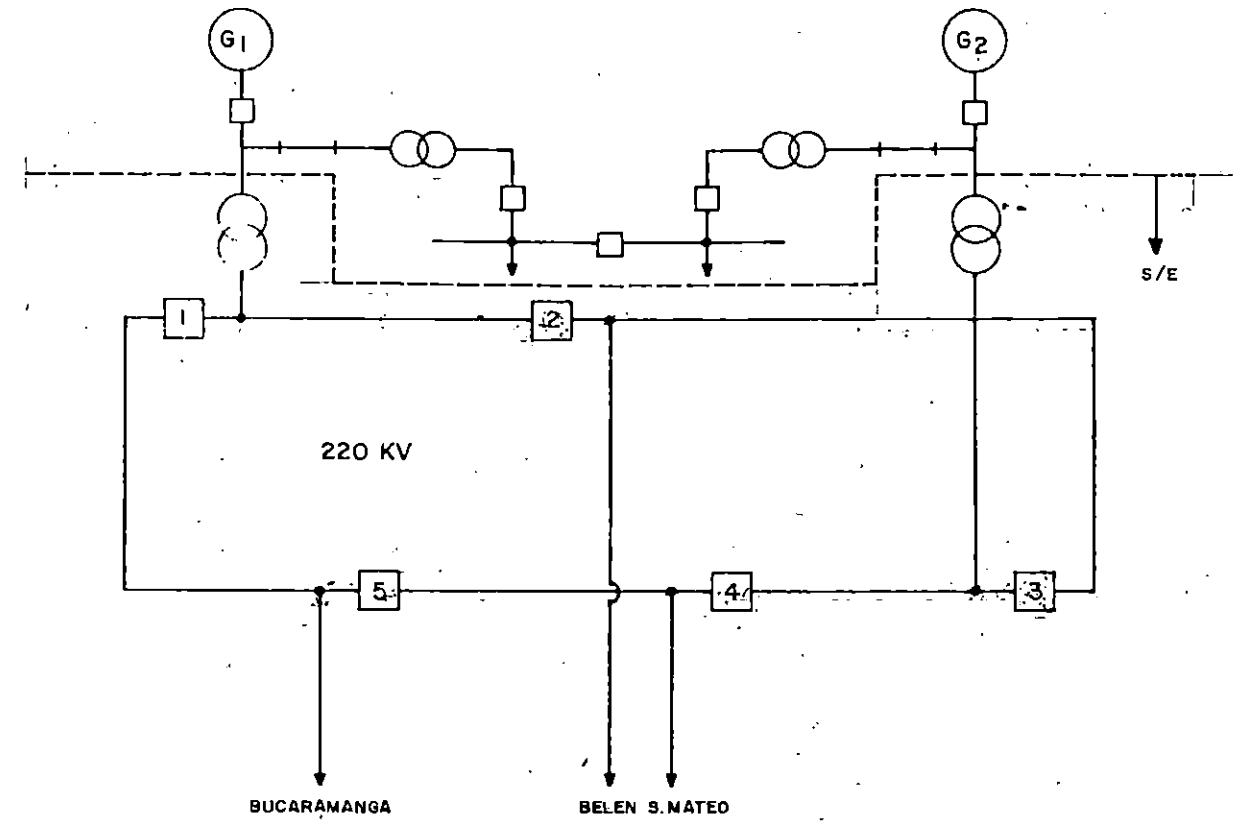
3) Efectuado el debido compromiso entre con-

fiabilidad y costos puede concluirse que para el caso de 220 KV la selección del tipo de subestación debería ser interruptor y medio, anillo o barra principal - barra de transferencia en ese orden, mientras en el caso de 115 KV la selección debería ser anillo bajo cualquier circunstancia; sin embargo tomando en consideración la normalización adoptada por ICEL y las posibilidades de ampliación de la central se ha seleccionado la configuración "Barra Principal - Barra de Transferencia (seccionada)" para la subestación a 220 KV.

CASO I

ANILLO A 220 KV

A. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A1



B. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A2

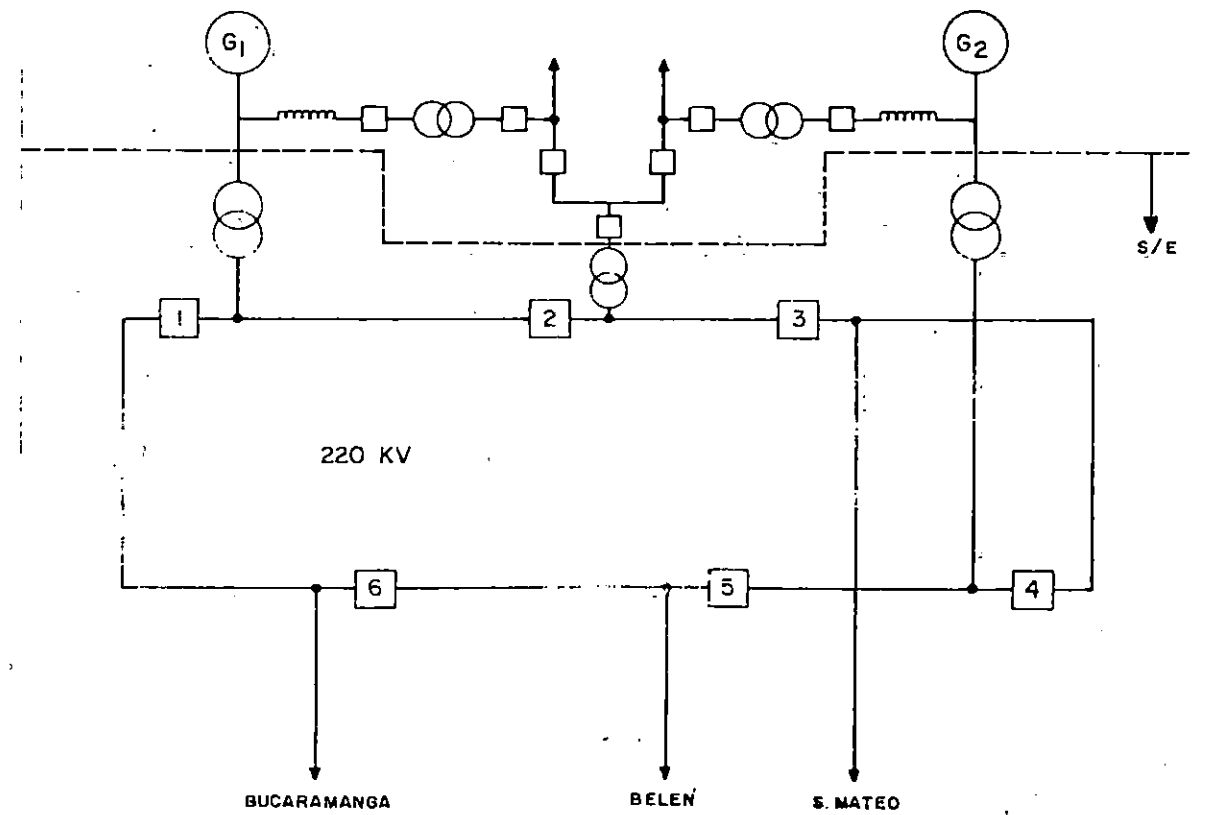
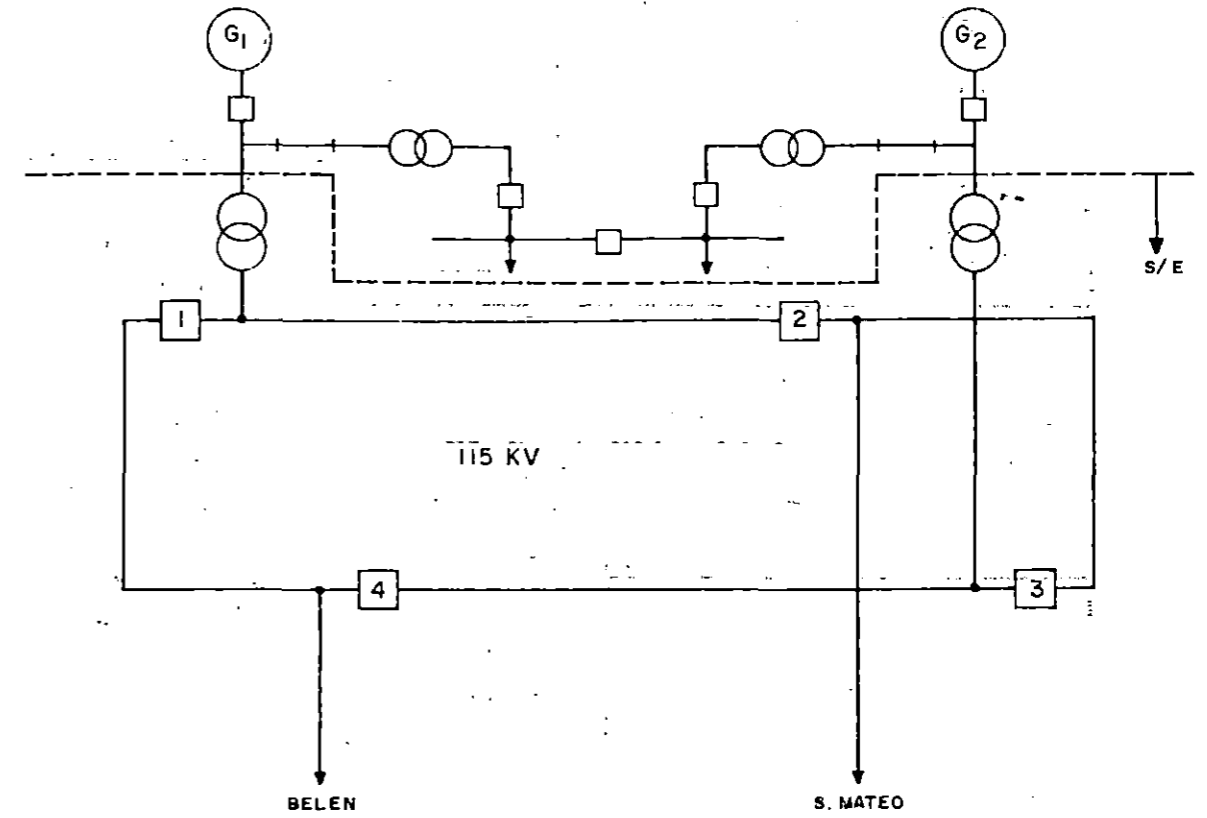


FIGURA III-31

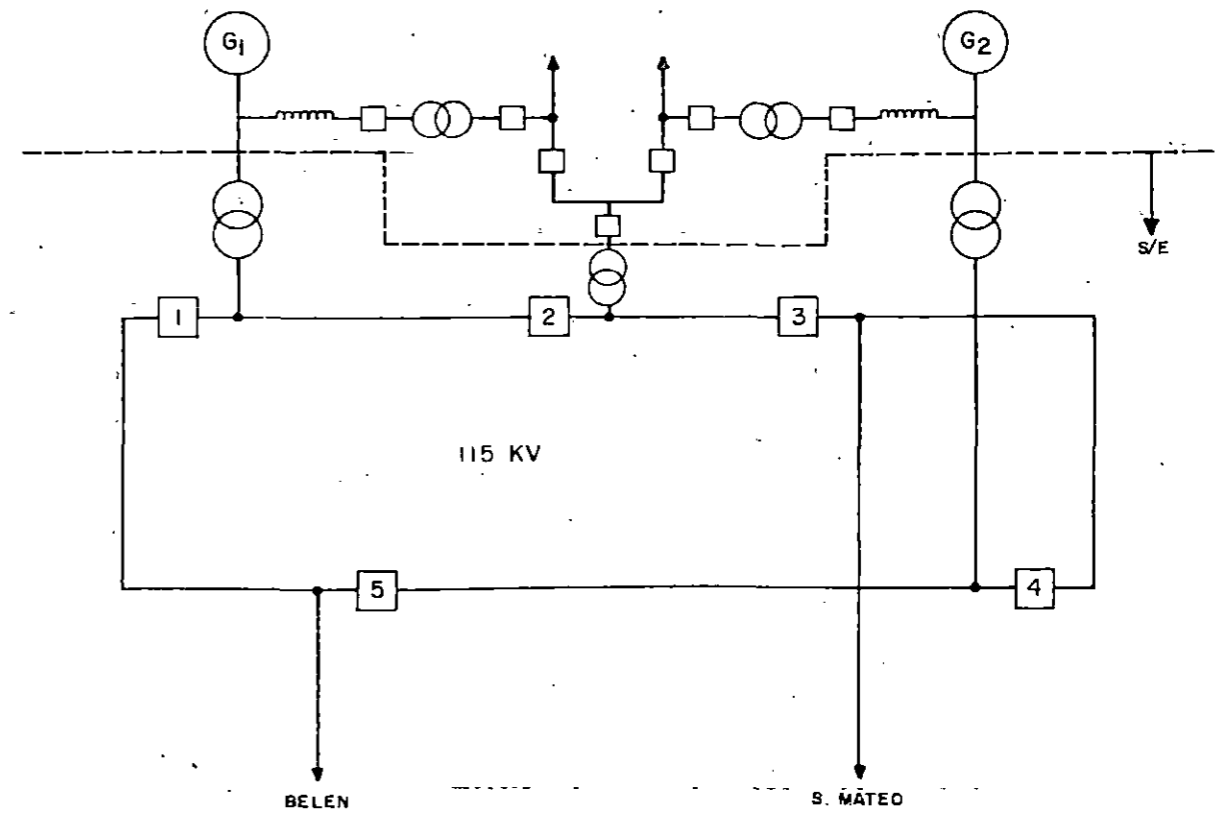
CASO 2

(ANILLO A 115 KV)

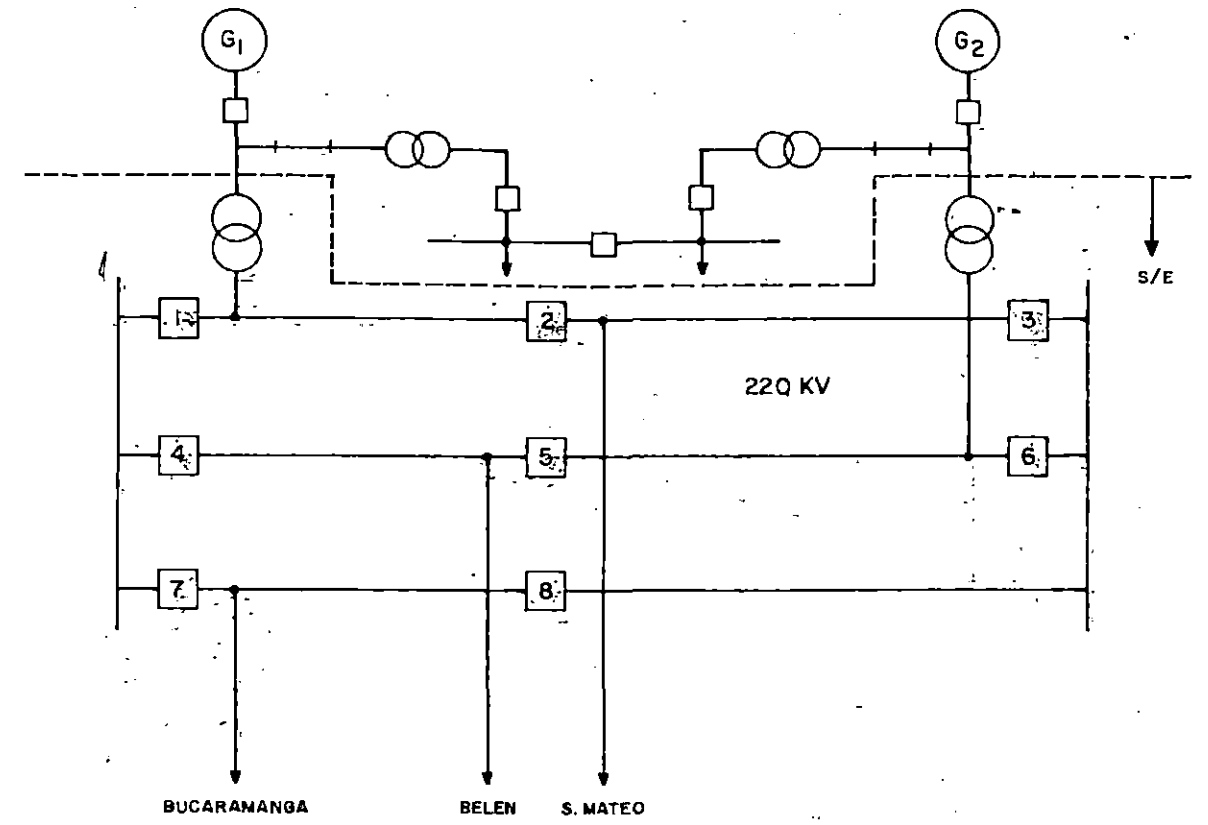
E. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₁



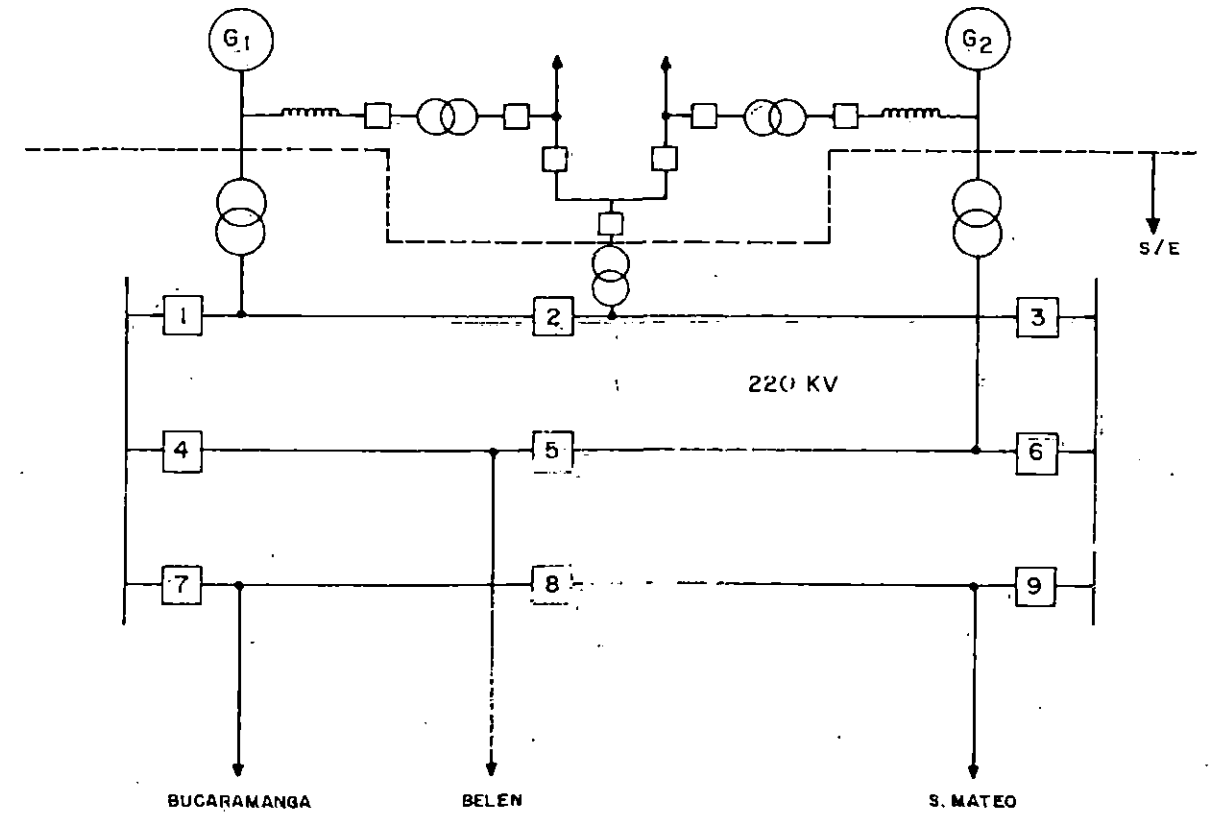
F. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₂



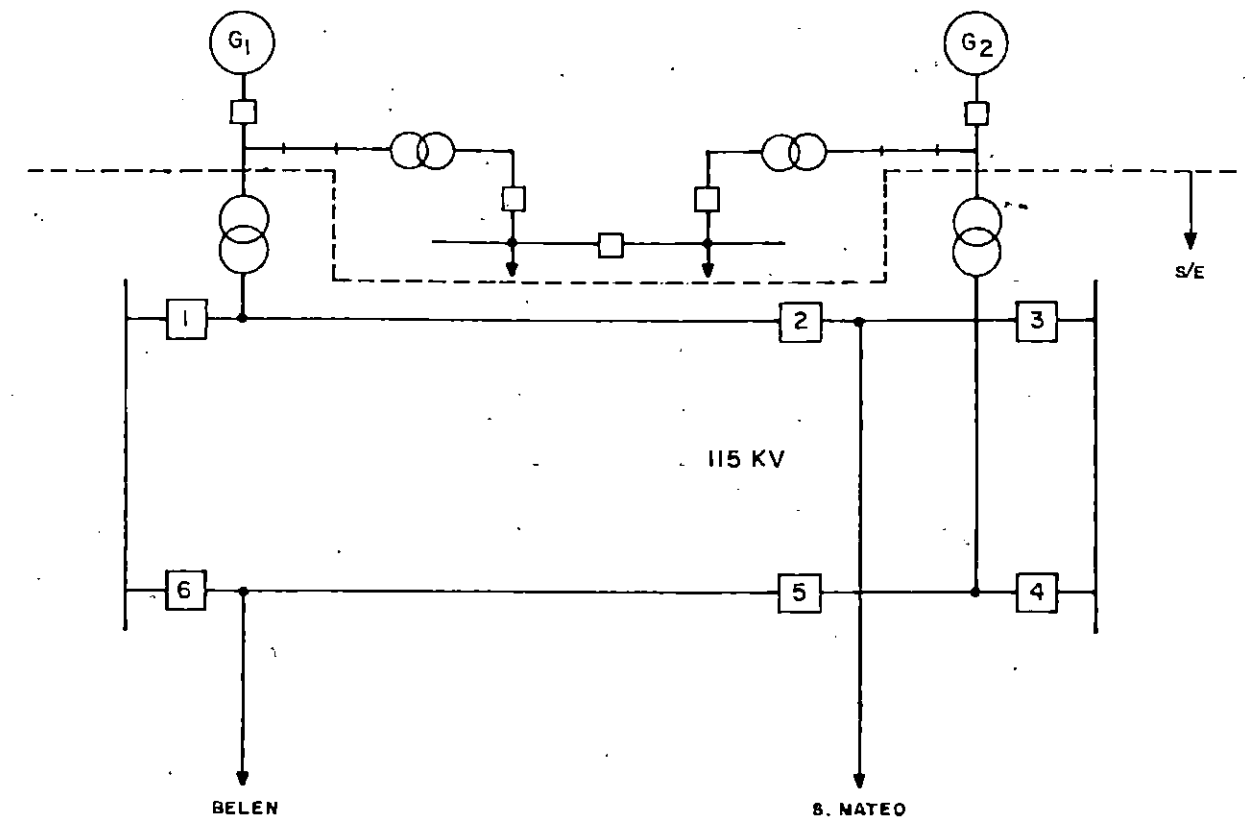
CASO I (INTERRUPTOR Y MEDIO A 220 KV)
 C. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C1



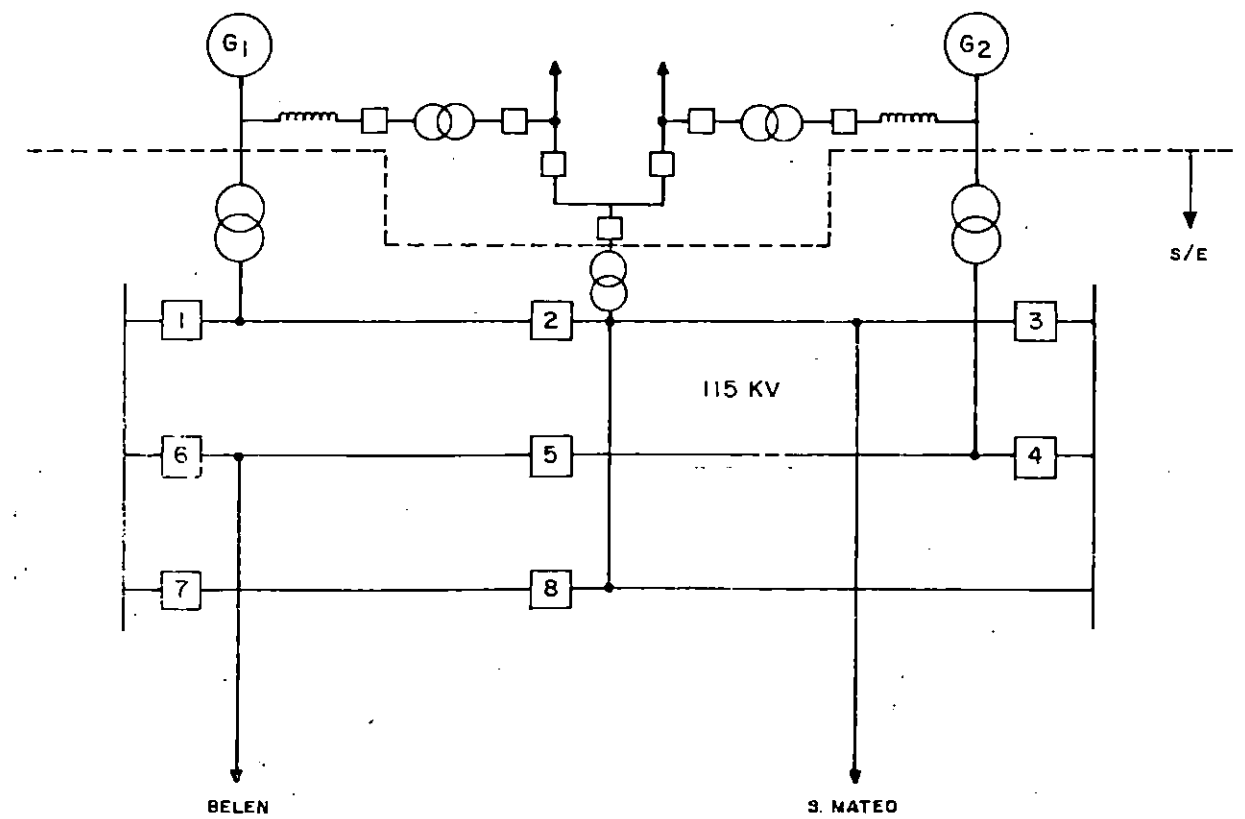
D. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C2



CASO 2 (INTERRUPTOR Y MEDIO A 115 KV)
 G. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D1

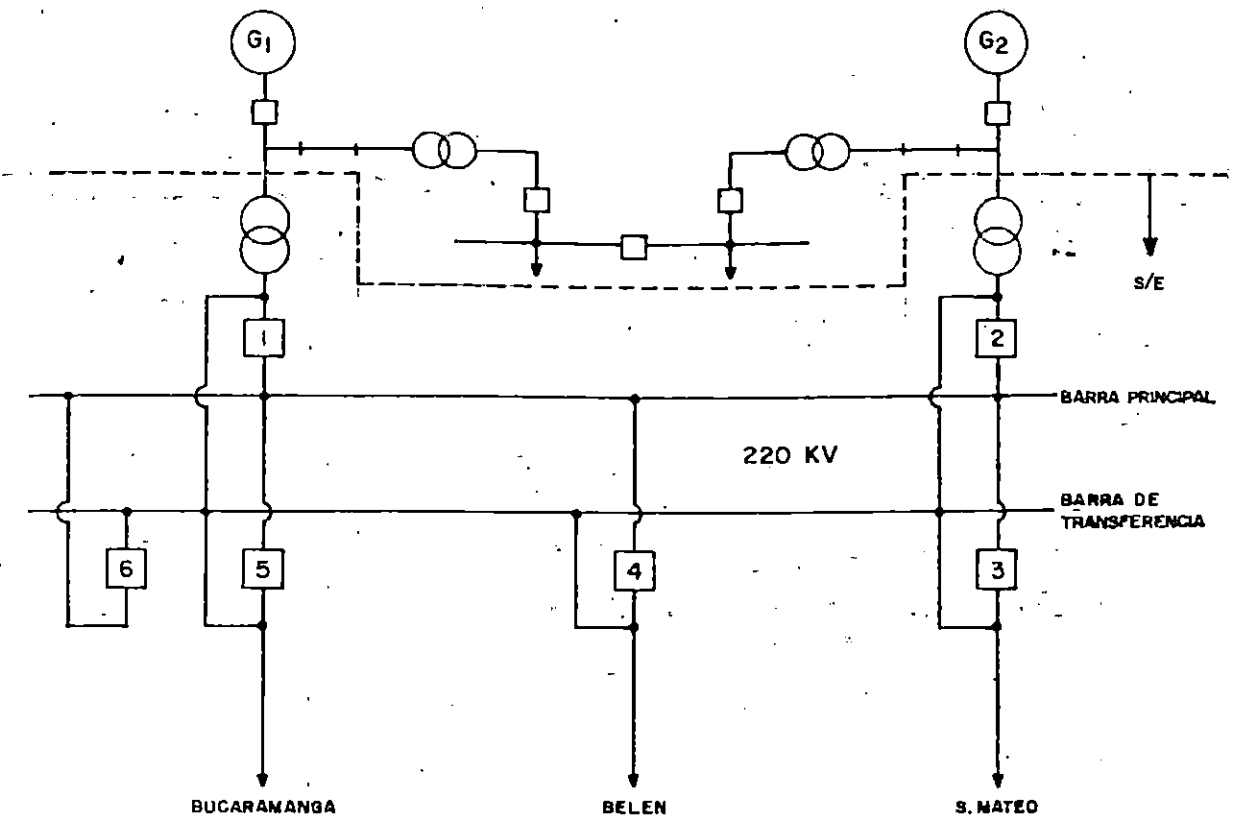


H. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D2

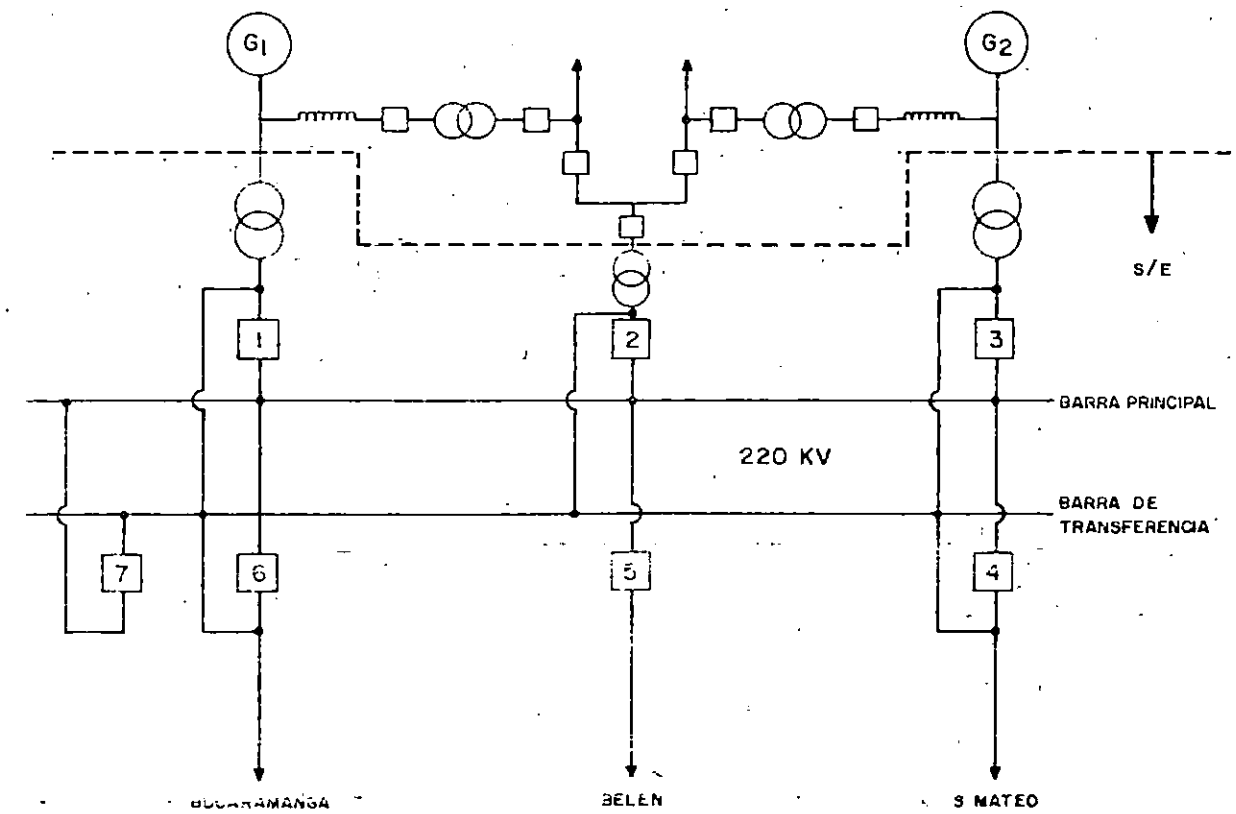


CASO I (BARRA PRINCIPAL - BARRA TRANSFERENCIA 220 KV.)

I. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E1

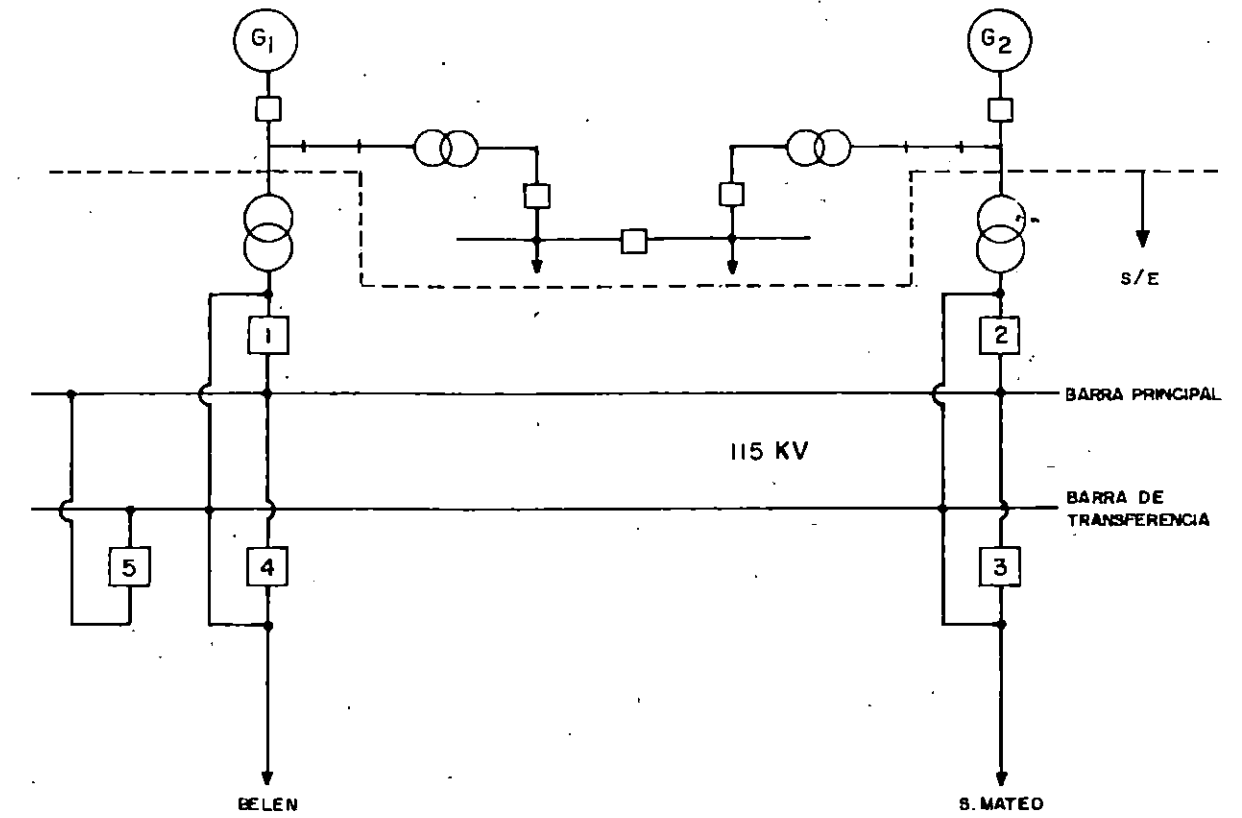


J. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E2

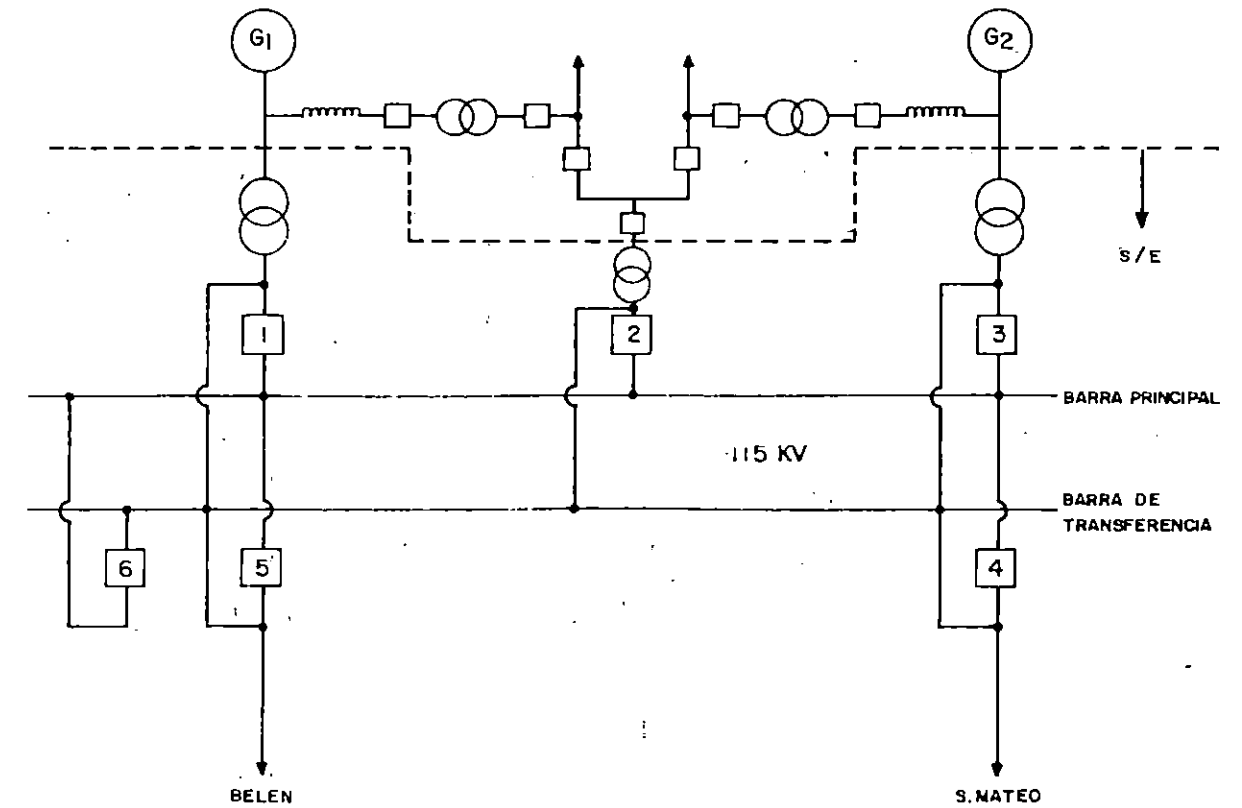


CASO 2 (BARRA PRINCIPAL-BARRA TRANSFERENCIA 115 KV)

K . CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA F₁

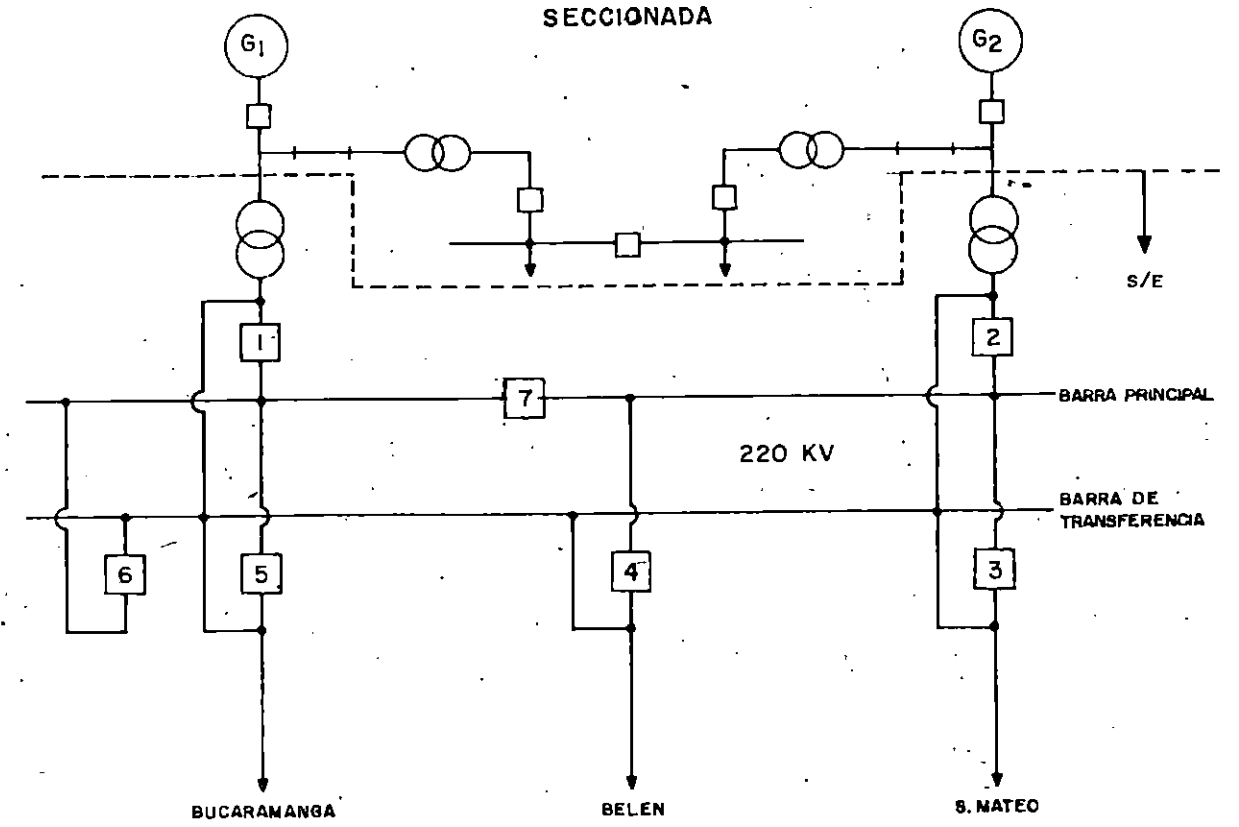


L . CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA F₂

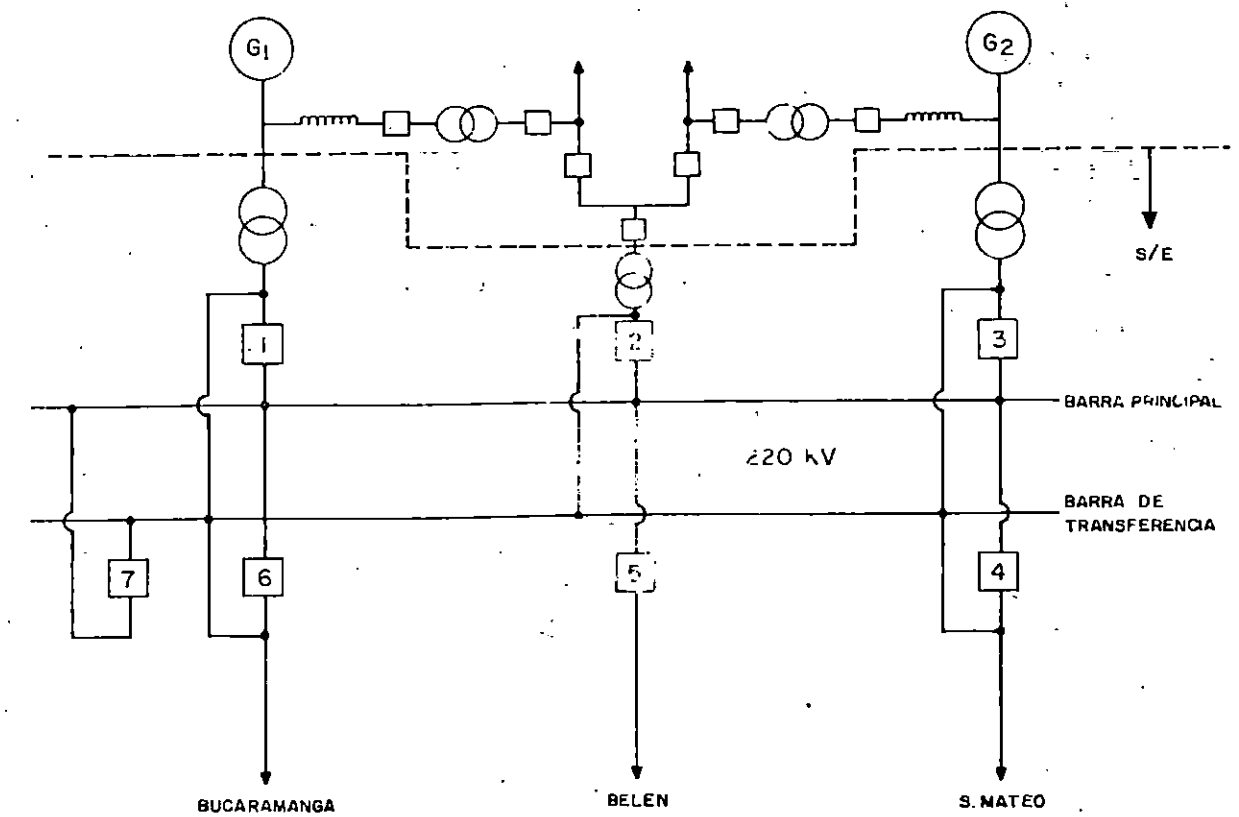


CASO I

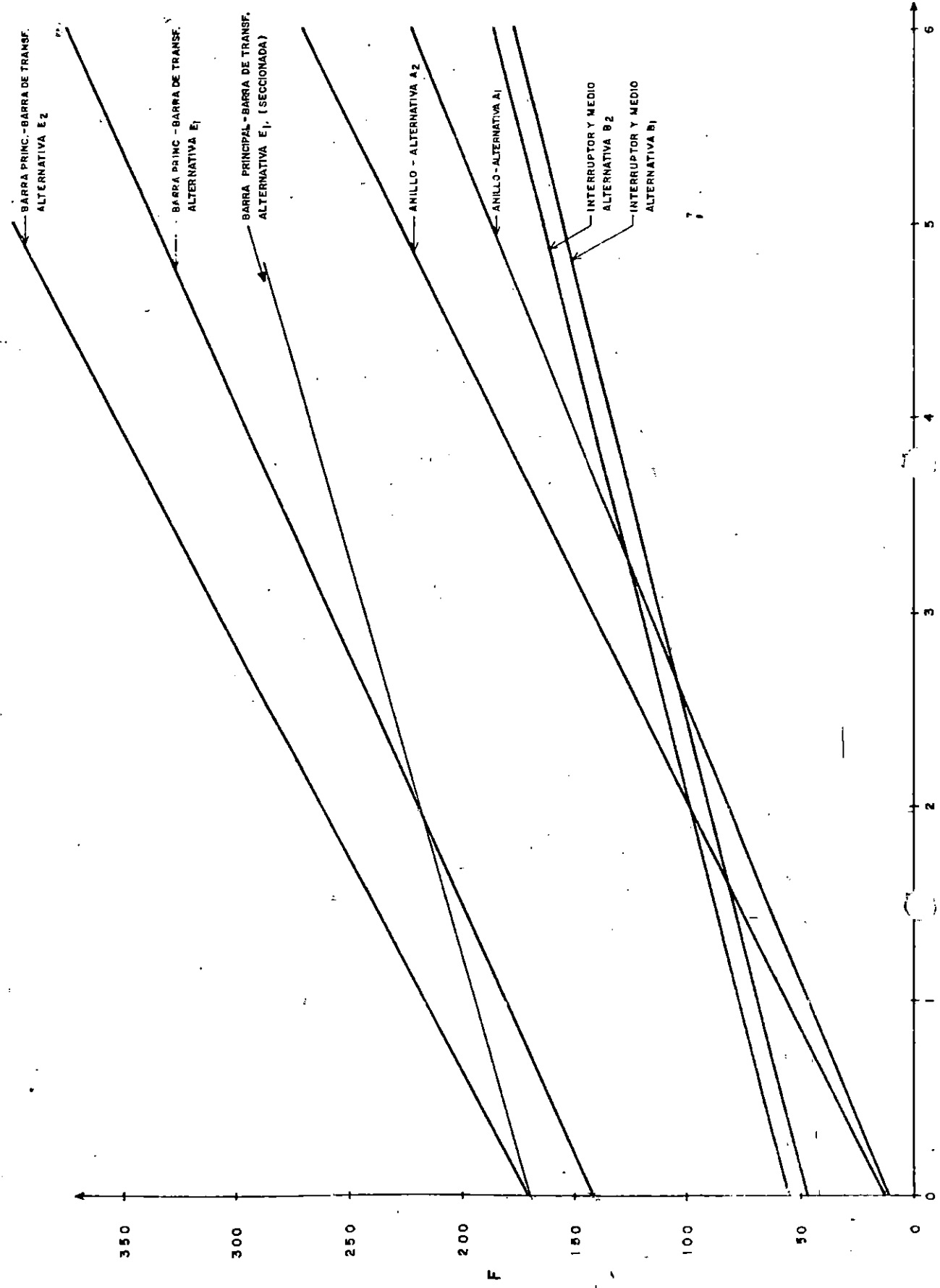
I. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E1

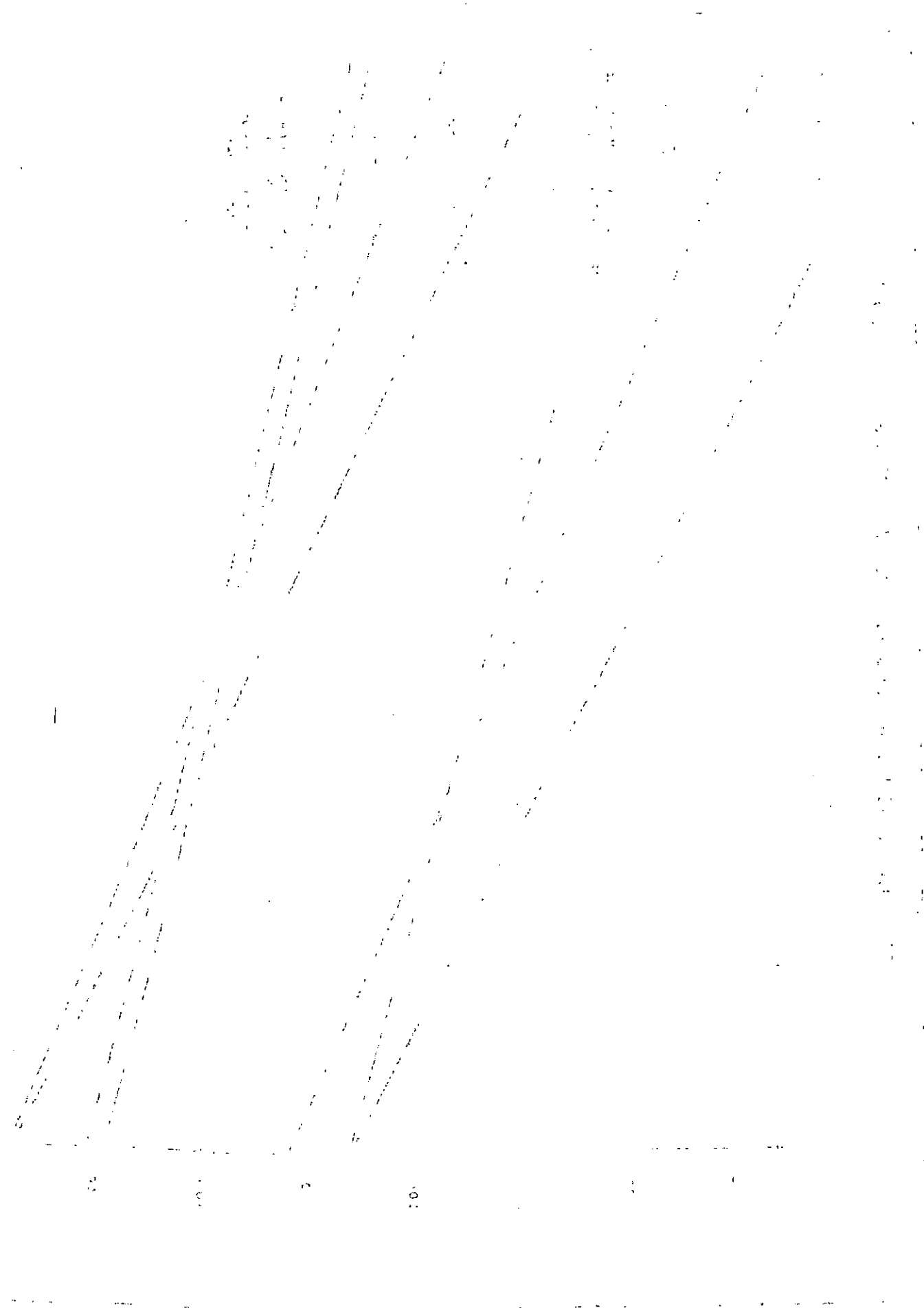


J. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E2

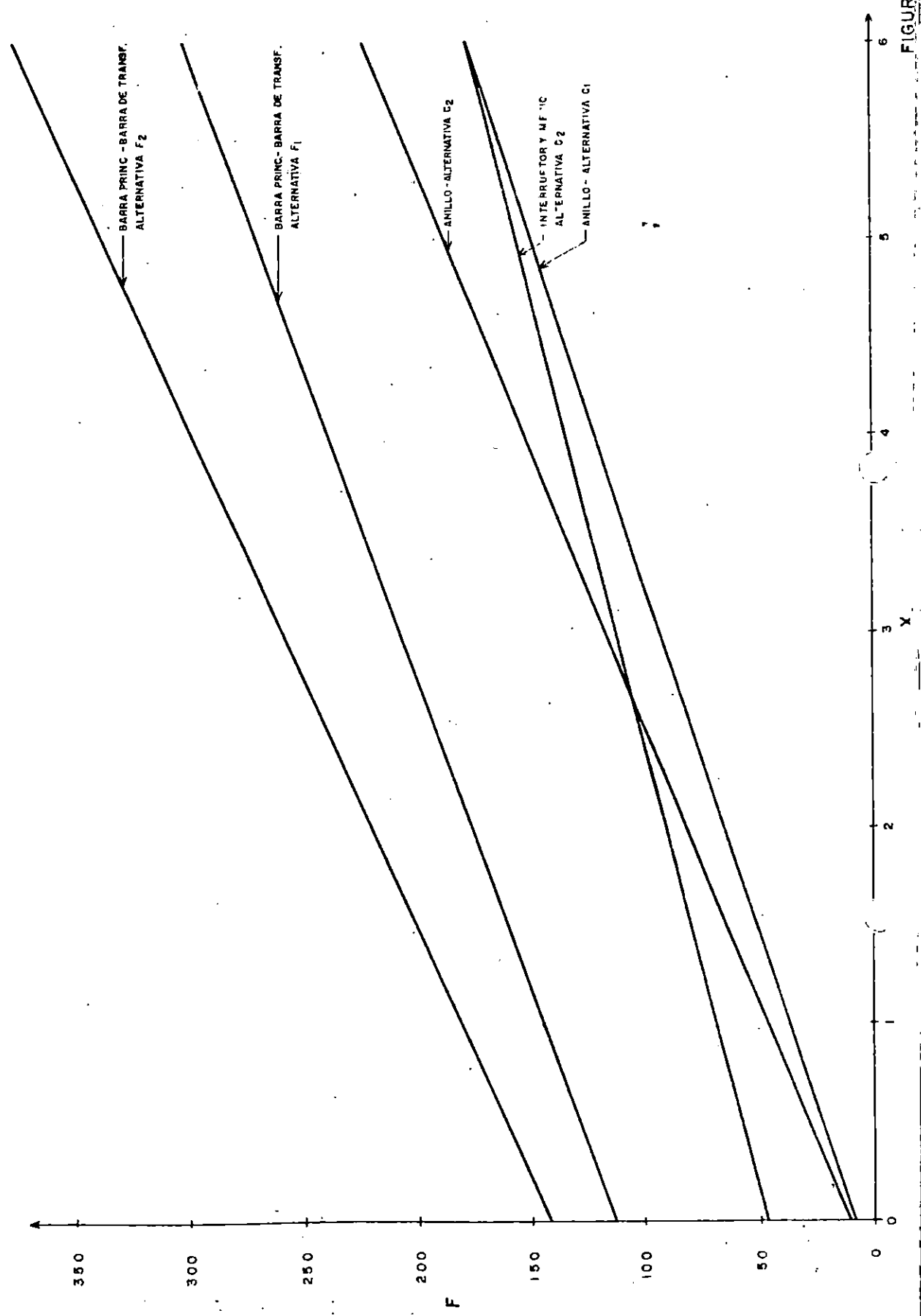


RESULTADOS DE LA APLICACION DE LA METODOLOGIA AL CASO I





RESULTADOS DE LA APLICACION DE LA METODOLOGIA AL CASO DE 115 KV



5.4 EQUIPO ELECTRICO DE PLANTA

Para seleccionar los equipos eléctricos de planta fueron consideradas las siguientes alternativas, según diagrama unifilar de la figura III-39, en el cual se ha supuesto que la conexión de la central al sistema se efectuará a la tensión de 220 KV:

Alternativa A: cada unidad con interruptor de generador.

Alternativa B: sin interruptor de generador pero con un transformador de arranque común para ambas unidades.

A continuación se describen las condiciones de operación de la planta en cada una de las alternativas.

5.4.1 Alternativa con interruptor de generador (Alt. A)

- Se utilizan interruptores de generador con una capacidad suficiente de apertura bajo condiciones de corto-circuito con dos generadores conectados en paralelo más el aporte desde el sistema del Nordeste.
- La potencia del transformador auxiliar de cada unidad debe ser suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. En caso de apertura del interruptor 6.9 KV de uno de los transformadores auxiliares, se cierra el interruptor de acople a 6.9 KV y la totalidad de los servicios auxiliares de la planta quedan alimen-

tados desde el transformador auxiliar que aún queda en servicio.

- Cualquier falla en uno de los transformadores auxiliares de unidad saca del servicio al generador asociado.
- El arranque de la unidad se efectúa mediante alimentación de los servicios auxiliares desde el sistema de 220 KV, a través del transformador auxiliar de unidad. La sincronización del generador respectivo se realiza con el interruptor de generador.
- El interruptor de acople a 6.9 KV debe permanecer abierto bajo condiciones normales de operación.

5.4.2 Alternativa con transformador de arranque. (Alt

- Se utiliza un transformador de arranque común para ambas unidades alimentado directamente desde el sistema de 220 KV, con una potencia suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. Se eliminan los interruptores de generador pero es necesario un módulo adicional de transformador en la subestación 220 KV.
- La potencia de cada uno de los transformadores auxiliares de unidad debe ser adecuada únicamente para alimentar los servicios auxiliares de la unidad respectiva. En caso de

tados desde el transformador auxiliar que aún queda en servicio.

- Cualquier falla en uno de los transformadores auxiliares de unidad saca del servicio al generador asociado.
- El arranque de la unidad se efectúa mediante alimentación de los servicios auxiliares desde el sistema de 220 KV, a través del transformador auxiliar de unidad. La sincronización del generador respectivo se realiza con el interruptor de generador.
- El interruptor de acople a 6.9 KV debe permanecer abierto bajo condiciones normales de operación.

5.4.2 Alternativa con transformador de arranque. (Alt.B)

- Se utiliza un transformador de arranque común para ambas unidades alimentado directamente desde el sistema de 220 KV, con una potencia suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. Se eliminan los interruptores de generador pero es necesario un módulo adicional de transformador en la subestación 220 KV.
- La potencia de cada uno de los transformadores auxiliares de unidad debe ser adecuada únicamente para alimentar los servicios auxiliares de la unidad respectiva. En caso de

apertura del interruptor 6.9 KV de uno de los transformadores auxiliares de unidad, o de ambos, los servicios auxiliares son alimentados desde el transformador de arranque.

- Una falla sobre cualquiera de los transformadores auxiliares de unidad no saca del servicio el generador asociado, ya que ésta continúa en sincronismo con el sistema. En ese caso la única operación que se efectúa dentro de la planta es la transferencia automática de auxiliares, del transformador auxiliar propio de la unidad al transformador de arranque.
- El arranque de la unidad se efectúa alimentando los servicios auxiliares desde el transformador de arranque y la sincronización del generador con el sistema se realiza con los interruptores de 220 KV. Inmediatamente después de haber sincronizado el generador se efectúa una conmutación automática de auxiliares, del transformador de arranque al transformador auxiliar propio de la unidad.
- Bajo condiciones normales de operación el transformador de arranque debe estar fuera de servicio, a menos que un tercer devanado de este transformador fuera utilizado para alimentar alguna carga vecina a la central.
- En la derivación a 13.8 KV a cada uno de los

transformadores auxiliares de unidad se utilizan bobinas de reactancia con el objeto de disminuir la potencia de corto-circuito a ese nivel de tensión. De este modo, en el lado de 13.8 KV de los transformadores auxiliares se pueden utilizar interruptores de potencia con una capacidad de apertura mucho menor que el interruptor de máquina de la alternativa A.

5.4.3 Comparación Económica y selección final

Los equipos y aparatos para cada una de las alternativas (sin considerar los equipos comunes) son los siguientes:

Alternativa A:

- 2 Interruptores de generador 13.8 KV, 4000 A., 2000 MVA
 - 1 Equipo de aire comprimido
 - 2 Transformadores auxiliares de unidad 15 MVA, 13.8/6.9 KV
- | | |
|--------------|--------------|
| Precio total | US\$ 445.000 |
| | ===== |

Alternativa B:

- 2 Bobinas de reactancia
 - 2 Transformadores auxiliares de unidad 7.5 MVA, 13.8/6.9 KV
 - 2 Gabinetes 13.8 KV, 500 MVA
 - 2 Gabinetes 6.9 KV, 250 MVA
 - 1 Transformador de arranque 15 MVA, 220/6.9 KV
 - 1 Módulo 220 KV para transformador
- | | |
|--------------|--------------|
| Precio total | US\$ 687.000 |
| | ===== |

Los precios totales fueron calculados con base en informaciones de ICEL.

Del resumen anterior se deducen los siguientes puntos:

La laternativa B sin interruptor de generador es más confiable que la alternativa A ya que garantiza una mayor continuidad de servicio, pero es más costosa.

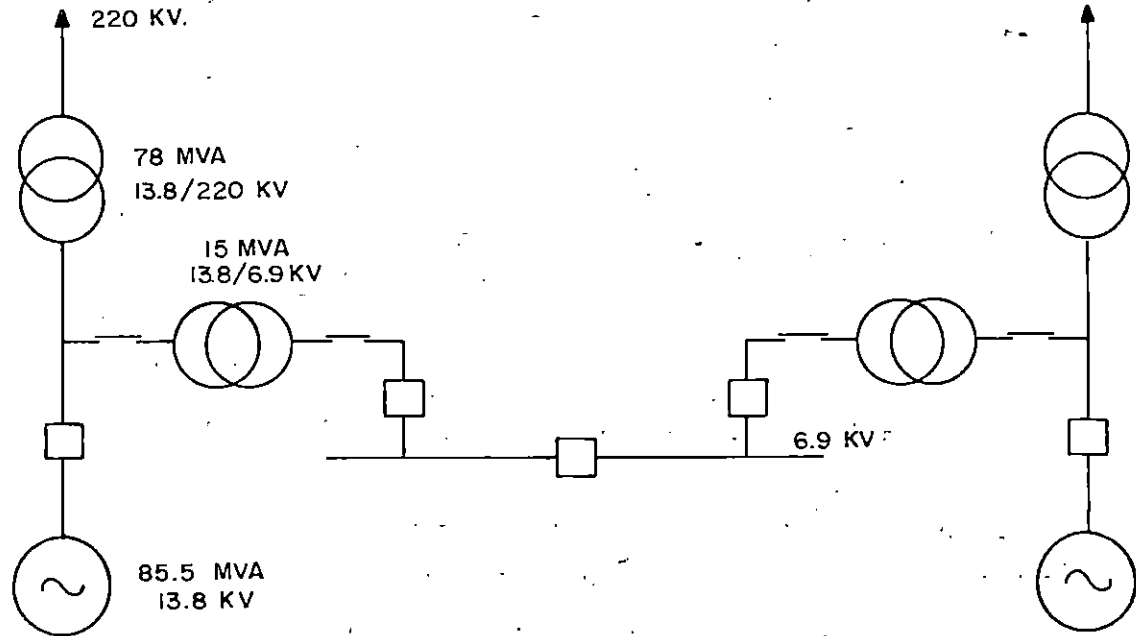
La diferencia de precios representa un porcentaje bastante alto si se comparan solamente los totales de los grupos de aparatos considerados para cada alternativa. Dicho porcentaje se reduce considerablemente si la comparación se efectúa entre valores totales de equipo eléctrico de planta incluyendo generadores y transformadores.

Para centrales con potencias de corto-cirtuido hasta 2000 MVA (capacidad de apertura del interruptor) se justifica equipar la planta con interruptor de generador.

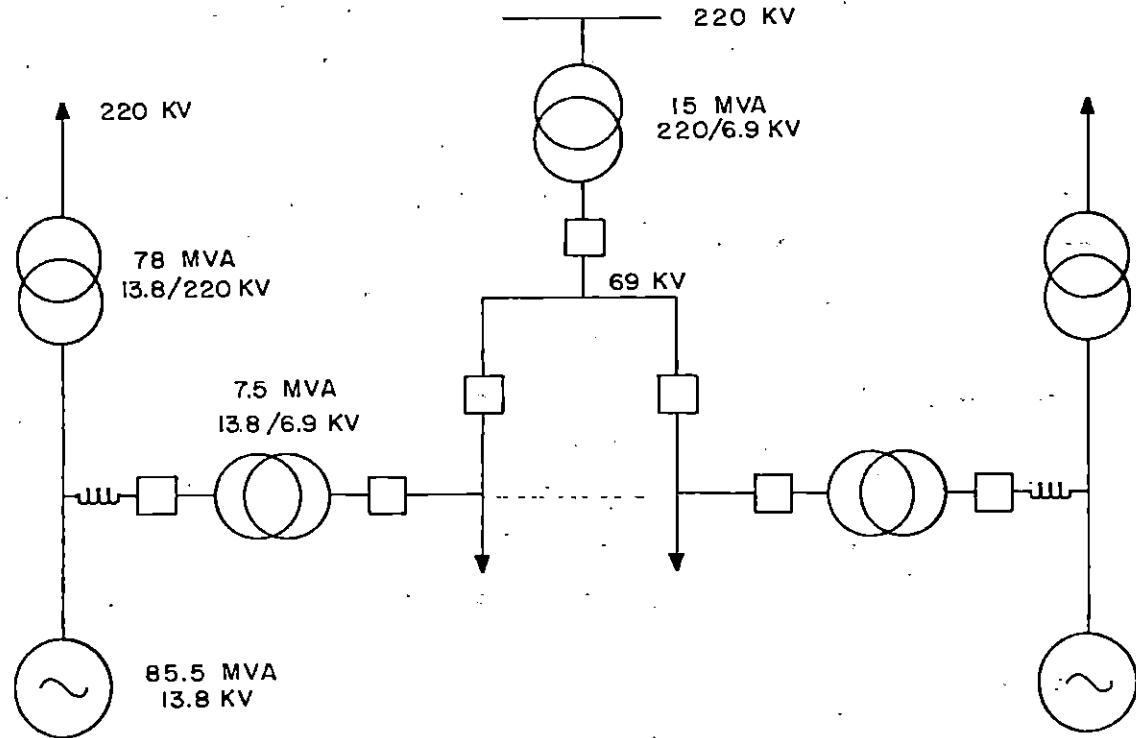
Con base en las consideraciones anteriores se ha seleccionado para el caso de Tasajero, la alternativa A.

DIAGRAMA UNIFILAR DE PLANTA

ALTERNATIVA A



ALTERNATIVA B



5.5 EQUIPO ELECTRICO DE SERVICIO AUXILIARES

Los servicios auxiliares de cada unidad comprenden principalmente los siguientes circuitos, los cuales se esquematan en la figura III-40

- a) Servicios auxiliares de c. a. 6.9 KV
- b) Servicios auxiliares de c. a. 460/265 V
- c) Servicios auxiliares de c. a. 208/120 V
- d) Servicios auxiliares de c. c. 220 V
- e) Servicios auxiliares de c. c. 24 V

5.5.1 Servicios auxiliares de c.a. 6.9 KV

El transformador trifásico auxiliar de la unidad se alimenta directamente desde el barraje principal a 13.8 KV, será diseñado con las siguientes características técnicas: potencia 15 MVA con refrigeración OA, frecuencia 60 Hz, relación de transformación $13.8 \pm 2 \times 2.5\%$ / 6.9 KV, impedancia 7%. Este transformador alimenta al barraje a 6.9 KV (BP-A) al que están conectados los motores de los circuitos de ventilación de tiro inducido, ventilación de tiro forzado, sistema de agua de alimentación y sistema de agua de refrigeración.

Al mismo barraje a 6.9 KV está conectado un transformador de 2500 KVA (OA) que alimenta el barraje de servicios auxiliares a 460 V. Relación de este transformador $6.900 \pm 2 \times 2.5\%$ / 480-265 V. Impedancia 10%.

Los barrajes a 6.9 KV de las dos unidades pueden ser conectados entre si mediante un interruptor de acople de 2.000 A.

El interruptor principal de llegada desde el transformador principal de unidad será diseñado para una tensión nominal de 10 KV, corriente nominal 2.000 A y potencia de ruptura en cortocircuito de 250 MVA.

