

Universidad Nacional de Ingeniería
Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica



INVE 95
OCEB 4

Dimensionamiento Eléctrico de la
Central Termica de Ciclo Combinado
de 200 MW de Zorritos

T E S I S

**Para Optar el Grado de
INGENIERO ELECTRICISTA**

Julián Octavio Alarcón Quispe

Promocion 1983 - 2

Lima - Perú

1985

TESIS PROFESIONAL

TITULO DE LA TESIS :

"DIMENSIONAMIENTO ELECTRICO DE LA CENTRAL TERMICA
DE CICLO COMBINADO DE 200 Mw DE ZORRITOS"

AUTOR:

JULIAN OCTAVIO ALARCON QUISPE

TITULO A OPTAR :

INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD :

INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

UNIVERSIDAD :

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

LUGAR :

LIMA - PERU

1985

DIMENSIONAMIENTO ELECTRICO DE LA CENTRAL TERMICA DE CICLO
COMBINADO DE 200 Mw DE ZORRITOS

Julián Octavio Alarcón Quispe.
Ingeniero Electricista.
Facultad de Ing. Eléctrica y Electrónica.
Universidad Nacional de Ingeniería.
Lima - Perú , 1985.

RESUMEN

La Central Térmica de Ciclo Combinado de 200 Mw, es un proyecto para la generación de energía eléctrica empleando combustible no convencional (Gas Natural), hallado en el zócalo continental de Zorritos en Tumbes. En ELECTROPERU se conoce a este proyecto como la "Central a Gas de Zorritos", cuyo estudio de factibilidad fue realizado por la Unidad de Centrales Térmicas (GT-ELP). Actualmente se gestiona el inicio de su Estudio Definitivo.

La Central a Gas de Zorritos está conformado por 6 unidades de generación divididos en 2 grupos de 100 Mw cada uno; cada grupo está compuesto por 2 turbinas a gas y una turbina a vapor (formando el ciclo combinado). Se le ubica en Pan Viejo, localidad aledaña a Zorritos y su Energía se transmitirá a la Ciudad de Tumbes en 60 KV y al Sistema Interconectado mediante 2 ternas de 220 KV, estableciendo así su influencia sobre los Departamentos de Tumbes, Piura, Lambayeque y Trujillo. Para establecer los parámetros eléctricos de la Central, se realizan previamente los Flujos de Potencia en condiciones de máxima y mínima demanda para varios años, para analizar las condiciones críticas ó especiales de la Central.

Así la presencia de la Central en el extremo norte de la configuración del Sistema Interconectado Centro-Norte, - permite controlar la tensión en dicha zona; asimismo empleará sus unidades como compensador síncrono en horas - de mínima demanda. Este análisis se realiza siguiendo el cronograma del equipamiento eléctrico establecido por el Plan Maestro 1984 para el SICN.

Adicionalmente al Flujo de Potencia se realiza el análisis de cortocircuito y de estabilidad en el sistema; lo cual permite condicionar la especificación de los equipos.

El análisis de cortocircuito en la Central, establece un nivel de 2000 MVA-CC para las barras de Alta Tensión y - de 1500 MVA-CC para las barras de Generación.

La estabilidad peligraría, principalmente debido a falla en la línea Talara-Piura por lo cual se requiere un respaldo firme de los reguladores de los generadores.

La evaluación de la mejor alternativa para las barras de Media Tensión se hace mediante una económica, teniendo en cuenta criterios técnicos (cortocircuito, tensión de operación) y las condiciones de servicio (transformadores - de reserva, energía no servida). De esta manera se define :

Que el sistema de barras de Media Tensión estará formado por 2 sistemas de barras simples en el que se conectarán 3 unidades de generación correspondientes a un ciclo combinado via bus-bar. Las conexiones a la barra simple se realizan al exterior, lo que facilitará las conexiones del Sistema de Transformación conformado por 7 unidades monofásicas (uno de reserva), y las conexiones para alimentar los servicios auxiliares.

Los bus-bar a su vez estarán compuestos por barras de Al (1 por fase), de sección rectangular (10 x 160 mm) dispuestos en forma horizontal.

La Generación será en 13.8 KV, y en baja tensión se dispone de 2,400-380-220 voltios A.C. y 125 voltios D.C. para los servicios auxiliares del grupo y la Central. Los servicios auxiliares representan el 3.4 % de la potencia neta de la Central.

Para el alternador se empleará el sistema de excitación estático tipo Shunt, y será ventilado por aire en circuito cerrado. Cada unidad generadora contará con su sistema de protección individual, aunque la regulación y referencia sea común para cada 3 unidades.

El sistema de Alta Tensión, (doble barra y acoplamiento dispuesto a la intemperie) emplea como material conductor al Aluminio pues los límites de corrosión salina -- son tolerables, su equipamiento estará dispuesto respetando las distancias mínimas y alturas de seguridad dispuestos, ocupando un área total de: 11,500 m²

El nivel isocerámico de la zona es nula por lo que el nivel básico de aislamiento (BIL) se puede considerar en 950 KV, lo cual es para establecer un límite en las especificaciones de los equipos.

Finalmente el sistema principal de puesta a tierra de la Central, estará compuesta por una malla subterránea de Cobre ubicada en el Patio de llaves a fin de reducir la tensión de paso, toque y dispersar la corriente de corto circuito estimado en 60 KA como máximo.

INDICE

	<u>Pag.</u>
INTRODUCCION	15
1. DEFINICION DEL CICLO TERMICO DE LA CENTRAL	18
1.1. Características Térmicas de la Central.	20
1.2. Arranque y Parada de las Unidades.	20
2. CONDICIONES PRE-ESTABLECIDAS PARA LA CENTRAL	21
2.1. Ubicación de la Central.	21
2.2. Unidades Generadoras y Potencias.	23
2.3. Lineas de Transmisión.	23
2.4. Características de Operación.	24
2.4.1. Condiciones Ambientales.	24
2.4.2. Condiciones Térmicas.	24
2.4.3. Condiciones Eléctricas.	25
3. LA CENTRAL TERMICA DE CICLO COMBINADO EN EL SISTEMA INTERCONECTADO CENTRO-NORTE	26
3.1. Análisis del Flujo de Potencia.	26
3.1.1. Observaciones al Plan de Equipamiento.	27
3.1.2. Periodo y Años de Estudio.	28
3.1.3. Configuración del Sistema Interconectado.	28
3.1.4. Casos de Estudio.	29
3.1.5. Resultados del Análisis.	30
3.1.6. Resultados Complementarios.	31
3.2. Análisis de Corto-Circuito.	34
3.2.1. Consideraciones.	34
3.2.2. Resultados.	34
3.3. Cálculos previos del proceso Transitorio.	35
3.3.1. Consideraciones	36
3.3.2. Resultados	36

	<u>Pag.</u>
4. DISEÑO ELECTRICO DEL SISTEMA DE GENERACION	38
4.1. Esquema de Media Tensión.	38
4.1.1. Criterios de Evaluación.	38
4.1.2. Presentación de Alternativas.	39
4.1.3. Características Técnicas de Alternativas.	39
4.1.4. Comparación Económica de Alternativas.	47
4.2. Servicios Auxiliares de la Central.	49
4.2.1. Servicio Auxiliar de la Turbo-Gas.	49
4.2.2. Servicio Auxiliar de la Turbo-Vapor.	49
4.2.3. Servicio Auxiliar Comunes.	50
4.2.4. Resumen de Potencia Instalada.	50
4.2.5. Sistema Eléctrico de Emergencia.	50
4.3. Niveles de Tensión en Media y Baja Tensión.	52
4.3.1. Tensión de Generación.	52
4.3.2. Tensión para los Servicios Auxiliares.	55
4.3.3. Tensión para Corriente Continua.	56
4.4. Características del Alternador.	56
4.4.1. Sistema de Excitación.	56
4.4.2. Regulador de Voltaje.	59
4.4.3. Ventilación del Alternador.	60
4.4.4. Características Principales del Alternador.	62
4.5. Sistema de Protección.	63
4.5.1. Protección del TurboAlternador.	63
4.5.2. Protección del Banco de Transformadores Principales.	65
4.5.3. Protección de los Transformadores de S.A.	65
4.5.4. Protección del Banco de Baterías.	66
4.6. Diagrama Eléctrico de la Central.	68
4.6.1. Especificación de Interruptores.	68

	<u>Pag.</u>
4.7. Sistema de Barras de Media Tensión	70
4.7.1. Consideraciones Previas.	70
4.7.2. Consideraciones Eléctricas.	73
4.7.3. Consideraciones Mecánicas.	73
4.7.4. Barras Colectoras.	80
5. SISTEMA ELECTRICO DE ALTA TENSION	81
5.1. Selección del Sistema de Barras.	81
5.1.1. Alternativas de Sistema de Barras.	81
5.1.2. Criterios de Selección.	83
5.1.3. Comparación de Características.	84
5.1.4. Elección del Sistema de Barras.	85
5.2. Características del Patio de Llaves.	85
5.2.1. Influencia del Medio Ambiente.	85
5.2.2. Dimensionamiento de las Barras.	86
5.2.3. Aisladores del Patio de Llaves.	88
5.2.4. Distancias Mínimas a Considerar.	92
5.2.5. Equipamiento Eléctrico y Disposición.	93
5.2.6. Nivel de Aislamiento.	94
5.2.7. Sistema Eléctrico de la Central.	94
6. SISTEMA DE TIERRA PARA LA CENTRAL	95
6.1. Sistema de Pta a Tierra para Edificios.	95
6.2. Sistema de Pta a Tierra para el Patio de Llaves.	96
6.2.1. Cálculo de la Malla para el Patio de Llaves.	96
6.2.2. Esquema de la Malla de Alta Tensión.	98
7. ANALISIS DE COSTOS DE LA CENTRAL	99
7.1. Costos Generales.	99
7.2. Costos Desagregado del Equipamiento Eléctrico.	99

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LAMINAS

PLANOS

ANEXOS

	<u>Pag.</u>
O Comparación de parámetros de Centrales Eléctricas.	106
A Datos del Plan Maestro - 1984.	107
B Servicios Auxiliares.	113
C Información técnica disponible.	119
D Características técnicas del Cu y Al.	120
E Datos considerados para la definición del Esquema E.	121
F Consideraciones para el dimensionamiento de AT.	125
G Estadísticas relativas a Centrales de Generación.	129
H Parámetros característicos del SICN.	131
I Comparación de barras de Alta Tensión.	137

LAMINAS

- L.3.1. SICN año 1992 caso Máxima Demanda.
- L.3.2. SICN año 1995 caso Máxima Demanda.
- L.3.3. SICN año 1995 caso Mínima Demanda.
- L.3.4. SICN año 1995 caso Cortocircuito Transitorio.

PLANOS

- P.5.1. Patio de Llaves.
- P.6.1. Malla de tierra para la Central.

ESQUEMAS	<u>Pag.</u>
E.1.1. Ciclo térmico de la Central.	19
E.2.1. Ubicación de la Central a Gas de Zorritos.	22
E.4.1. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 1.	40
E.4.2. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 2.	41
E.4.3. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 3.	42
E.4.4. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 4.	43
E.4.5. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 5.	44
E.4.6. Esquemas de Media Tensión, alternativa # 6.	45
E.4.7. Sistemas de excitación.	57
E.4.8. Sistema de Protección del Alternador.	64
E.4.9. Esquema final de Media Tensión de la Central.	67
E.5.1. Sistemas de barras de Alta Tensión.	82

SIGLAS EMPLEADAS

AEG	- Allgemeine Electricitats Gesellschaft.
BBC	- Brown Boveri.
CEI	- Comisión Electrotécnica Internacional.
CEP	- Código Eléctrico Peruano.
CGZ	- Central a Gas de Zorritos.
IEEE	- Institute of Electrical and Electronics Engin.
INSIM	Programa de cálculos económicos, para 50 años.
MONENCO	- Montreal Engineering (Overseas) Limited.
PHECO	- Philadelphia Electric Company.
PM-84	- Plan Maestro, versión 1984.
SEQSI	- Programa de secuencia de cubrimiento de Demanda.
SICN	- Sistema Interconectado Centro-Norte.
VDE	- Normas Alemanas de Electricidad.
WASP III	- Wien Automatic Systems Planning Package.

ABREVIATURAS EMPLEADAS

A	- Amperios.
Al	- Aluminio.
A-h	- Amper-hora.
ALT-#	Alternativa número #.
AT	Alta Tensión.
BT	- Baja Tensión.
°C	- Grado centígrado.
CC	- Ciclo Combinado.
CEP-#	- CEP, capítulo #.
cm	- centímetros.
CO ₂	- Anhidrido carbónico.
CS	- Compensador síncrono.
C.S.	- Coeficiente de seguridad.
Cu	Cobre.
c/u	- cada uno.

E	- Tensión interna.
h/a	- horas por año.
HP	- Horse power.
Hz	- Hertz.
I'_{cc}	- Corriente de cortocircuito transitorio.
I_{cierre}	Corriente de cierre.
$I_{circ.}$	- Corriente circulante. ó sincronizante.
$I_{nom.}$	- Corriente nominal.
$I_{inic.}$	Corriente inicial.
$I_{inst.}$	- Corriente instantánea.
interr	- interruptor.
int	- interruptor.
$I_{perm.}$	- Corriente permanente.
rup	- Corriente de ruptura.
	- Kilo-amperios.
KA-CC	- 10^3 Amperios en cortocircuito.
KAN	10^3 Amperios nominales.
KJ	10^3 Joules.
Km	- 10^3 metros.
KV	10^3 voltios.
KVA	Kilo voltio-amper.
Kw	Kilovatios.
KW-h	Kilovatio-hora.
m	- metros.
m^2	metros cuadrados.
MCF	- 10^3 pies cúbicos.
mg/cm^2	- miligramos por centímetro cuadrado.
mm^2	- milímetros cuadrados.
MMCFD	- 10^6 pies cúbicos por día.
m/s	metros por seg.
mseg	- milisegundos.
m^3/seg	- metros cúbicos por segundo.
MT	- Media Tensión.
MVA	- 10^6 voltio-amperios.
MVA-CC	- Mega-voltio-amperios de cortocircuito.
MVAR	- Mega-voltio-amper reactivos.
Mw	Megavatios.

onda p.	- onda portadora.
P''_{cc}	- Potencia de cortocircuito subtransitoria.
Pérd	- Pérdidas.
perm	- Potencia permanente.
rup	- Potencia ó poder de ruptura.
p.u.	- por unidad.
RPM	- Revoluciones por segundos.
S.A.	- servicios auxiliares.
SE	- subestación.
secc.	- seccionador.
s.n.m.	- sobre el nivel del mar.
TC	- transformador de corriente.
TG	- turbina a gas.
Tn	- tonelada (10^3 Kilogramos).
TT	transformador de tensión.
TV	- turbina a vapor.
V	- Tensión.
v	- voltios.
w	- vatios.
Y-zt	- Conexión en estrella, neutro a tierra a travez de impedancia.
l/seg	- litros por segundo.
\$	- dolar.
- m	- ohmio-metro.

INTRODUCCION

El objeto de este estudio es determinar las características (eléctricas) de la Central a Gas de Zorritos, - tanto en Media como en Alta Tensión.

En Media Tensión se determinará: el sistema de barras de generación, la potencia de servicios auxiliares, tipo de excitación, regulación y ventilación del alternador, esquema de protección de los equipos principales y el diseño de las barras de conducción.

En Alta Tensión se determinará: el sistema de barras, el conductor, tipo de aisladores, disposición de los equipos principales y el cálculo del Sistema de Tierra.

Se ha de presentar un breve y limitado análisis del Sistema Eléctrico que integraría (Plan Maestro-84, SICN-II) , realizado de modo referencial para establecer las condiciones básicas de operación de la Central ($V_{máx}$, taps, - cosfi, I_{cc} , P_{cc} , t_{op} , etc.)

La presentación del presente estudio consta de siete (7) capítulos:

- I Definición del Ciclo Térmico de la Central.
- II Condiciones pre-establecidas para la Central.
- III. La Central Térmica de Ciclo Combinado en el SICN.
- IV Diseño Eléctrico del Sistema de Generación.
- V . Sistema Eléctrico de Alta Tensión.
- VI . Sistema de Tierra para la Central.
- VII. Análisis de Costos de la Central.

EN este orden cada capítulo en particular, sirve de base para los cálculos y consideraciones de los capítulos posteriores, estableciendo así una secuencia ordenada en el estudio.

EL presente estudio no pretende establecer para cada equipo, las especificaciones técnicas correspondientes; mas los parámetros eléctricos establecidos (tensión en generación y en servicios auxiliares, niveles de cortocircuito, nivel de aislamiento, etc.), y las condiciones básicas de operación de la Central, constituyen las condiciones mínimas que deben cumplir.

Con el fin de respaldar las definiciones de las características en la Central, se han realizado cálculos detallados tanto en Media como en Alta Tensión, entre ellos:

- La especificación de interruptores.
- Definición de las barras de conducción (bus bar).
- Definición de conductores para barras de Alta Tensión.
- Determinación del número de aisladores.
- Disposición del Patio de Llaves.
- Cálculo de la Malla de Tierra.

Asimismo, en este estudio se comparan las características técnico-económicas de 2 ó más alternativas a fin de evaluarlos y escoger el más conveniente, así:

- Esquemas de MT para el sistema de Generación.
- Niveles de Tensión para Media y Baja Tensión.
- Sistemas de barras de Alta Tensión.

Adicionalmente, en los anexos de la Tesis, se dispone de información relacionada a Centrales de Generación, que han servido de fuentes para los cálculos, definiciones, y nos permite tener una mejor comprensión del desarrollo de los temas.

Finalmente, en todo este estudio es de reconocer la gran ayuda brindada por los integrantes de la Gerencia de Coordinación Regional (GCR-ELP), agradeciendo en especial a los ingenieros: Raúl Tengan, Luis Magallanes, Gustavo Montoya y José Villa por la ayuda recibida para la elaboración de la presente tesis.

I

DEFINICION DEL CICLO TERMICO DE LA CENTRAL

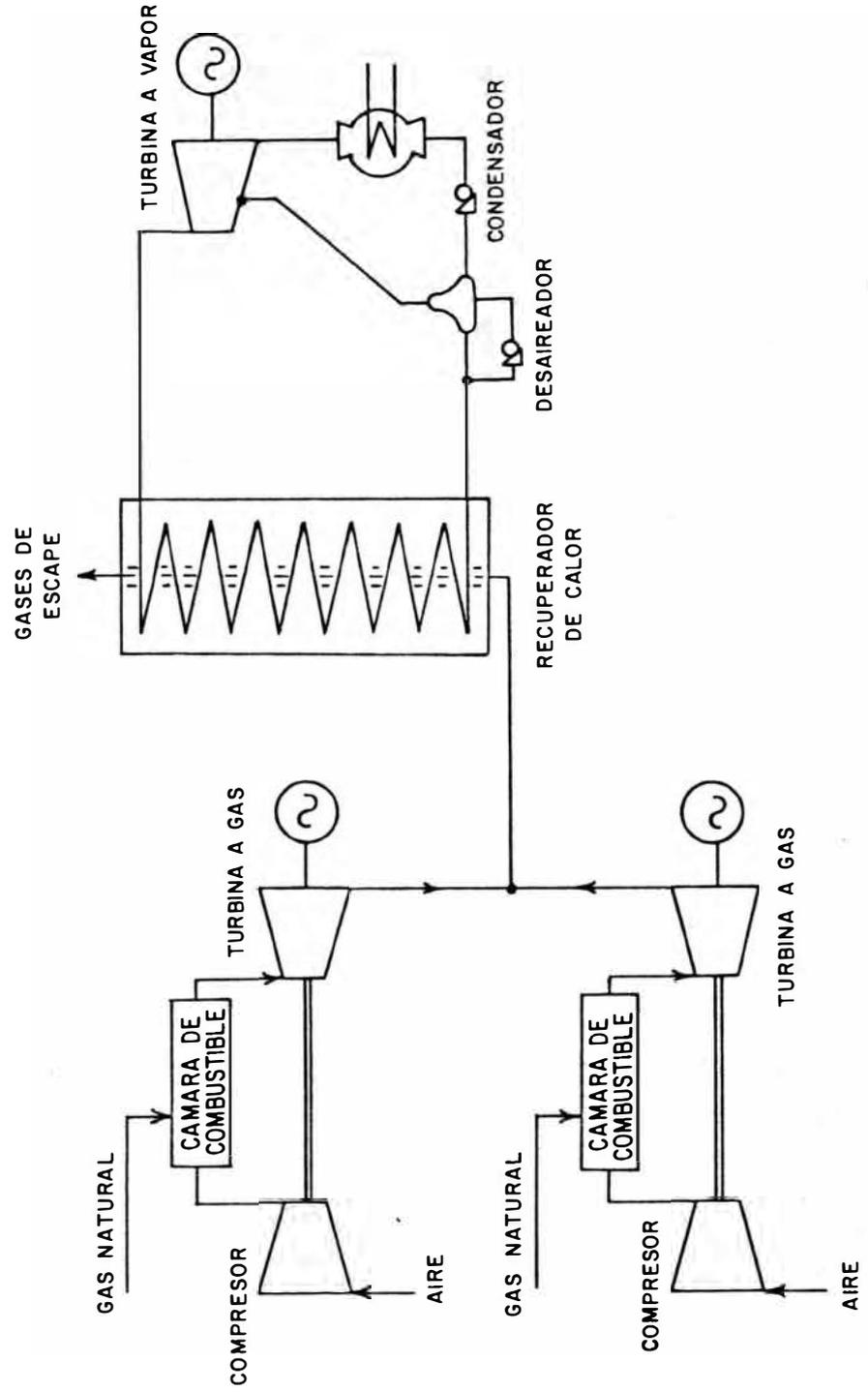
El concepto de una Central de Ciclo Combinado, esta basado en el uso del calor de los gases de escape de las turbinas a gas por los generadores de vapor (mediante recuperadores de calor), para suministrar vapor a la turbina de vapor. Se puede empezar a producir electricidad -- tan pronto como el turbogenerador a gas quede instalado y, de esta manera, satisfacer las necesidades de electricidad hasta que el generador de vapor y la unidad de vapor sean montados.

