

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



OPERACION Y MANTENIMIENTO
DEL SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE

TITULACION POR EXAMEN PROFESIONAL

Para Optar el Título Profesional de:
INGENIERO ELECTRICISTA

Ruben Dario Lopez Mejia

Promoción 1980

LIMA – PERU – 1996

A la memoria de mi Padre,
A mi adorada Madre,
Esposa, hijos y hermanos;
con infinita gratitud.

Rubén López

SUMARIO

Al entrar en servicio la segunda etapa de la Central Hidroeléctrica de MachuPichu, en Junio de 1985, se puso de manifiesto la falta de entranamiento y capacitación del personal de operadores de la Central, de las subestaciones del Sistema Eléctrico Sur Este y como consecuencia se produjeron una serie de fallas que afectaron el normal abastecimiento del suministro de energía al sistema.

El mantenimiento de los grupos Peltón de la CHM, también significo un problema a superar, por cuanto el personal de la CHM, sólo contaba con experiencia en el mantenimiento de turbinas Francis; fue entonces que se recurrió a la experiencia y al conocimiento del personal de la C.H. del Mantaro para la supervisión del mantenimiento de los rodets Peltón.

En la fecha la operación y el mantenimiento del Sistema eléctrico Sur Este ha alcanzado niveles de eficiencia comparables a las de otros sistemas interconectados del país, lo que se pone de manifiesto por la calidad del servicio, y por el desarrollo alcanzado en la reparación de los rodets peltón; hecho que incluso permite ahora prestar servicios a otras centrales del país.

OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL
SISTEMA ELECTRICO
SUR ESTE

EXTRACTO

TITULO : OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA
ELECTRICO SUR ESTE

AUTOR : RUBEN DARIO LOPEZ MEJIA

GRADO A OPTAR : INGENIERO ELECTRICISTA

FACULTAD : FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y
ELECTRONICA

UNIVERSIDAD : UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

En el primer capítulo se presenta las características técnicas del **Sistema Eléctrico Sur Este**, donde se describe las características de las obras civiles y de los equipos electromecánicos de la Central Hidroeléctrica MachuPicchu (CHM); las características técnicas de las centrales térmicas del sistema y los datos técnicos de las máquinas síncronas. Se presenta también los diagramas unifilares de las subestaciones de transformación y los datos técnicos de los transformadores de potencia y de las líneas de transmisión de 138 KV.

En el segundo capítulo definimos lo referente a la operación del Sistema, la Operación de la Central Hidroeléctrica de MachuPicchu: arranque de grupo, puesta en paralelo, marcha en vacío, toma de carga, controles horarios y parada de grupo. Se define también la operación de Centrales Térmicas y de las SubEstaciones de Transformación.

Se define el Planeamiento Estratégico, la relación de funciones en la operación del sistema, la regulación de la tensión y frecuencia del sistema, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), la planificación de la operación Energética, la planificación de la operación eléctrica, evaluación de la operación del sistema y la gestión de la CHM, para el primer semestre del año 1995.

En el tercer capítulo se hace las definiciones de la gestión del mantenimiento, mantenimientos de rodetes Peltón de la Central MachuPicchu, mantenimiento de las centrales térmicas del sistema y el mantenimiento de las SubEstaciones. Se hace también una descripción de la metodología utilizada para el mantenimiento de las subestaciones y de las líneas de transmisión.

En el Cuarto capítulo se define los Proyectos especiales realizados, para mejorar la operatividad del Sistema, con la finalidad de superar eventos imprevistos y en algunos casos para superar las restricciones del suministro de energía, por falta de capacidad de generación de los pequeños sistemas aislados.

En el quinto y último capítulo se hace una evaluación de los costos de producción de la energía de la Central Hidroeléctrica de MachuPicchu CHM.

En el Anexo NQ-5A se presenta: Principio del Método de evaluación del Valor Económico de un Proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
PROLOGO	1
CAPITULO I	
SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE	2
1.1 Ubicación y Antecedentes	3
1.2 Centrales de generación	5
1.2.1 Central hidroeléctrica de MachuPicchu	5
1.3 Subestaciones de transformación	22
1.3.1 Subestación de MachuPicchu	22
1.3.2 Subestación Cachimayo INCASA	22
1.3.3 Subestación Cachimayo	24
1.3.4 Subestación DoloresPata	24
1.3.5 Subestación de Quencoro	25
1.3.6 Subestación Combapata	25
1.3.7 Subestación Tintaya	26
1.3.8 Subestación Azángaro	26
1.3.9 Subestación Ayaviri	27
1.3.10 Subestación Juliaca	27
1.3.11 Subestación Abancay	28
1.3.12 Subestación Quillabamba	28
1.3.13 Subestación MachuPicchu (Ampliación)	28
1.3.14 Subestación Sicuani	29
1.3.15 Subestación Puno	29
1.3.16 Datos de transformadores de potencia	29

2.5.3 Regulación de la tensión del sistema	75
2.5.4 Regulación de la frecuencia del sistema	78
2.5.5 Comité de operación económica del sistema	79
2.5.6 Planificación de la operación energética	80
2.5.7 Planificación de la operación eléctrica	81
2.5.8 Evaluación de la operación del sistema	82
2.5.9 Gestión Central Hidroeléctrica MachuPicchu, primer semestre 1 995	84

CAPITULO III

MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION, SUBESTACIONES

Y LINEAS DE TRANSMISION, DEL SISTEMA	92
3.1 Definiciones gestión del mantenimiento	92
3.2 Planteamiento del problema	98
3.3 Mantenimiento central hidroeléctrica MachuPicchu	99
3.3.1 Estructura organizacional	99
3.3.2 Dimensionamiento de repuestos	99
3.3.3 Mantenimiento de rodetes peltón	100
3.3.4 Tipos de desgastes en rodetes peltón	102
3.3.5 Inspección de rodetes peltón	103
3.3.6 Mantenimiento preventivo de rodetes peltón	104
3.3.7 Estudio del rodete peltón NQ-3, fallado	106
3.3.8 Inspección periódica del generador	107
3.3.9 Mantenimiento mayor efectuado, primer semestre 1 995	111
3.4 Mantenimiento de centrales térmicas	113
3.4.1 Estructura organizacional	113
3.4.2 Resumen del programa de mantenimiento preventivo	113
3.4.3 Mantenimiento mayor grupos MAN Puno-Juliaca	115

3.5	Mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión	121
3.5.1	Estructura organizacional	121
3.5.2	Dimensionamiento de materiales, repuestos y equipos: repuestos y equipos para subestaciones	122
3.5.3	Descripción de la metodología utilizada para el mantenimiento de las subestaciones	122
3.5.4	Descripción de la metodología utilizada para el mantenimiento de líneas de transmisión	132
3.6	Seguridad en las actividades del mantenimiento	133

CAPITULO IV

EJECUCION DE PROYECTOS ESPECIALES PARA LA OPERACION

DEL SISTEMA	136	
4.1	Introducción	136
4.2	Rehabilitación de la subestación MachuPicchu .	137
4.2.1	Antecedentes	137
4.2.2	Inventario de equipos dañados	138
4.2.3	Reparación de transformadores	139
4.2.4	Costo de las reparaciones	140
4.3	Construcción subestación provisional Sicuani, 12,2 MVA	140
4.3.1	Antecedentes	140
4.3.2	Diseño de la subestación	143
4.3.3	Desmontaje Transformador de Potencia y equipos de Maniobra Subestación Dolorespata	144
4.3.4	Obras civiles	144
4.3.5	Montaje electromecánico	145
4.3.6	Pruebas y puesta en servicio	146

4.3.7	Solución definitiva y desmontaje de la subestación provisional	147
4.4	Pruebas y puesta en servicio del sistema de acoplamiento capacitivo SCC-2, Langui	148
4.4.1	Descripción resumida del sistema	148
4.4.2	Funciones de protección implantadas	151
4.4.3	Malla de puesta a tierra	155
4.4.4	Pruebas y puesta en servicio	156
4.5	Energización provisional en 60 KV, línea Tintaya-Juliaca	160
4.5.1	Antecedentes	160
4.5.2	Estudios necesarios para realización del proyecto	160
4.5.3	Montaje, pruebas y puesta en servicio	161
CAPITULO V		
COSTO DE OPERACION Y DE MANTENIMIENTO DEL SISTEMA . .		162
5.1	Introducción	162
5.2	Planteamiento del problema	163
5.3	Descripción de la metodología utilizada	164
5.4	Costo de operación y mantenimiento CHM	164
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		167
ANEXOS		173
BIBLIOGRAFIA		199

PROLOGO

La Central Hidroeléctrica MachuPicchu es la de mayor importancia en el Sistema Eléctrico Sur Este, y su construcción fue realizada en dos etapas; la primera etapa entró en servicio en el mes de Diciembre de 1 963, mientras que la segunda etapa lo hizo en el mes de Junio de 1 985. Por la mala calidad del agua del Río Vilcanota, sobre todo en períodos de avenidas, las turbinas Francis y Peltón requieren de inspecciones e intervenciones detalladas y debidamente programadas.

Aproximadamente cada 8 000 horas de servicio se efectúa un **Mantenimiento integral**, que consiste en el desmontaje total, inspecciones, controles, evaluaciones, modernización de componentes y equipos de los grupos generadores, para mantener las condiciones nominales, prolongar su vida útil, mantener la confiabilidad y disponibilidad de operación y garantizar la continuidad y calidad del servicio eléctrico al Sistema Eléctrico Sur Este.

El presente tema tiene como propósito exponer los lineamientos y procedimientos técnicos aplicados en el Mantenimiento de Centrales Hidráulicas, Térmicas y SubEstaciones de Transformación; así como los lineamientos generales de la planificación energética y técnica para la Operación del Sistema Eléctrico del Sur Este. De ésta manera se espera contribuir al conocimiento de una tecnología

propia obtenida de la experiencia, que será valioso para trabajos análogos en otros sistemas eléctricos del País.

Finalmente deseo expresar mis agradecimientos al Ing° Edgar Venero Pacheco, Gerente General de la Empresa Generadora MachuPicchu y al Ing° Ronal Antara, asesor de esta tesis; por sus valiosos apoyos.

CAPITULO I SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE

1.1 Ubicación y Antecedentes

El sistema Eléctrico Sur Este (SESE) se encuentra ubicado en la región sur este del Perú, y en la comprensión de los departamentos de Cusco, Puno y Apurímac. El Sistema cuyo nivel de tensión es de 138 Kv, se extiende desde la Central Hidroeléctrica de MachuPicchu (CHM), en la provincia de Urubamba en el departamento del Cusco, hasta el departamento de Puno, pasando por la ciudad de Cusco, el centro minero Tintaya, y las ciudades de Azángaro y Juliaca; mientras que otra terna se extiende desde la Subestación Cachimayo, hacia la capital del departamento de Apurímac, la ciudad de Abancay. A nivel de 60 KV se tiene las líneas CHM-Quillabamba, Combapata-Sicuani, Abancay-Andahuaylas y Juliaca-Puno, como puede observarse en el gráfico 1.1.1.

La potencia instalada del SESE alcanza a 158,02 MW, de los cuales 107,2 MW es de origen hidráulico y representa el 67,84 %; mientras que 50,82 MW es de origen térmico que representa el 32,16 %.

La máxima demanda del SESE para el primer semestre de 1995 alcanzó a 99 MW, registrado el 95.06.26, mientras que la generación de energía para el mismo período fue de 265 777 MWH.

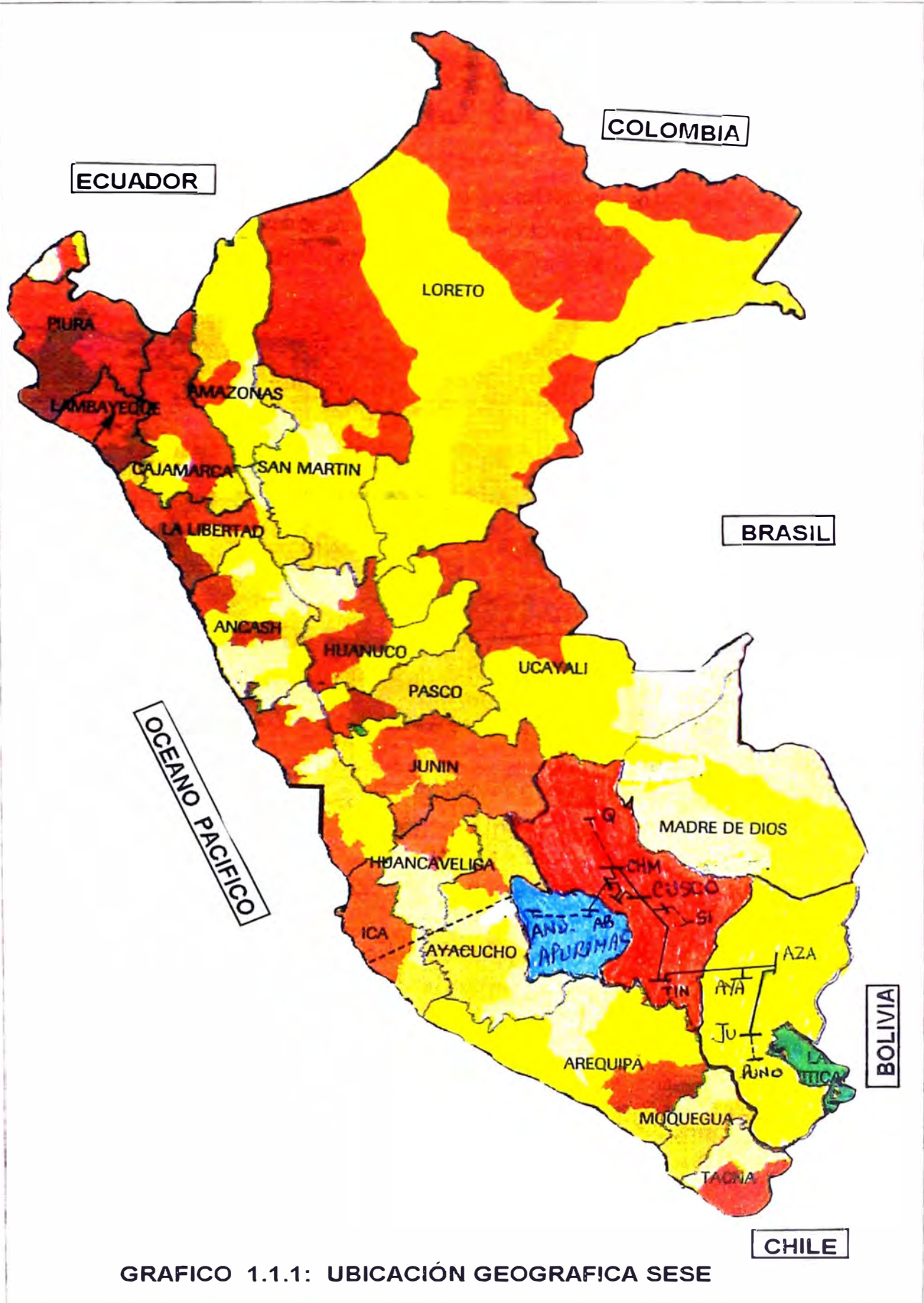


GRAFICO 1.1.1: UBICACIÓN GEOGRAFICA SESE

1.2 Centrales de generación

1.2.1 Central hidroeléctrica de MachuPicchu

1.2.1.1 Reseña histórica

"Por Ley Nº-12 800, de fecha 9 de Febrero de 1 957 se creó la Corporación de Construcción y Fomento del Cusco (CRIF), declarando de interés público y de necesidad nacional la recuperación social y económica del departamento del Cusco. El directorio de la CRIF, con la autorizada opinión consultiva de los funcionarios a sus órdenes, llegó al convencimiento de que el futuro de la riqueza del país descansa sobre la base del aprovechamiento de sus energías potenciales, mediante la creación de la industria de generación eléctrica abundante, estable, barata; y, para ello hizo estudios exhaustivos de todos los proyectos oficiales, corporativos y particulares, que desde catorce años se venían haciendo con el objeto de establecer de un lado, la ubicación del punto geográfico óptimo para la instalación de una central hidroeléctrica; y, de otro lado, la financiación, licitación y ejecución de obra del conjunto hidroeléctrico. La conclusión fue la conveniencia inobjetable de llevar a efecto la obra, de indiscutible prioridad, y que la instalación de la Central Hidroeléctrica debía hacerse de acuerdo con el Proyecto MachuPicchu, por el excepcional privilegio que le daba la naturaleza ya que, con un túnel de 3 500 metros de largo aproximadamente, se podía alcanzar una caída efectiva de 350 metros, utilizando íntegramente el caudal del río Vilcanota, como lo señalaba, después de prólijos estudios el Ingeniero Pablo Bonner, jefe

de la Motor Columbus, constructora de centrales hidroeléctricas de diversas regiones del mundo, quién visitó el Cusco e hizo apreciaciones de todas las posibilidades hidroeléctricas de las regiones vecinas.

La CRIF, después de contemplar los proyectos y planes existentes, ratificando las conclusiones de que desde todo punto de vista MachuPicchu era el lugar más conveniente para la instalación de la CHM, que requiere el Cusco, encargó a la firma Panedile Peruana S.A., realizar primero, los estudios comparativos entre primavera y MachuPicchu; y, comprobada la conveniencia del segundo, contrató a la mencionada firma para que hiciera el proyecto ejecutivo, que comprende una potencia instalada de 40 000 KW y el aprovechamiento máximo estimado de 120 000 KW.

Por Resolución Suprema NQ-74 de fecha 31 de Diciembre de 1 957, se aprobó el proyecto realizado por la firma Panedile Peruana S.A., correspondiente a la construcción e instalación de la CHM y la Línea de transmisión, con una potencia de 40 000 KW, que aprovechará las aguas del río Vilcanota, con obras de bocatoma situados entre los kilómetros 106 y 107 del ferrocarril Cusco-Quillabamba, y sus obras de descarga de aguas, ubicados entre los kilómetros 122 y 123 del mismo ferrocarril, con un presupuesto de soles 87 500 830,00, para la CHM; de soles 21 882 170,00, para la línea de transmisión al Cusco y de soles 27 882 170,00, por imprevistos, gastos generales de la Corporación, e intereses para la financiación de la obra, que hacen un total de 137 000 000,00 de soles.

Por Resolución Ministerial NQ-144, de fecha 1º de Abril de 1958, se aprobaron las bases de la licitación para la financiación y ejecución de las obras de la CHM y la línea de transmisión hasta la Ciudad del Cusco. De conformidad con las resoluciones pertinentes el directorio de la Corporación acordó convocar a la licitación, fijando la fecha de entrega de las propuestas y además, procediéndose a la apertura de los presentados por dos compañías: **Grupo Schneider Consorcio y Panedile Peruana S.A.**

Del análisis de las cifras señaladas por ambas propuestas se establece, según los documentos pertinentes, los siguientes costos en moneda nacional:

- a) Panedile Peruana S.A. total Propuesta S/. 101 333 805,69
- b) Grupo Schneider total Propuesta S/. 156 310 097,00

La CRIF, luego del exhaustivo análisis de las propuestas presentados, en reunión de su Directorio celebrada el 5 de agosto de 1958, por unanimidad de votos, acordó otorgarla a favor de Panedile Peruana S.A., por las ventajas apreciables que ofrece, como se demostraba en forma inobjetable.

Por Resolución Suprema NQ-17, de setiembre de 1958, se aprobó la adjudicación de la Buena Pro otorgada por la CRIF, por resolución de su Directorio NQ-355-58 del 9 de agosto de 1958, a favor de la Panedile Peruana S.A. para la financiación y ejecución de las obras de la CHM, por la suma de 110 622 396,68 soles ó su equivalente en moneda extranjera de US\$ 4 809 669,42."

1.2.1.2 Datos ambientales

La zona presenta una geografía abrupta, cubierta con vegetación típica de una región de ceja de selva; la humedad relativa promedio varía entre 73% y 90 % y las precipitaciones pluviales alcanzan un promedio de 500 a 700 mm; mientras que las temperaturas máximas y mínimas son alcanzan a los 35 °C y 10°C, respectivamente.

1.2.1.3 Datos hidráulicos del río Vilcanota

El caudal máximo y mínimo del río Vilcanota para el primer semestre del año 1 995 fue de 583 y de 41 m³/s, respectivamente. El caudal mínimo histórico registrado es de 18 m³/s y los requerimientos de la CHM son de 39,5 m³/s, de lo que se puede deducir que durante el período de estiaje la CHM no puede entregar su capacidad nominal. Para superar este problema la Empresa Generadora MachuPicchu, se encuentra ejecutando un reservorio en el río Salca, denominado Proyecto **Sivinacocha**, con una capacidad útil de cien millones de metros cúbicos, a un costo de tres millones de dólares Americanos.

En la Tabla 1.2.1.3.1, se puede observar los datos históricos de caudal máximo, promedio y mínimo, para el período comprendido entre 1 953-1 957 y para el primer semestre de 1 995.

1.2.1.4 Presa

La obra de represamiento está hecha sobre el río Vilcanota, a la altura del Km 107 de la línea férrea Cusco-Quillabamba, a una altura de 2 070 m.s.n.m. La obra fue construida por la firma Panedile Peruana S.A., iniciando su

Mes	Año	1 953	1 954	1 955	1 956	1 957	1 995	PROMEDIO GENERAL
ENERO		S/R	S/R	S/R	S/R	S/R	224	S/R
FEBRERO		396	323	332	222	192	131	266
MARZO		351	291	339	85	197	326	265
ABRIL		148	146	205	76	149	158	147
MAYO		69	82	116	48	60	60	72
JUNIO		46	58	70	32	34	41	47
JULIO		35	43	52	28	26	36	36
AGOSTO		35	32	38	23	21	S/R	30
SETIEMBRE		65	31	77	24	21	S/R	44
OCTUBRE		50	43	41	32	36	S/R	40
NOVIEMBRE		199	81	45	34	58	S/R	83
DICIEMBRE		201	133	68	45	S/R	S/R	112
PROMEDIO MAXIMO / min.		145 900 - 28	133 500 - 25	131 550 - 32	69 348 - 20	79 305 - 18	139 583 - 37	111 900 - 18

TABLA 1.2.1.3.1- CAUDAL HISTORICO VILCANOTA M3/S

operación en Diciembre de 1 963. La obra es del tipo barrage fluvial, con dos machones de concreto que dividen en tres luces de 12 m cada uno. Las luces del barrage van cerradas con clapetas planas deslizantes de 6 m de altura previstas de clapetas abatibles de 1,50 m de alto, las que se desplazan mediante mecanismos de izaje electromecánicos y manuales, los mismos que se encuentran instalados sobre el puente de mandos, en la cota 2 076,90 m.s.n.m.

1.2.1.5 Captación

Las obras de captación ó toma se encuentran situados en la orilla izquierda del río Vilcanota y a continuación del barrage y comprende dos entradas de 4,4 m de ancho, divididos en un total de cuatro accesos, provistos de rejas gruesas y compuertas planas deslizantes de 1,9 m de ancho por 3,5 m de alto, que son accionadas mediante equipo de izaje electromecánico y manual.

1.2.1.6 Desarenador

Los desarenadores de la primera etapa consistían de dos naves de 33,50 metros de longitud, con un sistema de purga tradicional y un caudal total de 14 m³/s. Estas obras fueron modificados completamente durante la ampliación de la CHM, habiéndolo quedado cuatro naves de desarenado con una reja fina de 2,40 x 5,50 m de altura, con una luz entre perfil de 24 mm en acero inoxidable con su respectivo equipo limpia rejas electromecánico de comando automático. Luego de este equipo se ha instalado tres rejas tranquilizadoras por cada nave, que disipan la energía de la velocidad del agua antes de ingresar a las naves desarenadoras, cuyas características

técnicas son las siguientes:

Caudal Máximo de agua total	:	37,00 m ³ /s
Caudal por nave	:	9,25 m ³ /s
Número de naves	:	4
Nivel de agua en caso de crecida	:	2 070,00 m.s.n.m.
Nivel máximo de agua en operación	:	2 069,45 m.s.n.m.
Nivel Umbral de la toma	:	2 066,00 m.s.n.m.
Nivel Umbral a la salida	:	2 068,57 m.s.n.m.
Pendiente del canal de barrido	:	2 %
Ancho interior de la nave	:	78,60 m
Sistema de Purga	:	Bieri

1.2.1.7 Túnel de aducción y cámara de carga

El desarenador está conectado al túnel de aducción el cual puede conducir un caudal de 37,00 m³/s, tiene una longitud de 3 300 metros, sección de herradura de 4,50 metros de diámetro y una pendiente de 0,3 %. El túnel de aducción termina en la cámara de carga, que tiene una sección transversal rectangular de 3,90 metros de ancho, por 4,78 metros de alto, de concreto armado, con una pendiente de 3 %, por 80 metros de longitud. El nivel del vertedero se encuentra en la cota 2 059,14 m.s.n.m.; ésta instalación se encuentra en caverna excavada en la base de un espolón de roca a una profundidad de 25 metros del perfil del terreno, donde se ubica el conducto forzado. El agua en demasía transportada por el túnel es evacuada a través de los vertederos y derivada por un túnel de descarga de sección transversal en forma de herradura de 4,50 metros de diámetro, con una capacidad de conducción de 37 m³/s y una

longitud de 120 metros. Estas aguas son evacuadas al río Aobamba y restituidas al río Vilcanota 500 metros aguas abajo del tunel de descarga de aguas turbinadas de la central.

Al final de la cámara de carga existe un tabique divisorio de acceso a las tuberías forzadas, en las que se han instalado rejas de protección, para evitar el ingreso de cuerpos extraños; así mismo antes de las rejas existe un canal de trampa conectado a una tubería con su compuerta de control que sirve para efectuar la purga de sólidos sedimentados y cuerpos extraños.

1.2.1.8 Válvula mariposa

Al inicio del conducto forzado existen dos válvulas de control tipo mariposa de las siguientes características:

Primera Etapa:

Marca	:	ATB
Diámetro	:	2 150 mm
Altura de Montaje(bajo el agua)	:	6,37 m
Accionamiento	:	con servomotor oleomecánico y cierre por gravedad con contrapeso.

Segunda Etapa:

Marca	:	NEYPIC
Diámetro	:	3 000 mm
Altura Montaje (bajo el Agua)	:	6,37 mm
Accionamiento	:	Con Servomotor oleomecánico y cierre por gravedad con contrapeso.

1.2.1.9 Tuberías forzadas

La central cuenta con dos tuberías forzadas, una de cada etapa:

Primera Etapa

Tramo al aire libre	:	389,0 m
Tramo en pozo vertical	:	116,0 m
Caudal máximo	:	14,0 m ³ /s
Peso del Compuesto	:	411,0 Tn
Carga hidrostática Máxima	:	359,2 m
Diámetros	:	2,15 a 1,17 m
Espesores	:	6,00 a 24,00mm
Diámetro antes Válvula Esférica	:	800 mm
Golpe de Ariete	:	39 %
Número de Ventanas de acceso	:	4
Número de Juntas de Dilatación	:	5

Segunda Etapa

Tramo al aire libre	:	269,0 m
Tramo en pozo vertical	:	191,4 m
Tramo galería horizontal	:	79,8 m
Caudal Máximo	:	25,5 m ³ /s
Peso del compuesto	:	548,5 Tn
Carga Hidrostática Máxima	:	351,4 m
Diámetros	:	2,92 a 2,26 m
Espesores	:	12 a 28 mm
Diámetro antes Válvula esférica	:	1070 mm
Golpe de ariete	:	20 %
Número de Ventanas de Acceso	:	3
Número de Juntas de dilatación	:	6

1.2.1.10 Válvula esférica

Las turbinas de la primera etapa tienen instalados dos válvulas esféricas de las siguientes características:

Marca	:	De Pretto Echer Wyss DDP-EW
Diámetro	:	850 mm
Presión de Diseño	:	50,0 Atm.
Presión de servicio	:	35,5 Atm.
Presión de prueba	:	75,0 Atm.
Estanqueidad	:	Sólo aguas abajo
Accionamiento	:	Servomotor Oleomecánico
Accesorios	:	Dos válvulas By-Pass

La segunda etapa de la central cuenta con tres válvulas esféricas modernas con doble cierre hermético, aguas abajo y aguas arriba, con comando electromecánico-hidráulico, cuyas características son:

Marca	:	NEYPIC
Diámetro	:	1 100 mm
Presión de Diseño	:	42 Atm.
Presión de Servicio	:	35 Atm.
Presión de Prueba	:	64 Atm.
Estanqueidad	:	Doble
Accionamiento	:	Servomotor Oleomecánico
Material	:	Acero ASTM GENRE AG43 GrA

1.2.1.11 Turbinas

Primera Etapa:

Tipo de Turbina	:	Francis de eje Vertical
Fabricante	:	De Pretto Echer Wyss
Caudal Máximo Grupo	:	7,0 m ³ /s

Caída útil	:	355,45 m
Potencia grupo	:	20 MW
Número de Grupos	:	2
Potencia Total	:	40 MW
Velocidad Nominal	:	900 r.p.m.

Segunda Etapa:

Tipo de Turbina	:	Peltón de eje Vertical
Fabricante	:	NEYPIC
Número de Inyectores	:	5
Caudal Máximo Grupo	:	8,5 m ³ /s
Caída útil	:	345,0 m
Potencia por Grupo	:	26 MW
Número de Grupos	:	3
Potencia Total	:	69,9 MW
Velocidad Nominal	:	450 r.p.m.
Velocidad de Embalamiento	:	540 r.p.m.
Año de fabricación	:	1 984

1.2.1.12 Regulador de velocidad RAPID 77

Los grupos Peltón de la CHM utilizan el regulador de velocidad modelo RAPID 77 de NEYPIC, que abarca la toma de información, la gestión de la turbina, la elaboración y ejecución de órdenes de posición. La forma de información está compuesto de un transductor electrónico que es el dispositivo que transforma las variaciones eléctricas en variaciones oleodinámicas en el distribuidor principal del regulador de velocidad, que a su vez, modifica la posición de los servomotores pilotos de apertura y cierre de los inyectores, aumentando ó disminuyendo el paso del agua hacia

la turbina, para regular la velocidad del grupo. El regulador consta además de lo siguiente:

El regulador, conjunto de los circuitos electrónicos dispuestos en un armario que constituyen el "cerebro", centralizador de las informaciones y que elabora las órdenes de mando.

Los órganos de medida que proveen las señales de retroalimentación al regulador.

Los órganos de ajuste que ejecutan las órdenes elaboradas por el regulador.

1.2.1.13 Alternadores

Primera Etapa:

Marca	:	Oerlikon Zurich Zwitterland
Tipo	:	SEV-380-314-8
Número de Serie	:	971700
Clase de Aislamiento	:	B
Potencia Nominal	:	25 MVA
Factor de Potencia	:	0,8
Fases	:	3
Tensión Nominal	:	11 500 V
Corriente Nominal	:	1 255 A
Frecuencia	:	60 Hz
Velocidad	:	900 r.p.m.
Tensión, Excitación	:	115 VDC
Corriente, Excitación	:	525 A

Segunda Etapa

Tipo	:	SAT-314-92-16
Potencia nominal	:	28 000 KVA

Tensión Nominal	:	10 000 ± 5 % V
Corriente Nominal	:	1 540 A
Frecuencia Nominal	:	60 Hz
Cantidad de Fases	:	3
Velocidad Nominal	:	450 rev/mi
Velocidad de embalamiento:		790 rev/mi
Clase de Aislamiento	:	F
Inercia (MD2)	:	220 tm ²
Calentamiento del Estator:		60 °C
Calentamiento del rotor	:	60 °C
Conexionado	:	En Estrella
Factor de potencia	:	0,8
Tipo de Excitación	:	Estática
Corriente de Excitación	:	592 A
Tensión de Excitación	:	133 V
Temp. Ambiente Máx.(agua):		25°C
Tipo de acoplamiento	:	Sincrónico
Sentido de Rotación	:	Antihorario
Reactancias:		
Sincrónica directa X _d	:	147 %
Sincrónica Cuadratura X _q	:	90 %
Transitoria directa X' _d	:	32 %
Subtransitoria directa X'' _d	:	22 %
Subtransitoria cuadratura X'' _q	:	30 %
Inverso X _i	:	26 %
Constantes de Tiempo:		
Transitoria en cortocircuito abierto T' _d :		6,3 s
Transitoria en cortocircuito T' _d		1,4 s

Subtransitoria en Cortocircuito T _{cc}	:	0,07 s
Resistencia del aislamiento estático	:	21 MΩ
Resistencia de aislamiento rotor	:	1 MΩ

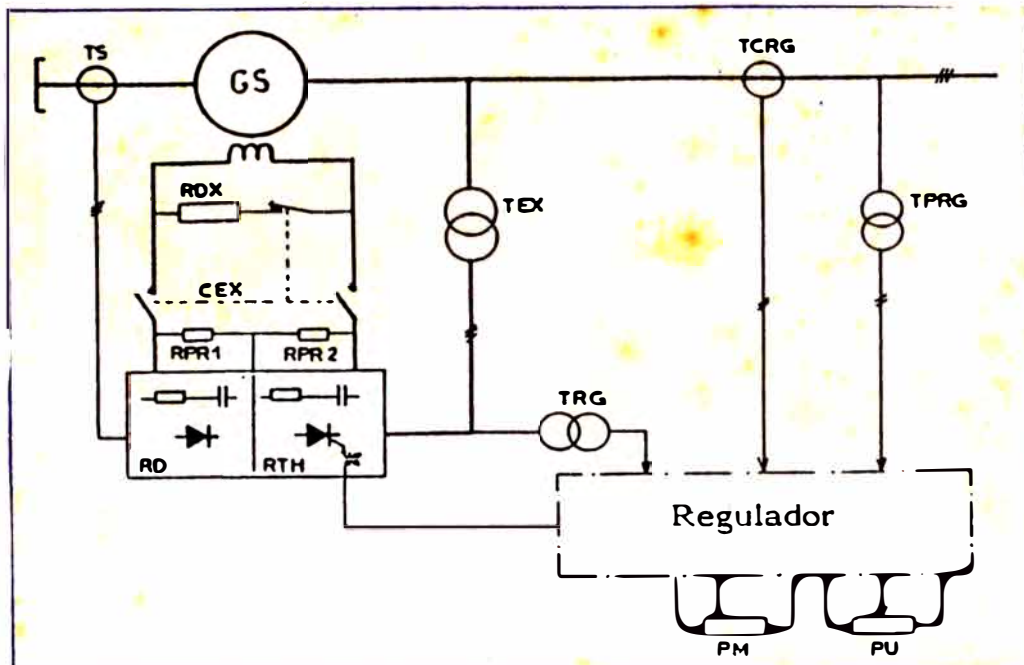
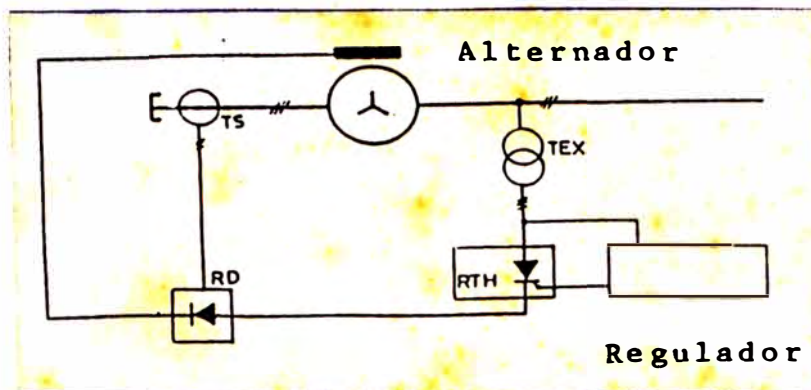
1.2.1.14 Excitación y regulador de tensión

El regulador de tensión es el sistema que compara el valor de una tensión de referencia con la tensión efectiva de la máquina y , en base a ésta diferencia, actúa sobre la tensión del sistema de excitación del generador. La regulación de tensión puede ser manual o automática; la regulación manual se utiliza, normalmente en la fase de arranque para la excitación gradual del generador y también para asegurar la continuidad del servicio cuando el regulador automático sufre alguna avería.

El sistema de excitación de los grupos Peltón, es del tipo estático "ESCA" de JEUMONT SCHNERIDER y permite excitar estáticamente al alternador por medio de un puente de rectificadores de tiristores y diodos, alimentando en forma compaund. Esta alimentación resulta de la composición algebraica de dos funciones; una proporcional a la tensión del alternador y la otra a su corriente suministrada. Este sistema es preconizado cuando las variaciones instantáneas de tensión, debidas a las variaciones bruscas de carga deben ser minimizadas al máximo.

En la figura 1.2.1.14.1 se presenta el esquema unifilar de la excitación de los grupos peltón.

EXCITACION TIPO "ESCA" GRUPOS PELTON CHM



GS	:	GENERADOR SINCRONICO
RTH	:	PUEBTE DE TIRISTORES
RD	:	PUEBTE DE DIODOS
RPR1	:	RESISTENCIAS DE PROTECCION
RPR2	:	RESISTENCIAS DE PROTECCION
CEX	:	CONTACTOR DE EXCITACION
RDX	:	RESISTENCIA DE DESEXCITACION
TS	:	TRANSFORMADOR SERIE
TEX	:	TRANSFORMADOR SHUNT
TRG	:	TRANSFORMADOR REGULADOR
TCRG	:	TRANSFORMADOR MEDIDA Y
TPRG	:	TRANSFORMADOR MEDIDA U
PM	:	POTENCIOMETRO CORRIENTE DE EXCITACION
PU	:	POTENCIOMETRO TENSION ESTATOR
		ESCA/ RR: COMPOSICION ALGEBRAICA

1.2.1.15 Protecciones del grupo

Los grupos generadores de la CHM cuentan con las siguientes protecciones:

Código ANSI	Protecciones
21G	Protección de Mínima impedancia
40	Protección contra la pérdida de excitación
46	Protección contra desequilibrios de corriente
49	Protección contra las sobrecargas
50/51	Protección contra las sobreintensidades
59	Protección contra las sobretensiones
59N	Protección sobretensiones homopolares
64	Protección masa estator
64E	Protección contra defectos masa rotor
87G	Protección Diferencial del Grupo

1.2.2 Central Térmica Dolorespata

La Central Térmica Dolorespata se encuentra ubicado en el distrito de Wanchaq de la provincia y del departamento del Cusco. La Central es del tipo Diesel y su construcción se hizo en dos etapas: la primera etapa fue construida en 1953, con la puesta en servicio de dos grupos Zulzer de 1 x 1,25 MVA y otra de 1 x 2,65. Los grupos generan a la tensión de 11 KV y su sistema de arranque es por aire comprimido. El equipamiento de la segunda etapa consta de tres grupos General Motors de 3 x 3,125 MVA, y dos grupos Alco de 2 x 3,125 MVA, la tensión de generación es de 4,16 KV y su sistema de arranque es por aire comprimido.

La potencia instalada de la central es de 15,62 Mw y normalmente se encuentra como reserva fría, y requiere de

30 minutos aproximadamente para tomar su carga nominal, con lo que su condición de central de emergencia no es muy efectiva.

1.2.3 Central Térmica Tintaya

La central fue puesta en servicio en 1 985, y está equipado con ocho grupos MAN de procedencia Canadiense, del tipo diesel 2. Los grupos generan a la tensión de 4,16 KV y a través de transformadores de 10 000 / 4,16 se enlazan a la barra de 10 000 Voltios, que es la barra de distribución y de interconexión con el Sistema Eléctrico Sur Este, puesto que la Central es de propiedad de la mina Tintaya. La potencia instalada de la Central es de 17,96 MW y la central normalmente opera como central de emergencia y de reserva fría.

1.2.4 Central Térmica Juliaca

La central se encuentra ubicado al sur de la ciudad de Juliaca, a la salida de la carretera hacia la ciudad de Puno y en el lugar denominado Taparachi. La central es del tipo diesel y está equipado con cuatro grupos MAN y dos grupos SKODA. Los grupos Man 1 y 2 son de 1,25 MVA; los grupos MAN 3 y 4 son de 2,875 MVA y los grupos Skoda son de 1,38 MVA. La potencia instalada de la central es de 9,233 MW y normalmente se encuentra en reserva fría y para casos de emergencia. El grupo MAN N^o-3 se encuentra en reparación.

1.2.5 Central Térmica Puno

La central se encuentra ubicado en el perímetro de la ciudad de Puno, a la altura de la línea férrea y cerca a la estación del tren. La central está equipada con un grupo

Alco de 3,125 MVA, un grupo DEUTZ de 0,94 MVA y dos grupos MAN instalados en 1985, de 2,875 MVA. La potencia instalada es de 8,34 MW y a la fecha se encuentra en mantenimiento el grupo MAN N^o-1. La central es de reserva fría y de emergencia.