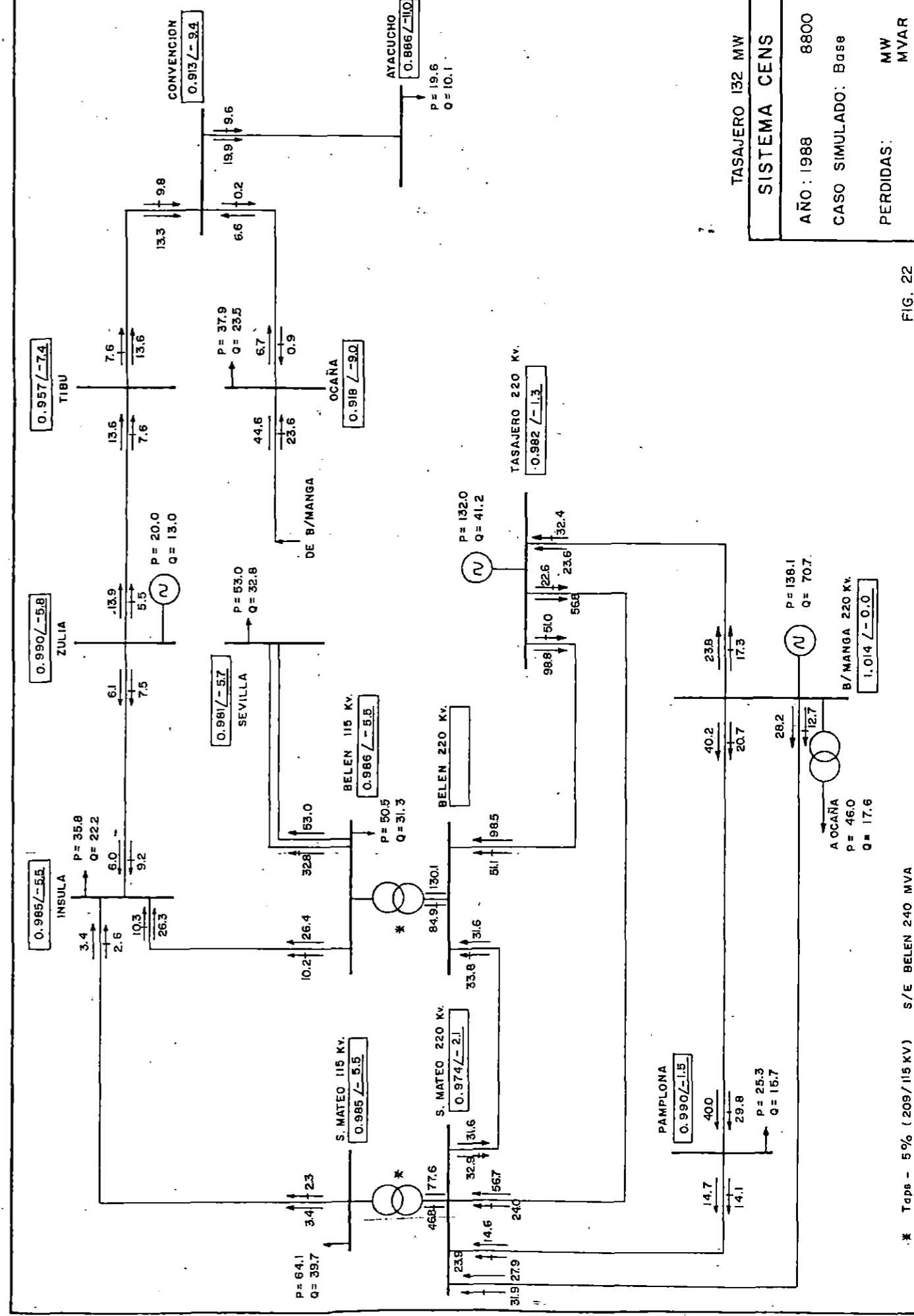
Los demás interruptores para las salidas a 6.9 KV tienen una corriente nominal de 630 A y capacidad de apertura en cortocircuito de 250 MVA.

Todos los interruptores serán montados en celdas metálicas blindadas y su construcción es de tipo extraíble, equipados con las protecciones necesarias contra cortocircuito, sobrecarga y bajo voltaje.

5.5.2 Servicios auxiliares de c. a. 460/265 V

A este nivel de voltaje existen tres barrajes a los que están conectados diferentes circuitos en la siguiente forma:

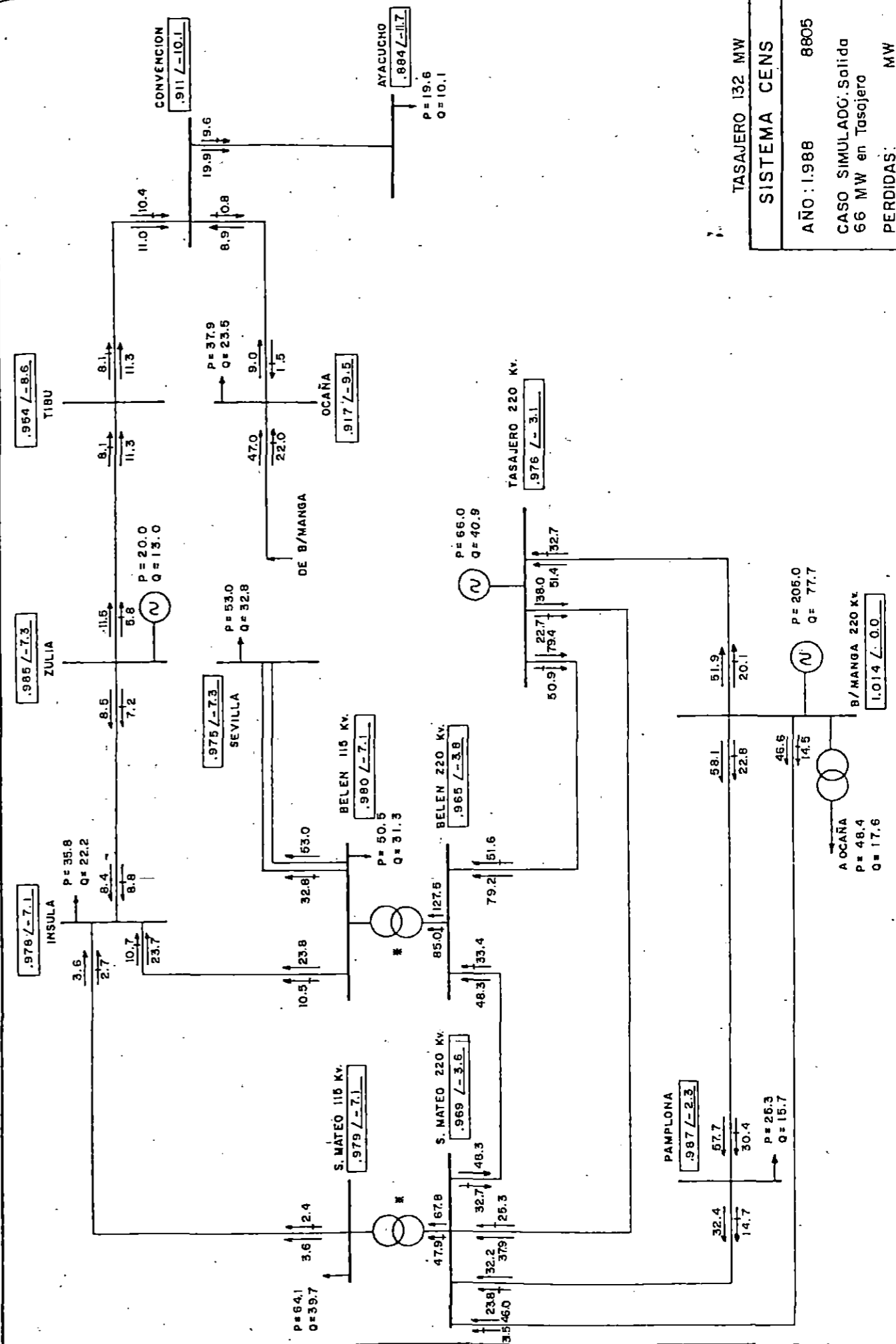
- a) Primer barraje (SA-A1): Se alimenta directamente por el transformador de 2.500 KVA a través de un interruptor de tensión nominal 600 V, corriente nominal 3000 A corriente de ruptura en cortocircuito 50 KA. A este barraje están conectados diferentes motores y accionamientos a 460 V, circuitos auxiliares de transformadores y del turbogenerador. Mediante un interruptor de acople de 600 V, 3.000 A, 50 KA



TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1988	8800
CASO SIMULADO: Base	
PERDIDAS:	MW MVAR

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

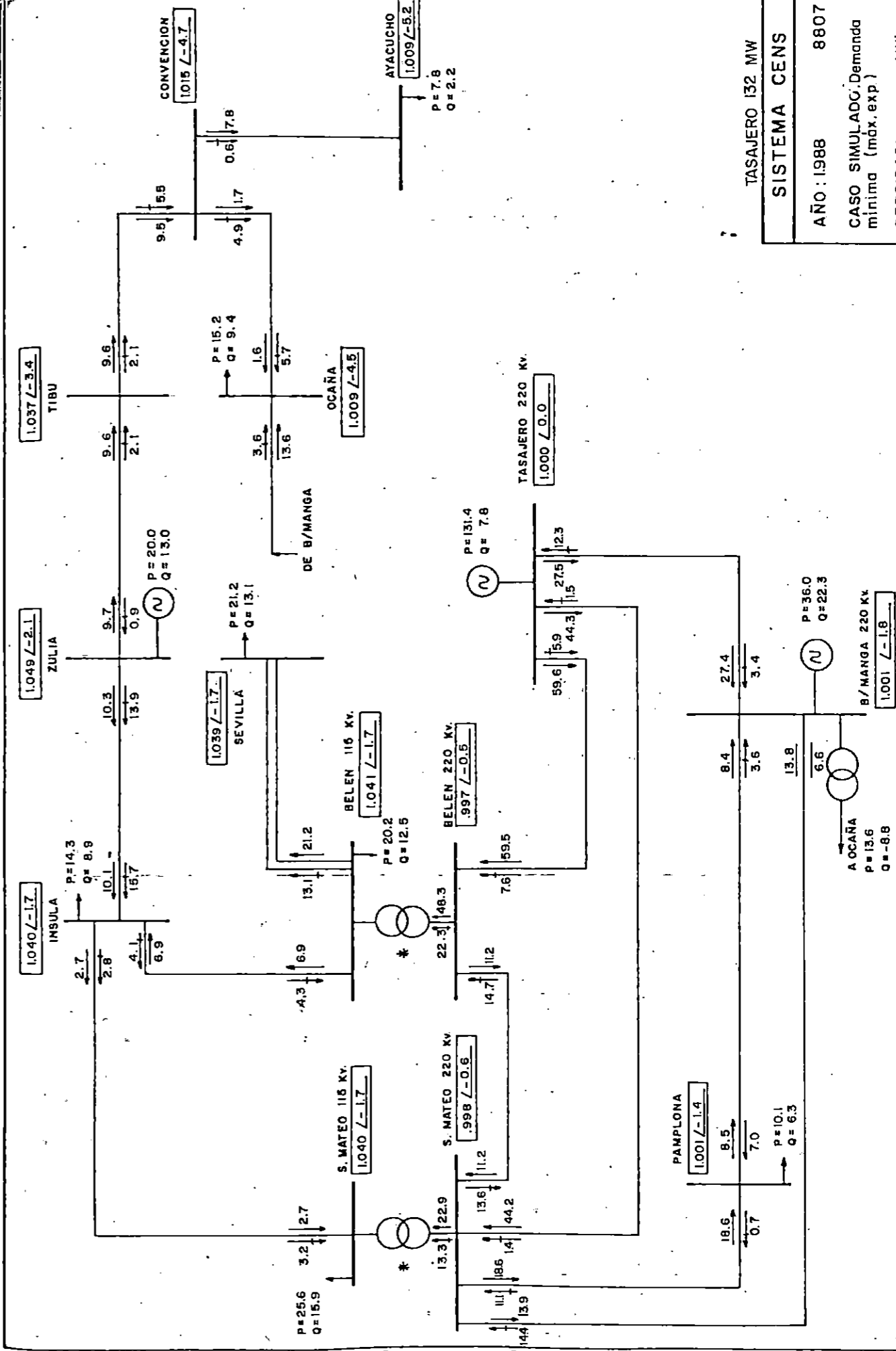
FIG. 22



* Tops - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

FIG. 23

TASAJERO 132 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1.988	8805
CASO SIMULADG. Salida	
66 MW en Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

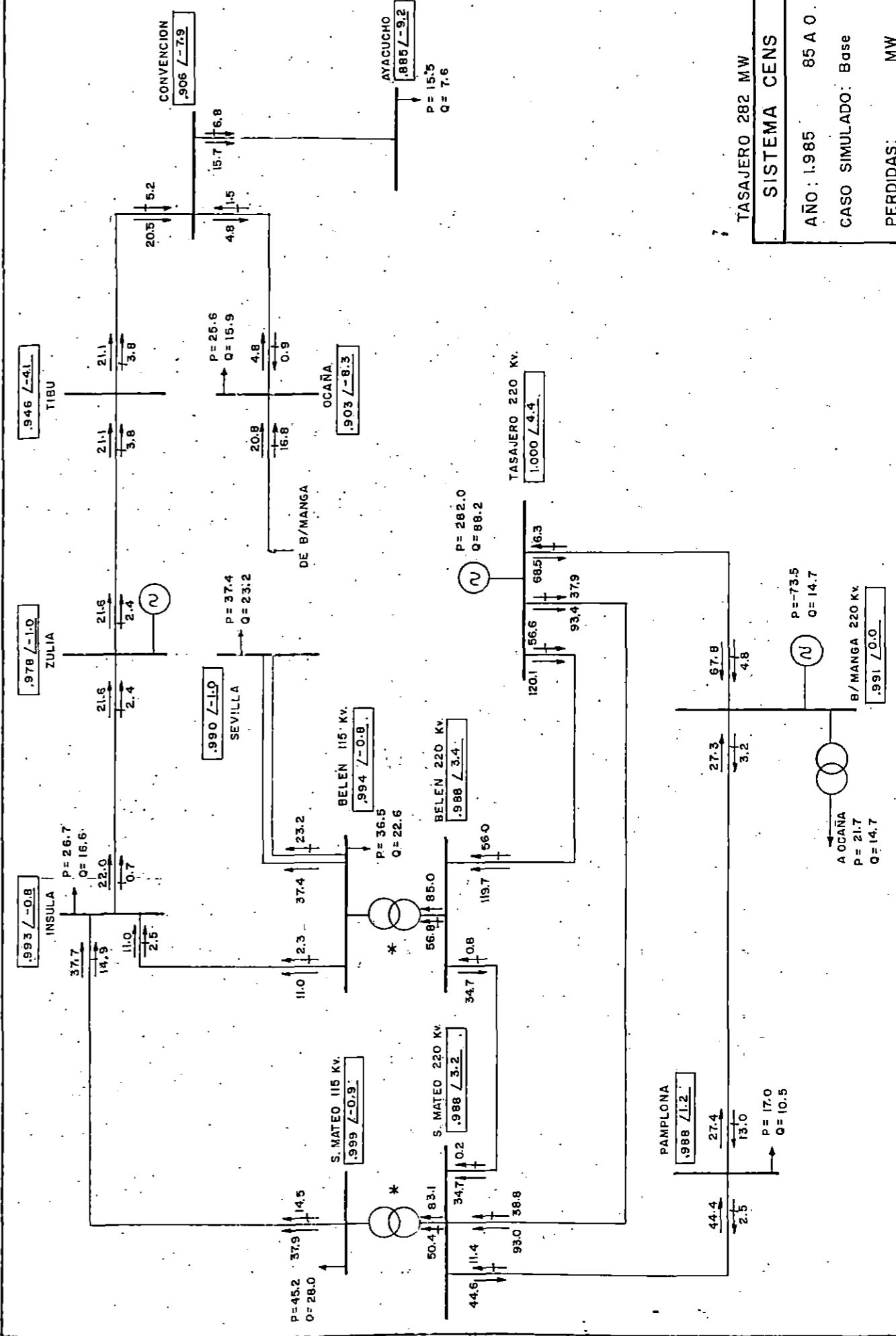


TASAJERO 132 MW

SISTEMA CENS	
AÑO : 1988	8807
CASO SIMULADO, Demanda mínima (máx. exp)	
PERDIDAS:	MW MVAR

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

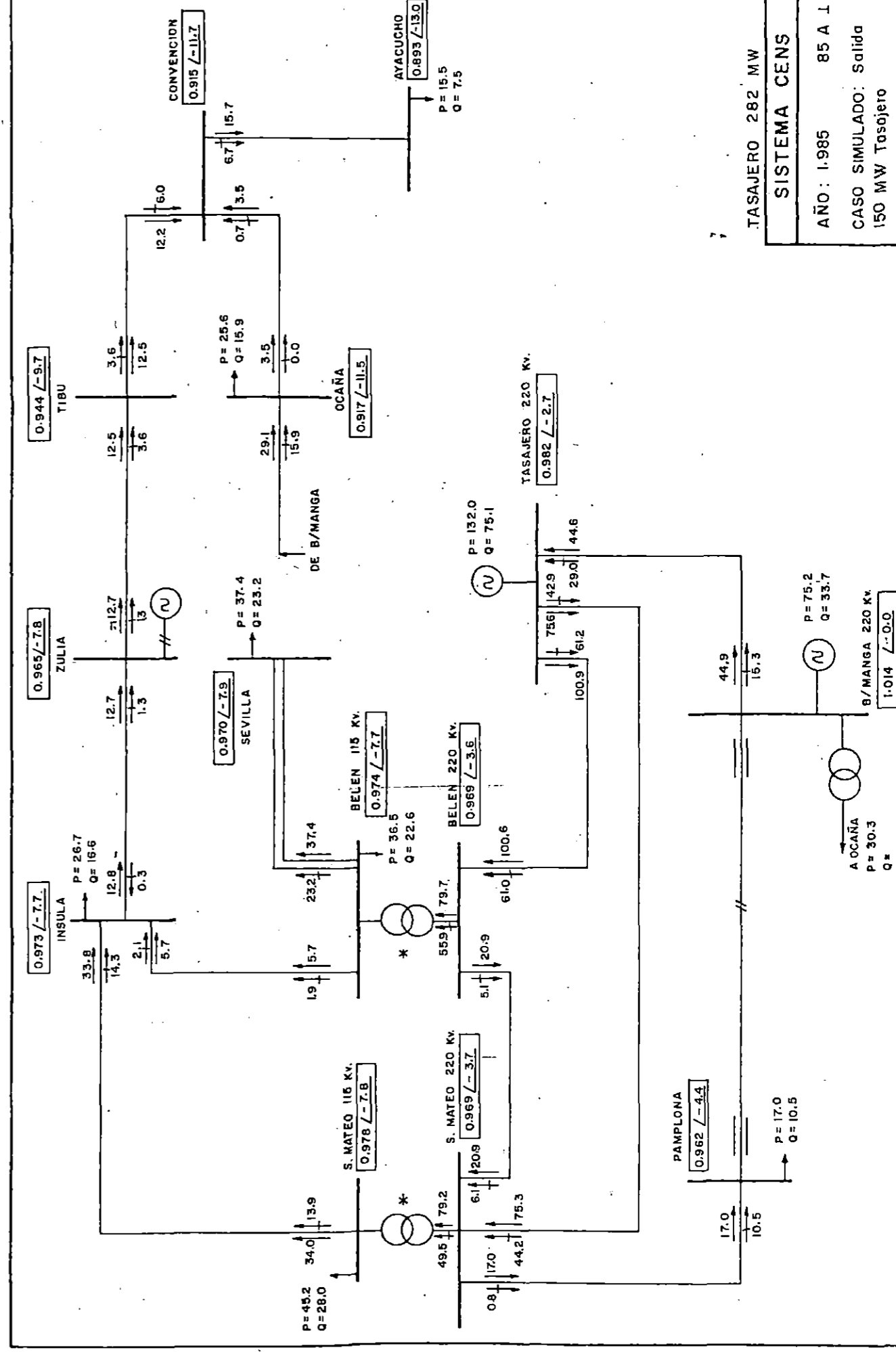
FIG. 24



TASAJERO 282 MW
SISTEMA CENS
AÑO: 1.985
CASO SIMULADO: Base
PERDIDAS: MW
MVAR

FIG. 25

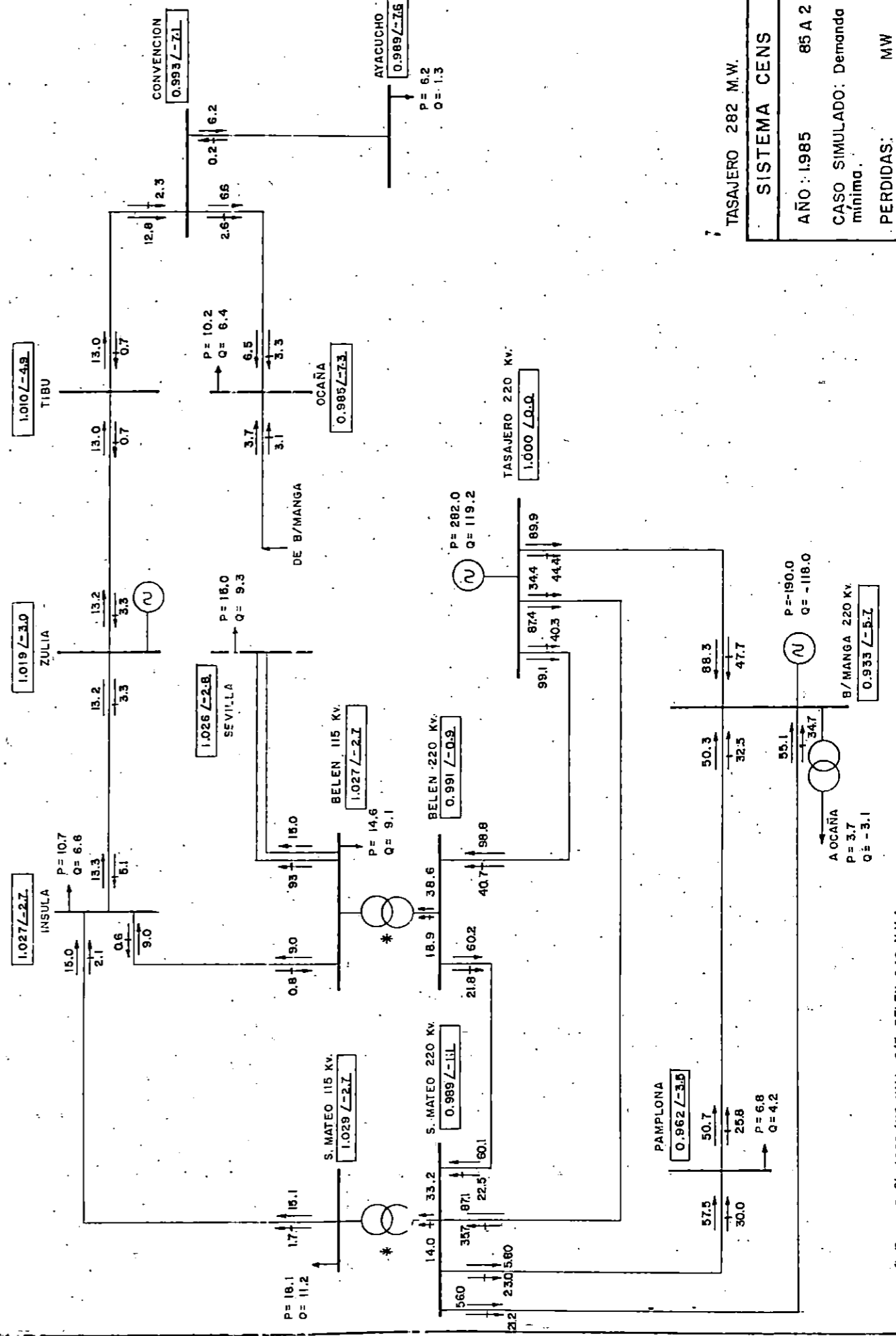
* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA



TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1-985	85 A 1
CASO SIMULADO: Salida	
150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

FIG. 26

* TAPS - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

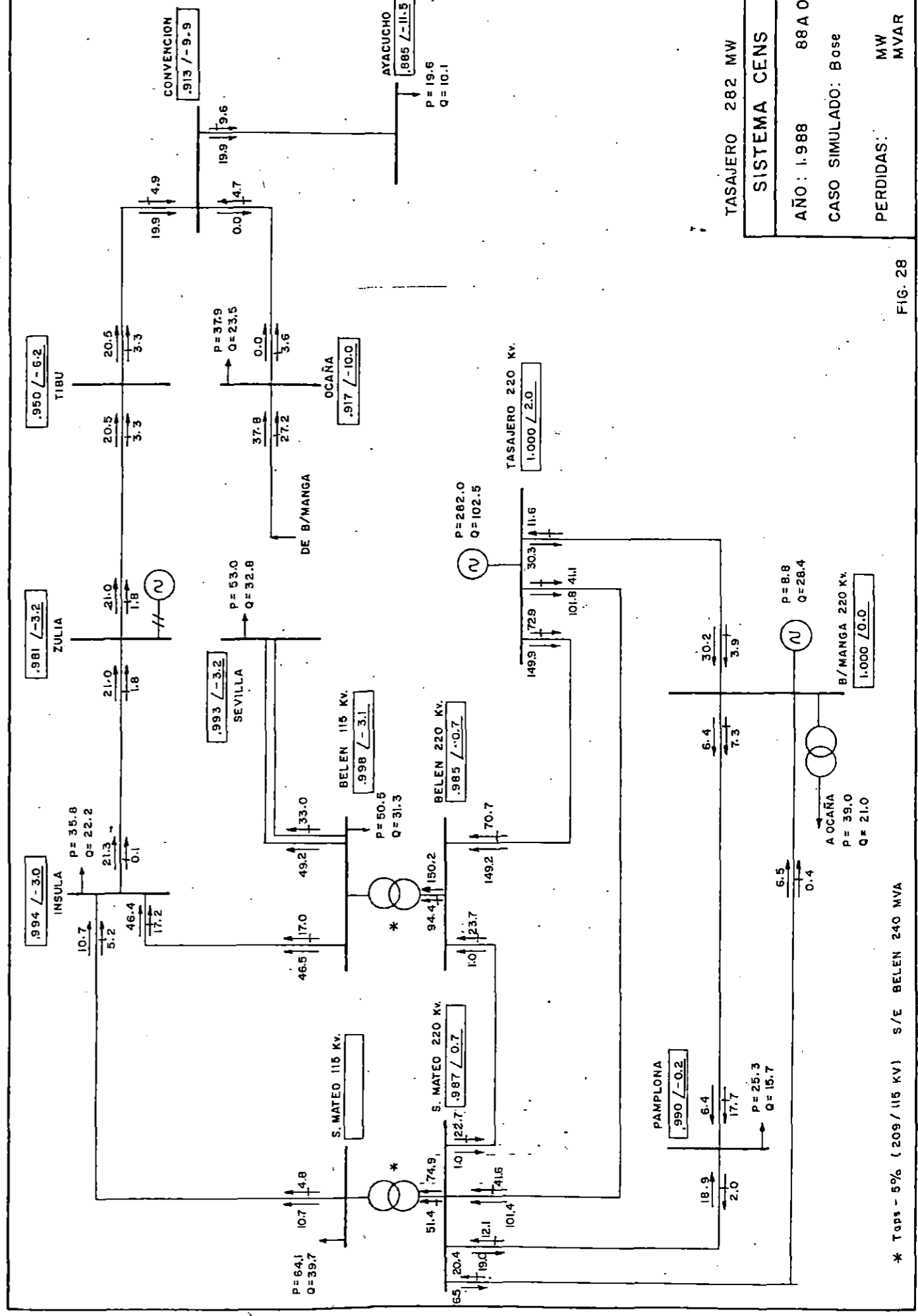


TASAJERO 282 M.W.

SISTEMA CENS	
AÑO: 1985	85 A 2
CASO SIMULADO: Demanda mínima.	
PERDIDAS:	MW MVAR

* Tops - 5 % (209/115 KV) S/E BELEN 240 M.V.A.

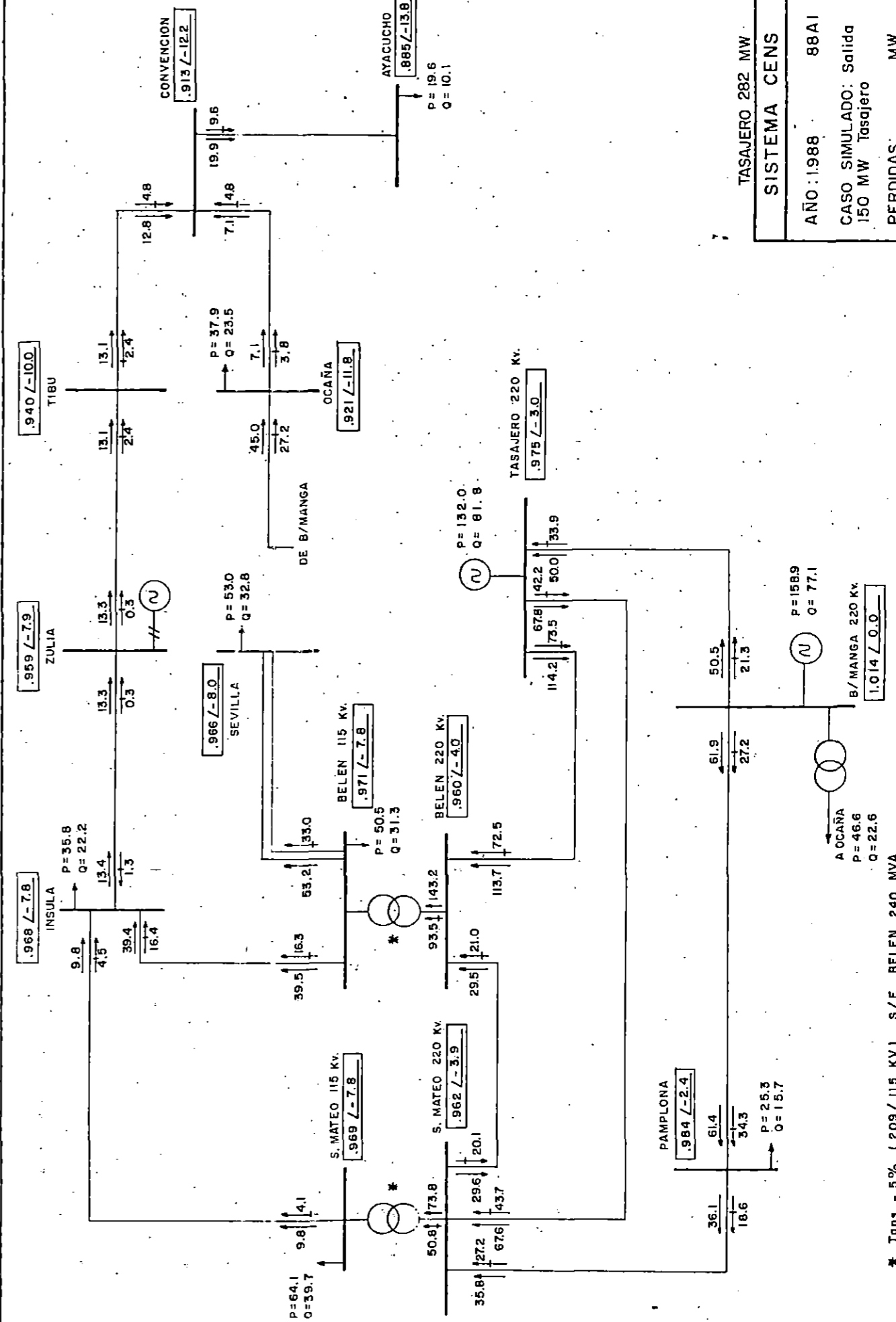
FIG - 27



TASAJERO 282 MW
SISTEMA CENS
AÑO: 1.988 88A 0
CASO SIMULADO: Base
PERDIDAS: MW MVAR

* Taps - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

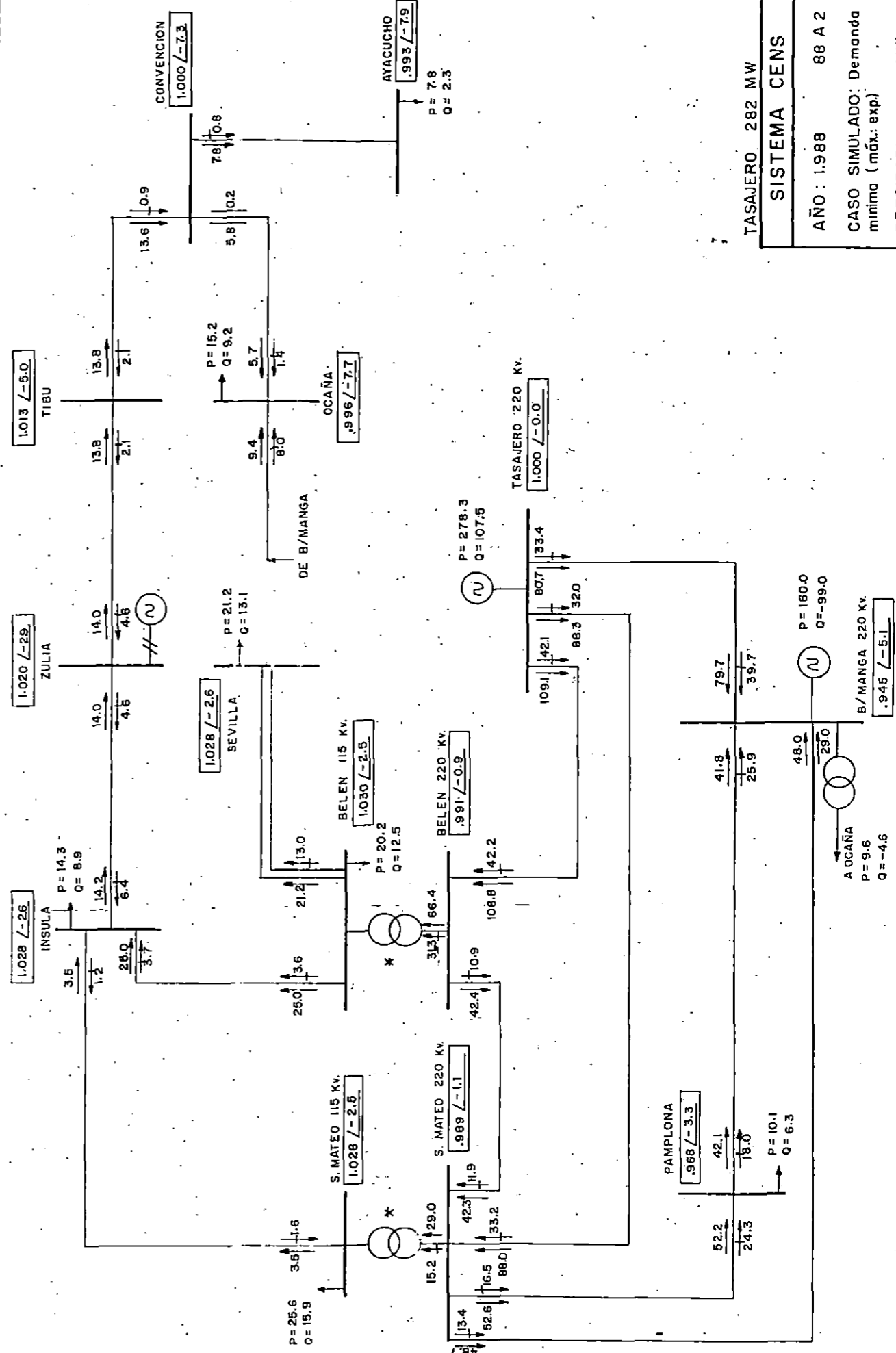
FIG. 28



TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1988	88AI
CASO SIMULADO: Salida	
150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELÉN 240 MVA

FIG. 29



* TAPS - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1.988	88 A 2
CASO SIMULADO: Demanda mínima (máx.: exp)	
PERDIDAS:	MW: MVAR

FIG. 30

5.3 SUBESTACION DE PLANTA

En el presente capítulo se establecen las características principales que ha de tener la subestación eléctrica de planta asociada al proyecto de la Central Termoeléctrica de Tasajero. Se consideran para efecto de análisis dos posibilidades de tensión para la subestación de Tasajero. Cuando es a 220 KV se tiene dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión entre esa subestación y las de Bucaramanga, Belén y San Mateo. Cuando es a 115 KV se tienen dos unidades generadoras y dos líneas hacia Belén y San Mateo.