El funcionamiento del Ciclo es muy sencillo: el combustible se mezcla y se quema en las cámaras de combustión de las turbinas a gas con aire comprimido procedente del compresor. El gas caliente producido por dicha -- combustión se expande por la turbina a gas, con lo cual se acciona el compresor y el generador eléctrico directamente conectado al mismo. El calor a temperaturas elevadas del escape de la turbina a gas (510°C) se transfiere al generador de vapor para accionar la turbina a vapor.

Los equipos principales de esta Central de Ciclo Combinado incluyen cuatro (4) turbogeneradores a gas de ciclo simple, cuatro (4) generadores de vapor por recuperación de calor y dos (2) turbogeneradores de vapor, sistemas de condensación y los equipos auxiliares necesarios.

En la disposición adoptada, cada una de las turbinas a gas acciona su propio generador y entrega sus gases de escape a un recuperador de calor. El vapor producido por dos generadores de vapor es combinado en un sistema colector y de ahí pasa a la turbina de vapor. Dependiendo de la forma de funcionamiento deseado, los reguladores de los gases de escape controlan el flujo de los mismos hacia la chimenea de derivación cuando se desea que funcione el sistema completo de Ciclo Combinado.

Esta disposición se muestra en el esquema E.1.1 de la hoja adjunta.



E.1.1.1 CICLO TERMICO DE LA CENTRAL

1.1. Características Térmicas de la Central

Composición del combustible: 99.3 % Metano, sin azufre.

Consumo de combustible 42 MMCFD.

Consumo de agua: dulce = 5.5 l/s.

de refrigeración = 102 l/s.

- Consumo especif. de calor: Turbogas = 13709 KJ/Kw-h.

Ciclo Comb. = 9072 KJ/Kw-h.

Tipo de operación: Base : 2x100 Mw t = 6000 h/a.

Punta: 2x110 Mw t = 2500 h/a.

Eficiencias: Turbogas = 30 %

Ciclo Comb. = 43 %

Periodo de vida : 20 años.

- Factor de planta: 40 %

1.2. Arranque y parada de las unidades

El arranque y parada en turbinas a gas se puede realizar en pocos minutos, en casos necesarios puede tomar carga nominal en 10 minutos (en caliente 6 minutos), la turbina a vapor necesita de 3 a 4 horas, en frio.

En casos de fallas transitorias en las lineas de transmisión, se procede a expulsar el vapor a la atmósfera, a la vez que los gases de escape de la turbina a gas deberán eludir al caldero recuperador y descargarse directamente al exterior.

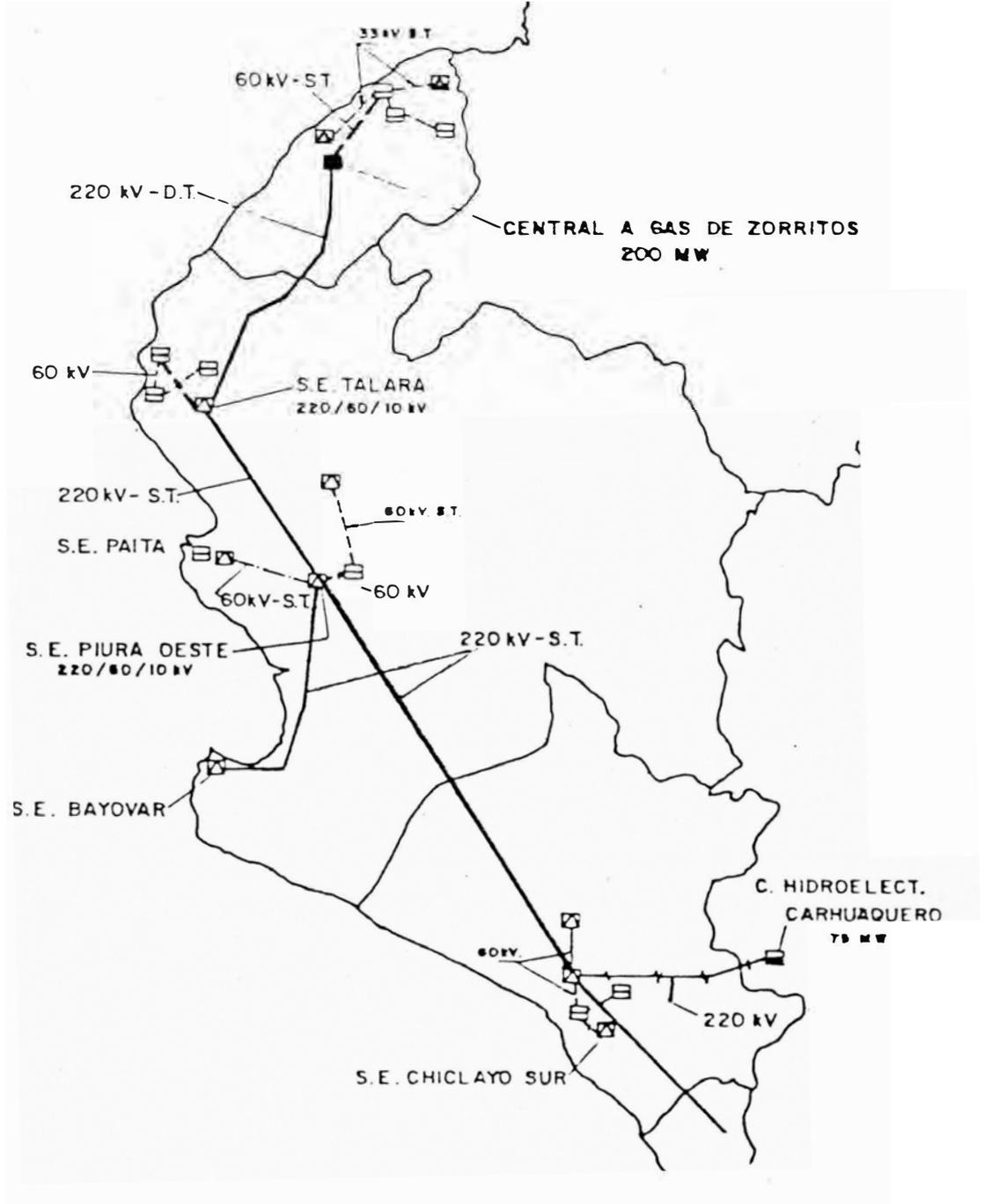
Para los casos críticos de operación o especiales en el sistema, la Central cuenta con diferentes formas de regulación exterior:

Regulación de la admisión de aire al compresor.

Regulación del flujo de combustible de la turbina a gas.

Estrangulamiento en la admisión del vapor a la turbina, etc.

E. 2.1 UBICACION DE LA CENTRAL A GAS DE ZORRITOS.



2.2. Número de unidades generadoras y potencias

La determinación de la potencia de la Central Térmica se basa en un análisis realizado a nivel del Sistema Interconectado y se realiza a través de una optimización global del sistema. Las centrales hidráulicas, por sus menores costos de generación, tendrán prioridad en el despacho, realizado utilizando los modelos computacionales SEQSI-INSIM y el WASP III en forma complementaria.

Del análisis realizado, la solución óptima hallada, mostró la conveniencia de instalar una Central Térmica de Ciclo Combinado de 200 Mw. El año de entrada de la primera etapa (CC-100 Mw) sería 1992 y la segunda etapa en el año siguiente. En una Central de este tipo, aproximadamente 2/3 de la potencia es generada por la turbina a gas y 1/3 por la turbina a vapor, según lo cual se estableció :

1992 : 2 turbinas a gas de 33 Mw cada una.
1 turbina a vapor de 34 Mw.

1993 : 2 turbinas a gas de 33 Mw cada unidad, y
1 turbina a vapor de 34 Mw.

2.3. Líneas de Transmisión

La Central se conectará mediante una línea de doble terna de 220 KV a la subestación de Talara y a partir de dicho punto en simple terna de 220 KV al resto del sistema (Piura-Lambayeque). Asimismo alimentará a la ciudad de Tumbes mediante una línea de simple terna en 60 KV.

El nivel de tensión se determinó considerando la potencia a transmitir (200 Mw), la longitud del recorrido (240 Km) y la caída de tensión admisible (5 %). Cada terna en la línea de 220 KV, permite transmitir una potencia de 150 Mw y en emergencia hasta 180 Mw. La línea de 60 KV hacia Tumbes puede transportar hasta 25 Mw y en casos anormales hasta 30 Mw.

2.4. Características de operación

La forma de despacho de la Central en la región norte, las características del ciclo térmico y su operación económica, permiten establecer las condiciones básicas - de funcionamiento de la Central.

2.4.1. Condiciones ambientales :

- La influencia de la temperatura del lugar, hace disminuir la potencia efectiva de las turbinas a gas (al 90%) y la del Ciclo Combinado (al 92%). Por ello para tomar en cuenta esta reducción, las potencias asignadas a las unidades generadoras se toman como potencias netas de la Central, es decir: 33 Mw netos a la red, descontando la potencia de servicios auxiliares, reducción por temperatura ambiente, pérdidas, etc. No habrá reducción de potencia efectiva en las turbinas por efecto de la altura s.n.m.

2.4.2. Condiciones térmicas

Debido a que la fuente de calor de la turbina a vapor son los gases de escape de las turbinas a gas, si éstas no operan, no podrán funcionar las unidades a vapor. No conviene la operación de la Central a cargas parciales, por reducirse drásticamente su eficiencia:

35% operando al 60% de su carga nominal.

30% operando al 40% de su carga nominal.

Por ello, toda variación de carga en el sistema será - asumidas por las Centrales Eléctricas externas (Carhuacero en la Región norte).

2.4.3. Condiciones eléctricas :

- De acuerdo al despacho de Energía y Potencia realizado por el WASP en el SICN, para diferentes condiciones del diagrama de carga, es conveniente hacer operar la Central en punta en los primeros años (3), con un promedio de 2000 h/a; Luego en los años siguientes como Central de media base con un promedio de 4000 h/a.
- Debido a su ubicación, esta Central asumirá íntegramente la carga de Tumbes y su excedente lo transmitirá hacia el Sur (Talara-Piura-Lambayeque).

III

LA CENTRAL TERMICA DE CICLO COMBINADO EN EL SISTEMA INTER CONECTADO CENTRO-NORTE.

Para definir los parámetros del dimensionamiento de la Central, es necesario analizar previamente el Sistema Eléctrico del cual forma parte (SICN).

La información básica de este Mercado Eléctrico ha sido tomado del Plan Maestro versión 1984 (ver anexo H) y los diagramas de carga en cada barra, del "Estudio del Sistema Eléctrico V-Proyecto de Energía para el Perú, parte B".

Como ayuda computacional se empleó 2 programas del PHECO, y para los cálculos de cortocircuito 3ϕ se elaboró un programa.

Limitaciones del Análisis :

Analizar un Sistema Eléctrico, comprende un estudio amplio y detallado, evaluando en el análisis de Flujo de Potencia los casos típicos (máxima y mínima demanda) así como casos especiales, incluyendo un estudio de sensibilidad de la demanda.

En el análisis de Cortocircuito se evalúan todos los tipos de fallas, a fin de establecer las condiciones más desfavorables y el ajuste del sistema de protección; así mismo el cálculo de estabilidad comprende un amplio número de contingencias y simulaciones en el sistema.

Todo ello sin embargo, no es tratado en el presente estudio por limitaciones de información, de cómputo y de tiempo. Debido a esto en cada caso se estudiará los casos típicos: Flujo de potencia (máxima y mínima demanda), análisis de cortocircuito 3ϕ (considerando que sea el caso más crítico para la Central) y el cálculo del proceso en transitorio considerando contingencias 3ϕ y solo en las líneas de transmisión aledañas a la Central.

3.1. Análisis del Flujo de Potencia

Para este estudio se ha tomado como base al Plan de equipamiento del SICN (caso base II), con la Central a Gas de Zorritos.

El plan de equipamiento del SICN, caso base I, considerando la entrada de la Central Hidroeléctrica de Olmos en 1994 (Tumbes y Talara en el 97), resultó ser la mejor alternativa para el SICN, para el cual se presentó un plan de expansión de Líneas de Transmisión y Subestaciones. El análisis de carácter técnico-económico evalúa fundamentalmente el costo de generación, vida útil de las Centrales, cronograma, monto de las inversiones y sensibilidad del sistema (pérdidas, estabilidad, etc).

3.1.1. Observaciones al Plan de equipamiento :

En lo referente al equipamiento del SICN, se seguirá el cronograma establecido para el caso base II, con solo dos modificaciones:

a) Adelanto de la interconexión de Tumbes al año 1992.

La evaluación económica en el PM-84, de las alternativas de equipamiento, muestran que es más conveniente la integración de Tumbes al SICN frente a un desarrollo térmico local en base a grupos diesel. En lo referente a la oportunidad de integración, los resultados arrojan cifras similares para los años 1987, 1990, 1993 y 1997.

El PM-84 relega la integración de Tumbes al año 1997 previa interconexión de Talara. Pero dado que la Central en estudio se proyecta para 1992 en Tumbes, se adelantará su interconexión, estableciendo un equipamiento local con el siguiente cronograma:

1985	Grupo Electrónico de 2.5 Mw
1987	Grupo Electrónico de 5.0 Mw
1990	Grupo Electrónico de 5.0 Mw
1992	Integración al SICN.

b) Adelanto de Talara al año 1992.

La entrada de la Central Térmica permite el adelanto de la interconexión de la Región norte, ya que Talara es su carga más importante y su excedente servirá al sistema -

Piura, el cual será parte del SICN desde 1988.

La demanda de Talara es integralmente asignada a la Central Térmica de Zorritos ya que la generación local es desventajosa, debido a las bajas eficiencias de sus unidades (17%) y a las elevadas condiciones de comercialización de su combustible. Al integrarse al SICN mantendrá sus unidades de generación como reserva para el sistema. Ver anexo A.

3.1.2. Periodo y años de estudio :

El periodo de estudio se inicia en el año 1992 con el ingreso de la primera etapa de la Central a Gas de Zorritos y finaliza en el año 2008, evaluando el comportamiento del sistema a los 17 años de operación de la Central. Los años intermedios de estudio considerados, se basan en el equipamiento de generación, que se relaciona con la Región norte y son los siguientes:

1992	Entrada de la 1ª etapa de la CGZ-100 Mw.
1993	Entrada de la 2ª etapa de la CGZ-100 Mw.
1995	Ampliación de Carhuaquero, entrada de Gallito Ciego, Turbogas de Trujillo y Mayush.
1998	Entrada de Quitaracsa, Turbo-vapor de Sider y Turbo-vapor de Malacas.
2008	10 años después e ingreso de Turbogas en Chiclayo.

3.1.3. Configuración del Sistema Interconectado :

La configuración del Sistema Interconectado resultante para los años 1992 y 1995 se muestran en las láminas L.3.1. y L.3.2.(al final del estudio), en el que se aprecian su área de influencia y magnitudes correspondientes.

Al Sistema Interconectado Centro, conformado por: ELECTROPERU, ELECTROLIMA, CENTROMINPERU, ELECTROCENTRO y ERSA, se le representan mediante una carga o generación

equivalentes concentrada en la barra de Zapallal 220 KV, el desagregado de barras hasta 60 KV se hace para la región norte, de interés.

3.1.4. Casos de estudio :

Hay fundamentalmente dos casos de estudio: máxima demanda en periodo de estiaje y mínima demanda en época de avenida, establecido así para tratar de analizar casos especiales de una Central Térmica. Las consideraciones que se tomó para estos análisis son:

a) Máxima demanda en estiaje.

Este caso permite la operación del mayor número de Centrales térmicas, los cuales establecerán las condiciones más críticas del flujo de potencias y de cortocircuito para el sistema. A su vez permitirá señalar el área de influencia de la Central.

El mes elegido para este análisis fue Octubre (de acuerdo a las estadísticas de caudal de las Centrales Hidráulicas del norte), y los datos del diagrama de carga establecía la hora más crítica a las 19.00 horas.

b) Mínima demanda en avenida.

Nos presenta al sistema con menores necesidades de generación, mínima presencia de Centrales térmicas, pero a la vez con mayores necesidades de potencia reactiva en barras a fin de mantener la tensión entre límites tolerables (0.95 - 1.05 p.u.), esto permite evaluar la posibilidad de usar las unidades de turbogás como compensadores síncronos, en las horas de mínima demanda. Del diagrama de carga también se determinó a las 04.00 horas como la hora más crítica.

3.1.5. Resultados del análisis

Las características de la barra de salida de la Central a Gas de Zorritos, para los años en estudio son:

AÑOS	POTENCIA	TENSION	ANGULO	COS ϕ
92	100 Mw	1.050	-17.0	0.99
93	200 Mw	1.050	20.3	0.99
95	200 Mw	1.040	15.5	0.99
98	200 Mw	1.025	05.6	0.99
08	200 Mw	1.025	-17.2	0.99

Area de influencia: del análisis del flujo de potencia en cada barra de la región norte, se puede establecer el aporte de la Central a los pueblos que integran el SICN, y son los siguientes:

AÑOS	<u>AREA DE INFLUENCIA</u>
92	Tumbes-Talara-Piura-Bayovar.
93	Tumbes-Talara-Piura-Bayovar-Chiclayo-Trujillo.
95	Tumbes-Talara-Piura-Bayovar-Chiclayo-Trujillo.
98	Tumbes-Talara-Piura-Bayovar-Chiclayo.
08	Tumbes-Talara-Piura-Bayovar.

Necesidades de Compensación: del flujo en mínima demanda, se observa la conveniencia del uso de los alternadores de las turbinas a gas como compensadores síncronos (-23.0 Mvar) para las horas críticas, en el que la Central no opera y las líneas de transmisión aportan al sistema gran cantidad de potencia reactiva. Cabe mencionar que en lo que respecta al sistema de transformación, la salida hacia las barras de Alta Tensión se requirió simular el uso de taps con una variación de + 2%.

3.1.6. Resultados complementarios :

- Del Flujo de Potencia antes y después del año de operación de la Central, se puede observar que el aporte de potencia reactiva a la región norte es reducido al entrar en funcionamiento la Central Térmica.

- Se pueden determinar las pérdidas en las líneas de Transmisión, de la región norte (Tumbes-Piura) :

AÑOS	<u>DEMANDA (Mw)</u>	<u>PERDIDAS (Mw)</u>	<u>% Pérd.</u>
92	135.9	1.81	1.3
93	140.9	5.05	3.6
95	150.4	5.12	3.4
98	189.4	4.73	2.5
08	369.8	8.11	2.2

- Asimismo se puede establecer las pérdidas para el SICN-región norte (a partir de la barra Zapallal)

AÑOS	<u>DEMANDA (Mw)</u>	<u>PERDIDAS (Mw)</u>	<u>% Pérd.</u>
92	551.6	12.92	2.3
93	641.2	21.10	3.3
95	813.2	25.68	3.2
98	892.7	17.72	2.0
08	1566.6	65.19	4.2

- Además podemos presentar un cuadro (en la hoja adjunta), que nos permita establecer la reserva de potencia en el SICN-región norte, para los años de estudio.

RESERVA DE POTENCIA

AÑOS	POTENCIA GENERADA (Mw)		POTENCIA GARANTIZADA (Mw)		RESERVA (Mw)	
	HIDRAULICA	TERMICA	TESIS	PM-84	TESIS	PM-84
92	(5) 440.5	(3) 124.0	841	841	276.5	276.5
93	(4) 369.3	(7) 293.0	855	855	192.7	192.7
95	(6) 533.8	(8) 305.0	951	1051	112.2	212.2
98	(7) 690.3	(3) 220.0	1014	1414	103.7	503.7
08	(8) 1301.8	(5) 330.0	1838	1838	206.2	206.2

Los números indicados entre paréntesis (), indican el número de Centrales Hidroeléctricas y Térmicas respectivamente, que operan en ese año.

La potencia garantizada de la Tesis, toma en cuenta las Centrales Térmicas que se hallan en reserva y la potencia que puede entregar la barra de holgura, considerando una operación restringida de Centrales Térmicas suficiente para satisfacer la demanda del sistema.