1.2.6 Datos de máquinas síncronas

En la tabla 1.2.6.1 se presenta los datos de las Máquinas Síncronas del sistema, valores que fueron obtenidos de los Manuales de Operación y Mantenimiento del Sistema, Protocolos de Pruebas y de las mismas placas en algunos casos.

1.3 Subestaciones de transformación

1.3.1 Subestación de MachuPicchu

Se trata de dos SubEstaciones contiguas, acopladas por un seccionador de enlace de barras y corresponden a las dos etapas de la CHM. Se encuentran ubicados al ingreso de las casas de máquinas de la central y al margen izquierdo del río Vilcanota, contigua a la línea férrea Cusco Quillabamba. La SubEstación es del tipo convencional, de simple barra y está equipado con banco de transformadores, cuyas características se indican en la tabla 1.3.16.1 y el diagrama unifilar de la SubEstación se presenta en el gráfico 1.3.1.1.

1.3.2 Subestación Cachimayo INCASA

La SubEstación se encuentra ubicado en la provincia de Anta del Departamento del Cusco, en el perímetro de la fábrica de fertilizantes Cachimayo. Esta SubEstación fue modificada durante la ampliación de la CHM, de una

CENTRAL	TIPO	Potencia Nominal (MVA)	Tension Nominal (KV)	FACTOR Potencia	Numero Unidades	Limites de Potencia Reactiva (MVAR)		INERCI A PD2 (t.m2)	RPM	Xd (p.u)	X'd (p.u)	X''d (p.u)
						MAX	MIN					
MACHUPICCHU 1ra E	H	25	11,5	0,8	2	15,0	-7,50	49	900	1,33	0,22	0,14
MACHUPICCHU 2da E	H	28	10,5	0,8	3	16,8	-8,40	220	450	1,47	0,32	0,22
D.PATA (SULZER 1)	G.T.D	1,25	11,0	0,8	1	0,75	-0,40		257	1,35	0,32	0,18
D.PATA (SULZER 2)	G.T.D	2,65	11,0	0,8	1	1,59	-0,80		257	1,45	0,36	0,18
D.PATA (ALCO 1-2)	G.T.D	3,125	4,16	0,8	2	1,88	-0,94		900	1,50	0,29	0,18
D.PATA (GM 1-2-3)	G.T.D	3,125	4,16	0,8	3	1,88	-0,94		900	1,50	0,29	0,18
TINTAYA (MAN 1-8)	G.T.D	2,641	4,16	0,85	8	2,75	-1,75		900	1,54	0,263	0,18
JULIACA (MAN 1-2)	G.T.D	1,25	2,40	0,8	2	0,75	-0,375		514			
JULIACA (MAN 3-4)	G.T.D	2,875	10,00	0,85	2	1,725	-0,863		900			
JULIACA (SKODA 1-2)	G.T.D	1,380	2,40	0,80	2	0,828	-0,414		375			
PUNO (ALCO)	G.T.D	3,125	2,40	0,80	1	1,875	-0,938		900			
PUNO (DEUTZ)	G.T.D	0,940	2,40	0,80	1	0,564	-0,282		450			
PUNO (MAN 1-2)	G.T.D	2,875	10,00	0,85	2	1,725	-0,863		900			

TABLA 1.2.6.1 : DATOS DE MAQUINAS SINCRONAS

derivación en "T" a una derivación en π , con la finalidad de darle una mayor confiabilidad. Los datos de los transformadores de potencia se encuentran en la Tabla 1.3.16.1 y el diagrama unifilar de la SubEstación se muestra en el Gráfico 1.3.2.1.

1.3.3 Subestación Cachimayo

La SubEstación se encuentra ubicado en la provincia de Anta en el departamento del Cusco y contigua a la SubEstación Cachimayo INCASA. La SubEstación fue construida como parte de la ampliación de la CHM y fue puesta en servicio el año de 1 984, y está destinado para alimentar el valle sagrado de los Incas en 33 KV y las cargas rurales de la provincia de Anta en 10 KV. La SubEstación es del tipo de derivación en T y puede ser alimentado ya sea desde la línea CHM-INCASA ó de la línea CHM-Quencoro através de dos seccionadores de línea interbloqueables. La SubEstación está equipada con un transformador de tres devanados de 138 / 34,5 / 10,50 KV, cuyas características se encuentran en la Tabla 1.3.16.1 y el diagrama Unifilar de la SubEstación se muestra en el Gráfico 1.3.3.1

1.3.4 Subestación DoloresPata

La SubEstación se encuentra ubicado en el distrito de Wanchq, de la provincia y departamento del Cusco y contigua a la Central Térmica Dolorespata. Se trata de una SubEstación convencional de simple barra, cuya instalación corresponde a la primera etapa de la CHM, la misma que fue ampliada en 1 986, para recibir una nueva línea y la puesta en servicio del transformador de reserva. La SubEstación

está equipada con tres transformadores de 12,2 MVA y 138 / 11,50 KV, cuyas características técnicas se encuentran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la SubEstación se muestra en el gráfico 1.3.4.1

1.3.5 Subestación de Quencoro

La subestación se encuentra ubicado al sur de la Ciudad del Cusco a 10 Km, en el lugar denominado Quencoro. La subestación fue construida como parte de la ampliación de la CHM, con la finalidad de alimentar la zona sur de la ciudad del Cusco en 10,5 KV y las provincias de Paruro y Quispicanchis en 33 KV; y fue puesto en servicio en el año de 1 984. Se trata de una subestación de doble barra y tres bahías en 138 KV. La subestación está equipado con interruptores de Exafloruro de Azufre SF6 y con un transformador de tres devanados, cuyas características técnicas se encuentra en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la subestación se muestra en el gráfico 1.3.5.1

1.3.6 Subestación Combapata

La subestación se encuentra ubicado en la localidad de Combapata, comprensión de la provincia de Quispicanchis en el departamento del Cusco. La subestación es de simple derivación en "T", y fue construida como parte de la ampliación de la CHM, destinado a la electrificación del valle del Vilcanota y prevista para interconectar la futura central de Quishuarani. La subestación está equipada con un transformador de tres devanados de 138/60/24 KV y 15/7/8 MVA, cuayas características técnicas se presenta en la Tabla

1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la Subestación se presenta en el Gráfico, 1.3.6.1.

1.3.7 Subestación Tintaya

La subestación se encuentra ubicado en la Provincia de Yauri, en el Departamento del Cusco, exactamente en el asiento minero de Tintaya. La subestación fue construida como parte de la ampliación de la CHM, destinado a abastecer de energía al complejo minero y fue puesto en servicio en Agosto de 1 985. La subestación fue ampliada en 1 989 como parte de la construcción de la línea Tintaya-Juliaca, habiéndose adicionado un transformador de 138 / 10 KV, 20 MVA ONAN, para la compensación reactiva del sistema. Las características de los transformadores de potencia se muestran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la Subestación se muestra en el Gráfico 1.3.7.1.

1.3.8 Subestación Azángaro

La subestación se encuentra ubicado en la localidad de Azángaro, en el departamento de Puno. La subestación fue construida en el año de 1 990, como parte de la línea de transmisión Tintaya Juliaca, con la finalidad de electrificación rural y prevista para la futura interconexión de la C.H. San Gabán. La subestación está equipada con un transformador de tres devanados de 9/9/4 MVA y 138/60/22,9 KV, cuyas características principales se indican en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la subestación se muestra en el Gráfico 1.3.8.1.

1.3.9 Subestación Ayaviri

Se encuentra ubicado en la localidad de Ayaviri, en el departamento de Puno; fue construido en 1 990, como parte de la construcción de la línea de transmisión Tintaya-Juliaca, con la finalidad de enlazar al sistema la localidad de Ayaviri y localidades aledañas. La subestación es del tipo convencional, y en simple derivación en "T" de la línea Tintaya-Azángaro y está equipada con un transformador de tres devanados de 138 / 22,9 / 10 KV, cuyas características técnicas se encuentran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la subestación se muestra en el Gráfico 1.3.9.1.

1.3.10 Subestación Juliaca

La subestación está ubicada en el perímetro de la Ciudad de Juliaca y fue construida en dos etapas. La primera en 1 981, como parte de la interconexión de los sistemas de Puno-Juliaca en 60 KV, equipada con un transformador de 12 MVA, 60 / 10 KV. La segunda etapa fue construida en 1 990, como parte de la línea de transmisión Tintaya-Juliaca en 138 KV, y fue equipada con un transformador de 138 / 60 / 10 KV de 32 / 32 / 9 MVA y un sistema de compensación reactiva de ± 5 MVAR. La subestación está equipada con interruptores de aire comprimido. Los datos de los transformadores de potencia se encuentran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar de la subestación se muestra en el Gráfico 1.3.10.1.

1.3.11 Subestación Abancay

La subestación está ubicada en el Distrito de San Antonio de la Provincia de Abancay, a 7 Km de la ciudad de Abancay, Capital del Departamento de Apurímac. La subestación fue construida en el año de 1995, como parte del proyecto de la línea de transmisión en 138 KV, Cachimayo Abancay, construida por el Ministerio de Energía y Minas (MEM), con financiamiento de las Naciones Unidas. Se trata de una Subestación de simple barra de $138 \pm 5 \times 1,25 \% / 66 / 10,5$ KV, y 10/5/5 MVA.

1.3.12 Subestación Quillabamba

Se encuentra ubicado en la provincia de la Convención del Departamento del Cusco, y su construcción fue como parte del Proyecto de Electrificación de la indicada provincia a partir de la CHM en 60 kV. La subestación es de simple barra y está equipada con un transformador de tres devanados de $60 \pm 5 \times 2,5 \% / 23 / 10$ KV, 7 / 2 / 7 MVA ONAN. La Subestación fue construida por ElectroPerú y fue puesta en servicio en el año de 1991. El diagrama unifilar de la subestación se presenta en el gráfico 1.3.12.1.

1.3.13 Subestación MachuPicchu (Ampliación)

Se encuentra ubicado en la CHM, contigua a las subestaciones de 138 KV y su construcción fue como parte del proyecto de la electrificación de la provincia de la Convención. La alimentación de esta Subestación se hace a partir de las barras de 11,5 KV de los grupos Francis de la primera etapa de la CHM y está equipada con un transformador de tres devanados de $60 \pm 2 \times 2,5 \% / 23 / 11,5$ KV y 10 /

3,5 / 10 MVA ONAN, cuyas características técnicas se encuentra en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar se presenta en el gráfico 1.3.13.1.

1.3.14 Subestación Sicuani

La subestación se encuentra ubicado en la provincia de Canchis del Departamento de Cusco y fue construido en 1991 como parte del proyecto de la línea de subtransmisión en 66 KV Combapata-Sicuani de 28,7 Km, con la finalidad de interconectar definitivamente la provincia de Canchis al Sistema Eléctrico Sur Este. La subestación está equipada con un transformador de potencia de 7 MVA ONAN y de $66 \pm 3 \times 2,5$ % / 10 KV, cuyas características técnicas se encuentran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar se presenta en el gráfico 1.3.14.1.

1.3.15 Subestación Puno

La subestación se encuentra ubicado en la ciudad de Puno, capital del departamento del mismo nombre y fue construida en el año de 1985 como parte del proyecto de la línea de transmisión en 60 KV, Puno-Juliaca y la puesta en servicio de los 4 grupos MAN de 2,875 MVA. La subestación está equipada con un transformador de 5,5 MVA ONAN, con regulación bajo carga de $60 \pm 12 \times 1,25$ % / 10 KV, cuyas características técnicas se encuentran en la Tabla 1.3.16.1, mientras que el diagrama unifilar se presenta en el gráfico 1.3.15.1.

1.3.16 Datos de transformadores de potencia

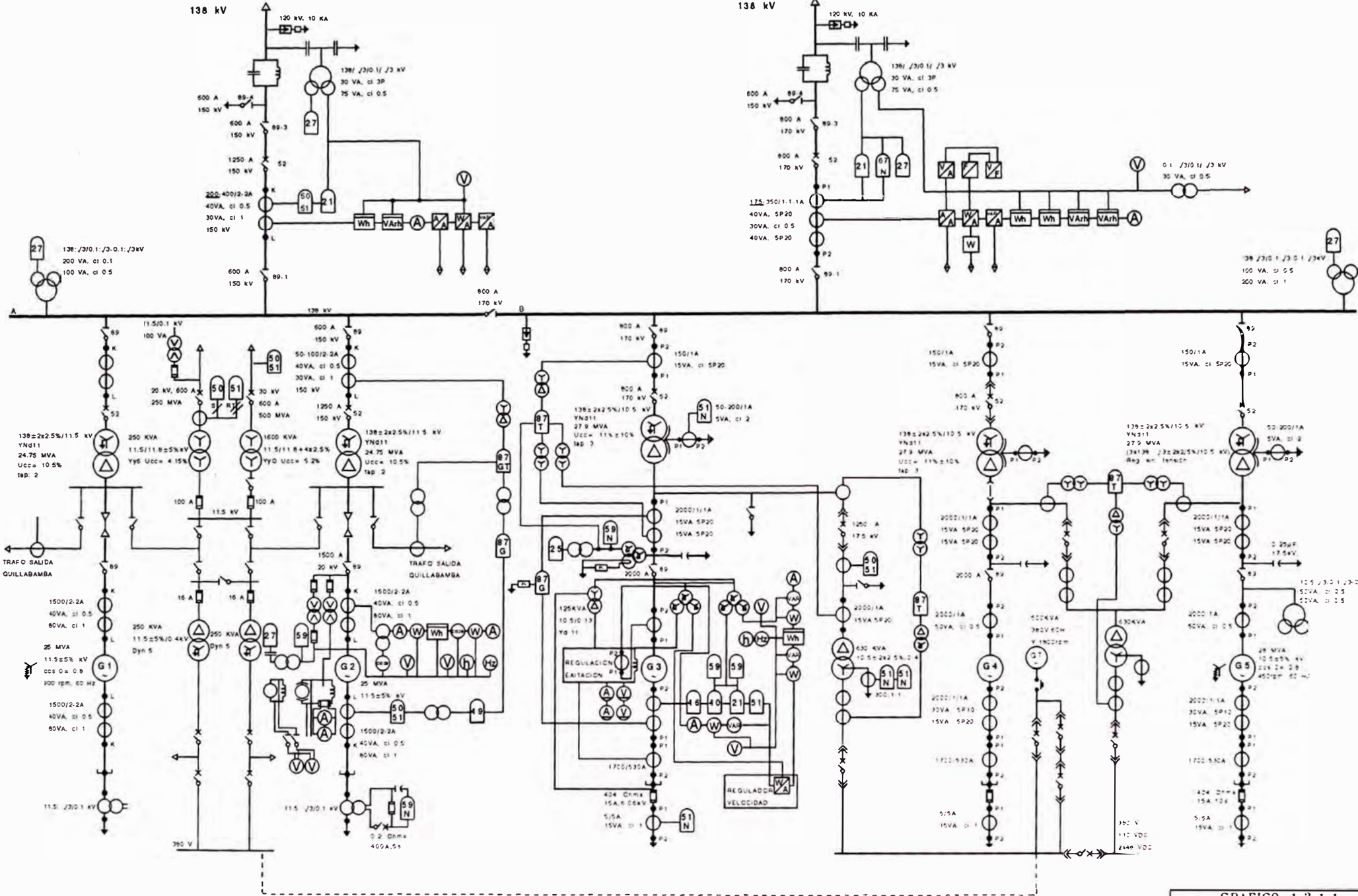
Los datos de los transformadores de potencia de la red de 138 KV se muestran en la tabla 1.3.16.1, los mismos que fueron obtenidos de los Manuales de Operación y

LINEA CACHIMAYO

138 kV

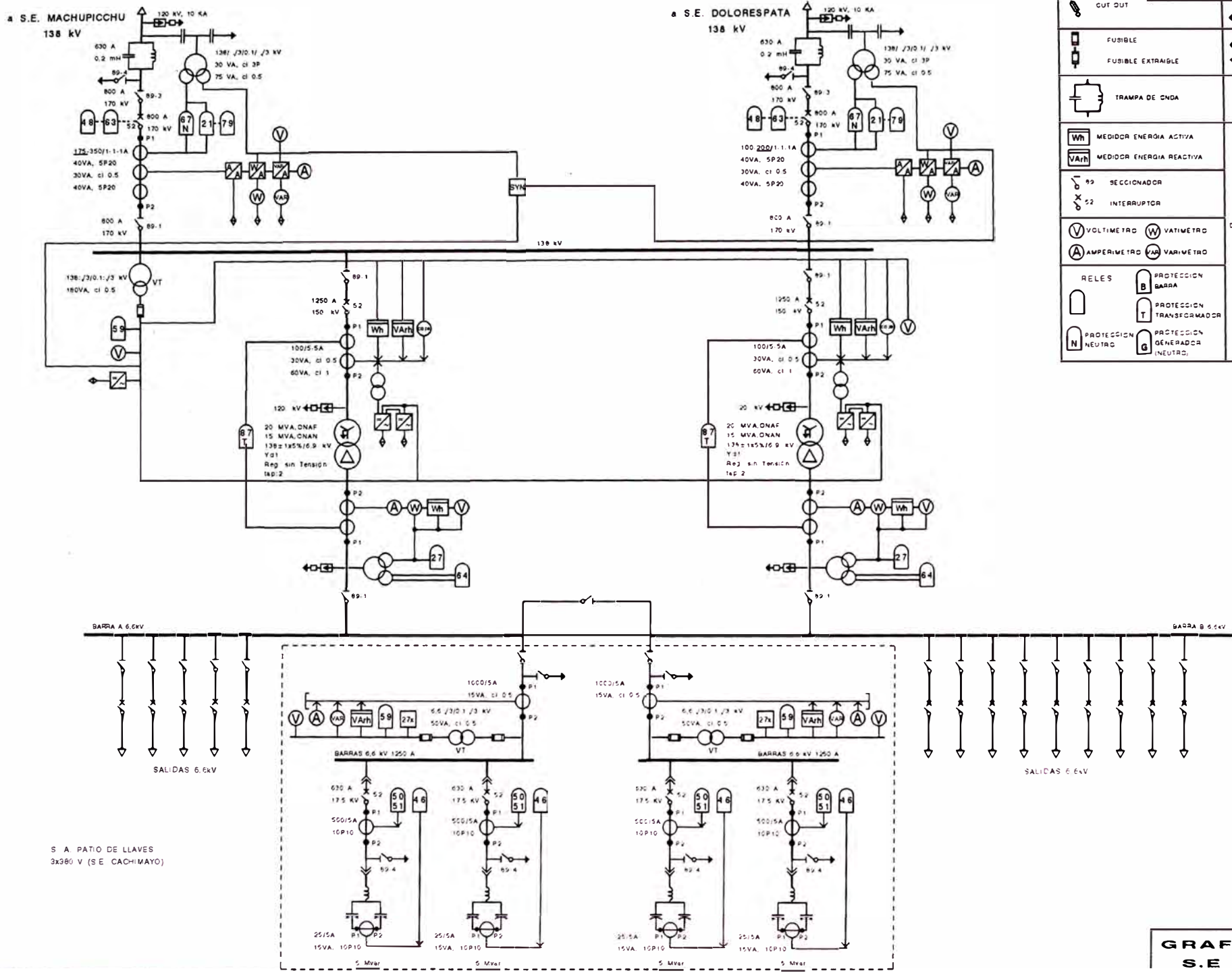
LINEA QUENCORO

138 kV



G1, G2 TURBINAS FRANCIS (1969)
G3, G4, G5 TURBINAS PELTON (1965)

GRAFICO 1.3.1.1
CENTRAL Y S.E MACHUPICCHU

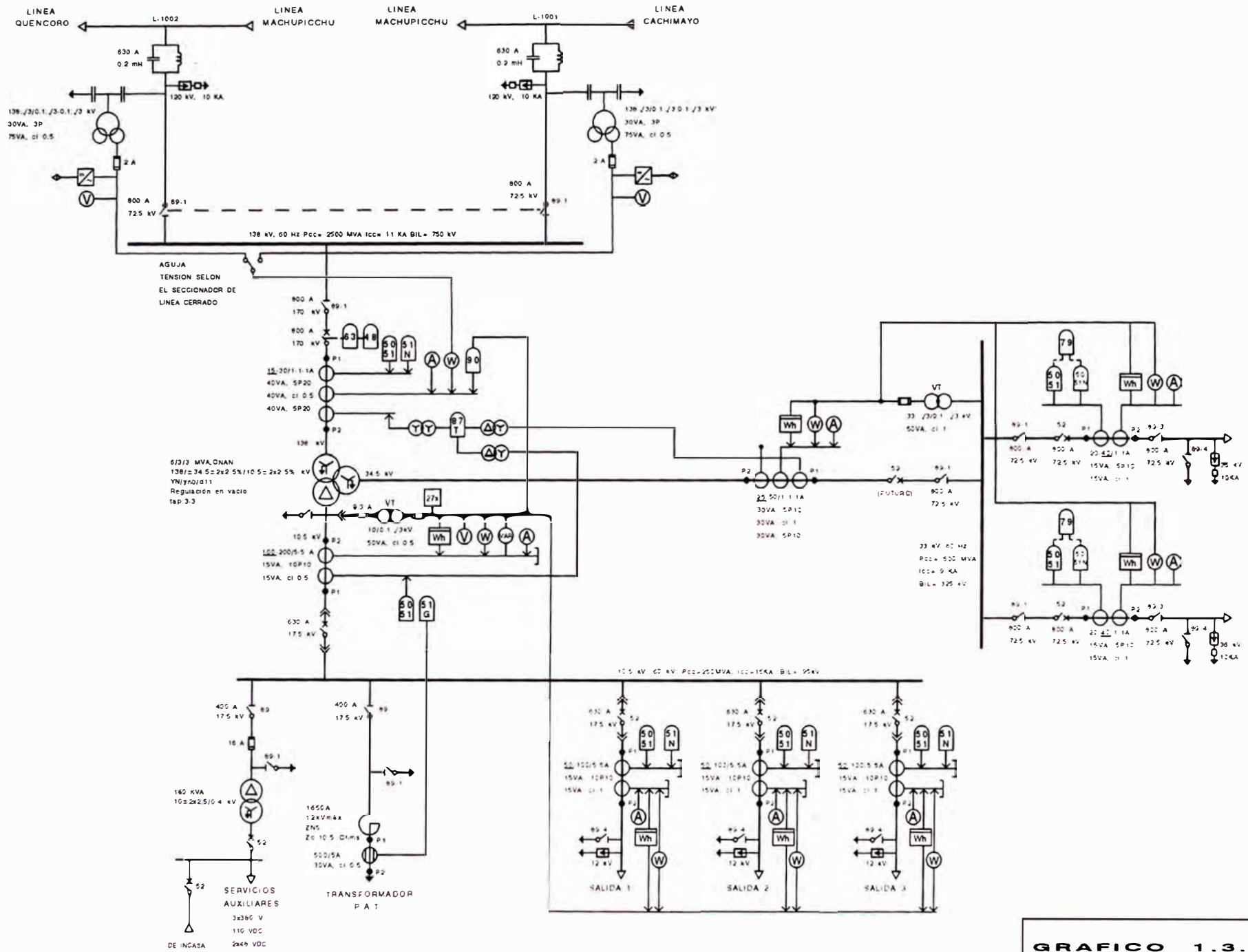


	CUT OUT		89-4
	FUSIBLE		PARARRAYOS
	FUSIBLE EXTRAIBLE		PARARRAYOS / CONTADORA
	TRAMPA DE ONDA		BANCO DE TRIISTORES
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA	TRANSFORMADORES TRANSFORMADORES POTENCIA DOS DEVANADOS TRES DEVANADOS	
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA		
	SECCIONADOR	DE MEDICION T CORRIENTE T CORRIENTE TORCIONAL T TENSION T TENSION FILTRO	
	INTERRUPTOR		
	VOLTIMETRO		WATIMETRO
	AMPERIMETRO		VARIMETRO
	RELES		PROTECCION BARRA
	PROTECCION TRANSFORMADOR		PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)
	PROTECCION NEUTRO		

S A PATIO DE LLAVES
3x380 V (SE CACHIMATO)

GRAFICO 1.3.2.1
S.E INCASA

LEYENDA	
	CUT OUT
	FUSIBLE
	FUSIBLE EXTRAIBLE
	TRAMPA DE ONDA
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA
	89 SECCIONADOR
	52 INTERRUPTOR
	V VOLTIMETRO
	W VARIOMETRO
	A AMPERIMETRO
	VAR VARIOMETRO
RELES	PROTECCION BARRA
	B PROTECCION BARRA
	T PROTECCION TRANSFORMADOR
	N PROTECCION NEUTRO
	G PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)
	89-4 CUCHILLA PAT
	PARARRAYOS
	PARARRAYOS / CONTADOR
	BANCO DE TIRISTORES
TRANSFORMADORES	
TRANSFORMADORES P POTENCIA	
	DOS DEVANADOS
	TRES DEVANADOS
DE MEDICION	
	T CORRIENTE
	DE PUESTA A TIERRA (PAT)
	T CORRIENTE TOROIDAL
	T TENSION
	T TENSION FILTRC



**GRAFICO 1.3.3.1
S.E CACHIMAYO**

LEYENDA		
	89-4 CUCHILLA PAT	
	PARARRAYOS	
	PARARRAYOS / CONTADOR	
	BANCO DE TIRISTORES	
	TRANSFORMADORES	
	TRANSFORMADORES POTENCIA	
	DE MEDICION	

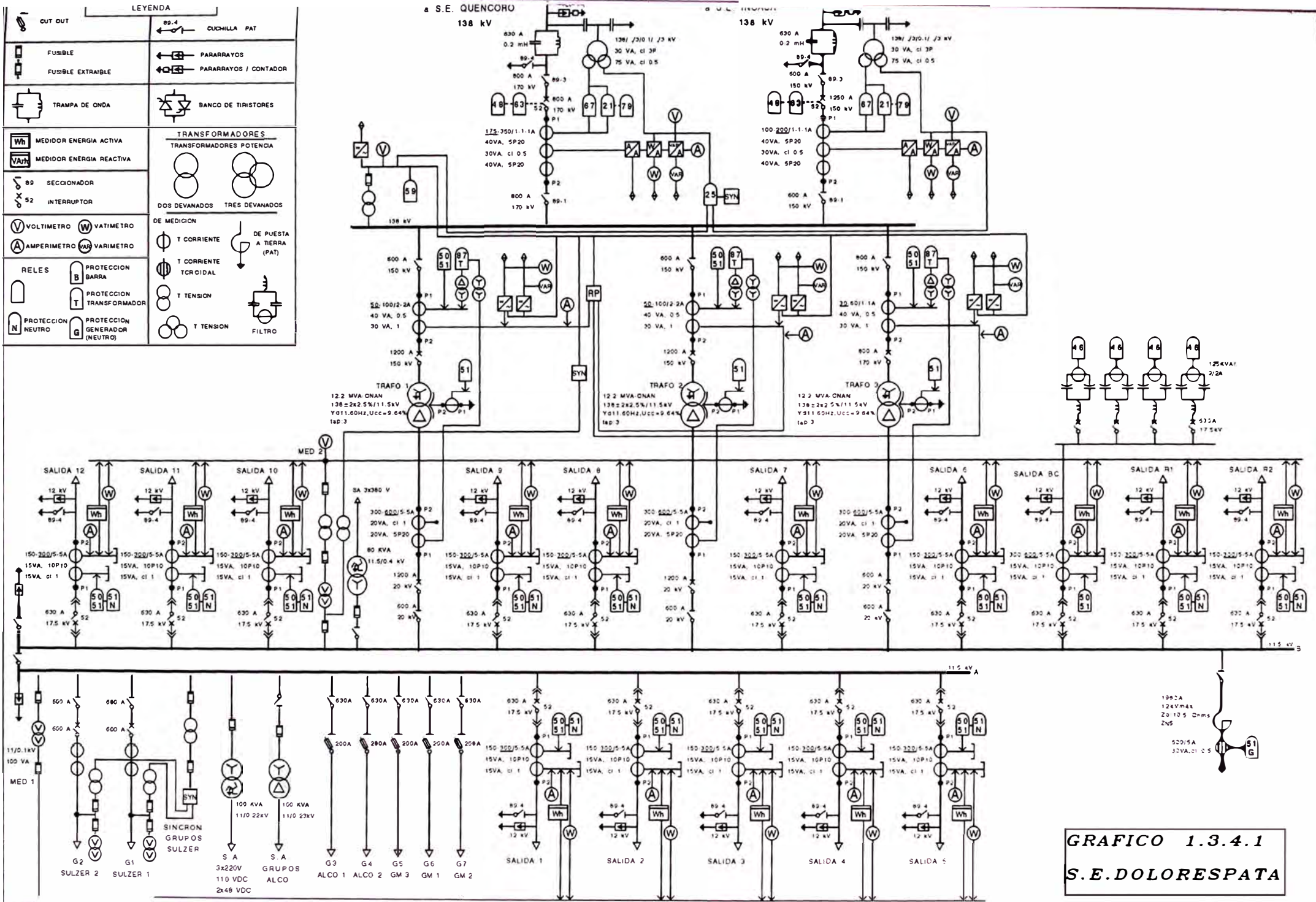


GRAFICO 1.3.4.1
S.E. DOLORESPATA

	OUT OUT
	FUSIBLE
	FUSIBLE EXTRAÍBLE
	TRAMPA DE ONDA
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA
	SECCIONADOR
	INTERRUPTOR
	VOLTIMETRO
	VATIMETRO
	AMPERIMETRO
	PROTECCION BARRA
	PROTECCION TRANSFORMADOR
	PROTECCION NEUTRO
	PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)
	CUCHILLA PAT
	PARARRAYOS
	PARARRAYOS / CONTADOR
	BANCO DE TIRISTORES
TRANSFORMADORES	
TRANSFORMADORES POTENCIA	
	DOS DEVANADOS
	TRES DEVANADOS
DE MEDICION	
	T CORRIENTE
	T CORRIENTE TOROIDAL
	T TENSION
	T TENSION FILTRO
	DE PUESTA A TIERRA (PAT)
	SERVICIOS AUXILIARES
	TRANSFORMADOR PAT
	TALLER CENTRAL

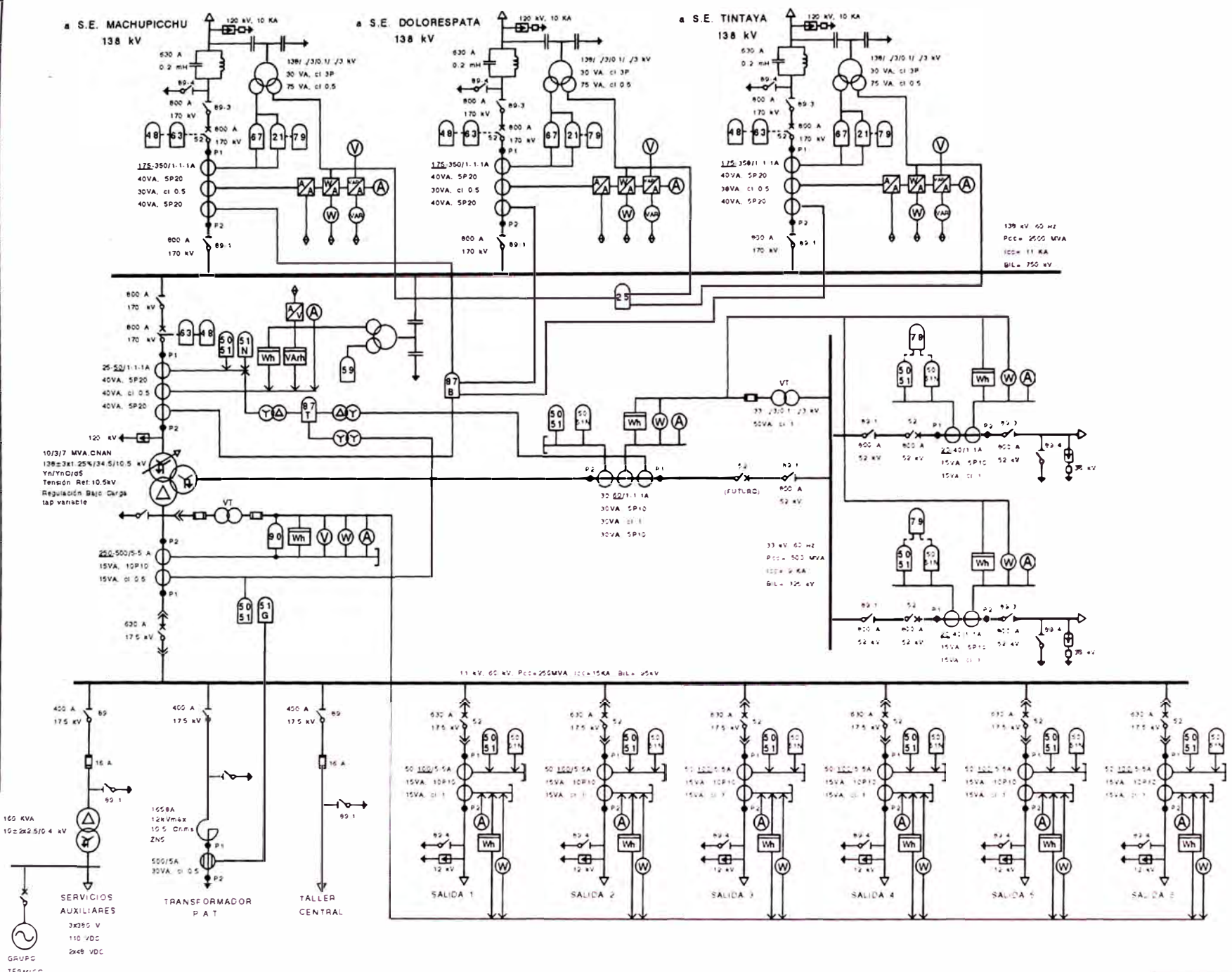
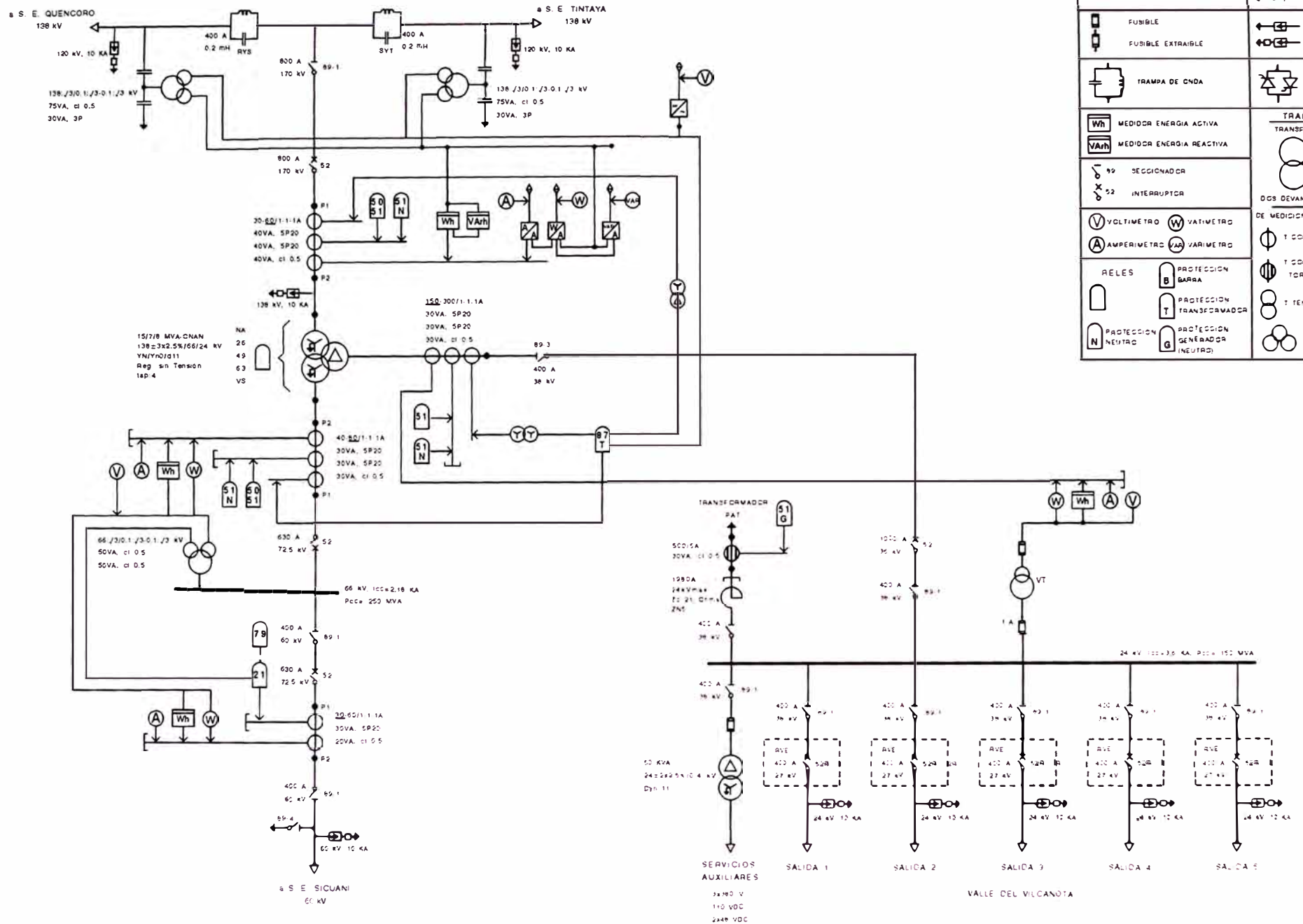


GRAFICO 1.3.6.1
 S.E. QUENGORO



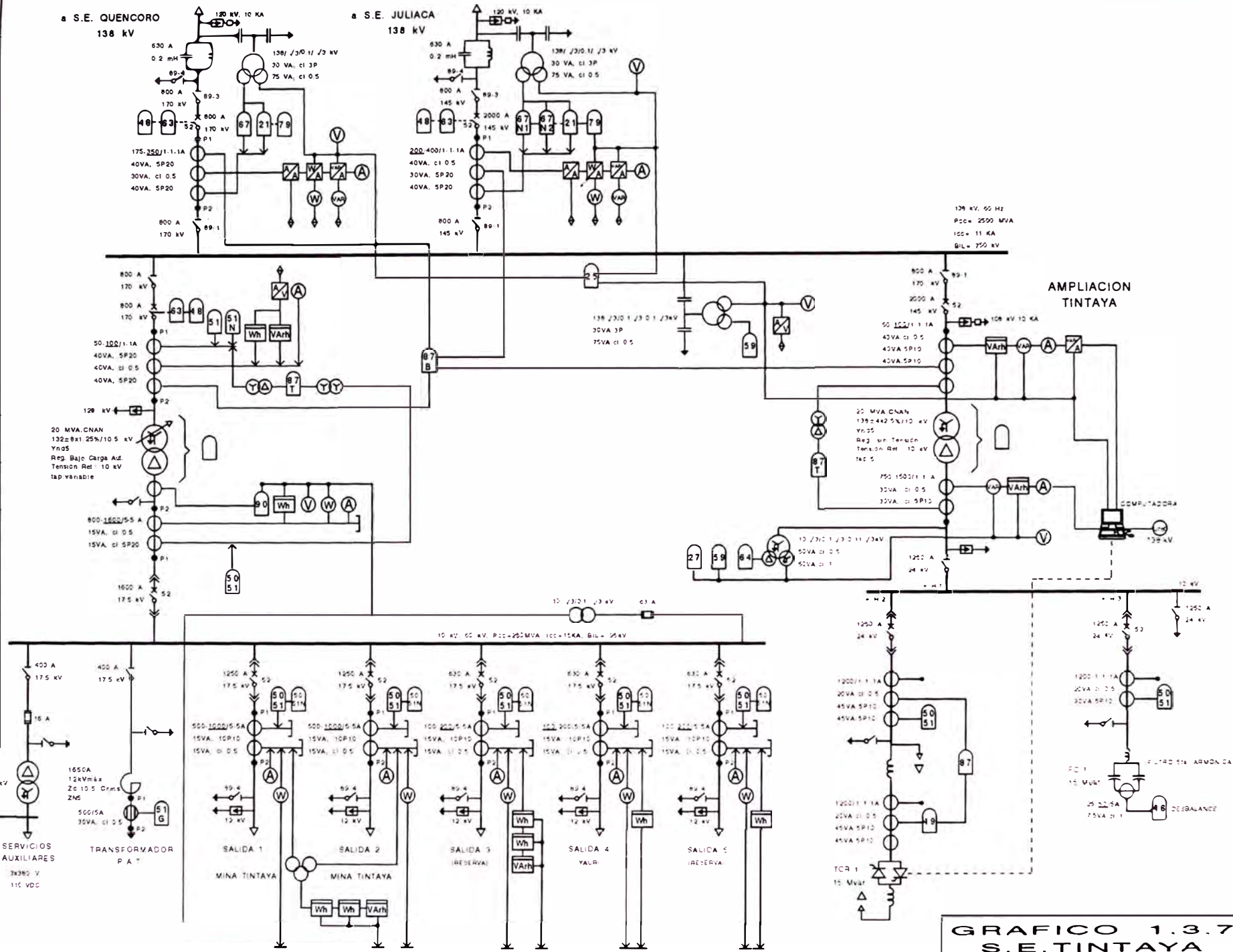
	FUSIBLE		DUCHILLA PAT
	FUSIBLE EXTRAIBLE		PARARRAYOS
	TRAMPA DE ONDA		PARARRAYOS / CONTADOR
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA		BANCO DE TRIISTORES
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA	TRANSFORMADORES	
	SECCIONADOR	TRANSFORMADORES POTENCIA	
	INTERRUPTOR		DGS DEVANADOS
	VOLTIMETRO		TRES DEVANADOS
	WATIMETRO	DE MEDICION	
	AMPERIMETRO		T CORRIENTE
	VARIOMETRO		T CORRIENTE TORCIDAL
	RELES		T TENSION
	PROTECCION BARRA		T TENSION TORCIDAL
	PROTECCION TRANSFORMADOR		DE PUESTA A TIERRA (PAT)
	PROTECCION NEUTRO		FILTRO
	PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)		