Para la selección de la configuración de la subestación se consideraron diferentes alternativas, las cuales fueron analizadas para establecer la más adecuada de acuerdo a criterios de confiabilidad, costos, características técnicas, normalización, disposición física, operación y mantenimiento. Se analizaron las siguientes configuraciones:

1. Anillo
2. Interruptor y medio
3. Barra principal-Barra de transferencia
4. Barra principal-Barra de transferencia (seccionada)

La determinación del efecto que sobre el servicio de la subestación causan las diferentes contingencias simples y dobles que se pueden presentar se ana-

lizó teniendo en cuenta los circuitos que se pierden al ocurrir una falla en los elementos de la subestación y además estableciendo las veces que se pierden estos circuitos debido a la falla de cada uno de los elementos de la subestación.

5.3.1 Análisis de Confiabilidad.

Con el objeto de poder evaluar en forma cuantitativa la confiabilidad de cada esquema se procedió a definir una cierta severidad relativa en la subestación con la pérdida de un circuito simple, asociando esta severidad con la frecuencia de salida de los respectivos circuitos.

Para lo anterior, se establecieron los siguientes términos:

- a) X : Severidad relativa
- b) Ts : Frecuencia de salida de un circuito simple debida a todas las posibilidades de ocurrencia.
- c) Tsn: Frecuencia de salida de la subestación al perder sus n circuitos.
- d) F : Confiabilidad.

con los cuales se puede determinar la siguiente ecuación:

$$F = Ts + (X Ts) \cdot 10^3 \text{ años}$$

pudiéndose entonces para cualquier X determinar la confiabilidad del esquema (X está determinado por el número de circuitos que se pierden).

Las figuras III-31 a 36 muestran los esquemas de subestaciones para las configuraciones mencionadas anteriormente. Nótese que para cada configuración se ha hecho diferencia entre el utilizar interruptor de máquina y transformador de arranque, ya que esta última alternativa implica un módulo más al nivel de alto voltaje y por lo tanto un grado diferente de confiabilidad para la subestación.

El análisis efectuado consideró el siguiente tipo de contingencias:

- 1) Fallas simples: - Falsa operación de un interruptor.
- Falla sobre un interruptor
- Falla en Barras
- 2) Mantenimiento: - Sobre un interruptor
- En Barras

3) Mantenimiento + fallas simples .

Esta combinación comprende la siguiente secuencia de fallas:

- Mantenimiento: - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor
- sobre interruptor Falla en Barras

- Mantenimiento - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor

- en barras - Falla en Barras

4) El caso de fallas independientes y simultá-

neas sobre los diferentes elementos de una sub-estación no es contemplado debido a su baja probabilidad de ocurrencia.

Debido a que hasta el momento no se tienen las estadísticas del Sistema del ICEL, se emplean las estadísticas internacionales que se muestran a continuación:

Frecuencia de salidas forzadas por año

Fallas simples

FOR (falsa operación interruptor)	0.028
FOR (falla interruptor)	0.007
FOR (falla en barras)	0.002
FOR (falla en líneas)	0.030
Frecuencia de salidas por mantenimiento	
FOR (Mantenimiento interruptor)	0.003
FOR (Mantenimiento barras)	0.001

El estudio efectuado consideró las siguientes suposiciones básicas:

- 1) Se asume que cualquiera de las tres líneas a 220 KV (o dos líneas para 115 KV) entre Tasajero y las subestaciones de Buracamanga, Belén y San Mateo es capaz de transportar la totalidad de la capacidad de las dos unidades generadoras.
- 2) El hecho de considerar mantenimiento como una falla implica que para el caso de mantenimiento en barras quedará al menos un circuito fuera de servicio.

- 3) Todos los análisis de confiabilidad efectuados se basan solamente en la subestación a 220 KV (o 115 KV). Los sistemas de 13.8 y 6.9 KV no entran en el análisis

Después de tener en cuenta las consideraciones anteriormente establecidas se encontraron los resultados que se presentan en las figuras III-37 y 38 .

Estas gráficas resumen los resultados obtenidos para las diversas alternativas estudiadas, la ordenación en base a confiabilidad puede deducirse fácilmente, pues sólo basta escoger la severidad relativa (X) y leer en la ordenada cual configuración tiene menor frecuencia equivalente de pérdida de circuitos.

5.3.2 Conclusiones.

- 1) Teniendo en cuenta los resultados obtenidos puede concluirse desde el punto de vista de confiabilidad lo siguiente:
 - a) Para el caso cuando se tiene una subestación a 220 KV, dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión, el ordenamiento de mayor a menor confiabilidad para cada tipo de subestación con X _ 3 es como sigue:
 - 1) Interruptor y medio
 - 2) Anillo
 - 3) Barra principal-Barra de trans-

ferencia (seccionada)

4) Barra principal - barra de transferencia.

b) Para el caso cuando se tiene una subestación a 115 KV, dos unidades generadoras y dos líneas de interconexión, el ordenamiento en base a confiabilidad para X 5 es el siguiente:

- 1) Anillo
- 2) Interruptor y medio
- 3) Barra principal - barra de transferencia.

De lo anterior puede deducirse que la subestación menos confiable es la de tipo barra principal - barra de transferencia en cualquiera de los dos casos.

2) Los estimativos de costos para cada tipo de subestación muestran que la subestación más costosa es la de tipo interruptor y medio, siendo los costos de la de tipo anillo y barra principal - barra de transferencia bastantes semejantes. Es conveniente mencionar que la primera configuración de subestación arriba mencionada sobrepasa en precio a las otras dos en un porcentaje comprendido entre el 18% y el 25%.

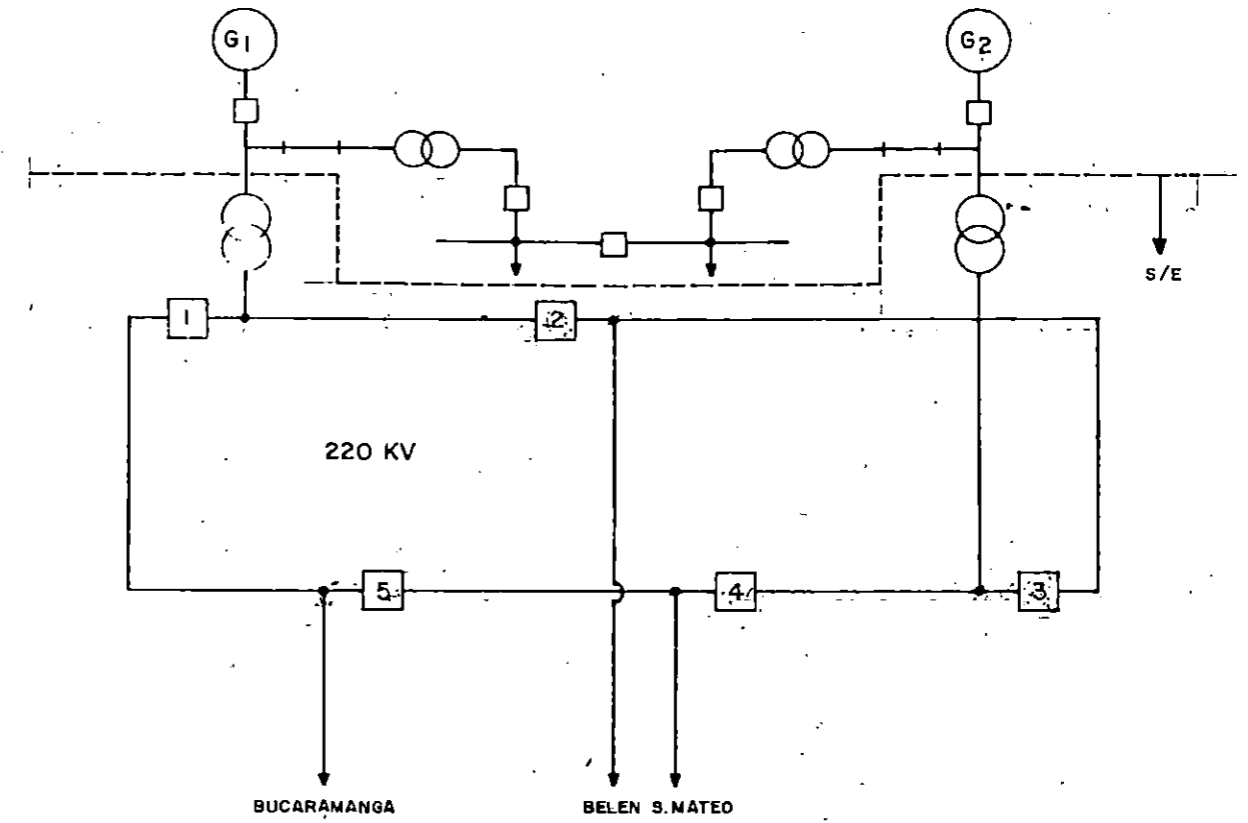
3) Efectuado el debido compromiso entre con-

fiabilidad y costos puede concluirse que para el caso de 220 KV la selección del tipo de subestación debería ser interruptor y medio, anillo o barra principal - barra de transferencia en ese orden, mientras en el caso de 115 KV la selección debería ser anillo bajo cualquier circunstancia; sin embargo tomando en consideración la normalización adoptada por ICEL y las posibilidades de ampliación de la central se ha seleccionado la configuración "Barra Principal - Barra de Transferencia (seccionada)" para la subestación a 220 KV.

CASO I

ANILLO A 220 KV

A. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A1



B. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A2

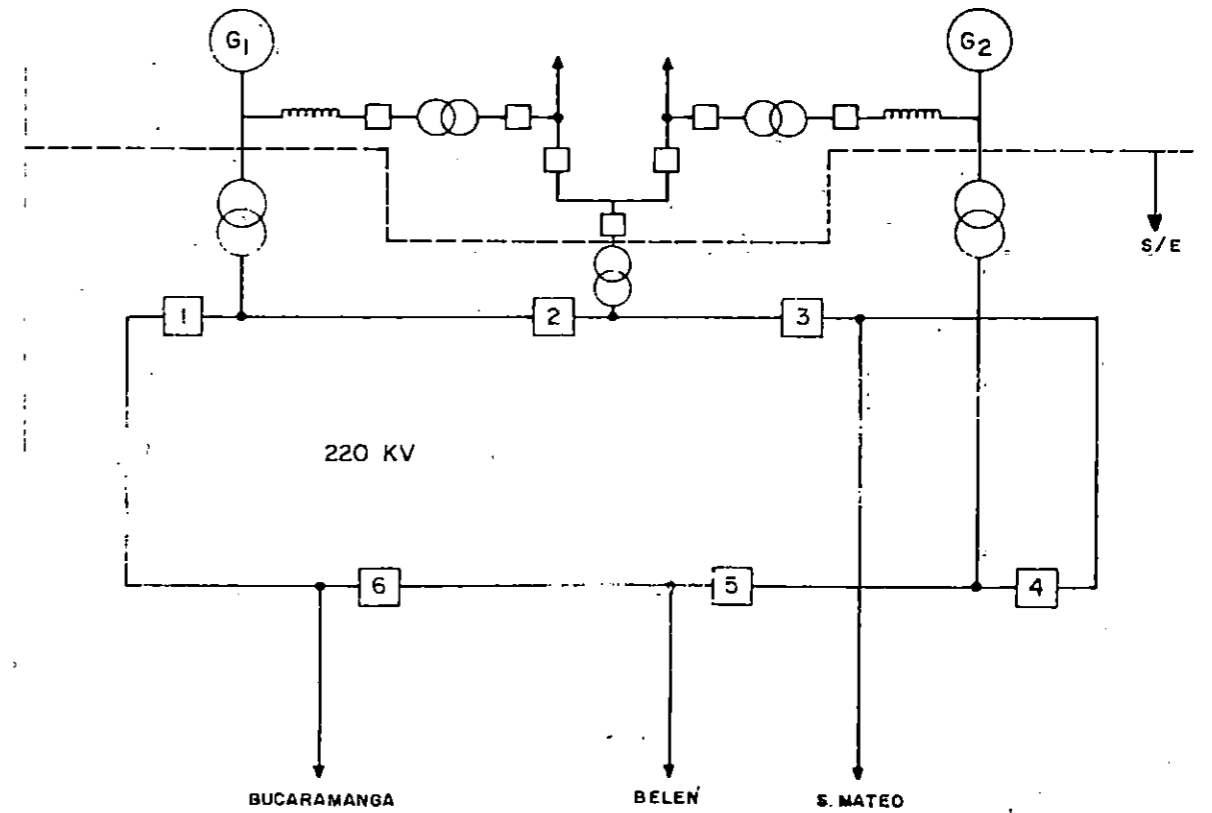
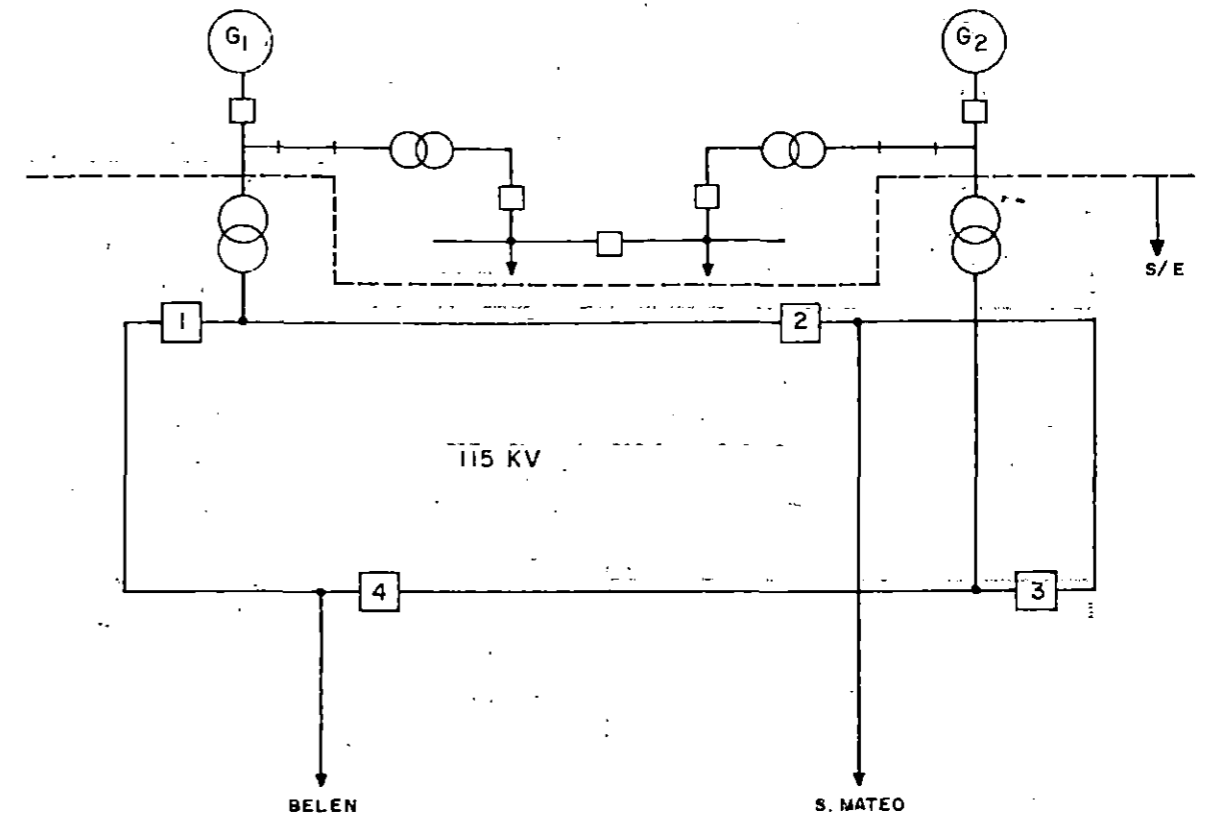


FIGURA III-31

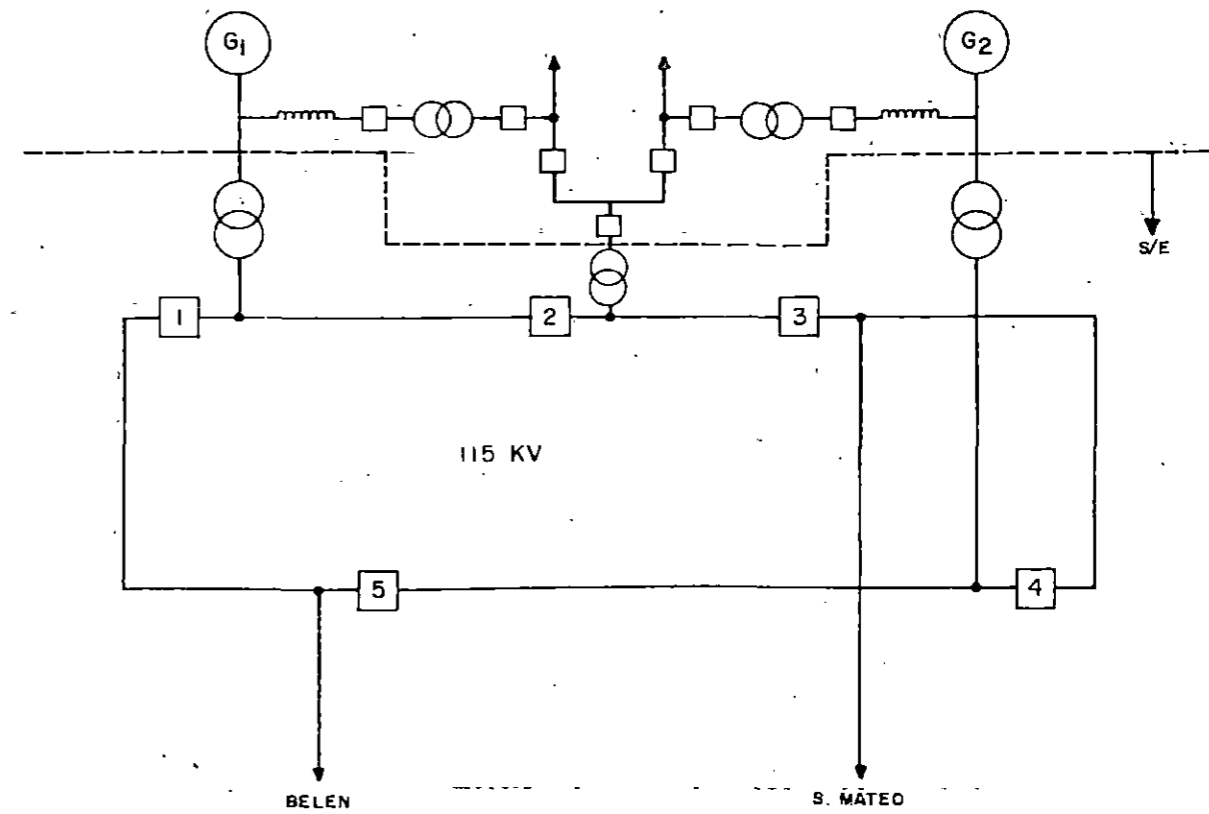
CASO 2

(ANILLO A 115 KV)

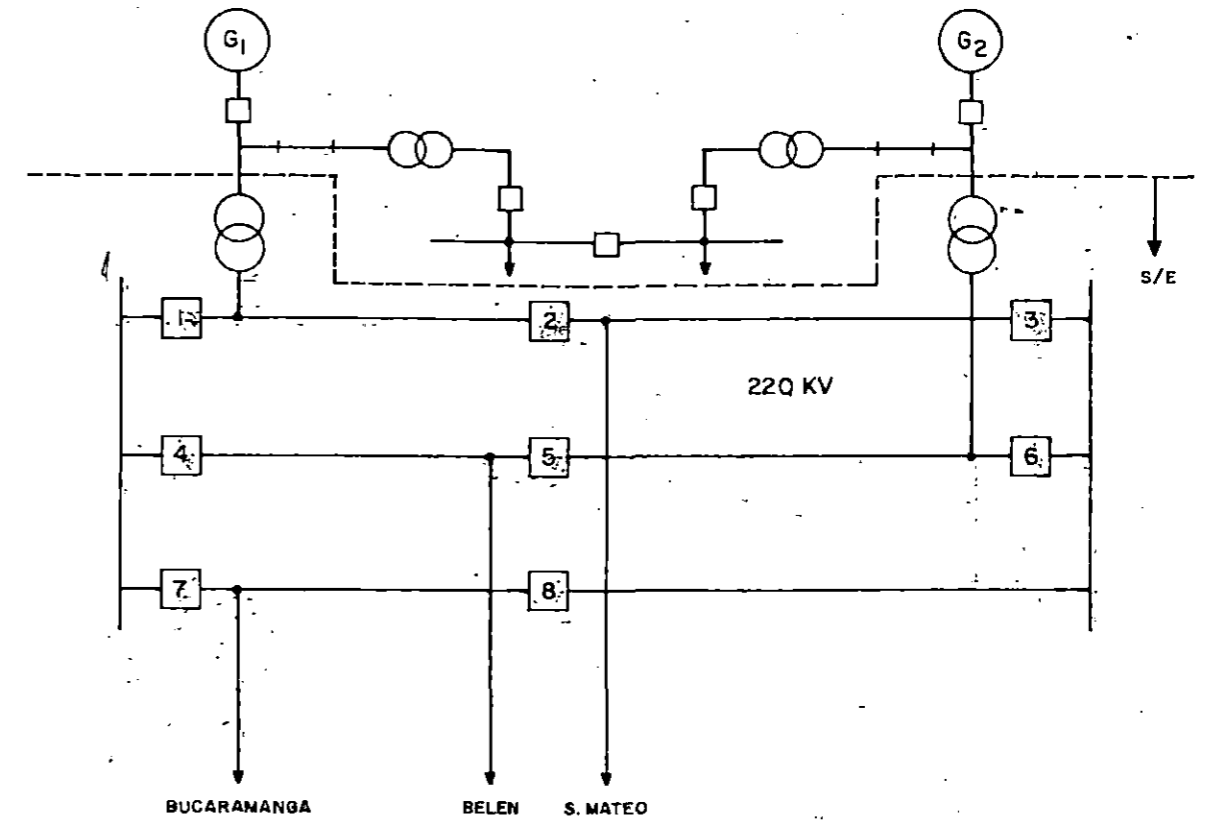
E. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₁



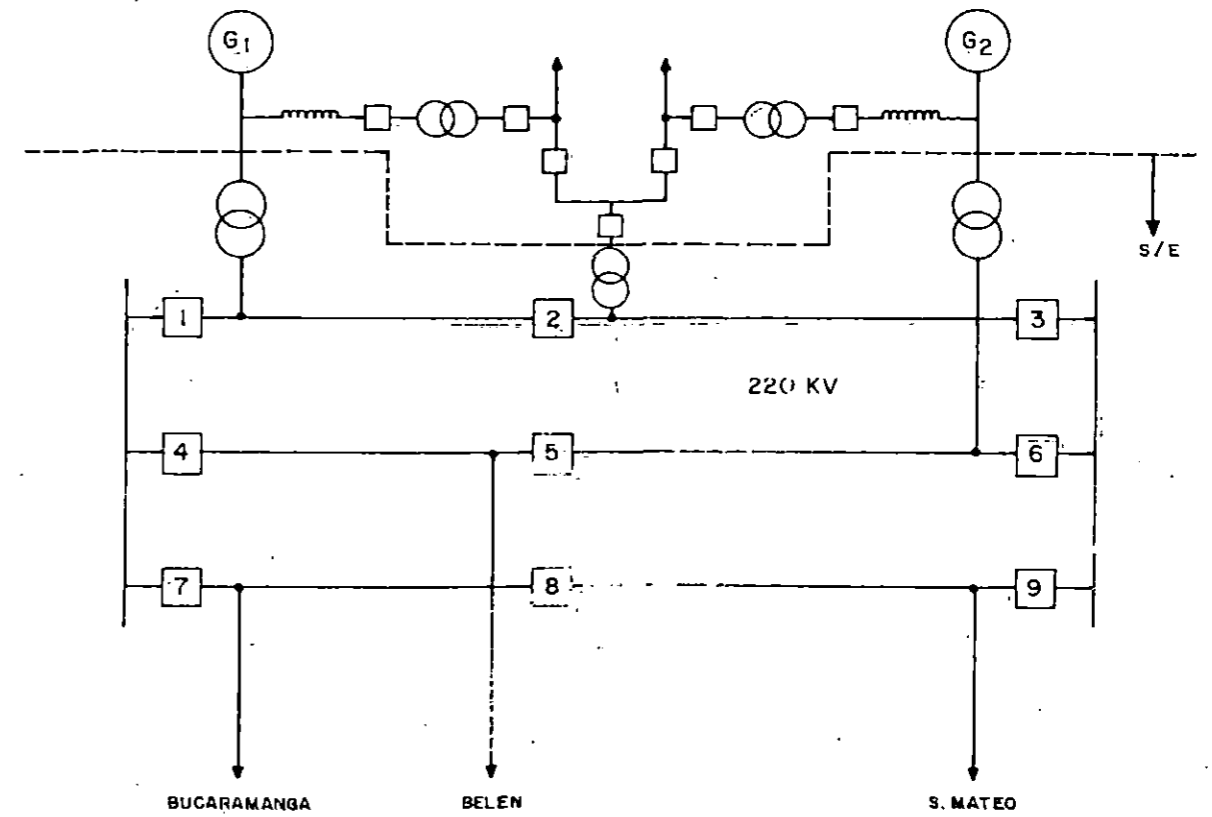
F. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₂

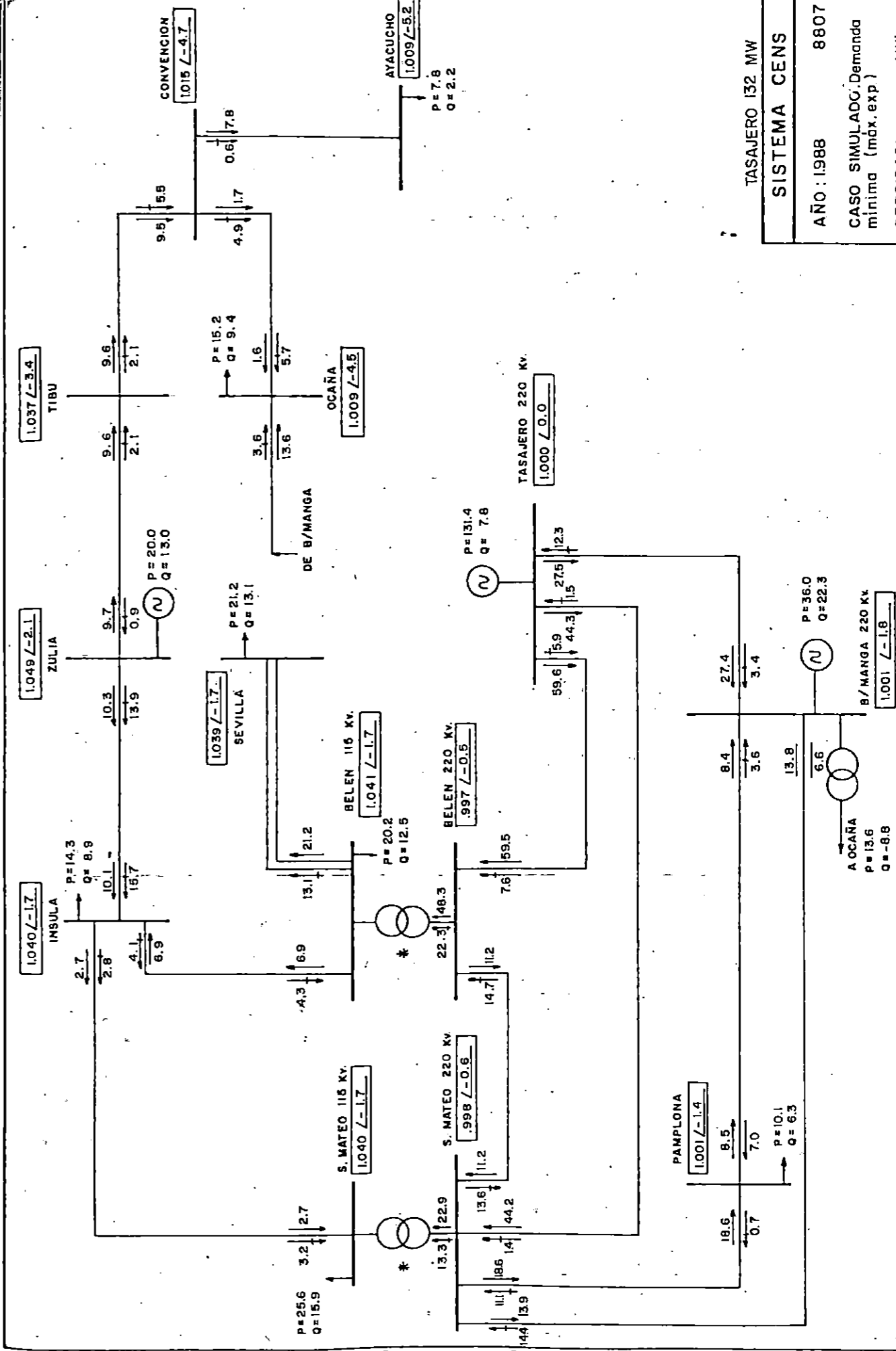


CASO I (INTERRUPTOR Y MEDIO A 220 KV)
 C. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C1



D. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C2



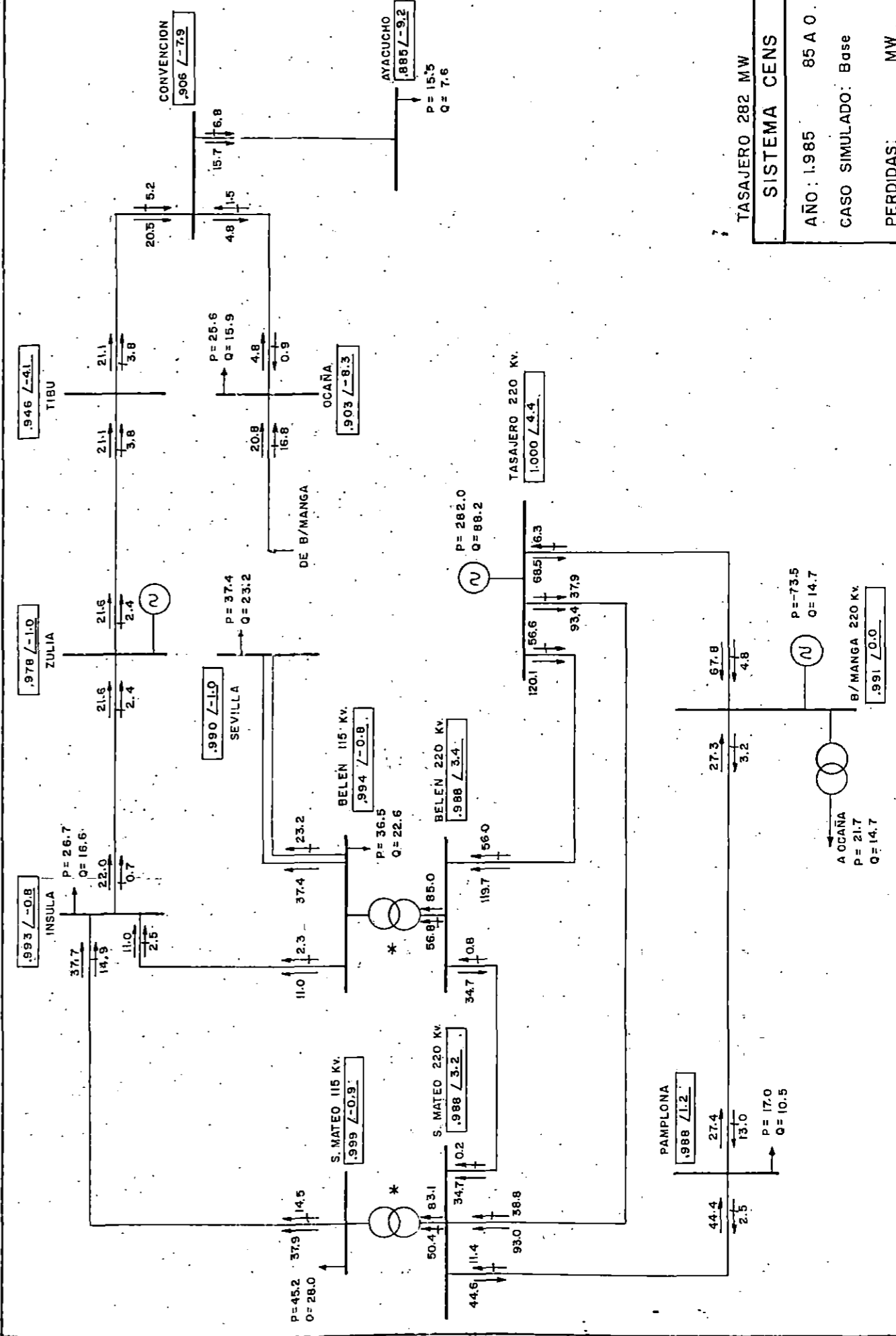


TASAJERO 132 MW

SISTEMA CENS	
AÑO : 1988	8807
CASO SIMULADO, Demanda mínima (máx. exp)	
PERDIDAS:	MW MVAR

* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

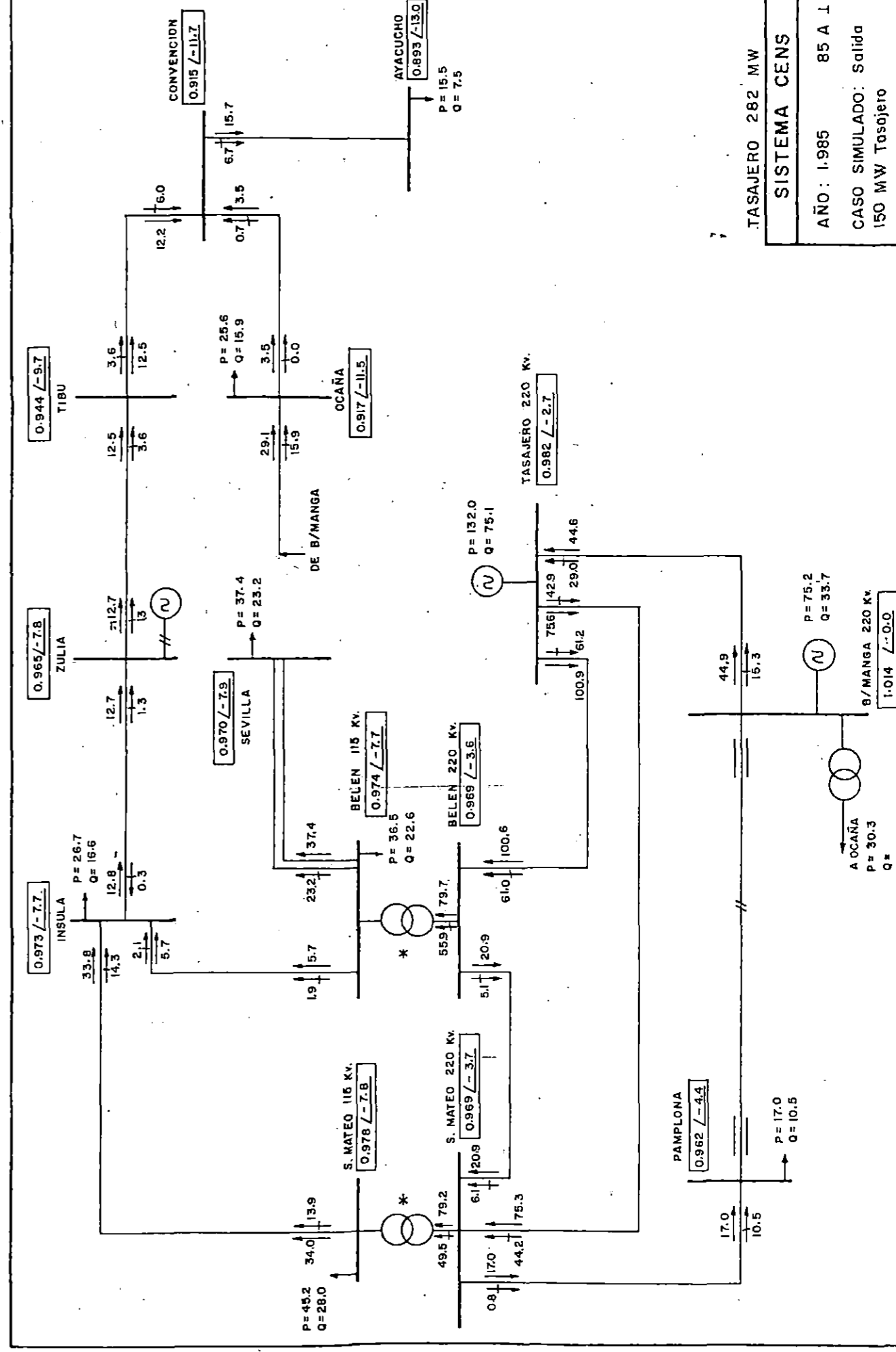
FIG. 24



* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

FIG. 25

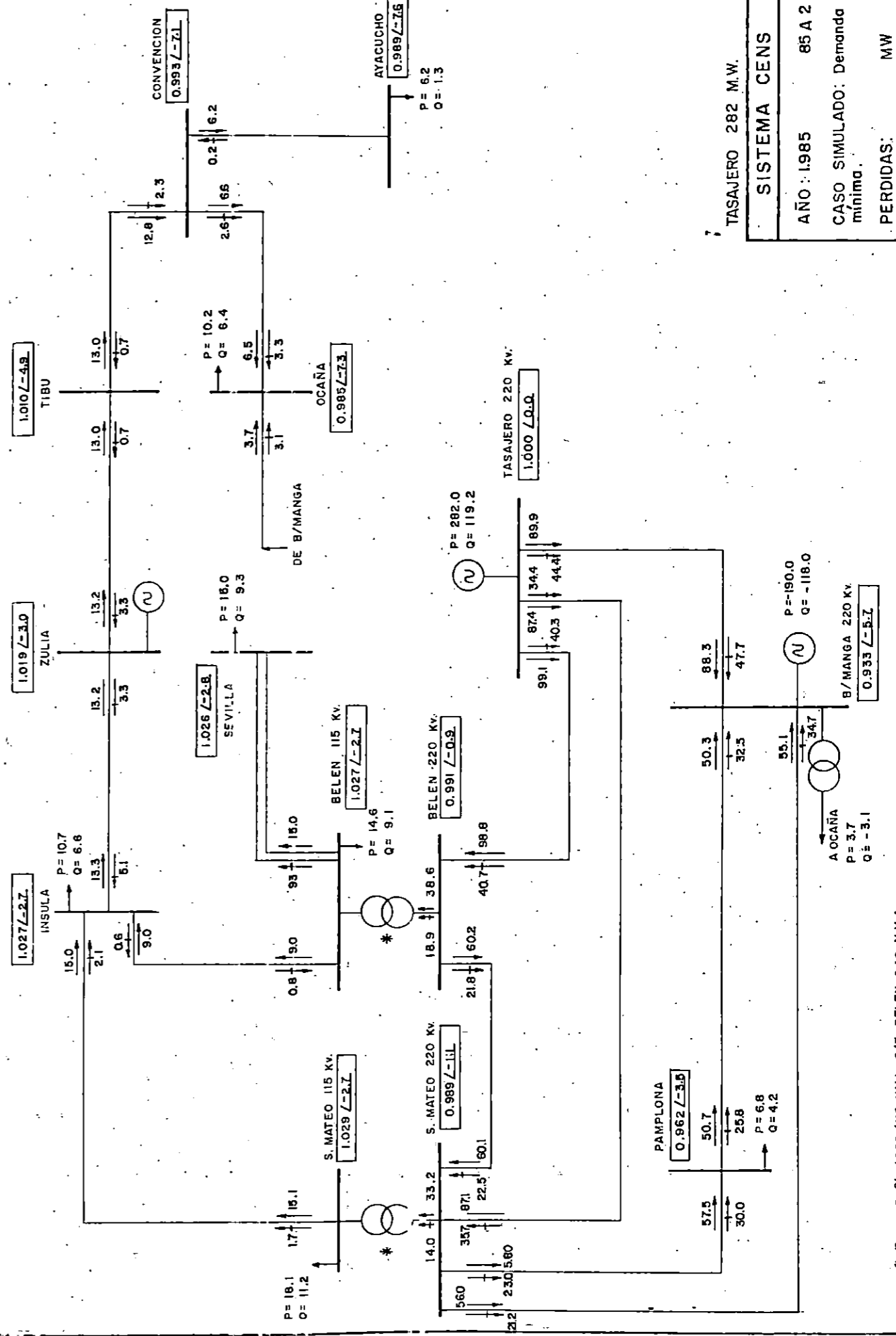
TASAJERO 282 MW
SISTEMA CENS
AÑO: 1.985
CASO SIMULADO: Base
PERDIDAS: MW
MVAR



TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1-985	85 A 1
CASO SIMULADO: Salida	
150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW
	MVAR

FIG. 26

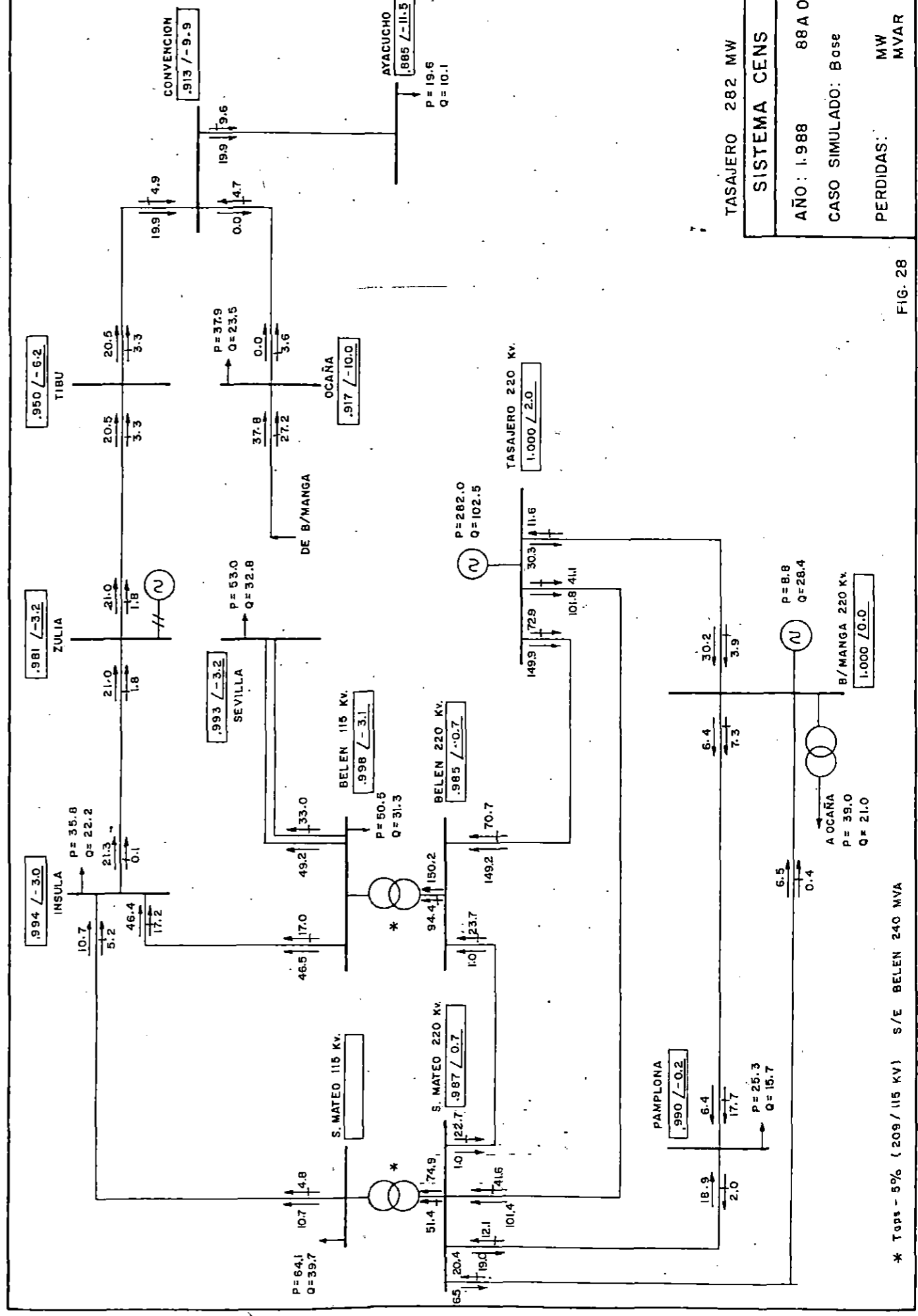
* TAPS - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA



* Tops - 5 % (209/115 KV) S/E BELEN 240 M.V.A.

TASAJERO 282 M.W.	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1985	85 A 2
CASO SIMULADO: Demanda mínima.	
PERDIDAS:	MW MVAR

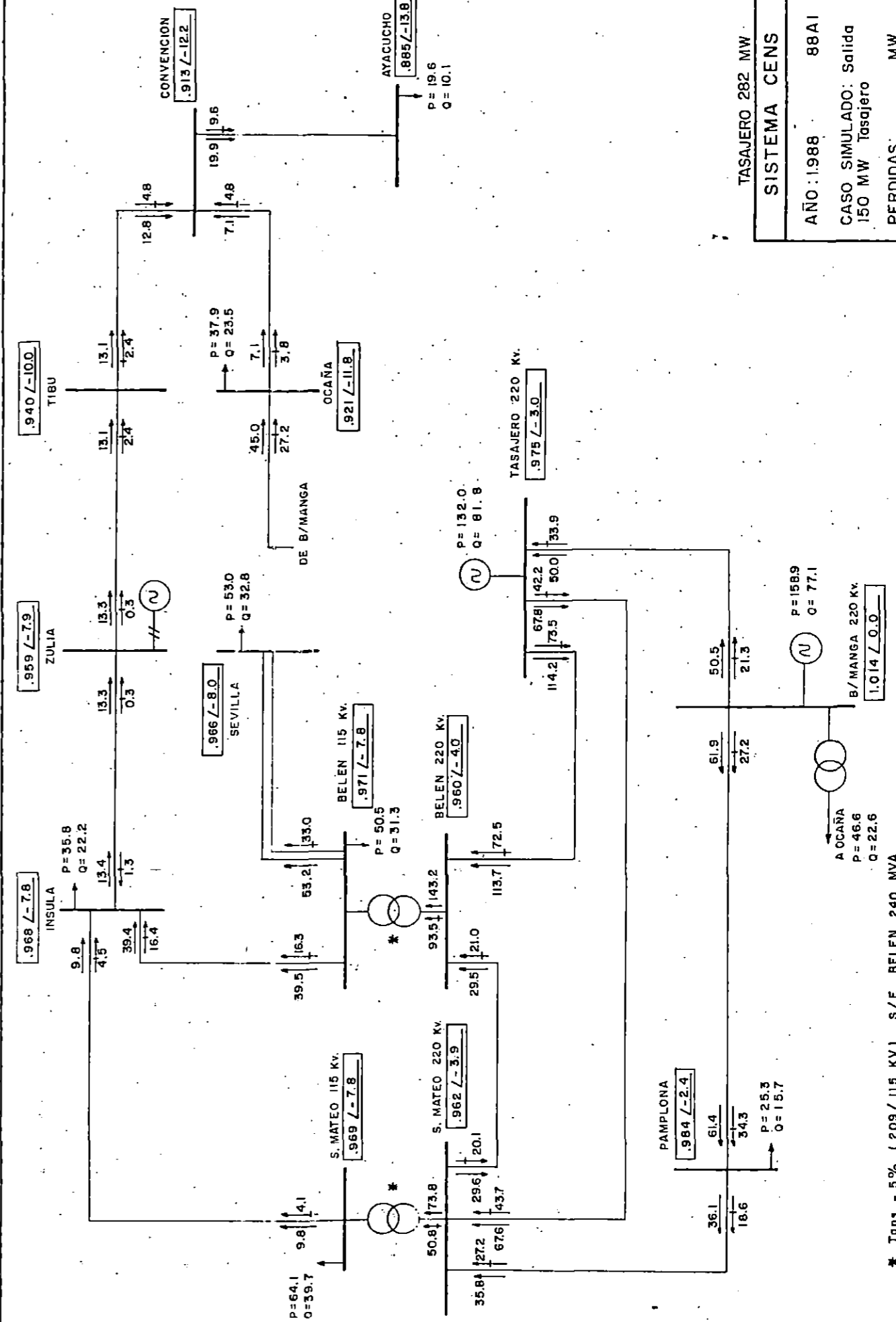
FIG - 27



TASAJERO	282 MW
SISTEMA CENS	
AÑO:	1.988 88 A 0
CASO SIMULADO:	Base
PERDIDAS:	MW MVAR

* Taps - 5% (209 / 115 KV) S/E BELEN 240 MVA

FIG. 28



* Taps - 5% (209/115 KV) S/E BELEN 240 MVA

TASAJERO 282 MW	
SISTEMA CENS	
AÑO: 1988	88AI
CASO SIMULADO: Salida 150 MW Tasajero	
PERDIDAS:	MW MVAR

FIG. 29

5.3 SUBESTACION DE PLANTA

En el presente capítulo se establecen las características principales que ha de tener la subestación eléctrica de planta asociada al proyecto de la Central Termoeléctrica de Tasajero. Se consideran para efecto de análisis dos posibilidades de tensión para la subestación de Tasajero. Cuando es a 220 KV se tiene dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión entre esa subestación y las de Bucaramanga, Belén y San Mateo. Cuando es a 115 KV se tienen dos unidades generadoras y dos líneas hacia Belén y San Mateo.

Para la selección de la configuración de la subestación se consideraron diferentes alternativas, las cuales fueron analizadas para establecer la más adecuada de acuerdo a criterios de confiabilidad, costos, características técnicas, normalización, disposición física, operación y mantenimiento. Se analizaron las siguientes configuraciones:

1. Anillo
2. Interruptor y medio
3. Barra principal-Barra de transferencia
4. Barra principal-Barra de transferencia (seccionada)

La determinación del efecto que sobre el servicio de la subestación causan las diferentes contingencias simples y dobles que se pueden presentar se ana-

lizó teniendo en cuenta los circuitos que se pierden al ocurrir una falla en los elementos de la subestación y además estableciendo las veces que se pierden estos circuitos debido a la falla de cada uno de los elementos de la subestación.

5.3.1 Análisis de Confiabilidad.

Con el objeto de poder evaluar en forma cuantitativa la confiabilidad de cada esquema se procedió a definir una cierta severidad relativa en la subestación con la pérdida de un circuito simple, asociando esta severidad con la frecuencia de salida de los respectivos circuitos.

Para lo anterior, se establecieron los siguientes términos:

- a) X : Severidad relativa
- b) Ts : Frecuencia de salida de un circuito simple debida a todas las posibilidades de ocurrencia.
- c) Tsn: Frecuencia de salida de la subestación al perder sus n circuitos.
- d) F : Confiabilidad.

con los cuales se puede determinar la siguiente ecuación:

$$F = Ts + (X Ts) 10^3 \text{ años}$$

pudiéndose entonces para cualquier X determinar la confiabilidad del esquema (X está determinado por el número de circuitos que se pierden).

Las figuras III-31 a 36 muestran los esquemas de subestaciones para las configuraciones mencionadas anteriormente. Nótese que para cada configuración se ha hecho diferencia entre el utilizar interruptor de máquina y transformador de arranque, ya que esta última alternativa implica un módulo más al nivel de alto voltaje y por lo tanto un grado diferente de confiabilidad para la subestación.

El análisis efectuado consideró el siguiente tipo de contingencias:

- 1) Fallas simples: - Falsa operación de un interruptor.
- Falla sobre un interruptor
- Falla en Barras
- 2) Mantenimiento: - Sobre un interruptor
- En Barras

3) Mantenimiento + fallas simples .

Esta combinación comprende la siguiente secuencia de fallas:

- Mantenimiento: - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor
sobre interruptor Falla en Barras

- Mantenimiento - Falsa operación de un interruptor + Falla sobre interruptor

- en barras - Falla en Barras

4) El caso de fallas independientes y simultá-

neas sobre los diferentes elementos de una sub-estación no es contemplado debido a su baja probabilidad de ocurrencia.

Debido a que hasta el momento no se tienen las estadísticas del Sistema del ICEL, se emplean las estadísticas internacionales que se muestran a continuación:

Frecuencia de salidas forzadas por año

Fallas simples

FOR (falsa operación interruptor)	0.028
FOR (falla interruptor)	0.007
FOR (falla en barras)	0.002
FOR (falla en líneas)	0.030
Frecuencia de salidas por mantenimiento	
FOR (Mantenimiento interruptor)	0.003
FOR (Mantenimiento barras)	0.001

El estudio efectuado consideró las siguientes suposiciones básicas:

- 1) Se asume que cualquiera de las tres líneas a 220 KV (o dos líneas para 115 KV) entre Tasajero y las subestaciones de Buracamanga, Belén y San Mateo es capaz de transportar la totalidad de la capacidad de las dos unidades generadoras.
- 2) El hecho de considerar mantenimiento como una falla implica que para el caso de mantenimiento en barras quedará al menos un circuito fuera de servicio.

- 3) Todos los análisis de confiabilidad efectuados se basan solamente en la subestación a 220 KV (o 115 KV). Los sistemas de 13.8 y 6.9 KV no entran en el análisis

Después de tener en cuenta las consideraciones anteriormente establecidas se encontraron los resultados que se presentan en las figuras III-37 y 38.

Estas gráficas resumen los resultados obtenidos para las diversas alternativas estudiadas, la ordenación en base a confiabilidad puede deducirse fácilmente, pues sólo basta escoger la severidad relativa (X) y leer en la ordenada cual configuración tiene menor frecuencia equivalente de pérdida de circuitos.

5.3.2 Conclusiones.

- 1) Teniendo en cuenta los resultados obtenidos puede concluirse desde el punto de vista de confiabilidad lo siguiente:
 - a) Para el caso cuando se tiene una subestación a 220 KV, dos unidades generadoras y tres líneas de interconexión, el ordenamiento de mayor a menor confiabilidad para cada tipo de subestación con X = 3 es como sigue:
 - 1) Interruptor y medio
 - 2) Anillo
 - 3) Barra principal-Barra de trans-

ferencia (seccionada)

4) Barra principal - barra de transferencia.

b) Para el caso cuando se tiene una subestación a 115 KV, dos unidades generadoras y dos líneas de interconexión, el ordenamiento en base a confiabilidad para X 5 es el siguiente:

1) Anillo

2) Interruptor y medio

3) Barra principal - barra de transferencia.

De lo anterior puede deducirse que la subestación menos confiable es la de tipo barra principal - barra de transferencia en cualquiera de los dos casos.

2) Los estimativos de costos para cada tipo de subestación muestran que la subestación más costosa es la de tipo interruptor y medio, siendo los costos de la de tipo anillo y barra principal - barra de transferencia bastantes semejantes. Es conveniente mencionar que la primera configuración de subestación arriba mencionada sobrepasa en precio a las otras dos en un porcentaje comprendido entre el 18% y el 25%.

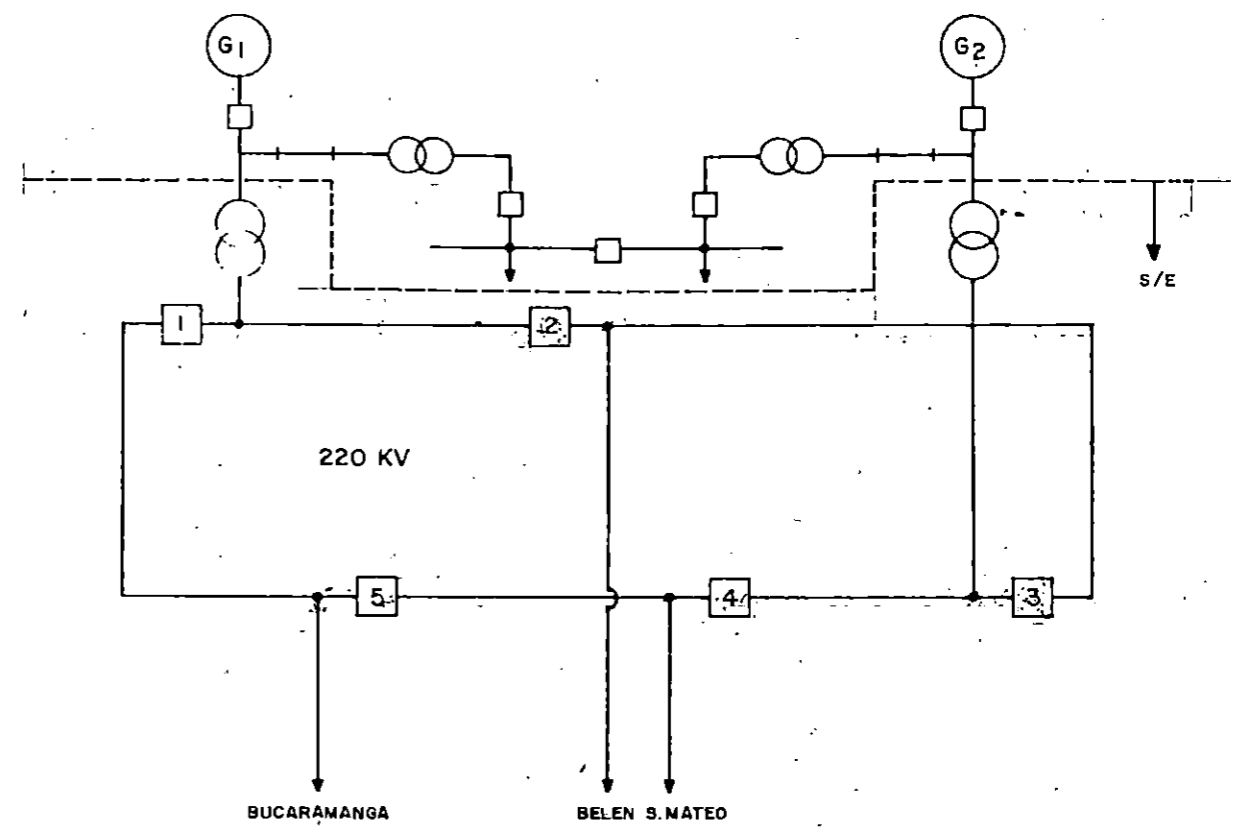
3) Efectuado el debido compromiso entre con-

fiabilidad y costos puede concluirse que para el caso de 220 KV la selección del tipo de subestación debería ser interruptor y medio, anillo o barra principal - barra de transferencia en ese orden, mientras en el caso de 115 KV la selección debería ser anillo bajo cualquier circunstancia; sin embargo tomando en consideración la normalización adoptada por ICEL y las posibilidades de ampliación de la central se ha seleccionado la configuración "Barra Principal - Barra de Transferencia (seccionada)" para la subestación a 220 KV.

CASO I

ANILLO A 220 KV

A. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A1



B. CONFIGURACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA A2

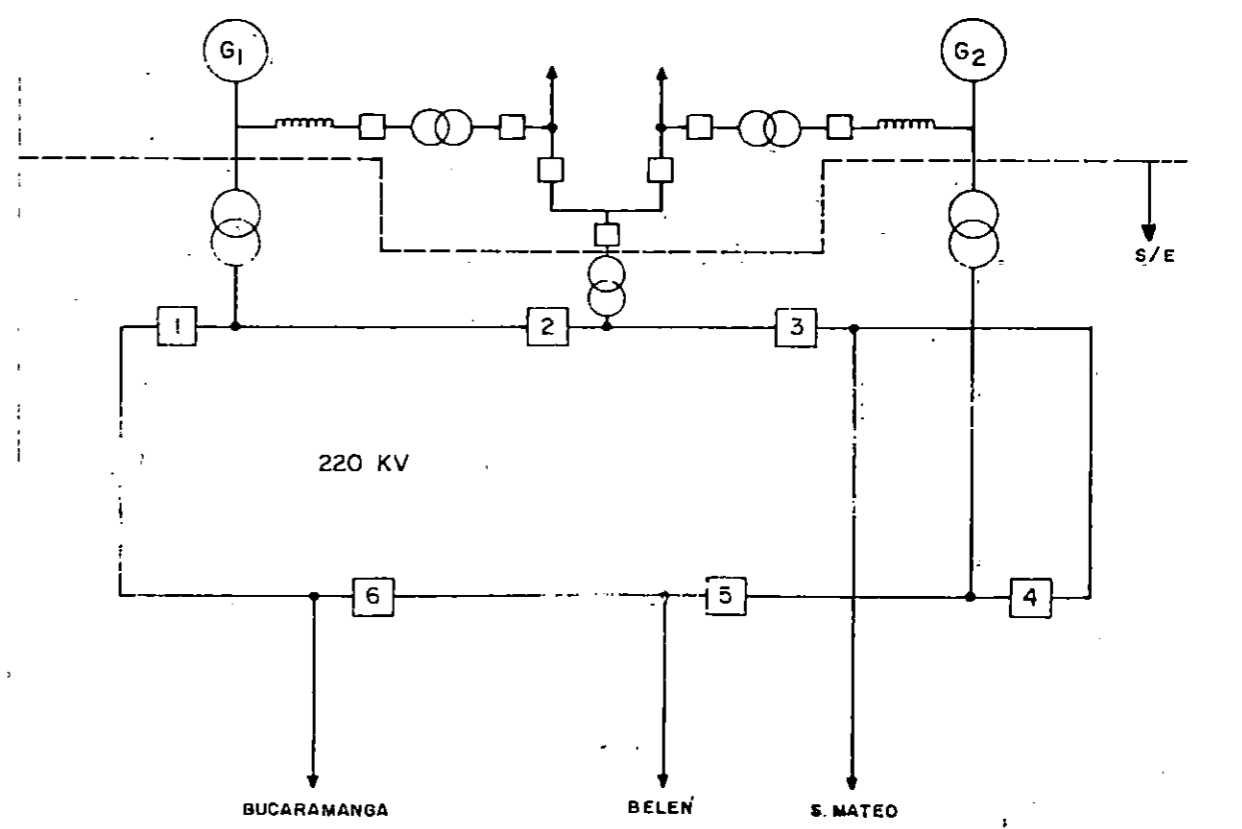
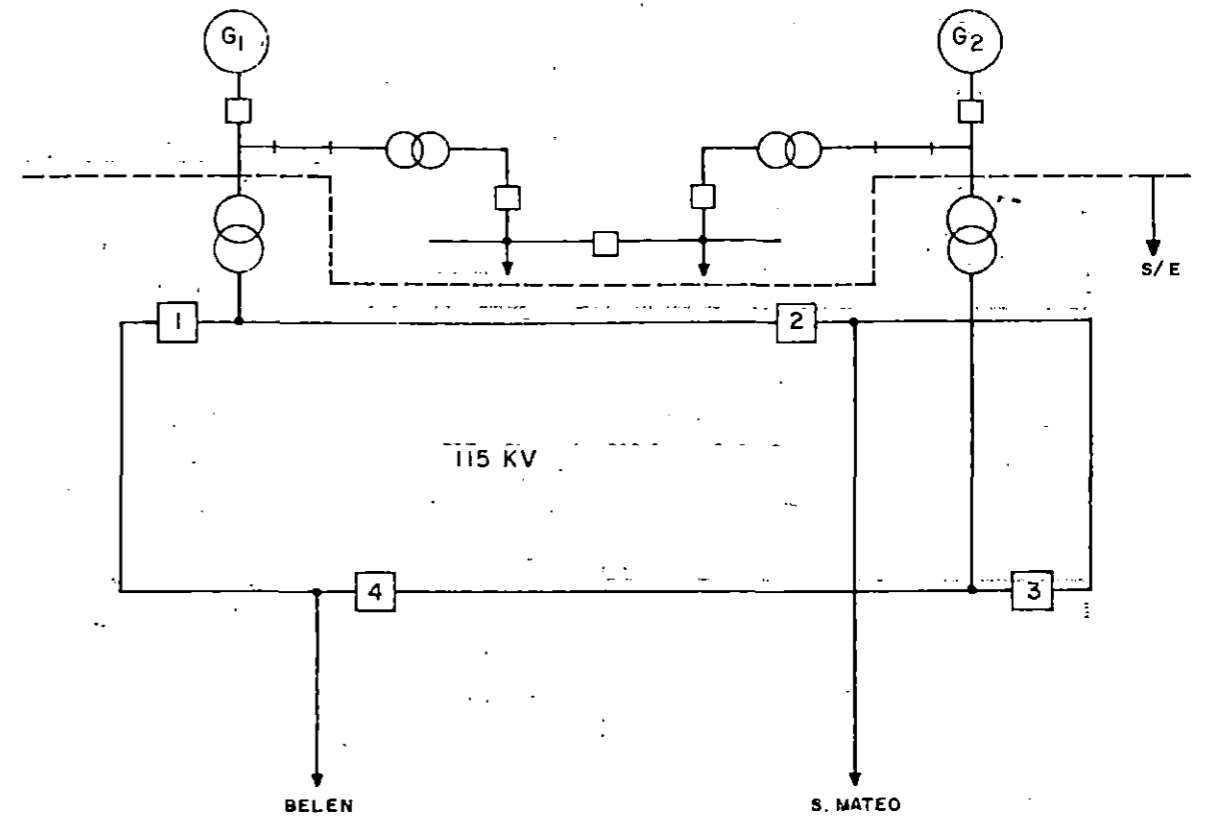


FIGURA III-31

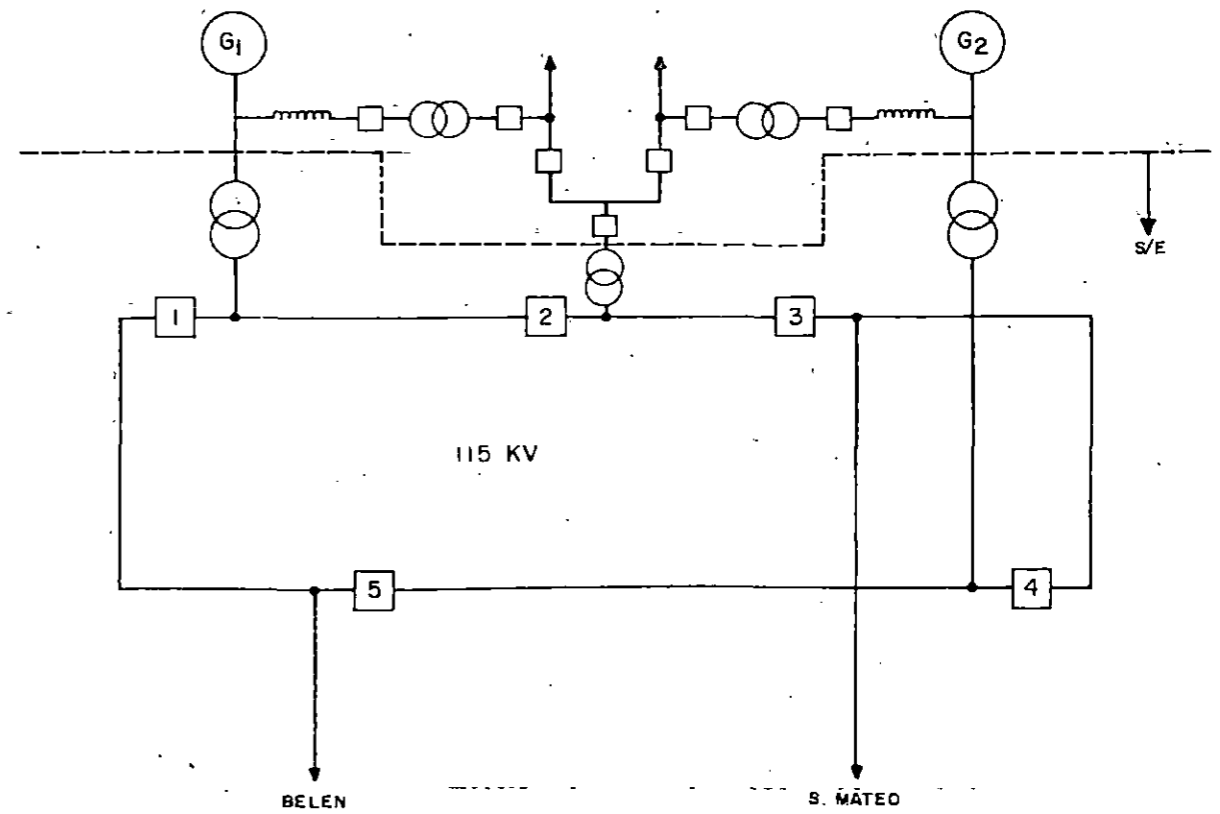
CASO 2

(ANILLO A 115 KV)