- De la comparación del Plan de equipamiento de Líneas y Subestaciones programado por el PM-84 con las necesidades de implementación del SICN considerando la presencia de la Central a Gas de Zorritos.

a) Líneas de Transmisión:

ADELANTOS:	PM-84	TESIS
Paramonga Nu - Chimbote Nu (2° T)	94	93
Quitarcasa Chimbote Nu	98	97
ATRAZOS:		
Guadalupe - Gallito Ciego	92	94
Gallito Ciego - Cajamarca	92	94
Mayush - Paramonga Nu	93	94
Zapallal - Paramonga Nu (2° T)	94	95
Chimbote Nu - Trujillo NN (2° T)	94	95

b) Compensadores:

	PM-84		TESIS	
	MVAR	AÑO	MVAR	AÑO
Piura	10	94	12	92
			6	98
Chiclayo OO	3	93	10	98
Sullana	7	92	NR	
	10	94	NR	
Paita	10	94	NR	
Chiclayo NN	10	92	NR	
Cajamarca	2.5	93	NR	

Del plan de equipamiento de Subestaciones o ampliaciones de los existentes, no se comenta por carecer de datos suficientes para realizar tal evaluación.

Nu = Nuevo.

NN = Norte.

OO = Oeste.

NR = no requiere.

3.2. Análisis de Cortocircuito

El objetivo de este estudio es establecer los niveles de cortocircuito en las principales barras del SICN, con la participación de la Central Térmica en estudio. En la Central de estudio se determinó los niveles de cortocircuito (corriente y potencia), en régimen transitorio y subtransitorio, esto con el fin de seleccionar el equipamiento de la Central.

3.2.1. Consideraciones :

Para el análisis, las máquinas se modelan como fuentes de tensión en serie con sus respectivas reactancias. Los resultados en régimen transitorio (periodo de apertura de los interruptores) nos permite conocer el valor de la corriente que deberá cortar el interruptor y su potencia de cortocircuito. Del análisis subtransitorio se puede determinar la corriente instantánea en los interruptores, así como evaluar los esfuerzos electrodinámicos en barras de Media y Alta Tensión.

Los resultados mostrados en la lámina L.3.4. corresponden a la configuración del SICN para el año 1995-máxima demanda (año más próximo con mayor potencia de cortocircuito, debido a la presencia de mayor número de Centrales cercanas a la barra de la Central en estudio).

3.2.2. Resultados :

Considerando valores de reactancias (transitorias y subtransitorias) en 15% y 9% en base propia respectivamente y empleando reactancias típicas de transformadores para la Central, se llegó a los siguientes resultados:

AÑOS	BARRAS - 220 KV		APORTE DEL SIST. (MVA)
	P' _{cc} (MVA)	I' _{cc} (KA)	
92	556.9	1.39	90.8
93	1086.6	2.72	151.4
95	1108.9	2.79	191.7
98	1022.4	2.62	132.2
08	1437.5	3.78	543.6

En el cuadro anterior se ve que el caso próximo más desfavorable es en el año 1995 y a largo plazo en el año 2008. Para estos dos casos se realizó el análisis en régimen subtransitorio en barras de Alta Tens., obteniéndose los siguientes resultados:

AÑOS	BARRAS DE ALTA TENSION	
	1995	2008
P ⁿ _{cc} (MVA)	1352	1725
I ⁿ _{cc} (KA)	3.41	4.42
I _{inst.} (KA)	5.40	7.00

3.3. Cálculos previos del proceso Transitorio

Se realiza este cálculo para evaluar el comportamiento post-falla de los generadores de la Central ante una falla trifásica, que es el caso más crítico. Este estudio nos permite determinar el tipo de interruptores y el tiempo requerido para poner en funcionamiento la protección principal y la de respaldo, considerando - tiempos de operación típicos en interruptores.

3.3.1. Consideraciones :

Para el análisis, las máquinas se modelan como fuentes de tensión en serie con su respectiva reactancia. En este estudio también se ha considerado al SICN en el año 1995-máxima demanda, por ser el año proximo más desfavorable para la Central y su protección.

Se han previsto, asimismo parámetros para el cálculo previo del proceso transitorio, en base a valores estandarizados de tiempos de maniobra para interruptores de 60 - 220 KV, al tiempo de operación de los relés de distancias típicos y sus errores respectivos, así evaluando

$t = t_{\text{relé}} + \text{err} + t_{\text{int.}} + \text{err}$, tenemos :

$t_{\text{relé}} \text{ típico} = 30 \text{ mseg.}$

$t_{\text{int.}} \text{ típico} = 60 \text{ mseg.}$

- Tiempo de operación de la protección principal = 100
 - Tiempo de operación de protección de respaldo = 200
 - Tiempo de recierre de línea después de apertura = 300
- todos estos tiempos expresados en mseg.

Se han de simular dos casos principales : falla trifásica en la línea Zorritos-Talara (1 terna) y Talara-Piura; para el caso de falla en una terna de la línea Zorritos-Talara, se analiza la actuación de una protección de respaldo.

Adicionalmente se comparará la capacidad térmica de las líneas a fin de evitar un rechazo de carga por sobrecarga.

3.3.2. Resultados :

La respuesta del sistema y la Central para los casos planteados muestran lo siguiente :

LINEA	ELIMINACION DE FALLA	ESTABLE
ZORRITOS-TALARA	100 mseg con recierre	SI
1 TERNA	100 mseg sin recierre	SI
(220 KV)	200 mseg con recierre	SI
TALARA-PIURA	100 mseg con recierre	NO
(220 KV)	100 mseg sin recierre	NO

Estos resultados se obtienen gráficamente, acompañados de parámetros que indican el comportamiento del rotor de las Centrales de la Región Norte, de los que se puede comentar que :

- Ante una falla en una de las ternas de la línea Zorritos-Talara, se provoca una gran oscilación en las máquinas del Sistema Norte, sin embargo éstas recuperan lentamente sus condiciones normales.

La capacidad térmica de la línea no se sobrepasa, por lo que no existirá rechazo por sobrecarga en la terna restante.

- El recierre de la línea a 300 mseg de la apertura favorece el proceso de estabilidad del sistema por lo que éste debe ser previsto. Asimismo la protección de respaldo a los 200 mseg permite mantener la estabilidad (no sucede lo mismo si el respaldo actuará a los 250 mseg).

Las fallas en la línea Talara-Piura no son soportados por la Central debido a que existe una sola terna (el número de fallas al año que justificaria la segunda terna es mayor que 10 lo cual no es usual), por ello es importante contar con el respaldo de los gobernadores de las unidades de generación y con la reserva rotante necesaria.

IV

DISEÑO ELECTRICO DEL SISTEMA DE GENERACION

En este capítulo se calcula y definen las principales características del sistema de generación y barras de Media Tensión. Para ello se seleccionará el esquema de conexiones más adecuadas, se evaluará la potencia destinada a los servicios auxiliares de cada grupo y de la Central, asimismo se definirá la implementación del sistema de emergencia, características del alternador y sus sistemas anexos a él.

4.1. Esquema de Media Tensión

La elección del esquema eléctrico en Media Tensión se hace luego de determinar las características y el comportamiento de las diferentes alternativas de sistemas de barras planteadas.

Las premisas que se consideran son las siguientes:

- Sistema de Transformación en intemperie.
220 KV en lado de A.T. y 13.8 KV (referencial) en M.T.
- El equipamiento de la Central se realizará en 2 etapas de 100 Mw cada una (con tres unidades generadoras).
- La corriente nominal de los alternadores (aproximadamente 2 KA), requiere el empleo de sistemas de bus-bar para las conexiones entre las unidades de generación y de transformación.

4.1.1. Criterios de evaluación :

Para determinar el mejor esquema, se han de tomar en cuenta criterios técnicos (I_n , I_{cc} , V , $I_{circ.}$), relacionándolos con las actividades económicas que involucra (costos de equipos, transporte, posibilidad de suministro nacional), con estos análisis se pueden eliminar algunas alternativas.

Luego se evalúan las características de los esquemas: confiabilidad, facilidad de mantenimiento y simplicidad de la instalación.

El resultado de tales evaluaciones se mostrarán en

un cuadro de costos comparativos, que reflejan las diferencias técnicas y de instalación, mediante coeficientes asignados de acuerdo a sus costos de inversión.

4.1.2. Presentación de alternativas :

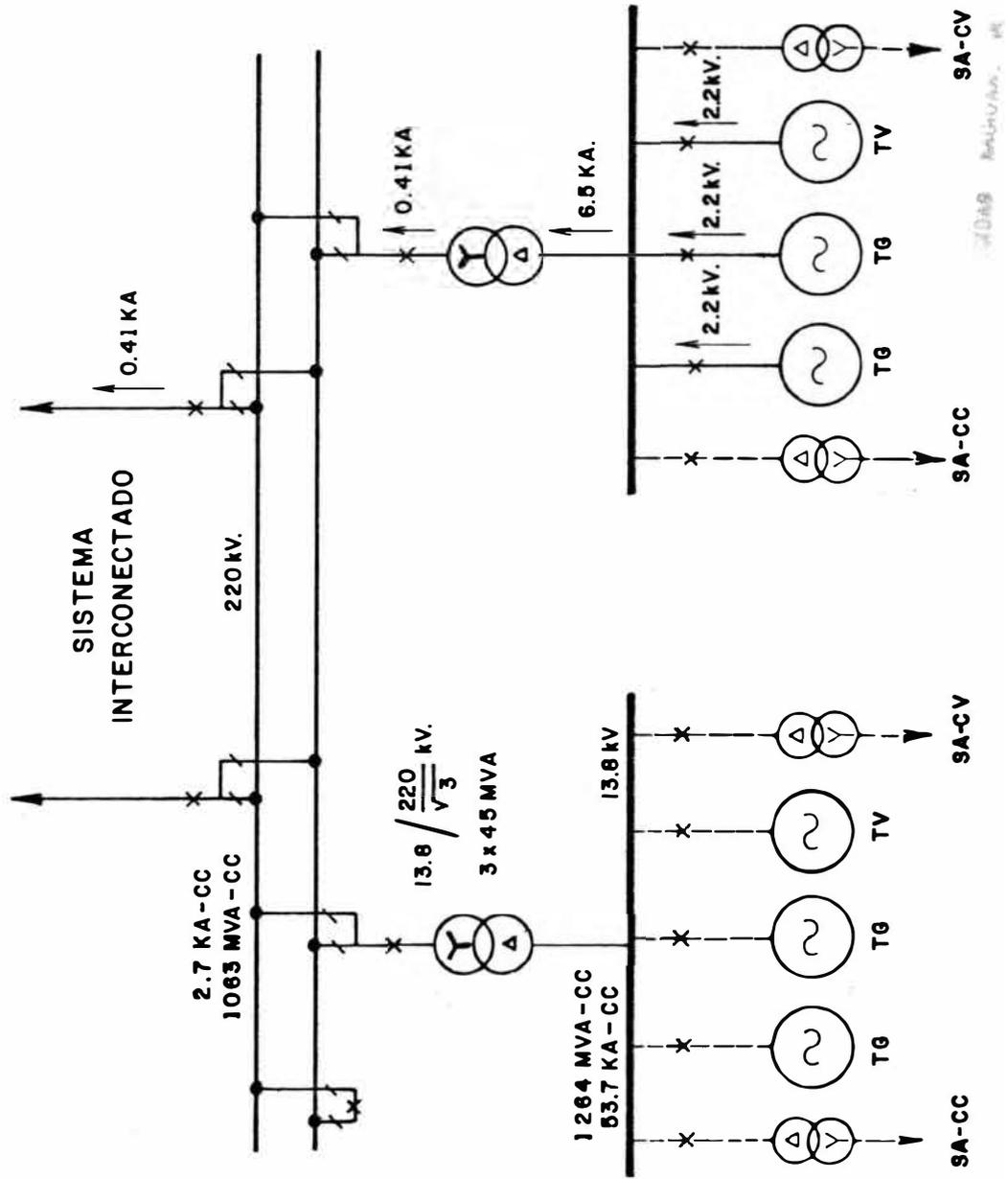
De acuerdo al número y tipos de unidades de la Central, los sistemas de barras de Media Tensión a evaluar se presentan en las hojas adjuntas, esquemas:

- E.4.1. Simple barra con tres unidades generadoras c/u.
- E.4.2. Simple barra con dos unidades generadoras c/u.
- E.4.3. Unidades independientes alternador-transformad.
- E.4.4. Transformador de tres devanados para C.C.100 Mw
- E.4.5. Esquema mixto de simple barra.
- E.4.6. Unidades indep. con transf. de tres devanados.

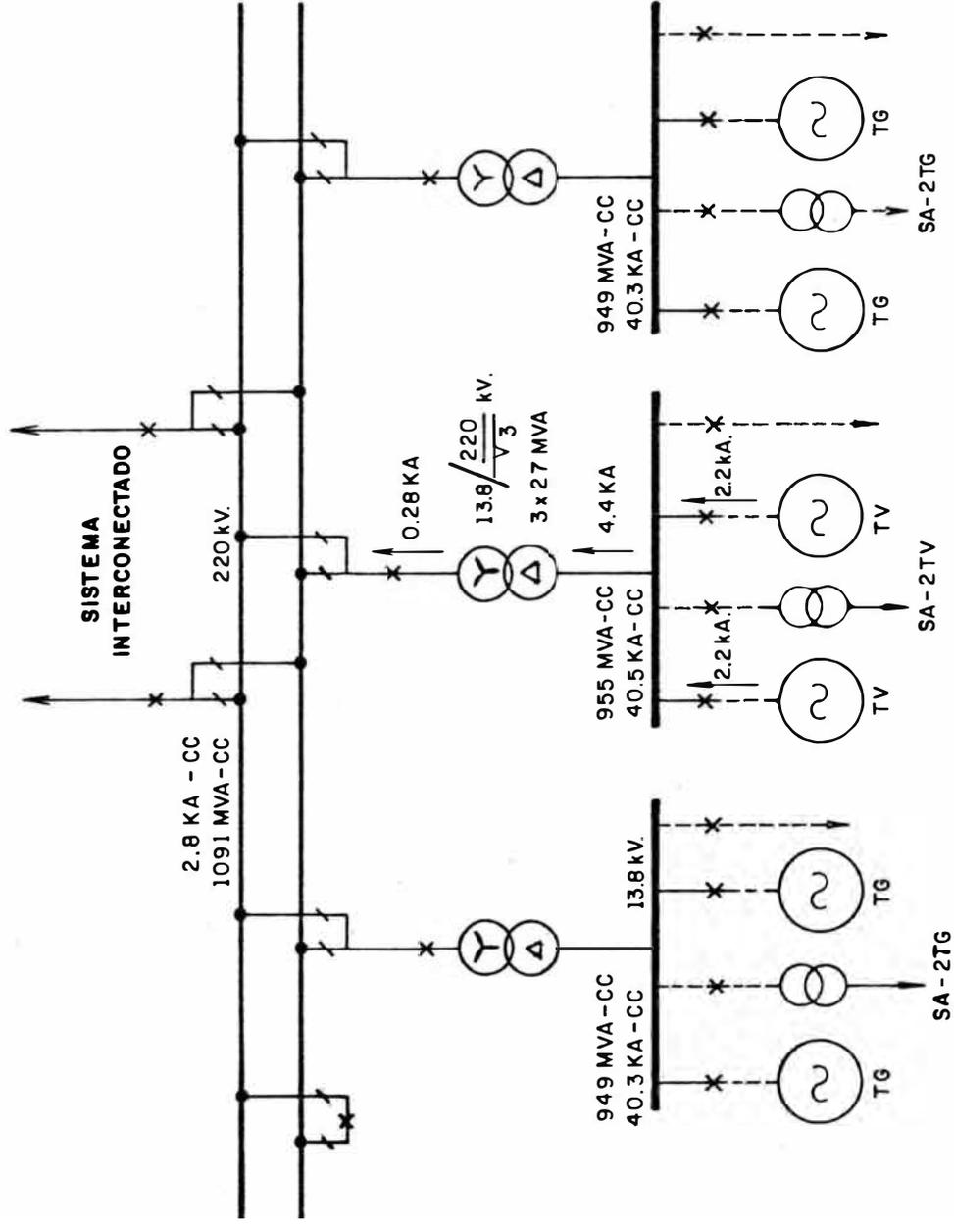
Todos ellos son empleando el sistema de simple barra ya que las cabinas blindadas y aisladas del bus-bar, le dan una gran confiabilidad a sus conexiones (incluyendo equipos) y la necesidad de mantenimiento es muy reducida. Asimismo, para facilitar el transporte, así como posibilitar el suministro por la industria nacional es que se adoptan para los esquemas, bancos de unidades monofásicas de hasta 45 MVA, salvo la alternativa 3 que emplea unidades trifásicas de 45 MVA.

4.1.3. Características técnicas de las alternativas :

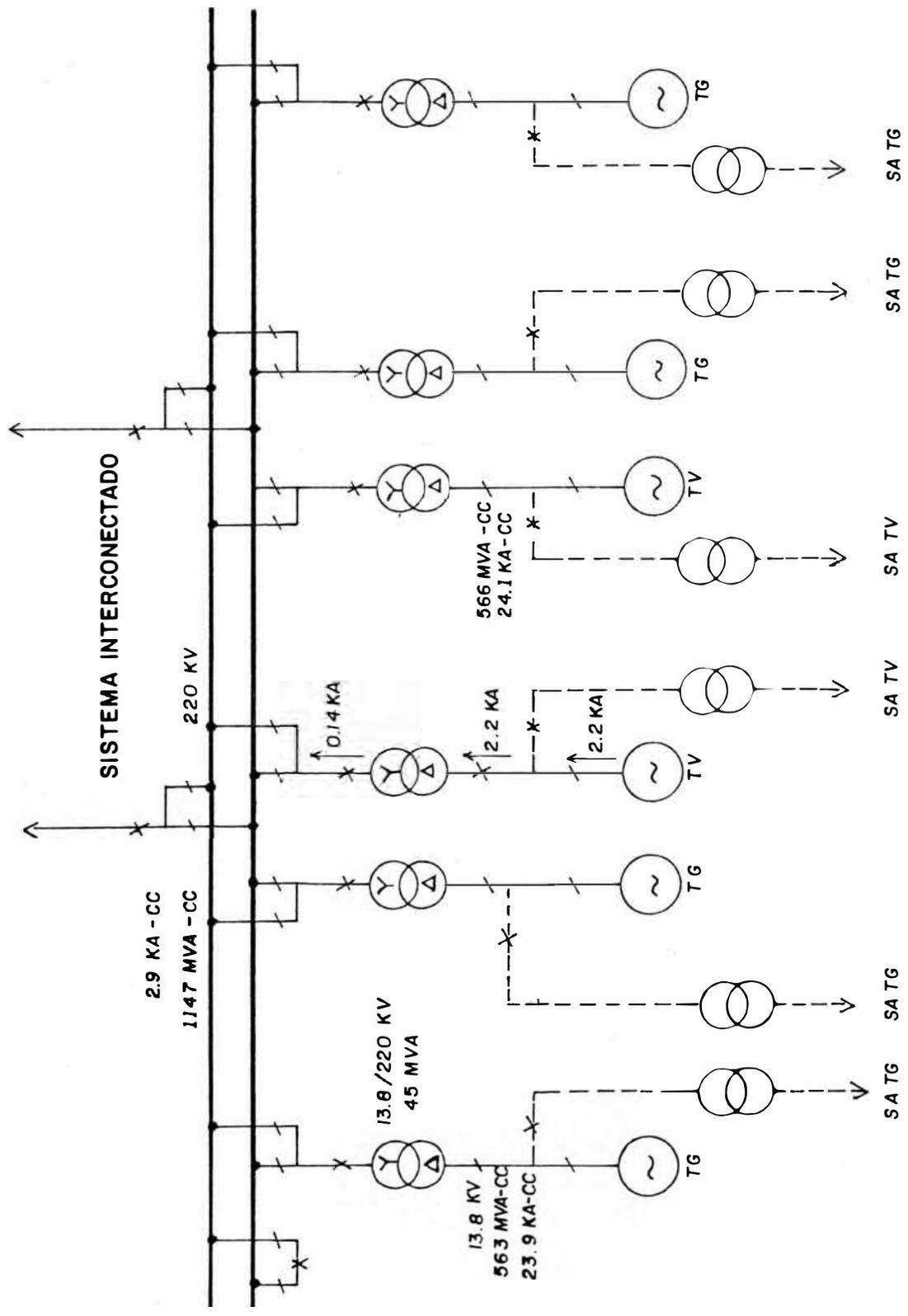
Los criterios técnicos se evalúan dentro de un rango adecuado (para varios niveles de tensión en generación comprendidos entre 8.5 y 23 KV), en el cuadro de la hoja adjunta solo se mostrarán los resultados correspondientes a la tensión de 13.2 KV (referencial). La tensión de operación (p.u.), así como las necesidades de Potencia reactiva se evaluarán para el caso de tener una tensión de 1.010 en barras de Alta tensión sin considerar la posibilidad de taps.