GRAFICO 1.3.6.1
S.E. COMPARATA



a S.E. QUENCORO
138 kV

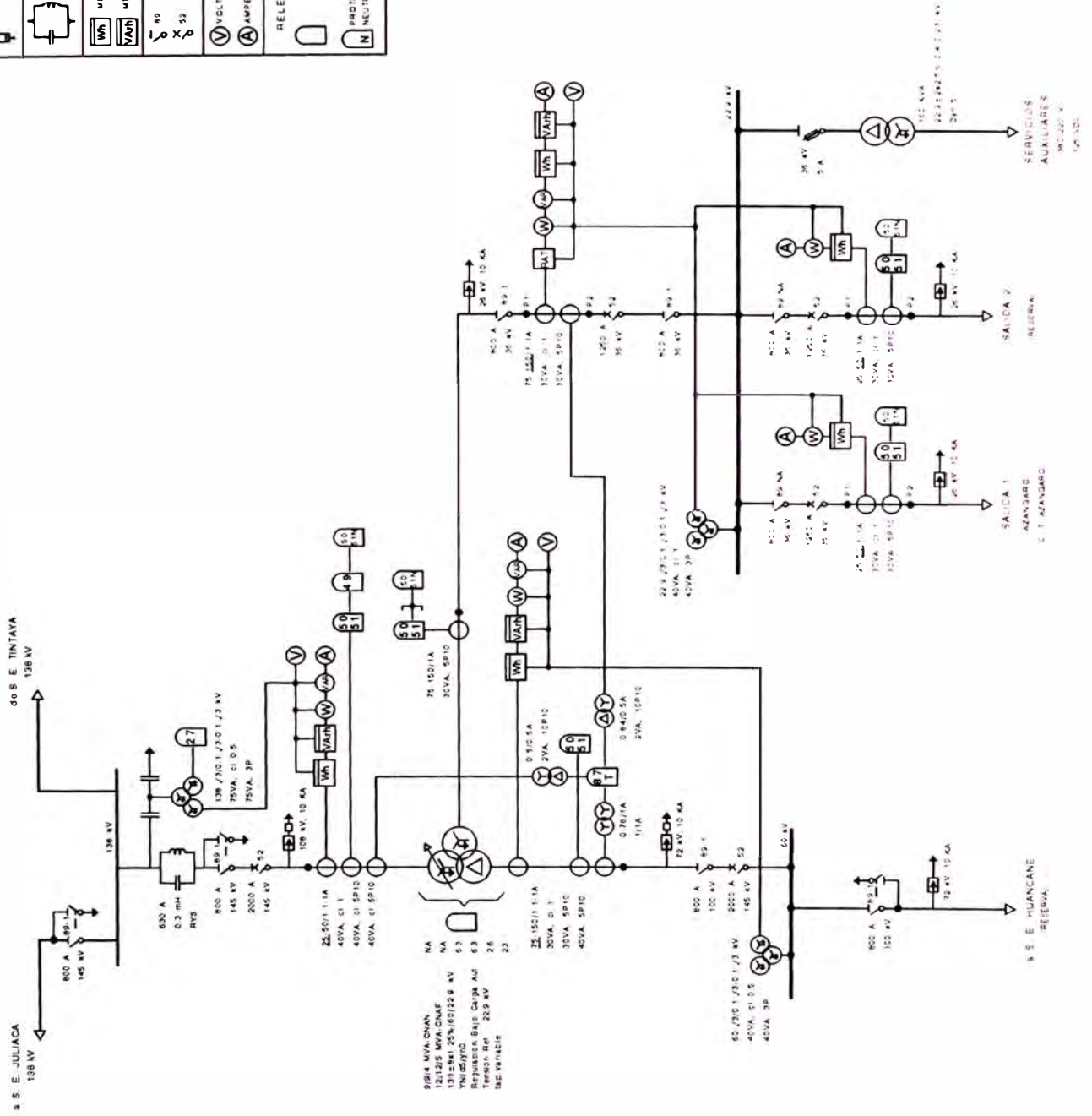
a S.E. JULIACA
138 kV

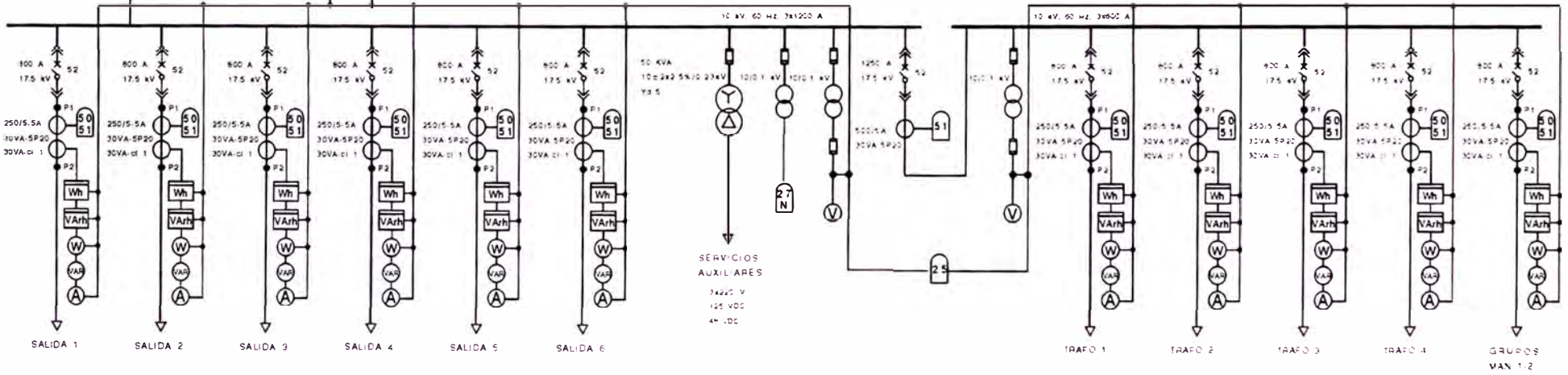
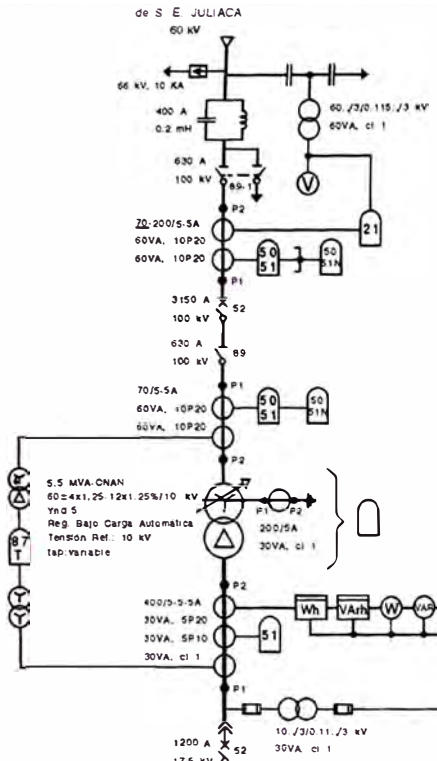


AMPLIACION
TINTAYA

GRAFICO 1.3.7.1
S.E. TINTAYA

FUSIBLE FUSIBLE EXTRAIBLE		PARARRAYOS PARARRAYOS / CONTADOR
TRAMPA DE ONDA		BANCO DE TIRISTORES
MEDIDOR ENERGIA ACTIVA MEDIDOR ENERGIA REACTIVA		TRANSFORMADORES POTENCIA TRANSFORMADORES TRES DEVANADOS
SECCIONADOR INTERRUPTOR		DOS DEVANADOS TENSION DE MEDICION T CORRIENTE TORCIONAL T TENSION
VOLTIMETRO AMPERIMETRO WATIMETRO		DE PUESTA A TIERRA (PAT)
RELES PROTECCION SOBRECARGA PROTECCION TRANSFORMADOR PROTECCION GENERADOR NEUTRO		FILTRO



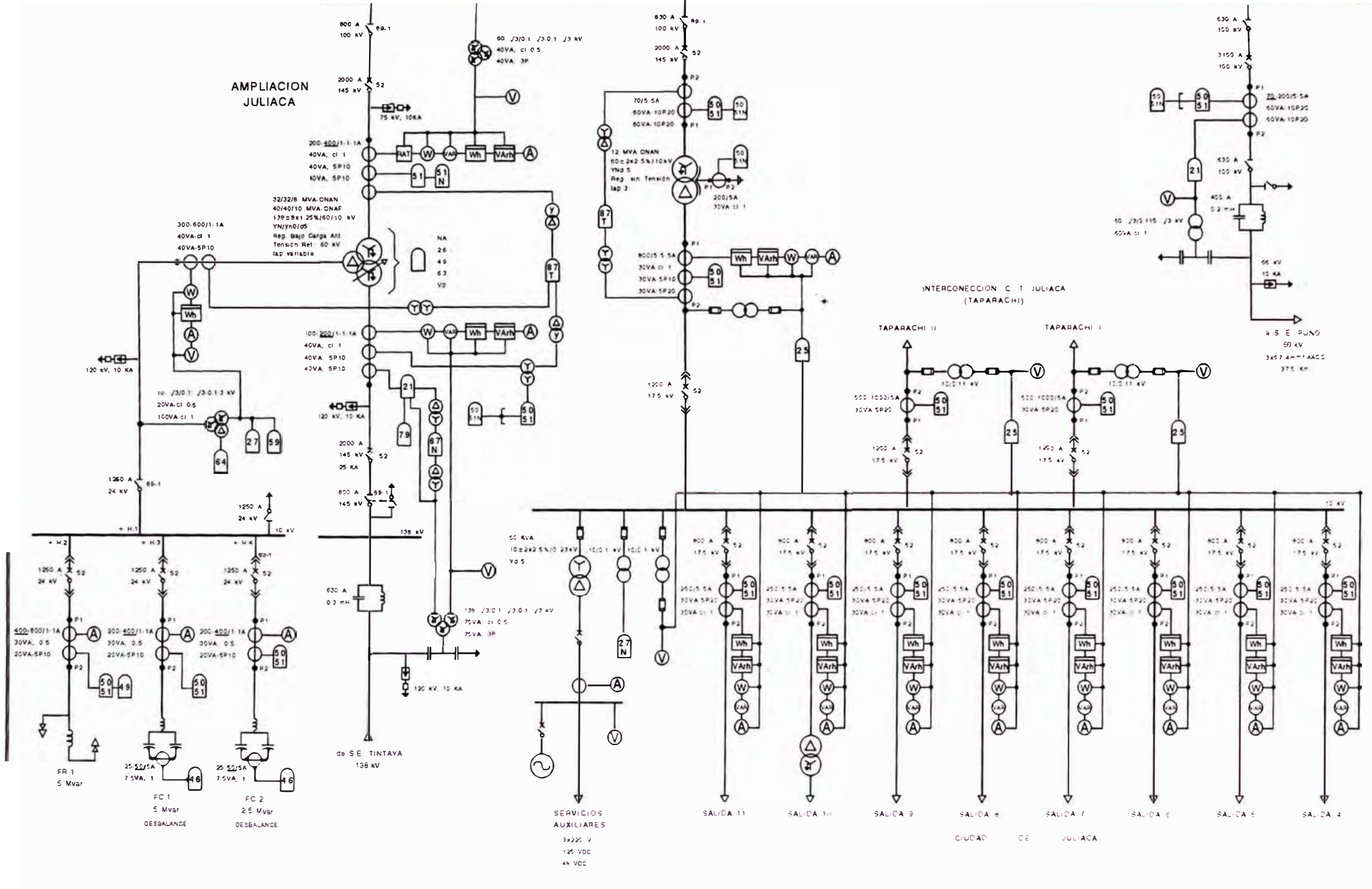


CIUDAD DE PUNO

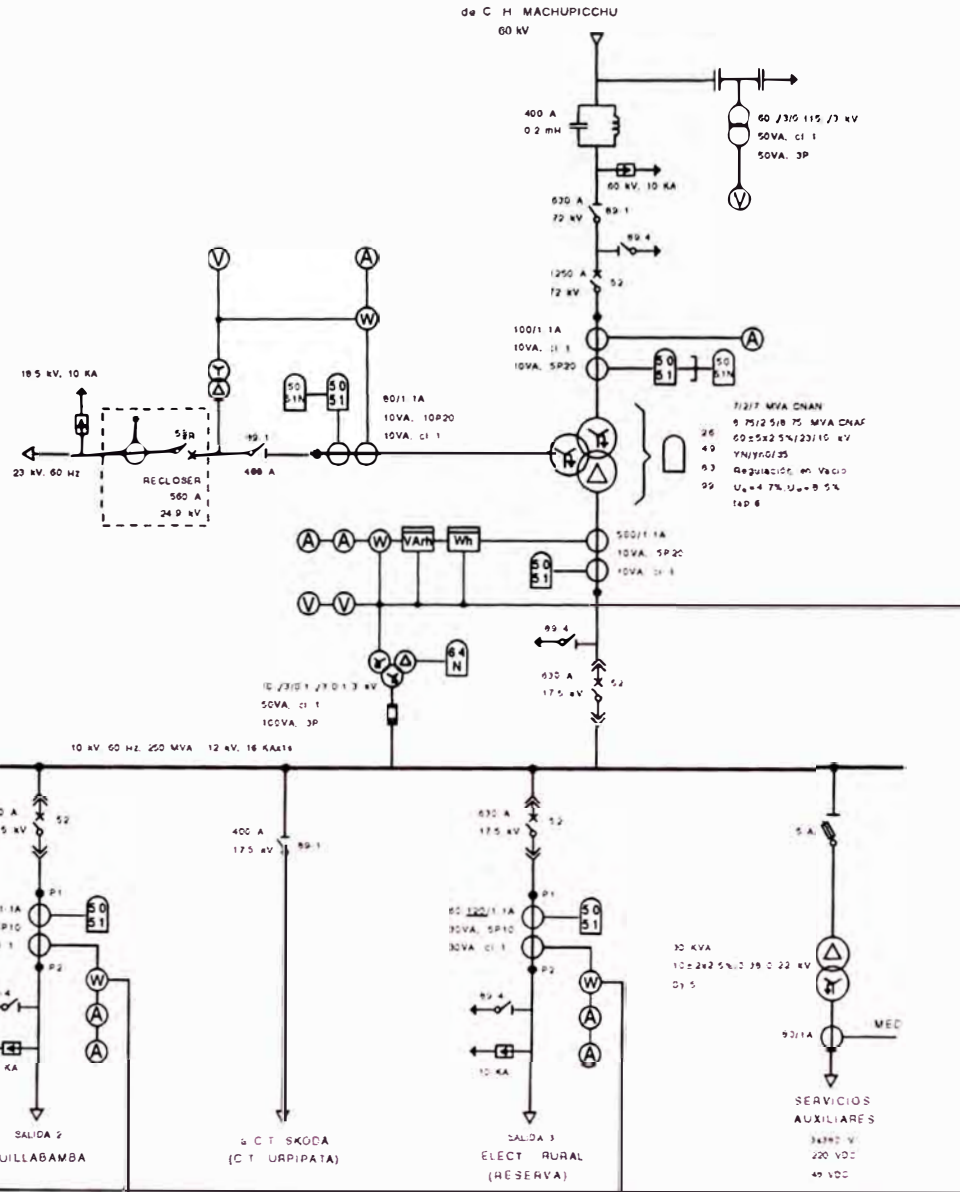
	FUSIBLE		CUSHILLA PAT
	FUSIBLE EXTRAIBLE		PARARAYOS
	TRAMPA DE ONDA		PARARAYOS / CONTADOR
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA		BANCO DE TIRISTORES
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA	TRANSFORMADORES	
	SECCIONADOR	TRANSFORMADORES POTENCIA	
	INTERRUPTOR		DOS DEVANADOS
	VOLTIMETRO		TRES DEVANADOS
	AMPERIMETRO	DE MEDICION	
	RELES		T CORRIENTE
	PROTECCION NEUTRO		T CORRIENTE TORCIDAL
	PROTECCION TRANSFORMADOR		T TENSION
	PROTECCION GENERADOR INEUTRO		T TENSION
			DE PUESTA A TIERRA (PAT)
			FILTRO

INTERCONEXION C. T. PUNO (BELLAVISTA)

AMPLIACION JULIACA

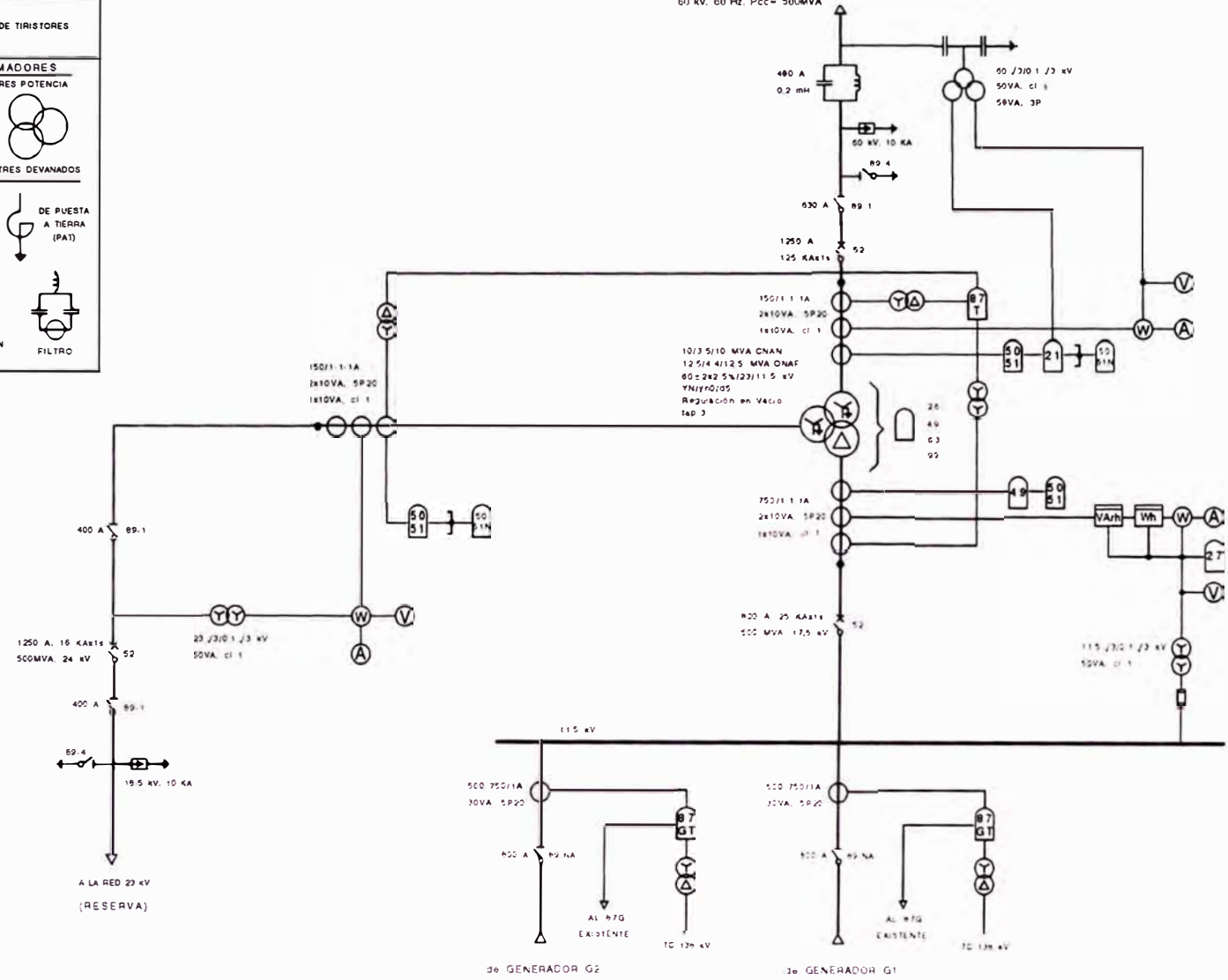


CUT CUT	89.4 CUCHILLA PAT	
FUSIBLE	PARARRAYOS	
FUSIBLE EXTRAÍBLE	PARARRAYOS / CONTADOR	
TRAMPA DE ONDA	BANCO DE TIRISTORES	
MEDIDOR ENERGIA ACTIVA	TRANSFORMADORES	
MEDIDOR ENERGIA REACTIVA	TRANSFORMADORES POTENCIA	
89 SECCIONADOR	DOS DEVANADOS	TRES DEVANADOS
52 INTERRUPTOR	DE MEDICION	
VOLTIMETRO	T CORRIENTE	DE PUESTA A TIERRA (PAT)
AMPERIMETRO	T CORRIENTE TOROIDAL	T TENSION
RELES		FILTRO
PROTECCION BARRA	PROTECCION TRANSFORMADOR	
PROTECCION NEUTRO	PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)	



CUT OUT	89-4 CUCHILLA PAT	
FUSIBLE	PARARRAYOS	
FUSIBLE EXTRAIBLE	PARARRAYOS / CONTADOR	
TRAMPA DE ONDA	BANCO DE TIRISTORES	
MEDIDOR ENERGIA ACTIVA	TRANSFORMADORES	
MEDIDOR ENERGIA REACTIVA	TRANSFORMADORES POTENCIA	
89 SECCIONADOR	DOS DEVANADOS	TRES DEVANADOS
52 INTERRUPTOR	DE MEDICION	
VOLTIMETRO	VATIMETRO	DE PUESTA A TIERRA (PAT)
AMPERIMETRO	VARIMETRO	T CORRIENTE TORCIDAL
RELES		PROTECCION BARRA
PROTECCION NEUTRO	PROTECCION TRANSFORMADOR	FILTRO
PROTECCION NEUTRO (NEUTRO)	T TENSION	T TENSION

a S E QUILLABAMBA
60 kV, 60 Hz, Pcc= 500MVA



Mantenimiento del Sistema y en algunos casos directamente de las placas de los transformadores.

1.4 Líneas de transmisión

1.4.1 Diagrama unifilar del sistema

En el Gráfico 1.4.1.1 se muestra el diagrama unifilar del Sistema Eléctrico Sur Este, donde se indican las principales Instalaciones y los componentes electromecánicos del sistema.

1.4.2 Datos de líneas de transmisión

En la tabla 1.4.2.1 se muestra las características técnicas de las líneas de transmisión de la red de 138 KV del sistema, las mismas que fueron obtenidas de los manuales y planos constructivos del Sistema.

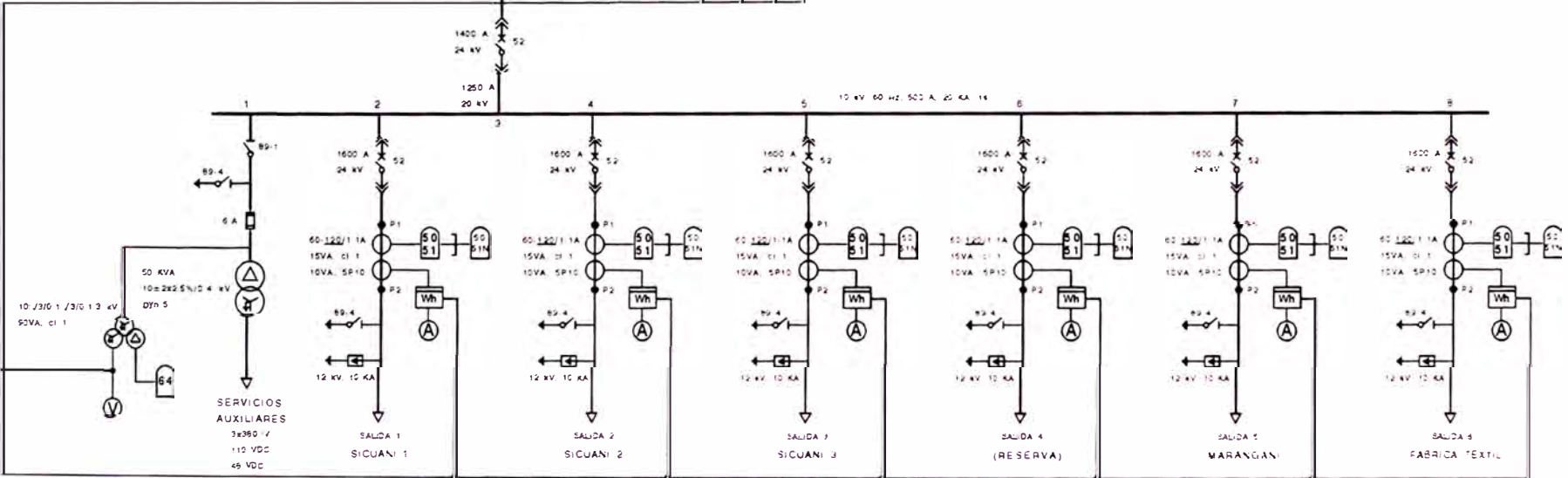
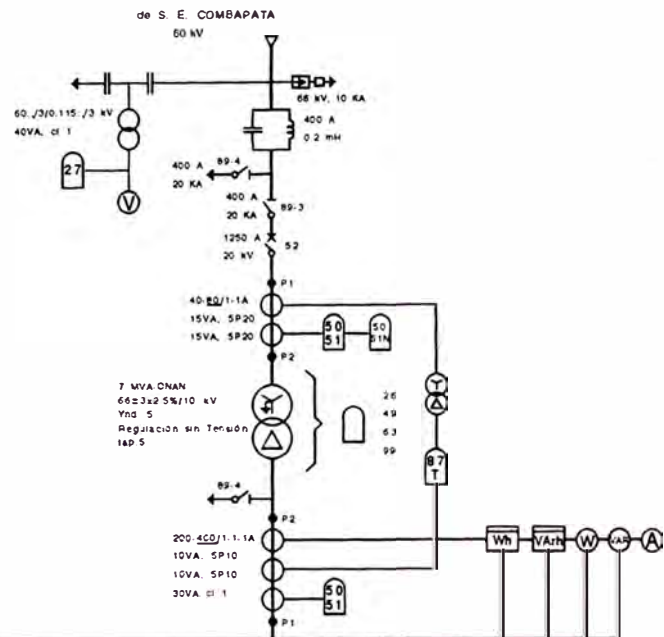
1.5 Datos Operativos del Sistema

1.5.1 Máximas demandas del sistema

Las Máximas y mínimas demandas registradas en las subestaciones del Sistema Eléctrico Sur Este el día 95.06.26 se muestran en la Tabla 1.5.1.1, los mismos que fueron obtenidos de los registros horarios de las subestaciones del sistema.

1.5.2 Flujos de potencia y niveles de cortocircuito

Para la operación eficiente de un Sistema Eléctrico de Potencia es indispensable contar con Programas computacionales de Flujos de Potencia y Análisis de Cortocircuitos, instrumentos que permitirán en el primer caso, la simulación del sistema bajo diversas configuraciones de la red, permitiéndo calcular los flujos de potencia activa y reactiva por cada uno de los



	GUACHILLA PAT
	FUSIBLE
	FUSIBLE EXTRAIBLE
	PARARRAYOS
	PARARRAYOS / CONTADOR
	TRAMPA DE ONDA
	BANCO DE TRIISTORES
	MEDIDOR ENERGIA ACTIVA
	MEDIDOR ENERGIA REACTIVA
	RECIERRADOR
	INTERRUPTOR
TRANSFORMADORES	
TRANSFORMADORES POTENCIA	
	DOS DEVANADOS
	TRES DEVANADOS
	VOLTIMETRO
	WATIMETRO
	AMPERIMETRO
	VARIMETRO
RELES	
	PROTECCION BARRA
	PROTECCION TRANSFORMADOR
	PROTECCION NEUTRO
	PROTECCION GENERADOR (NEUTRO)
	T CORRIENTE
	T CORRIENTE TOROIDAL
	T TENSION
	T TENSION
	DE PUESTA A TIERRA (PAT)
	FILTRO

S.E. SICUANI
GRAFICO 1.3.14.1

SUBESTACION	POTENCIA NOMINAL (MVA)	TENSION NOMINAL (KV)			Configuracion	Reactancia Cortocircuito (%)			TAPS		
		V(H)	V(L)	V(T)		X(H-L)	X(H-T)	X(L-T)	TIPO	RANGO (%)	Devanado
MACHUPICCHU T1-T2	3x 8,25	138,00	11,50		Yn-d 11	10,30	-	-	FIJO	+ - 2 x 2,50	A.T.
MACHUPICCHU T3-T5	3x 9,30	138,00	10,50		Yn-d 11	11,00	-	-	FIJO	+ - 2 x 2,50	A.T.
INCASA T1-T2	2x 20,00	138,00	6,90		Yn-d 11	12,15	-	-	FIJO	+ - 1 x 5,00	A.T.
CACHIMAYO	6 / 3 / 3	138,00	34,50	10,50	Yn-yn-d11	13,00	18,62	4,62	FIJO	+ - 2 x 2,50	M.T-B.T
DOLORESPATA T1-T3	3x 12,20	138,00	11,50		Yn-d11	9,70	-	-	FIJO	+ - 2 x 2,50	A.T.
QUENCORO	10 / 3 / 7	132,00	34,50	10,50	Yn-yn-d11	15,33	10,10	4,62	Variable	+ - 8 x 1,25	A.T.
COMBAPATA	15 / 7 / 8	138,00	66,00	24,00	Yn-yn-d 11	6,00	10,20	8,00	FIJO	+ - 3 x 2,50	A.T.
TINTAYA T1	20,00	132,00	10,50		Yn-d 11	11,00	-	-	Variable	+ - 8 x 1,25	A.T.
TINTAYA T2	25,00	138,00	10,00		Ynd 5	12,64	-	-	FIJO	+ - 4 x 2,5	A.T.
AYAVIRI	6,5 / 6,5 / 4	138,00	10,00	22,90	Yn-yn-d5	12,07	11,27	2,95	FIJO	+ - 2 x 2,5	A.T.
AZANGARO	12 / 12 / 5	138,00	60,00	22,90	Yn-d5-yn	12,44	8,76	2,71	Variable	+ - 8 x 1,25	A.T.
JULIACA	40 / 40 / 10	138,00	60,00	10,00	Yn-yn-d5	13,11	13,11	1,66	Variable	+ - 8 x 1,25	A.T.
ABANCAY											
MACHUPICCHU T6	10 / 3,5 / 10	60,00	23,00	11,50	Yn-yn-d5	5,00	8,74	5,00	Fijo	+ - 2 x 2,5	AT
SANTA MARIA	4,00	60,00	23,00	-	Dyn5	9,30	-	-	Fijo	+ - 5 x 2,5	AT
QUILLABAMBA	7 / 2 / 7	60,00	23,00	10,00	Yn-yn-d5	4,20	8,80	4,00	Fijo	+ - 5 x 2,5	AT
SICUANI	7,00	66,00	10,50	-	Ynd5	8,40	-	-	Fijo	+ - 3 x 2,5	AT
JULIACA T1	5,50	60,00	10,00	-	Ynd5	7,40	-	-	Fijo	+ 3 x 5 - 1x5	AT
JULIACA T2	12,00	60,00	10,00	-	Ynd5	8,60	-	-	Fijo	+ - 2 x 2,5	AT
PUNO T1	5,50	60,00	10,00	-	Ynd5	7,40	-	-	Variable	4x1.25-12x1.2	AT
PUNO T2	10,00	60,00	10,00	-	Ynd5	7,40	-	-	Fijo	+3 x 5 -1x5	AT
ANDAHUAYLAS											

TABLA: 1.3.16.1 : DATOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

componentes del sistema y por lo tanto adelantar las posibles sobrecargas en los componentes de potencia, al igual que las tensiones en las barras del sistema. En el segundo caso nos permite calcular los niveles de cortocircuitos para todas las barras del sistema y para las diversas configuraciones de la red y para los distintos tipos de fallas. El conocimiento de estos niveles de cortocircuito nos permitirá coordinar adecuadamente las protecciones del sistema, si la capacidad de ruptura de los interruptores de potencia se encuentra dentro de los niveles de la potencia de cortocircuitos esperados y también para el diseño adecuado de las mallas de las puestas a tierra de las subestaciones de transformación. El centro de Control del Sistema Eléctrico Sur Este, cuenta con programas computacionales de flujos de Potencia, Análisis de fallas y Estabilidad Transitoria, desarrollados por el Ing. Elvis Salas, en lenguaje **Quick Basic**, para computadores personales PC. En la tabla 1.5.2.1, se presenta un resumen de las corrientes de falla, para el caso de máxima y mínima demanda del sistema. Para el caso de Máxima Demanda se consideró cuatro tipos de fallas, todos ellos con resistencia de arco y resistencia de tierra iguales a cero: trifásica, bifásica, bifásica a tierra y fase a tierra. Igualmente para el caso de mínima demanda se consideró los cuatro tipos de fallas, con la diferencia de considerar una resistencia de arco de 20Ω , para las fallas entre fases y una resistencia de arco de 5Ω y una resistencia de tierra de 15Ω , para las fallas que involucran la tierra.

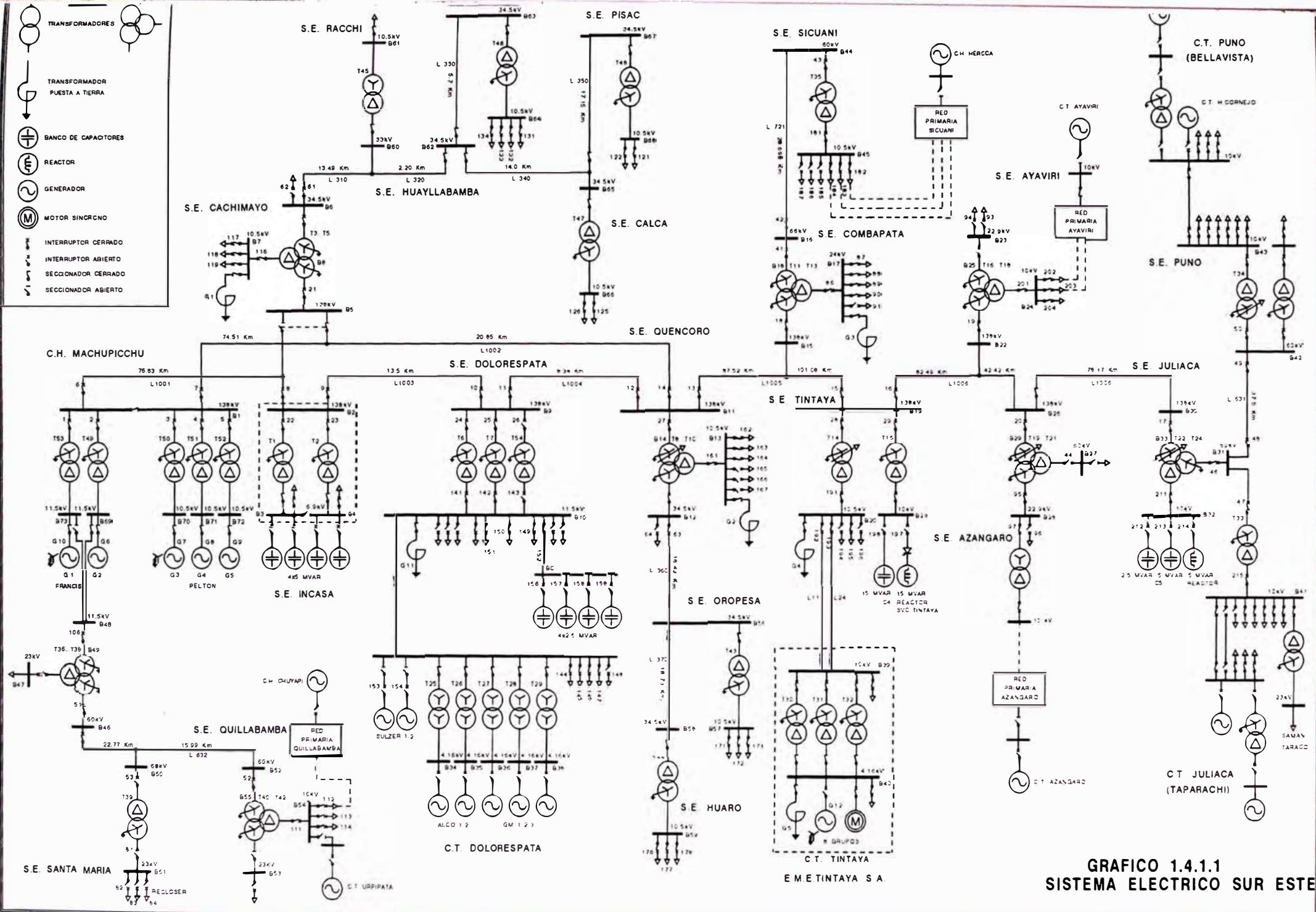


GRAFICO 1.4.1.1 SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE

LINEA DE A	LONGIT KM	MÁXIMA I (A)	CODIGO LINEA	IMPEDANCIA SECUENCIA POSITIVA			IMPEDANCIA DE SECUENCIA CERO		
				R+ (Ohm/Km)	X+ (Ohm/Km)	B+ (nF/Km)	R0 (OHM /KM)	X0 (Ohms / Km)	B0 (nF/Km)
MACHUPICCHU - INCASA	76,83	390	L-1001	0,16081	0,49647	8,78658	0,45408	1,52787	4,58686
INCASA - CACHIMAYO	0,10	512	L-1001/1	0,16081	0,49647	8,78658	0,45408	1,52787	4,58686
CHM - QUENCORO	95,36	512	L-1002	0,15769	0,50846	8,57142	0,44017	1,49395	4,59270
CHM - DER. CACHIMAYO	74,51	512	L-1002/1	0,15769	0,50846	8,78658	0,44017	1,49395	4,59270
INCASA - DOLORESPATA	13,50	390	L-1003	0,16081	0,49647	8,78658	0,45408	1,52787	4,58686
DOLORESPA-QUENCORO	8,34	512	L-1004	0,15769	0,50846	8,57142	0,44017	1,49395	4,59270
QUENCORO - TINTAYA	188,61	512	L-1005	0,15769	0,50846	8,57142	0,44017	1,49395	4,59270
QUENCORO-(D) COMBAP	87,53	512	L-1005/1	0,15769	0,50846	8,57142	0,44017	1,49395	4,59270
TINTAYA - JULIACA	203,08	512	L-1006	0,15915	0,50848	8,57116	0,44069	1,48979	4,20646
TINTAYA - AYAVIRI	82,49	512	L-1006/1	0,15915	0,50848	8,57116	0,44069	1,48979	4,20646
AYAVIRI - AZANGARO	42,42	512	L-1006/2	0,15915	0,50848	8,57116	0,44069	1,48979	4,20646
AZANGARO - JULIACA	78,17	512	L-1006/3	0,15915	0,50848	8,57116	0,44069	1,48979	4,20646
CACHIMAYO - ABANCAY	95,00	160	L-1007	0,42450	0,51560	8,72890	0,71340	1,79580	5,13840

Tabla: 1.4.2.1 : DATOS DE LINEAS DE TRANSMISION DE 138 KV

Los resultados obtenidos fueron verificados mediante cálculos manuales para la red de 138 KV, que comprende 10 barras y cinco grupos generadores de la CHM. Los resultados fueron comparados también con los niveles de cortocircuitos presentados por el "Grupo Hidroeléctrico MachuPicchu", en el documento "Reglages des Protections du Reseau 138 KV", de donde se concluyó que los valores son comparables y por lo tanto confiables y verdaderos.