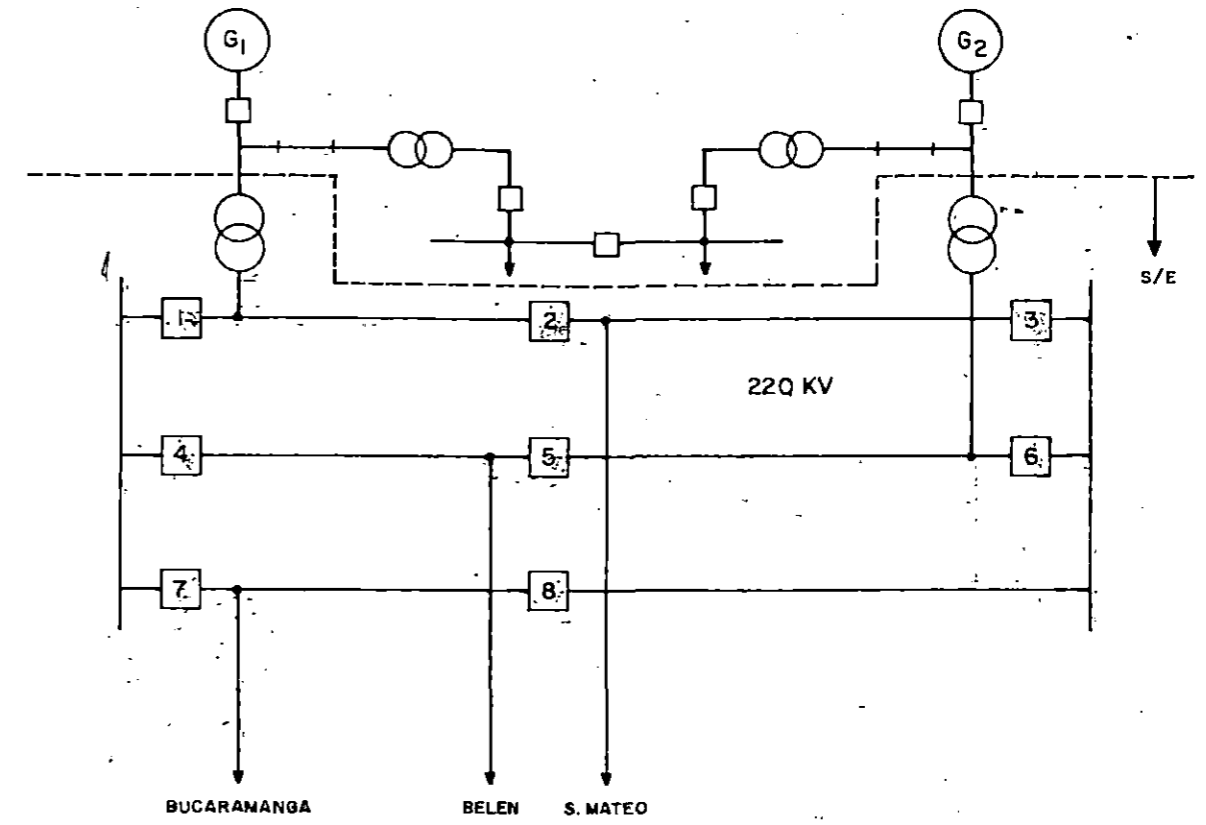
E. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₁



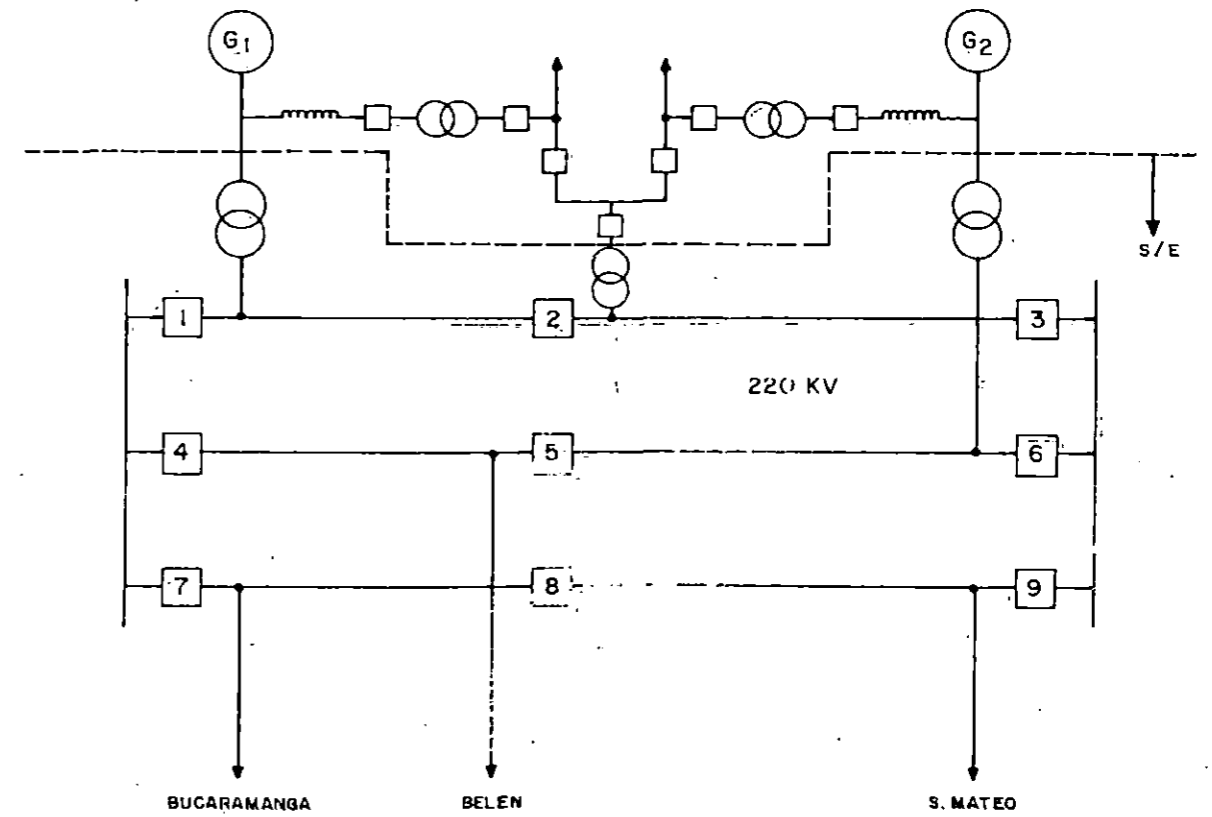
F. SUBESTACION TIPO ANILLO - ALTERNATIVA B₂



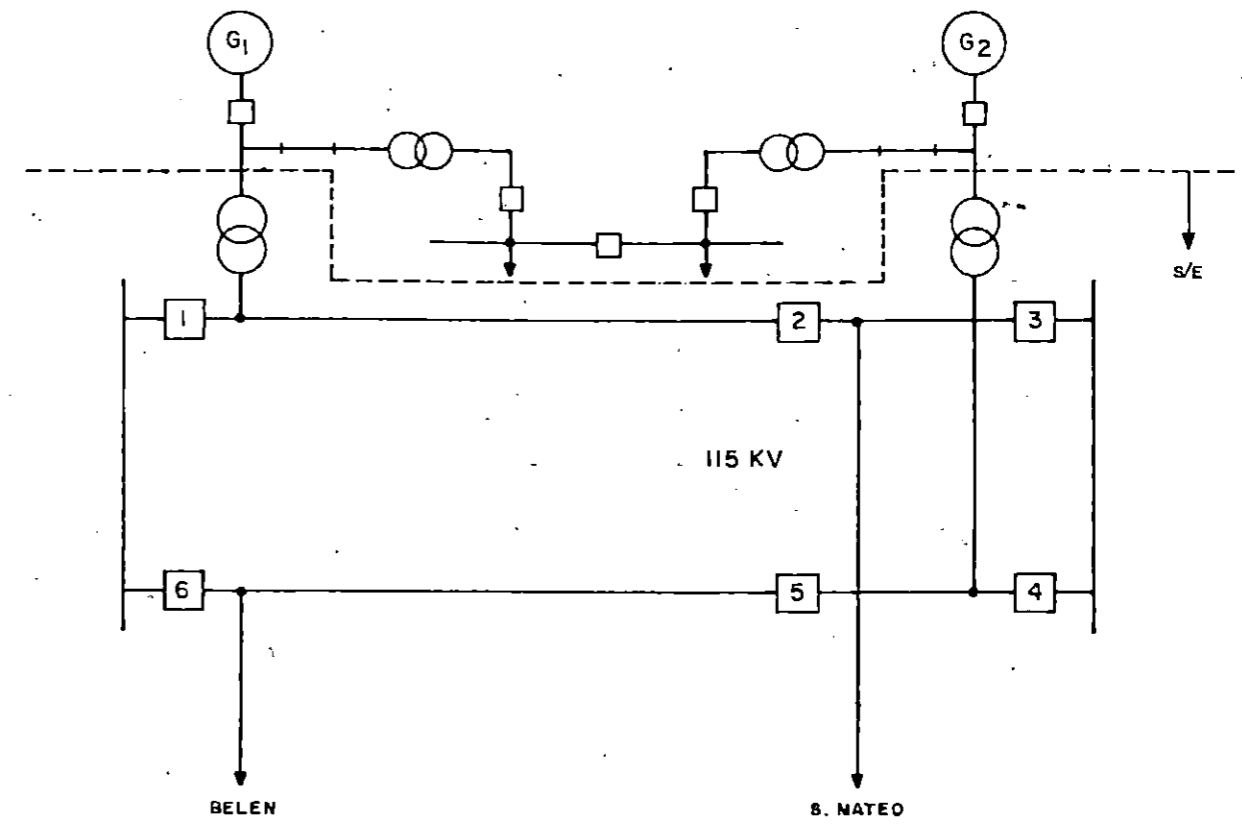
CASO I (INTERRUPTOR Y MEDIO A 220 KV)
 C. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C1



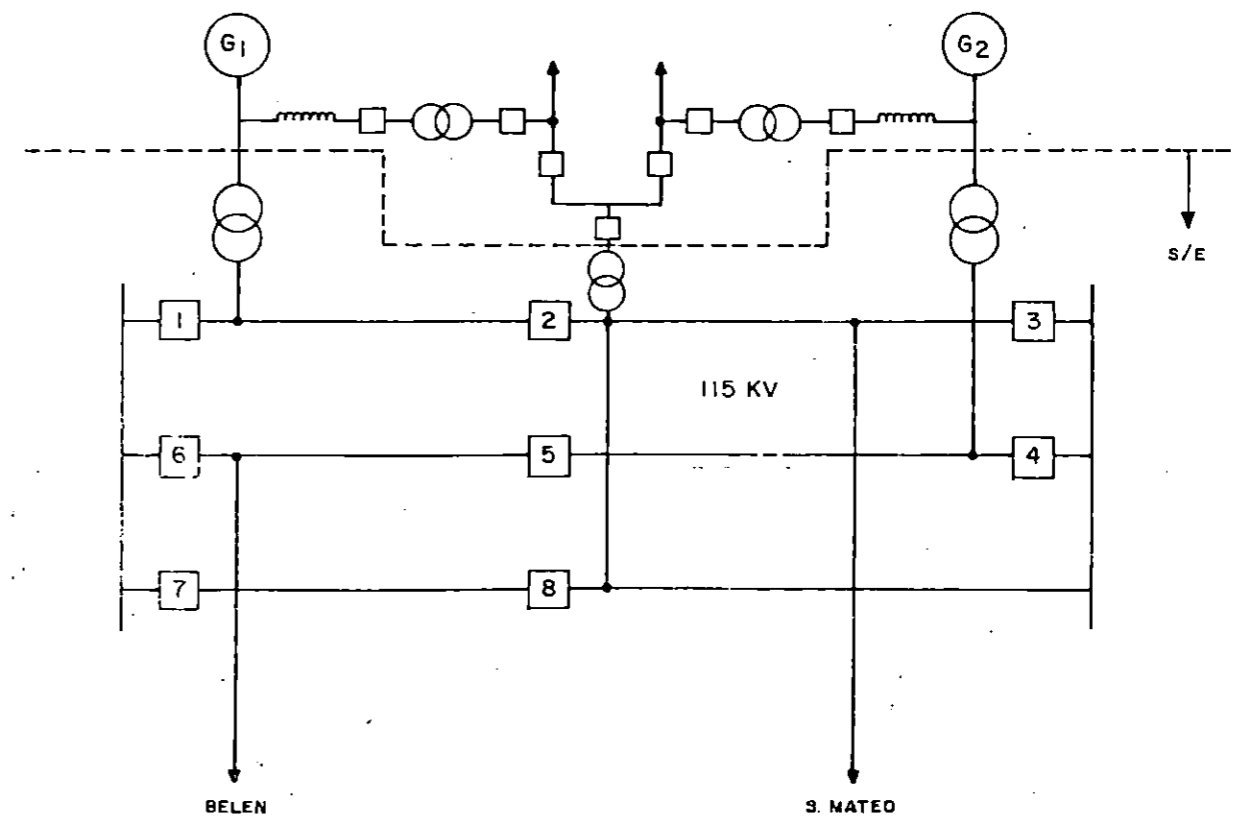
D. CONFIGURACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA C2



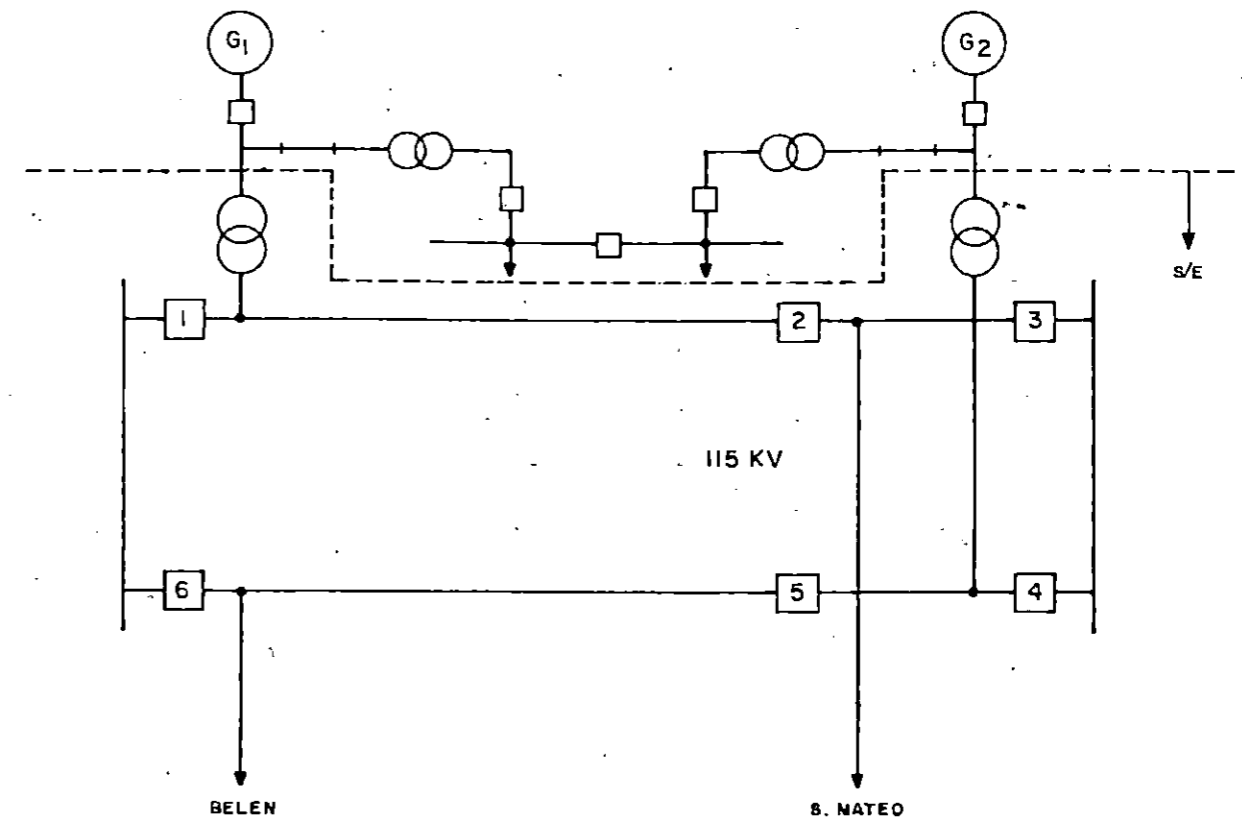
CASO 2 (INTERRUPTOR Y MEDIO A 115 KV)
 G. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D1



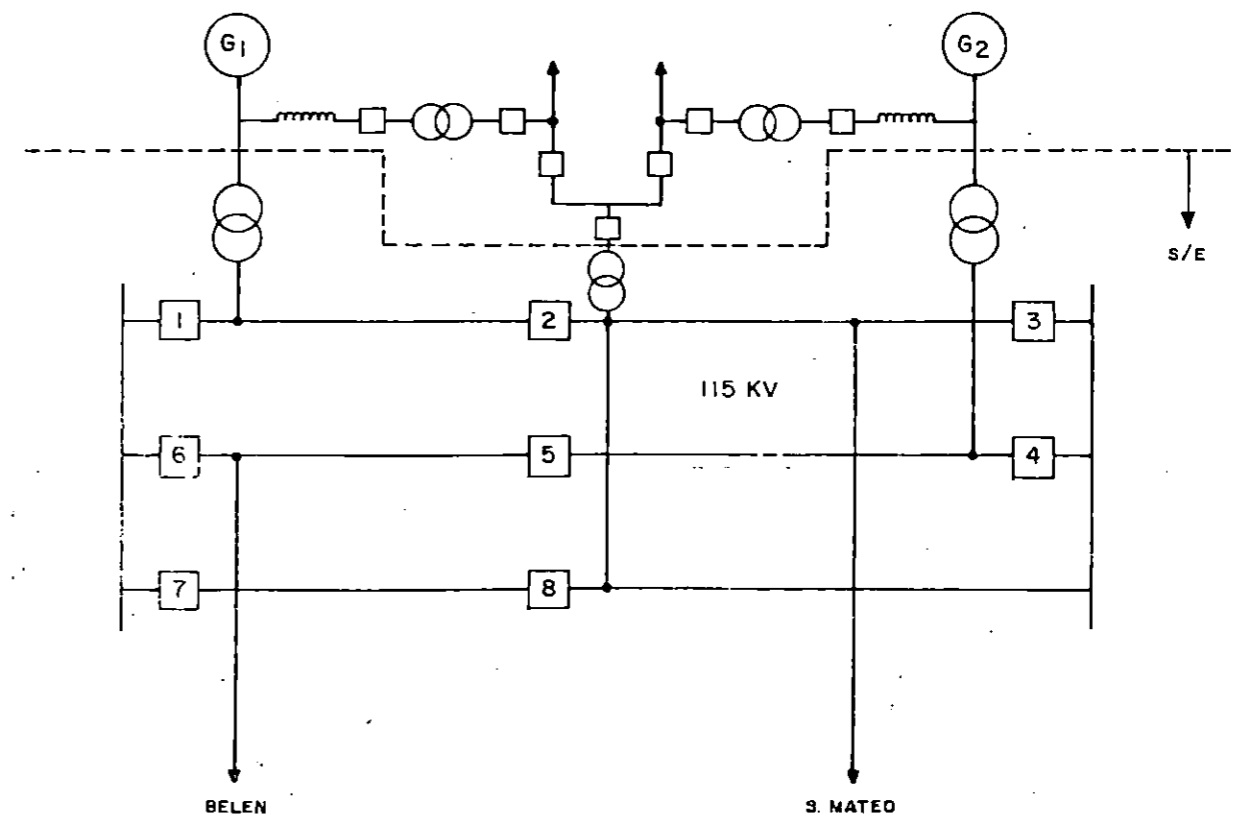
H. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D2



CASO 2 (INTERRUPTOR Y MEDIO A 115 KV)
 G. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D1

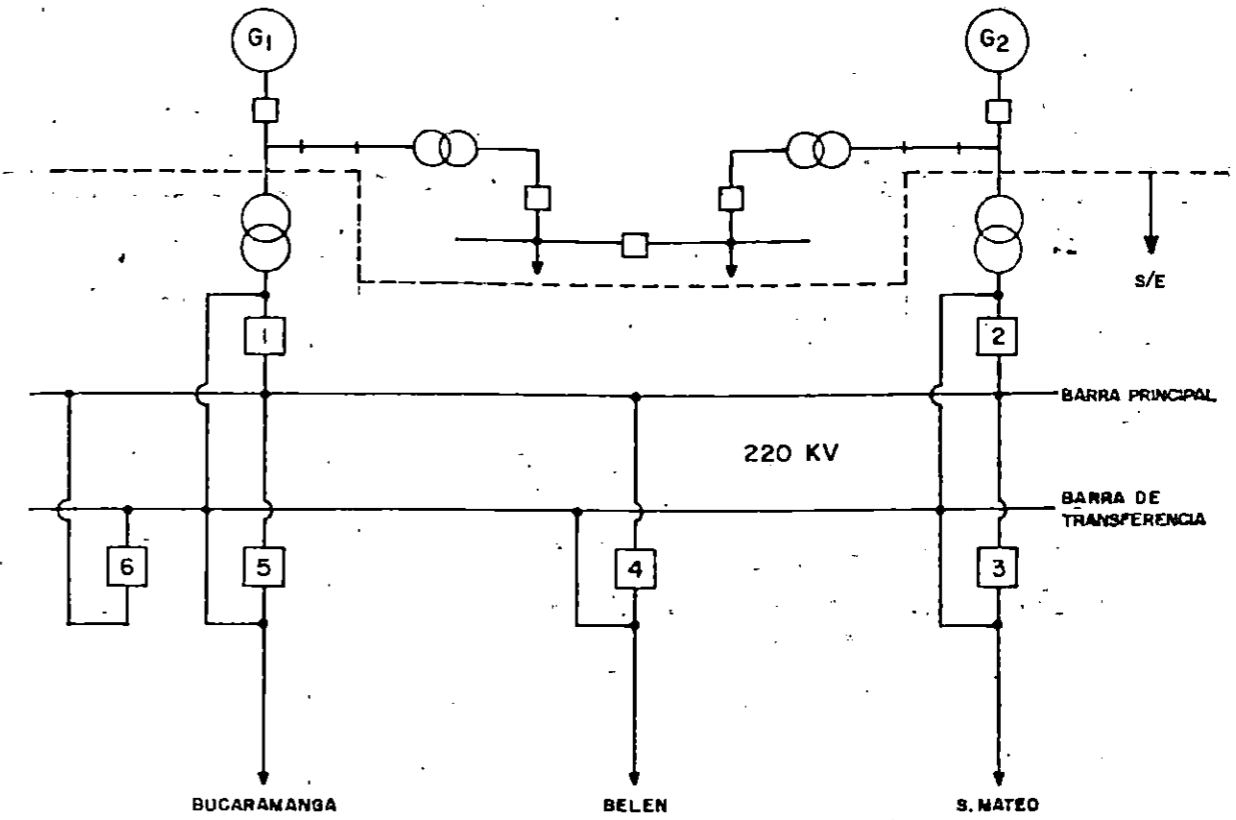


H. SUBESTACION TIPO INTERRUPTOR Y MEDIO - ALTERNATIVA D2

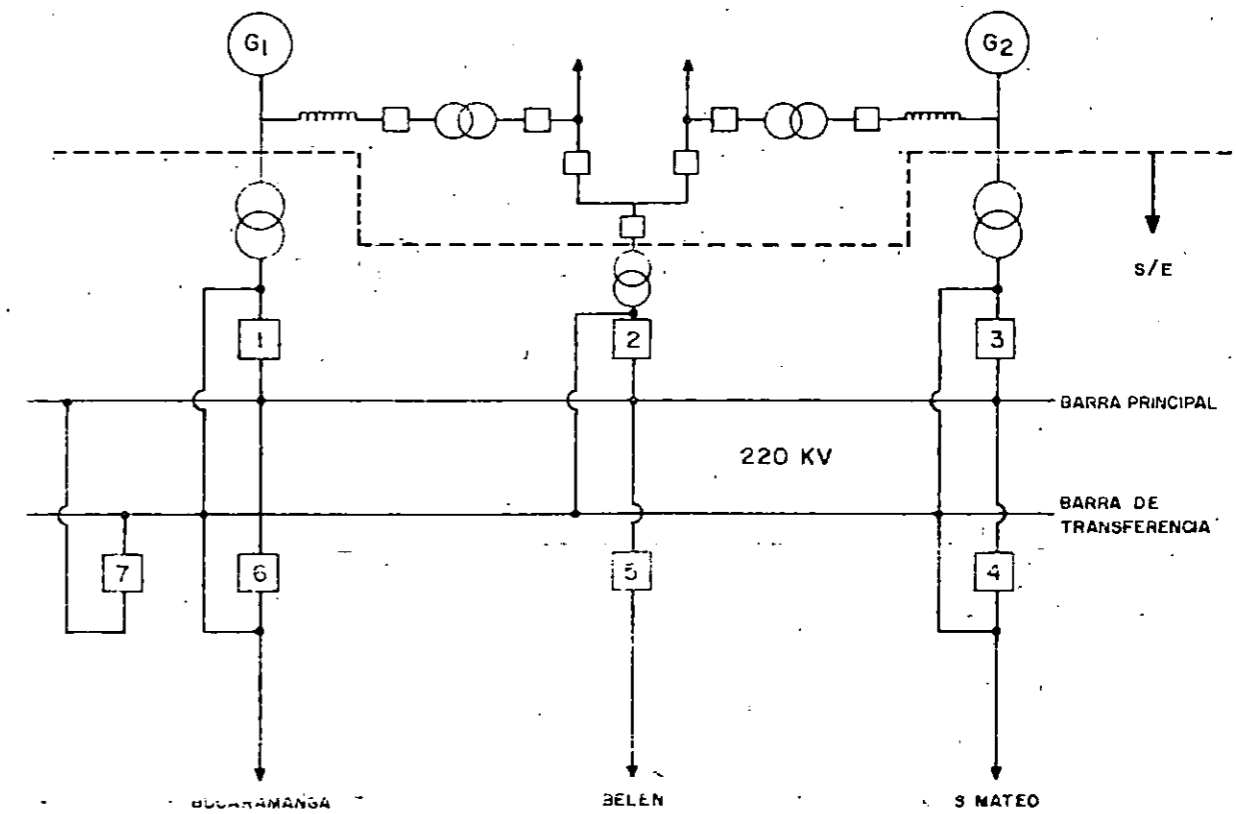


CASO I (BARRA PRINCIPAL - BARRA TRANSFERENCIA 220 KV.)

I. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E1

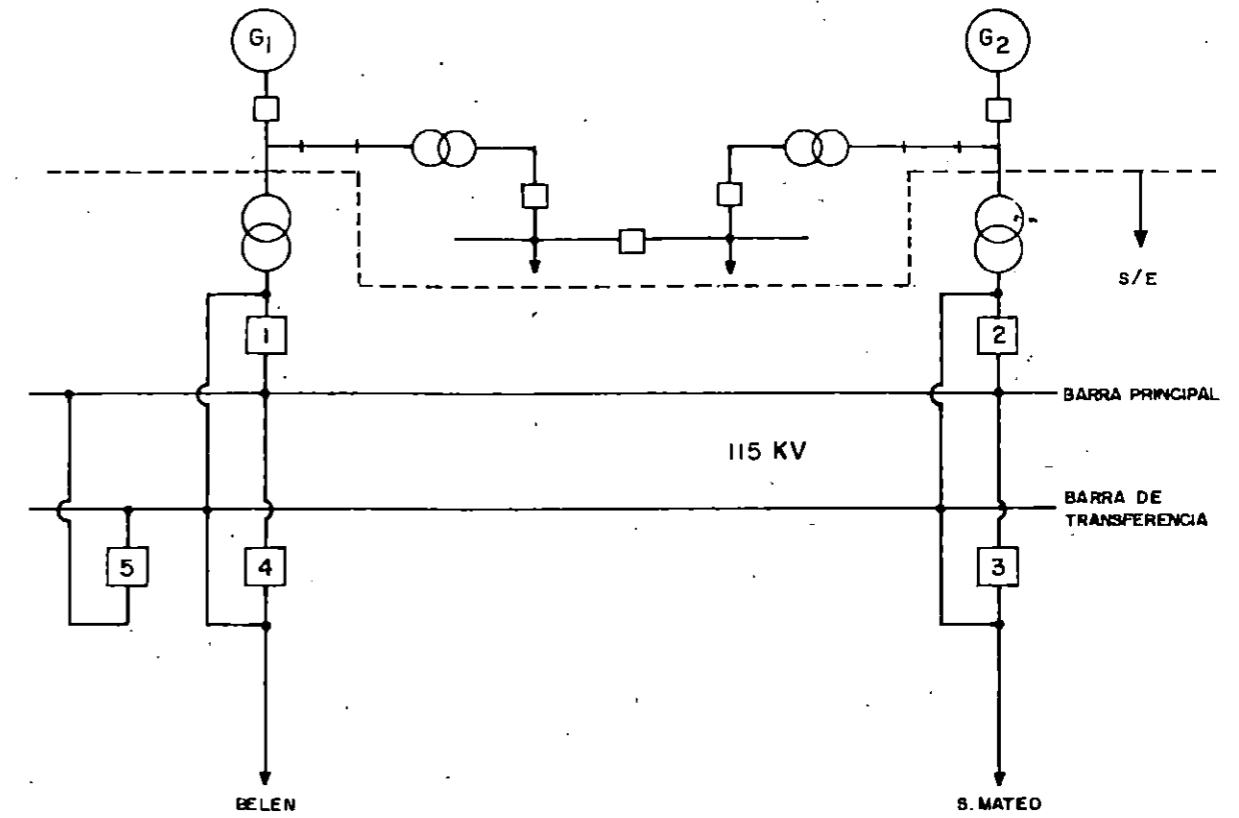


J. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E2

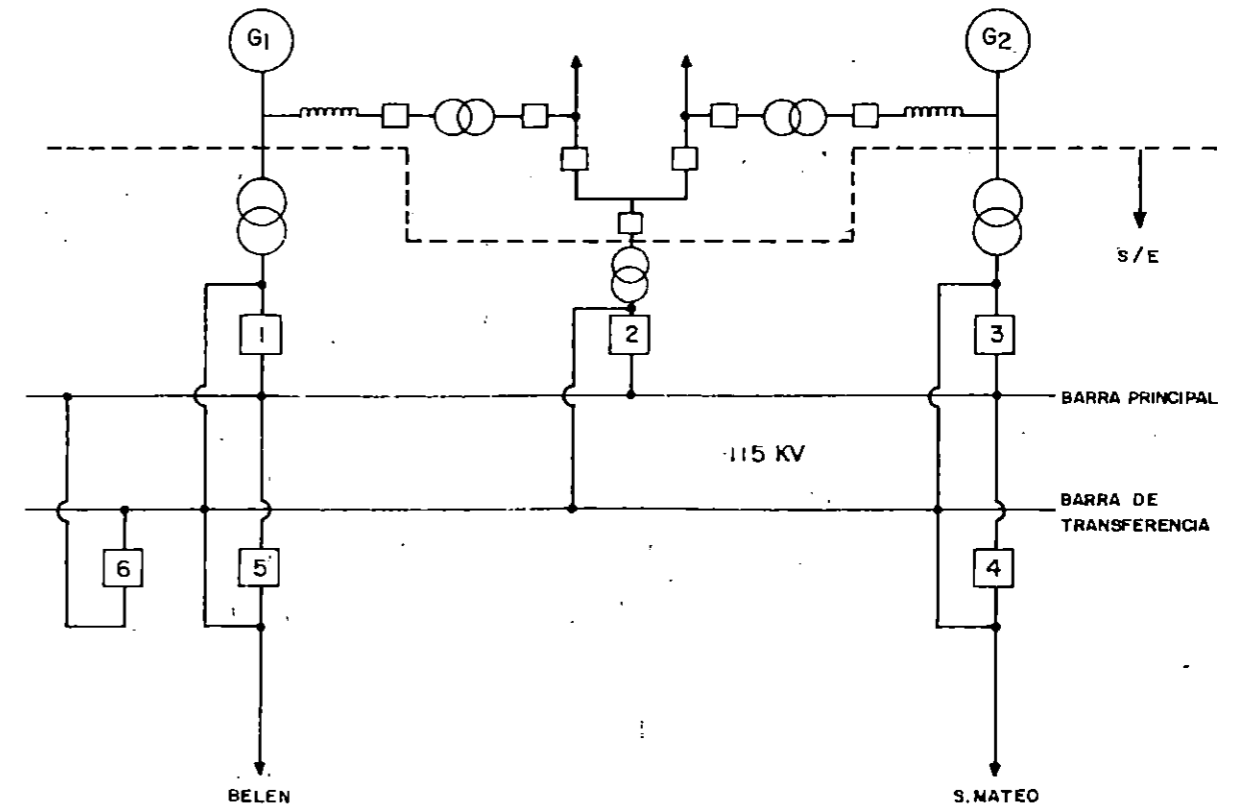


CASO 2 (BARRA PRINCIPAL-BARRA TRANSFERENCIA 115 KV)

K. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA F₁

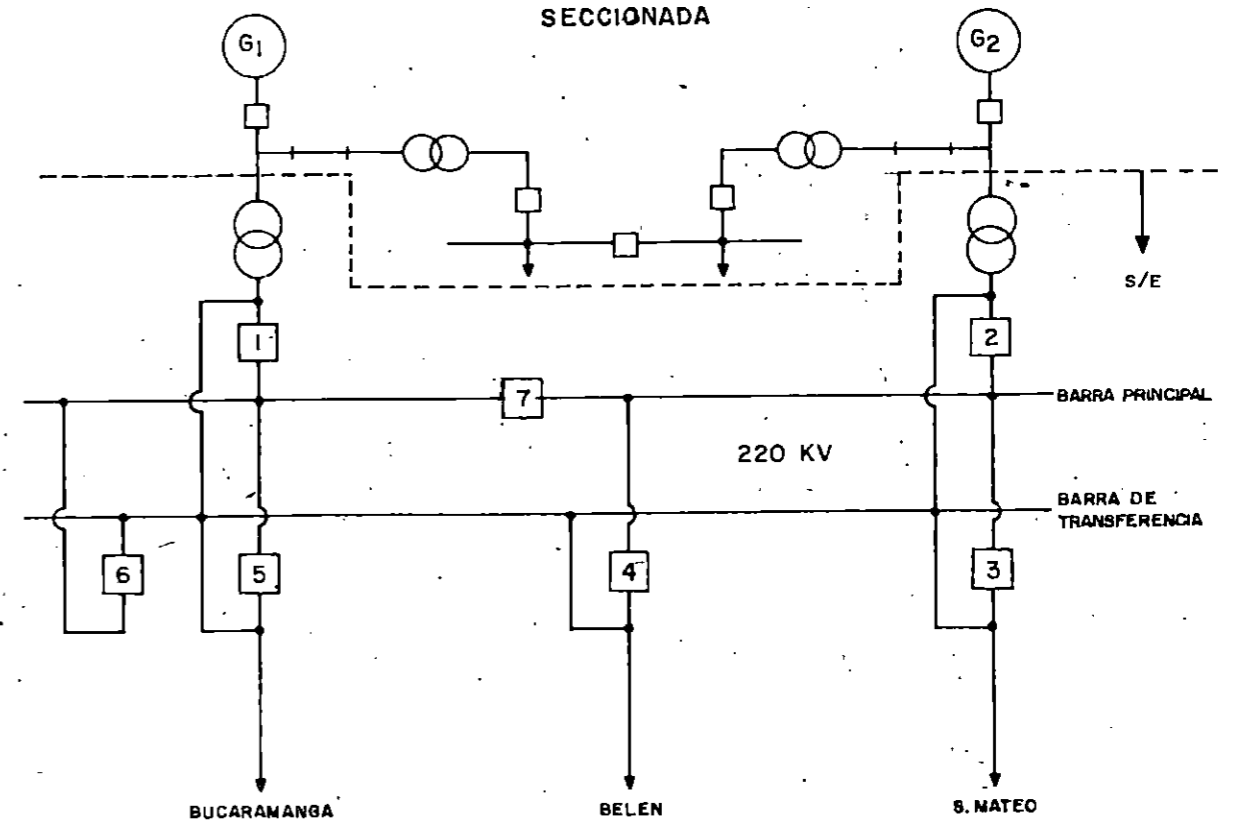


L. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA F₂

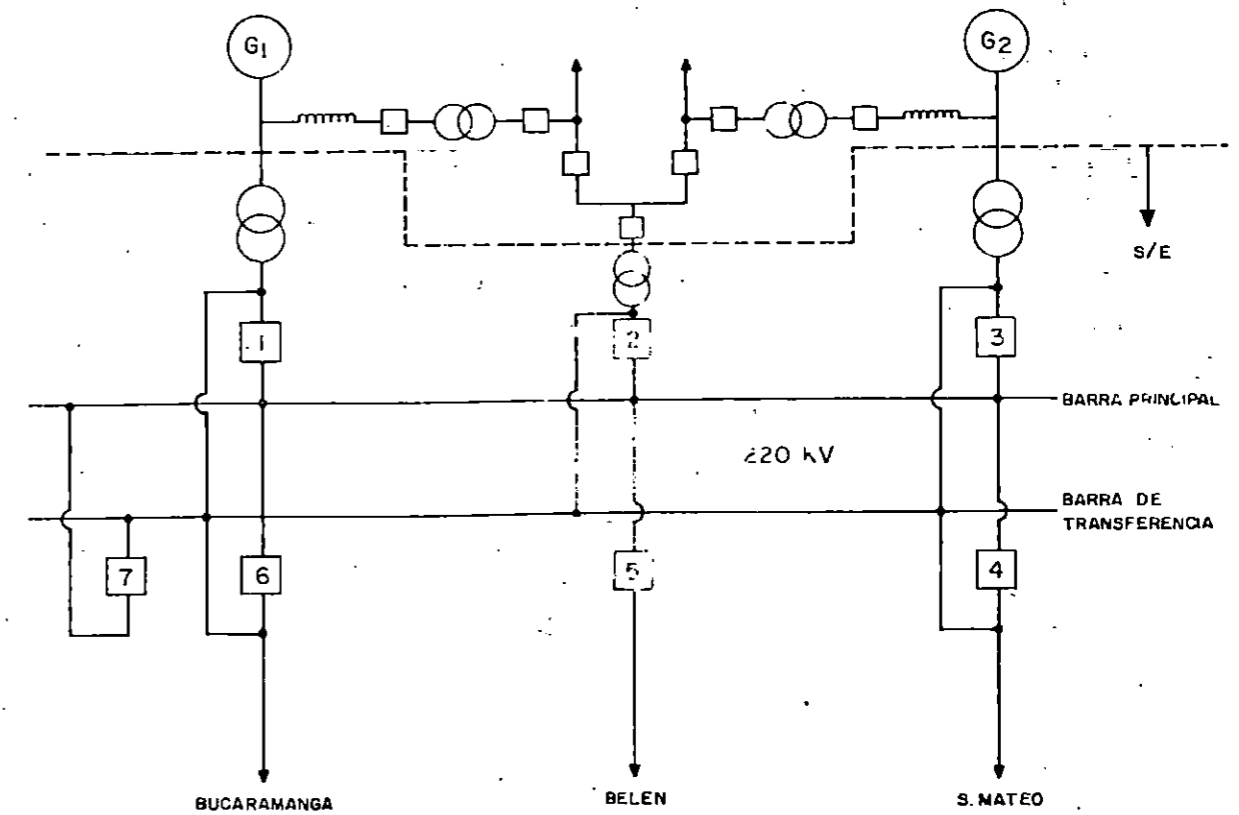


CASO I

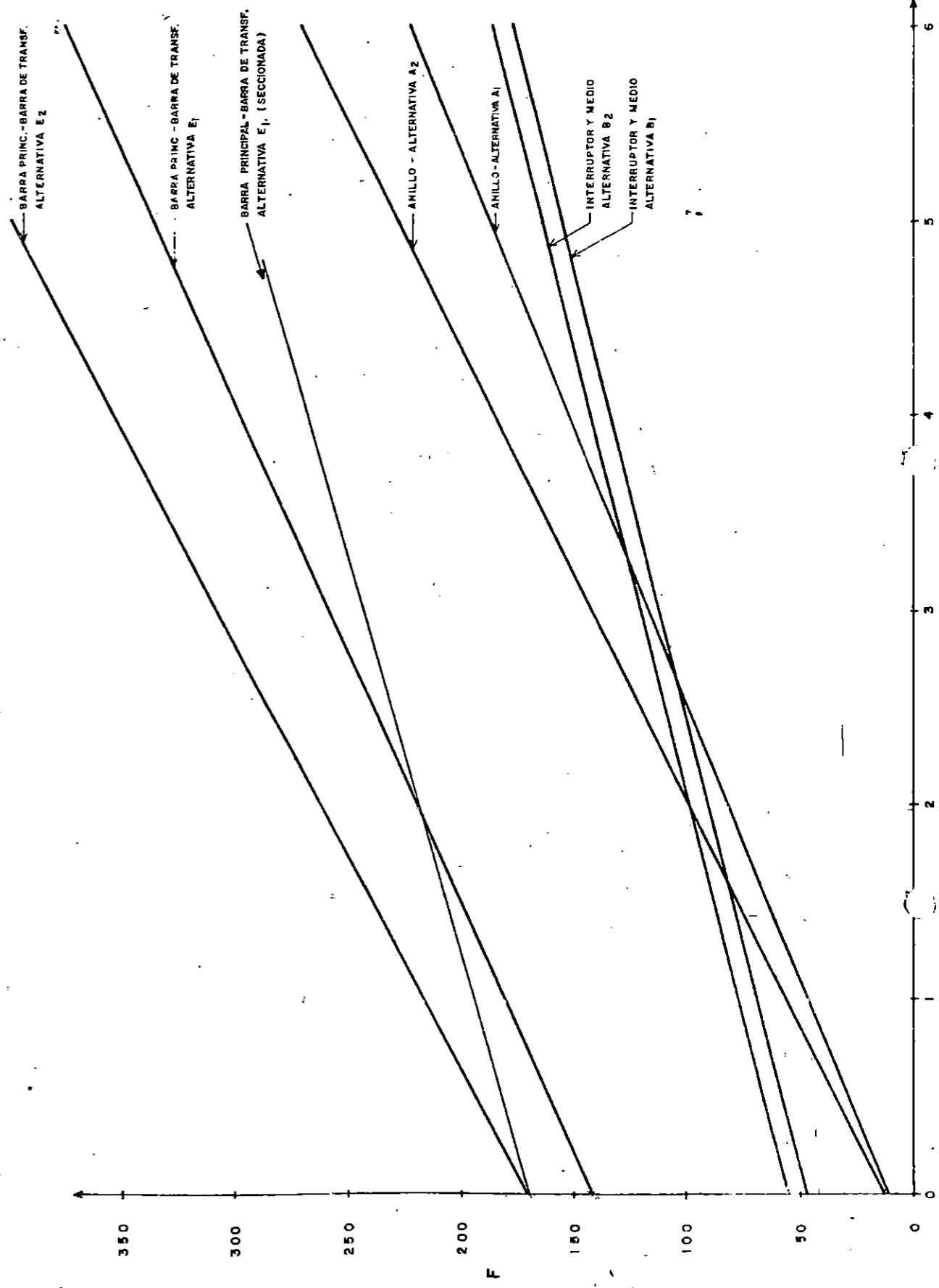
I. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E1

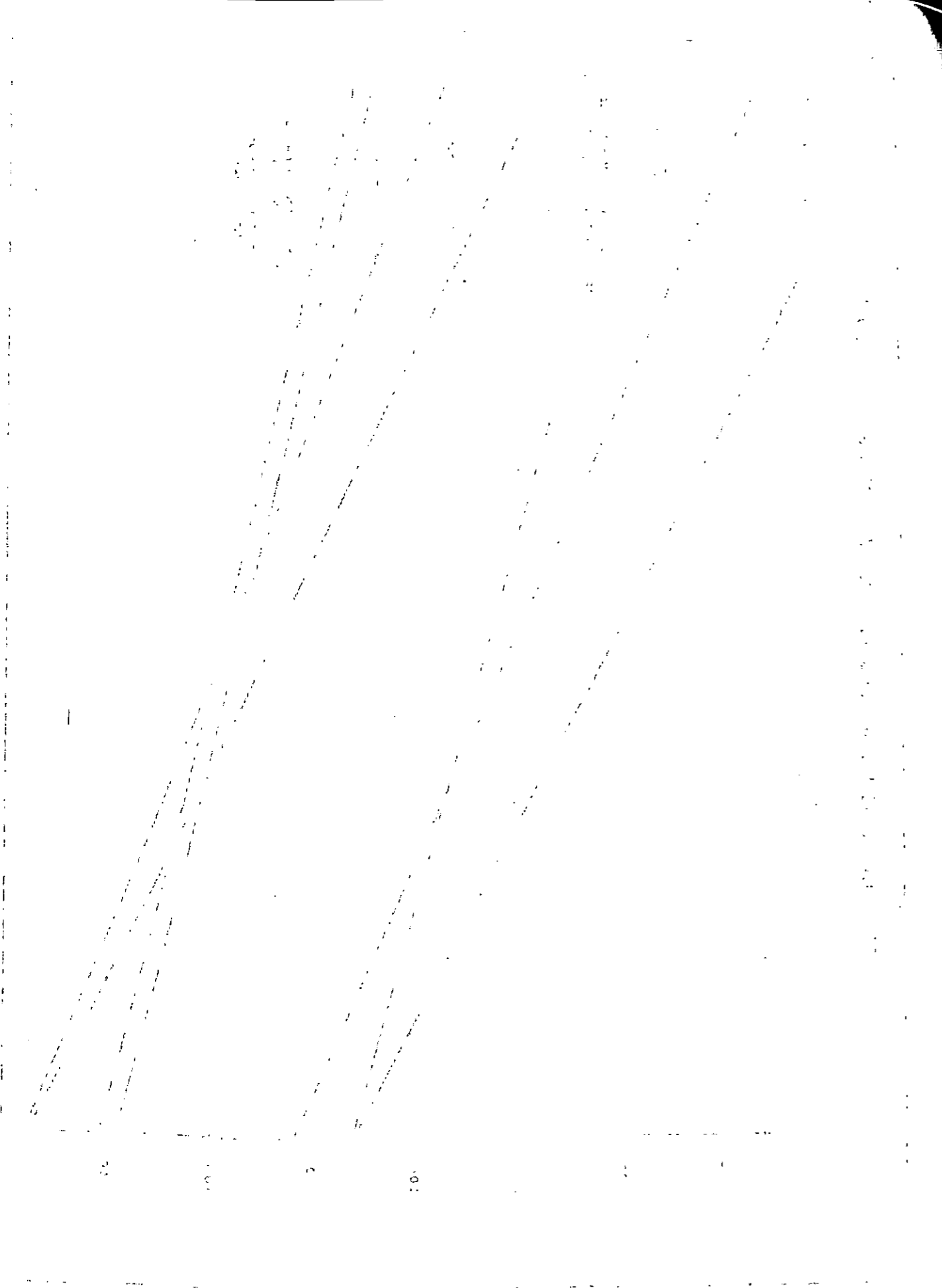


J. CONFIGURACION TIPO BARRA PRINCIPAL - BARRA DE TRANSFERENCIA - ALTERNATIVA E2

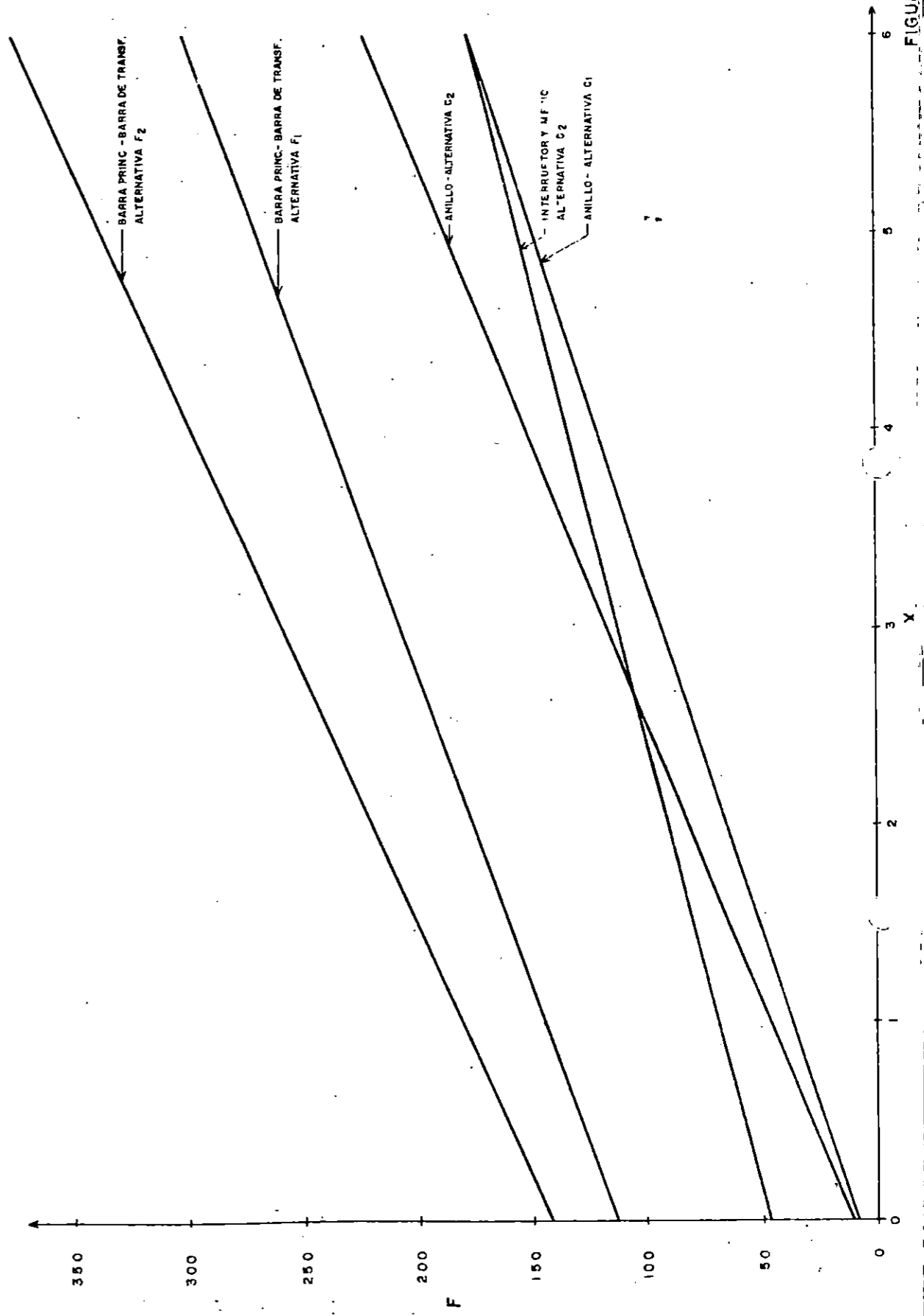


RESULTADOS DE LA APLICACION DE LA METODOLOGIA AL CASO I





RESULTADOS DE LA APLICACION DE LA METODOLOGIA AL CASO DE 115 KV



5.4 EQUIPO ELECTRICO DE PLANTA

Para seleccionar los equipos eléctricos de planta fueron consideradas las siguientes alternativas, según diagrama unifilar de la figura III-39, en el cual se ha supuesto que la conexión de la central al sistema se efectuará a la tensión de 220 KV:

Alternativa A: cada unidad con interruptor de generador.

Alternativa B: sin interruptor de generador pero con un transformador de arranque común para ambas unidades.

A continuación se describen las condiciones de operación de la planta en cada una de las alternativas.

5.4.1 Alternativa con interruptor de generador (Alt. A)

- Se utilizan interruptores de generador con una capacidad suficiente de apertura bajo condiciones de corto-circuito con dos generadores conectados en paralelo más el aporte desde el sistema del Nordeste.
- La potencia del transformador auxiliar de cada unidad debe ser suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. En caso de apertura del interruptor 6.9 KV de uno de los transformadores auxiliares, se cierra el interruptor de acople a 6.9 KV y la totalidad de los servicios auxiliares de la planta quedan alimen-

tados desde el transformador auxiliar que aún queda en servicio.

- Cualquier falla en uno de los transformadores auxiliares de unidad saca del servicio al generador asociado.
- El arranque de la unidad se efectúa mediante alimentación de los servicios auxiliares desde el sistema de 220 KV, a través del transformador auxiliar de unidad. La sincronización del generador respectivo se realiza con el interruptor de generador.
- El interruptor de acople a 6.9 KV debe permanecer abierto bajo condiciones normales de operación.

5.4.2 Alternativa con transformador de arranque. (Alt

- Se utiliza un transformador de arranque común para ambas unidades alimentado directamente desde el sistema de 220 KV, con una potencia suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. Se eliminan los interruptores de generador pero es necesario un módulo adicional de transformador en la subestación 220 KV.
- La potencia de cada uno de los transformadores auxiliares de unidad debe ser adecuada únicamente para alimentar los servicios auxiliares de la unidad respectiva. En caso de

tados desde el transformador auxiliar que aún queda en servicio.

- Cualquier falla en uno de los transformadores auxiliares de unidad saca del servicio al generador asociado.
- El arranque de la unidad se efectúa mediante alimentación de los servicios auxiliares desde el sistema de 220 KV, a través del transformador auxiliar de unidad. La sincronización del generador respectivo se realiza con el interruptor de generador.
- El interruptor de acople a 6.9 KV debe permanecer abierto bajo condiciones normales de operación.

5.4.2 Alternativa con transformador de arranque. (Alt.B)

- Se utiliza un transformador de arranque común para ambas unidades alimentado directamente desde el sistema de 220 KV, con una potencia suficiente para alimentar los servicios auxiliares de ambas unidades. Se eliminan los interruptores de generador pero es necesario un módulo adicional de transformador en la subestación 220 KV.
- La potencia de cada uno de los transformadores auxiliares de unidad debe ser adecuada únicamente para alimentar los servicios auxiliares de la unidad respectiva. En caso de

apertura del interruptor 6.9 KV de uno de los transformadores auxiliares de unidad, o de ambos, los servicios auxiliares son alimentados desde el transformador de arranque.

- Una falla sobre cualquiera de los transformadores auxiliares de unidad no saca del servicio el generador asociado, ya que ésta continúa en sincronismo con el sistema. En ese caso la única operación que se efectúa dentro de la planta es la transferencia automática de auxiliares, del transformador auxiliar propio de la unidad al transformador de arranque.
- El arranque de la unidad se efectúa alimentando los servicios auxiliares desde el transformador de arranque y la sincronización del generador con el sistema se realiza con los interruptores de 220 KV. Inmediatamente después de haber sincronizado el generador se efectúa una conmutación automática de auxiliares, del transformador de arranque al transformador auxiliar propio de la unidad.
- Bajo condiciones normales de operación el transformador de arranque debe estar fuera de servicio, a menos que un tercer devanado de este transformador fuera utilizado para alimentar alguna carga vecina a la central.
- En la derivación a 13.8 KV a cada uno de los

transformadores auxiliares de unidad se utilizan bobinas de reactancia con el objeto de disminuir la potencia de corto-circuito a ese nivel de tensión. De este modo, en el lado de 13.8 KV de los transformadores auxiliares se pueden utilizar interruptores de potencia con una capacidad de apertura mucho menor que el interruptor de máquina de la alternativa A.

5.4.3 Comparación Económica y selección final

Los equipos y aparatos para cada una de las alternativas (sin considerar los equipos comunes) son los siguientes:

Alternativa A:

- 2 Interruptores de generador 13.8 KV, 4000 A., 2000 MVA
 - 1 Equipo de aire comprimido
 - 2 Transformadores auxiliares de unidad 15 MVA, 13.8/6.9 KV
- Precio total US\$ 445.000
=====

Alternativa B:

- 2 Bobinas de reactancia
 - 2 Transformadores auxiliares de unidad 7.5 MVA, 13.8/6.9 KV
 - 2 Gabinetes 13.8 KV, 500 MVA
 - 2 Gabinetes 6.9 KV, 250 MVA
 - 1 Transformador de arranque 15 MVA, 220/6.9 KV
 - 1 Módulo 220 KV para transformador
- Precio total US\$ 687.000
=====

Los precios totales fueron calculados con base en informaciones de ICEL.

Del resumen anterior se deducen los siguientes puntos:

La laternativa B sin interruptor de generador es más confiable que la alternativa A ya que garantiza una mayor continuidad de servicio, pero es más costosa.

La diferencia de precios representa un porcentaje bastante alto si se comparan solamente los totales de los grupos de aparatos considerados para cada alternativa. Dicho porcentaje se reduce considerablemente si la comparación se efectúa entre valores totales de equipo eléctrico de planta incluyendo generadores y transformadores.

Para centrales con potencias de corto-cirtuido hasta 2000 MVA (capacidad de apertura del interruptor) se justifica equipar la planta con interruptor de generador.

Con base en las consideraciones anteriores se ha seleccionado para el caso de Tasajero, la alternativa A.

Los precios totales fueron calculados con base en informaciones de ICEL.

Del resumen anterior se deducen los siguientes puntos:

La laternativa B sin interruptor de generador es más confiable que la alternativa A ya que garantiza una mayor continuidad de servicio, pero es más costosa.

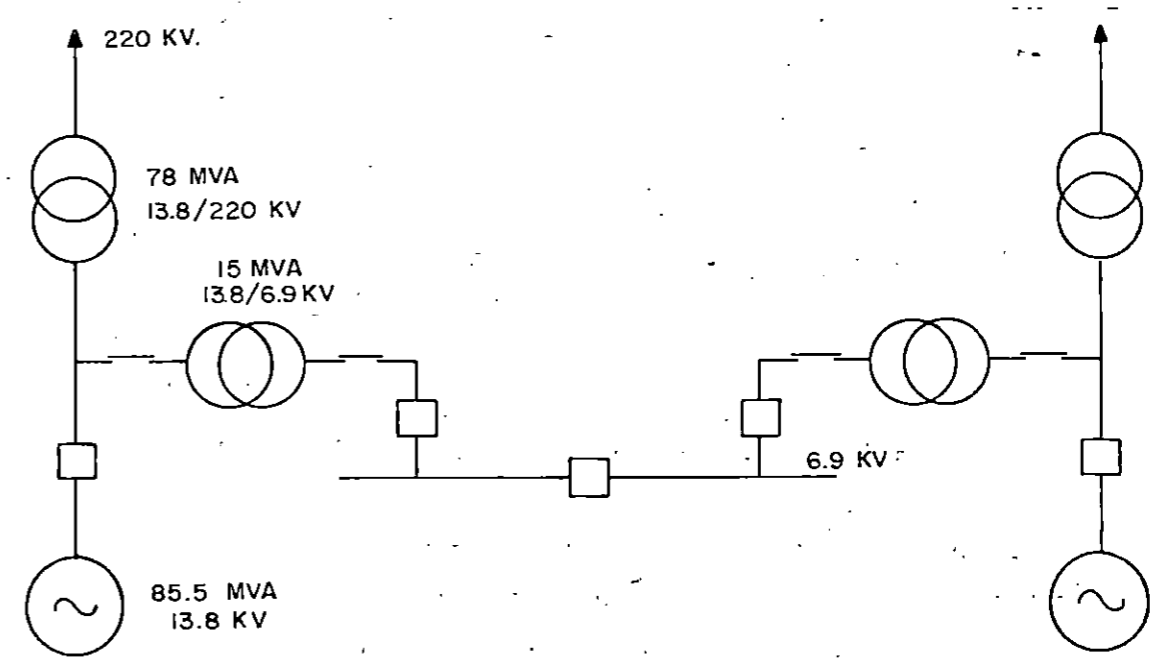
La diferencia de precios representa un porcentaje bastante alto si se comparan solamente los totales de los grupos de aparatos considerados para cada alternativa. Dicho porcentaje se reduce considerablemente si la comparación se efectúa entre valores totales de equipo eléctrico de planta incluyendo generadores y transformadores.

Para centrales con potencias de corto-cirtuido hasta 2000 MVA (capacidad de apertura del interruptor) se justifica equipar la planta con interruptor de generador.

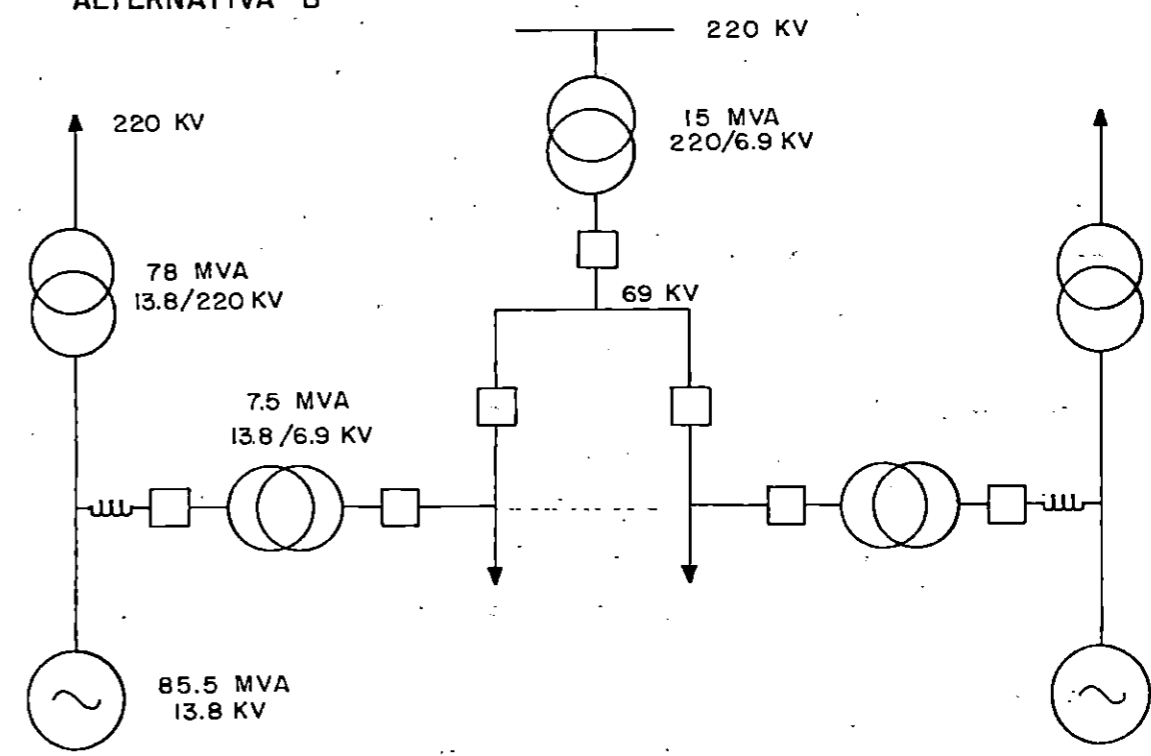
Con base en las consideraciones anteriores se ha seleccionado para el caso de Tasajero, la alternativa A.

DIAGRAMA UNIFILAR DE PLANTA

ALTERNATIVA A



ALTERNATIVA B



5.5 EQUIPO ELECTRICO DE SERVICIO AUXILIARES

Los servicios auxiliares de cada unidad comprenden principalmente los siguientes circuitos, los cuales se esquematan en la figura III-40

- a) Servicios auxiliares de c. a. 6.9 KV
- b) Servicios auxiliares de c. a. 460/265 V
- c) Servicios auxiliares de c. a. 208/120 V
- d) Servicios auxiliares de c. c. 220 V
- e) Servicios auxiliares de c. c. 24 V

5.5.1 Servicios auxiliares de c.a. 6.9 KV

El transformador trifásico auxiliar de la unidad se alimenta directamente desde el barraje principal a 13.8 KV, será diseñado con las siguientes características técnicas: potencia 15 MVA con refrigeración OA, frecuencia 60 Hz, relación de transformación $13.8 \pm 2 \times 2.5\%$ / 6.9 KV, impedancia 7%. Este transformador alimenta al barraje a 6.9 KV (BP-A) al que están conectados los motores de los circuitos de ventilación de tiro inducido, ventilación de tiro forzado, sistema de agua de alimentación y sistema de agua de refrigeración.

Al mismo barraje a 6.9 KV está conectado un transformador de 2500 KVA (OA) que alimenta el barraje de servicios auxiliares a 460 V. Relación de este transformador $6.900 \pm 2 \times 2.5\%$ / 480-265 V. Impedancia 10%.

Los barrajes a 6.9 KV de las dos unidades pueden ser conectados entre si mediante un interruptor de acople de 2.000 A.

El interruptor principal de llegada desde el transformador principal de unidad será diseñado para una tensión nominal de 10 KV, corriente nominal 2.000 A y potencia de ruptura en cortocircuito de 250 MVA.

Los demás interruptores para las salidas a 6.9 KV tienen una corriente nominal de 630 A y capacidad de apertura en cortocircuito de 250 MVA.

Todos los interruptores serán montados en celdas metálicas blindadas y su construcción es de tipo extraíble, equipados con las protecciones necesarias contra cortocircuito, sobrecarga y bajo voltaje.

5.5.2 Servicios auxiliares de c. a. 460/265 V

A este nivel de voltaje existen tres barrajes a los que están conectados diferentes circuitos en la siguiente forma:

- a) Primer barraje (SA-A1): Se alimenta directamente por el transformador de 2.500 KVA a través de un interruptor de tensión nominal 600 V, corriente nominal 3000 A corriente de ruptura en cortocircuito 50 KA. A este barraje están conectados diferentes motores y accionamientos a 460 V, circuitos auxiliares de transformadores y del turbogenerador. Mediante un interruptor de acople de 600 V, 3.000 A, 50 KA

existe la posibilidad de interconectar este barraje con el barraje similar a 460 V de la segunda unidad.

b) Segundo barraje (SA-A2): A este barraje están conectados los siguientes circuitos:

- Circuito de interconexión con el tercer barraje a 460 V
- Transformador de alumbrado principal 100 KVA, relación $460 \pm 2 \times 2.5\% / 220-127$ V
- Circuito del cargador de la batería de 220 V c.c
- Circuito del cargador de la batería de control ± 24 V c.c.
- Grupo diesel-eléctrico de emergencia 400 KVA, 460 V.

Existe la posibilidad de interconectar este barraje con el barraje similar de la segunda unidad, mediante un interruptor de acople:

c) Tercer barraje (SA-A3): Este es un barraje de emergencia alimentado directamente desde el segundo barraje a 460 V y desde un grupo motor-generador de 40 KVA. A este barraje están conectados los siguientes circuitos:

- Transformador para alumbrado de emergencia, de 30 KVA relación $460 \pm 2 \times 2.5\% / 220-127$ V.

existe la posibilidad de interconectar este barraje con el barraje similar a 460 V de la segunda unidad.

b) Segundo barraje (SA-A2): A este barraje están conectados los siguientes circuitos:

- Circuito de interconexión con el tercer barraje a 460 V
- Transformador de alumbrado principal 100 KVA, relación $460 \pm 2 \times 2.5\%$ / 220-127 V
- Circuito del cargador de la batería de 220 V c.c.
- Circuito del cargador de la batería de control ± 24 V c.c.
- Grupo diesel-eléctrico de emergencia 400 KVA, 460 V.

Existe la posibilidad de interconectar este barraje con el barraje similar de la segunda unidad, mediante un interruptor de acople:

c) Tercer barraje (SA-A3): Este es un barraje de emergencia alimentado directamente desde el segundo barraje a 460 V y desde un grupo motor-generador de 40 KVA. A este barraje están conectados los siguientes circuitos:

- Transformador para alumbrado de emergencia, de 30 KVA relación $460 \pm 2 \times 2.5\%$ / 220-127 V.

- Circuitos de quemadores
- Algunos circuitos de medida y regulación de la central.
- Algunos accionamientos y válvulas magnéticas

Existe asimismo la posibilidad de interconectar este barraje con el barraje similar de la segunda unidad mediante un interruptor de acople.

5.5.3 Servicios auxiliares c. a. 208/120 V (SA-A4)

Este barraje está conectado al transformador de alumbrado principal y alimenta los circuitos de iluminación del tablero principal, edificio de administración, taller, estación de bombeo, etc.

El barraje puede ser interconectado con el barraje similar de la segunda unidad.

5.5.4 Servicios auxiliares c.c. 220 V(CC-C3).

Este barraje normalmente está alimentado por el cargador de la batería a 220 V c.c. y en caso de falla del sistema de alimentación de c.a. al cargador, desde la batería de potencia de 220 V de la central.

A este barraje están conectados:

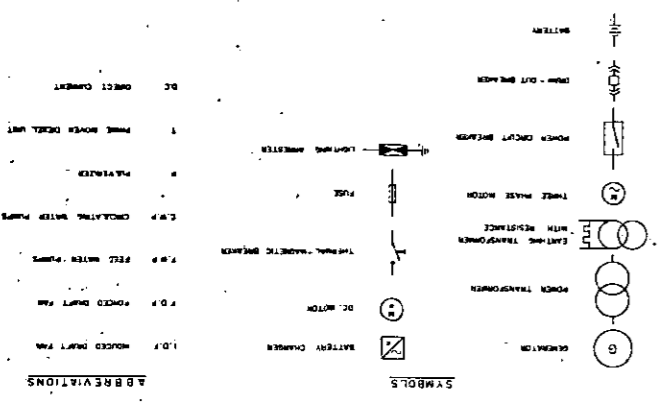
- Los motores de c.c. a 220 V
- Circuitos de control
- El grupo motor-generador de 40 KVA

- Algunos circuitos de alumbrado de emergencia.
- Otros circuitos

Este barraje puede interconectarse en caso necesario con el barraje similar de corriente continua de la segunda unidad.

5.5.5. Servicios auxiliares c.c. 24 V.

Se han previsto dos barrajes (CC-C1 y CC-C2) para alimentar todos los circuitos de control ± 24 V c.c. La alimentación en servicio normal se efectúa mediante el cargador de la batería de control y en caso necesario desde la batería propiamente dicha.



INSTITUTO COLOMBIANO DE ENERGIA ELECTRICA

CENTRALES ELECTRICAS DEL NOROCCIDENTE DE COLOMBIA

TERMOTASAJERO POWER PLANT

AC AND DC AUXILIARY SYSTEMS

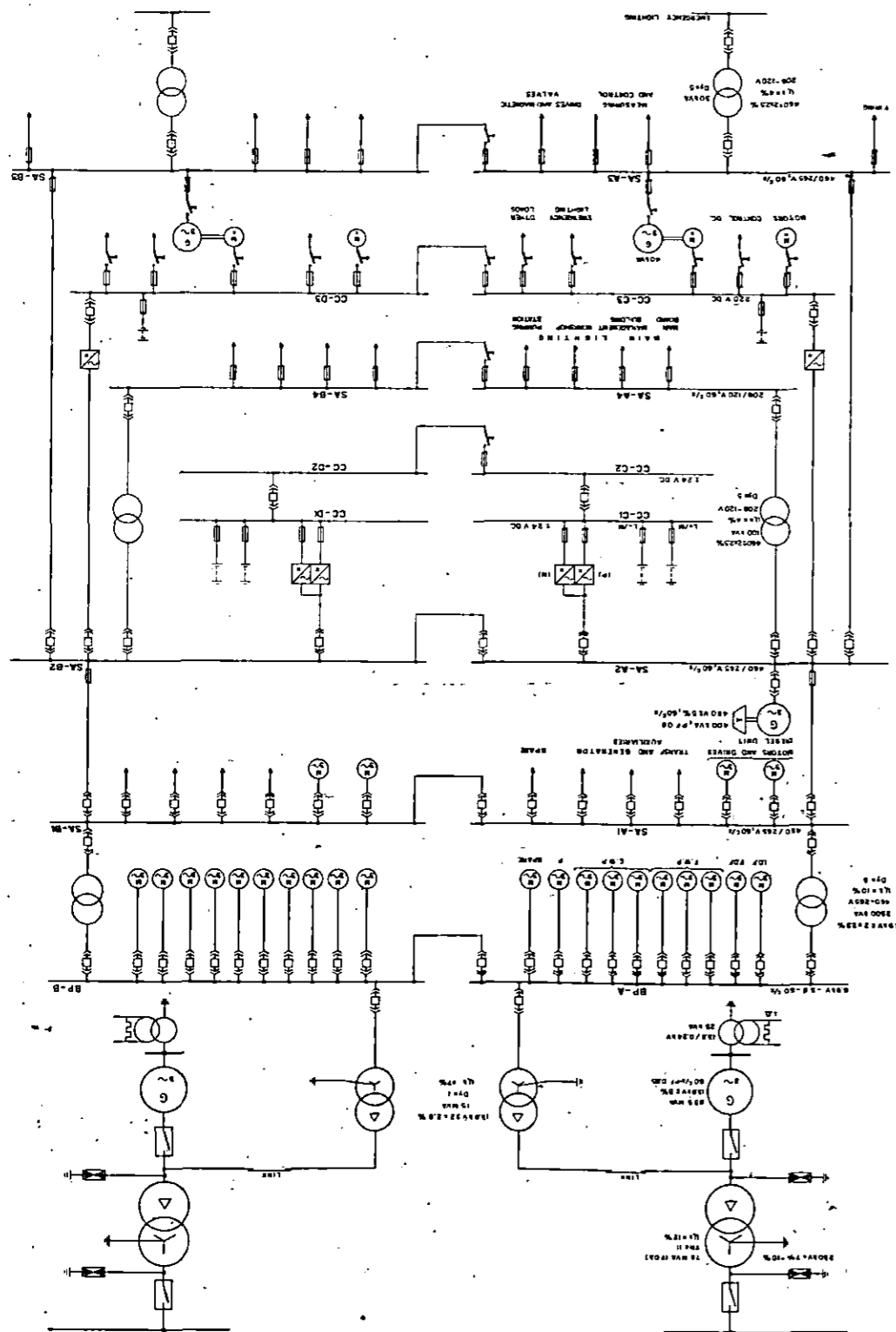
F. III - 40

SOCIEDAD GENERAL DE CONSULTORIA LTDA.