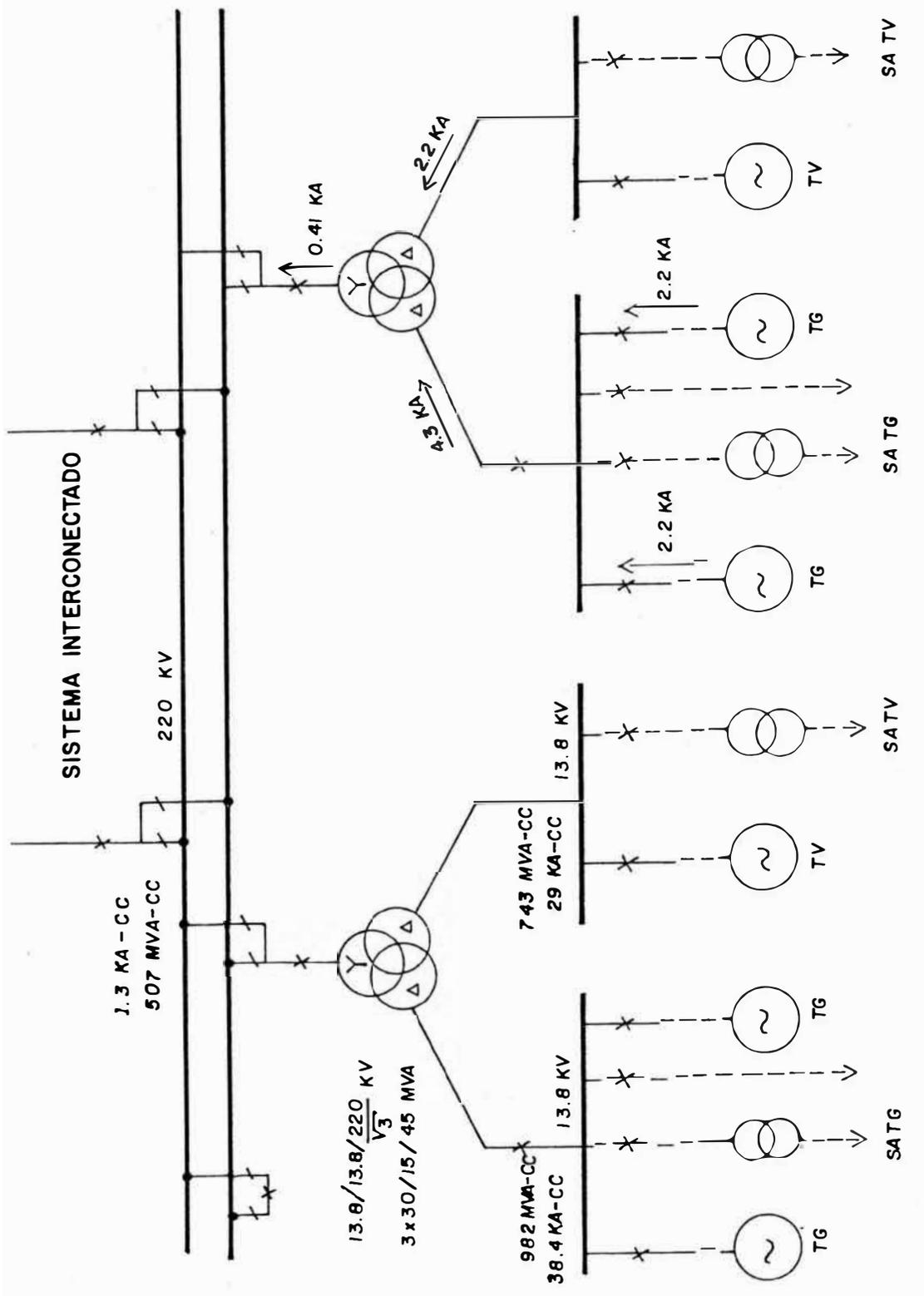
E. 4.1 ALTERNATIVA 1



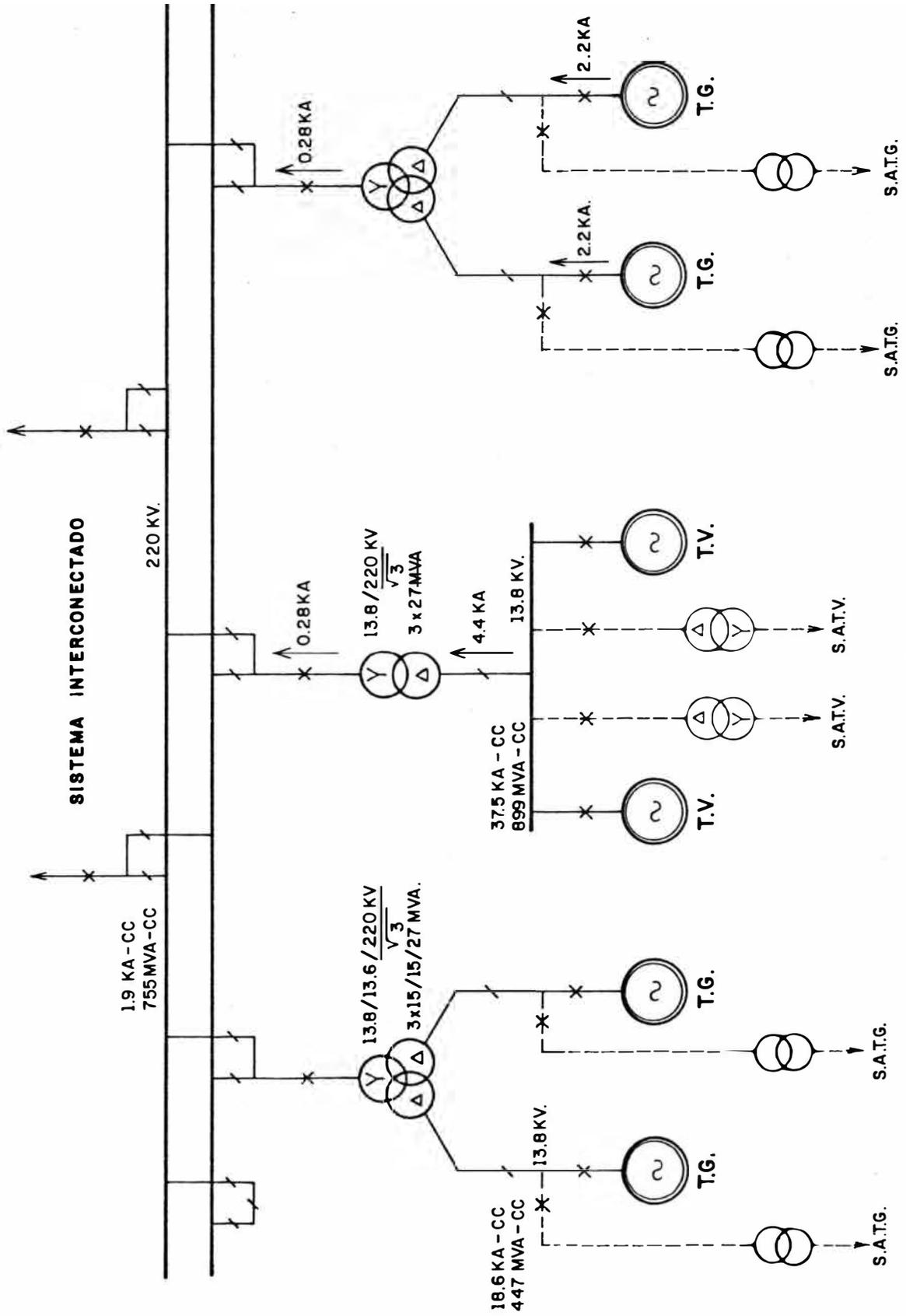
E. 4.2 ALTERNATIVA 2



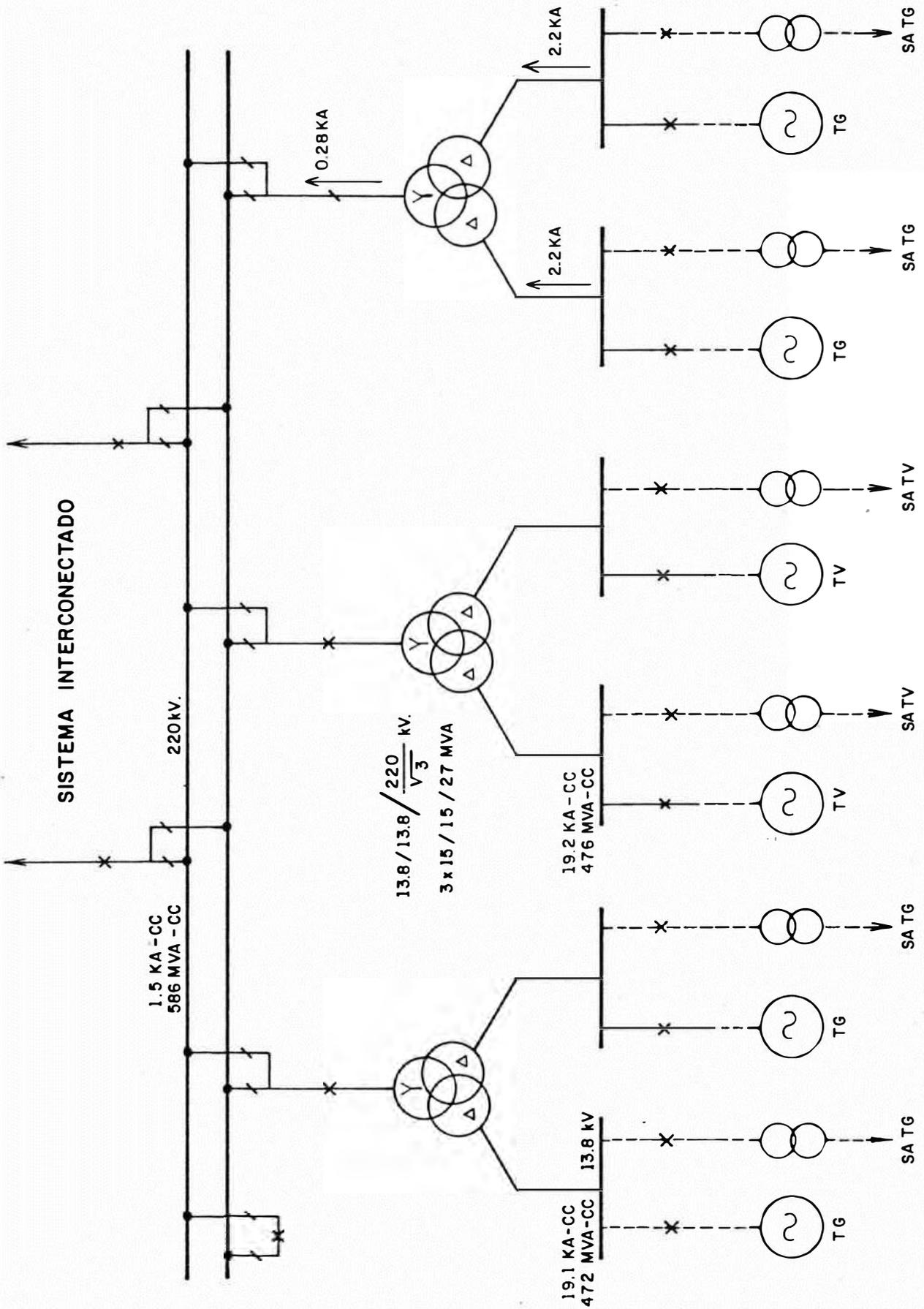
E. 4.3 ALTERNATIVA 3



E.4.4. ALTERNATIVA 4



E. 4.5 ALTERNATIVA



E. 4. 6 ALTERNATIVA 6

CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS ALTERNATIVAS

ALTERNATIVAS	ALT-1	ALT-2	ALT-3	ALT-4	ALT-5	ALT-6
I_n - gen (KA)	2.22 Estandar	2.22 Estandar	2.22 Estandar	2.22 Estandar	2.22 Estandar	2.22 Estandar
I_{cc} - gen (KA)	53.67 Estandar	40.32 Estandar	24.08 Estandar	38.41 Estandar	37.48 Estandar	19.19 Estandar
I_{cc} - s.a. (KA)	26.06 Estandar	51.30 Especial	25.70 Estandar	28.24 Estandar	52.26 Especial	27.00 Estandar
V - gen (KV)	13.2-23. Regular	10.0-23. Regular	8.5-23. Amplio	8.5-23. Amplio	8.5-23. Amplio	8.5-23. Amplio
V - oper (pu)	1.055 Normal	1.055 Normal	1.053 Normal	1.137 Excesivo	1.073 Lfmite	1.105 Excesivo
Pot.Q.(MVAR)	68.0 Normal	82.0 Normal	110.0 Normal	160.0 Excesivo	145.0 Normal	155.0 Lfmite
I_{circ-l} ° (KA)	0.18 Regular	0.16 Regular	0.11 Bueno	0.15 Regular	0.14 Regular	0.07 Bueno

4.1.4. Comparación Económica y elección de alternativa :

Para la comparación económica final se tomarán en cuenta las observaciones halladas en la evaluación de alternativas, en el orden técnico:

Incrementando un 20% a los costos de equipos especial.

Incluyendo costos de C.S. en casos requeridos.

No se tomarán la diferencia de costos de tableros de Baja Tensión.

Asimismo se tomarán en cuenta las características de funcionamiento, incluyendo:

- Las unidades de reserva requeridas.

El costo de Energía no transmitida durante el mantenimiento a lo largo de 20 años.

Las probabilidades de falla en los equipos e instalación, serán un factor que se tomará en cuenta solo si la diferencia en la comparación económica es muy pequeña.

Del cuadro comparativo de costos mostrado en la siguiente hoja, resultado de la evaluación técnica y de la instalación, se determina como la mejor alternativa la 1 Simple barra con tres unidades de generación, con cuyo esquema se continuarán los cálculos necesarios en los siguientes capítulos.

CUADRO DE COSTOS COMPARATIVO

ALTERNATIVAS	ALT-1	ALT-2	ALT-3	ALT-4	ALT-5	ALT-6
# Transformadores	6T1	9T2	6T3	6T4	6T5+3T2	9T5
# Celdas-transf.	2	3	6	2	3	3
# Celdas-generac.	10	10	14	12	12	14
# Celdas-acoplam.	1	1	1	1	1	1
# Celdas-salida.	2	2	2	2	2	2
# Transf. reserva.	1T1	1T2	-	1T4	1T5+1T2	1T5
Costo de Energía no servida (10 ⁶ \$)	.0025	.0025	.0017	.0025	.0025	.0025
Inversión total en Millones de \$.	13.058	14.959	16.896	15.389	16.777	16.726

4.2. Servicios Auxiliares de la Central

Por servicios auxiliares del grupo designamos a todas las máquinas (bombas, compresoras, ventiladores, calentadores, etc.), así como a los dispositivos de control, mando y protección que necesita la unidad de generación para su funcionamiento. De modo análogo se define como servicios auxiliares comunes a aquella potencia destinada a los servicios generales de la Central como son: iluminación, tratamiento de agua, talleres, etc.

En este análisis se determinará la potencia, tensión y circuitos de alimentación para los auxiliares de los grupos y de la Central. Detalles del cálculo en el Anexo B.

4.2.1. Servicios Auxiliares de la Turbo-gas

- Turbina a Gas.	96.47 Kw
- Alternador.	31.31 Kw
- Otros.	26.64 Kw
- Corriente continua.	12.11 Kw

POTENCIA INSTALADA (+25%) = 208.17 Kw

MAXIMA DEMANDA = 133.22 Kw

4.2.2. Servicios Auxiliares de la Turbo-vapor :

- Recuperador de Calor.	131.96 Kw
- Turbina a Vapor.	115.08 Kw
- Ciclo de Vapor (I).	267.74 Kw
- Ciclo de Vapor (II).	1426.27 Kw
Alternador.	31.11 Kw
- Otros.	17.65 Kw
- Corriente continua.	18.00 Kw

POTENCIA INSTALADA (+25%) = 2509.80 Kw

MAXIMA DEMANDA = 1606.20 Kw

4.2.3. Servicios Auxiliares Comunes :

Sala de máquinas.	196.13 Kw
- Edificio administrativo.	50.27 Kw
- Talleres.	152.90 Kw
Servicios.	266.89 Kw

POTENCIA INSTALADA (+25%) = 833.00 Kw

MAXIMA DEMANDA = 533.10 Kw

4.2.4. Resumen de Potencia Instalada

S.A. de una Turbo-gas (33 Mw)	210 Kw
- S.A. de un Turbo-vapor (34 Mw)	2510 Kw
- S.A. de un Ciclo Combinado (100 Mw)	2930 Kw
S.A. comunes.	850 Kw
- S.A. de la Central (200 Mw)	6710 Kw
- S.A. en corriente continua.	85 Kw

Se puede observar aquí que la potencia destinada a los servicios auxiliares de la Central (6.71 Mw) representan el 3.4% de la potencia neta de la Central.

4.2.5. Sistema Eléctrico de Emergencia :

Para la Central a Gas de Ciclo Combinado, se han considerado 2 etapas para el sistema de emergencia, con la finalidad de respaldar los servicios indispensables y elementales, ante cualquier contingencia anormal que saque fuera de servicio a la Central (inestabilidad en el SICN, voladura de torre, interrupción en el suministro de gas, etc.).

La primera etapa está conformado por un banco de baterías que entrará a funcionar instantáneamente manteniendo energizado al sistema de control, mando y protección; suministraría la iluminación de emergencia, accionará las bombas de lubricación imprescindibles y permitirá el arranque de la máquina diesel de emergencia, que iniciará la segunda etapa.

El grupo electrógeno de emergencia (1800 RPM en 4'), so-

lo operará cuando no se tenga acceso a la red de 220 KV, en cuyo caso deberá suministrar la potencia necesaria para propiciar el arranque de una unidad generadora (Turbo Gas), y en caso necesario debe permitir la iluminación exterior (para facilitar el desplazamiento del personal).

La presencia del grupo electrógeno de emergencia se justifica no solo por la importancia de la Central, sino por la necesidad de arrancar una unidad generadora independiente del sistema de 220 KV (ante la eventualidad de no estar operativa), y así permitir continuar el suministro al Sistema de Tumbes en 60 KV.

- Carga de Baterías :

- Sistema de control e instrumentación. 6.0 Kw
 - Bombas de lubricación de emergencia. 48.1 Kw
 - Iluminación interior de emergencia. 4.5 Kw
- TOTAL = 58.6 Kw, a 125 V: 468 A.
con servicio mínimo de 2 horas, carga = 936 A-h.
- Motor de arranque de máquina diesel. 9.0 Kw
- tiempo de arranque = 4 minutos, a V = 125: 5 A-h.
CARGA TOTAL = 941 A-h.

Entonces se empleará 2 bancos de baterías de 500 A-h cada uno.

Grupo Electrógeno :

- S.A. para el arranque de una Turbo-gas. 67.11 Kw
 - Iluminación exterior. 4.25 Kw
- TOTAL = 71.36 Kw, a un $\cos \phi = 0.8$: 89.2 KVA

Entonces se empleará un grupo electrógeno de 100 KVA, lo que nos permite un margen de 12% de reserva.

4.3. Niveles de Tensión en Media y Baja Tensión

Se definirá aquí los niveles de tensión más adecuados para la Central, tanto en tensión alterna (generación y servicios auxiliares), como en tensión continua (baterías). Esto será en todo caso, definido de modo referencial a fin de completar las especificaciones del sistema.

4.3.1. Tensión de Generación :

Para una potencia de 33 Mw, usualmente la tensión - de generación de los alternadores varía entre 10-15 KV y su empleo directo para los S.A. requiere ambientes anexos a la sala de máquinas.

El empleo de generadores a mayor tensión es más económico para grandes unidades (50,70,90 Mw) y es que se requiere mejor aislamiento de los devanados, mayores separaciones, mejor calidad de hierro en el núcleo y estator, mayores aisladores en bornes, mayores dimensiones del estator, etc.

Para definir la tensión de generación se han de tomar los siguientes criterios:

- Normalización de tensiones para Centrales y Subestac.
- Estandarización de alternadores para Turbo-gas y vapor.
- Especificación de equipos dentro de valores estandar.
- Posibilitar la relación de transformación para los S.A. de pequeña y mediana potencia. Asimismo debe contemplar la posibilidad de conexión directa del grupo -- electrógeno de reserva.

NORMALIZACION DE TENSIONES.-

El código eléctrico del Perú recomienda para Centrales y Subestaciones nuevas, tensiones nominales de 2.3, 3.8, 10.0, 13.2 y 33.0 KV, con una tensión de operación de: 2.4, 4.1, 10.5, 13.8 y 34.5 KV respectivamente.

ESTANDARIZACION DE ALTERNADORES .-

Las fuentes para esta información son los catálogos e informes de ofertas e instalaciones, realizadas por empresas dedicadas a la fabricación de estos generadores.

<u>REFERENCIAS</u>	<u>TIPO</u>	<u>POTENCIA</u>	<u>V (KV)</u>
WESTINGHOUSE	TG	20 Mw	13.8
GENERAL ELECT.	TG	36 Mw	13.8
TG-FIAT	TG	45 Mw	11.0-13.8
OSBORNE	TV	30 Mw	11.0
ALSTHOM ATLAN.	TV	66 Mw	10.3

Es de observar que esta estandarización es referencial, ya que los ofertantes pueden suministrar alternadores con el nivel de tensión de generación solicitado.