1.6 Vistas fotográficas de algunas instalaciones y equipos del sistema

En la vista V-1, se presenta la presa sobre el río Vilcanota, de la CHM, ubicada a la altura del KM 107 de la línea férrea Cusco, Quillabamba.

En la vista V-2, se presenta el desarenador de la CHM, donde puede observarse las cuatro naves con sus respectivos equipos limpia rejillas.

En las vistas 3 y 4 se puede observar las tuberías forzadas de la CHM, resaltándose las tuberías de superficie correspondientes a la primera y segunda etapa de la Central.

En las vistas 5 y 6 se puede observar el rodete Francis y un detalle del tipo de desgaste de los componentes mecánicos de los grupos de la primera Etapa de la CHM.

En las vistas 7 y 8 se puede observar los causes de los ríos Aobamba y Vilcanota; el río Aobamba puede adicionarse al río Vilcanota para afianzar el caudal con 5 m³/s o para la refrigeración de los grupos generadores de la CHM.

En las vistas del 9 al 12 se presenta la S.E. Quencoro, donde se observa las bahías de 138 y 33 KV; igualmente el

DISTRIBUCION DE LA CARGA POR SUBESTACIONES Y CENTRALES									
Instalacion Central / SE	TENSION	Tipo de Carga	Maxima Demanda			mínima Demanda			Observaciones
	KV		MW	MVAr	MVA	MW	MVAR	MVA	
QUILLA-10	10	Urbano	1,73	0,737	1,88	0,67	0,362	0,761	
QUILLA-23	23	Rural	0	0	0	0	0	0	
QUILLA-60	60								
S.MARIA-23	23	Rural	0,35	0,115	0,368	0,15	0,073	0,167	
S.MARIA-60	60								
MACHUP-11	11,5	Urban	0,5	0,242	0,556	0,25	0,106	0,272	
MACHUP-23	23		0	0	0	0	0	0	
MACHUP-60	60		0	0	0	0	0	0	
MACHUP-138A	138		0	0	0	0	0	0	
MACHUP-138B	138		0	0	0	0	0	0	
CACHIMAYO-10	10,5	Rural	1,51	0,73	1,67	0,52	0,281	0,591	
CACHIMAYO-33	34,5	Rural	0	0	0	0	0	0	
CACHIMAY-138	138		0	0	0	0	0	0	
RACCHI-10	10,5	Rural	0,15	0,085	0,172	0,03	0,018	0,035	
URUBA-10 (4)	10,5	Rural	1,4	0,79	1,61	0,278	0,165	0,323	
CALCA-10 (2)	10,5	Rural	0,8	0,45	0,92	0,159	0,094	0,185	
PISAC -10 (2)	10,5	Rural	0,37	0,21	0,425	0,073	0,043	0,085	
INCA-6,6A	6,9	Ind	7	4,52	8,33	9,5	5,38	10,92	BCF 4 X 5 mvar
INCA-6,6B	6,9	Ind	7	4,52	8,33	9,5	5,38	10,92	conet 4 x 2 Mvar
INCA 138	138		14	9,043	16,667	19	10,768	21,839	
DOLORESP-11	11,5	Urban	20,2	7,33	21,48	5,9	3,21	6,72	BCF 3 x 2,5 Mvar
Salida "1A"	11,5	Urban	3,8	1,38	4,043	1	0,54	1,136	conet 3 x 1,25 Mvar
Salida "O"	11,5	Urban	2	0,726	2,128	0,5	0,27	0,568	
Salida "4A"	11,5	Urban	2,2	0,798	2,34	0,6	0,32	0,682	
Salida "1B"	11,5	Urban	2,8	1,016	2,979	0,8	0,432	0,909	
Salida "2A"	11,5	Urban	2,7	0,98	2,87	1	0,54	1,136	
Salida "2B"	11,5	Urban	2,1	0,76	2,23	0,7	0,378	0,795	
Salida "3B"	11,5	Urban	2,3	0,835	2,447	0,5	0,27	0,568	
Salida " 3A"	11,5	Urban	2,3	0,835	2,447	0,8	0,43	0,909	
QUENCORO-10	10,5	Urb	3,45	1,67	3,83	1,03	0,528	1,157	
Salida 1	10,5	Urban	0,25	0,12	0,278	0,1	0,05	0,112	
Salida 3	10,5	Urban	1	0,484	1,11	0,28	0,14	0,315	
Salida 4	10,5	Urb	2,2	1,06	2,44	0,65	0,33	0,73	
QUENC 33	34,5	Urb	1,3	0,62	1,44	0,3	0,15	0,337	
QUENCORO 138	132		0	0	0	0	0	0	
OROPESA 10	10,5	Rural	0,708	0,343	0,787	0,138	0,071	0,155	
HUARO-10	10,5	Rural	0,47	0,229	0,524	0,09	0,046	0,1	
COMBAPATA 24	24	Rural	3	1,32	3,27	0,8	0,36	0,879	
COMBAPATA 60	66	Rural	3	1,45	3,33	0,85	0,412	0,944	
COMBAPAT-138	138		6	2,73	6,59	1,8	0,87	2	
SICUANI-10	10,5	Urba	2,55	1,18	2,81	0,769	0,394	0,864	
Sicuani 66	66	Rural	0	0	0	0	0	0	
TINTAYA-10-S1	10,5	Ind.	6	1,97	6,32	4,7	1,54	4,95	SVC: (FC + TCR)
TINTAYA-10-S2	10,5	Ind.	6	1,97	6,32	4,7	1,54	4,95	FC : 15 Mvar
TINTAYA-10-S4	10,5	Rural	1,65	0,799	1,833	0,35	0,262	0,437	TCR: 0... -15 Mvar
TINTAYA-10	10,5		13,65	4,74	14,46	9,75	3,35	10,33	
TINTAYA-138	138		0	0	0	0	0	0	
AYAVIRI-10	10	Urb	1	0,45	1,099	0,45	0,23	0,506	
AYAVIRI-22	22,9	Rural	0	0	0	0	0	0	
AYAVIRI 138	138		0	0	0	0	0	0	
AZANGARO 22	22,9	Urb	0,65	0,315	0,72	0,3	0,15	0,33	
AZANGARO 60	60	Rural	0	0	0	0	0	0	
AZANGARO 138	138		0	0	0	0	0	0	
JULIACA 10	10	Urb	12,11	7,18	14,08	2,77	1,717	3,25	FC: 2,5 + 5 Mvar
JULIACA 60	60	Urb.	0	0	0	0	0	0	FR 5 Mvar
JULIACA 138	138		20,1	11,93	23,37	6,4	3,96	7,53	
JULIACA 60 a	60	Comp	0	0	0	0	0	0	TR 60 lado Comp
PUNO 10	10	Urb	8,2	4,426	9,32	3,35	1,899	3,85	

SVC : (Static Var Compensator) TSC: Condensadores Switchados por Tiristores TCR: Reac. Cont Tiri

TABLA 1.5.1.1

RESUMEN CORRIENTES DE FALLA EN (KA), PARA MAXIMA Y MINIMA DEMANDA															
N	BARRA	Máximas corrientes IccMD				mínimas corriente Icc(mD)				Falla Entre F		Falla a tierra		Falla a tierra	
		Ra=0, Rt=0		Ra=0, Rt=0		Ra=20, Rt=0		Ra=5, Rt=15		"LLL - LL"		"LL-T"		"L-T"	
		"LLL"	"LL"	"LLT"	"LT"	"LLL"	"LL"	"LLT"	"LT"	Máx	Min	MAX	MIN	MAX	MIN
1	CHM-138	1,471	1,374	2,998	2,13	1,117	1,039	1,87	1,512	1,471	1,039	2,998	1,512	2,13	1,512
2	CHM-11,5 KV (G	12,19	11,45	0,003	0,008	0,652	0,565	0,004	0,007	12,19	0,565	0,008	0,003	0,008	0,007
3	CHM-10,5KV(G3,	12,31	11,31	0,007	0,015	0,595	0,516	0,007	0,014	12,31	0,516	0,015	0,007	0,015	0,014
4	CHM-AMPLIA 60	0,33	0,29	0,328	0,333	0,32	0,28	0,305	0,319	0,33	0,28	0,333	0,305	0,333	0,319
5	CHM-AMPLIA 23	2,75	2,47	9,028	6,198	1,167	1,019	0,366	0,65	2,75	1,019	9,028	0,366	6,198	0,65
6	CHM-AMPLIA 11,	12,18	11,45	0,003	0,008	0,652	0,565	0,004	0,007	12,18	0,565	0,008	0,003	0,008	0,007
7	SANTA MARIA60	0,295	0,258	0,296	0,299	0,284	0,249	0,274	0,264	0,295	0,249	0,299	0,274	0,299	0,284
8	SANTA MARIA23	0,449	0,392	0,769	0,571	0,41	0,357	0,348	0,415	0,449	0,357	0,769	0,348	0,571	0,415
9	QUILLABAMBA60	0,273	0,239	0,281	0,28	0,262	0,229	0,26	0,265	0,273	0,229	0,261	0,26	0,28	0,265
10	QUILLABAMBA23	0,609	0,532	8,718	1,289	0,517	0,451	0,387	0,541	0,609	0,451	8,718	0,387	1,289	0,541
11	QUILLABAMBA10	0,73	0,635	0	0	0,431	0,374	0	0	0,73	0,374	0	0	0	0
12	INCASA-138	1,024	0,235	1,781	1,37	0,831	0,758	1,239	1,085	1,024	0,758	1,781	1,085	1,37	1,085
13	INCASA-6,9	6,868	6,058	0	0	0,39	0,338	0	0	6,868	0,338	0	0	0	0
14	CACHIMAYO-138	1,025	0,935	1,432	1,28	0,632	0,759	1,058	1,011	1,025	0,759	1,432	1,011	1,28	1,011
15	CACHIMAYO-34,5	0,877	0,768	0,55	0,684	0,758	0,663	0,387	0,544	0,877	0,663	0,684	0,397	0,684	0,544
16	CACHIMAYO-10,5	2,134	1,865	0,757	1,127	0,57	0,494	0,177	0,287	2,134	0,494	1,127	0,177	1,127	0,287
17	DOLORESP-138	1,011	0,922	1,802	1,364	0,822	0,75	1,249	1,081	1,011	0,75	1,802	1,081	1,364	1,081
18	DOLORESP-11	6,197	5,507	0,679	1,581	0,645	0,559	0,195	0,319	6,197	0,559	1,581	0,195	1,581	0,319
19	DOLORESP-4,16	5,547	4,853	0	0	0,258	0,224	0	0	5,547	0,224	0	0	0	0
20	QUENCORO-138	1,009	0,92	1,671	1,325	0,821	0,746	1,183	1,054	1,009	0,746	1,671	1,054	1,325	1,054
21	QUENCORO-34,5	0,861	0,772	6,289	1,564	0,764	0,669	0,614	0,63	0,861	0,669	6,289	0,614	1,564	0,63
22	QUENCORO-10,5	1,504	1,312	0,75	1,008	0,57	0,494	0,185	0,297	1,504	0,494	1,008	0,185	1,008	0,297
23	COMBAPATA138	0,637	0,57	0,849	0,752	0,552	0,495	0,71	0,651	0,637	0,495	0,849	0,651	0,752	0,651
24	COMBAPATA-66	0,624	0,549	1,166	0,825	0,567	0,5	0,766	0,698	0,624	0,5	1,166	0,698	0,825	0,698
25	COMBAPATA-24	1,248	1,094	0,776	0,966	0,668	0,757	0,362	0,543	1,248	0,757	0,966	0,362	0,966	0,543
26	TINTAYA-138	0,448	0,395	0,973	0,626	0,401	0,356	0,799	0,553	0,448	0,356	0,273	0,553	0,626	0,553
27	TINTAYA-10,5	3,867	3,225	7,404	4,98	5,599	0,52	0,19	0,309	3,867	0,52	7,404	0,19	5,98	0,309
28	TINTAYA-MINA10	3,666	3,225	7,404	4,98	0,599	0,52	0,19	0,309	3,666	0,52	7,404	0,19	4,98	0,309
29	AYAVIRI-138	0,358	0,316	0,624	0,463	0,327	0,289	0,547	0,42	0,358	0,289	0,624	0,42	0,463	0,42
30	AYAVIRI-22,9	0,838	0,731	1,33	1,036	0,659	0,574	0,374	0,528	0,838	0,574	1,33	0,374	1,036	0,528
31	AYAVIRI-10	2,001	1,747	0	0	0,531	0,461	0	0	2	0,461	0	0	0	0
32	AZANGARO-138	0,325	0,286	0,596	0,426	0,299	0,264	0,524	0,39	0,325	0,264	0,596	0,39	0,426	0,39
33	AZANGARO-60	0,417	0,365	0	0	0,388	0,34	0	0	0,417	0,34	0	0	0	0
34	AZANGARO-22,9	1,257	1,101	2,336	1,653	0,821	0,715	0,384	0,576	1,257	0,715	2,336	0,384	1,653	0,576
35	JULIACA-138	0,278	0,244	0,604	0,386	0,258	0,227	0,534	0,355	0,278	0,227	0,604	0,355	0,386	0,355
36	JULIACA-60	0,527	0,462	1,202	0,742	0,479	0,42	0,714	0,612	0,527	0,42	1,202	0,612	0,742	0,612
37	JULIACA-10 COM	3,736	3,282	0	0	0,541	0,469	0	0	3,736	0,469	0	0	0	0
38	JULIACA-10	1,829	1,596	0	0	0,523	0,453	0	0	1,829	0,453	0	0	0	0
39	PUNO-60	0,39	0,34	0,714	0,509	0,357	0,312	0,515	0,435	0,39	0,312	0,714	0,435	0,509	0,435
40	PUNO-10	1,535	1,338	0	0	0,494	0,428	0	0	1,535	0,428	0	0	0	0

Tabla 1.5.2.1 : Corrientes de falla en KA SESE



V-1: PRESA KM 107 CHM



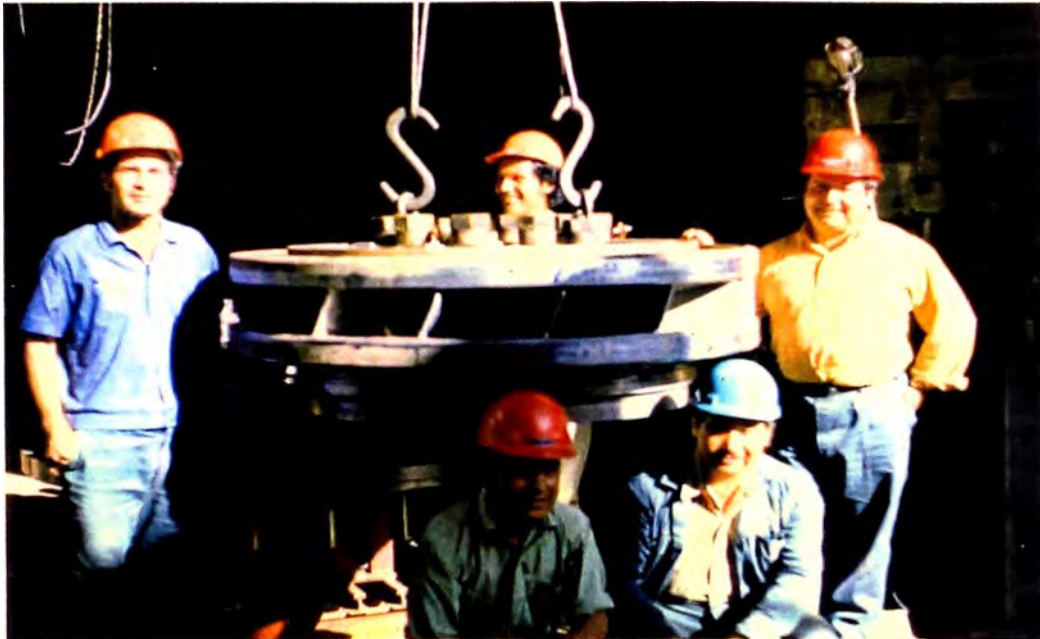
V-2: DESARENADOR CHM



V-3: TUBERIAS FORZADAS CHM



V-4: T.F. CHM: IZQ. SEGUNDA ETAPA Y DER. PRIMERA ETAPA



V-5: TURBINA FRANCIS CHM



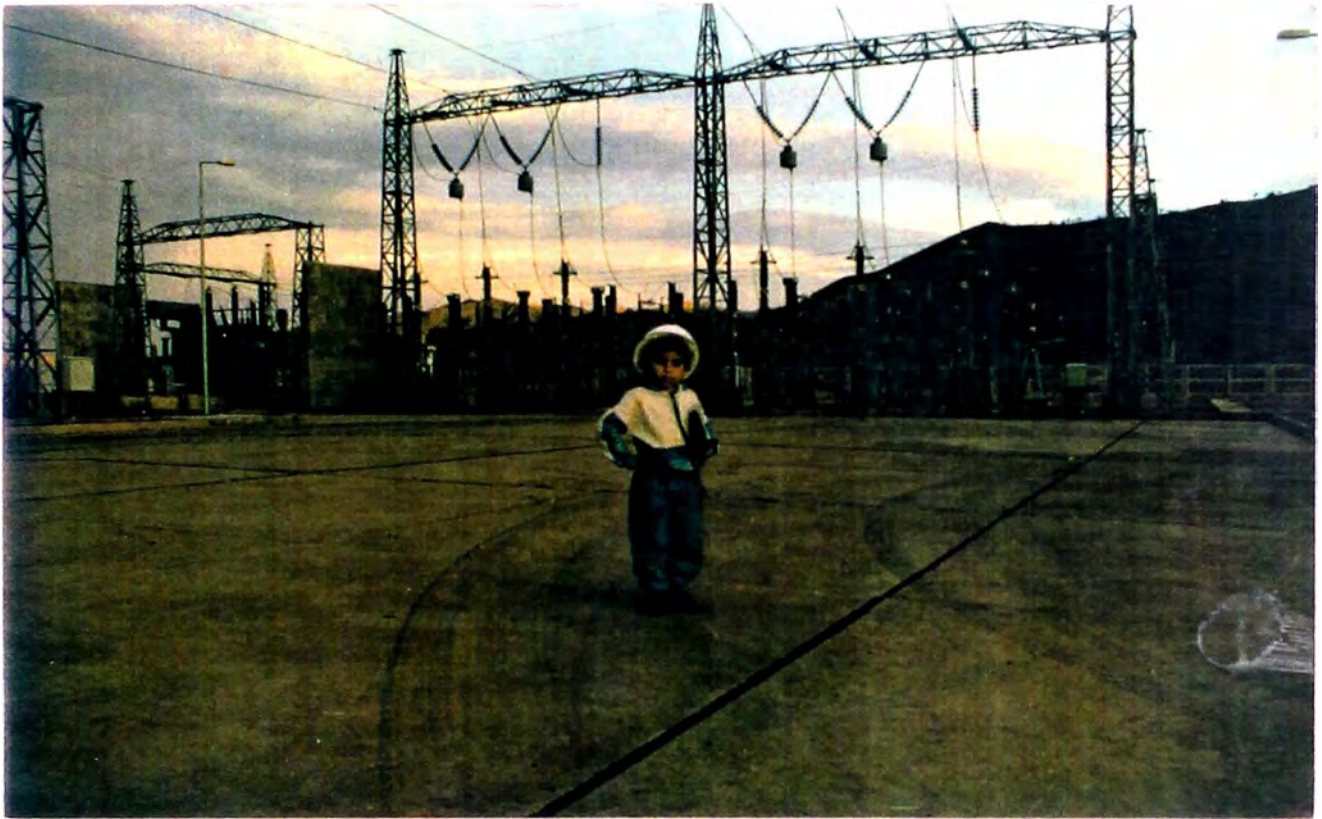
V-6: DETALLE DE DESGASTE TURBINA FRANCIS CHM



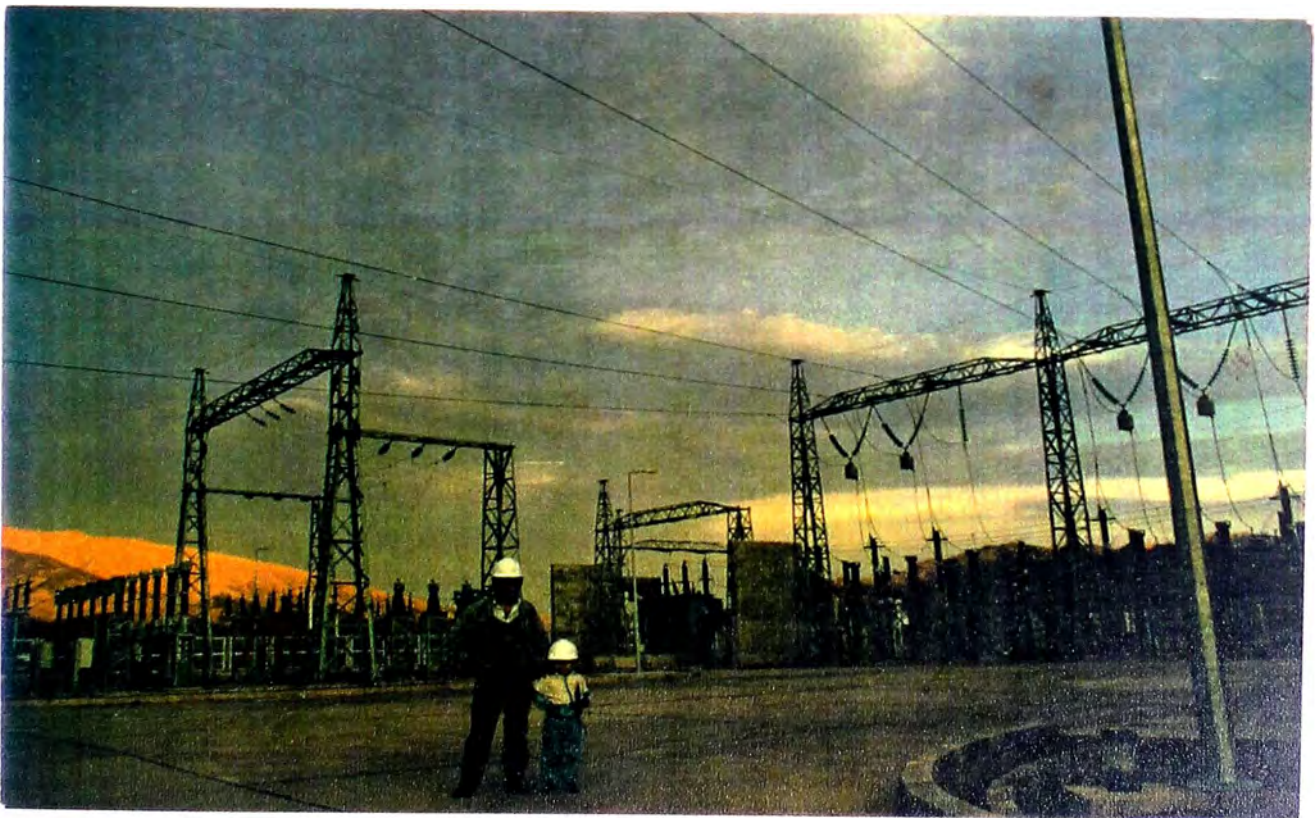
V-7: RIO AOBAMBA-CHM



V-8: RIO VILCANOTA-CHM



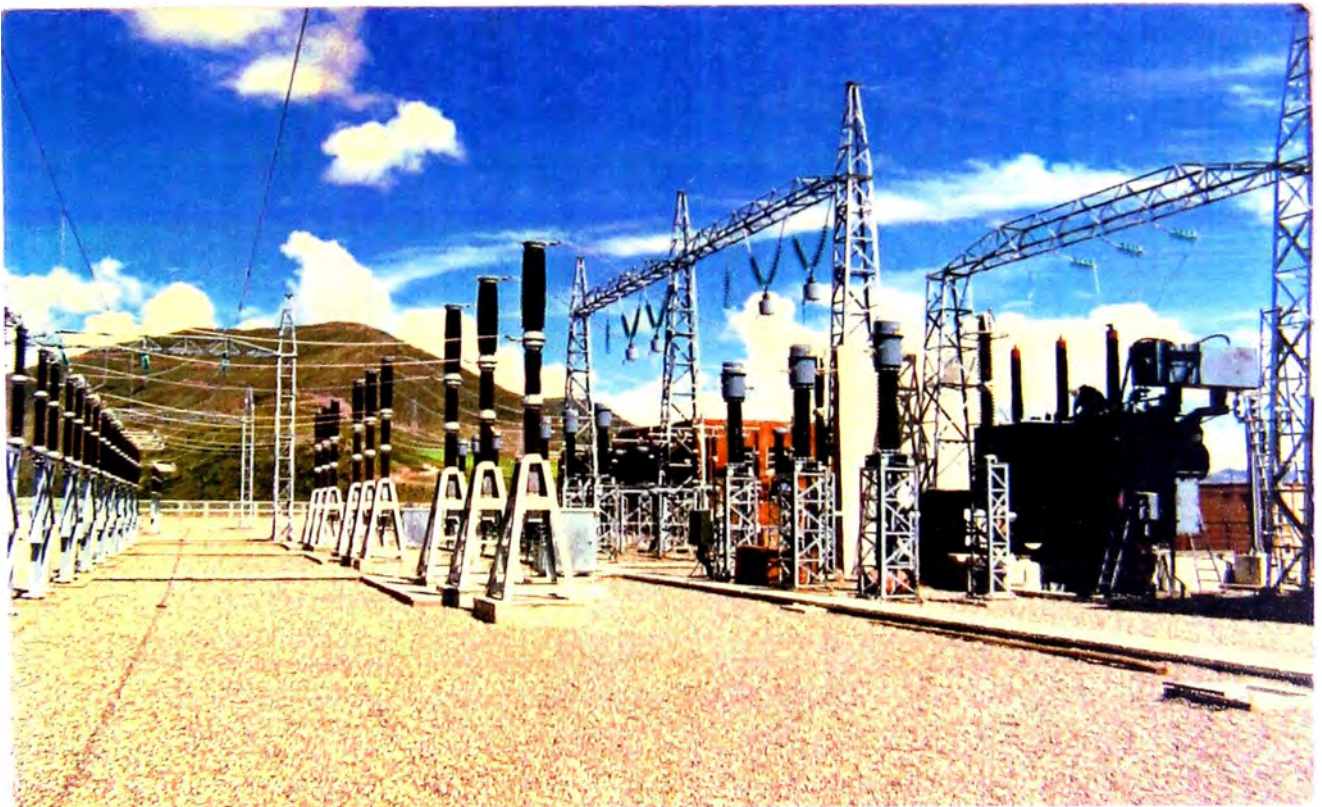
V-9: S.E QUENCORO PORTICO 138 KV



V-10: S.E. QUENCORO BAHIA 33 KV



V-11: S.E QUENCORO TRANSFORMADOR DE POTENCIA



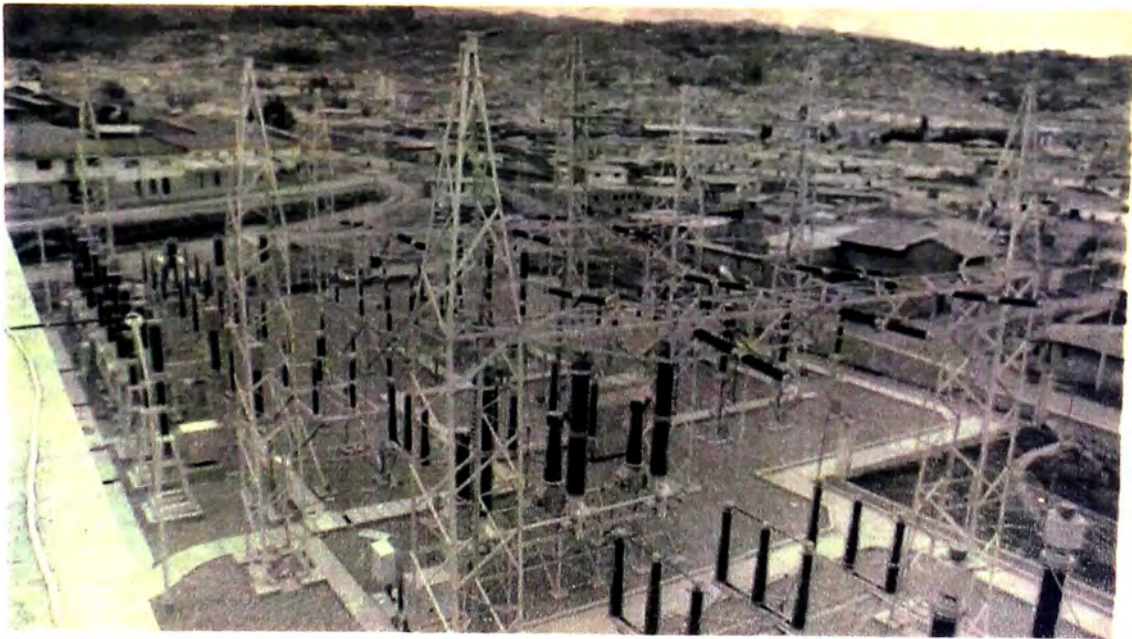
V-12: S.E. QUENCORO INTERRUPTORES EN SF6 138 KV



V-13: S.E PROVISIONAL SICUANI



V-14: S.E TINTAYA CELDAS DE LLEGADA Y DE DISTRIBUCIÓN 10 KV



V-15: S.E DOLORESPATA

transformador de potencia y los interruptores de potencia en SF6.

En la vista V-13, se presenta la S.E. Provisional de Sicuani, construida con equipamiento de reserva de la S.E. Dolorespata.

Finalmente en las Vistas V-14 y V-15 se presentan las celdas de 10 KV de la S.E. Tintaya y el equipamiento de 138 KV de la S.E. Dolorespata.

CAPITULO II OPERACION DEL SISTEMA ELECTRICO SUR ESTE

2.1 Introducción

Un objetivo de la operación de todo sistema eléctrico es el entregar a los usuarios finales, un suministro de energía eléctrica de acuerdo a sus requerimientos de cantidad, calidad, continuidad; en la oportunidad y durante el tiempo apropiado, sin descuidar la integridad y seguridad de los equipos componentes del sistema, operándolos dentro de los límites establecidos que aseguren su mejor aprovechamiento técnico y económico.

Ello implica que asociado a la gestión de la operación de todo sistema, está el concepto de calidad de servicio, garantía de una oferta de nivel de continuidad apropiada, con tensiones y frecuencia dentro del rango de aceptabilidad normado. Bajo este concepto, el programa de despacho de carga debe considerar para cada hora de suministro niveles de reserva operativa rotante, así como reserva fría.

Así mismo, el centro de despacho debe estar dotado de los más avanzados equipos de adquisición, transmisión y proceso de datos de la información en tiempo real, que permitan a los operadores del sistema conocer el estado de los diferentes componentes de la red y las magnitudes de las variables eléctricas en todos los puntos del sistema, posibilitando en el más breve plazo, la adopción de medidas que permitan mantener el suministro dentro de márgenes

aceptables de continuidad y calidad.

Para atender emergencias como son las interrupciones imprevistas, producto de perturbaciones en el sistema, el criterio normalmente aceptado para fijar la reserva rotante se basa en un porcentaje de la máxima demanda prevista del orden del 4 al 5 por ciento, y para fijar la reserva fría se considera la posibilidad de cubrir la falla de la mayor unidad del sistema.

En cuanto a las líneas de transmisión su capacidad está limitada principalmente por dos factores producto de los efectos del calentamiento del conductor y debido a las caídas de tensión. Por la topología del SESE, el efecto provocado por las caídas de tensión es de menor importancia, frente a la capacidad portante al límite térmico, sobre todo en las perturbaciones por acción de terceros.

Desde un punto de vista técnico, la confiabilidad de una línea y, por lo tanto, del sistema de transmisión del cual forma parte, depende de las perturbaciones naturales de las líneas, asociadas con mantenimiento programados, y de las desconexiones por acción de terceros.

Confiabilidad es el resultado de una supervisión, continua y en tiempo real, por medio de dispositivos de medición de magnitudes representativas del estado de los equipos eléctricos, capaz de detectar los estados anormales, por comparación de las magnitudes representativas con valores límites, cuyas definiciones han sido fijadas previamente, ordenada de ser necesaria, automáticamente, la emisión de alarmas y la actuación de los órganos que

gobiernan la parada de los equipos.

En general, luego de cada parada provocada por la actuación de un dispositivo de seguridad, se debe analizar la falla y encontrar una explicación a su causa.

Disponibilidad de servicio, es la capacidad de un sistema de cumplir con el suministro, en condiciones específicas, dentro de ciertos márgenes aceptados de tolerancia. La disponibilidad es la consecuencia de una combinación de su confiabilidad, su mantenibilidad y la logística de su mantenimiento, que darán como resultante el poder cumplir con el suministro en un instante determinado y para un intervalo dado de tiempo.

En términos generales, "**disponibilidad**" refleja la capacidad técnica de una planta para producir energía, mientras que los términos "**factor de carga de la planta**" y "**factor de capacidad**", que también se utilizan, reflejan los requerimientos de producción de la central.

La planificación de la operación a mediano, y corto plazo, permite optimizar los recursos energéticos y deben ser complementados con el uso de herramientas no sólo de análisis de seguridad y evaluaciones pre y post-operativos programados y periódicos, para lograr un despacho económico, seguro y con adecuada calidad, sino complementado con el uso de la telemetría.

2.2 Operación central hidroeléctrica MachuPicchu

2.2.1 Definición

La operación de una central hidroeléctrica consiste en maniobrar, equipos, instalaciones y otros componentes afines

a los grupos generadores, de manera coordinada, progresiva y secuencial, para su funcionamiento continuo dentro de los límites nominales para los cuales fueron construidos, de acuerdo a los Manuales de Operación del fabricante, a fin de mantener la confiabilidad de generación, el suministro de energía y conservación de la vida útil de los equipos electromecánicos.

2.2.2 Arranque de grupo

Antes de arrancar un grupo generador se predisponen los equipos auxiliares: mandos eléctricos, bombas de refrigeración, bombas de aceite, compresoras de aire, regulador de velocidad, válvula esférica, rearmado de las protecciones, verificación de niveles, presiones, temperaturas, puesta en funcionamiento del grupo de inyección y al establecimiento de la presión a un valor mayor al valor de consigna y otros que permiten la condición de **grupo listo para el arranque**. Obtenida tal condición, se abren los inyectores para permitir el paso del agua, que impacta sobre las aletas de la turbina, acoplada al eje del rotor, iniciándose la rotación ó "arranque de Grupo", con velocidad en aumento progresivo, hasta alcanzar el valor nominal de 900 r.p.m y 450 r.p.m, en los grupos de la primera y la segunda etapa respectivamente.

La inyección es para cuando la velocidad del alternador alcanza aproximadamente el 40 % de la velocidad nominal. Es importante tener presente que el espesor de la película de aceite en las chumaceras, es proporcional a la velocidad e inversamente a la presión, de ahí el interés de aumentar

rápidamente la velocidad, a la velocidad nominal, desde las primeras revoluciones.

2.2.3 Puesta en paralelo

La puesta en paralelo consiste en conectar el generador a una barra del sistema en el instante en que sus valores de tensión y frecuencia son iguales a los de barra, y el ángulo de fase entre las tensiones sea cero ó muy cercano a cero (grupo en sincronismo). Para la puesta en paralelo se procede: Grupo girando a la velocidad nominal, cerrar el interruptor de campo; llevar al generador a la tensión nominal, igualarla con la tensión de barra, mediante el regulador de tensión; igualar la frecuencia del grupo a la de barra mediante el regulador de velocidad, hasta alcanzar la condición de grupo en sincronismo e inmediatamente cerrar el interruptor de máquina.

2.2.4 Marcha en vacío

Situación en que, estando el generador en paralelo con el sistema, no entrega energía activa, ni reactiva. Es una condición de "Grupo Listo para tomar carga del sistema ó ser retirado de ella".

2.2.5 Toma de carga

Un generador toma carga cuando, estando en marcha en vacío, se actúa manualmente sobre el regulador de velocidad hasta que empieza a generar energía activa y actuando manualmente sobre el regulador de tensión para controlar la generación de energía reactiva.

Antes de pasar un grupo con carga a la condición de "Marcha en Vacío" se transfiere su carga a los grupos en

operación y en paralelo con el sistema.

2.2.6 Controles horarios

Es el registro horario de las lecturas de los instrumentos reveladores que indican el comportamiento real de los componentes principales y auxiliares de un grupo generador en operación, permitiéndolo al operador que la realiza, conocer el grado de disponibilidad de la máquina para cumplir con los requerimientos exigidos por el sistema o tomar las decisiones correspondientes en caso de presentarse alguna anomalía.

Normalmente se registran los siguientes datos:

La potencia activa y reactiva

Tensión y corriente de máquina

La frecuencia

El factor de Potencia

Tensión y corriente de Excitación

Temperatura del bobinado estático

- Temperatura del circuito magnético del estator

Temperatura agua fría y caliente de refrigeración

Temperatura aire frío y caliente de refrigeración del alternador

Temperatura aceite de Cojinetes

Temperatura metal de cojinetes y patines

- Presiones de aire, aceite y caudales de agua

2.2.7 Parada del grupo

Al igual que en el arranque la parada del grupo requiere que se tomen ciertas precauciones. En efecto el espesor de la película de aceite de las chumaceras decrece a medida que

la velocidad disminuye.

Con la parada el grupo de inyección se pone en funcionamiento, cuando la velocidad alcanza entre el 40 y el 20 % de la velocidad Nominal y se mantiene 30 segundos después de la parada completa del alternador. A este efecto, los frenos se aplican una vez que la velocidad del grupo haya bajado a 110 r.p.m. y se mantiene así hasta la parada completa.

No se puede frenar a una velocidad superior, puesto que se tendría un calentamiento muy elevado de la pestaña de frenada, con un desgaste prematuro de estos órganos. Excepcionalmente y en caso de accidente, el grupo puede acomodarse a una parada sin frenado. En todos los casos es necesario mantener la circulación de agua en los serpentines, por lo menos una hora después de una parada, para favorecer el enfriamiento del aceite y de esta forma estar siempre listo a volver a arrancar con un aceite de viscosidad conveniente.

2.3 Operación de centrales térmicas

2.3.1 Definición

La Operación de una central térmica, consiste en cumplir una serie de procedimientos descritos en los "Manuales de Operación y Mantenimiento" de los grupos generadores. Estos procedimientos deben ser realizados únicamente por el personal de la central, debidamente entrenado y capacitado. Los procedimientos deben cumplirse de manera coordinada, progresiva y secuencial; lo que permitirá el funcionamiento continuo y dentro de los límites nominales para los cuales

fueron contruidos. Los ajuste de las protecciones no deben ser modificados por ningún motivo, sin un previo estudio y análisis de su performance.

Durante el servicio del motor, deberán observarse las instrucciones de prevención de accidentes; las mismas que preferentemente deberán estar en la pared de la sala de máquinas y recordar constantemente el peligro de accidentes, debido al empleo de combustibles y lubricantes.

2.3.2 Puesta en marcha del motor

Antes de arrancar el motor se predisponen los equipos auxiliares: sistema de combustible, sistema de engrase, lubricación, sistema de refrigeración, sistema de aire comprimido y el sistema de control y mandos. Cumplidos los preparativos previos, el motor será puesto en marcha normalmente, siguiendo la secuencia descrita en el "Manual de Operación y Mantenimiento" de cada una de las centrales.

2.3.3 Controles del motor durante el servicio

Después de la puesta en marcha, el motor debe alcanzar lo antes posible su temperatura de servicio (observar la temperatura del agua de refrigeración). Al aumentar el número de revoluciones y la carga del motor, se debe prestar atención a eventuales márgenes de revoluciones críticas (marcadas en rojo sobre el tacómetro) que deberán ser atravezados rápidamente.