DISEÑO Y MAINTENIMIENTO TECNICO

REVISADO Y APROBADO

BOGOTA, COLOMBIA



[Faint, illegible text, possibly bleed-through from the reverse side of the page.]

5.6 SUMINISTRO ELECTRICO DURANTE CONSTRUCCION

Con el fin de determinar la capacidad necesaria para el período de construcción de la planta de Termotasajero se efectuaron investigaciones sobre varias plantas existentes en la Costa Atlántica, de tamaño similar a las unidades de Tasajero, con el fin de establecer la cantidad de potencia que se utilizó durante su construcción y se estudió el sistema para atender esta carga, obteniéndose los resultados que se presentan a continuación.

5.6.1 Capacidad requerida.

A continuación se reseña la información obtenida sobre la capacidad requerida durante la construcción de las centrales investigadas, en las siguientes dos etapas:

- a) Obras Civiles: Durante esta etapa se requiere alimentar equipos de mezcladoras de cemento, alumbrado, bombeo de aguas, torregrúa, compresores, campamentos, oficinas, etc.
- b) Montaje: En esta fase se intensifica la utilización de equipos de soldadura, el uso de grúas, alimentación provisional al puente grúa, bombas, campamentos, oficinas, etc.

El cuadro que se presenta a continuación resume las características y la capacidad requerida en las dos etapas de construcción

CAPACIDAD ELECTRICA REQUERIDA

<u>CENTRAL</u>	<u>Voltaje de Alimentación (KV)</u>	<u>Voltaje de Suministro (V)</u>	<u>Capacidad de transformación (KVA)</u>		<u>Total</u>
			<u>Fase Obras Civiles</u>	<u>Fase de Montaje</u>	
Termo B/quilla 1-2. (2 x 66 MW)	13.8	440-220	630	630	1.260
Termo C/gena. 1-2 (2 x 66 MW)	13.2	220-127 440-254	800	- 1.250	2.050
Termo B/quilla 3-4 (2 x 66 MW)	13.2	462-227 220-127 220-108	630	- 400 112	1.142
Termo C/gena (1 x 66 MW)	13.2	462-267 220-127	400	- 400	800

5.6.2 Alternativas de alimentación

Con el fin de suministrar la potencia necesaria durante la construcción de la central térmica de Tasajero se analizaron varias alternativas desde el punto de vista técnico-económico para definir la más conveniente. Para esta comparación se tomó, como capacidad requerida para la planta, 800 KVA para la etapa de obras civiles y 1.200 KVA adicionales para la etapa de montaje, según los datos obtenidos para otras centrales.

Se estudiaron las siguientes alternativas de alimentación:

a) Alternativa 1

Comprende la prolongación de la línea a 13.2 KV (Cornejo - San Cayetano 6 Km en conductor # 2 AWG ACSR), véase la figura III-41.

La demanda de la zona aledaña a Termotajero para el año de 1980 (S. Cayetano, Zulia, Santiago y Salazar) es de 1.800 KVA aproximadamente con lo cual el conductor mencionado da una regulación en S. Cayetano del 11%. Incluyendo la demanda de Tasajero la regulación asciende al 38%, por lo cual esta alternativa es descartable.

b) Alternativa 2

Se refiere a la línea Cúcuta-El Carmen de Tonchalá-Tasajero, 13.2 KV doble circuito, 15 Km en conductor ACSR # 2/0 AWG. Esta alternativa da una regulación del 5% en Tasajero y tiene la ventaja que después de la entrada de Tasajero puede servir para evacuar potencia desde la planta hacia los sitios cercanos a ella, mejorando la calidad del servicio de energía.

c) Alternativa 3

Construcción de la línea Cúcuta (S/E Belén) Tasajero a 34.5 KV, un circuito en conductor # 1/0 AWG, ACSR, 15 Km aproximadamente. Esta alternativa requiere transformación en la planta 34.5/13.2 KV. Adicionalmente, después de la entrada Tasajero, la línea quedaría en servicio para alimentar las cargas de la zona a 13.2 KV.

Esta alternativa es llamativa desde el punto de vista de futura utilización de la línea, por cuanto permite contar con el nivel del voltaje de 34.5/13.2 KV en la planta, sin detrimento en la confiabilidad de operación de la central.

d) Alternativa 4

Comprende la instalación de una planta diesel de 2.000 KVA (2 unidades) en Tasajero para suplir la demanda durante la construcción, inicialmente una unidad de 800 KVA

Costos alternativa Planta Diesel
(Miles US\$)

<u>Descripción</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>
1 Unidad 800 KVA	94.7	94.7	94.7
1 Unidad 1.200 KVA	-	141.9	141.9
Costo capital	94.7	236.6	236.6
Costo combustible	120.4	301.1	301.1
Operación y Mant.	1.9	4.7	4.7
	=====	=====	=====
Total	217.0	542.4	542.2
Valor presente en 1979	US\$ 1.053.050		

Costos alternativa línea de subtransmisión 13.2 kv
(Miles US\$)

<u>Descripción</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>
Línea 13,2 KV 2/c 15 Km	157.5	-	-
Cuatro módulos línea 13.2 KV	80.0	-	-
Transf. distrib. 800 KVA	9.6	-	-
Transf. distrib. 1.200 KVA	-	14.4	-
Costo capital	247.1	14.4	-
Costo energía	53.6	134.0	134.0
	=====	=====	=====
Total	300.7	148.4	134.0
Valor presente en 1979	US\$ 496.684		

en la fase de obras civiles y luego una de 1.200 KVA en la fase de montaje.

5.6.3 Comparación de costos.

Dado que la alternativa 1 debe ser descartada, el análisis económico se redujo a las alternativas 2, 3 y 4 exclusivamente.

El análisis para la planta diesel se efectuó tomando el costo anual de inversión de acuerdo a la vida útil de la planta. Los costos tomados para el análisis son:

Km de línea 13.2 KV 2/c	US\$ 1.500
Km de línea 34.5 KV 1/c	US\$ 10.000
Módulo de línea 13.2 KV	US\$ 20.000
Módulo de línea 34.5 KV	US\$ 40.000
Costo del KVA planta diesel	US\$ 900
Vida útil de la planta diesel	15 años
Costo anual de inversión planta diesel	US\$ 118.3/KVA
Costo de combustible	US\$ 3.37/KWH
Costo del KWH (CENS)	US\$ 1.5/KWH
Operación y mantenimiento planta diesel	2% de la inversión anual.
Factor de potencia	0.85
Factor de carga	60%
Tasa de descuento	10%
Costo de transformación 13.200/240 ó 440 V (Incluye protecciones)	US\$ 12/KVA.
Transformación 34.5/13.2 KV	US\$ 10/KVA

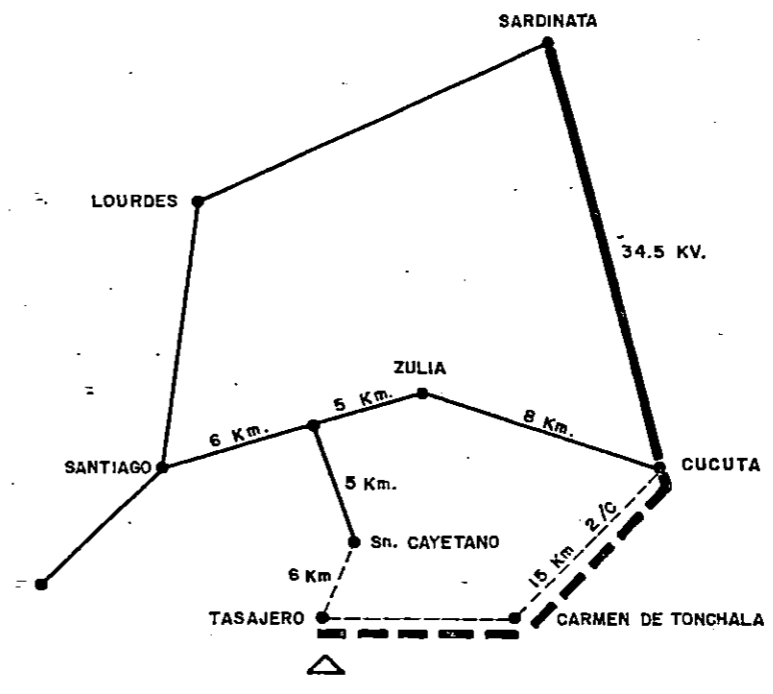
Costos alternativa línea de subtransmisión 34.5 KV
(Miles US\$)

<u>Descripción</u>	<u>1980</u>	<u>1981</u>	<u>1982</u>
Línea 34.5 KV 1/c 15 Km	150	-	-
Dos módulos línea 34.5 KV	80	-	-
Un módulo Transf. 13.2 KV	20	-	-
Transf. 34.5/13.2 KV, 2MVA	20	-	-
Transf. distrib. 800 KVA	9.6	-	-
Transf. distrib. 1.200 KVA	-	14.4	-
Costo capital	279.6	14.4	-
Costo energía	53.6	134.0	134.0
Total	333.2	148.4	134.0
Valor presente en 1979	US\$ 526.230		

Como se puede observar la alternativa de instalar una planta diesel es 2.1 veces más costosa que la alternativa de construcción de la línea de subtransmisión a 13.2 KV entre Cúcuta y Tajsajero. Así mismo la construcción de la línea a 34.5 KV es más costosa que la de 13.2 KVA, sin embargo, la alternativa de 34.5 KV permite disponer de la línea, una vez se termine la construcción de Termotasajero, para suplir la demanda de los sitios cercanos a la planta, con una capacidad de transporte hasta de 5 MVA (instalando 3 MVA 34.5/13.2 KV adicionales), mientras que en el costo de 13.2 KV solamente se contaría con 2 MVA. Como resultado de lo anterior se consideró deseable para alimentar la demanda de potencia durante la construcción de Termotasajero, construir la línea Cúcuta-Carmen de Tonchalá-Tajsajero 1/c 34.5 KV y en un futuro, después de la entrada de la planta y a medida que la demanda lo requiera, aumentar la transformación 34.5 /13.2 KV.

El sistema a 34.5 KV así concebido permitirá efectuar también la alimentación alterna de los equipos auxiliares de planta bajo situaciones de emergencia, mejorándose así la confiabilidad de la operación.

ALIMENTACION ELECTRICA DURANTE CONSTRUCCION



— LINEA 34.5 KV. — LINEA 13.2 KV.

DEMANDAS PREVISTAS

San Cayetano	115 KVA
Zulia	1155 KVA
Santiago	285 KVA
Salazar	305 KVA
Total	1860 KVA
Tasajero	2000 KVA

FIGURA III - 41

6 OBRAS CIVILES

6.1 DISTRIBUCION DE LA CENTRAL

Para evitar posibles inundaciones, producidas por las crecientes máximas del río, se ha determinado que el nivel mínimo de las obras de la Central, excluyendo el canal de descarga, debe estar sobre la cota 255 m sobre el nivel del mar. Examinando la topografía del lote y teniendo en cuenta la dirección predominante del viento se ha seleccionado una distribución tentativa de las obras de la Central, ver plano No. III-8, que permite minimizar los movimientos de tierra entre las cotas 258 y 260 m.s.n.m. y que disminuye la contaminación de la subestación producida por la pila de carbón. Además, esta distribución permite desarrollar futuras ampliaciones de la Central.

Es de observar que las condiciones del subsuelo no influyen en la ubicación de las obras principales, pues se ha determinado que el estrato portante tiene gran continuidad dentro del lote.

6.2 FUNDACIONES

6.2.1 Estratigrafía

La estratigrafía encontrada en el lote central tiene características muy bien definidas ya que los suelos encontrados en los diferentes sondeos son similares.

El estrato superior de arcilla limosa con algunas gravas finas tiene una humedad del 17%, un límite líquido de 45, un límite plástico de 17, índice de plasticidad de 28.

Los ensayos de compresión inconfiada dieron resultados de 1.35 K/cm² y un peso unitario de 2 toneladas por metro cúbico.

El porcentaje que pasa tamíz 200 es de 56 y el suelo clasifica dentro del grupo CL del sistema U.S.C.

Este estrato superior es inadecuado para el soporte de una cimentación superficial, especialmente en el caso de las altas cargas transmitidas a las zapatas en casa de máquinas, calderas, suministro de carbón y chimeneas. Además, tiene características compresibles ya que en el caso de los patios de carbón, se ha calculado que para pilas de 10 metros de altura se producirán asentamientos de orden de 4 cms.

El segundo estrato encontrado compuesto por el aluvión de cantos duros grandes a pequeños y gravas en matriz limo tiene las características más favorables para cimentar equipos y estructuras de la térmica por su alta capacidad de

soporte y baja compresibilidad. Por estas razones este estrato ofrece la posibilidad de comparar varios tipos de cimentación todas factibles desde el punto de vista de suelos. Se considera que la escogencia del tipo definitivo dependerá entonces de las características de los equipos y estructura y de la comparación de sus costos.

Para el diseño de cimentaciones superficiales para este estrato se han determinado los siguientes parámetros:

- Profundidad de cimentación: 1.5 metros por debajo de la superficie de aluvión.
- Capacidad portante : 2 Kg/cm².
- Peso Unitario : 2 toneladas/M³
- Coefficiente de empuje activo : 0.4

Se estima que los parámetros anteriores permitirán hacer el prediseño de una cimentación superficial, sin embargo, si las características de los equipos y dimensiones de las estructuras resultan en cimentaciones que excedan las capacidades admisibles será necesario considerar la distribución de todas las cargas al aluvión por medio de una placa rígida. Para su diseño se podrá aumentar la capacidad de soporte a 2.25 Kg/cm².

Finalmente el tercer estrato encontrado a pro-

fundidades de 10 a 13 metros está formado por arcillolita dura. Si las condiciones de diseño obligasen a descartar una cimentación superficial se podría recurrir a la roca para el soporte de "caissons", para los cuales se esperarían extremas dificultades constructivas.

Los "caissons" derivarían su capacidad portante de la resistencia en la punta y de la fricción en su fuste.

6.2.2 Alternativas para cimentación

De acuerdo al análisis de las propiedades de los suelos se ha visto que la cimentación de los equipos y estructuras características de las plantas térmicas podrían en el caso de Termotajero cimentarse por medio de cualquiera de las siguientes alternativas:

- a) Cimentación superficial por medio de zapatas aisladas o carridas.
- b) "Caissons"
- c) Cimentación superficial por medio de placa corrida.

Aparentemente y de acuerdo a cargas típicas de térmicas similares, la primera alternativa se-

rá la más económica. Sin embargo, las características de equipos de diferentes fabricantes pueden hacer necesario recurrir a cualquiera de las otras 2 alternativas.

A continuación se hace una descripción de las alternativas factibles.

Alternativa 1

Cimentación superficial por medio de zapatas aisladas o corridas y bloques para equipos sometidos a vibración.

Para este tipo de cimentación las cargas de las estructuras y equipos deberán ser transmitidas al estrato 2 formado por el "aluvión" igneo a través de zapatas aisladas o corridas o bloques de concreto.

Casa de Máquinas

Los cimientos individuales de las columnas principales, así como el bloque de cimentación del turbo-grupo, bases para columnas de puente grúa, bombas y calderas se fundarán sobre el estrato de aluvión a una profundidad mínima de 1.5 metros.

En general, sobre el aluvión se encuentra el estrato superficial de arcilla limosa con algo de arena fina de espesor 1.50 m a 2.0 m.

Las excavaciones para cimentación deben tener una profundidad tal que sobrepase en su totalidad el estrato superior y penetre un mínimo de

1.50 metros dentro del aluvión ígneo.

Las cargas de equipos de primera planta deberán ser soportadas sobre pisos estructurales que transmitan sus cargas a las columnas apoya-

Como parámetros del suelo, en forma preliminar se pueden emplear los siguientes:

- a) Capacidad portante del aluvión a una profundidad de 1.5 metros: 2 K/cm².
- b) Peso unitario del suelo en un estado natural: 2 Ton/M³
- c) Coeficiente de empuje activo: 0.4

Chimenea

Para la cimentación de la chimenea según la información preliminar que tendrá una altura de 75 metros y un peso de 1150 toneladas, se podrá diseñar un cimiento o placa de concreto reforzado de forma octogonal o circular que distribuya las presiones al terreno.

El ingeniero estructural deberá tener en cuenta los esfuerzos producidos en el suelo de cimentación por las cargas de viento y sismo. Como en el caso de las demás fundaciones, la placa de cimentación deberá ser construída sobre el conglomerado a una profundidad mínima de 1.5 metros.

Para los parámetros preliminares de diseño se podrán emplear los establecidos para casa de máquinas en el artículo anterior.

Alternativa 2

Esta alternativa consiste en la cimentación de las columnas principales de las estructuras, bases de equipos y de calderas y chimeneas por medio de "caissons" que atraviesan los estratos superiores 1 y 2 y se apoyan sobre la arcillolita cuyas profundidades se indican en los perfiles estratigráficos.

Se ha descartado el empleo de pilotes hincados ya que la presencia de grandes bolas o piedras en el aluvión ofrecerían obstrucciones al hincamiento antes de llegar a la roca. Lo mismo sucedería para pilotes excavados "in situ" de diámetros menores de 80 cms. Por lo tanto se ha concluido que el tipo de pilotaje recomendable para esta alternativa sería el de "caissons" de mayor diámetro que durante su construcción permita el empleo de máquinas de mayor alcance y potencia, así como el trabajo a mano y el empleo de explosivos si se hace necesario.

Como método de excavación se debe considerar principalmente el de revestir con anillos de concreto, manteniendo la excavación seca mediante el uso constante de bombeo.

La remoción de piedras de mayor diámetro deberá ser llevada a cabo por medio de impacto con trepanos o con explosivos.

Alternativa 3

Es posible que al hacer los cálculos para una cimentación superficial resulte un área de cimiento muy alta y que se justifique el diseño de una placa rígida que sirva de cimentación a todas las columnas, muros y campos de la casa de máquinas.

Este tipo de cimentación que distribuye las cargas al terreno en forma uniforme ofrece la ventaja de eliminar los asentamientos diferenciales y reducir los volúmenes de excavaciones profundas. Sin embargo es posible que para la Central de Termotasajeros este sistema sea el de mayor costo.

Como parámetro de diseño se puede emplear para capacidad portante admisible en el caso de una placa rígida el valor de 2.25 K/cm^2 .

6.2.3 Conclusiones

- a) **Condiciones generales del subsuelo**
Las condiciones del subsuelo son favorables para el diseño de la cimentación de las diferentes unidades que formarán la planta de Termotasajero. El subsuelo formado por el aluvión depositado sobre la margen derecha del río Zulia tiene una capacidad de soporte adecuada tanto para el diseño de cimentaciones de equipos de altas cargas por medio de zapatas o cimientos corridos, como por pilotes o placa.
- b) **Estratigrafía.**
Al ejecutarse las 4 perforaciones solamente se ha podido determinar un perfil general de la estratigrafía del lote. Todos los resultados obtenidos deberán ser verificados por los diseñadores por medio de sondeos adicionales que cubran en detalle las zonas de equipos de altas cargas, en especial casa de máquinas, calderas y chimenea.
- c) **Casa de Máquinas**
Para el diseño de la cimentación de la estructura, equipos y demás unidades se podrá emplear cualquiera de los sistemas descritos en este informe en el cual se establecen los parámetros básicos de suelos los cuales deberán ser verificados con exploraciones adicionales.
- d) **Chimenea**
Aparentemente el tipo de cimentación más conveniente será el de una placa rígida de

concreto que distribuya al terreno los esfuerzos ocasionales por el peso propio, sismo y viento sin exceder los valores recomendados.

Esta placa deberá ser construída sobre el aluvi3n a una profundidad m3nima de 1.50 metros dentro de 3ste.

e) Bombas

Para el caso de que se utilicen bombas de tornillo que suban el agua del r3o Zulia hasta el nivel del lote es necesaria la construcci3n de una estructura de concreto dentro de la terraza aluvial, para cuyas excavaciones ser3 necesario hacer un corte en trinchera con profundidad variable hasta de 8.0 metros aproximadamente.

Debido a la inclinaci3n de las bombas que en general no excede 30° el corte tendr3 una longitud aproximada de 18 metros.

No se prev3n problemas por capacidad de soporte del terreno, por dise3o o construcci3n.

Sin embargo, ser3 necesario dise3ar muros de contenci3n de altura variable. Se espera que los cortes se puedan hacer en forma vertical de modo que los muros laterales de la estructura se puedan apoyar sobre la placa de fondo.

Para el diseño de estas obras se recomienda emplear los siguientes parámetros:

Peso del suelo en estado natural 2.0 T/M3

Coefficiente de empuje activo K_a 0.4

f) Planta de Tratamiento

Para los diseños del tanque de ductos y estructuras bajo la superficie del terreno se recomienda emplear los mismos parámetros anteriores.

g) Edificaciones de dos pisos - Administración - Taller.

Para la cimentación de estas estructuras de menores cargas se recomienda diseñar zapatas individuales o cimientos corridos que deban ser construídos sobre el aluvión de cantos medios a pequeños y gravas.

h) Patios de Carbón

Los depósitos de carbón podrán construirse nivelando el terreno natural y removiendo la maleza y vegetación superficial. Se ha calculado que para pilas de 10.0 metros de altura de presentarán asentamientos menores de 5 cms.

i) Patios de la subestación.

Para el diseño de soportes de carrileras para grandes cargas de equipos y transformadores, se recomienda escavar y reemplazar la capa superior de limo arcilloso con algo de arena fina por un relleno piedra partida con un ancho y profundidad igual al doble

del ancho de las carrileras.

Sin embargo, si los diseños definitivos conducen a que por movimientos de tierra, la capa superior de arcilla con algo de limo sea removida, la fundación de las carrileras se podrá hacer sobre una capa de 50 cms. de piedra partida colocada sobre el aluvión.

Para cimentación de postes, torres de anclaje y torres de distribución se recomienda diseñar cimientos aislados embebidos dentro del estrato de aluvión.

Las conclusiones y recomendaciones de este informe se basan en el resultado de evaluar las muestras y condiciones de 4 sondeos distribuidos en una longitud de 975 metros.

Se cree necesario que para hacer diseños finales de cimentaciones se deberán ejecutar perforaciones adicionales convenientemente distribuidas en las áreas de estructuras y equipos.

6.3 ESTRUCTURAS Y ARQUITECTURA

La totalidad de las estructuras requeridas en la Central pueden ser construídas en concreto reforzado. Sin embargo, es posible que por economía y/o facilidad de construcción, se empleen estructuras prefabricadas en concreto o de acero, especialmente en la cubierta de la casa de máquinas, las tolvas de carbón, la estructura de la caldera y del precipitador, la chimenea, los pórticos de la subestación, el edificio de trituración de carbón, los soportes de los transportadores de carbón y la cubierta del edificio de taller y almacén.

Por la importancia de la obra, los materiales y diseños empleados en la construcción de las estructuras esben ser de la mejor calidad. Se deben exigir en consecuencia unas especificaciones altas y unos criterios de diseño muy estrictos, especialmente en lo relativo a las cargas vivas y accidentales, pues el sitio de la Central está localizado en una zona de alta actividad sísmica.

Los criterios empleados en las soluciones arquitectónicas deben buscar una unidad de conjunto sin perjuicio de la funcionalidad de cada edificio, bien sea de proceso o administrativa.

Se debe ejercer un uso adecuado de los materiales disponibles en el país. El tratamiento que se dé a las fachadas debe corresponder, en cuanto sea posible, a la función específica de la unidad, logrando

simultáneamente iluminación y ventilación naturales en el interior de los edificios y contrastando los ventanales con cerramientos que mantengan el equilibrio volumétrico.

El planteamiento que se emplee en la solución de las zonas exteriores debe hacer resaltar el ambiente tropical, mediante el aprovechamiento de aspectos naturales tales como la topografía y la vegetación.

6.4 OBRAS HIDRAULICAS

6.4.1 Bocatoma

El volumen de agua requerido por la Central es elevado si se compara con el caudal del río. Este factor obliga a ejecutar obras de control que hacen inevitable el acceso del material de arrastre del río a las estructuras de bocatoma. Por esta razón se debe incluir para cualquier tipo de solución que se adopte, un desarenador de alta capacidad de sedimentación. Los cambios de nivel del río y sus eventuales avenidas, eliminan soluciones que contemplen el desarenador al mismo nivel normal del río, pues además que no se podrá lavar por gravedad sino que requiere dragado, es posible que se vea gravemente afectado por las crecidas del río. Por ello se ha concluido que es preferible realizar una etapa previa de bombeo, que permita la operación segura de la toma de agua para enfriamiento (Aprox. 7 m³/s.) aún ante situaciones anormales del régimen del río. Luego del desarenador el agua se conducirá hasta las bombas de circulación por gravedad. Se están estudiando actualmente tres alternativas consistentes, acorde con lo expuesto, en dos alternativas de bombeo previo (una con bombas de tornillo y otra con bombas de flujo axial) y la bocatoma aguas arriba del puente, con el fin de determinar las ventajas técnico-económicas de cada una de ellas.

6.4.2 Conducciones

Se ha planteado el empleo de tubería prefabricada, de "box culvert" o el uso de un canal revestido para la conducción del agua de refrigeración desde el desarenador hasta la Central. Por conveniencia constructiva se han preseleccionado las conducciones mediante tubería prefabricada. Sin embargo, una selección final podrá incluir una combinación de las tres posibilidades, dependiendo entre otros factores de la longitud, la calidad del agua y la topografía del terreno.

6.4.3 Descarga

La pileta de descarga debe estar localizada a un nivel no inferior en 2 m. del nivel del primer piso de operación. Se ha planteado su localización tentativa en el borde de la planada del lote (Ver plano PL.III-8).

De ella, el agua será conducida al río por canal abierto no revestido y sin ninguna obra especial para su enfriamiento, pues se ha determinado que su impacto sobre el río no altera sus condiciones actuales.

6.4.4 Acueducto:

Se ha planteado un sistema doble de suministro de agua. El primero, con agua pretratada o de servicio que alimentará los inodores, orinales y agua para usos externos (riego, lavado de pisos, etc) y el segundo con agua totalmente tratada para lavamanos, duchas y cafeterías, ya que esta solución permite simplificar los sistemas de tratamiento al disminuir el volumen de agua potable.

6.5 OBRAS COMPLEMENTARIAS

6.5.1 Obras sanitarias

Se ha seleccionado como tratamiento para las aguas negras de la Central el siguiente sistema:

- Trampa de grasas y espuma.
- Uno o más pozos sépticos
- Pozo filtrante o tuberías de drenaje con filtros de arena.
- Descarga al río.

6.5.2 Vías internas

Las vías internas se han planteado para permitir un acceso directo a todas las instalaciones de la Central. Su construcción se ha seleccionado en concreto por facilidad de construcción, con andenes al menos por uno de sus lados en toda su longitud.

6.5.3 Cerramientos.

Se ha seleccionado un cerramiento alrededor de todo el lote de la Central incluyendo la ribera. Este cerramiento se construirá en malla de alambre con base de concreto ciclópeo y mampostería, con protección superior con tres hileras de alambre de púas. Además se incluye el cerramiento de la subestación con las mismas características anotadas pero sin la protección con alambre de púas.

Se ha planteado también el empleo de una portería con puerta metálica y barrera basculan-

te, y un sistema de garitas de vigilancia que permitan mantener un control adecuado del acceso a la Central.

En la portería se utilizará una báscula para camiones.

6.5.4 Iluminación

Se ha planteado una iluminación a lo largo de las vías, alrededor de las edificaciones y a lo largo del cerramiento.

6.5.5 Alcantarillado

El alcantarillado de aguas lluvias se conformará mediante cunetas en V revestidas con concreto, que conducirán el agua hasta el río por varios sitios de descarga.

El alcantarillado de aguas negras funcionará por gravedad hasta el sitio o sitios de tratamiento. Las aguas jabonosas serán conducidas separadamente de las de inodoros y orinales hasta la trampa de grasas y espumas, después de la cual se unirán para llegar al pozo séptico.

Las aguas industriales se conducirán independientemente de las demás hasta el tanque de neutralización.

6.5.6 Patios de carbón

Los patios de carbón se han localizado en un sitio en el cual puedan ser ampliados en el futuro.

te, y un sistema de garitas de vigilancia que permitan mantener un control adecuado del acceso a la Central.

En la portería se utilizará una báscula para camiones.

6.5.4 Iluminación

Se ha planteado una iluminación a lo largo de las vías, alrededor de las edificaciones y a lo largo del cerramiento.

6.5.5 Alcantarillado

El alcantarillado de aguas lluvias se conformará mediante cunetas en V revestidas con concreto, que conducirán el agua hasta el río por varios sitios de descarga.

El alcantarillado de aguas negras funcionará por gravedad hasta el sitio o sitios de tratamiento. Las aguas jabonosas serán conducidas separadamente de las de inodoros y orinales hasta la trampa de grasas y espumas, después de la cual se unirán para llegar al pozo séptico.

Las aguas industriales se conducirán independientemente de las demás hasta el tanque de neutralización.

6.5.6 Patios de carbón

Los patios de carbón se han localizado en un sitio en el cual puedan ser ampliados en el futuro.

Se contempla la construcción de filtros de drenaje de aguas lluvias bajo las pilas de carbón.

6.5.7 Patio de cenizas.

Se han estudiado varios sitios cercanos al lote de la Central para ser empleados en la disposición de las cenizas (Ver plano PL.III-5). Estos sitios no presentan características adecuadas para el almacenamiento húmedo de las cenizas, tanto por su distancia a la Central como por las obras de contención que se requerirían. Para almacenamiento seco de las cenizas los sitios más favorables por su tamaño y condiciones topográficas están situados a unos 5 Km de la planta.

Con cualquiera de los sitios o sistemas que se seleccionen, se deben tener previsiones para controlar e inclusive tratar las aguas provenientes de los depósitos de ceniza, pues todos los sitios estudiados pertenecen al sistema hídrico del río Zulia y dichos efluentes contaminados por las cenizas, podrían tener efectos desfavorables sobre los cultivos irrigados aguas abajo por este río. Este punto se estudiará con más detenimiento una vez se conozca la composición mineralógica de las cenizas.

6.6 SISTEMAS DE TRANSPORTE

6.6.1 Transporte de Carbón:

El sitio de la Central está enclavado en las zonas carboníferas que se han preseleccionado para abastecimiento de la Planta, en tal forma que se puede decir con certeza que el carbón llegará a aquella con un recorrido máximo de 40 km.

Sin embargo, las vías existentes no son adecuadas para el transporte por volquetas o camiones, tanto por sus condiciones como por su número y ubicación. (ver planos PL III-2, 3 y 4). Además el Puente Zulia, cruce obligado del río, es un puente con más de 50 años de servicio, tiene ancho mínimo y sus condiciones actuales muestran que, si no se le da un mantenimiento adecuado, en el curso de pocos años quedará fuera de servicio. En consecuencia, la inversión requerida en infraestructura para el transporte del carbón, puede ser considerable.

El transporte puede ser realizado por volquetas, en la misma forma en que se ha estado ejecutando hasta ahora. Sin embargo, este sistema de transporte por las vías existentes se puede catalogar como poco confiable.

6.6.2 Transporte de Cenizas

El transporte de cenizas húmedas por tuberías, presenta restricciones en la distancia de transporte, lo cual, conjuntamente con la dificultad de conseguir un sitio adecuado para su disposición, permitiría descartar este tipo de transporte de las cenizas.

Siendo un volumen relativamente pequeño, es perfectamente factible realizarlo mediante volquetas hasta el sitio o sitios seleccionados para su disposición, que están localizados entre 5 y 8 Km de la Central, por vías en regular estado, pero aceptables para este fin.

6.6.3 Transporte terrestre de equipos pesados.

Se estudiaron tres rutas posibles para el transporte de los equipos más pesados de la Central, como son el estator de 80 toneladas y el transformador de 60 toneladas, para una unidad de 66 MW.

Ruta Uno: Barranquilla-Río Magdalena-Barrancabermeja-Bucaramanga-Cúcuta.

Ruta Dos: Santa Marta-Fundación-Bucaramanga-Cúcuta.

Ruta Tres: Lago Maracaibo (Venezuela)-
Río Escalante (Venezuela)-
Santa Bárbara (Venezuela)-
San Antonio de Táchira (Vene-
zuela)-Cúcuta.

La ruta Tres hace necesario un trámite a nivel diplomático entre los dos países.

Entre las otras dos, la Ruta Uno representa un transporte más económico y seguro para las cargas indicadas.

Proyecto termotasajero/primer informe de factibilidad, analisis y descripción del proyecto /Instituto Colombiano de Energía Eléctrica.

333.7932 1597p v.3 Ej.3

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA
PEDIDO

PRESTADO A

FECHA
DEVUELTO

5.6.2 Alternativas de alimentación

Con el fin de suministrar la potencia necesaria durante la construcción de la central térmica de Tasajero se analizaron varias alternativas desde el punto de vista técnico-económico para definir la más conveniente. Para esta comparación se tomó, como capacidad requerida para la planta, 800 KVA para la etapa de obras civiles y 1.200 KVA adicionales para la etapa de montaje, según los datos obtenidos para otras centrales.

Se estudiaron las siguientes alternativas de alimentación:

a) Alternativa 1

Comprende la prolongación de la línea a 13.2 KV (Cornejo - San Cayetano 6 Km en conductor # 2 AWG ACSR), véase la figura III-41.

La demanda de la zona aledaña a Termotajero para el año de 1980 (S. Cayetano, Zulia, Santiago y Salazar) es de 1.800 KVA aproximadamente con lo cual el conductor mencionado da una regulación en S. Cayetano del 11%. Incluyendo la demanda de Tasajero la regulación asciende al 38%, por lo cual esta alternativa es descartable.

b) Alternativa 2