ESPECIFICACION DE EQUIPOS .-

De acuerdo al esquema adoptado para la Central, se puede establecer que los requerimientos generales de los equipos incluidos, para ello consideraremos las siguientes tensiones de generación

<u>ESPECIFICACIONES</u>	<u>10.5 KV</u>	<u>13.8 KV</u>	<u>34.5 KV</u>
I_n -generac. (KA)	2.34	1.78	0.71
I_n -barra (KA)	4.61	3.56	1.42
I_n -transf. (KA)	6.87	5.33	2.13
I_{cc} -transi. (KA)	78.90	60.00	24.00
I_{cc} -subtr. (KA)	111.71	85.00	34.00

De acuerdo a la referencia de equipos que se tiene, mostrado en el anexo C, se pueden ver que en los tres casos permite el empleo de equipos estandarizados.

Para el cálculo precedente de corriente nominal, se consideró una potencia de $P = 34 \text{ Mw}$, con un factor de potencia de 0.8.

RELACION DE TRANSFORMACION .-

La fabricación de transformadores de MT/BT, por la industria nacional, para suministrar potencia a los servicios auxiliares tienen los valores nominales de:

MT : 7.2, 10.5, 12.0, 13.8 y 24.9 KV.

BT : 0.12, 0.23, 0.46, 0.55 y 2.40 KV.

Hasta una potencia de 7.5 MVA.

(Referencias tomadas del BBC y DELCROSA).

CONCLUSION .-

Entonces de acuerdo a los criterios establecidos, se pueden presentar los resultados de manera que nos permita visualizar mejor los resultados obtenidos:

RANGO DE TENSION	8	10	12	14	16	18	20	22	24
Normalización		—		—					
Estandarización		—————							
Especif. equipos		—————							
Relación transf.		—	—	—					—

Podemos observar que la tensión de generación para nuestras unidades pueden ser de 10.5 ó 13.8 KV.

Los esfuerzos térmicos y electrodinámicos no limitan a ninguna de las dos alternativas (y la diferencia entre ambas no es muy significativa), tienen igual distancia mínima (1.1 m) y la diferencia de costos de alternadores de 10.5 y 13.8 KV para una potencia de 35 Mw es favorable a la generación en 13.8 KV.

Por lo tanto: definimos como tensión nominal en barras : 13.2 KV, con una tensión de operación de 13.8 KV para los alternadores y transformadores.

4.3.2. Tensión para los Servicios Auxiliares :

Para los servicios auxiliares del grupo y comunes, se requieren definir dos niveles en Baja Tensión: uno - superior a fin de alimentar cargas de gran potencia (mayor de 200 Kw), y otro inferior para suministrar energía a las máquinas de poca potencia, servicio de alumbrado, aire acondicionado, etc.

Para definir el nivel inferior en Baja Tensión tendremos en cuenta la tensión estandar de los equipos comunes:

- Motores : 220, 380, 440, 600 voltios.
- Iluminación y otros : 110, 220 voltios.

Entonces para dar flexibilidad en el suministro de motores, así como emplear los sistemas de iluminación -- usuales, es que definimos la tensión de 380-220 voltio en conexión Y de 4 hilos.

Para definir el nivel superior se tendrá en cuenta las - referencias para motores de gran potencia, tanto por fabricantes, instalaciones existentes y el Código Eléctrico Peruano (CEP-motor). Adicionalmente se comparará con las relaciones de transformación estandar.

REFERENCIAS	POTENCIA	TENSION
ALSTHOM ATLANTIC	150 Mw	6.4 KV
GENERAL ELECTRIC	100 Mw	3.3 KV
G.I.E.	50 Mw	4.16KV
CEP-motor	+60 HP	2.3 KV
CENTROMIN	+0.5Mw	2.3 KV

Relación de transformación 13.8 KV/ : 2.4, 1.0 KV.

Entonces de acuerdo a estos dos últimos criterios, adoptaremos el nivel de 2,400 voltios.

4.3.3. Tensión para el sistema de Corriente Continua :

Para definir la tensión en corriente continua, debemos de considerar los sistemas de control, motores y el alumbrado de emergencia, así como los bancos de baterías.

REFERENCIAS	TIPO	TENSION	CARGA (A-h)
WESTINGHOUSE	TG	125 V	200
GEN. ELECTRIC	TG	125 V	250
C. STA. ROSA	TG	125 V	360
TG - FIAT	TG	110 V	

Motores : 105, 125, 130 voltios.

Iluminación y otros : 110, 120, 145 voltios.

Entonces definiremos para nuestro sistema en corriente continua un nivel de 125 voltios.

4.4. Características del Alternador

Ahora se definirán las características principales del Turboalternador, definiendo el sistema de excitación más apropiado, la regulación y ventilación del alternador, así como los parámetros eléctricos que lo definirán.

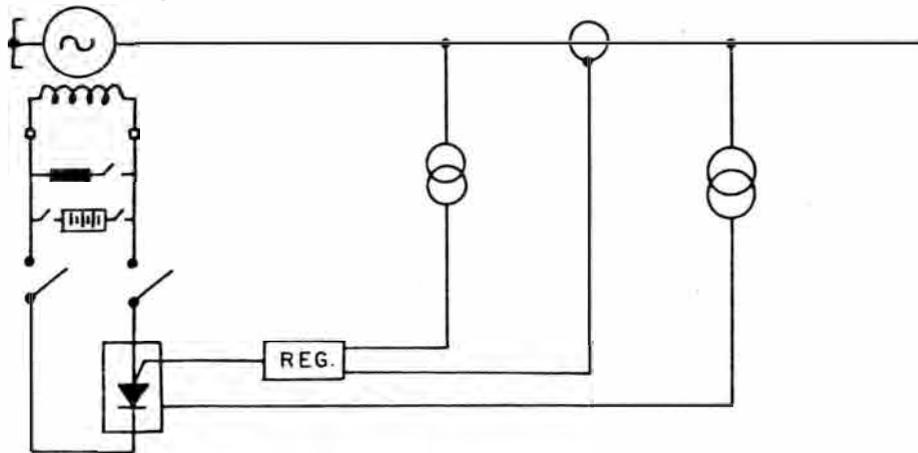
4.4.1. Sistemas de Excitación :

Para los turboalternadores de la Central, básicamente se presentan dos alternativas (mostrados en la hoja adjunta esquema E.4.7.), y son :

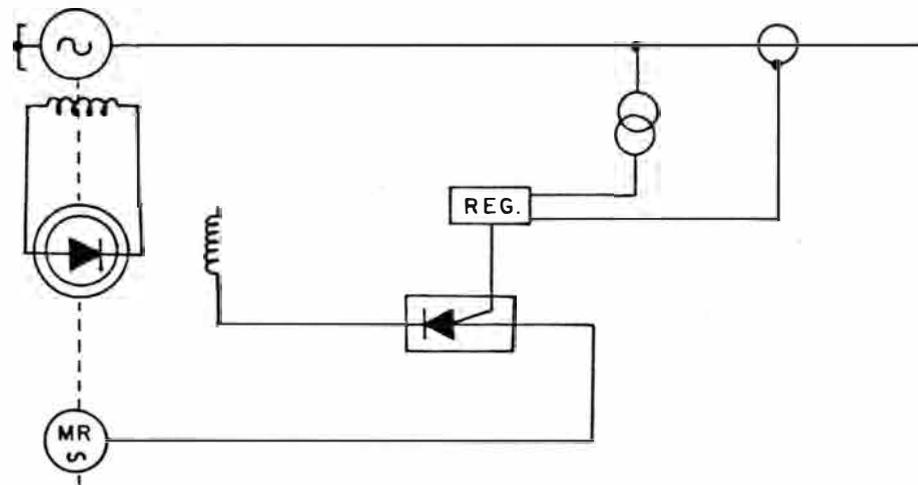
- Sistema de excitación estático tipo shunt.
- Sistema de excitación estático de diodos rotativos.

Otros sistemas de excitación como el estático tipo Compu und o el generador electromecánico de corriente continua no son adecuados, pues el primero es de alta precisión, con doble fuente de excitación y elevado costo justificable para una gran Central o barra de holgura tipo Mantaro; y el segundo tipo electromecánico es superado por los del tipo estático ya que poseen una constante de tiempo menor, no tienen partes móviles, requiere menor mantenimiento, más eficientes y de costo competitivo.

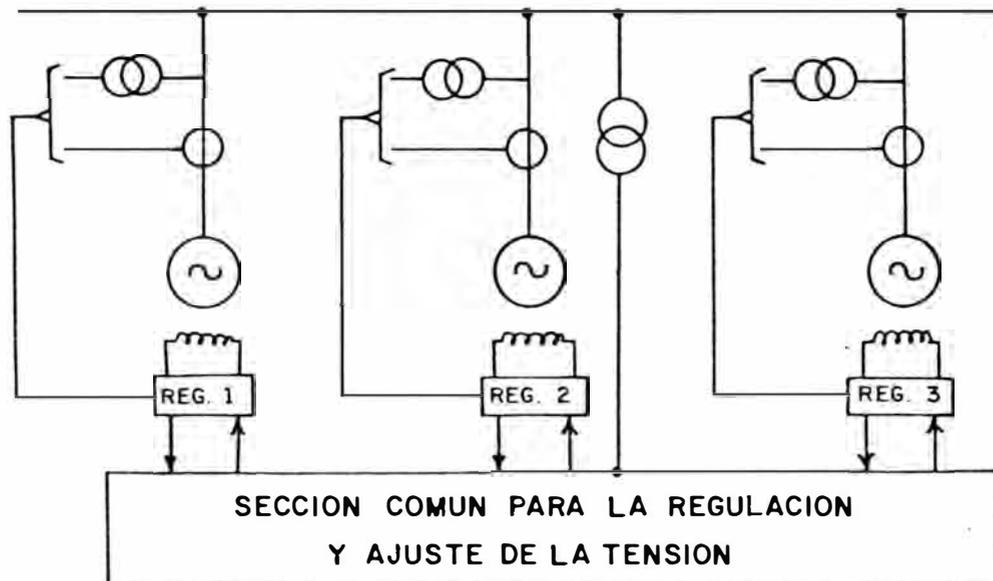
E. 4.7 SISTEMAS DE EXCITACION.



TIPO SHUNT



DIODOS ROTATIVOS



EXCITACION TIPO SHUNT .-

Las tensiones de campo comprendido en su rango de operación, pueden ser obtenidos en forma instantánea (debido a que su constante de tiempo es muy baja). Su valor límite (techo) puede variar de 10 a 15 p.u.

El reemplazo de elementos rectificadores pueden realizarse sin interrupción de la operación. La desexcitación -- comprende el interruptor del circuito de campo, el resistor de descarga, los fusibles instantáneos y resistor de protección contra sobrevoltajes. Se puede obtener corriente de excitación negativa con un convertidor doble.

EXCITACION CON DIODOS ROTATIVOS .-

Empleado cuando los requerimientos de la Central no son demasiado rígidos, cuando la atmósfera es químicamente agresiva o hay peligro de explosión: evita el uso de anillos deslizantes y escobillas. El puente rectificador está formado por diodos, de allí que el regulador controle el campo de la excitatriz, introduciendo de esta forma una constante de tiempo adicional al circuito.

El uso de fusibles rotatorios es necesario, excepto en Centrales que toleren unas salidas forzadas o en que los servicios auxiliares permanescan inalterables; esto en razón de que el fusible envejece más rápidamente que los diodos.

Este tipo de excitación no permite disponer de tensión y corriente de excitación negativa; pero proporciona menor rizado de la tensión del rotor, limitando las corrientes circulantes en cojinetes y permiten mejor comportamiento dieléctrico del arrollamiento de campo, comparado a los picos transitorios originados por la conmutación de tiristores.

CONCLUSION .-

En la Central, de 6 unidades de 33 Mw, se requiere de un sistema de excitación confiable y preciso: debido al esquema empleado (3 unidades convergen en 1 barra), y a -- que se requiere de un respaldo efectivo en caso de falla en la línea Talara-Piura, tal como se vió en los cálculos del proceso Transitorio.

Adicionalmente, se requiere emplear a los turboalternadores como compensadores síncronos en horas de mínima demanda, por lo cual se requiere que los alternadores estén en continuo funcionamiento.

Debido a estas 2 consideraciones es que se propone emplear un sistema de excitación estático tipo shunt.

4.4.2. Regulador de Tensión :

Podrá ser de acción instantánea (componentes estáticos), encargado de actuar sobre el sistema de excitación a fin de: mantener la tensión en bornes constante, distribuir la potencia reactiva apropiadamente entre las máquinas q' están en paralelo y contribuir activamente a mantener la estabilidad del sistema.

Para cumplir estos objetivos el regulador cuenta con -- sistemas especiales: limitadores, mecanismos reguladores y controles suplementarios. Entre los más importantes mencionaremos:

- Limitador temporizado de la corriente del estator. (sobrecargas o condiciones de falla).

- Limitador instantáneo de la corriente de campo.

- (acción instantánea del sistema de excitación).

- Regulador de Potencia Reactiva (distribución equitativa entre turboalternadores en paralelo).

- Regulador de factor de potencia (considera los límites reactivos + y -).

- Unidad común de control (para establecer un mismo valor de referencia).

- Estabilizador del sistema de potencia (define el estatismo de la máquina).
- Compensador de frecuencia (sobrevelocidad de la unidad generadora).

A respecto, los parámetros definibles en la Central, para cada unidad, son los siguientes:

- $I_n = 1.625 \text{ KA}$, $V = 13.8 \text{ KV}$, ($E = 2.81 \text{ p.u.}$)
- Factor de potencia: $0.78(+)$ y $0.95(-)$, límites.
Estatismo admisible: 3.5 , mayor que Carhuaquero.
- Sobrevelocidad límite: 10%

Estas condiciones son normalmente satisfechos por los reguladores de tensión estandar, por lo cual no se definirá un sistema especial. Solo se requiere que sea compatible con el sistema de excitación ya definido.

4.4.3. Ventilación del Alternador :

La ventilación (gas), necesaria para evacuar las -- pérdidas caloríficas del Turboalternador depende: de su magnitud, de las condiciones ambientales y de la disponibilidad del gas a emplear.

CALCULO DE PERDIDAS :

Potencia = 34 Mw $P_e = 34 / 0.98 = 34.694 \text{ Mw.}$
 Eficiencia = 98% Pérdidas = 694 Kw.

Debido a las pérdidas tan elevadas que tenemos no se puede pensar en un circuito abierto (se requeriría aproximadamente $36 \text{ m}^3/\text{seg.}$ de aire y se esperarían 542 Tn-polvo al año, en cada unidad).

El adicionar ventiladores aspiradores en los extremos -- del rotor no ayudaría mucho, ya que la temperatura ambiental es de 30°C y la sala de máquinas está compuesta -- por unidades térmicas, lo cual exigiría mayor flujo de -- aire de ventilación; esto a su vez originaría una reducción de la eficiencia del alternador hasta el 96% aproximadamente.

Entonces a fin de mantener y mejorar la eficiencia del - Turboalternador, considerando las condiciones ambientales de trabajo y las consecuencias negativas de la acumulación de polvo, es que se elige el sistema de ventilación en circuito cerrado, en el que el aire será refrigerado por un circuito abierto de agua (común para los seis circuitos cerrados). Esto incluirá ventiladores axiales separados que aspiren y compriman el aire que circule por la máquina. El Hidrógeno como gas alternativo en el circuito cerrado, se desestima debido a su elevado - costo y peligro que representa.

La gran efectividad de este sistema de ventilación, hace que las consideraciones de aislamiento en los devanados no sea muy exigente, siendo tolerable un aislamiento clase B que admite hasta una temperatura de 130°C. Asimismo las características constructivas del estator y rotor, mediante ductos y separaciones axiales, permite una adecuada ventilación de las bobinas y entrehierro.

Características adicionales del aislamiento tipo B:

Temperatura en el Estator	= 110°C
Alarma en el tablero	= 130°C
Ajuste de acción inst.	= 140°C

4.4.4. Características principales del Turboalternador :

Se resumirán ahora las características generales - del Turboalternador requerido para las condiciones de la Central :

- Tensión nominal	13.8 KV
- Potencia nominal	42.0 MVA
- Corriente nominal	1.625 KA
- Factor de potencia	0.85
- Número de polos	2 polos.
Velocidad	3600 RPM
- Frecuencia	60 Hertz
Eficiencia	98 %
Conexión	Y-zt
- Reactancia síncrona	200 %
- Reactancia transitoria	16 %
- Reactancia subtransitoria	10 %
Reactancia de secuencia cero	6 %
Reactancia de secuencia negativa	15 %
- Corriente de cortocircuito permanente	10.98 KA
- Corriente instantánea asimétrica máxima	44.73 KA
- Sistema de excitación estático	Shunt
- Límites reactivos	-11 y 26 MVAR
- Sistemas de ventilación - circuito	Cerrado
- Temperatura ambiente promedio	30 °C
- Máxima temperatura en Estator	130°C
- Aislamiento clase	B

4.5. Sistemas de Protección

Para asegurar la protección de las unidades generadoras y transformadoras y se han de contar con dispositivos preventivos para impedir la formación de una perturbación como consecuencia de circunstancias excepcionales en el servicio; y también de dispositivos de protección para limitar al mínimo los daños cuando se produce una avería.

4.5.1. Protección del Turboalternador :

Para cada alternador de la Central, se han considerado los siguientes sistemas de protección :

a) Protecciones preventivas:

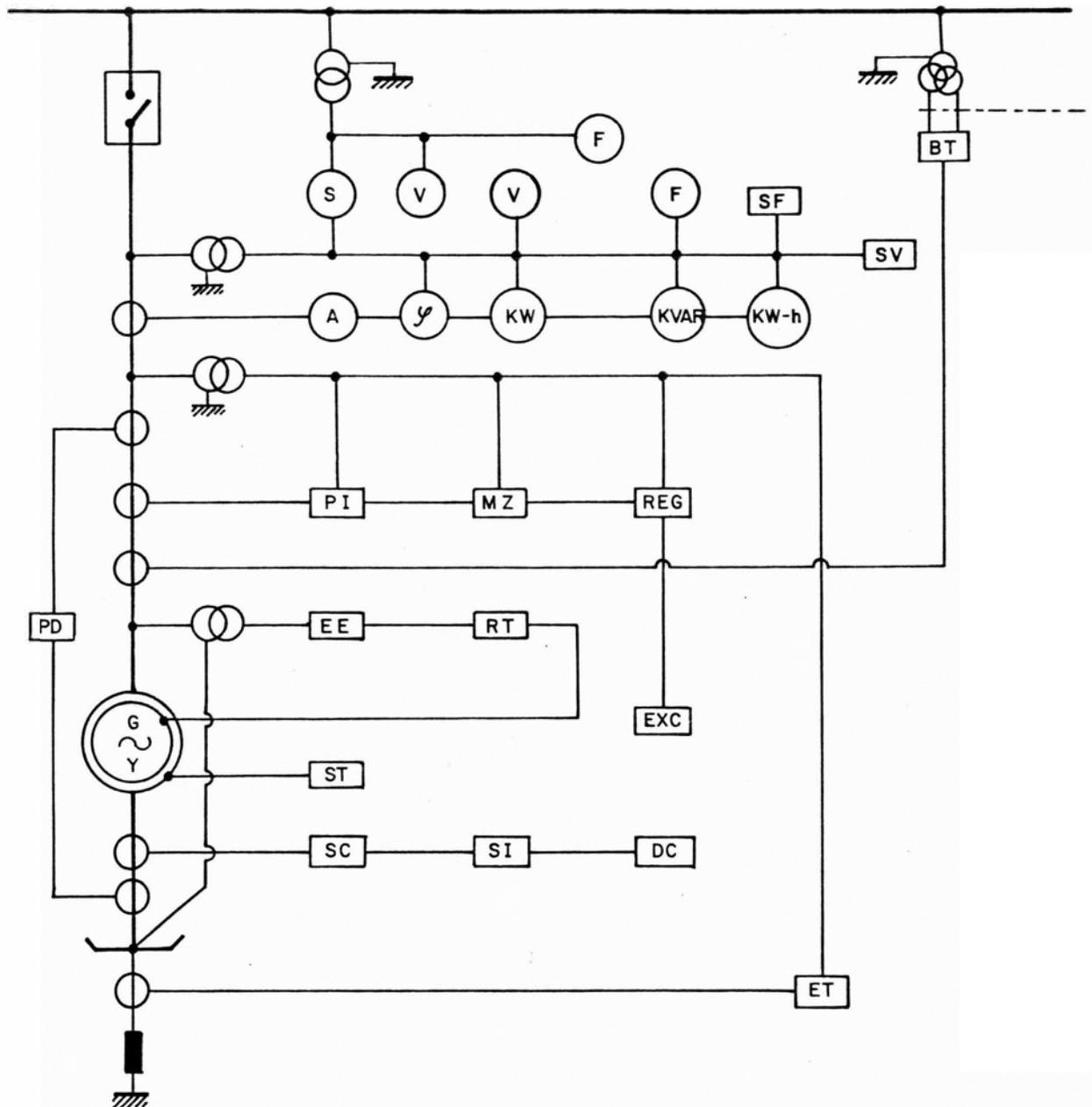
- Protección contra sobrecargas.
- Protección contra sobretemperatura en estator.
- Protección contra desbalance de carga.
- Protección contra potencia inversa.

b) Protecciones limitadoras:

- Protección diferencial del alternador.
- Protección de falla del rotor a tierra.
- Protección de falla del estator a tierra.
- Protección de falla entre espiras.
- Protección de pérdida de excitación.
- Protección de sobretensiones.
- Protección contra sobrecorriente.
- Protección contra sobrevelocidad.