Se debe tomar los valores de medición a intervalos regulares durante el servicio, lo que ayuda poder apreciar a tiempo eventuales irregularidades y poder tomar decisiones.

2.3.4 Parada del motor

Al igual que en el arranque, la parada del grupo requiere que se tomen ciertas precauciones: controlar la presión del aire comprimido, bajar la carga del motor y si es posible dejar por unos diez minutos el funcionamiento con carga reducida, luego parar el motor y verificar todos los equipos auxiliares de acuerdo al manual de operación.

2.4 Operación de subestaciones de transformación

La operación de una subestación consiste en maniobrar los equipos de seccionamiento con la finalidad de energizar ó desenergizar transformadores de potencia y líneas de transmisión, cumpliendo de manera progresiva, secuencial y con seguridad para los equipos y personal, los procedimientos descritos en los Manuales de Operación y Mantenimiento. Estas tareas deben ser cumplidos por personal técnico debidamente capacitado y entrenado, debiéndolo tener presente las siguientes recomendaciones para la eficiente operación de la Subestación:

- 1) En la subestación se debe disponer de diagramas y planos, mantenidos al día, de la disposición de los equipos de la subestación, para consulta inmediata por el personal autorizado.
- 2) Se deben hacer verificaciones periódicas para comprobar que se dispone de fusibles de repuesto de las características adecuadas.
- 3) Todo el personal que trabaja en subestaciones debe ser entrenado en procedimientos de primeros auxilios, particularmente en respiración artificial.

4) No se debe permitir que trabajen en subestaciones eléctricas personas cuyas condiciones de salud determine que sea un riesgo inaceptable trabajar cerca de equipos energizados.

5) Todo personal que presta servicio en una subestación debe ser provisto de equipo de protección, que incluye guantes aislantes flexibles, protección visual, alfombras aislantes para colocar delante de los paneles, cascos de protección con propiedades dieléctricas.

6) El sistema de extinción con polvo seco halon y el sistema de extinción con dióxido de carbono son recomendados frecuentemente para la protección de equipos eléctricos. Los extintores situados fuera del edificio deben ser protegidos del ambiente. Todo el personal debe conocer la ubicación de los extintores y debe ser entrenado para su uso correcto.

7) Toda subestación eléctrica debe tener procedimientos establecidos para casos de incendio u otras emergencias. Donde haya servicio telefónico es esencial una lista de números de emergencia. Donde se usen sistemas de radio, se deben establecer los procedimientos necesarios para atender las emergencias.

8) En las subestaciones con personal de guardia permanente es necesario proporcionar un equipo de primeros auxilios, que debe ser mantenido en condiciones óptimas.

9) En todas las instalaciones de alta tensión deben colocarse letreros de precauciones ó avisos que indiquen **PELIGRO**. Los letreros deben estar colocados a una distancia no mayor de 15 metros y deben ser lo suficientemente grandes

como para que puedan leerse a una distancia de 30,5 metros (Specifications for accident prevention signs, American National Standard).

10) En todas las subestaciones se debe mantener la iluminación adecuada. Si es necesario para la operación y mantenimiento de áreas específicas, se debe suministrar luz suplementaria.

11) El buen orden y limpieza es esencial para la prevención de incendios y para la operación eficiente. El área se debe mantener limpia de yerbas y malezas.

12) En las subestaciones solamente se deben usar escaleras portátiles de madera o de otro material no conductor. Las cintas de medir metálicas no se deben usar.

2.5 Operación del sistema

2.5.1 Planeamiento estratégico

Introducción

El primer paso para poder llevar a cabo cualquier proceso de planeamiento es la definición de la misión de la empresa. Esta definición debe ser clara, explícita y formal.

Asociada a la misión existen objetivos corporativos, en toda área de actuación en el que se desean medir resultados, que afecten de manera directa y vital la permanencia y prosperidad de la empresa.

A continuación enunciamos 8 áreas claves en las que es posible definir objetivos de actuación y resultados:

Mercado : Monopolio Natural

Productividad · Eficiencia operativa y de mantenimiento

Innovación

Recursos físicos y financieros

Rentabilidad

Actuación y desarrollo Gerencial

Actitud y actuación del trabajador

Responsabilidad pública

Definida la misión de la empresa, debemos considerar al Ejecutivo Principal, por lo general el Gerente General, como responsable de los resultados finales (globales) de la misma. El podrá delegar en otros ejecutivos subalternos, las responsabilidades funcionales de ciertas áreas (producción, ventas, finanzas, etc) y por ende delegar la autoridad necesaria para ello. Sin embargo, el éxito ó fracaso de la gestión empresarial, será en exclusividad, una responsabilidad inherente a su cargo. Por lo tanto el Gerente General debe ser siempre el primer planificador. El y sólo él es el responsable de tomar decisiones en el sentido de que planeamiento estratégico es el continuo proceso de tomar decisiones actuales en forma racional, oportuna, sistemática, coherente, etc. y con el mejor conocimiento posible de su resultado futuro, organizando sistemáticamente los esfuerzos que se requieren para poner en práctica estas decisiones y evaluando los resultados de las mismas en relación con las expectativas, para corregir de ser necesaria rumbos.

Retomando una visión positiva de que la empresa tiene conocida su misión y el Gerente claras sus responsabilidades, cómo seguimos adelante?. Aquí entramos en contacto con el entorno, el cual se da en dos contextos

ó planos: El Exógeno y el endógeno a la empresa.

De manera simplista podemos decir que el entorno exógeno es aquel que genera las oportunidades y riesgos. El endógeno representa el conjunto de fortalezas y debilidades (para hacer frente a esas oportunidades y riesgos).

Lo esencial en el análisis estratégico no es el largo o el corto plazo de las decisiones adoptadas, sino la importancia de los mismos. Las decisiones estratégicas se toman continuamente, lo que importa es la duración de los efectos de la decisión, y no el corto o largo plazo en que se realiza.

Plan Operativo

El Plan Operativo es el resultado del Planeamiento Estratégico y tiene por finalidad, el logro de objetivos y metas en un período determinado. Para el logro de estos objetivos el plan operativo se fundamenta en los programas de operaciones, mantenimiento, presupuestos, comercialización y administración.

En conclusión el plan Operativo es una proyección de las actividades a cumplirse, donde está prevista los niveles de producción, ventas, balances proyectados de ingresos y el presupuesto Operativo.

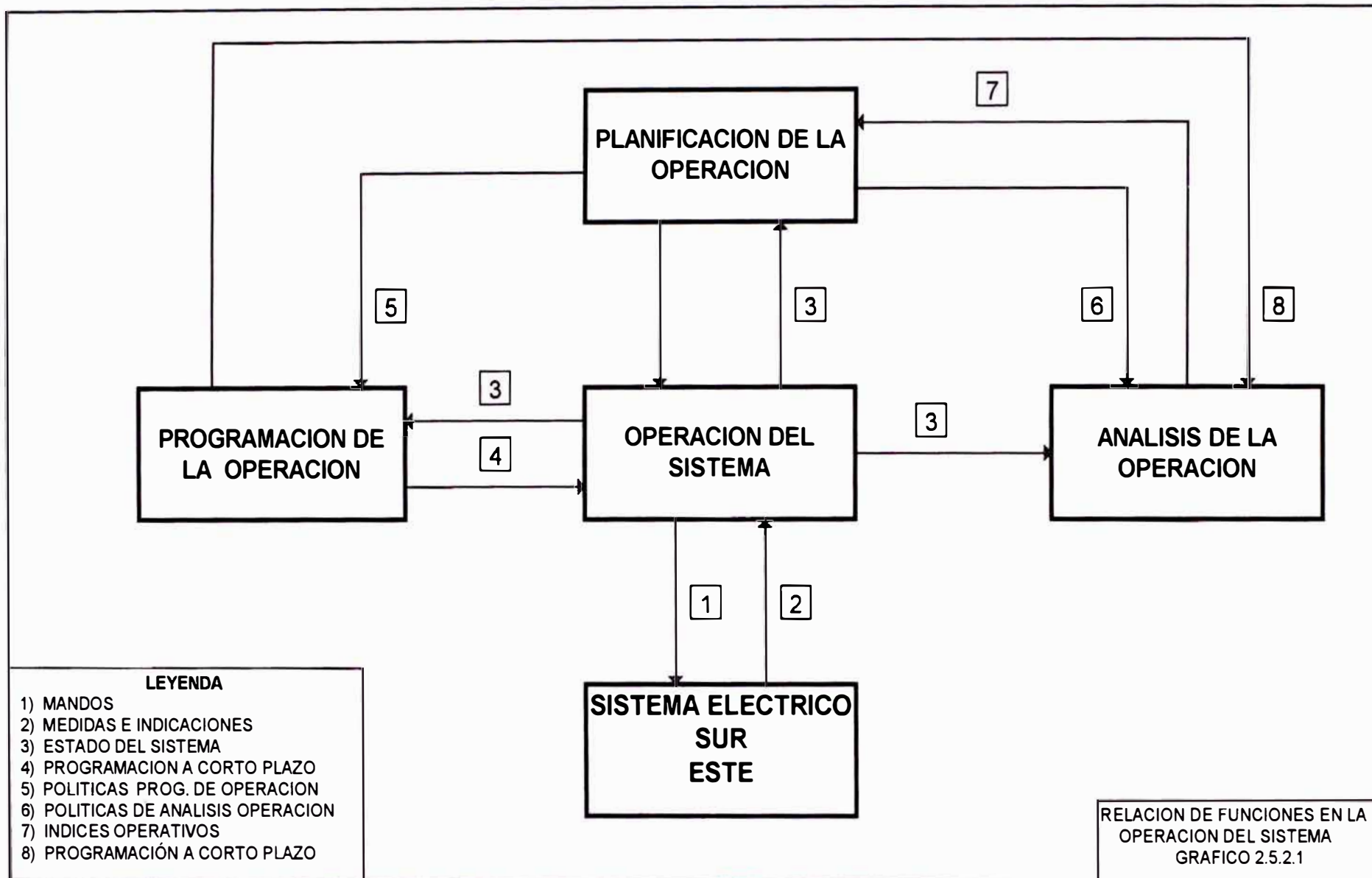
2.5.2 Relación de funciones en la operación del sistema

La Operación de todo Sistema Eléctrico involucra las siguientes áreas:

Planificación de la Operación

Servicio de Operación del Sistema (Centro de Control)

Servicio de Programación de la Operación



Servicio de Análisis de la Operación

Un Sistema Eléctrico de Potencia

La Planificación de la Operación del Sistema es la encargada de dictar las políticas de operación, programación y del análisis de la operación, para lo cual utiliza la información del estado del sistema y los índices de efectividad de la operación. La relación de las funciones, se ilustra en el gráfico 2.5.2.1.

2.5.3 Regulación de la tensión del sistema

Las tensiones de servicio en todo sistema eléctrico de potencia no permanecen constantes, sino que varían de acuerdo con las condiciones de funcionamiento de la red. Por otro lado, éstas variaciones de tensión deben mantenerse dentro de límites establecidos según las características de los equipos, para evitar que se produzcan defectos de aislamiento. Por estas razones, los equipos que constituyen un sistema, se diseñan y se construyen para una tensión nominal y para una tensión máxima de servicio. Por lo tanto es necesario definir las tensiones máximas que son aceptables en el sistema y establecer la filosofía de regulación de la tensión y la protección de la red, contra sobretensiones a frecuencia industrial, para que en cualquier condición de régimen permanente, se logre mantener los valores de voltaje dentro de rangos aceptables.

Las posibilidades técnicas existentes en el sistema, para regular la tensión son los siguientes:

- 1) Variación de la excitación de los grupos generadores.
- 2) Variación sin carga de los Taps fijos de los

transformadores

- 3) Operación bajo carga de los cambiadores de taps
- 4) Conexión y desconexión de capacitores
- 5) Compensación reactiva estática

A continuación se describe brevemente cada uno de los métodos enunciados:

1.- Variación de la Excitación de los Grupos Generadores:

En la Tabla 1.2.6.1 se presenta los datos de las Máquinas Síncronas, donde se indican los límites de las potencias reactivas de los grupos generadores, expresadas en MVAR; dichos valores fueron obtenidos de las curvas de capacidad de los generadores. Cabe señalar que la capacidad efectiva de suministro de potencia reactiva de los generadores, es apreciablemente diferente a la tabulada, por las siguientes razones:

- 1) No toda la potencia instalada se encuentra normalmente en servicio en horas de carga mínima, tampoco en horas de máxima demanda, por razones de optimización de la utilización del sistema hidrotérmico.
- 2) Los generadores en servicio, no están por lo general cargados al máximo o al mínimo técnico.
- 3) No siempre son alcanzados los valores dados por la curva de capacidad, por existir limitaciones en la operación, como por ejemplo el nivel de tensión de los servicios auxiliares de la central.

2.- Variación de Taps sin carga

Todos los transformadores del sistema poseen conmutadores o TAPS como puede verse en la Tabla 1.3.16.1. El cambio de

Taps se realiza desconectando el transformador y generalmente, esto se efectúa cuando varía la topología de la red, la inclusión de nuevos generadores, nuevas líneas y cargas importantes, que justifiquen el cambio de la posición de estos taps.

3.- Variación de los taps bajo carga

Los taps bajo carga, son dispositivos que permiten variar la relación de transformación sin interrumpir el suministro eléctrico, se emplea en las subestaciones de entrega de energía a las empresas distribuidoras. La operación se realiza mediante un sistema electromecánico comandado en forma manual o por los elementos de control automático que permite seleccionar una de las 17 posiciones del taps, para mantener el voltaje de entrega a los clientes, dentro de los rangos pre-establecidos. El control puede efectuarse en forma remota, desde el tablero de la sala de control, o control manual, en el gabinete del transformador; desde ambas posiciones puede darse la orden de subir ó bajar el tap en servicio, el que se ejecuta uno por cada orden.

4.- Conexión y desconexión de capacitores

La operación de los bancos de capacitores, depende de las condiciones de la red, y son comandados por relés de máxima y mínima tensión, para su desconexión y conexión respectivamente.

En el SESE, se tiene bancos de capacitores en las subestaciones de INCASA y Dolorespata, las mismas que están conectadas a las barras de 6,6 y 11,5 KV, como puede verse en los diagramas unifilares de las indicadas subestaciones.

5.- Compensación Reactiva Estática:

La compensación reactiva estática fue instalada en el SESE, como parte de la construcción de la línea Tintaya Juliaca, con la finalidad de controlar los niveles de tensión de la línea Tintaya Juliaca de 200 Km. La compensación de potencia reactiva inductiva es a base de tiristores y su capacidad es de 15 MVAR, en Tintaya y de 5 MVAR en la subestación Juliaca, mientras que la compensación reactiva capacitiva es a base de capacitores de 15 y 5 MVAR, en las subestaciones de Tintaya y Juliaca respectivamente.

2.5.4 Regulación de la frecuencia del sistema

La regulación de la velocidad y por lo tanto de la frecuencia, es una función inherente del regulador de velocidad de los grupos generadores. Los reguladores de velocidad, como todo equipo mecánico, poseen ciertas características propias, como la estabilidad, el tiempo de respuesta, la precisión y la tecnología de fabricación.

Los reguladores Oleo-electromecánicos de los grupos Francis 1 y 2 de la CHM, por el tiempo de servicio y la falta de repuestos se encuentran con deficiencias, razón por lo que la Empresa Generadora MachuPicchu convocó a una licitación pública en el mes de agosto de 1995, con la finalidad de adquirir un sistema de regulación de velocidad, con un presupuesto base de 600 000 dólares.

Los grupos peltón inicialmente contaban con un programa de repartición de carga automática, pero fueron retirados de servicio, por defectos en el tiempo de respuesta y por

el Software que requería una actualización permanente, a cargo de un especialista, del estado de los grupos. En la actualidad los grupos operan de manera independiente y con regulación manual.

Aún cuando la frecuencia del sistema se mantiene dentro del rango permisible, las grandes cargas variables (palas mecánicas y molinos de 3 000 HP) de la mina Tintaya, originan una oscilación de la frecuencia, como consecuencia de la ubicación de la carga, con respecto a la CHM (300 Km), la pequeña inercia del sistema y la alta velocidad de la variación de la carga.

2.5.5 Comité de operación económica del sistema

La Ley de Concesiones Eléctricas en el título IV, artículo 390, define al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), como: "Los titulares de las centrales de generación y de sistemas de transmisión, cuyas instalaciones se encuentren interconectados, conformarán un organismo técnico denominado Comité de Operación Económica del Sistema, con la finalidad de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos. Para tal efecto, la operación de las centrales de generación y de los sistemas de transmisión se sujetarán a las disposiciones de este Comité".

A pesar que el Sistema Eléctrico Sur Este, está atendida por una sola empresa generadora, su filosofía se basa en el óptimo económico del conjunto de su parque generador. Esta filosofía se verá fortalecido por la próxima interconexión

de los Sistemas Eléctricos del Sur, la que dará origen a la transferencias de energía entre las Empresas Generadoras, de manera que cada uno podrá hacer frente a su mercado consumidor haciendo uso de la combinación más económica entre producción propia y transferencia de otras generadoras.

2.5.6 Planificación de la operación energética

Los estudios típicos que se desarrollan en este campo son los siguientes:

- 1) Previsión de ventas mensuales de energía a clientes directos del sistema de Generación, como son: Electro Sur Este, INCASA, Tintaya y otros clientes de libre contratación (MINSUR). Una parte substancial de estas previsiones se basa en antecedentes informados por los propios clientes.
- 2) Cálculo de los costos marginales de operación trimestrales y determinación de la operación hidrotermica del sistema de generación, considerando las estaciones del año y por lo tanto los caudales del rio Vilcanota.
- 3) Indisponibilidad de los grupos generadores de la Central Hidroeléctrica MachuPicchu.

El programa de producción y ventas así definido constituye el marco de referencia general para la operación del año y también como para la formulación presupuestal anual de los ingresos y gastos de explotación de la Empresa Generadora. Adicionalmente y como un marco complementario de seguridad se estudia el abastecimiento en caso de hidrología seca.

Los estudios descritos permiten establecer a priori las condiciones en que serán abastecidos los consumos y los efectos que podrían tener situaciones hidrológicas adversas en la explotación de las centrales del Sistema.

2.5.7 Planificación de la operación eléctrica

Los estudios desarrollados dentro de esta actividad persiguen fundamentalmente determinar las condiciones en la que operará el sistema de transmisión, para transmitir los bloques de potencia y energía implícitos en el programa de abastecimientos del sistema, determinados por la planificación energética.

La Operación del Sistema puede condicionar, por razones de transmisión, restricciones operativas, por lo cual es importante contar con los siguientes estudios:

Previsión de demandas por subestaciones para horas típicas: demanda máxima, demanda mínima, etc.

- Estudios de flujos de potencia para determinar niveles de transmisión, niveles de tensión, revisión de normas de operación, etc.

Estudios de contingencias en el sistema de transmisión.

Estos incluyen estudios de estabilidad transitoria, cuando las condiciones de transmisión determinadas, se apartan notablemente de los valores de operación normales.

Adicionalmente se realizan estudios especiales motivados por:

Construcción de nuevas obras o modificaciones de los existentes, que implican cambios en la topología normal de

la red y que pueden modificar la operación normal durante algunos días o semanas en el año.

Mantenimientos programados que signifiquen una indisponibilidad prolongada de equipos importantes y/o configuraciones especiales de la red eléctrica.

Los tipos de estudios descritos permiten determinar a priori las condiciones eléctricas que prevalecerán en el sistema en aquellas horas consideradas como las más críticas desde el punto de vista eléctrico. Igualmente permiten verificar su capacidad para soportar sin problemas un cierto número seleccionado de contingencias. Por lo tanto, se acepta implícitamente que contingencias de mayor gravedad o contingencias múltiples, podrían significar diferentes grados de perturbaciones en el suministro normal a los consumos, dependiendo del período del año y hora en que pudieran ocurrir.

2.5.8 Evaluación de la operación del sistema

A medida que transcurre la Operación del sistema se desarrolla un proceso permanente de evaluación de resultados y la determinación de acciones correctivas.

Es frecuentemente necesario revisar o complementar los estudios de planificación descritos, como consecuencia de las desviaciones experimentadas ya sea en la hidrología, los consumos o ambos factores; asimismo el costo de los combustibles pueden hacer variar los costos marginales en una magnitud suficiente como para afectar la operación hidrotérmica programada.

Por otra parte se realizan estudios especiales destinados a la investigación de fallas que han producido caídas de servicio de importancia. Estos estudios están orientados a explicar el comportamiento del sistema y de sus equipos de protección y control, a la vez que a determinar la conveniencia de realizar mejoramientos en estos mismos equipos y/o en los procedimientos de operación.

Dentro de este tipo de evaluaciones, luego de una falla se emite un informe preliminar, y con una periodicidad semanal, se emite un informe que analiza y resume el comportamiento de los equipos de protecciones en cada una de las fallas que han ocurrido en el sistema durante ese período.

El proceso de evaluación está relacionado también con el control de los resultados obtenidos versus las previsiones realizadas al comienzo del período. De particular importancia es el control del resultado de las ventas a cada uno de los clientes del sistema y la explicación de las desviaciones, para considerar estos antecedentes en las previsiones del año siguiente.

Dentro del control de resultados cabe mencionar también las pérdidas de transmisión resultantes del modo de explotación del sistema de transmisión, la energía no aprovechada en las centrales hidroeléctricas y el control del consumo específico de combustible en las centrales térmicas de acuerdo con el régimen de carga con que fueron programados.

2.5.9 Gestión Central Hidroeléctrica MachuPicchu, primer semestre 1 995

En lo que sigue se hará un análisis de la gestión desarrollada por la Empresa Generadora MachuPicchu en la central del mismo nombre. Para ello se analizará los indicadores de gestión empresarial, evolución de la producción de energía y máximas demanda. Igualmente se analizarán la participación de los grupos generadores en la producción de energía, estado de los grupos, la demanda de potencia y el diagrama del día de máxima demanda.

En la tabla 2.5.9.1, se puede ver los índices de gestión de la CHM, los que se explican por si solos; mientras que de la Tabla 2.5.9.2 se puede resaltar el incremento de la producción de energía y potencia para el período 1 994/ 1 995, fue de 32,5 % y de 2,91 % respectivamente.

En el Gráfico 2.5.9.1, se puede observar que los Grupos Francis, operaron solo el 15 % del total de horas de servicio; mientras que los grupos Peltón lo hicieron en un 25 % del total de horas de funcionamiento. Esto obedece a que durante los períodos de avenidas los grupos Francis son mantenidos en reserva, por el mayor costo de mantenimiento, como consecuencia de la calidad del agua. El gráfico 2.5.9.2, nos muestra la participación de los grupos en la producción total de la CHM.

Los gráficos 2.5.9.3 y 2.5.9.4 nos muestran el estado de los grupos 2 y 4, donde se puede observar que las horas de mantenimiento preventivo fueron el doble de las horas de mantenimiento correctivo, lo cual es correcto.

El gráfico 2.5.9.5 muestra la distribución de la energía generada por la CHM, transmitiéndose el 52 % de este bloque de energía a través de la línea CHM-INCASA, precisamente para satisfacer parte del consumo de energía de la fábrica de fertilizantes. Mientras que el 44 % de la producción se transmite a través de la línea CHM-Quencoro, para satisfacer la demanda del sistema. El gráfico 2.5.9.6 nos indica que el 73 por ciento de la producción de la CHM, corresponde a las horas de valle, mientras que el 27 % del bloque corresponde al período de punta.

El gráfico 2.5.9.7 nos muestra el comportamiento de la máxima Demanda para el mes de Junio de 1 995; mientras que el gráfico 2.5.9.8 nos muestra el diagrama del día de máxima demanda, ocurrida el 95.06.26.

Nº	INDICES	FORMULA	UNIDAD	CENTRAL
01	Energía Producida Por la CHM.	N.A	Mwh	265 777
02	Número de trabajadores	N.A	UNID	36
03	Energía Producida Por Trabajador	Mwh / T	MWh-T	7382,69
04	Máxima Demanda	N.A	MW	99
05	Indice de Disponibilidad de Reserva Nominal	$(1-(MD/PN))$	p.u	0,077
06	Indice de Disponibilidad de Reserva Efectiva	$(1-(MD/PE))$	p.u	0,136
07	Factor de Utilización	MD/ PE	p.u	0,864
08	Factor de Planta	MWH/PN*4344	p.u	0,571
09	Factor de Carga	MWH/MD*4344	p.u	0,619
10	Potencia Media de Explotación de la CHM	MWH/HP	MW	61,2
11	Tiempo de Falla de Generación	HFG/DIAS Mes	Hrs	0,00
12	Rendimiento del Sistema de Generación	$(1-uE/Eg)*100$	%	98,28
13	Potencia Nominal de la CHM	PN	MW	107,2
14	Pérdidas de Generación y Transformación	uE	MWh	4 572

TABLA 2.5.9.1: INDICES DE GESTION EMPRESARIAL CHM, PRIMER SEMESTRE 1 995

MESES	ENERGIA GENERADA			MAXIMA DEMANDA			CAUDAL RIO VILCANOTA M3/S						SEDIMENTACION EN (grs / lts)					
	1 995 MWH	1 994 MWH	DIFER %	1 995 MW	1 994 MW	DIFE %	1 995			1 994			1 995			1 994		
							MAX	MIN	PROM	MAX	MIN	PROM	MAX	MIN	PROM	MAX	MINI	PROM
ENERO	48 048	32 532	47,7	95,7	76,9	24,4	425	118	224	448	183	298	4,02	0,13	0,73	5,04	0,20	1,11
FEBRE	37 807	29 521	28,1	92,9	76,9	20,8	295	73	131	563	288	423	1,26	0,02	0,28	3,19	0,22	1,21
MARZO	45 375	32 990	37,5	95,1	80,0	18,9	583	195	326	578	213	343	6,80	0,22	1,03	3,45	0,16	0,89
ABRIL	43 924	32 470	35,3	96,0	81,6	17,6	345	79	158	338	171	229	1,53	0,04	0,26	2,49	0,09	0,35
MAY	45 693	35 157	30,0	96,3	82,7	16,4	86	46	60	181	73	115						
JUNIO	44 929	37 977	18,3	99,0	96,1	2,9	46	37	41	72	46	57						
TOTAL	265 777	200 647	32,5	99,0	96,1	2,9	583	37	156	578	46	423	6,80	0,02	0,57	5,04	0,04	0,73

TABLA 2.5.9.2 : CUADRO COMPARATIVO DE ENERGÍA GENERADA , MD Y CAUDALES RIO VILCANOTA

HORAS DE FUNCIONAMIENTO GRUPOS CHM, PRIMER TRIMESTRE 1995

TOTAL HORAS SEMESTRE 4,344

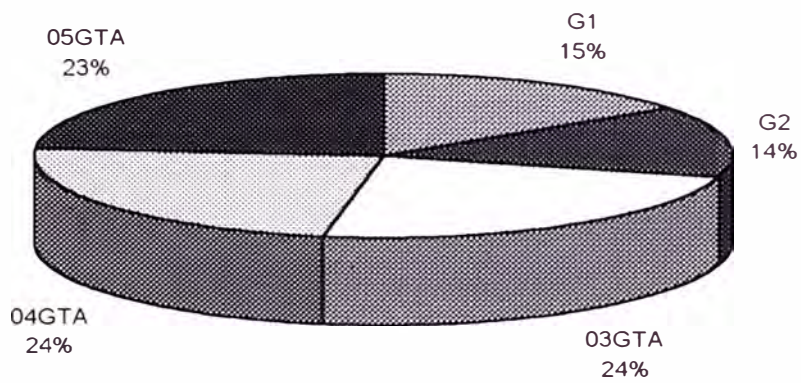


GRAFICO 2.5.91

ENERGIA GENERADA POR GRUPOS CHM, PRIMER SEMESTRE 1995

ENERGIA GENERADA 265,777 MWH

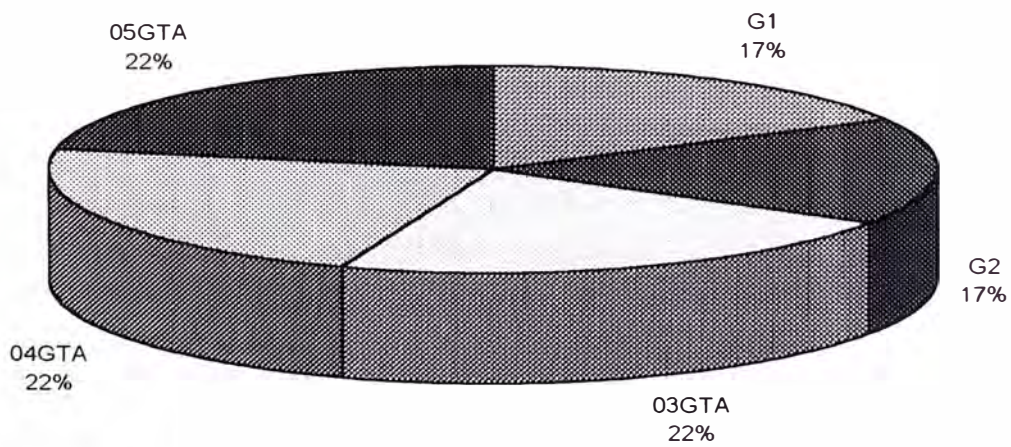


GRAFICO 2.5.9.2

ESTADO DEL GRUPO G2 CHM, PRIMER SEMESTRE 1995

HORAS DEL SEMESTRE 4,344

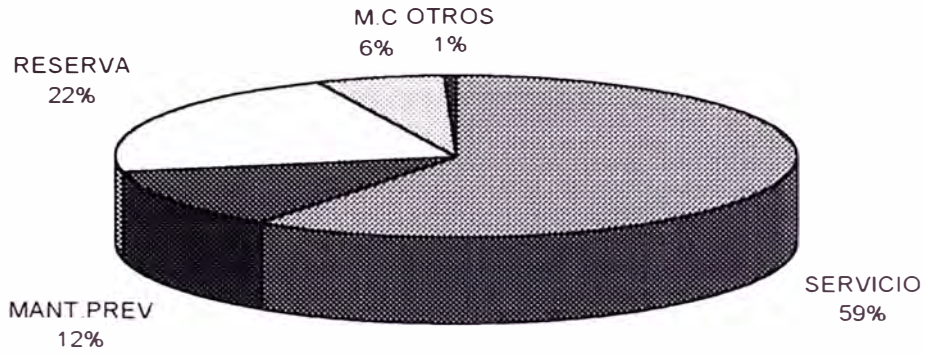


GRAFICO 2.5.9.3

ESTADO DEL GRUPO 04GTA CHM, PRIMER SEMESTRE 1995

HORAS DEL SEMESTRE 4344

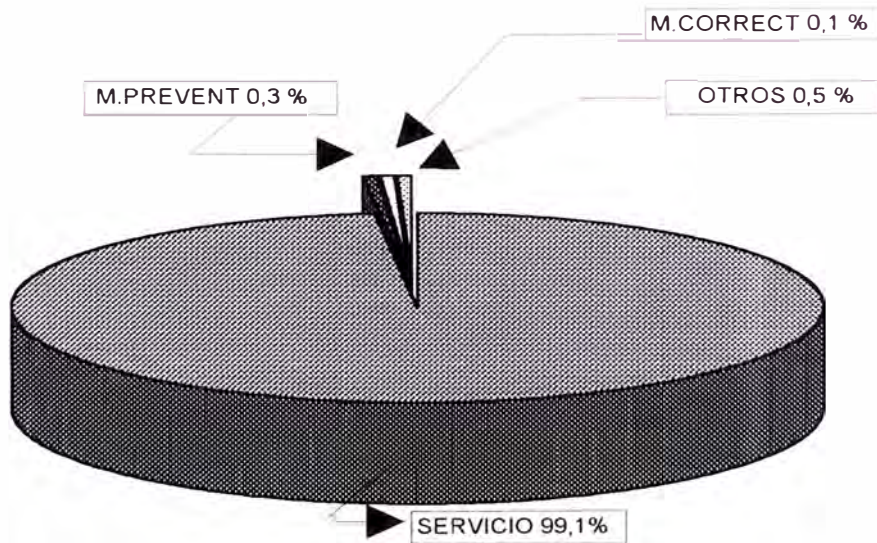


GRAFICO 2.5.9.4

DISTRIBUCION DE ENERGIA GENERADA CHM, PRIMER SEMESTRE 1995

ENERGIA GENERADA 265,777 MWH

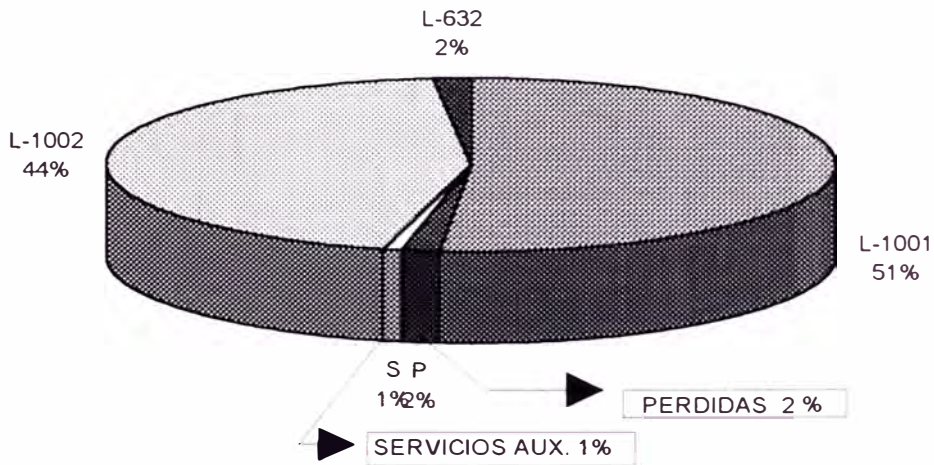


GRAFICO 2.5.9.5

GENERACION DE ENERGIA EN PERIODOS CHM, PRIMER SEMESTRE 1995

ENERGIA GENERADA 265777MWH



GRAFICO 2.5.9.6

COMPORTAMIENTO DE LA MAXIMA DEMANDA CHM JUNIO 1995

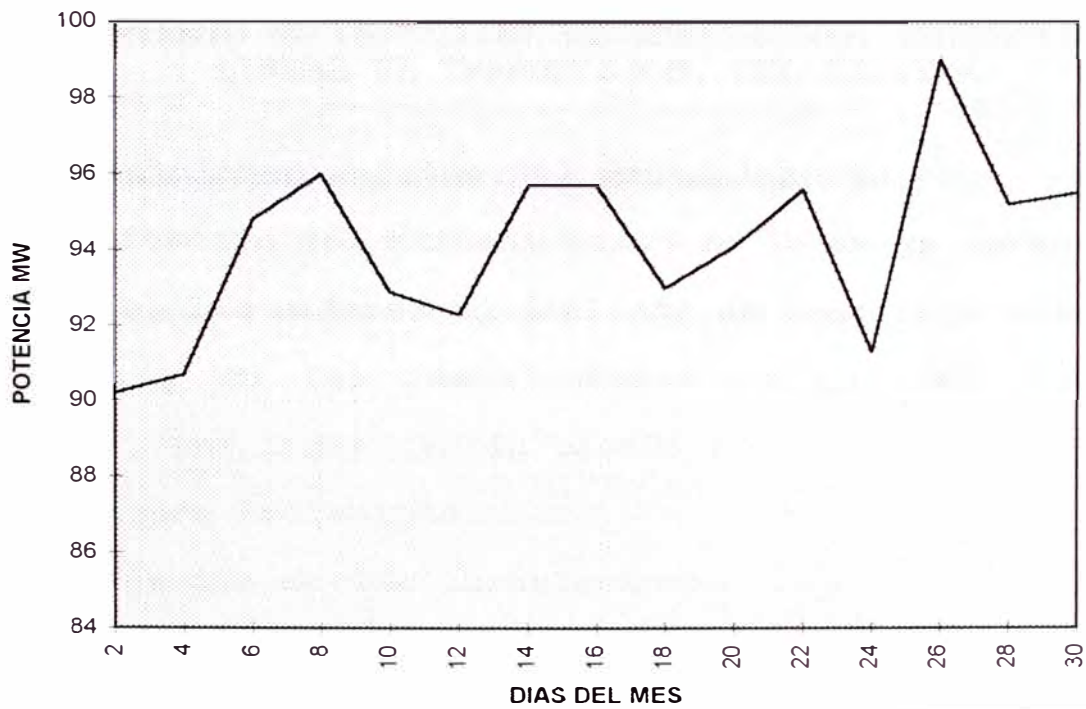


GRAFICO 2.5.9.7

DIAGRAMA DE CARGA DEL DIA DE MAXIMA DEMANDA, 26 JUNIO 1995

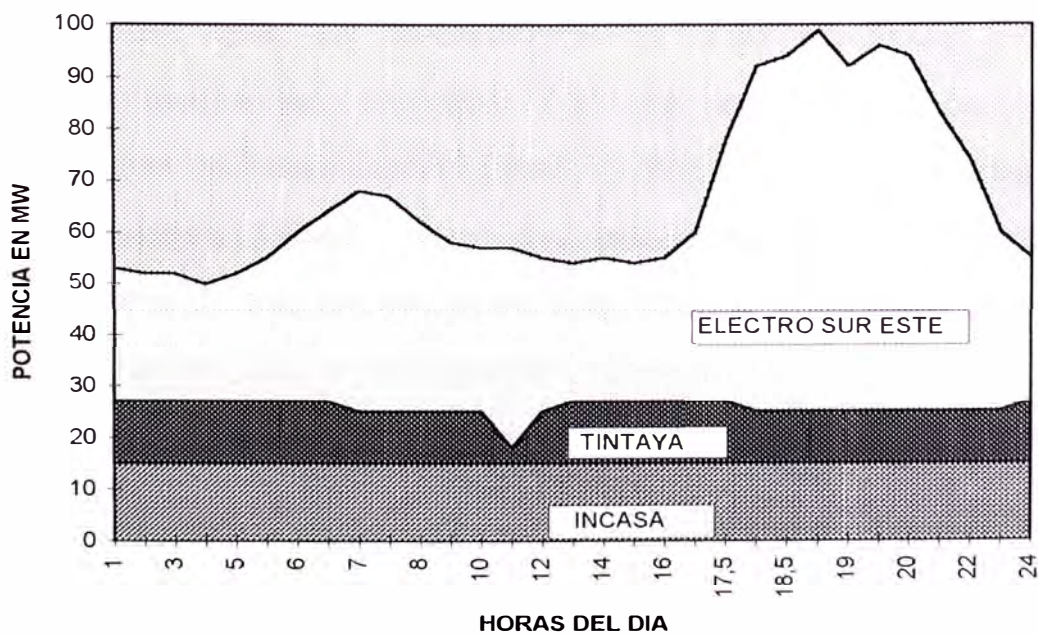


GRAFICO 2.5.9.8

CAPITULO III
MANTENIMIENTO DE CENTRALES DE GENERACION, SUBESTACIONES Y
LINEAS DE TRANSMISION, DEL SISTEMA

3.1 Definiciones gestión del mantenimiento

A la función del mantenimiento se le exige garantizar en el tiempo, las mejores condiciones de funcionamiento de las máquinas y de las instalaciones en general. Todo esto requiere, una organización basada en:

- Estructura Profesional

Codificación de las instalaciones

Codificación de los repuestos

Equipos y herramientas

El conocimiento de la causa de las fallas y de los arreglos más adecuados se puede medir según dos parámetros: La **FIABILIDAD** y la **MANTENIBILIDAD**; la fiabilidad es la probabilidad que la maquinaria y los equipos auxiliares funcionen hasta un tiempo "T" en perfectas condiciones; mientras que la mantenibilidad, o facilidad de mantenimiento es la probabilidad que la maquinaria y los equipos auxiliares que hayan sufrido una falla , puedan ser puestos en servicio en un determinado tiempo "t".

Antes de decidir cual ha de ser la política de mantenimiento que se debe adoptar en una central hidroeléctrica, es conveniente conocer:

- La importancia de la instalación

El tipo de la instalación

La historia de los acontecimientos y su frecuencia

La historia de las intervenciones

Análisis de los acontecimientos, soluciones llevadas a cabo y/o descubiertas para obtener las mejoras.

Disponibilidad de los materiales

Disponibilidad de los repuestos

Disponibilidad de documentación técnica

La política de mantenimiento puede ser: **Preventiva** o **Correctiva**; preventiva es aquella intervención orientada a prevenir las fallas y puede ser realizada, con fecha fija, con funcionamiento definido y bajo condición o diagnosis. Esta filosofía se conoce también como "Mantenimiento Histórico". El Mantenimiento Preventivo no supone el empleo eficiente de los recursos de Mantenimiento, por cuanto los trabajos se realizan sin observar el estado de la maquinaria, y los problemas se crean frecuentemente donde no existían, por la instalación de recambios defectuosos o montajes deficientes en máquinas que estaban en buen estado. Se estima que, entre un 20 y un 25 % de los fallos que se presentan en el arranque de las máquinas, son atribuibles a éstos problemas. En el mantenimiento preventivo con fecha fija, la instalación o uno de sus componentes están sometidos a una intervención de mantenimiento periódica, independientemente de las horas de funcionamiento, es decir es un tipo de mantenimiento programable; mientras que en el mantenimiento preventivo con Funcionamiento definido, la instalación o uno de sus componentes está sometido a una

intervención de mantenimiento que depende de las horas de funcionamiento que el constructor haya determinado de antemano y según la experiencia adquirida.

El mantenimiento correctivo, puede ser con y sin prioridad. El mantenimiento correctivo con prioridad, se caracteriza por sus escasos valores de eficacia, y por los siguiente:

Pérdida de tiempo y "escasa" calidad en los trabajos

Repetición de intervenciones del mantenimiento.

Mayor costo de mantenimiento

La evolución de los sistemas informativos y de los instrumentos analizadores ha permitido una evolución del mantenimiento preventivo a tiempo definido en **Mantenimiento Predictivo**, que permite determinar el deterioro de las características significativas de las máquinas y de las instalaciones, pudiéndose ver con anticipación el momento en el que se puede presentar una falla; vale decir que es la tecnología que permite determinar el estado de funcionamiento de la máquina, sin necesidad de interrumpir su funcionamiento.

La idea central del mantenimiento predictivo es que la mayoría de los componentes de máquinas, manifiestan la alteración de su funcionamiento normal, antes de que ocurra la falla. El análisis de Vibraciones es la piedra angular del Mantenimiento Predictivo en las Máquinas rotativas, mientras que la Termografía es la piedra angular del mantenimiento predictivo de componentes eléctricos.

Las Políticas de mantenimiento adoptadas se llevan a cabo

por medio de programas, que pueden ser: **Programa preventivo en Servicio y Programa preventivo de paradas**: El primero puede comprender, las inspecciones, controles (Análisis de Vibraciones), limpieza, contrastación de Instrumentos y Aceites lubricantes; mientras que en segundo comprende la revisión general de la maquinaria principal, programar las intervenciones de mantenimiento extraordinario y de mayor importancia.

La **Planificación y Programación** de las actividades de mantenimiento tiene por objetivo obtener los resultados técnicos con los niveles de calidad exigidos en los tiempos establecidos. Planificar significa conocer la actividad que hay que realizar en todos sus detalles; mientras que programar significa predisponer los programas para los recursos y el programa ejecutivo con el vínculo tiempo impuesto.

Las actividades de planificación y programación deben dar origen a algunos documentos de fácil interpretación y lectura, los cuales deben hacer resaltar:

Las responsabilidades organizativas

Los programas y los tiempos de adquisición de recursos

Los tiempos previstos para la ejecución y para las revisiones

Los recursos empleados

Las actividades que determinan la duración de los trabajos en su conjunto.

Las rutas críticas

Los áreas encargados de llevar a cabo las revisiones que

deben intervenir.

El anterior debe dar origen al **Programa Ejecutivo** las que deben incluir diagraas Gantt - Pert.

Antes de dar inicio a la **Ejecución de las Actividades de Mantenimiento**, se debe tener lista toda la documentación técnica necesaria, tales como programas, diseños y esquemas, manuales de Mantenimiento y planos de trabajo. Así mismo es necesario verificar, la disponibilidad de la maquinaria, disponibilidad de los recursos y control de la disponibilidad de repuestos, herramientas y materiales.

La **Calidad** en las actividades de mantenimiento asume una importancia especial durante toda la vida de los equipos, por cuanto es necesario que las instalaciones de producción, transformación y transmisión se realicen con metodologías bien definidas, que garanticen una elevada disponibilidad y continuidad del servicio, respetando las normas y las leyes del medio ambiente. La calidad de mantenimiento influye en:

Fiabilidad de la maquinaria

Seguridad

Objetivos

Repuestos

Políticas de Mantenimiento

Economía de la Gestión

Imágen de la empresa

La calidad en las actividades de mantenimiento es el resultado de la suma de muchos factores que cooperan entre si, entre los que se puede indicar:

Planificación de las actividades

Documentación técnica: especificaciones técnicas, planos, esquemas y manuales de instrucción.

- Herramientas en general y específicas de buena calidad y eficiente conservación

Modalidad en desmontar y controlar los montajes

Repuestos disponibles y bien conservados

- Valoración cuidadosa en las sustituciones de componentes no especificados

Esmero en las limpiezas, revisiones de planos de conjunto.

Balance exacto de las actividades para el sistema informativo.

La **SEGURIDAD EN LAS ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO**, relacionado a las normas y procedimientos, cultura y actitud del trabajador; aspecto jurídico, tecnológico y medio fisiológico, es decir interdisciplinario, ligado a la variante psicología del hombre.

El problema de seguridad no se limita solamente a obligaciones jurídicas, porque la seguridad también depende de:

La instrucción del personal

La sensibilidad del personal respecto a la observación de las leyes y reglamentos relativos a la seguridad de las instalaciones.

Las condiciones de instalación de los equipos

Las condiciones de uso de los equipos

Las condiciones de mantenimiento de las instalaciones

La mejora de las instalaciones y la predisposición de

adecuados métodos de trabajo.

La predisposición de los medios de prevención.

Las actitudes que causan accidentes en el trabajo son la **IMPRUDENCIA, LA NEGLIGENCIA, Y LA INEXPERIENCIA**, mientras que los procedimientos lógicos que llevan a definir las maniobras para obtener una respuesta en seguridad son:

La **Valoración Técnica**, definida, ¿cómo está construido el equipo?, cómo funciona el equipo?, ¿cómo funciona el circuito en el que está incluido el equipo?; y las **Valoraciones de las Posibilidades**, definidas como, ¿cuáles son las actividades que constituyen el trabajo que hay que efectuar?; ¿dónde se deberán efectuar estas actividades?; ¿cuándo se deberán efectuar estas actividades?.

3.2 Planteamiento del problema

Los ingenieros encargados del mantenimiento de los equipos se enfrentan al problema de tener que encontrar respuestas a las siguientes interrogantes:

- ¿Es posible detectar fallas incipientes en los equipos sobre la base de medidas preventivas?

¿Cuál es el compromiso óptimo entre la intensidad del mantenimiento y el costo del mantenimiento en una Empresa Eléctrica de utilidad pública que debe garantizar un nivel de calidad de servicio?

¿Cuál es el compromiso óptimo entre los gastos en materiales y repuestos y los gastos en capacitación del personal de mantenimiento?

- ¿Qué métodos analíticos y/o estadísticos implantar para responder en mejor forma a estos problemas?

Los antecedentes de base para tomar las decisiones se tienen a través de los resultados de las pruebas de recepción y de los protocolos de puesta en servicio, el Plan y Programa de Mantenimiento de los equipos e instalaciones y un sistema de control para detectar anomalías, desviaciones de los valores típicos ó singularidades descubiertas al analizar el mantenimiento cualitativo.

3.3 Mantenimiento central hidroeléctrica MachuPicchu

3.3.1 Estructura organizacional

La Empresa Generadora MachuPicchu, encargada de la Operación y del Mantenimiento de la CHM y de las centrales térmicas de DoloresPata, Juliaca y Puno; cuenta en su estructura Orgánica, con una Gerencia de Mantenimiento, que es la encargada de las Políticas de Mantenimiento de las indicadas centrales de generación. La Gerencia de Mantenimiento cuenta asu vez con dos SubGerencias: SubGerencia CHM y la SubGerencia Generación Térmica; que son las responsables de la administración de los Programas de Mantenimiento Preventivo; mientras que una unidad especializada, dependiente de la Gerencia de Mantenimiento es la encargada de las actividades de Mantenimiento Mayor de la CHM; mientras que el mantenimiento mayor de los grupos térmicos se efectúa por servicios especializados de terceros.

3.3.2 Dimensionamiento de repuestos

Para el dimensionamiento de los repuestos de las centrales de generación, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Importancia de la Central en el sistema
Importancia del equipo / componente para la instalación
- Índice de fallas presentados por los equipos / componentes
Disponibilidad para adquisición de equipos / componentes en el mercado.
- Costos de los equipos / componentes.

3.3.3 Mantenimiento de rodetes peltón

Características del acero

Para la fabricación de los rodetes Peltón, se usan materiales de una alta calidad, y que poseen características muy especiales, para soportar con éxito las altas exigencias de trabajo a que son sometidos. La evolución de estos aceros inoxidable al cromo, se inicia con el tipo de acero GX-20 Cr 13, el cual es una aleación martensítica, moldeada al 0,2 % de carbono, 13 % de Cromo, el que le da la característica de resistencia a la corrosión, y el alto contenido de carbono hace que posea una mala soldabilidad y la presencia de alto porcentaje de ferrita delta, disminuye considerablemente sus propiedades mecánicas. Este acero evoluciona en el tipo G-X 10 Cr Ni 13.1 en el que se reduce el porcentaje de carbono al 0,1 %, mejorando la soldabilidad, y se adiciona 1 % de Níquel, el que tiene por objeto reducir la ferrita Delta; pero su presencia es aún alta, lo que significa que sus propiedades mecánicas y la tenacidad son limitados. El desarrollo posterior que se logra a partir de 13.1 es bastante grande, reduciéndose el contenido de carbono al 0,05 0,06 %, se mejora considerablemente la soldabilidad, requisito muy importante

para la reparación de rodetes Peltón. Luego se adiciona 4 % de Níquel lográndose eliminar prácticamente la ferrita delta y mejorar sus propiedades mecánicas, el acero que se obtiene es el G-X5 Cr-Ni 13,4.

Características mecánicas

Nos referimos solo al acero 13,4 material con el cual están fabricados los rodetes Peltón:

Tipo de Acero : 205 CN 12 04N, acero inoxidable martensítico

Resistencia tracción : 790-890 N/mm²

Límite Elástico : 580 N/mm²

Características químicas

Carbono C 0,023 %

Azufre S 0,003 %

Fósforo P 0,025 %

Silicio Si: 0,420 %

Manganeso Mn: 0,570 %

Cromo Cr: 13,100 %

Níquel Ni: 3,910 %

Características físicas:

Peso de la rueda : 3 625 Kg

Peso de las Cucharas : 2 675 Kg

Peso de la llanta : 148,5 Kg

Diámetro Exterior : 2 215 mm

Diámetro Peltón : 1 644 mm

Diámetro Límite llanta : 1 355 mm

Diámetro Límite Cangilón : 1 063 mm

Largo exterior Cangilón : 574 mm

Ancho del Cangilón : 631 mm

3.3.4 Tipos de desgastes en rodetes peltón:

desgaste por cavitación:

Este tipo de desgaste se produce por la presencia de flujos turbulentos que originan la formación de burbujas de aire o bolsa de vapor, los que al encontrarse entre ellos en forma rápida y continua se producen presiones del orden de 30 000 a 50 000 PSI, lo que origina el desgaste del material por arranque y se manifiesta en la formación de irregularidades de la superficie de la cuchara.

Desgaste por erosión:

El agua arrastra sólidos en suspensión y éstos al chocar violentamente contra las cucharas y bajo distintos ángulos, erosiona las superficies lisas, produciendo un desgaste de las cucharas, generando irregularidades, las que distorsionan el flujo en turbulencias y causan desgastes por cavitación en forma acelerada.

Desgaste por corrosión:

Este desgaste se presenta por reacción química o electroquímica de las superficies con el medio que los rodea. Se conocen dos tipos de corrosión que actúan sobre los rodetes y son: La corrosión-Erosión, se produce al destruirse por efecto de la erosión la capa pasiva, y al no encontrarse la película pasiva estable sobre la superficie del material, se acelera la corrosión. La corrosión por esfuerzo, se presenta por efecto del impacto a que está sometido el rodete, se produce sobre éste una tensión, el que no permite que se produzca la película protectora, entonces se produce un ataque corrosivo grande.

3.3.5 Inspección de rodetes peltón

A pesar de todos los exámenes a que son sometidos los rodetes Peltón en el proceso de fabricación, pueden aparecer defectos en operación, como consecuencia de tensiones internas, ó fisuras no detectadas a tiempo. Las inspecciones o vigilancias periódicas son de suma importancia para alargar la vida útil de un rodete y permitir a través de ellas detectar a tiempo imperfecciones de mecanizado del material.

En los rodetes Peltón se producen diferentes tipos de fallas, como son rajaduras o fisuras, erosiones y cavitaciones o desgastes, los que pueden presentarse de una manera lenta o intempestiva, por eso es recomendable que las inspecciones a los rodetes en operación se realicen a plazos ya establecidos y con frecuencia cada vez mayor.

Control de Aspecto

Este es un examen que consiste en una observación visual minuciosa de la totalidad del rodete, incidiendo en el estado de las superficies de las cucharas, aspecto que determina el grado de desgaste del rodete. Se debe incidir también en una observación del estado de los filos de ataque, de las escotaduras y la raiz de la cuchara, que es donde se inician las rajaduras o fisuras.

Control visual y con líquidos penetrantes

Después de una observación visual al rodete se debe realizar un control por resudación para detectar cualquier fisura u otra anomalía que no haya sido detectada en la inspección visual; éste examen debe realizarse mensualmente

a los rodetes en operación.

Control de dimensiones

El control de dimensiones consiste en la medición de los espesores de las cucharas del rodete, para determinar el grado de desgaste que presenta en un determinado momento y a través de ello ir planificando el tipo de intervención y la programación de los trabajos.

3.3.6 Mantenimiento preventivo de rodetes peltón

Este tipo de mantenimiento se realiza a los rodetes, para recuperar sus dimensiones originales, variadas a raíz de los desgastes producidos por los sólidos que arrastra el agua. Dentro de este tipo de mantenimiento se tiene: reparación en el sitio, reparación parcial y reparación integral.

Reparación en el Sitio

Este tipo de reparación consiste en realizar algunas correcciones en los rodetes cuando los desgastes son mínimos y se realizan en sitio. Estas reparaciones se realizan para uniformizar las superficies de las cucharas, mediante un proceso de esmerilado, hasta lograr una superficie lisa, además de corregir zonas de desgaste localizadas con aporte de soldadura. Este trabajo se realiza para evitar un desgaste acelerado por cavitación.

Reparación parcial

Este tipo de reparación es un trabajo mucho más completo que el anterior y se realiza con el rodete desmontado en el taller. Consiste en lo siguiente:

Esmerilado de las zonas porosas y desgastes localizadas,

hasta llegar a la base del material. Relleno por soldadura de los filos de ataque y la embocadura de las cucharas ya que son zonas de desgaste excesivo. Esmerilado de las superficies, hasta desaparecer las "escamas" y uniformizar las superficies, terminando con un pulido de las mismas.

Reparación Integral:

El espesor de las cucharas por efecto de los sólidos en suspensión en el agua, sufren desgastes que se traducen en espesores cada vez más delgados, que compromete la resistencia mecánica de las cucharas, por lo que es importante tratar de mantener las dimensiones originales. La recuperación de rodete consiste en un proceso especializado de aporte de soldadura, en toda la superficie de las cucharas, seguido de un esmerilado, tratamiento térmico y balanceo; etapas que se detallan a continuación:

El proceso de Soldadura se realiza luego del precalentamiento del rodete hasta 150°C, se efectúa el soldeo de la parte externa de las cucharas, en una banda de 6 cm, para evitar la deformación de la cuchara. Seguidamente se realiza el soldeo de la base del fondo de las cucharas, y de las caras laterales internas.

El proceso de esmerilado es el maquinado de las cucharas, mediante esmeriles neumáticos de 7 000 a 25 000 revoluciones, y en base a las plantillas, hasta conseguir las dimensiones originales.

El tratamiento térmico, es un proceso necesario a realizar a los rodetes Peltón, después de una reparación integral, porque durante todo el proceso de soldadura se

acumula tensiones internas residuales, que es importante eliminar.

El balanceo estático es un proceso necesario realizar, con el objeto de equilibrar los pesos en forma uniforme en todas las cucharas; el desequilibrio máximo permisible en los rodetes Peltón de la CHM es de 1 Kg-m.

3.3.7 Estudio del rodete peltón N^o-3, fallado.

Análisis de Operación

El rodete Peltón N^o-3, sufrió una fractura en la cuchara N^o-11, al estar funcionado en el grupo 4 el 92.08.23. Este rodete inició su funcionamiento en diciembre de 1 985, y se realizó dos reparaciones parciales. La primera reparación parcial fue realizado a los 10 066 horas de funcionamiento en 1 988. La segunda reparación parcial se realizó a los 20 274 horas de funcionamiento en 1 991. La energía generada total por el rodete N^o-3, fue de 285 726 MWH, habiéndolo turbinado un volumen de agua de 383 MM3 de agua y 111 202 TN de sedimento.(0,3 gr / lt).

Análisis de desgaste del rodete

El rodete Peltón N^o-3, en todo su período de funcionamiento sufre desgastes por efecto del agua erosiva del río Vilcanota. Estos desgastes se manifiestan como reducción de los espesores de las cucharas por la parte interna de los mismos, la que reduce considerablemente la resistencia del material. Las consecuencias de un rodete desgastado en demasía, es que existe pérdida de eficiencia y por lo tanto se acelera el desgaste. El rodete fue instalado el 92.03.22 en el grupo 4, teniendo un desgaste

del 18 % con respecto a las medidas nominales. (Se acepta un desgaste máximo del 30 % de sus dimensiones nominales)

Análisis de la fractura

De acuerdo a la longitud de las playas de fatiga se puede definir que la fisura ha crecido con el tiempo, debido a la concentración de tensiones a que fue sometido, el cangilón fallado. La fractura final fue violenta debido a la longitud que presenta la zona fatigada en comparación con la parte inicial. Así mismo se puede observar que la fractura final sobrepasó el 50 % del área total.

3.3.8 Inspección periódica del generador

Es preferible desmontar el generador a intervalos regulares para comprobar detalladamente cada componente y encontrar las irregularidades que existiera y repararlas lo más pronto posible a fin de evitar averías serias.

La práctica convencional para la inspección periódica del generador ha sido en la mayoría de los casos, llevar a cabo la primera de estas inspecciones un año después de la puesta en servicio de la central, y en lo sucesivo una vez cada 4 o 5 años.

Ordinariamente para el reacondicionamiento, el rotor es alzado con una grúa y los cojinetes son desmontados para un examen detallado, sin embargo, el estator no es desmontado en la mayoría de los reacondicionamientos periódicos a menos que exista una necesidad especial de hacerlo.

Antes de empezar el desmontaje para el reacondicionamiento, se deberá tomar unos registros detallados de los parámetros de operación del generador,

para hacer una comparación cuidadosa después de que el generador esté montado de nuevo y puesto en funcionamiento de prueba. Si se encuentra alguna diferencia notable en los datos de antes y de después del reacondicionamiento del generador, se deberá analizar hasta encontrar una explicación de esa diferencia y tomar las medidas correctivas necesarias.

Las actividades de desmontaje del rotor, cojinetes y equipos auxiliares se realizará siguiendo los procedimientos descritos en los manuales de Operación y Mantenimiento de los Grupos Generadores de la CHM.

Inspección y limpieza del estator

El estator será inspeccionado cuidadosamente, incidiéndose en los siguientes puntos:

- 1) Las irregularidades en el núcleo del estator, especialmente la existencia de manchas, señales de recalentamiento y rasguños.
- 2) Daños en los materiales aislantes de los bobinados, y envejecimiento de los materiales aislantes de los hilos conductores en las partes de conexión.
- 3) Inspección del estado de apriete entre la cuña y la semibobina.
- 4) Inspección de los accesorios metálicos y alambres para soportar y trabar los bobinados del generador.
- 5) Limpieza de la parte hueca interior del núcleo y bobinados. Si se encuentran rastros de aceite o partículas de polvo, serán eliminados por completo.
- 6) Para quitar las partículas de polvo depositadas en la

superficie del bobinado del estator, se retirará usando aire comprimido. Si esas partículas de polvo estuvieran impregnadas a la superficie del bobinado, serán retirados frotando con un paño mojado en disolventes como la gasolina y la bencina. Bajo cualquier condición, se deberá tener un cuidado especial en no dañar los materiales aislantes al efectuar la operación de limpieza.

Es importante tener presente que los disolventes actúan también sobre los compuestos aislantes de los bobinados, por lo que es recomendable que la operación de limpieza debe efectuarse rápidamente.

Inspección y limpieza del Rotor

1) Analizar las irregularidades y deformaciones de los materiales aislantes del bobinado del rotor al comparar los bobinados de los polos adyacentes.

2) Las partículas de polvo o rastros de aceite serán retirados, siguiendo el mismo procedimiento descrito para el caso del estator.

Inspección y limpieza de los cojinetes

1) Comprobar cuidadosamente la existencia de rasguños y cualquier otro daño en la superficie rozante de los cojinetes.

2) Comprobar cuidadosamente la ocurrencia de recalentamientos de la capa de metal blanco de que está recubierto el metal de base de los cojinetes.

3) Comprobar las condiciones de ajuste de los metales de los cojinetes. Si se encuentran unas señales uniformes de raspadura en la superficie del metal blanco entonces el

ajuste del metal de los cojinetes está en buenas condiciones.

4) Si se encuentran quemaduras en la superficie del metal blanco, reemplazar ese metal blanco con piezas de repuesto. Si el contacto entre el eje y la superficie del cojinete se observa que es desigual, corregir el metal de los cojinetes donde el eje golpea, mediante una rasqueta.

Limpieza del depósito de aceite

Quitar todas las partículas de polvo y sustancias extrañas depositadas en el fondo del depósito de aceite si las hubiera.

Limpieza del refrigerador de Aceite

Si se encuentran sedimentos precipitados en la superficie interior del refrigerador de aceite, se deberá llevar a cabo la limpieza del refrigerador de aceite.

Limpieza y cambio del aceite lubricante

El momento oportuno para renovar el aceite lubricante se determina según el tiempo total de funcionamiento del generador, la temperatura del aceite lubricante durante el funcionamiento del generador, y el contenido de sustancias extrañas en el aceite. Evidentemente no existe ningún intervalo regular para la limpieza o renovación del aceite lubricante. No obstante anualmente se debe hacer un análisis del contenido de humedad y el grado de oxidación. Uno de los criterios para seleccionar el filtrado o la renovación del aceite es medir la acidez. Si la acidez excede el rango de (0,4 - 0,5), filtre o cambie el aceite, porque el aceite lubricante que tenga una acidez más elevada que la indicada,

se deteriora con mayor rapidez.

Inspección de pernos y tuercas

Compruebe cada uno de los pernos y tuercas en el rotor para encontrar los que estén flojos, si los hay. Igualmente se deberá verificar el ajuste de los pernos y tuercas mayores en otras partes del generador.

3.3.9 Mantenimiento mayor efectuado, primer semestre 1 995

Grupo Francis N^o1

El 95.04.03 se para el grupo por presentar excesiva vibración. Se procedió con los trabajos de inspección encontrándose roto el anillo inferior de blindaje de rodete, lo que obligó a realizar una reparación parcial del grupo (Mantenimiento del rodete en el taller central, corrección general de la tapa superior, inferior y álabes directrices), desde el 95.04.04 al 95.05.12 a un costo de S/ 50 729 y el empleo de 2 950 HH.

El conjunto integral turbina distribuidor de este grupo viene trabajando desde el 94.05.13, habiéndose acumulado al 95.06.30 un total de 5 559 horas de funcionamiento. En la primera semana de octubre se realizó el mantenimiento integral de la turbina.

Grupo Francis N^o-2

A inicio del año el grupo presentaba un desgaste pronunciado en el conjunto turbina distribuidor, manifestado por la presencia de fugas de agua por los orificios del carter, lo que ameritaba una reparación general, la misma que empezó el 95.01.06. El 95.01.16, luego de terminados los trabajos, se procedió a realizar las pruebas de

funcionamiento, con una carga de 5 MW, observándose que luego de de 3 horas de funcionamiento, continuaban las fugas por el carter y por los álabes directrices; se iniciaron las acciones correctivas, las mismas que culminaron el 95.02.06, con resultados positivos. Este trabajo demandó 2 110 HH a un costo de S/. 36 955.

Grupo Peltón N^o-3

El 95.05.23 se procedió con el cambio del conjunto de aguja del inyector N^o-5 (aguja, base, boquilla y brida) con un conjunto recuperado íntegramente en la CHM. El conjunto de deflectores se encuentra en servicio desde la puesta en servicio del grupo (85.06.10), habiéndolo acumulado más de 69 754 horas.

Grupo Peltón N^o-4

El rodete N^o-1 se encuentra en servicio desde el 94.05.15, habiéndolo acumulado al 95.06.30, 9 649 horas de funcionamiento y presenta un desgaste promedio que asciende al 8,16 %. El conjunto de agujas, viene trabajando desde el 94.04.10 y tienen en funcionamiento más de 10 137 horas, siendo su estado general aceptable, para continuar en funcionamiento.

Grupo Peltón N^o-5

El rodete N^o-8, estuvo en servicio desde el 94.01.11 hasta el 95.05.03; fue retirado para mantenimiento integral al haber acumulado 11 098 horas de funcionamiento. Desde el 95.05.04 se encuentra en servicio el rodete N^o-4 y tiene al 95.06.30, 1 358 horas de funcionamiento. El anillo de estanqueidad aguas arriba de la válvula esférica viene

trabajando desde el 88.08.14, habiéndose acumulado 60 240 horas de funcionamiento.

3.4 Mantenimiento de centrales térmicas

3.4.1 Estructura organizacional

La Empresa Generadora MachuPicchu, encargada de la operación y del mantenimiento de las centrales Térmicas de Dolorespata y Puno-Juliaca, cuenta con una sub-gerencia de generación térmica, dependiente de la Gerencia de Mantenimiento. Las centrales de Puno y Juliaca cuentan con personal permanente de operación y de mantenimiento, mientras que la central térmica de Dolorespata sólo cuenta con un mínimo de personal, por su característica de reserva fría.

Los jefes de las centrales son los responsables de la administración, operación y del mantenimiento preventivo de las instalaciones. Los trabajos de mantenimiento mayores se efectúan por servicio especializados de terceros, sin embargo es también responsabilidad del jefe de la central la administración del contrato y la supervisión de los trabajos de mantenimiento.

3.4.2 Resumen del programa de mantenimiento preventivo

Como se ha dicho, el Mantenimiento Preventivo es la función por la cual el equipamiento en operación, aún en buen estado de funcionamiento es desmontado, inspeccionado, reparado, calibrado y dejado en perfecto estado de operación durante períodos previamente seleccionados, para no afectar la continuidad del servicio. Este tipo de mantenimiento evita fallas en los equipos en operación durante períodos

que su funcionamiento es indispensable, evitando así interrupciones de servicio, daños y reparaciones costosas.

Al preparar el Programa de mantenimiento se divide el trabajo tanto mecánico como eléctrico en tareas más o menos iguales para cada semana del año. Con el programa ya definido es fácil por lo tanto determinar los requerimientos de personal necesarios para atenderlo. Es probable que cuando se pare una unidad generadora para mantenimiento, se necesite durante esa semana personal adicional, para reducir el tiempo de parada de las unidades. En estos casos personal adicional es reclutado de las otras centrales y del área de mantenimiento regional.

La determinación de la frecuencia con que cada equipamiento debe ser inspeccionado para mantenimiento preventivo representa el segundo punto más importante en la elaboración del programa de mantenimiento siéndo mejor elaborado únicamente con la pericia, experiencia y eficiencia de los técnicos encargados de la preparación del programa.

Una frecuencia más alta de lo necesario, tiende a aumentar innecesariamente los costos de mantenimiento. Por otro lado, el establecimiento de un período más largo de lo necesario para mantenimiento preventivo puede causar fallas en los equipamientos, resultando en interrupciones de servicio, daños a los equipamientos y costos extraordinarios; lo que anula así el principio básico del mantenimiento preventivo.

Los fabricantes recomiendan la frecuencia de

mantenimiento a ser aplicada para cada uno de los equipamientos y los puntos a ser inspeccionados. Estos valores representan un promedio razonable que debe usarse como punto de partida.

Durante la etapa de implantación de un programa de mantenimiento a frecuencia fija, en determinados casos, circunstancias no previstas al momento de efectuar la programación, pueden hacer necesario el "diferir" la fecha de efectuar el mantenimiento en un equipo. Sin embargo el método propuesto así lo prevé, y tiene los procedimientos necesarios para hacer frente a tal eventualidad.

3.4.3 Mantenimiento mayor grupos MAN Puno-Juliaca

Antecedentes

Los grupos MAN en Puno y Juliaca fueron instalados por ElectroPerú S.A. en 1985; dos grupos en Puno (MAN 1 y 2) y dos grupos en Juliaca (MAN 3 y 4), dichos grupos en su totalidad han presentado fallas similares en sus cojinetes de acoplamiento, comprometiéndose de esta manera los cigueñales, por fisuramiento o fractura de los mismos.

El grupo MAN N^o-1, colapsó a los 18 000 horas por agarrotamiento de los puños 2 y 4, por falta de lubricación; a la fecha (Oct-95), se viene concluyendo la reparación a cargo de la firma CITECO.

El grupo MAN N^o-2 está operativo, a los 12 000 horas presentó una falla por agarrotamiento en el puño 7, pero fue superado rápidamente.

El grupo MAN N^o-3, colapsó a las 300 horas, por alta presión de temperatura, se encontraba sin protección desde

la puesta en operación. Los daños fueron agarrotamiento completo de los componentes de potencia; pistones, camisas y cigueñal. El grupo fue reparado por la Firma RECOLSA y trabajó hasta las 17 000 horas, colapsando nuevamente por agarrotamiento en puño 9, posiblemente por falla de cimentación, a la fecha se está concluyendo la reparación a cargo de la firma CITECO.

El grupo MAN N^o-4, colapsó a los 17 500 horas por agarrotamiento en el puño 5 del cigueñal, posiblemente por falta de lubricación, al tener abierta la válvula de seguridad de la bomba de aceite.

La Empresa Generadora MachuPicchu, encargada de la operación y el mantenimiento de las centrales térmicas de Puno y Juliaca, convocó a concurso público el 94.08.03, para la adquisición de repuestos para los grupos MAN 1 y 3, de las centrales térmicas de Bellavista y Taparachi, el cual se declaró desierto por falta de postores. Finalmente el 94.12.07, la Empresa Generadora MachuPicchu, firmó un contrato con la compañía Importadora Técnico Comercial CITECO, para el suministro de repuestos y servicios por un monto total de 643 440,36 USA.

Actividades a realizarse: Parte mecánica

Las actividades a cumplirse en los grupos 1 y 3 son similares y son las siguientes:

1) Block de cilindros: terminar de desmontar todos los componentes que se encuentran instalados en el block; desmontaje de su base y voltearlo; limpieza general, incluyendo todos los conductos de aceite, verificación de

las medidas del túnel de bancada después del barrenado, calibración del mismo con cojinetes.

2) Carter: limpieza, pruebas hidrostáticas del tubo de distribución de aceite de lubricación, reparación en caso se requiera, limpieza del tubo de aspiración de la bomba de aceite de lubricación.

3) Camisas de Cilindro: descarbonizado de la parte superior, limpieza mecánica de la parte exterior, calibraciones despues del brunido.

4) Pistones y bielas: descarbonizado y limpieza de los pistones, calibraciones, cambio de la bocina del pin de biela, que estén fuera de tolerancia ó dañados; calibraciones de los anillos nuevos de los pistones.

5) Culatas: Cambio de O`ring de las válvulas de admisión y escape, rectificado de asientos y válvulas de admisión y escape, cambio de las que excedan las tolerancias especificadas. Cambio de o`ring del manguito de alojamiento del inyector. Cambio de guías de válvulas en caso se requiera. Prueba hidrostática. Chequeo de la válvula de arranque, asentado del cono de válvula. Desarmado de los balancines, limpieza, calibración de las bocinas y ejes; cambio de las que exceden las tolerancias, armado de las culatas.

6) Bombas de Inyección e inyectores: desarmado, inspección asentado de sus componentes internos, cambio de los que muestren desgastes o que se encuentren dañados. Armado, regulación y pruebas.

7) Bomba de alimentación de combustible: desarmado,

inspección, calibraciones, cambio de componentes que presenten desgaste fuera de tolerancia, armado.

8) Bomba de aceite de lubricación: desarmado, inspecciones, calibraciones, cambio de componentes que estén fuera de tolerancias o dañados, armado.

9) Bomba de agua de refrigeración: desarmado, inspección, calibraciones, cambio de componentes que estén fuera de tolerancia o dañados, armado.

10) Enfriador del aire de sobrealimentación: limpieza del lodo de agua y prueba hidrotática.

11) Enfriador de aceite de lubricación: limpieza del lodo de agua y aceite. Prueba hidrotática.

12) Válvula termostática del sistema de aceite de lubricación y del agua de refrigeración, lados de alta y baja temperatura. Desarmado, limpieza, prueba de los elementos termostáticos, armado.

13) Turboalimentadores: desarmado, inspección, calibración, cambio de componentes que estén fuera de tolerancia o dañados. Armado.

14) Amortiguador de vibraciones: desarmado, inspección de los manguitos elásticos, pernos, limitadores, armado de los componentes internos con Molykote Gr.

15) Limpieza de todas las tuberías de agua de refrigeración, aceite de lubricación, combustible, aire de arranque, admisión de aire, gases de escape.

16) Válvulas de seguridad del sistema de aceite de lubricación y de sobrepresión del aire de sobrealimentación, desarmado, inspección, asentado de la válvula; armado.

Proceso del armado

- 1) Presentación y prueba de asentamiento del eje cigüeñal, calibraciones.
- 2) Voltar el block, instalar el cárter, montaje del block en su base, rimado de los huecos de las bridas del lado del amortiguador de vibraciones y del lado de la volante. Montaje de todas las tuberías de aceite de lubricación, ubicados en el cárter.
- 3) Montaje del tren de engranajes y ejes de levas de sincronización, chequeo del juego entre dientes de todos los engranajes, montaje de las toberas de lubricación con sus tuberías.
- 4) Montaje de todos los demás componentes del motor
- 5) Chequeo del alineamiento y flexión del eje de cigüeñal
- 6) Alineamiento motor-generador, acoplado, ajuste de los pernos de la base y cheque de flexión.
- 7) Instalación de todas las tuberías de los sistemas de agua de refrigeración, aceite de lubricación, admisión de aire y escape aire de arranque, etc.
- 8) Calibración de válvulas de admisión y escape, regulación del varillaje del sistema de inyección. Pruebas del sistema de alarmas.
- 9) Pruebas en vacío y con carga gradual. Elaboración de protocolos de pruebas.

Actividades: parte eléctrica:

- 1) Revisión de todo el sistema de alarmas
- 2) Mantenimiento General del generador y regulador de voltaje.

Actividades adicionales:

- 1) Barrenado del túnel de bancada en el sitio
- 2) Bruñido de camisas en el sitio.
- 3) Obra civil: Grouteado del motor Generador

Materiales

100 Kg	Trapo industrial de primera
10 Gl	Gasolina de 84 Octanos
08 Kg	Molykote Gn
01 Kg	Molykote HSC
08 Pzas	Empaquetadura Líquida Glatmosit
10 Pzas	Pasta para asentar grueso / fino
02 Pzas	Pasta para asentar Bosch, verde
02 Pzas	Pasta para asentar Bosch, rojo
20 Plgs	Lija de fierro grano medio
20 Plgs	Lija de fierro grano fino
20 Plgs	Lija de agua N ^o 180
20 Plgs	Lija de agua N ^o 240
20 Plgs	Lija de agua N ^o -320
12 Roll	Cinta masking tape 1"
08 Roll	Cinta teflón
03 Kg	Vaselina industrial
02 Kg	Alambre N ^o -14
02 Kg	Alambre N ^o -16
02 Planch	Empaquetadura, asbesto prensado de 2 mm
02 Planch	Empaquetadura, asbesto prensado de 1 mm
01 Fco	Loctite 609
01 Fco	Loctite 270
01 Chigte	Silicona 310 ml.

20 Kg Deox 12 Chemlok
10 Kg Nitrógeno líquido ó hielo seco

Estructura de Costos:

a) Repuestos Mecánicos	USA \$ 412 145,16
b) Repuestos Eléctricos	26 295,20
c) Mano de Obra	205 000,00
Total	643 440,36

3.5 Mantenimiento de subestaciones y líneas de transmisión

3.5.1 Estructura organizacional

El sistema se encuentra servida por tres Empresas Eléctricas: Empresa Generadora MachuPicchu, Eléctro Sur Este y la Empresa de Transmisión del Sur.

La Empresa Generadora MachuPicchu, está encargada de la operación y del mantenimiento de las Subestaciones de MachuPicchu, INCASA, Cachimayo y Dolorespata, a nivel de 138 KV. Para el mantenimiento de las indicadas subestaciones cuenta con un área especializado, con sede en la ciudad del Cusco y dependiente de la Gerencia de Mantenimiento; mientras que el mantenimiento de las Líneas de Transmisión (194 Km), se efectúa por servicios especializados de terceros.

La Empresa de Transmisión del Sur, opera 6 subestaciones a nivel de 138 KV y 400 Km de líneas de transmisión. Opera las subestaciones de Quencoro, Combapata, Tintaya, Ayaviri, Azángaro y Juliaca; y las líneas Quencoro-Tintaya-Juliaca. La empresa cuenta con dos áreas especializadas para el mantenimiento de Subestaciones y de las Líneas de transmisión.

Electro Sur Este, opera la línea de transmisión en 138 Kv Cachimayo Abancay, puesta en servicio en el mes de Junio del 1 995 y la subestación de Abancay.

3.5.2 Dimensionamiento de materiales, repuestos y equipos: repuestos y equipos para subestaciones

Los repuestos y equipos para el mantenimiento de las subestaciones debe estar en función de los siguientes factores:

Tipo de equipamiento

Costo del equipamiento

Importancia del equipamiento en el sistema

Dificultades de adquisición

Cantidad total de equipamiento instalado en el sistema

Materiales para líneas de transmisión

Una relación de stock máximos y mínimos de materiales, deben mantenerse para el mantenimiento de las líneas de transmisión; relación elaborada en base de:

Consumo durante los últimos años

Frecuencia de fallas de conductores y pararrayos

Frecuencia de fallas de estructuras y cadena de aisladores

Frecuencia de ocurrencias de fundaciones

3.5.3 Descripción de la metodología utilizada para el mantenimiento de las subestaciones

La metodología empleada para evaluar las actividades de mantenimiento de los principales componentes de las subestaciones del sistema, se basa en programas pre-establecidos de inspecciones, ensayos y/o análisis para la mayor parte de ellos. Entre los principales componentes se

puede destacar:

Transformadores de Potencia

Transformadores de Medida

Interruptores de Potencia

Seccionadores

Compresores de aire

Sistema de Protecciones

Se describe las intervenciones específicas, sus frecuencias, los ensayos realizados en cada caso, el método y los instrumentos utilizados y los resultados obtenidos.

Inspecciones generales

El personal de operadores de las subestaciones tienen la responsabilidad de realizar al menos una vez al día una inspección visual de todos los equipos, haciendo uso de listados de verificaciones y haciendo lecturas de instrumentos indicadores de magnitudes eléctricas, temperaturas de bobinas, nivel del aceite y estanqueidad en el caso de transformadores de potencia, transformadores de medida, y las presiones de SF6, aire y niveles de aceite en el caso de los interruptores de potencia.

Seguidamente se hará una descripción de las actividades desarrolladas en cada una de los componentes:

Seccionadores

Es un hecho conocido que para intervenir en estos equipos, se hace necesario disponer la desconexión de la posición respectiva, sea esta correspondiente a las líneas de transmisión que los alimentan, o a un cierto sector de las barras colectoras. Estas situaciones dificultan el poder

realizar sus revisiones periódicas.

Por lo tanto, se ha estimado prudente efectuarlas con una frecuencia de una vez cada tres años, coincidiendo estas desconexiones con las que correspondan al mantenimiento de las líneas de transmisión. En todo caso los trabajos principales que sobre ellos se realizan , en general son:

Exámen visual para detectar fallas en las porcelanas

Medición de resistencia de contacto.