Los ventiladores separados destinados a la ventilación del alternador, serán accionados por sus propios motores equipados con interruptores centrífugos o similares, cuyos contactos den la señal de alarma correspondiente o permitan poner fuera de operación a la unidad en caso necesario.

El esquema de protección E.4.8. correspondiente se muestra en la siguiente hoja.



ELEMENTOS BASICOS

- EXC - SISTEMA DE EXCITACION.
- PD - PROTECCION DIFERENCIAL.
- REG - REGULADOR DE TENSION.

PROTECCION ESPECIFICA.

- BT - BARRAS A TIERRA
- DC - DESBALANCE DE CARGA.
- EE - FALLA ENTRE ESPIRAS.

- ET - ESTATOR A TIERRA.
- MZ - MINIMA IMPEDANCIA.
- PI - POTENCIA INVERSA.
- RT - ROTOR A TIERRA.
- SC - SOBRECARGA.
- SF - SOBREVELOCIDAD.
- SI - SOBRECORRIENTE.
- ST - SOBRETENSION.
- SV - SOBRETENSION.

- Los cojinetes serán revisados periódicamente (engrase y ventilación), adicionando un dispositivo (termocupla) para detectar la elevación de temperatura en los mismos.
- La protección limitadora de velocidad, sensada como un incremento de la frecuencia, actúa sobre el regulador de tensión y sobre el regulador del flujo de combustible o flujo de vapor; Adicionalmente la perdida brusca de carga hará accionar los mecanismos necesarios para expulsar el vapor y los gases de escape al exterior e ir deteniendo la turbina en forma lenta.
- La protección contra incendios es inmediato debido al empleo de circuito cerrado, para ello se prevee instalar botellas de CO₂ o Gas Halón, conectados directamente al circuito de aire.

4.5.2. Protección del Banco de Transformadores Principales:

De modo análogo al anterior sistema, se cuenta con protección preventiva (individual para cada transformador monofásico), y una protección limitadora (que aislará al banco de transformadores y enviará una orden para detener las turbinas correspondientes).

a) Protección preventiva:

- Protección contra sobretemperatura del aceite.
- Protección de mínimo nivel de aceite.
- Protección por defecto de presión.

b) Protección limitadora:

- Protección diferencial.

4.5.3. Protección de los transformadores de S.A.:

Cada unidad transformadora trifásica, constará de - una protección preventiva y 2 protecciones limitadoras, que aislará la carga correspondiente a esa unidad transformadora, manteniendo el servicio en el resto del sistema.

- a) Protección preventiva:
 - Protección contra sobret temperatura del aceite.
- b) Protección limitadora:
 - Relé Buchholz.
 - Fusible de protección primario.

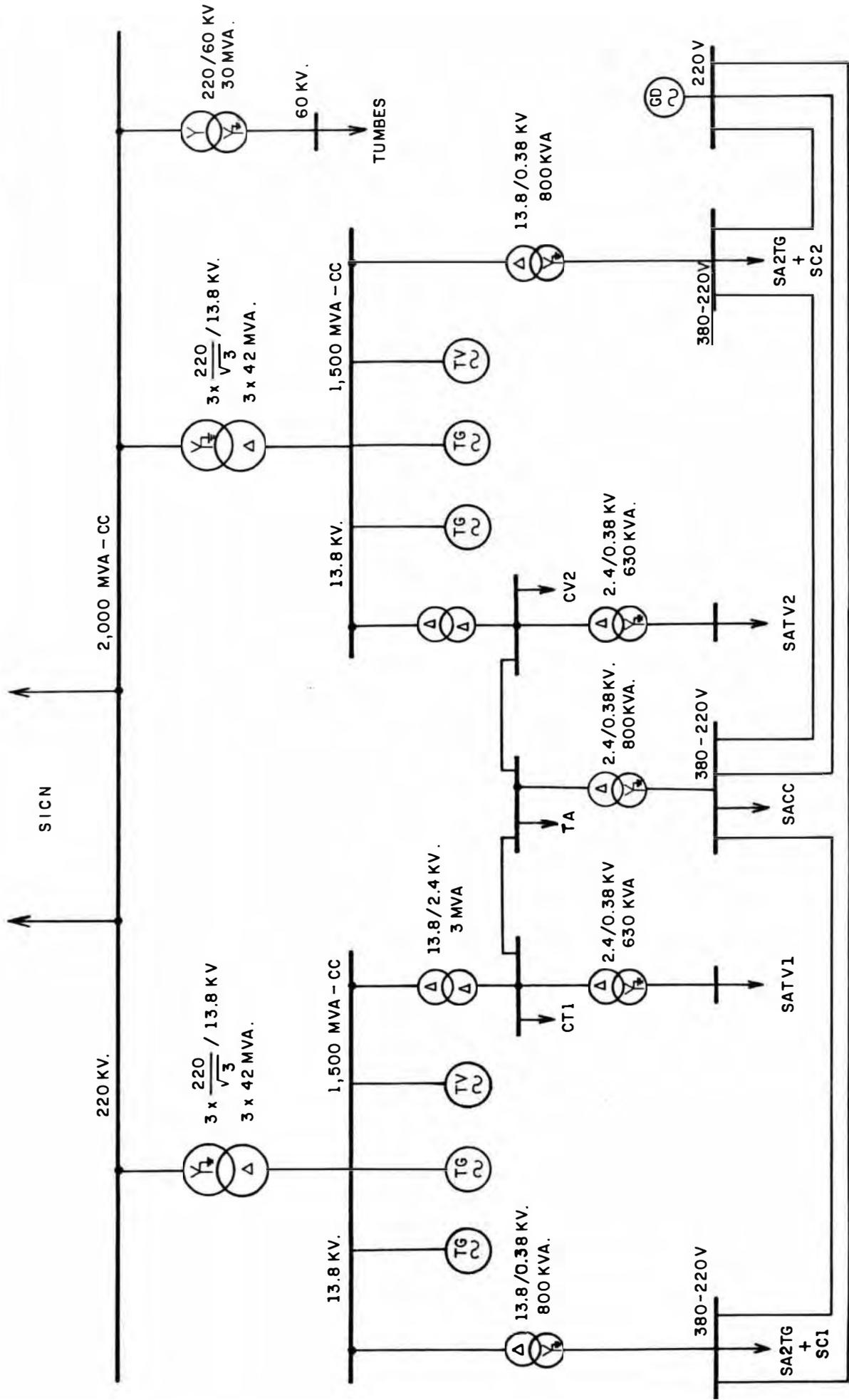
4.5.4. Protección del Banco de Baterías :

Cada banco de baterías de la Central, tendrá dos protecciones preventiva y una protección limitadora (para valores críticos).

- a) Protección preventiva :
 - Protección contra pérdida del suministro de carga.
 - Protección contra bajo voltaje.
- b) Protección limitadora:
 - Protección por contacto de batería a tierra.

NOTAS .-

- Normalmente las protecciones preventivas emiten una señal de alarma a la sala de control (visual ó sonora) ; luego de un periodo, si la anomalia persiste, hará accionar los sistemas de control correspondientes.
- De modo similar las protecciones limitadoras, por lo general actúan instantáneamente, pero a su vez permiten registrar la falla, hora de ocurrencia, etc.



E. 4.9. ESQUEMA FINAL DE MEDIA TENSION DE LA CENTRAL.

4.6. Presentación del diagrama Eléctrico de la Central

Resultado del análisis realizado en este capítulo, se muestra en el Esquema Eléctrico del Sistema de Generación en Media y Baja Tensión (E.4.9.); asimismo se indican los grupos de conexión recomendados para las unidades de transformación, los niveles de tensión adoptados y los niveles de cortocircuito en todas las barras.

4.6.1. Especificaciones de Interruptores :

Como resultado del análisis transitorio y subtransitorio en el esquema eléctrico mencionado, se pueden establecer las especificaciones técnicas que como mínimo deben cumplir los interruptores que se empleen.

Para este cálculo se ha considerado:

CORRIENTE DE CIERRE .-

$$I_{\text{cierre}} = 1.8 \times \sqrt{2} \times I_{\text{cc}}''$$

CORRIENTE INSTANTANEA .-

$$I_{\text{inic.}} = FV \times I_{\text{cc}}'' \quad , \quad FV = 1.60 \quad , \quad \text{cuando } V > 5 \text{ KV}$$

$$FV = 1.50 \quad , \quad \text{cuando } V \geq 600 \text{ v}$$

$$FV = 1.25 \quad , \quad \text{cuando } V < 600 \text{ v}$$

CORRIENTE DE RUPTURA .-

$$I_{\text{rup}} = FT \times I_{\text{cc}}' \quad , \quad FT \text{ (2ciclos)} = 1.4, \text{ cuando } V \geq 600 \text{ v}$$

$$FT \text{ (3ciclos)} = 1.2, \text{ cuando } V \geq 600 \text{ v}$$

$$FT \text{ (5ciclos)} = 1.1, \text{ cuando } V \geq 600 \text{ v}$$

$$I_{\text{rup}} = I_{\text{inic.}} \quad , \quad \text{cuando } V < 600 \text{ v}$$

CORRIENTE PERMANENTE .-

$$I_{\text{perm}} = I_{\text{cc}}'$$

ESPECIFICACION DE INTERRUPTORES

Condiciones mínimas	Niveles de tensión (KV)				
	220	60	13.8	2.30	0.38
$I_{nom.}$ (KA)	0.33	0.29	1.78	1.76	1.22
I_{cierre} (KA)	13.03	4.47	217	36.2	76.4
$I_{inic.}$ (KA)	8.18	2.82	136	22.4	48.6
$I_{rup 2.}$ (KA)	5.53	2.40	84.2	18.9	41.7
$P_{rup 2.}$ (MVA)	2106	249	2014	75	28
$I_{rup 3.}$ (KA)	4.74	2.05	72.2	16.1	37.9
$P_{rup 3.}$ (MVA)	1805	213	1726	64	24
$I_{rup 5.}$ (KA)	4.34	1.89	66.2	14.9	34.7
$P_{rup 5.}$ (MVA)	1655	196	1582	59	22
$I_{perm.}$ (KA)	3.95	1.72	60.1	13.2	31.2
$P_{perm.}$ (MVA)	1504	178	1438	54	20

POTENCIAS .-

$$N = I_{cc(pu)} \times V_{(pu)} \times 100 \quad (\text{MVA}) , \text{ cuando } V_{(pu)} \geq 1.00$$

$$N = I_{cc} \times 100 \quad (\text{MVA}) , \text{ cuando } V_{(pu)} < 1.00$$

Este análisis fue realizado con la ayuda de un programa propio, elaborado con este fin. Los resultados de este análisis se muestran en el cuadro de la hoja adjunta. (Ver Anexo E).

4.7. Sistema de Barras de Media Tensión

Se ha de dimensionar las barras de conducción (bus bar), comprendidos entre los terminales del alternador y el sistema de barras colectores, que serán protegidos - por una cubierta blindada.

También se definirá el esquema de las barras colectoras

4.7.1. Consideraciones Previas :

Para el cálculo de las barras de conducción es necesario tomar en cuenta las condiciones del lugar (contaminación, corrosión, etc.) y las condiciones técnicas (costos, esfuerzos, distancias mínimas, etc); con ello se establecerán las primeras definiciones de las barras:

TIPO DE MATERIAL .-

Para el sistema de barras se disponen de dos alternativas: barras de cobre (E-CU VDE 0201) ó barras de aluminio (E-AL VDE 0202).

Las barras de Cobre son de menor sección, soportan mayores esfuerzos dinámicos, es resistente a la corrosión salina y su unión con el bronce ó acero no da lugar a la corrosión galvánica. Comparativamente, las barras de Aluminio son de menor costo, y tienen menor peso.

La comparación técnica entre ambos materiales se presenta

en el anexo D.

La contaminación salina en el lugar es muy bajo debido, a su lejanía del mar (reducción de la contaminación al 10% equivalente salino: 0.1 mg/cm^2), a la presencia cerros circundantes al lugar y a la topografía regular que no interfiere con las corrientes de aire; todo ello da lugar a que la influencia marina en el lugar este muy por debajo del nivel de saturación conductiva (0.5 mg/cm^2). Con respecto a la corrosión electrolítica en el Aluminio éste puede ser superado mediante conectores bimetálicos ó con una adecuada técnica en la soldadura; más aún los equipos de Media y Alta Tensión (interruptores, seccionadores, transformadores de medida, etc) poseen bornes adaptados para la conexión directa de conductores de Aluminio ó Cobre.

Entonces, debido al menor costo del Aluminio, y que las condiciones técnicas y del lugar permiten su uso, se empleará este metal para las barras de conducción.

Dichas barras tendrán una cubierta protectora (painted) que lo protegerá de la oxidación. También podrá emplearse Aleación de Aluminio.

SECCION TRANSVERSAL .-

El área transversal y su forma, serán evaluados de acuerdo a la capacidad de corriente requerida, esfuerzos eléctricos y térmicos a evaluar posteriormente y a las distancias mínimas a respetar.

Los datos técnicos obtenidos están referidos a instalaciones interiores con una temperatura ambiente de 35°C , temperatura del conductor hasta 65°C , con disposición vertical.

Las alternativas a considerar son :

Sección Rectangular : comparativamente es el de menor costo, permite disposición simple del sistema de barras, ocupa menor volumen y facilita los cálculos para su definición.

Sección en U: posee mejor momento de inercia por lo que es más resistente a los esfuerzos electrodinámicos.

Recomendado para corrientes nominales superiores a 3,000 Amperios.

Sección Anular: permite contrarrestar eficazmente el efecto pelicular de la corriente a frecuencias industriales. Los conductores de Aluminio reducen notablemente este efecto.

Sección Circular: mayormente empleados en conductores de trenes y tranvías, por su mejor superficie de contacto, generalmente son de capacidad limitada.

DISTANCIAS MINIMAS .-

- Poder de ruptura del aire: 20 KV/cm. , (8-30) KV/cm
- Separación horizontal de conductores, 14 KV:0.35 cm (CEP-34)

Distancia mínima entre cubierta y partes vivas, 14 KV : 0.20cm (CEP-53)

Sección Rectangular:

- Espacio entre conductores = espesor de cada barra conductora.
- Distancia entre centro de fases $\geq 6 \times$ espacio entre conductores.

Sección en U:

- Distancia entre centros de fases $\geq 2 \times$ ancho de barra.

Sección Anular:

- Distancia entre centros de fases $\geq 2 \times$ diámetro exterior.

Sección Circular:

- Distancia entre centros de fases $\geq 1.25 \times$ diámetro.

4.7.2. Consideraciones Eléctricas :

En primer lugar evaluaremos la capacidad de corriente necesaria, que debe transportar cada fase del sistema de barras:

$$P = 34 \text{ Mw}$$

$$V = 13.8 \text{ KV}$$

$$\cos \phi = 0.85$$

$$I_B = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \phi} \cdot 1.25$$

$$I_B = 2.1 \text{ KA}$$

De acuerdo con este cálculo de capacidad, formulamos una relación de barras (mostrado en la hoja adjunta) que tienen una capacidad igual ó superior al requerido; teniendo también en cuenta que el factor (Kg/m) proporcional al costo, no sea muy elevado.

Asimismo las corrientes de cortocircuito máximas en las barras serán :

$$I''_{cc} = 85.0 \text{ KA}$$

$$I_{inst} (3\phi\text{-interr}) = 165.2 \text{ KA}$$

4.7.3. Consideraciones Mecánicas :

En base a los parámetros eléctricos calculados, vamos a establecer las condiciones mecánicas (esfuerzos) que deben cumplir el sistema de barras, para lo cual presentamos las características más notables del Aluminio y las barras :

$$\text{Temp. amb.} = 30^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Temp. cond.} = 65^{\circ}\text{C}$$

$$\text{Separación lateral} = 20 \text{ cm}$$

$$\text{longitud total} = 6 \text{ m}$$

TIPOS DE BARRAS

# DE CONDUCTORES	DIMENSIONES (mm)		SECCION (mm ²)	PESO (Kg/m)	CODIGO DE MATERIAL
<u>SECCION RECTANGULAR:</u>					
1	120	15	1800	4.86	E-A1 F6.5
	160	10	1600	4.32	E-A1 F6.5
	160	15	2400	6.47	E-A1 F6.5
	200	15	3000	8.09	E-A1 F6.5
2	2x100	10	2 999	5.40	E-A1 F6.5
	2x100	15	2 1500	8.08	E-A1 F6.5
<u>SECCION EN U:</u>					
1	120	10	1900	5.17	E-A1 F8
	140	11	2450	6.66	E-A1 F8
	160	12	3070	8.34	E-A1 F8

DIAM. EXT.	ANCHO	SECCION	PESO	CODIGO
<u>SECCION ANULAR:</u>				
80	8	1810	4.89	E-A1 F7
80	10	2200	5.94	E-A1 F7
100	5	1490	4.03	E-A1 F10
100	6	1770	4.78	E-A1 F10
120	4	1460	3.94	E-A1 F10
120	5	1810	4.88	E-A1 F10

SECCION CIRCULAR:

No hay conductor para la Capacidad requerida.

$$E = 65,000 \text{ N/mm}^2$$

$$\mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \text{ H/m}$$

$$\sigma_{0.2 \text{ Min}} \begin{cases} F 6.5 - 25 \text{ N/mm}^2 \\ F 7 - 25 \text{ N/mm}^2 \\ F 8 - 50 \text{ N/mm}^2 \end{cases}$$

$$\sigma'_{0.2 \text{ Max}} \begin{cases} F 6.5 - 80 \text{ N/mm}^2 \\ F 7 - 80 \text{ N/mm}^2 \\ F 8 - 100 \text{ N/mm}^2 \end{cases}$$

Esfuerzos Electrodinámicos:

- FUERZAS EN LAS BARRAS :

$$F = \frac{\mu_0}{2\pi} \cdot I^2 \cdot \frac{L}{a}$$

L = long. entre soportes de fases.
a = separación entre fases.
I = 0.93 * I_{inst} (3Ø-interr)

- ESFUERZOS EN LAS BARRAS :

$$\sigma = 0.73 \cdot \frac{F \cdot L}{8 \cdot T'}$$

T' = módulo de la sección.

- ESFUERZO EN EL PUNTO DE SOPORTE :

$$F_s = V_f \cdot F$$

$$V_f = 1 \quad , \quad \text{si} \quad \sigma \geq 0.8 \cdot \sigma'_{0.2}$$

$$V_f = \frac{0.8 \cdot \sigma'_{0.2}}{\sigma} \quad \text{si} \quad \sigma < 0.8 \cdot \sigma'_{0.2}$$

CONDICION QUE DEBE CUMPLIRSE :

BARRAS: $\sigma \leq 1.5 \cdot \sigma_{0.2}$

SOPORTES: $F_s < T_{\text{rotura}}$

ESFUERZOS MECANICOS

Caso: simple barra : $T' = bd^2/12$

ALU-VERTICAL

L/a = 500/300, en mm.

b	d	T' (mm ³)	F (N)	σ (N/mm ³)	1.5 $\sigma_{0.2}$	COMENTARIO
120	15	2250	7868	159.5	37.5	No cumple
160	10	1334	7868	269.1	37.5	No cumple
160	15	3000	7868	119.7	37.5	No cumple
200	15	3750	7868	95.7	37.5	No cumple
200 L=400	15 a=500	3776	7868	36.80	37.5	W=145.6 Kg 0.84 m ² , 16

ALU-HORIZONTAL

L/a = 500/300 mm.

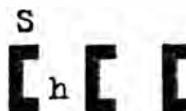
b	d	T' (mm ³)	F (N)	σ (N/mm ³)	1.5 $\sigma_{0.2}$	COMENTARIO
15	120	18000	7868	19.9	37.5	W=87.5 Kg
10	160	21333	7868	16.8	37.5	W=77.8 Kg
15	160	32000	7868	11.2	37.5	W=116.5 Kg
15	200	50000	7868	7.2	37.5	W=145.6 Kg
15 L=800	120 a=420	18000	10116	36.5	37.5	W= 87.5 Kg 0.54 m ² , 9
10 L=900	160 a=460	21333	11015	35.6	37.5	W= 77.8 Kg 0.59 m ² , 8
15 L=1100	160 a=460	32000	13341	35.4	37.5	W=116.5 Kg 0.59 m ² , 7

ALE-VERTICAL $L/a = 500/300$



Cumplen desde: 160X15 mm, con $120 \text{ N/mm}^2 < 1.5 \cdot 120$,
 $W = 116.5 \text{ Kg}$, $A = 0.56 \text{ m}^2$ puede admitir hasta una
 $L = 600 \text{ mm}$, 11 soportes.

ALUU-VERTICAL $L/a = 500/300$

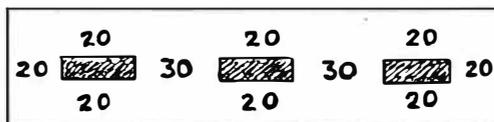


h	S	T' (mm ³)	F (N)	σ (N/mm ³)	$1.5\sigma_{0.2}$	COMENTA
120	10	4815	7868	74.6	75.0	W= 93.1
140	11	7270	7868	49.4	75.0	W=119.9
120 L=500	10 a=350	4815	6744	63.9	75.0	0.57 m ²
140 L=600	11 a=350	7270	8093	60.9	75.0	0.59 m ²

ALUU-HORIZONTAL $L/a = 500/460$



Cumplen desde : 120X10 mm con $8.0 \text{ N/mm}^2 < 75$ $W=93.1 \text{ Kg}$
 $A=0.58 \text{ m}^2$ puede admitir hasta un $L = 1,500 \text{ mm}$, 5 soportes.



K 01
T/50A

RESULTADO..

De acuerdo a los cálculos realizados con sistemas de barras simples (mostrado en la hoja adjunta), podemos definir las barras conductoras conformados por 3 barras de Aluminio, uno por cada fase, en disposición horizontal de $:(10 \times 160) \text{ mm}^2$, con un área transversal del ducto de 0.59 m^2 (148×40).

- ESFUERZO EN EL PUNTO DE SOPORTE

$$\sigma < 0.8 \times \sigma'_{0.2}$$

$$V_f = 1.7978 \quad \text{y} \quad F_s = 19,802 \text{ N} \quad \text{ó} \quad 2,021 \text{ Kg-f}$$

Es la condición que deben cumplir los aislador soporte ó las placas separadoras.

- Las barras de Aluminio serán con envoltente (PAINTED) lo que le protegerá de la oxidación, estarán dentro de una cubierta metálica común que los aislará de la Sala de máquinas, pero permitiendo una adecuada ventilación en los mismos. La cubierta común favorece la reducción de corrientes circulantes (Foulcault), debe ser de un metal diferente al Fierro para reducir aún más estas pérdidas y eliminar las pérdidas por histéresis; las posibilidades de falla monofásica con arco sostenido, son muy limitadas debido a los espacios empleados, material empleado para las barras y la breve longitud total (6m).

Esfuerzos Térmicos :

CORRIENTE DE CORTO TIEMPO :

$$I_t = I_{cc}'' \times \sqrt{(m+n) \frac{T_k}{1 \text{ seg}}}$$

$$T_k = t_{\text{relé}} + t_{\text{int}} = 100 \text{ mseg}$$

$$m = 0.56 \text{ (de gráficos X/R)}$$

$$n = 0.95 \text{ (de gráfico } I_{cc}''/I_{cc\text{-perm}})$$

$$I_t = 33.0 \text{ KA}$$

- DENSIDAD DE CORRIENTE :

$$J_t = \frac{I_t}{A} \quad A = 1600 \text{ mm}^2$$

$$J_t = 20.64 \text{ A/mm}^2$$

- CONDICION QUE DEBE CUMPLIRSE :

$$J_t < S_{th}$$

Temp. inicial = 65 °C
Temp. máx = 180°C
S_{th} (tabla) = 87 A/mm²

- RESULTADO .-

Para que: $J_t < S_{th}$, la sección (A) mínima de la barra, debe ser 380 mm².

Esta condición es cumplida por todos los sistemas de barras analizados, según consta en la tabla anterior.

Cálculos Complementarios :

- CALCULO DE INDUCTANCIA :

$$L' = 2 \times \left[\ln \left(2 \cdot \frac{(D\pi + b)}{(d\pi + 2b)} \right) + 0.03 \right] \times 10^{-7} \text{ H/m}, \quad D=2(a+d)$$

$$L = 1.8 \cdot 10^{-6} \text{ Henrios} \quad \text{y} \quad X_L = 0.68 \text{ mili-ohmio.}$$

- FRECUENCIA PROPIA DE OSCILACION :

$$f_p = 112 \times \sqrt{\frac{E \cdot J}{K \cdot L^4}} \text{ Hz} \quad \begin{array}{l} J = \text{Momento de inercia.} \\ K = \text{Constante de forma.} \end{array}$$

$$f_p = 990.9 \text{ Hz.}$$

Es mayor que la frecuencia de resonancia: 120 Hz, por lo que no habrá problemas de vibración.

DEFLEXION DE BARRA :

$$f = \frac{F \cdot L^3}{48 \cdot E \cdot J} \quad f = 0.471 \text{ mm}$$

4.7.4. Barras Colectoras :

El sistema de barras colectoras hacia el cual convergen las barras conductoras (bus bar) de cada alternador, serán del tipo exterior al aire libre; esto así debido a la baja contaminación en el lugar (como se explicará detalladamente en el capítulo 6), y además para que permita una gran flexibilidad en la conexión, cambio y reemplazos de las unidades transformadoras.

Los transformadores de potencia principales así como los transformadores de servicios auxiliares, se ubicarán delante de las barras colectoras, ventilados con aire forzado los primeros y ventilación natural los segundos.

El material empleado para las barras será el Aluminio, lo que facilitara las conexiones con las barras del alternador y con los bornes de los transformadores.

Asimismo dada la magnitud de corriente nominal (3.6 KA) es recomendable el empleo de barras cilíndricas de sección anular (3820 mm^2), apoyados en aisladores rígidos para 15 KV, con una línea de fuga mínima de 30 cm.

El dimensionamiento de las barras deberán respetar las distancias mínimas establecidas por el Código Eléctrico Peruano, al respecto:

Separación horizontal de conductores de 14 KV:	0.35 m
Separación conductor de 14 KV a estructura	: 1.00 m
Altura de partes vivas de 14 KV	: 2.80 m
Separación horizontal a defensa metálica-t	: 1.10 m

V

SISTEMA ELECTRICO DE ALTA TENSION

(220 KV)

Este es un capítulo complementario que pretende definir las principales condiciones mecánicas y eléctricas de la Subestación de Alta Tensión de la Central, en la que se definirá el Sistema de Barras adoptado, el dimensionamiento del Patio de Llaves y la disposición de los equipos electromecánicos.

5.1. Selección del Sistema de Barras :

La importancia de la Central para la región norte con sus 200 Mw (suministro integral al Dpto de Tumbes y aporte importante al Sistema Interconectado), hacen necesario proveer a la subestación de la Central de un sistema de Barras confiable para Alta Tensión.

5.1.1. Alternativas de Sistema de Barras :

DOBLE BARRA .-

Adecuado para interconexión de redes de potencia, que requiera flexibilidad de conmutación y aprovechar múltiples vías de suministro. El interruptor de acoplamiento permite la conmutación de barras, el mantenimiento de interruptores e incluso les sirve de reserva.

Facilita el mantenimiento y ampliaciones futuras.

INTERRUPTOR Y MEDIO .-

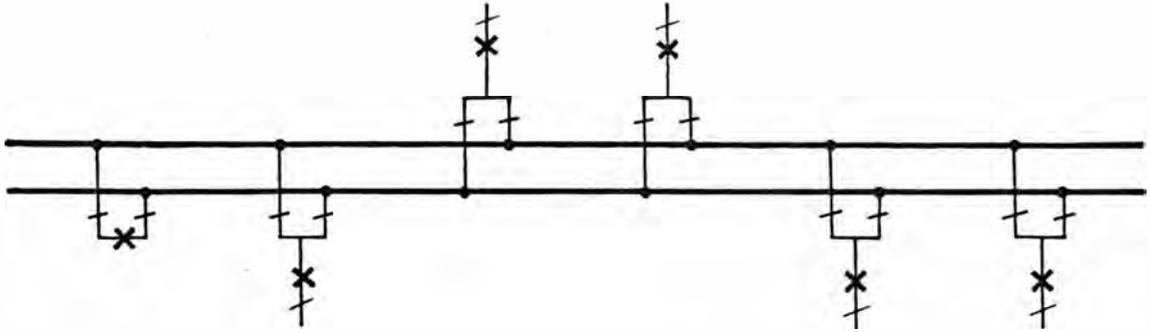
Para subestaciones importantes que controlan grandes potencias; dan alta seguridad contra fallas en barras, e implica mínima salida por mantenimiento y la flexibilidad de conmutación es limitada.

MALLA .-

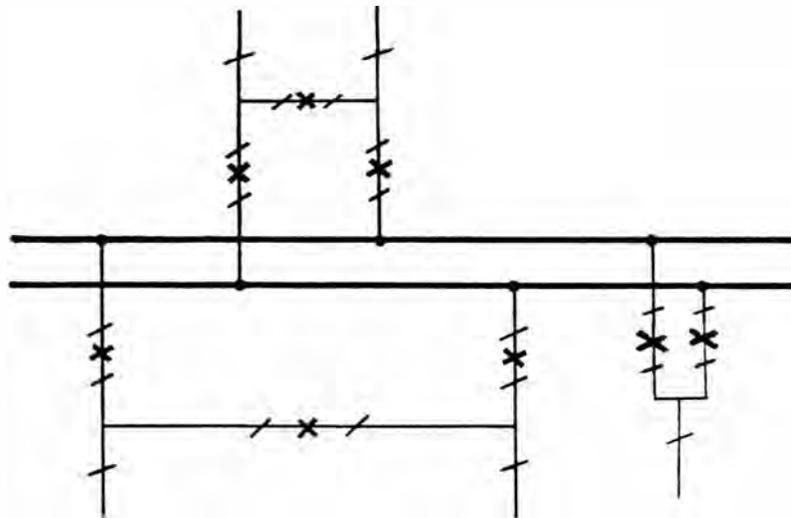
Comprende la interconexión de redes con gran número de circuitos, da máxima seguridad contra fallas en barras, requieren mínimo tiempo de mantenimiento.

Tiene más número de interruptores y la flexibilidad de conmutación es limitada.

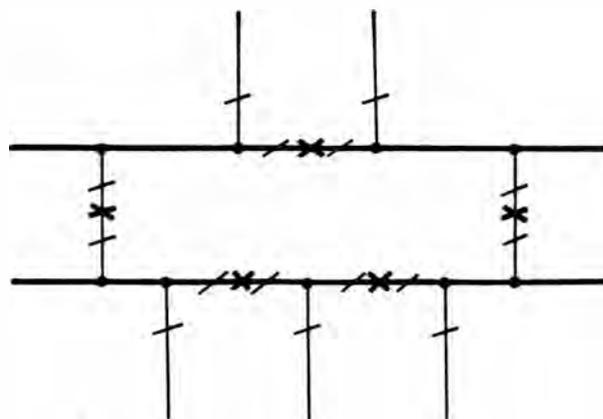
E.5.1. SISTEMAS DE BARRAS DE ALTA TENSION.



DOBLE BARRA CON ACOPLAMIENTO.



INTERRUPTOR Y MEDIO



[MALLA]

No son recomendables, los sistemas de simple barra, barra y transferencia ó anillo, ya que no tienen seguridad contra fallas en barras no tienen flexibilidad de conmutación e implica gran interrupción del servicio por mantenimiento de las barras ó sus aisladores. Asimismo el mantenimiento de interruptores hace salir de servicio a barras salvo que se haga una conexión temporal, lo que puede ser imprudente por seguridad del personal y del sistema.

5.1.2. Criterios de Selección :

Las condiciones básicas de diseño en condiciones normales y de contingencia (V , I_n , I_{cc} , etc), no son alterados por la elección de uno u otro sistema de barra, razón por la cual su elección dependerá, de las características técnicas de servicio que presenten cada uno. Los criterios de selección y requerimientos del Patio de Llaves se indican a continuación:

SEGURIDAD DE SERVICIO .-

Para mantener suministra a importantes cargas industriales de la región (Talara).

FACILIDAD DE MANTENIMIENTO .-

Relacionado al nivel de contaminación en la zona, y al tipo de operación de la Central; en este caso no se requieren de facilidades extremas.

FACILIDAD DE AMPLIACION .-

Que permita el equipamiento por etapas, sin provocar la interrupción del servicio. De acuerdo a la forma de operación de la Central, ésta permite realizar las ampliaciones necesarias.

SIMPLICIDAD DE DISPOSICION Y CONEXION DE EQUIPOS .-

Permite realizar una mejor inspección y facilita el mantenimiento. Usualmente, conforme aumenta la confiabilidad la instalación se va complicando.

AREA DE OCUPACION .-

Se dispone de suficiente area.

COSTOS .-

Relacionado al número de equipos necesarios, los acondicionamientos de terreno, obras civiles, etc.

5.1.3. Comparación de Características :

De acuerdo a los criterios de selección establecidos, se formará una tabla comparativa de cualidades de los tres sistemas de barras recomendables. El resultado de la comparación traducido en costos es lo que determina la elección de la mejor alternativa; Ver Anexo I.

ALTERNATIVAS	DOBLE BARRA	INTERRUPTOR Y 1/2	MALLA
SEGURIDAD DE SERVICIO	BUENA	MUY BUENA	BUENA
FACILIDAD DE MANTENIMIENTO	BUENA	BUENA	BUENA
FACILIDAD DE AMPLIACION	S.E. NO SA- LE D SERV.	S.E. NO SA LE D SERV.	S.E. NO SA LE D SERV.
DISPOSICION Y CONEXION	BUENO	REGULAR	COMPLICADO
REQUERIMIENTO DE ESPACIO	BASTANTE	BASTANTE	BASTANTE
COSTO RELATIVO	85	100	90
EVALUACION FINAL	BUENO	REGULAR	REGULAR

5.1.4. Elección del Sistema de Barras :

De acuerdo a los resultados del cuadro anterior podemos establecer que el Sistema de Doble Barra con interruptor de acoplamiento, cumple con los requisitos de confiabilidad del servicio y es la alternativa de menor costo, por lo que será el adoptado para el Sistema de Alta Tensión en la Central.

5.2. Características del Patio de Llaves :

En esta sección vamos a determinar los elementos que intervienen en un Patio de llaves, sus separaciones mínimas, secuencias de conexión, adoptando el sistema de Doble Barra.

5.2.1. Influencia del Medio Ambiental :

La Central se encuentra en una zona despoblada, de tierras limos, libre de contaminación ambiental; dicha zona está ubicada en la región tropical (30°C) cuya característica no presenta variaciones bruscas de temperatura.

La contaminación salina en el lugar, de acuerdo a su distancia al mar alcanza un nivel equivalente a 0.1 mg/cm^2 al cabo de un tiempo de exposición de 12 meses, lo que se clasifica como un grado de contaminación media inferior que puede ser reducido con un mantenimiento periódico de los aisladores.

El ubicar el Patio de Llaves al lado de la Sala de Máquinas no contribuye a asociarle un grado de contaminación, ya que la Central por sus características es muy limpia: el combustible (Gas Natural) posee mínimas cantidades de azufre y nada de carbón, además los gases y vapor excedentes son directamente expulsados a la atmosfera, lejos del sistema de barras.

5.2.2. Dimensionamiento de las Barras :

MATERIAL PARA LA BARRA : Aluminio, cableado.

- No hay grave incidencia de salinidad, contactos serán soldados ó bimetálicos, cubierto con grasas o resinas protectora. Facilidades de mantenimiento son suficientes.
- Tiro de rotura es suficiente debido al vano reducido.
- Menor costo.
- Menor peso facilita transporte e instalación.

PARAMETROS ELECTRICOS DE DISEÑO :

ALTERNADOR:

35 Mw, 0.85 I, 42 MVA, 13.8 KV, 1.8 KAN, 60 KA-CC.

TRANSFORMADOR-LADO PRIMARIO :

100 Mw, 0.8 I, 125 MVA, 220 KV, 0.33 KAN 4 KA-CC.

TRANSFORMADOR-LADO SECUNDARIO :

100 Mw, 0.8 I, 125 MVA, 13.8 KV, 5.3 KAN, 60 KA-CC.

CONDUCTOR DE BARRAS :

A) CONDICIONES ELECTRICAS :

A.1. CAPACIDAD DE CORRIENTE :

$$I_n = 330 \text{ Amp.}$$

$$I = 1.25 I_n = 415 \text{ Amp.}$$

$$\left. \begin{array}{l} T_a \text{ máx} = 35^\circ\text{C} \\ T_c \text{ máx} = 65^\circ\text{C} \end{array} \right\} \text{Factor Correc} = 0.94 \\ \text{de Temperat.}$$

$$I < 0.94 \cdot I_{\text{tabla}}$$

Sección mínima : 150 mm^2 (455 A)

Los cálculos siguientes serán evaluados para un conductor cableado de Aluminio, con las siguientes características:

$$\begin{array}{lll}
 A = 400 \text{ mm}^2 & W_c = 1.105 \text{ Kg/m} & \\
 \phi = 26 \text{ mm} & T_r = 6,316 \text{ Kg} & T_{Al \text{ máx}} = 180^\circ\text{C} \\
 \alpha = 23 \times 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C} & E = 5,612 \text{ Kg/mm}^2 & VANO = 50 \text{ m.} \\
 J = 2.14 \text{ A/mm}^2 & r = 0.071 \text{ ohm/Km} & p = \pi \cdot \phi
 \end{array}$$

A.2. CAPACIDAD TERMICA :

$$I_t = 27 \cdot p^{0.43} \cdot \sqrt{A} \cdot \sqrt{\frac{(T_c - T_a)^{5/4}}{(1 + \alpha(T_c - T_a)) \rho}} = 659.9 \text{ Amp. ;}$$

$I_t > I$, entonces el conductor es adecuado.

A.3. CAPACIDAD TRANSITORIA :

$$t = 5.12 \times 10^8 \times \left(\frac{A^2}{I_{cc}^2} \right) \ln \left(\frac{234.5 + T_{Al}}{234.5 + T_a} \right) = 391.8 \text{ seg. ;}$$

por tanto, se dispone de tiempo para realizar la protección diferencial de barras.

B) CONDICIONES MECANICAS :

B.1. CARGAS DE BARRAS :

- Conectores de Seccionador Pantografo (3Wcb): 109.27 Kg
- Peso del Conductor : 55.25 Kg.
- Peso Lineal (Wc) : 3.29 Kg/m.

B.2. ESFUERZOS ELECTRODINAMICOS :

$$F_{MAX} = 1.1 \times \frac{\mu_0}{2\pi} \times (I'')^2 \times \frac{d}{a} = 77.0 \text{ N} \quad I'' = 5.3 \text{ KA}$$

FUERZA LINEAL : 0.16 Kg/m. ;

que no representa ni el 5 % de Wc, por lo que no será necesario tomar consideraciones complementarias.

B.3. ECUACIONES DE ESTADO :

Ⓘ ESFUERZO MAXIMO

Ⓙ NORMAL

Ⓚ FLECHA MAX.

C. S. = 2

$V_v = 36 \text{ Km/h}$

s/v

$P_v = 39 \text{ Kg/m}^2$

T = 30°C

T = 65°C

T = 0°C

$P_v = 0.0042 v_v^2$

$$\sigma_2^2 \cdot (\sigma_2 + \alpha E(t_2 - t_1) + \frac{w_1^2 d^2 E}{24 A^2 \sigma_1^2} - \sigma_1) = \frac{w_2^2 d^2 E}{24 A^2}$$

$T_1 = 3,158 \text{ Kg}$

$T_2 = 1,774 \text{ Kg}$

$T_3 = 832 \text{ Kg}$

$f_1 = 0.34 \text{ m}$

$f_2 = 0.58 \text{ m}$

$f_3 = 1.24 \text{ m}$

$f_{\text{máx}} \simeq 2 \% d ;$

entonces el conductor empleado es adecuado.

CONCLUSION .-

Del análisis de condiciones eléctricas y mecánicas, podemos establecer que para las barras de Alta Tensión se debe emplear conductores de Aluminio equivalente al calibre de 400 mm².

5.2.3. Aisladores del Patio de Llaves :

Para sujetar las barras de Alta Tensión a los pórticos, se requieren aisladores, que pueden ser tipo rígido (long rod-sintético), ó aisladores flexibles en cadena (ball & socket ó Clevis).

Para su elección se han de considerar :

FLEXIBILIDAD .-

Los aisladores en cadena contribuyen con la flexibilidad mecánica de los cables reduciendo así las tensiones en el conductor; dispuestos en posición horizontal no se fa

vorece la oscilación por efecto de temblores ó vientos. La naturaleza rígida del aislador sintético reduce la flexibilidad del cable; aunque dadas las condiciones de las barras ($f_{MAX} = 2 \% d$), en él no ocurrirán oscilaciones importantes.

GRADIENTE DE POTENCIAL .-

Para los 220 KV, en la cadena de aisladores normales se presentan grandes desigualdades del reparto de gradiente por lo cual debe ser corregido colocando anillos en el extremo de conexión y correctores de cuernos en el extremo de fijación.

Los aisladores sintéticos favorecen el reparto proporcional del gradiente, lo cual se mejora aún más colocando correctores en los extremos y en los puntos de unión.

REPARACION Y MANTENIMIENTO .-

Debido a las características de los aisladores en cadena estos necesitan mayor tiempo para realizar la limpieza tanto en frío ó en caliente; sin embargo dada las condiciones en la central, el mantenimiento puede ser cumplido a cabalidad.