Medición de resistencias de aislamiento entre fases y con respecto a tierra, con Megger, Metrawatts de ABB.

Verificación de la simultaneidad en el cierre y la apertura

Interruptores de Potencia

Considerando el número de unidades en servicio y la importancia del equipo, se puso en vigor un programa global, el cual como norma general establece una revisión de carácter parcial una vez al año, y una más profunda con inspección de cámara de ruptura, en forma más espaciada (Cada 5 años dependiendo principalmente del tipo de interruptor, en lo que se refiere al medio de extinción del arco eléctrico).

En el caso de interruptores de aire comprimido se efectúa la revisión parcial todos los años, poniendo énfasis en las inspecciones de posibles daños y contaminación de los aisladores y en la lubricación de los puntos claves señalados por el fabricante. Cada 5 años corresponde la revisión completa programada. Los principales trabajos y ensayos a realizarse son:

Inspección exterior de las columnas aisladoras de soporte.

Desarme de cámaras de extinción del arco, inspección de contactos móviles y fijos, determinándose si procede o no su reemplazo.

Lubricación de partes móviles.

Realización de ciclos completos de cierre y aperturas eléctricas y neumáticas para comprobar sus controles.

- Medición de las resistencias de aislamientos con Megger de 5 000 voltios Metrawatts de ABB.

Medición de resistencias de contacto.

Para los interruptores en aceite, los ensayos de índole eléctrica, básicamente son los mismos que en el caso anterior, pero otorgándosele en este caso especial atención a las cualidades físico-químico del aceite aislante, para la puesta en servicio y durante su desempeño, controlándose anualmente los parámetros de rigidez dieléctrica, acidez y Viscosidad del aceite.

Los interruptores de SF6 demandan una menor cantidad de labores de mantenimiento, principalmente por la mejor eficiencia de su sistema de extinción del arco, no obstante anualmente se debe verificar el número de operaciones, presiones de SF6 y los accionamientos.

Transformadores de Medida

Los transformadores de tensión y corriente son equipos que requieren muy poco mantenimiento, por lo que el fabricante sólo recomienda la limpieza exterior y las buenas condiciones de la loza exterior. También se mantiene una inspección del nivel y de las fugas de aceite cuando

corresponda.

Transformadores de potencia

Las costosas fallas de los transformadores, con las consiguientes interrupciones en la productividad, se previenen mediante la implantación de un buen plan de inspecciones; las mismas que deben estar a cargo de personas idóneas y bajo un programa de mantenimiento preventivo sistemático. Debido a descuidos, algunos transformadores que aparentemente están funcionando bien, de pronto fallan sin haber dado señales externas de problemas. Esta situación toma una importancia relevante cuando se comienzan a evaluar sus consecuencias posteriores.

Los transformadores son equipos claves para la transmisión del 99 % de toda la energía Eléctrica. Permiten la generación y transmisión de energía a voltajes estandarizados y seguros. Son altamente eficaces y capaces de transformar un 95 % de la energía eléctrica que corre de un circuito a otro.

Los transformadores deben ser correctamente seleccionados, instalados y preservados. Desafortunadamente en razón de que sus componentes esenciales se encuentran escondidos y de que no tienen piezas móviles, mucha gente que tiene la responsabilidad de velar por su buen funcionamiento, erróneamente cree que no requieren mantenimiento preventivo. Esto no es así.

Es necesario brindarles una atención periódica. El buen funcionamiento de un transformador depende, en gran parte,

de la carga que se le imponga y del cuidado que reciba. Cuando se los inspecciona debe tenerse en cuenta la temperatura de trabajo, el régimen de carga y el deterioro del aceite. Debe darse preferente atención al mantenimiento del nivel y la calidad correcta del aceite. El aceite extrae el calor y actúa como un aislador preservando el aislamiento de los bobinados. Cuando el aceite pierde su propiedad para cumplir con estas funciones, la consecuencia será, la falla del transformador.

Existen dos causas por las cuales el aceite se descompone: la humedad y la oxidación. La acción "respiratoria" del transformador inducirá la entrada del aceite desde el exterior, el cual es probable que contenga humedad, la que se condensará sobre la superficie metálica y la superficie del aceite. Esto es muy probable que ocurra cuando la unidad se encuentre fuera de servicio. La humedad, aún en pequeñísimas cantidades, destruirá las propiedades aisladoras del aceite. Sólo seis partes por millón de agua en el aceite serán suficientes para lograr que la fuerza dieléctrica del aceite decaiga de 30 000 a 21 000 Voltios. Diez partes más por millón provocarán una pérdida de resistencia dieléctrica al indeseable valor de 16 000 Voltios.

La oxidación también es un factor de perturbación para los aceites de transformadores. Se produce cuando el aceite se calienta en presencia de oxígeno; cuya acción origina un precipitado o una sedimentación.

Características, prueba de rigidez dieléctrica del aceite

- 1) El tiempo que transcurre entre la obtención de la muestra y la prueba debe ser el mínimo.
- 2) El espínterómetro debe guardarse con aceite (anterior) como medida de protección de los electrodos.
- 3) Botar el aceite guardado en la cuba de ensayos del espínterómetro.
- 4) Enjuagar cuidadosamente tres veces la cuba con el aceite que se va a medir.
- 5) Llenar lentamente la cuba para el ensayo hasta cubrir holgadamente los electrodos. Dejar reposar media hora, antes de proceder con la primera medida.
- 6) Proceder a hacer las pruebas, desechando la primera lectura. Repetir cinco veces los ensayos con intervalos de tres minutos entre prueba y prueba.
- 7) Determinar si los cinco ensayos tienen consistencia estadística. (Ninguno de los valores de descarga debe ser menor que un 85 % del resultado medio; en caso contrario se deberá repetir la prueba con una nueva muestra de aceite).

La rigidez dieléctrica de los aceites puede efectuarse bajo las siguientes normas:

a) Ensayo CEI:

De acuerdo con las recomendaciones de la CEI N^o-156, se prueba la rigidez del aceite entre electrodos esféricos de 12,5 mm de diámetro y 2,5 mm de descarga o con electrodos, semiesféricos (llamados discos VDE) igualmente con 2,5 mm de separación. Se llenará el recipiente de pruebas limpio, vertiendo el aceite lentamente (para evitar burbujas) y se

efectuara inmediatamente el ensayo. Se aumentara regularmente la tension a razon de 2 KV / Seg. hasta la descarga, seis veces seguidas; despues de cada descarga se limpiara el espacio entre los electrodos de restos quemados por medio de un bastoncito de vidrio de 2 mm de diametro, haciendo ir y venir lentamente entre los electrodos.

Como valor de rigidez se tomara la media aritmetica de los 6 valores de descarga obtenidos.

b) Ensayo ASTM D1816

Este metodo es comparable al de CEI. El ensayo se lleva a cabo con semiesferas VDE y distancias de ruptura de 0,08 o de 0,04" (2 y 1mm). Para cada muestra de aceite se hacen 6 ensayos que, con excepcion del primero, se utilizaran para determinar el valor medio de la descarga.

c) Ensayo ASTM D 877

Para este metodo se utilizan electrodos planos con cantos vivos de 1" de diametro y 0,1" de distancia de ruptura. Se emplean 5 muestras de aceite con una descarga para cada una.

Nota: no es aconsejable el empleo de este metodo para las pruebas del aceite, ya que ensayos repetidos han mostrado que los electrodos empleados son insensibles a impurezas solidas asi como a agua contenida en el aceite.

En la Tabla 3.5.3.1 se puede encontrar valores referenciales de la rigidez dielctrica del aceite, para aceites nuevos y usados.

Inspecciones de Transformadores de Potencia

Las inspecciones y toma de lecturas diarias las realizan los operadores de las subestaciones. Las inspecciones

visuales externas se realizan semestralmente y están a cargo del personal de mantenimiento. Cada doce meses estas inspecciones se complementan con un análisis de muestras del aceite aislante, en la que se miden los siguientes parámetros:

Rigidez Dieléctrica

Viscosidad

Acidez

Con una frecuencia de 3 años se debe realizar el análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite. Igualmente se realiza la rutina completa de ensayos eléctricos a cargo de profesionales especializados, En forma resumida, ésta consiste en lo siguiente:

- Medición de la resistencia Ohmica de los devanados, para las diferentes derivaciones.

Medición de la relación de transformación, para las diferentes derivaciones.

Control del ajuste de los pernos.

Control del conmutador (Taps)

Control del conmutador bajo carga, lubricación, linterruptores límites, control de contactores, engranajes, etc.

Todo lo anterior se complementa con ensayos para verificar accesorios de protecciones o instrumentos, como son:

Relé Bucholtz

Relé de imagen térmica

Transformadores de Corriente del neutro.

Termosondas

RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE EN FUNCION DE LA TENSION DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR

ITEM	TENSIÓN MAXIMA DE SERVICIO DEL TRANSFORMADOR KV	TRANSFORMADORES NUEVOS			TRANSFORMADORES USADOS		
		CEI-156 KV/2,5 mm	ASTM-D-1816 KV / 0,08"	ASTM-D-877 KV / 0,1"	CEI 156 KV / 2,5 mm	ASTM-D1816 KV / 0,08 "	ASTM-D-877 KV / 0,1 "
1	HASTA 36 KV	50	40	28	40	32	25
2	37-170	55	45	29	45	36	26
3	171 - 300	60	50	30	50	40	28
4	MÁS DE 300	65	55	32	55	45	30

Nota: Valor mínimo aceptado para transformadores de 10 KV: 130 KV / cm (26,4 KV / 0,08"), según ASTM-D1816

Tabla 3.5.3.1

Compresoras de aire

Todas las subestaciones de la interconexión Tintaya-Juliaca están equipados con interruptores de aire comprimido y por lo tanto cuentan con compresoras de aire. Los operadores de las subestaciones cumplen con las inspecciones diarias, los que comunican las novedades que se producen, lo cual permite su atención en forma rápida. Se ha establecido una frecuencia de mantenimiento completo cada dos años salvo anomalías intermedias que exigen atención extraordinaria.

3.5.4 Descripción de la metodología utilizada para el mantenimiento de líneas de transmisión

La red de transmisión a nivel de 138 KV del Sistema Eléctrico Sur Este alcanza a 740 Km, de los cuales el 27 % lo opera la empresa Generadora MachuPicchu, el 54 % lo opera la Empresa de Transmisión del Sur y el 19 % lo opera Electro Sur Este.

Inspecciones Mensuales

Se efectúa observación periódica de los componentes, mediante recorrido mensual del sistema de transmisión. En las inspecciones se observa lo siguiente:

1) Aisladores:

Daños

Contaminación

2) Conductores:

Evidencias de Daño

Evidencias de Vibración

Elementos extraños en conductores

Estado del cable de Guarda

3) Estructuras:

Corrosión

Daños por impactos de vehículos

Sustracción de piezas

Estado numeración estructuras y señalización de circuitos

Placas advertencia de Peligro

4) Faja de servidumbre

Existencia de matorrales, árboles

Cruces de otras redes

Establecimiento de Viviendas

Edificaciones en las proximidades

Excavaciones

Cimentación, taludes, etc.

Inspecciones anuales

Control de temperaturas en los cuellos muertos, mediante termovisores.

Inspecciones a cada tres años

Verificación por muestreo del torque de apriete de pernos de anclajes y conectores de puentes.

3.6 Seguridad en las actividades del mantenimiento

Como ya se ha mencionado las actitudes que causan accidentes en el trabajo son la **Imprudencia**, la **Negligencia** y la **Inexperiencia**. Para contrarrestar estas actitudes negativas de los trabajadores existen normas de seguridad, como el "REGLAMENTO DE SEGURIDAD E HIGIENE OCUPACIONAL DEL SUB SECTOR ELECTRICIDAD", que deben conocerse y sobre todo cumplirse.

Además de las normas de seguridad, todos los manuales de operación y mantenimiento de las instalaciones, incluyen documentación abundante sobre los procedimientos de seguridad, por cuanto el desconocimiento del funcionamiento de un equipo o de un circuito eléctrico, es la actitud de mayor inseguridad. Adicionalmente todos los equipos de alta tensión están protegidos, para impedir el contacto accidental y en los sistemas aéreos se respetan las mínimas distancias de seguridad.

Como puede verse los sistemas eléctricos están diseñados y contruidos como para que no exista accidentes; sin embargo vemos que la realidad es diferente. Frente a esta situación se hace necesario el empleo de las **ÓRDENES DE TRABAJO, SOLICITUDES DE MANIOBRA Y LOS PERMISOS PARA TRABAJAR**, con la finalidad de delimitar las responsabilidades de cada individuo. El sistema de órdenes de trabajo permite la ejecución de las actividades del mantenimiento de manera programada y efectiva; además nos permitirá documentar las actividades cumplidas, gracias al informe técnico que elaborará al final de la actividad, el responsable de la ejecución de los trabajos. Se entiende que todo equipo mientras esté en operación está bajo la responsabilidad del área de operaciones, por lo que para cualquier intervención de mantenimiento será necesario previamente efectuar una solicitud de maniobra, la que dará origen a la autorización de maniobra y ésta al permiso para trabajar. Este último documento es una especie de contrato que suscriben quién otorga el permiso y quién recibe la

autorización para realizar un trabajo, que le garantiza a éste último, que mientras dure la actividad nadie podrá energizar el circuito, sino después de la cancelación del permiso para trabajar. Los formatos que se utilizan en la mayoría de las Empresas de Electricidad son similares, las que se pueden ver en el anexo N^o-3A.

CAPITULO IV EJECUCION DE PROYECTOS ESPECIALES PARA LA OPERACION DEL SISTEMA

4.1 Introducción

Muchas veces al operar un Sistema Eléctrico se tiene que superar una serie de problemas imprevistos. Problemas que pueden ser de naturaleza **geológica**, como por ejemplo el derrumbe V en la represa de Quichuas del Complejo Mantaro; **huaycos**, como por ejemplo el huayco que inutilizó el patio de llaves de la C.H. Aricota 1 en 1977, lo que paralizó la central por más de seis meses y obligó incluso la operación de la referida central sin los equipos de maniobra; **Deslizamientos**, como el ocurrido en 1986 en la C.H. MachuPicchu, inutilizándolo el patio de llaves de la primera etapa; **Desastres naturales**, como el ocurrido en 1970 en la C.H. Huallanca, donde el aluvión posterior al terremoto, penetró al túnel, llenando de lodo incluso la tubería forzada, igualmente el huayco penetró a las turbinas por los tuneles de descarga y al llevarse en su paso el puente de ingreso a la central, se llevó los cables de control y de energía del patio de llaves; **Defectos de diseño y de Concepción del Proyecto**, como el sistema de medición de energía y potencia de la fabrica de fertilizantes INCASA y de la Compañía Minera Tintaya, donde fueron instalados medidores electrónicos Schumberger con maxímetros, en cada uno de los transformadores, pero sin totalizadores, lo que

imposibilitaba la medición de la máxima demanda, parámetro necesario para la facturación; **errores de montaje**, como los ocurridos en en montaje de la S.E Quencoro del Sistema Eléctrico Sur Este, donde por ejemplo la señalización de la actuación de los interruptores de SF6 de la Línea Tintaya no coincidían entre los registrados en la sala de control con los contómetros, instalados en los cubículos de los interruptores.

Muchos proyectos mal diseñados, generalmente son acondicionados, reformulados por el área de operaciones para que puedan cumplir con el objetivo del proyecto. Pero la puesta en servicio forzada del proyecto, muchas veces se hace a costa de la calidad y de la seguridad. La Operación y el Mantenimiento de un Sistema Eléctrico implica también superar problemas de oferta de generación, que pueden ser por indisponibilidad de los grupos generadores, falta de capacidad de generación o ambos factores. Para superar problemas operativos de esta naturaleza en el Sistema Eléctrico Sur Este se ejecutaron muchos proyectos, no obstante sólo describiremos brevemente cuatro de ellos por la importancia que tuvieron en la operación del sistema.

4.2 Rehabilitación de la subestación Machupicchu

4.2.1 Antecedentes

El 86.02.18 se produjo un desprendimiento de bloques rocosos sobre la subestación MachuPicchu, ocasionando graves daños en el equipamiento del patio de llaves de la primera etapa, cuya rehabilitación se describe a continuación:

4.2.2 Inventario de equipos dañados

1) Bahía Perteneciente Grupo Francis N^o-1:

El transformador monofásico de potencia de la fase T, sufrió una perforación y abolladura de un radiador, y la pérdida total de 1 650 galones de aceite dieléctrico Shell Diala D.

2) Bahía Perteneciente Grupo Francis N^o-2:

El transformador monofásico de potencia fase R, resultó con un radiador irrecuperable y dos perforaciones que ocasionaron la pérdida total de 1 650 galones de aceite dieléctrico Shell Diala D. El mecanismo de conmutación de relación de transformación resultó abollado, quedando inoperativo.

El transformador monofásico de potencia fase S, resultó con dos radiadores abollados, pero recuperables; un radiador totalmente destrosado, irrecuperable. Un aislador Pasatapa HAFELY de 138 KV, quebrado en una longitud de 10 cm por 2 cm de profundidad. Un aislador pasatapa HAFELY de 20 KV, de conexión a neutro del transformador, totalmente roto. Igualmente la pérdida de 1 650 galones de aceite dieléctrico Shell Diala D.

El transformador monofásico de potencia fase T, resultó con dos radiadores abollados.

3) Transformador de Reserva.

Este equipo sufrió los mayores daños, debido a que recibió el mayor volumen de bloques rocosos, produciendo una perforación en la cuba del transformador, tres aisladores tipo pasatapas HAFELY de 20 KV, destrosados; un

aislador tipo pasatapa HAFELY de 145 Kv, roto. Igualmente resultaron destrosados tres radiadores y la pérdida de 1 650 galones de aceite Dieléctrico Shell Diala D.

4) El seccionador trifásico 170 KV-600A, perteneciente al grupo 2, resultó con una columna rota.

5) Un polo del disyuntor tripolar tipo TOFA-150-12, 170 KV-1250A, perteneciente al grupo 2, resultó con una rotura de la porcelana, de 15 cm de largo por 5cm de profundidad.

4.2.3 Reparación de transformadores

1) Transformador fase T, Grupo N^o-1:

El radiador abollado fue reemplazado con un radiador, desmontado del transformador de reserva, luego se procedió a efectuar la reposición del aceite diala D. El aceite dieléctrico fue sometido aun tratamiento por varios días, sin haberse optenido resultados favorables; quedando el transformador a la espera del suministro de aceite nuevo.

2) Transformador fase R, Grupo N^o-2:

El radiador perforado fue reemplazado por otro en buen estado, retirado del transformador de reserva y el TAP de conmutación fue reparado. El aceite dieléctrico del transformador de la fase T del Grupo 2, fue transferido al transformador en reparación. Luego de las pruebas el transformador fue puesto en servicio en el grupo N^o-1, en reemplazo del transformador de la fase T.

3) Transformador fase S, Grupo 2.

Por los fuertes daños el transformador tuvo que ser reparado en el taller, donde se efectuó el siguiente trabajo:

Reparación total de la cuba, pintado interior y exterior.

Reemplazo de radiadores dañados.

Resane con silicona dieléctrica Dow Corning 3099 HVIC, del aislador tipo pasatapa de 138 KV.

Reemplazo total de aceite dieléctrico Shell Diala D

Secado del bobinado del transformador, en la misma cuba, mediante estufas eléctricas.

La reparación y las pruebas del transformador fueron concluidas satisfactoriamente el 86.06.15.

4.2.4 Costo de las reparaciones

En la Tabla 4.2.4.1 se presenta el costo de las reparaciones de los 7 transformadores monofásicos y los equipos de maniobra. En la referida tabla se presenta los costos fijos y variables: Los costos variables, incluyen la adquisición de repuestos, materiales, alquiler de equipos, y servicio de terceros por dirección técnica; mientras que los costos fijos, corresponden a las remuneraciones del personal de la CHM, que fue la responsable de la ejecución de los trabajos, por espacio de cinco meses a dedicación exclusiva de un ingeniero, un soldador, un electricista y cinco ayudantes.

4.3 Construcción subestación provisional Sicuani, 12.2 MVA

4.3.1 Antecedentes

La ciudad de Sicuani, capital de la provincia de Canchis del departamento de Cusco, hasta el año de 1987 en que fue interconectado al Sistema Eléctrico Sur Este, conformaba un pequeño sistema eléctrico aislado. Este pequeño sistema eléctrico aislado, estaba servido por las siguientes

**COSTO DE REPARACIÓN DE 07 TRANSFORMADORES
MONOFASICOS 1ra ETAPA CHM**

N	CANT.	UNID.	DESCRIPCIÓN	P.U. US\$	P.T US\$
a) Costo Variable de la reparación					
1	120	Cilindro	Aceite Dieléctrico Shell Diala D	500,00	60000,00
2	12	Gln	Pintura Zincada	21,42	257,04
3	98	Pzas	Aletas de radiador	42,86	4200,28
4	2	Pzas	Radiador Completo	2142,86	4285,72
5	1	Pza	Reparación de Radiador	21,42	21,42
6	1	Pza	Reparación TAP de conmutación	107,14	107,14
7	1	Pza	Reparación de Cuba y brida	321,43	321,43
8	1	Pza	Reparación cuba transformador rese	4285,71	4285,71
9	1	Pza	Aislador Portabarra 20 KV	535,71	535,71
10	3	Pzas	Aislador Tipo Pasa Tapa 20 KV	1071,43	3214,29
11	1	Pza	Aislador Tipo Pasatapa 145 KV	13928,57	13928,57
12	45	Días	Dirección Técnica de un Especialista	57,14	2571,30
13	80	Kg	Electrodo de soldadura overcord	2,86	228,80
14	600	Gln	Petroleo diesel 2, Grupo Electrónico	1,21	726,00
15	55	Gln	Gasolina, para limpieza	1,42	78,10
16	55	Gln	Solvente SS-25	4,24	233,20
17	60	Días	Alquiler Equipo Tratamiento Aceite	142,86	8571,60
18	1	Pza	Seccionador Alpha, AOKU 600 A	2142,85	2142,85
19	3	Bidone	Silicona Dieléctrica Dow Corning	357,14	1071,42
SUB-TOTAL					106780,58
b) Costo fijo de la Reparación					
1	5	meses	Ingeniero, Supervisión de trabajos	1000,00	5000,00
2	5	meses	Técnico mecánico Soldador	500,00	2500,00
3	5	meses	Técnico Electricista	500,00	2500,00
4	5	meses	Cinco Ayudantes	300,00	7500,00
SUB-TOTAL					17500,00
TOTAL COSTO DE REPARACION				US\$	124280,58

Nota: Los costos de reparación estan referidos a Julio de 1986

Tabla : 4.2.4.1

centrales de generación:

- 1) C.H. Hercca con una Potencia Instalada de 2 x 400 KW, turbinas francis de Eje Horizontal, grupos instalados en 1913.
- 2) C.T. Sicuani, equipada con un Grupo Diesel Volvo Penta de 150 KW, 220 V.
- 3) C.H. Maranganí (Autoproducción), equipada con un grupo Francis de eje horizontal de 900 KW.

La red primaria de la ciudad de Sicuani, era en 13,2 Kv y la máxima demanda restringida era de 900 Kw, con un servicio deficiente por la falta de generación.

La incorporación de este pequeño sistema al sistema eléctrico Sur este, estaba previsto desde la Subestación Combapata, a través de una línea de 60 KV, pero el montaje de la Subestación Combapata se encontraba atrasada por problemas de financiamiento, además faltaba el montaje de la línea de 60 Kv Combapata-Sicuani de 40 Km. Ante esta situación, la Gerencia de Operaciones de Electro Sur Este, en Abril de 1987 decidió trasladar el transformador de Reserva de la Subestación Dolorespata de 138 / 11,5 KV y 12,2 MVA, con sus equipos de seccionamiento y maniobra, en razón que por el perímetro de la ciudad de Sicuani pasaba la línea de 138 Kv Quencoro-Tintaya y se encontraba en servicio desde 1985; además el transformador de reserva se encontraba fuera de uso, (pero con equipamiento y operativo) porque la demanda de la ciudad de Cusco era cubierta normalmente por los dos transformadores de las mismas características de la subestación Dolorespata.

Evidentemente por la relación de transformación del transformador a ser reubicado de $138 \pm 2 \times 2,5 / 11,5$ Kv, no sería posible conseguir el nivel de tensión nominal de la red primaria, que era de 13,2 KV. La tensión secundaria a obtenerse a la salida de la Subestación, con la menor relación de transformación y una tensión nominal de 138 KV en la red, sería de: $138 \times (11,5 / 131,1) = 12,1$ KV, por lo que para conseguir la tensión de entrega de 220 Voltios fue necesario variar los taps de los transformadores de distribución, a la menor relación de transformación, obteniéndose:

$$12,1 \times (0,22 / (13,2 - 0,10 \times 13,2)) = 224 \text{ V}$$

4.3.2 Diseño de la subestación

En primer término se ubicó el área necesaria de 500 m², al noroeste de la ciudad de Sicuani, cerca a la línea de transmisión y aproximadamente a un km de distancia. Para elegir la ubicación se tuvo en cuenta la cercanía de la línea férrea para efectos de traslado del transformador de Potencia y aspectos de seguridad, por cuanto a 300 metros se encontraba un destacamento de la Policía Nacional. Además la subestación debía de ubicarse próximo a la línea de transmisión a efecto de poderse realizar la derivación con relativa facilidad.

La línea Quencoro-Tintaya es de simple terna y de una disposición triangular, por lo que para la derivación de la tercera fase fue necesario utilizar un poste de fibra de Vidrio de 18 metros y una cadena de aisladores para abrir la derivación de dicha fase, antes de ingresar al

seccionador de línea de la Subestación.

La subestación contaba con una sala de control de 30 m², servicios higiénicos, y una sala de baterías. El patio de llaves debidamente enmallado estaría un área de 100 m², y equipada con un transformador de potencia de 12 MVA, de 138 / 11,5 Kv; un seccionador de línea en 138 Kv; un interruptor de potencia en SF₆, con mando hidráulico en 138 Kv y un interruptor-seccionador de 15 Kv DELLE-Alsthom en pequeño volúmen de aceite, con mando por resorte comprimido. Evidentemente un panel de control y medición.

4.3.3 Desmontaje Transformador de Potencia y equipos de maniobra Subestación Dolorespata

El transformador de potencia forma parte del equipamiento de la primera etapa del Sistema y se mantuvo fuera de servicio en calidad de reserva.

Como parte de la ampliación de la CHM, en Diciembre de 1 986 la subestación de Dolorespata fue ampliada, agregándose una nueva bahía para recibir una línea y la puesta en servicio del transformador de reserva, equipándose con un interruptor de potencia en SF₆.

A fines del mes de Abril de 1 987 se inició el desmontaje del transformador y de su equipo asociado, trasladándose el transformador completo, mientras que el interruptor de potencia de apertura por fases, los polos y el tablero de control fueron trasladados en forma independiente.

4.3.4 Obras civiles

Las obras civiles incluían la sala de control, la cimentación de los equipos electromecánicos, la malla de

tierra, canales de drenaje, cubierta de grava de la subestación y el cerco perimétrico. Estas obras sencillas fueron ejecutadas sin mayor contratiempo en un plazo de 30 días.

4.3.5 Montaje electromecánico

El transformador de potencia fue colocada en el lugar de trabajo directamente de la plataforma de traslado.

El montaje del interruptor de potencia se inició con el montaje de los polos, el panel de control y accionamiento. Igualmente se hizo el montaje mecánico del seccionador tripolar y su sistema de accionamiento mecánico y manual.

Se hizo el montaje de tres transformadores de corriente de 138 KV, 50-100/2-2 A, 40 VA, cl 0,5; y un transformador de tensión capacitivo de $138/\sqrt{3} / 0,1/\sqrt{3}$ Kv

En la sala de control fue montado el panel de control, que contenía las protecciones de sobrecorriente y diferencial del transformador y las protecciones de sobrecorriente de los alimentadores; los instrumentos de control y medición, y el banco de baterías de 48 VDC y el cargador de baterías. Asimismo se hizo el montaje de dos interruptores de pequeño volumen de aceite, cuyas celdas contenían los transformadores de corriente de 15 Kv, 300-600 / 5-5 A.

La segunda parte del montaje correspondió al conexionado eléctrico de potencia y de control, así como las protecciones del transformador y las protecciones propias del inrerruptor de Potencia.

La tercera etapa del montaje correspondió a la puesta

en servicio del mando hidráulico del interruptor de potencia, mando eléctrico del seccionador de línea y las pruebas preliminares de carga y descarga del banco de baterías.

4.3.6 Pruebas y puesta en servicio

Los distintos equipos y componentes del sistema fueron sometidos a pruebas en blanco o en vacío, los que se describen a continuación:

Equipos de Alta Tensión:

El aceite dieléctrico del transformador fue sometido a pruebas de rigidez dieléctrica, y el transformador a pruebas de aislamiento. Igualmente el cable de energía fue sometido a pruebas de aislamiento y verificación de las secuencias de fases. Se verificó el nivel de aislamiento de los seccionadores, interruptores, transformadores de tensión y corriente. Se efectuó pruebas de apertura y cierre de los seccionadores e interruptores, tanto con mando eléctrico y manual.

Sistema de Protecciones y mediciones

El sistema de protecciones de la subestación fue probada, mediante la inyección de corriente y tensión para probar el cableado eléctrico y la actuación de las protecciones de sobrecorriente y sobretensión. Igualmente se probó la protección diferencial del transformador, mediante un desbalance de las corrientes del primario y del secundario.

El grupo de conexión del transformador instalado es Ynd, por lo tanto la red primaria sería un sistema de neutro

aislado, con protecciones de sobrecorriente unicamente entre fases, puesto que la corriente de falla de fase a tierra no fue posible detectar por falta de un transformador de conexión Z.

Medición de la resistencia de puesta a tierra y la verificación de las conexiones a tierra de todos los equipos, pórticos, cercos y estructuras de la caseta de control.

Los circuitos de medición de energía activa y reactiva, fueron verificados mediante la inyección de corrientes y tensiones, al igual que los instrumentos indicadores como voltímetros, amperímetros y megawatímetros.

Concluida las pruebas satisfactoriamente la subestación fue puesta en servicio en la segunda quincena del mes de julio de 1987.

4.3.7 Solución definitiva y desmontaje de la subestación Provisional

La Subestación de Combapata fue puesta en servicio en 1988, sin embargo la línea de transmisión Combapata Sicuani no formaba parte del proyecto de la Subestación y lo más preocupante no tenía financiamiento y por aquellas épocas con el Perú fuera del sistema financiero internacional no había posibilidades de concretar un crédito.

Con apoyo financiero del gobierno de Finlandia se realizó la electrificación del Valle Sagrado de los Incas y la provincia de Quipicanchis, localidades que fueron interconectados definitivamente al Sistema Eléctrico Sur Este en 1985. A través de este apoyo financiero se logró

concretar la construcción de la línea Combapata Sicuani en 60 Kv, y la subestación definitiva de Sicuani de $66 \pm 3 \times 2,5 \% / 10 \text{ KV}$ y de 7 MVA. El proyecto fue concluido en 1991, lográndose la interconexión definitiva de la provincia de Canchis al Sistema Eléctrico Sur Este.

La subestación Provisional fue desmontado e instalado nuevamente en su ubicación original, de la subestación de Dolorespata, luego de 4 años de servicio a una Máxima Demanda de 2,5 MW.

4.4 Pruebas y puesta en servicio del sistema de acoplamiento capacitivo SCC-2-Langui:

4.4.1 Descripción resumida del sistema

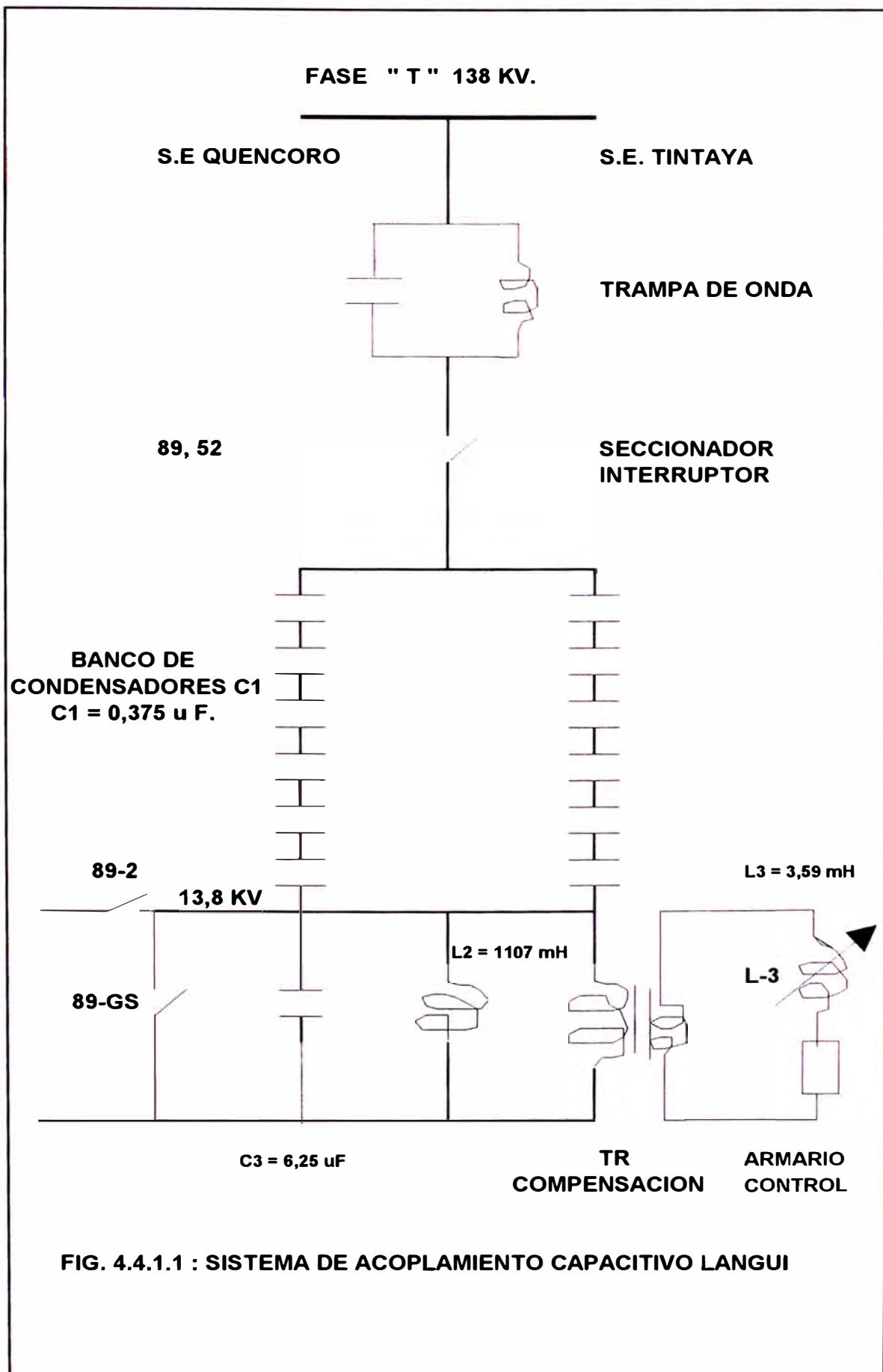
Aproximadamente en 1983 la Compañía BG CHECO concluyó el desarrollo del sistema llamado SCC-1, por el cual la energía electromagnética inducida electrostáticamente en el cable de guarda es recuperada para alimentar pequeñas cargas en las cercanías de una línea de transmisión. La principal aplicación del sistema es para electrificación rural de poblaciones remotas. La primera subestación SCC-1 fue instalada en 1984, en la localidad de Ñahuinpuquio, en el departamento de Huancavelica, en una línea de transmisión 220 KV y se encuentra en funcionamiento. La potencia nominal es de 35 KVA. Aún cuando el funcionamiento del sistema es adecuado, la potencia de salida está íntimamente relacionada con la geometría de los conductores y a la tensión de la línea. Para líneas con tensiones inferiores a 22 KV el SCC-1 no es una alternativa económicamente interesante.

Se decidió entonces desarrollar otra versión, denominada

SCC-2, la cual en vez de usar la energía electrostática inducida de la línea de transmisión, es directamente conectado a una fase de la línea, a través de un capacitor. El SCC-2 es entonces conocido como un divisor capacitivo y destinado para electrificación rural y puede ofrecer más potencia que un SCC-1. Un amplio rango de estudios (harmónicos, sobretensiones, desbalances, etc) realizados por el laboratorio de HIDRO-QUEBEC (IREQ) han probado la factibilidad del sistema.

Los principales componentes de una subestación SCC-2, referidos a la figura 4.4.1.1, son los siguientes:

- 1) El interruptor-seccionador 52-1, el cual combina las características de un seccionamiento visible y la capacidad de interrupción del SF6.
- 2) El banco de condensadores C1, a través del cual el sistema es conectado a la línea de alta tensión. El banco de condensadores C1 está constituido por 12 unidades de 1,125 uF cada una, montadas en dos cadenas paralelas de 6 unidades en serie.
- 3) El filtro armónico, constituido por el banco de condensadores C3 y el reactor L2. El banco de condensadores C3 está constituido por 3 unidades de 150 KVARs. La inductancia fija L2 es de 1107 mH y superpuesta a la inductancia variable L3, a fin de economizar espacio.
- 4) Un sistema regulador de baja tensión, constituido por el transformador T1 y el reactor L3, el cual es controlada por un conjunto de tiristores localizados en el armario de control. La inteligencia de la regulación es totalmente



eléctrico. El transformador de compensación es de 13 800 / 600 V, 333 KVA y la inductancia variable (controlada en fase) L3 es de 3,59 mH a 600 V.

5) Un seccionador bajo carga 89-2 permite la conexión y desconexión al sistema de distribución.

El seccionador de puesta a tierra 89 G-S permite hacer el mantenimiento con seguridad y está normalmente abierto durante la operación del sistema.

6) Una trampa de onda es ocasionalmente necesaria cuando hay una teleseñalización en la línea principal.

El Sistema de Acoplamiento Capacitivo SCC-2, instalado en Langui, tiene las siguientes características:

1) Puede ser conectado a la línea cuando la tensión esté entre 114 y 145 KV.

2) La Potencia de salida puede estar entre 0 - 100 KVA, con factor de potencia entre 1 y 0,85 inductiva.

3) La tensión de salida es de 13,8 KV entre fase y tierra con regulación de $\pm 5 \%$

4) Los elementos de protección comprenden pararrayos de alta y baja tensión ZnO y un armario de protección.

4.4.2 Funciones de protección implantadas

Objetivos de los dispositivos de protección

Los dispositivos de protección instalados en las subestaciones SCC-2, tienen 5 funciones principales:

1) Mantener la seguridad del personal responsable de la operación de la estación.

2) Garantizar la seguridad de los usuarios.

3) Mantener la fiabilidad de la línea a la cual está

conectada la estación SCC-2.

4) Minimizar posibles daños a los equipos de la estación, en caso de defecto de alguno de los componentes.

5) Favorecer los medios de protección más sencillos posibles y que requieran un mínimo de mantenimiento, dado que el emplazamiento de los SCC-2 es relativamente alejado.

Enumeración de posibles fallas en la estación SCC-2

De un análisis de acontecimientos se puede resumir lo siguiente:

1) La mayoría de las fallas en una estación SCC-2 se traducen en una sobretensión o en una baja tensión V_o , a la salida de la estación SCC-2.

2) En caso de un cortocircuito en una de las unidades del banco de condensadores C1, las unidades restantes de la misma cadena, soportarán una sobretensión que se podría prolongar. Puesto que los condensadores son muy sensibles a este tratamiento, hay que preveer, dentro del sistema de protección de la estación SCC-2, una forma de protección para esos condensadores.

3) Si no se trata de una falla importante, el regulador electrónico de la tensión de salida V_o , podrá compensar la variación de las características del elemento en falla. La falla podrá ser corregida durante la siguiente inspección general de la estación SCC-2.

4) Si se trata de una falla de gran importancia, los dispositivos de protección deben interrumpir el funcionamiento de la estación SCC-2, para aislar la falla en espera de que el personal de mantenimiento proceda a las

reparaciones.

Principios de Protección Utilizados

Los dispositivos de protección funcionarán a dos niveles:

1) El regulador de tensión efectuará la primera función de protección compensando, dentro de sus posibilidades, la falla ocurrida. Si esta compensación es suficiente, la estación SCC-2 , continuará funcionando.