En lo referente a la reparación de aisladores es evidente la ventaja de los aisladores en cadena, ya que en caso de falla en uno de ellos, solo se requiere cambiar un aislador y no la cadena completa (como en los aisladores sintéticos).

COSTOS .-

Para un nivel de tensión de 220 KV, es comparativamente mucho menos el costo de la cadena de aisladores que los aisladores rígidos; más aún los aisladores que componen la cadena son los de mayor disponibilidad en el mercado.

CONCLUSION .-

Por las razones expuestas, es evidente la conveniencia de emplear una cadena de aisladores tipo ball & socket ó clevis, y se recomienda sean de vidrio, cuyo material sufre menor sobrecalentamiento-rayos solares (además permitirá observar las perforaciones, fallas por sobretensiones, roturas por golpes, etc).

Debido al bajo nivel de contaminación en la Central, se realizarán los cálculos utilizando las dimensiones de un aislador normal.

CARACTERISTICAS FISICAS DEL AISLADOR :

DIAMETRO : 254 mm.

PASO : 146 mm.

LONG.FUGA: 292 mm.

PESO : 3.8 Kg.

T.ROTURA . 120 KN.

CALCULO DEL NUMERO DE AISLADORES POR CADENA

A) POR GRADO DE AISLAMIENTO : $g = 2 \text{ cm/KV}$.

$$n = \frac{KV \times g}{L_f} = 15.1 \quad ; \quad 15 \text{ aisladores.}$$

$L_f = \text{long. de fuga.}$

B) POR GRADO DE SALINIDAD : máximo nivel de salinidad en aisladores 0.1 mg/cm^2 .

B.1. POR SOBRETENSIONES DE MANIOBRA :

$$N_m = \frac{\sqrt{2} \times KVM \times f_m \times f_h \times 1}{\sqrt{3} \times E_m} = 13.1 \quad ; \quad 13 \text{ aisladores.}$$

$f_m = 1.8$
 $f_h = 1.0$
 $E_m = 27.5 \text{ KV}$

B.2. A FRECUENCIA NOMINAL :

$$N_n = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot KVM \cdot f_s \cdot f_h \frac{1}{E_n} = 15.7 \quad ; \quad 16 \text{ aisladores.}$$

$$f_s = 1.1$$

$$f_h = 1.0$$

$$E_n = 9.9 \text{ KV}$$

CONCLUSION .-

Considerando que la cadena ha de estar dispuesta en forma horizontal, se agregará uno más al total calculado es decir la cadena de aisladores tendrá 17 elementos.

TIRO DE ROTURA : CS = 3

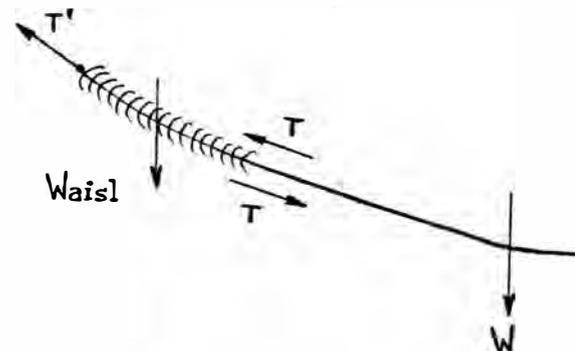
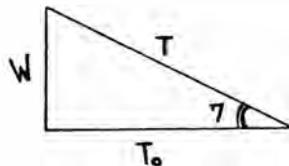
$$T_{\text{rot-aisl}} > CS \cdot (T_{\text{máx-cond}} + W_{\text{aisl}})$$

$$T_{\text{rot-aisl}} > 93.48 \text{ KN} \quad ; \quad \text{condición que cumple el aislador normal.}$$

FLECHA DE AISLADORES :

$$W = W_c = 25 + 2 W_{cb} = 984.6 \text{ N}$$

$$W_{\text{aisl}} = 633 \text{ N}$$

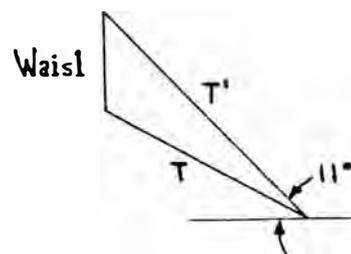


$$T = 8,154 \text{ N}$$

$$f_{\text{cond}} = 1.236 \text{ m}$$

$$f_{\text{aisl}} = 0.490 \text{ m}$$

$$f_{\text{total}} = 1.726 \simeq 1.8 \text{ m}$$



5.2.4. Distancias Míminas a Considerar :

La separación entre elementos de la instalación, es tá determinado por los máximos sobrevoltajes al cual pue de estar sujeto el sistema y por los contorneos de las partes; la separación a tierra, esta basado en el alcan_ ce del hombre (2.44 m), y una separación adicional por razones de seguridad de acuerdo al nivel de tensión de la instalación.

Para establecer las separaciones de conductores, equipos y estructuras, se han considerado dos referencias básicas.

A) CODIGO ELECTRICO PERUANO :

- Altura Conductor a Tierra, 220 KV : 7.2 m (CEP-32)
60 KV : 5.2 m
- Cruce de Lineas, 220 KV : 3.3 m (CEP-33)
- Separación Horizontal de Conductores, 220 KV : 2.5 m
(CEP-34) ; (CEP-37) y (CEP-39) 60 KV : 0.8 m
- Separación Conductor a Estructura, 220 KV : 2.5 m
- Separación Libre para Trabajar en Soporte : 1.0 m
- Altura de Partes Vivas, 220 KV 4.7 m (CEP-53)
60 KV : 3.2 m
- Separación de Partes Vivas a Barandas Metálicas:
220 KV : 3.0 m (CEP-53)
60 KV : 1.5 m

B) SUBESTACIONES DE ALTA TENSION :

- Separación de Partes Vivas a Defensas Metálicas,
220 KV : 1.8 m
- Separación entre Partes Vivas, 220 KV : 2.0 m
- Distancia de Seguridad, para Inspección, Operación,
Reparación ó Mantenimiento : 2.5 m

y para la celda de salida de 60 KV : /barra/secc./int./TC/transf/TC/secc./TT/onda p./.

5.2.6. Nivel de Aislamiento :

Para determinar el nivel de aislamiento en el diseño de la Central, se han tomado en cuenta las normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (CEI) que establece para una tensión nominal de 220 KV, a 60 Hz:

Tensión Máxima de Servicio	: 245 KV
Sobretensión Frecuencia Nominal	: 395 KV (250/2500 μ seg)
- Sobretensión Atmosférico	: 950 KV (1.2/50 μ seg)-BIL

La ubicación destinada a la Central, esta comprendida en una zona cuyo nivel Isoceraúnico es cero debido a la ausencia de descargas atmosféricas, más aún la componente de una descarga atmosférica, provenientes de Carhuaquero pasará previamente por las subestaciones de Piura y Talara, con las cuales se puede realizar una adecuada coordinación de aislamiento, y así permitir, reducir el valor del BIL en la Central.

5.2.7. Esquema del Sistema Eléctrico de la Central :

Como resultado final del análisis realizado en este capítulo y el anterior, se muestra en el plano P.5.1. el Sistema Eléctrico exterior de Media y Alta Tensión, en el que se indica las dimensiones, disposición y separación de equipos eléctricos, mostrando claramente las 6 celdas que lo componen, así como los pórticos y defensas que limitan al patio de llaves.

VI

SISTEMA DE TIERRA PARA LA CENTRAL

Las instalaciones de la Central en general, deben ponerse a tierra para la protección de las personas y equipos eléctricos, evitando los potenciales anormales en la instalación y facilitando la evacuación de grandes corrientes.

Para la Central se han de distinguir dos sistemas esenciales: puesta a tierra particulares asociada a instalaciones de los edificios y la malla de tierra en el Patio de Llaves para las instalaciones de gran potencia.

6.1. Sistema de Puesta a Tierra para Edificios :

Dado que el nivel isoceraúnico de la zona es cero, no serán necesario pozos de tierra que dispersen las descargas provenientes de pararrayos ó cables de guarda. Sin embargo se emplearán pozos de tierra independientes para el edificio administrativo y talleres, para conectar a los tableros, tomacorrientes, máquinas-herramientas, etc. Asimismo el sistema de comunicaciones e informática, contará con un sistema de tierra especial (tipo placa, cuyos detalles se muestran en el plano P.6.1), el cual se independizará a fin de evitar interferencias. En la Sala de Máquinas se contará con pozos de tierra unidos entre sí, ubicados de acuerdo a la disposición de tableros, motores, máquinas, soportes metálicos, ductos, defensas, etc. Esta red de pozos estará unido a la malla de tierra del Patio de Llaves. En ningún caso se hará uso de las tuberías subterráneas ó similares, para evitar los potenciales transferidos.

La conexión del neutro del alternador a tierra (a travez de una impedancia), se hará mediante un circuito independiente hacia un punto céntrico de la malla exterior, para favorecer la dispersión de la corriente de falla.

6.2. Sistema de Puesta a Tierra para el Patio de Llaves

Para el Patio de Llaves se empleará el sistema de tierra tipo malla (ó red), cuyo dimensionamiento admite los valores de corriente de falla-tierra del sistema en Alta Tensión, así como una adecuada distribución del gradiente de potencial. (Este sistema de puesta a tierra es ta constituida por una malla subterránea de conductores de cobre desnudo).

A esta malla se conectarán : los equipos de Alta Tensión los neutros de Transformadores y Generadores de Potencia estructuras exteriores, etc.

6.2.1. Cálculo de la Malla para el Patio de Llaves :

CONDICIONES DEL TERRENO .-

Contenido	: Limos y Arcilla fina.
Area Disponible	: Amplia (73,500 m ²).
Resistividad Promedio (ρ)	: 80 ohm-m.
Resistencia de Tierra Recomendado	: 2 ohm.

CALCULO DE LA MALLA .-

$$I = I'_{f-t \text{ máx}} = I'_{f3\phi-t} = 60.0 \text{ KA}$$

$$k = 1.4$$

$$t = 0.3 \text{ seg.}$$

$$\rho_s = 3,000 \text{ ohm-m}$$

$$L_{\text{mín}} = \frac{0.994 \cdot k \cdot \rho_s \cdot I \sqrt{t}}{16.5 + 0.25 \cdot \rho_s} = 4,773 \text{ m.}$$

$$t_s = 1.5 \text{ seg.}$$

$$T_m = 200^\circ\text{C}$$

$$T_a = 35^\circ\text{C}$$

$$A = \frac{2.908 \sqrt{t_s} I}{\sqrt{\lg \left(\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} \right) + 1}} = 240.8 \text{ mm}^2$$

Conductor 500MCM - 254.0 mm² ó cintas de Cobre de sección equivalente.

CALCULO DE LA RESISTENCIA DE TIERRA

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi \cdot L} \left[\ln \frac{2 \cdot L}{\sqrt{h \cdot d}} + \frac{K_1 \cdot L}{\sqrt{l \cdot a}} - K_2 \right]$$

$$R_1 = 0.360 \text{ ohmios.}$$

$$\begin{aligned} h &= 0.8 \text{ m} \\ d &= 18 \times 10^{-3} \text{ m} \\ l &= 115 \text{ m} \quad (21) \\ a &= 100 \text{ m} \quad (24) \\ L &= 4815 \text{ m} \\ K_1 &= 1.390 \\ K_2 &= 5.580 \end{aligned}$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi N \cdot L_j} \left[\ln \frac{4 \cdot L_j}{r_j} - 1 + \frac{2 K_1 \cdot L_j}{\sqrt{l \cdot a}} \cdot (\sqrt{N} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 0.986 \text{ ohmios.}$$

$$\begin{aligned} L_j &= 8' = 2.44 \text{ m} \\ r_j &= 3/4'' = 1.9 \text{ cm} \\ a &= 60 \text{ m.} \\ N &= 40 \end{aligned}$$

$$R_{12} = R_1 - \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \frac{L_j}{\sqrt{h \cdot d}} - 1 \right] = 0.349 \text{ ohmios.}$$

$$R_t = \frac{R_1 \cdot R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 R_{12}} = 0.3598 < 2 \text{ ohmios.}$$

Entonces la malla usará conductores de sección: 254 mm^2 , la cual se interconectarán cada 5 metros, con una longitud total de 4,815 metros.

6.2.2. Esquema de la Malla de Alta Tensión :

La resistividad natural del terreno (80 ohmio-metro), hace innecesario un tratamiento de tierras en el lugar; y las dimensiones físicas de la malla son: profundidad de entierro: 80 cm., separación de 5x5 m., 40 jabalinas colocadas simétricamente (para permitir buena dispersión - de la corriente), de los cuales 34 serán pozos de tierra que den acceso a la conexión de equipos, estructuras, de fenzas, etc.

El plano P.6.1. muestra la disposición física de la malla del Patio de Llaves, así como los pozos de tierra de la red y de edificios.

VII

ANALISIS DE COSTOS DE LA CENTRAL

Con el fin de dar una idea referencial, de la inversión necesaria para la construcción y equipamiento de la Central, se mostrarán los costos típicos de una Central de Ciclo Combinado de similar potencia, expresados en moneda constante (\$).

7.1. Costos Generales

Infraestructuras	6,190 10 ³	\$
Turbinas a Gas	32,650 10 ³	\$
Calderas de Recuperación	28,050 10 ³	\$
Turbinas a Vapor	22,450 10 ³	\$
Equipo Eléctrico	15,000 10 ³	\$
	<hr/>	
Total Costos Directos	104,340 10 ³	\$
Costos Indirectos	8,060 10 ³	\$
	<hr/>	
Contingencias Físicas	7,820 10 ³	\$
	<hr/>	
TOTAL INVERSION	120,220 10 ³	\$

Costo promedio del Gas Natural: 2.5 \$/MCF.

Referencia: Estudio de Factibilidad de la Central Térmica a Gas Natural del Norte.

7.2. Costos Desagregados del Equipamiento Eléctrico

Celda de Transformación 220 KV	:	1'078,993	\$
Celda de Salida 220 KV	:	1'512,674	\$
Celda de Acoplamiento 220 KV	:	1'082,945	\$
Celda de Salida 60 KV	:	495,429	\$
Celda de Transformación 60 KV	:	343,407	\$

ELEMENTO	220 KV	60 KV
Interruptor	161,004 \$	72,616 \$
Secc. Linea	36,641 \$	14,967 \$
Secc. Barra	34,345 \$	9,253 \$
Transf. Tens.	14,190 \$	12,836 \$
Transf. Corr.	17,133 \$	7,032 \$
Pararrayos	15,900 \$	6,654 \$
Trampa de Onda	18,174 \$	1,352 \$

El costo de cada celda, incluye los costos correspondientes al suministro y montaje de: equipos principales, equipos de control, medición y protección, estructuras, servicios auxiliares, obras civiles, etc., correspondientes a una subestación ubicada en la Costa.

Referencia: Informe de Subgerencia de Planeamiento ELP.

Costo de Transformadores .

T1 : 13.8/220 3 KV , 40 MVA	970,000 \$.
T2 : 13.8/220 3 KV , 26 MVA	750,000 \$.
T3 : 13.8/220 KV , 40 MVA	1'020,000 \$.
T4 : 13.8/13.8/220 3, 40 MVA	1'300,000 \$.
T5 13.8/13.8/220 3, 26 MVA	900,000 \$.
CG : 13.8 KV, Barra simple	92,000 \$.

Transformadores de 220/60 KV , 3Ø :

16,500 \$/MVA :	10 MVA = 165,000 \$.
	15 MVA = 247,500 \$.
14,000 \$/MVA :	20 MVA = 280,000 \$.
	23 MVA = 322,000 \$.
12,880 \$/MVA :	30 MVA = 386,400 \$.
	45 MVA = 579,600 \$.

CONCLUSIONES

1. Se debe establecer la singularidad del Proyecto Central a Gas de Zorritos, base de este estudio, ya que representa una alternativa para la Generación de Energía Eléctrica, empleando una fuente de combustible recurso no convencional; el Gas Natural (Metano básicamente). Dentro de las alternativas de Generación Térmica, la Central de Ciclo Combinado a Gas Natural es la mejor de ellas, tanto por su elevada eficiencia (43 %) como por su reducido costo de generación (25.6 \$/ Mwh).

2. El Análisis de Flujo de Potencia de la Central en el SICN, en máxima demanda nos permitió establecer las tensiones de operación (máximo 230 KV), su área de influencia (que llegaba hasta Trujillo en el año 93 y 95) y nos demostró que su presencia (en el extremo norte) hace reducir notablemente las necesidades de compensación reactiva.

El mismo análisis en mínima demanda nos reveló la necesidad de consumir potencia reactiva en la Central, para lo cual se hizo funcionar a las unidades de generación como compensadores síncronos viable debido a sus turbinas ligeras (de reducido momento de inercia).

3. El Análisis de Cortocircuito para la Central es el parámetro eléctrico más importante para realizar el diseño, cálculos, comparación de alternativas, etc. En el diseño de barras determina los esfuerzos dinámicos y térmicos; en los conductores el esfuerzo térmico y es un parámetro básico en la especificación de interruptores, tableros y demás equipos eléctricos.

El nivel de cortocircuito transitorio, establece el parámetro característico de subestaciones, tableros, barras, poder de ruptura de interruptores (aporte), especificación de equipos, etc.

El nivel de cortocircuito subtransitorio, permiten calcular los esfuerzos dinámicos y térmicos (aporte), corriente instantánea y de cierre en el interruptor (aporte), especificación de aislamientos, etc.

4. Los niveles de tensión definidos aquí, son referenciales pero sus valores están en concordancia con la reglamentación del CEP; más aun considerando que los fabricantes están en condiciones de suministrar alternadores y equipos eléctricos con los niveles de tensión especificados, se debe insistir en estos ó similares contemplados por el CEP.

La introducción de equipamiento con singulares características (como algunas centrales tipo paquete), no solo desconoce las normas del CEP sino que desfavorablemente, limitaría el mercado para la adquisición de repuestos y reemplazos en la Central así como una futura ampliación en la misma.

5. La potencia destinada a los servicios auxiliares depende de las necesidades del grupo (bombas, calentadores termostáticos, motores de accionamiento), el tipo de combustible (tratamiento, filtrado, bombeo), condiciones ambientales (ventiladores, filtros, secadores) y servicios (iluminación, tratamiento de agua, etc).

En el presente estudio los servicios auxiliares representaron el 3.4 % de la Potencia neta de la Central.

6. La determinación del tipo de excitación para la Central depende básicamente de las condiciones de operación de la Central es decir, de la necesidad de un respaldo inmediato de los reguladores (análisis de estabilidad) y el empleo de sus unidades como compensadores síncronos. Asimismo la ventilación del alternador depende de la magnitud de las pérdidas y eficiencia del alternador. En este caso por tratarse de 6 unidades de mediana poten

cia, resulta económico emplear ventilación por aire en circuito cerrado por emplear refrigeración común.

7. En el cálculo del Sistema de barras de conducción de los alternadores (bus-bar), predominan los efectos - electrodinámicos de cortocircuito los que se atenúan reduciendo la separación entre soportes de barras y su evaluación económica esta basado en su menor peso lineal (involucra menor volumen de material).

8. Para la determinación del Sistema de barras en A.T. se realiza exclusivamente una evaluación de las condiciones de servicio ya que los parámetros eléctricos no varían con los diferentes alternativas; y las condiciones de servicio la dan el análisis de flujo de potencia, condiciones de mantenimiento e importancia de la Central en el SICN.

9. La definición y disposición del Patio de Llaves se basan en el sistema de doble barra, circuitos de interrupción, los sistemas de protección diferencial (de transformadores, barras), protección de líneas, necesidades de medición en el lado de salida y las normas relativas a distancias mínimas.

BIBLIOGRAFIA

1. Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia.
W. STEVENSON
2. Código Eléctrico Peruano.
CEP - MEM
3. Electric Energy Systems Theory.
O. ELGERD
4. Estudio de Factibilidad del Proyecto: "Central
Térmica a Gas Natural del Norte".
UCT - GT - ELP
5. IV Conimera - 1977
A.E.P.
6. Informe: Aislamiento de redes.
E. SAN ROMAN
7. Informe: Central Térmica de 300 Mw.
G.E.C.
8. Informe: Turbinas a gas TG-20.
FIAT
9. Layout of EHV Substations.
R. GILES
10. Manual de flujo de potencia y estabilidad.
PHECO
11. Monenco Overseas Limited.
V - EEP
12. Normas de diseño Eléctrico.
VDE - 0100 - 0700
13. Plan Maestro de Electricidad - 1984.
ELP - MEM

14. Redes Eléctricas - Estaciones Transformadoras.

G. ZOPPETTI

15. Switchgear Manual.

BROWN BOVERI

16. Tratado de Electricidad.

CH. DAWES

Ayuda Computacional :

- | | |
|------------------|-----------|
| - Power Flow | PHECO |
| - Stability | PHECO |
| Cortocircuito 3Ø | UCT - ELP |

Programas personales :

- Flujo de Potencia según MNRCCC.
- Análisis de cortocircuito transitorio y subtransit.
- Especificaciones de interruptores.