2) En caso de una falla más grave, la compensación efectuada por el regulador será insuficiente, y los mecanismos de protección convencionales efectuarán la desconexión de la estación SCC-2 por intermedio del interruptor-seccionador.

Protección de Sobretensión VO:

La tensión V_0 es medida por un transformador de voltaje identificado como TP1. Su tensión secundaria es de 120 V, la cual es aplicada al armario de protección. Esta tensión de 120 V, es reducida a 26,5 V por el TP2, y luego rectificadora a 23,9 Vcc por el puente rectificador.

El relé de sobretensión 59 es un relé estático de medida de tensión CC, fabricado por la compañía ASEA, modelo RXEB2. Su gama de medidas cubre de 24 a 30 Vcc. El relé está ajustado a un nivel de tensión preestablecido. En funcionamiento normal, la tensión es inferior al nivel de ajuste. Cuando ésta alcanza o sobrepasa este nivel, el relé cambia de estado y alimenta un relé temporizado a imán (59-T3). Al término de su temporización, este relé pone en funcionamiento el interruptor 52-1 de la estación, a través del relé 94. Si durante la temporización, la tensión baja a 97 % o menos del nivel de regulación del relé de

sobretensión 59, este último se desconecta y el circuito se rearma.

Protección de baja Tensión Vo

La protección de baja tensión se hace desde la misma fuente que la protección de sobretensión. El relé de baja tensión 27 está conectado en paralelo con el relé de sobretensión 59. El relé utilizado es del mismo modelo que el relé de sobretensión, salvo que su gama de medida es de 21 a 25 Vcc (-12,5% de 24 V). Para atenuar los transitorios en el momento de la puesta en operación de la estación, el sistema de mando electrónico se pone en posición "de arranque", la cual está caracterizado por una baja tensión que dura alrededor de un segundo.

Protección de las unidades del banco de condensadores C1

El dieléctrico de los condensadores del banco C1 es un film plástico, de manera que un cortocircuito interno no causa la explosión de la caja. Sin embargo, cuando una unidad de una cadena en serie se cortocircuita, la tensión en los terminales de las unidades restantes aumenta. Para evitar las sobretensiones en los condensadores, habrá que detectar la presencia de la unidad cortocircuitada con la ayuda de un esquema diferencial de corriente. Por esta razón el banco de condensadores C1 ha sido separado en dos cadenas paralelas de 6 unidades en serie. Las tolerancias de fabricación y la disposición de las unidades de condensadores se seleccionan de manera que la precisión de cada cadena sea más o menos 2 %, lo que permite efectuar una detección de fallas fiable. Gracias a este arreglo, podemos

utilizar un relé de corriente en un montaje diferencial. El relé que se utiliza es el modelo RXIL24 de ASEA, su gama de operación es de 100 a 400 mA.

4.4.3 Malla de puesta a tierra

La metodología utilizada en los cálculos realizados para la malla de tierra del Proyecto Langui es la siguiente:

En primer lugar se determina la corriente de cortocircuito máximo, línea a tierra que se espera tener en el punto de conexión de la línea trifásica al SCC-2.

A continuación se analizan los valores de resistividad medidos en campo y se determina si el terreno en donde se instalará el SCC-2 tiene dos capas o sólo una capa (terreno uniforme).

El calibre del conductor a instalar se determina en función de los cálculos y otras consideraciones de carácter práctico indicados en la norma IEEE 80.

Siendo el objetivo principal de la instalación de la malla de tierra asegurar la vida de las personas que operan la estación SCC-2, se establecen inmediatamente los criterios de seguridad de la malla en función de la corriente de cortocircuito homopolar, así como la corriente circulante con carácter permanente a través del sistema.

Conclusiones

Las conclusiones más importantes que se sacan del estudio de puesta a tierra realizado son las siguientes:

- 1) La resistencia a tierra de la malla es del orden de 2,44 Ohmios
- 2) No se prevé ningún problema de gradiente de potencial,

instalado la malla que se describe, es decir los potenciales de paso y toque, tanto dentro como fuera de la estación SCC-2 se encuentran por debajo de los valores tolerables.

3) La elevación de temperatura del suelo causada por la circulación de una corriente de 14,74 amperios es poco significativa y no se prevén problemas posteriores. El cálculo de la corriente nominal se encuentra en el Anexo 4A.

4) La corriente de cortocircuito máximo del sistema a largo plazo fue fijada a 752 A.

5) La resistividad de terreno obtenido en las pruebas de campo nos indica la presencia de un suelo casi homogéneo, con una resistividad aparente media de unos 170 Ohmios-metro.

6) El conductor seleccionado para la malla de tierra de esta estación SCC-2 es 4/0 AWG, trenzado de cobre y dureza media y una longitud de 3 411,7 metros. Además del conductor 4/0 AWG de cobre se han previsto 10 varillas de puesta a tierra de 6 metros de longitud.

7) La profundidad general de la malla se ha establecido a 0,8 m, lo cual da una gran probabilidad de que el conductor esté en contacto permanente con terreno de un alto contenido de humedad.

4.4.4 Pruebas y puesta en servicio

Las pruebas de un sistema eléctrico se pueden dividir en dos etapas: la primera etapa consiste en las pruebas en blanco, donde se realizan las verificaciones de los conexiones, las pruebas con la ayuda de instrumentos, como los megómetros, fuentes de tensión y corriente,

secuencímetros, vatímetros, etc. La segunda etapa consiste en pruebas bajo tensión, donde se hace la primera energización. El objeto de las pruebas en tensión sin carga, primeramente es para verificar el comportamiento de la estación a la tensión nominal y en segundo lugar de hacer las verificaciones que permite la corriente circulante en el sistema. Las pruebas de tensión se hacen por etapas sucesivas. En cada etapa, se toman medidas de corriente y de tensión y se hacen las pruebas de protección, ya sea por simulación o reproduciendo las condiciones de falla.

Las pruebas del sistema de acoplamiento capacitivo SCC-2 de Langui se iniciaron el 28.08.86 y la conexión física de la línea 138 KV de la fase T, se realizó el 01.09.86, hasta el seccionador, que permaneció abierto. La primera energización fue hecha el 04.09.86, sin contar con la autorización del centro de control y sin contar con un medio de comunicación. Luego hubieron varias energizaciones durante el día, hasta que se advirtió que la línea 138 KV había salido de servicio a las 16 horas aproximadamente.

Desde la ciudad de Sicuani se pudo averiguar que la energización del SCC-2, había causado la salida de servicio de la línea Quencoro Tintaya en varias ocasiones, por la actuación de la protección de sobrecorriente homopolar 51N de la subestación Tintaya, en el lado de 138 KV del transformador y también por la actuación de la protección diferencial del transformador 87T, que que obligó a retirar de servicio la línea quencoro-Tintaya, hasta determinar con precisión el origen de las fallas. (Recuérdese que el centro

de control no esta enterado de la energización del SCC-2).

El 05.09.86 se decidió ir a la subestación Tintaya, para evaluar el origen de las fallas y encontrar la forma de resolverlas: la comisión estuvo integrada por:

Por ElectroPerú:

- Sr. Jorge Cárdenas
- Sr. Miguel Segami
- Sr. Rubén López

Por BG-CHECO:

- Sr. Luis Santos
- Sr. Alain Hivon
- Sr. Daniel Peloquin

Cuando se llegó a la Subestación Tintaya, el cuaderno de ocurrencias del día 04.09.86, tenía registrado las siguientes observaciones:

- 12:24 Falla 51N, disparo interruptor 138 KV Transformador
- 12:29 Falla 51N + 87T, disparo interruptor 138 KV y 10 KV.
- 13:00 a 13:32 se normaliza la carga de la mina hasta 6,5 Mw.
- 13:54 Falla 51N + 87T sale transformador 138 KV y 10 KV
- 15:25 se normaliza el servicio
- 15:36 Falla 51N, sin 87T
- 15:45 se desenergiza línea 138 KV.

La conclusión como era de esperarse fue que las energizaciones del SCC-2, fue la causa de las fallas de la subestación Tintaya. No obstante se analizó profundamente la actuación de la protección diferencial, por cuanto la corriente de fase a tierra por la puesta del SCC-2, se debe comportar como una falla externa para lo cual la protección

diferencial debía permanecer estable. La conclusión fue que la protección diferencial 87T (que opera a alta velocidad 1 ciclo, o 16,66 ms) opera después del relé 51N (temporizado 250 ms), como una consecuencia, por algún fenómeno transitorio. Luego de esta conclusión se normalizó el suministro a la mina y se suspendió las pruebas del SCC-2, hasta realizar un análisis de las protecciones.

El TC asociado a la protección 51N del transformador en Tintaya es de 100/1 (5P20), y el ajuste del relé 51N se encontraba como sigue:

- 1) $x_{Ir} = x$ (Instantáneo, no conectado)
- 2) $I_r = 63 \text{ mA}$
- 3) $\alpha = 0,1$

Entonces el valor primario de la mínima corriente de falla es:

$$63 \text{ mA} \times 100 / 1 = 6,3 \text{ A}$$

La corriente nominal del SCC-2 es de 14 A, la cual definitivamente hará actuar el relé 51N en aproximadamente 1,3 segundos, conforme a las curvas para este relé. Para evitar la operación del relé 51N, a causa de la operación del SCC-2, entonces sería necesario incrementar su ajuste, hasta que el nuevo ajuste reflejado al lado primario sea superior a 14 A, o dicho de otra manera que los 14 A reflejado al lado secundario no provoque la actuación del relé 51N. Entonces el ajuste debe ser mayor a 140 mA. De los rangos de ajuste del relé DELLE ALSTHOM TMAS 111-2a se ve que el valor más próximo es de 160 mA y $\alpha = 0,1$.

Efectuada las modificaciones de la protección 51N de la

subestación Tintaya el SCC-2 fue puesto en servicio sin novedad.

4.5 Energización provisional en 60 KV. línea Tintaya-Juliaca

4.5.1 Antecedentes

La línea Tintaya Juliaca en 138 KV y de 203 Km de longitud fue construida por la firma Argentina SOINCO, y el proyecto fue ejecutado con financiamiento del Gobierno Argentino, a partir de 1989 y comprendía aparte de la línea de transmisión la ampliación de la Subestación Tintaya, las subestaciones de Ayaviri, Azángaro y la ampliación de la Subestación Juliaca.

La línea de transmisión fue concluida satisfactoriamente, mientras que el equipamiento de las subestaciones sufrió un considerable retraso por problemas de financiamiento a raíz de una fuerte devaluación de la moneda Argentina.

Como ya fue indicado las ciudades de Puno y Juliaca, servidas en su totalidad por generación térmica, se encontraban con un programa de racionamiento de energía del orden del 50 % de sus Máximas demandas que alcanzaban a los 6 Mw cada uno, como consecuencia de la falla de los grupos MAN números 1, 3 y 4. La interconexión Puno Juliaca en 60 KV, prácticamente se encontraba operando en vacío por la falta de generación.

4.5.2 Estudios necesarios para la realización del proyecto

La idea central consistía en trasladar el transformador de 60 / 10 Kv y 9 MVA de la Subestación Puno, a la subestación Tintaya, donde se disponía de una reserva de 8 MW, sin considerar sobrecargas. Al igual que la subestación

provisional de Sicuani la subestación de Puno, pasaría con todos sus equipos de alta tensión y equipos de protección. Esta instalación provisional permitiría transportar los 8 Mw de Tintaya al sistema Puno-Juliaca.

Completada la disponibilidad del equipamiento, se pasó a hacer estudios de flujos de potencia, análisis de fallas y la coordinación de las Protecciones. Para la realización de estos estudios en el sistema se contaba con paquetes desarrollados en BASIC, para PC de flujos de potencia, análisis de fallas, y estabilidad transitoria. Los estudios confirmaron la posibilidad del proyecto, por lo que se dió luz verde a la ejecución de los trabajos.

4.5.3 Montaje, pruebas y puesta en servicio

Para el montaje de la subestación no se tuvo ningún inconveniente por cuanto Electro Sur Este había captado personal especializado, que participó en el montaje de las subestaciones de Cachimayo, Quencoro, Combapata y Tintaya, con la firma Alsthon de Francia. Igualmente se contaba con equipos, herramientas e instrumentos, transferidos para el mantenimiento del Sistema. También se contaba con el personal profesional competente para efectuar los cálculos y ajustes de las protecciones, puesto que al variar los parámetros de la línea de transmisión, cambiaban los valores de ajuste de las protecciones.

Efectuada las pruebas a satisfacción la línea fue energizada en enero de 1 991 y estuvo en servicio hasta fines de 1992, en que fue concluido el proyecto definitivo.

CAPITULO V COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA

5.1 Introducción

El diseño, la construcción, la Operación y el Mantenimiento de todo Proyecto industrial, involucra dos conceptos fundamentales: El aspecto **TECNICO** y el aspecto **ECONOMICO**. Los aspectos técnicos de la Operación del Mantenimiento del Sistema ya fueron expuestos en los capítulos precedentes, correspondiendo en este capítulo el análisis económico de la Operación y del Mantenimiento del Sistema Eléctrico Sur Este.

Lamentablemente por el manejo político que imperaba hasta hace poco en las Empresas Públicas del País, la obtención de resultados económicos de la gestión, estaban relegados a un segundo plano, no sólo por la ineficiencia de las Empresas, sino por la politización de las tarifas eléctricas. Esta situación tuvo su más alta expresión en el período 1980 a 1990, cuyo resultado fue la grave crisis del sector; crisis que se acentuó por el fenómeno del terrorismo y las sequías que azotaron al país. Sin embargo de aquel período se puede rescatar una lección: **"La energía más cara, es aquella que no se Produce"**.

La contabilidad de costos es la piedra angular para la determinación de los costos de una gestión, ahora con el apoyo intensivo de la informática, esta actividad debe alcanzar niveles de eficiencia. Sin embargo para lograr este

objetivo es indispensable también la eficiencia técnica, la cultura empresarial y la decisión de la dirección de las empresas de conocer y alcanzar estándares internacionales, de los costos de Operación y Mantenimiento de las diversas actividades.

5.2 Planteamiento del problema

Los ingenieros encargados de la Operación y del Mantenimiento de un Sistema Eléctrico, se enfrentan al problema de tener que encontrar respuestas a las siguientes interrogantes:

Es posible conocer los costos de Operación y de Mantenimiento, por cada una de las instalaciones del Sistema ?.

Qué herramientas contables son necesarias de aplicar para hallar los costos de operación y de Mantenimiento?.

Qué actividades técnicas es necesario realizar para conocer los costos de Operación y del Mantenimiento de un Sistema Eléctrico de Potencia?.

Las respuesta a estas interrogantes es de conocimiento general, y son: la contabilidad de costos; la codificación de gastos, instalaciones, equipos y componentes del sistema. Ahora la pregunta sería, si se cuenta con los instrumentos necesarios, por qué no se cuentan con costos estandarizados de operación y Mantenimiento?. La respuesta es compleja e involucra, la economía nacional, vale decir que en tiempos de hiperinflación es sumamente difícil llevar una contabilidad de costos; los altos costos de operación y mantenimiento reflejan la ineficiencia de la gestión y por

lo tanto no resulta conveniente a ciertos intereses conocer los costos, por lo tanto o no se hace o se obstaculiza su ejecución.

5.3 Descripción de la metodología utilizada

En primer lugar se necesita tener una codificación de las instalaciones, equipos y componentes de todo el sistema. En segundo término se necesita una contabilidad de costos con apoyo de informática, donde los responsables de la operación y el mantenimiento puedan acceder a conocer los gastos por cada actividad desarrollada. Para obtener los costos más bajos de Operación y Mantenimiento, es indispensable un manejo empresarial eficiente, en el caso contrario los costos obtenidos no reflejan la realidad.

En el Anexo 5A se describe una metodología empleada para la justificación del Proyecto MachuPicchu en 1958, que considero importante analizar por ser ilustrativo.

5.4 Costo de operación y mantenimiento CHM

En la Tabla 5.4.1 se presenta los costos de producción de la CHM, para el primer semestre del año 1995, los cuales fueron calculados en base a una buena contabilidad de costos y un manejo racional de la empresa. Como puede verse el costo de producción de la energía es menor a 1 Ctv de USA \$ / Kwh. De un análisis de la estructura de costos de producción, se puede sostener que el 8 % corresponde a costos variables, mientras que la diferencia corresponde a costos fijos; de esta simple deducción se desprende que se puede lograr una mayor eficiencia, aumentando los costos variables y disminuyendo los costos fijos. Se puede observar

también que este costo de producción disminuirá conforme aumente el factor de carga de la central.

COSTO DE PRODUCCIÓN DE LA CHM EN US\$

ACTIVIDAD	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	1er S-95
1.-Mantenimiento							
1.01.-Materiales	8 994	2 896	4 867	3 248	4 800	5 759	30 564
1.02.-H. Máquina	1 161	733	1 247	2 913	1 162	1 377	8 593
1.03.-H.H. Terceros	2 381	7 615	1 159	720	876	1 770	14 521
2.-Represa y Toma							0
2.01.-Volumen agua turbinado	17 038	13 406	16 090	15 576	16203	15 932	94 245
2.02.-HH Terceros	2 195	1 519	1 223	764	1 018	3 453	10 172
3.-Operación							0
3.01.-Materiales	369	318	295	819	910	403	3 114
3.02.-HH Terceros	493	531	856	114	52	811	2 857
4.-Administración							0
4.01.-Materiales	17 352	5 389	20 246	4 431	6 813	6 772	61 003
4.02.-HH. Terceros	600	1 164	6 300	2 746	3 432	3 807	18 049
4.03.-Sueldos Administrac CHM	4 848	4 935	4 532	5 607	6 497	5 523	31 942
4.04.-Sueldos Mantenimient CHM	13 834	19 499	14 950	20 038	11 381	18 491	98 193
4.05.-Sueldos Operaciones CHM	14 597	19619	14 701	21 541	15 077	14 658	100 193
4.06.-Sueldos Represa CHM	5 522	7 911	5 229	8 825	5 995	6 809	40 291
4.07.-Sueldos (Serums)	1 858	1 831	1 808	2 380	1 547	1 448	10 872
4.08.-Reintegros Trabajadores	30 587	0	0	0	0	0	30 587
4.09.-Leyes Sociales	10 174	9 039	6 792	8 400	6 566	6 415	47 386
4.10.-Pasajes Enafer Trabajadore	911	1 319	2204	1 145	1 366	948	7 893
4.11.-Pasajes Enafer PNP	29	195	131	46	62	253	716
4.12.-Fletes Enafer	264	1 552	1 384	350	1 160	375	5 085
4.13.-Alimentación Trabajadores	4 204	4 500	3 661	3 976	3 405	3 807	23 553
4.14.-Alimentación Funcionarios	568	633	459	508	621	531	3 320
4.15.-Alimentación PNP	1 153	1 249	1 854	2 061	1 969	2 180	10 466
4.16.-Alimentación Vigilantes	1 995	1 580	1 998	1 942	1 925	2 112	11 552
4.17.-Alimentación Pers. Serums	454	555	387	503	345	369	2 613
4.18.-Alimentación Practicantes	76	317	144	184	263	522	1 506
4.19.-Refrigerio Trabajadores	338	187	247	356	278	112	1 518
4.20.-Vigilancia	7500	7 333	7 300	7 300	7 300	7 333	44 066
4.21.-Viáticos	328	34	394	564	505	483	2 308
4.22.-Medicamentos	868	933	1 026	1 068	865	815	5 575
4.23.-Otros (teléf. Diarios, etc.)	298	350	388	720	775	446	2 977
4.24.-Depreciación 1ra Etapa	24 663	24 663	24 663	24 663	24 663	24 663	147 978
4.25.-Depreciación 2da Etapa	107 328	107 328	107 328	107 328	107 328	107 328	643 968
4.26.-Seguros de Equipamientos	83 145	83 145	83 145	83 145	83 145	83 145	498 870
5.-Costo Total Producción	366 125	332 278	337 008	333 981	318 304	328 850	2 016 546
6.-Energía Prod. Total MWh	48 048	37 807	45 375	43 924	45 693	44 929	265 776
7.-Costo Producci US \$/KWh	0,00762	0,008789	0,007427	0,007604	0,006966	0,007319	0,007587

TABLA 5.4.1

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES:

- 01 La Central Hidroeléctrica de MachuPicchu es la de mayor importancia en el Sistema Eléctrico Sur Este y por lo tanto opera como una central de base, mientras que las centrales térmicas de Dolorespata, Taparachi y Bellavista, son centrales de punta y de reserva fría.
- 02 Los Grupos Peltón de la CHM que operan con un estatismo de 3 % y por sus características técnicas, son los encargados de regular la frecuencia del sistema; mientras que los grupos Francis que operan con un estatismo del 4 %, trabajan como grupos de base, preferentemente en períodos fuera de avenidas, por los mayores costos de mantenimiento con respecto a los grupos Peltón.
- 03 El caudal histórico mínimo registrado del Río Vilcanota es de 18 m³/S, y los requerimientos de la CHM, para entregar su capacidad nominal es de 39,5 m³/S, de lo que se desprende la importancia del Proyecto SIVINACOCHA, para afianzar el Río Vilcanota en períodos de estiaje, proyecto que se encuentra en una etapa de ejecución.
- 04 Las fallas presentadas en los Grupos MAN de las Centrales de Puno y Juliaca no se deben a problemas operativo, sinó a deficiencias de diseño de las Cimentaciones y problemas de montaje, originados a raíz de la modificación del Proyecto, en la fase de ejecución. El

proyecto original contemplaba la instalación de tres grupos en Juliaca y un grupo en Puno, esquema que fue modificado por presiones políticas.

05 El mantenimiento integral de los grupos de la CHM se llevan a cabo en los talleres instalados en la Ciudad del Cusco, como parte de la ampliación de la CHM. El taller está equipado con modernos equipos necesarios para el mantenimiento de turbinas hidráulicas, de lo que se puede resaltar el horno de tratamiento térmico programable, tornos horizontales y verticales. Además la Empresa Generadora MachuPicchu cuenta con personal técnico y profesional competente, que ha desarrollado su propia tecnología (**Know how**), lo que le permite, aparte de satisfacer sus propios requerimientos, prestar sus servicios a otras Empresas Generadoras, como es el caso de la Empresa Generadora Arequipa EGASA, en la reparación de rodetes Peltón de la C.H. Charcani V.

06 Con la puesta en servicio de los grupos Peltón de la II etapa de la CHM, en Junio de 1985, la región Sur Este del País, pasó a ser una de las mejores atendidas, por cuanto la potencia garantizada del sistema es superior a la máxima demanda, lo que permite contar con una reserva rotante y una reserva fría, suficiente para cubrir las emergencias. Además en la región se a llevado a cabo la mayor electrificación rural, habiéndose integrado al sistema, el valle Sagrado de los Incas y el valle del Vilcanota, con apoyo del Gobierno de Finlandia; posteriormente la interconexión del departamento de Puno,

con la puesta en servicio de la Línea Tintaya-Juliaca; y en el presente año se integró el departamento de Apurímac al sistema, con la puesta en servicio de la Línea de transmisión en 138 KV, Cachimayo-Abancay y recientemente con la puesta en servicio de la línea de subtransmisión en 60 KV Abancay-Andahuaylas.

07 Con la puesta en servicio de la línea de Transmisión en 138 KV Tintaya-Socabaya, en 1996 se interconectarán los Sistemas Eléctricos del Sur Este y del Sur Oeste, la que dará origen al **Sistema Interconectado del Sur (SIS)**. Este hecho permitirá la mejor explotación de los recursos naturales y el afianzamiento de los Sistemas Eléctricos del Sur del Perú, la que se verá fortalecida con la entrada en servicio de la C.H. San Gabán de 110 MW en 1999.

08 De un análisis de la planificación energética del sistema se puede concluir que la demanda de energía se incrementará extraordinariamente, luego de la interconexión de los sistemas eléctricos del sur, como consecuencia de la legislación vigente, que permite a los usuarios adquirir la energía por libre contratación. Existe el interés de contratar energía y potencia de la CHM, por parte de SPCC, Cerro Verde, Tintaya (Ampliación), Minsur (Puno) y El Plan Maestro de Agua Potable del Cusco.

09 El Plan Operativo es una herramienta indispensable para toda actividad empresarial y lo es mucho mayor para la Operación y el Mantenimiento de un Sistema Eléctrico, por

las características especiales del servicio, que la producción tiene que ser en el instante mismo del requerimiento.

10 La regulación de tensión y frecuencia del Sistema se encuentra dentro de lo normado, sin embargo, se trata de un sistema eléctrico pequeño y por lo tanto carece de la inercia de los grandes sistemas, situación que origina la variación de la frecuencia, por la operación de las palas mecánicas y molinos de la Mina Tintaya.

11 El Sistema de Acoplamiento Capacitivo de Langui finalmente fue retirado de servicio por interferir con las protecciones del sistema y porque resultaba más ventajoso alimentar la pequeña carga rural de Langui, con una línea de 10 KV desde la Ciudad de Sicuani, distante 20 Km e interconectado al SESE.

RECOMENDACIONES

01 Una desventaja del Proyecto SIVINACocha es su ubicación geográfica con respecto a la CHM. El proyecto se ubica en el río Salca en la Provincia de Canchis a 200 Km de la Central; si se tiene en cuenta que en el valle del vilcanota se han ejecutado una serie de proyectos de irrigación, la que utilizará parte de las aguas de la regulación, originando un déficit del recurso para la operación de la CHM. Frente a esta realidad se recomienda, explotar los reservorios naturales de las lagunas de Pomacanchis y Langui, para garantizar el caudal del río Vilcanota.

02 Se recomienda utilizar las aguas del río Aobamba para la

refrigeración de los grupos generadores, por tratarse de aguas de deshielo y por lo tanto libre de materiales en suspensión y algas, las que obstruyen los circuitos de refrigeración.

03 Es necesario hacer un estudio de la cimentación de los grupos MAN de las Centrales de Puno y Juliaca, porque aparentemente se trata de un problema de cimentación, hecho que se sustenta por la alta capa freática de la zona y por posibles deficiencias de diseño y construcción.

04 En razón que la demanda del Sistema va a seguir creciendo, la misma que se verá incrementado por la próxima interconexión de los sistemas eléctricos del Sur, es necesario actualizar los Proyectos Hidráulicos para la construcción de las Centrales de Quishuarani y Primavera, de manera que se pueda reemplazar la generación térmica del Sur Oeste por Generación Hidráulica.

05 El Proyecto del Gas de Camisea por la relativa cercanía al Cusco, causará un impacto en las Empresas Generadoras, por lo que se recomienda seguir el desarrollo del Proyecto del gas de Camisea.

06 En razón que la CHM es la de mayor importancia del Sistema, se debe asegurar el recurso hídrico por lo menos para una operación normal de un año, ante eventuales períodos de sequías. Además se recomienda dotar de telemetría la CHM, como una forma de agilizar la gestión y optimizar la explotación hidrotérmica del Sistema.

07 En razón que los grupos Diesel de la C.T. Dolorespata son

pequeños, se debe pensar en renovar dichos grupos por otros de una potencia unitaria no menor de 10 MW, lo que facilitará la rápida entrada en servicio en casos de emergencia, cosa que no sucede a la fecha por cuanto la C.T Dolorespata necesita de 30 a 45 minutos para entrar en servicio.

A N E X O S

- 3A Formatos de Trabajos en Actividades de Operación y Mantenimiento de Sistemas Eléctricos de Potencia:
- 4A Cálculo de la Corriente Nominal del Sistema de Acoplamiento capacitivo de Langui-SCC-2.
- 5A Principio del Método de Evaluación del Valor Económico de un Proyecto, Cálculo del ρ .

A N E X O 1
FORMATOS DE TRABAJOS EN ACTIVIDADES DE OPERACION Y
MANTENIMIENTO DE SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

- 1) Ordenes de Trabajo
- 2) Informe Orden de Trabajo
- 3) Solicitud de Maniobra
- 4) Autorización de Maniobra
- 5) Permiso para Trabajar
- 6) Condiciones Contractuales Permiso Para Trabajar

ORDEN DE TRABAJO

LUGAR :

FECHA DE EMISION ::

N° O/T :

CODIGO DE EQUIPO :

EQUIPAMIENTO : (¿que equipo?)

C. COMPONENTE :

N° P/TRABAJO :

MOTIVO DE TRABAJO : (¿que hacer?)

TIPO DE TRABAJO

ORIGINADO POR :

	MC	MP	CS	MM	OT
EN SERVICIO	11	12	13	14	15
FUERA SERVICIO	21	22	23	24	25

TECNICA A EMPLEARSE (¿Como hacer?)

PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD :

PROGRAMACION (¿Cuando hacer?)

FECHA DE INICIO :

HORA :

FECHA DE CULMINACION :

HORA :

TRABAJO EFECTIVO TOTAL :

DIAS

HORAS

PERSONAL EGESUR : No.

HRS.

HRS-HOM:

PERSONAL DE TERCEROS : No.

HRS.

HRS-HOM:

RESPONSABLE (¿Quien lo hace?)

NOMBRE : _____ CODIGO : _____ FIRMA : _____

AUTORIZACION :

 SUPERV. SEGURIDAD

 JEFE MANTENIMIENTO

 JEFE DE CENTRALES

ORDEN DE TRABAJO

PARTE B : INFORME TECNICO

EJECUCION : _____ PERMISO DE TRABAJO N° : _____

FECHA Y HORA DE INICIO : _____ FECHA Y HORA DE CULMINACION : _____

TOTAL DE HORAS DE TRABAJO EFECTIVO : _____

PERSONAL DE EGESUR : No. _____ HORAS : _____ HORAS HOMBRE : _____

PERSONAL POR TERCEROS : No. _____ HORAS : _____ HORAS HOMBRE : _____

OTROS : No. _____ HORAS : _____ HORAS HOMBRE : _____

DESCRIPCION Y OBSERVACIONES DEL TRABAJO :

MATERIALES USADOS :

DIFICULTADES ENCONTRADAS Y SUGERENCIAS :

FECHA : _____ FIRMA DEL RESPONSABLE : _____

SOLICITUD DE MANIOBRA

SOLICITUD DE MANIOBRA N° : _____

PARA: _____

SOLICITADO POR: _____

INSTALACION: _____

EQUIPO: _____

COMPONENTE: _____

MOTIVO TRABAJO: _____

RESTRICCIONES: _____

PREVENCIONES: _____

DESDE LAS : _____ HORAS DEL DIA _____ DE _____ DE 1 99__

HASTA LAS : _____ HORAS DEL DIA _____ DE _____ DE 1 99__

TIEMPO TOTAL PREVISTO : _____ HORAS (_____ DIAS)

LUGAR Y FECHA : _____ SOLICITANTE : _____

AUTORIZACION DE MANIOBRAS

AUTORIZACION DE MANIOBRA N° _____

PARA : _____

ASUNTO : _____

INSTALACION : _____ EQUIPO : _____ COMPONENTE : _____

DESDE LAS : _____ HORAS DEL DIA _____ DE _____ 1 99__

HASTA LAS : _____ HORAS DEL DIA _____ DE _____ 1 99__

TIEMPO PREVISTO : _____ HORAS (_____ DIAS)

RECOMENDACIONES: _____

LUGAR Y FECHA : _____ AUTORIZADO POR : _____

PERMISO PARA TRABAJAR

LUGAR :

Nº

MANTENIMIENTO	RESTRICCION	TRABAJO	EJECUTADO POR
PREVENTIVO <input type="checkbox"/> CORRECTIVO <input type="checkbox"/> C. SISTEMATICO <input type="checkbox"/>	SI <input type="checkbox"/> NO <input type="checkbox"/>	ELECTRICO <input type="checkbox"/> MECANICO <input type="checkbox"/> OTROS <input type="checkbox"/>	MANTENIMIENTO <input type="checkbox"/> UNID. TECNICA <input type="checkbox"/> OTROS <input type="checkbox"/>

SOLICITADO POR : _____ O.T. Nº _____

EQUIPO : _____

DESCRIPCION DEL TRABAJO : _____

PREVENCIONES : _____

DESDE LAS _____ HORAS DEL _____ DE _____ DE 1 99 _____

AUTORIZADO POR : _____

 JEFE DE TURNO

 SUPERVISOR SEGURIDAD

 SOLICITANTE

CANCELACION DEL PERMISO

A LAS _____ HORAS DEL _____ DE _____ DE 1 99 _____

TIEMPO TOTAL EMPLEADO : _____

TIEMPO EFECTIVO EMPLEADO : _____

NUMERO DE PERSONAS QUE INTERVINIERON : _____

TOTAL HORAS HOMBRE UTILIZADAS : _____

 JEFE DE TURNO

 SUPERV. SEGURIDAD

 SOLICITANTE

OBSERVACIONES : _____

ESTE PERMISO ES UNIPERSONAL E INTRASFERIBLE

1. Está terminantemente prohibido trabajar en circuitos energizados ó equipos en funcionamiento, mientras no exista autorización expresa.
2. Sólo el jefe de turno podrá autorizar el otorgamiento del **Permiso para Trabajar** .
3. El solicitante sólo realizará los trabajos especificados en el presente permiso.
4. El solicitante del “ **Permiso para Trabaja** ” no podrá abandonar por ningún motivo el lugar de trabajo, cuando exista personal a su cargo y es el único responsable del control de dicho personal.
5. El solicitante recibirá el “ **Permiso para Trabajar** ” sólo después de que se haya desenergizado, aislado y puesto a tierra ó bloqueado el (los) equipos y/o zonas de trabajo.
6. Las maniobras efectuadas en el punto (5) deben ser declaradas en el “ **Permiso para Trabajar** ” en prevenciones.
7. Antes de firmar la autorización del “ **Permiso para Trabajar** ” el jefe de turno verificará que se hayan efectuado las maniobras del punto (5), luego colocará los avisos ó letreros de peligros en el (los) equipo (s) a intervenir y “ **Atención de operar** ” en las llaves o manubrios correspondientes.
8. El solicitante y el jefe de turno firmarán por duplicado el “ **Permiso para Trabaja** ”.
9. Cumplida las disposiciones anteriores el jefe de turno, entregará una copia del **Permiso para Trabajar** ”, al solicitante.
10. Después de recabar el “ **Permiso para Trabajar** ” el solicitante verificará conjuntamente con el jefe de turno, el cumplimiento de los puntos 5 y 7.
11. Concluido el trabajo, el solicitante ordenará al personal a su cargo abandonar el lugar de trabajo después de retirar las herramientas, materiales, escaleras, etc., que hayan utilizado, dejando el lugar en **perfecto estado de orden y limpieza**.
12. A la hora prevista y luego de que el jefe de turno haya verificado el punto (11), el solicitante procederá a cancelar el “ **Permiso para Trabajar** ” entregando la copia del punto (9) para su total cancelación.
13. Cancelado el “ **Permiso para Trabajar** ” el operador de turno, en coordinación con el jefe de turno procederá a normalizar o predisponer el equipo intervenido (punto 5 y 7).

A N E X O 2
CALCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL DEL SISTEMA DE
ACOPLAMIENTO CAPACITIVO LANGUI - SCC-2

ANEXO 2
CALCULO DE LA CORRIENTE NOMINAL SISTEMA DE ACOPLAMIENTO
CAPACITIVO LANGUI - SCC-2

En base a la figura 4.4.1.1 se calcula las impedancias de los componentes del sistema, cuyos valores son:

$$C1 = 0,375 \text{ uF}; \quad Z_{c1} = -j 7 073 \Omega$$

$$C3 = 6,260 \text{ uF}; \quad Z_{c3} = -j 423 \Omega$$

$$L2 = 1,107 \text{ H}; \quad Z_{L2} = j 417 \Omega$$

$$L3(\text{nominal})=1,9 \text{ H (reflejado al Primario)}; \quad Z_{L3} = j 716 \Omega$$

Por lo tanto Z_{L3} estará entre los siguientes valores:
 $j 716$ (Tiristores encendidos a 90°) $< Z_{L3} < \infty$ (tiristores encendidos a 180°)

1) Impedancia equivalente a $Z_{C3} // Z_{L2}$:

$$Z1=Z_{c3} // Z_{L2}=(-j 423)*j 417/((-j423) + j417)=j 29 398,5 \Omega$$

La impedancia equivalente es una inductancia, por lo tanto $Z1$ en paralelo con Z_{L3} , será una inductancia también.

$$y \quad Z2 = Z1 // Z_{L3} \quad (1)$$

2) El valor de $L3$ se calcula de la condición que la tensión de distribución sea 13,8 KV, y se puede escribir la siguiente igualdad:

$$V_0 = V1 * Z2 / (Z_{C1} + Z2), \text{ de donde se obtiene:}$$

$$Z2 = V_0 * Z_{C1} / (V1 - V_0) \quad (2)$$

Reemplazando los siguientes valores:

$$V1 = 83,7 \text{ KV} \quad (145 / \sqrt{3})$$

$$V_0 = 13,8 \text{ KV}$$

$$Z_{C1} = -j 7073 \Omega$$

$$Z2 \text{ (magnitud) } = 1396 \Omega$$

De la ecuación N°1, se puede despejar ZL3 y obtener la siguiente expresión:

$$ZL3 = Z1 * Z2 / (Z1 - Z2) \quad (3)$$

Reemplazando los siguientes valores:

$Z1 = j 29 398,5 \Omega$ y $Z2 = j 1 396 \Omega$ en la ecuación (3), se obtiene:

$$ZL3 = j 1 465 \Omega \quad (\text{o } L3 = 3,88 \text{ H})$$

Entonces, para una tensión de línea de 145 KV y la carga desconectada, el sistema de regulación actuará de tal modo de presentar una impedancia equivalente de 1 465 Ω , para mantener la tensión de la distribución a 13,8 KV.

La corriente en el banco y a tierra será:

$$I = V1 / (ZC1 + Z2) = 83 700 / (-j 7073 + j 1 396) = j 14,74 \text{ A.}$$

Por supuesto, si se hace un cortocircuito a la salida de 13,8 KV de la S.E SCC-2, la corriente bajará:

$$I = V1 / (ZC1 + Z2) = V1 / ZC1 = 83 700 / -j7073 = j 11,8 \text{ A}$$

El siguiente cálculo muestra lo que pasa cuando se cambia la tensión de la línea de alta tensión. El SCC-2 de Langui está diseñada para funcionar entre 114 KV (120 KV - 5%), hasta 145 KV (138 KV + 5%).

De la ecuación N°2, con $V1 = 65,8 \text{ KV}$ ($114 \text{ KV} / \sqrt{3}$), se obtiene:

$$Z2(\text{magnitud}) = 1 877 \Omega$$

De la ecuación N°3, se obtiene $ZL3 = j 2005 \Omega$, (o $L3 = 5,31 \text{ H}$)

y la corriente a tierra $I = 65\ 800 / (-j\ 7\ 073 + j\ 1\ 877) = 12,66\ A$

y en un cortocircuito a nivel de distribución la corriente será:

$$I = 65\ 800 / -j\ 7\ 073 = j\ 9,30\ A$$

Entonces, para una tensión de línea de 114 KV, sin carga, el sistema de regulación actuará de tal modo de presentar una impedancia equivalente de 1877 Ω , para mantener la tensión de distribución a 13,8 KV.

En seguida se hará el mismo cálculo, con la tensión máxima de 145 KV, pero con una plena carga $S = 100\ KVA$, y factor de potencia de 1,0.

La impedancia equivalente de la carga $Z_c = (V_c)^2 / S$, donde:

$$V_c = 13\ 800\ Voltios$$

$$S = 100,000\ Watts$$

$$\text{De donde } Z_c = 1\ 904,4\ \Omega$$

Se hallará la impedancia equivalente de Z_c y Z_1 . Entonces $Z_x = Z_c // Z_1$

$$Z_x = 1\ 904,4 * j\ 29\ 400 / (1\ 904,4 + j\ 29\ 400) = 1\ 895 + j\ 122,6 = 1\ 900\ (3,7^\circ)$$

Después de un cálculo muy largo se puede demostrar que el valor de Z_{L3} requerido para mantener V_0 a 13,8 KV está alrededor de $Z_{L3} = j\ 1287\ \Omega$, entonces el valor de $Z_y = Z_x // Z_{L3} = 1\ 900\ (3,7^\circ) * 1287\ (90^\circ) / (1895 + j\ 1409,7)$

$$Z_y = 1\ 035\ (57^\circ) = 563 + j\ 867$$

La impedancia total equivalente resulta: $Z_t = Z_{c1} + Z_y$

$$Z_t = -j 7073 + 563 + j 867 = 563 - j 6205 = 6230 \angle -84.5^\circ$$

Entonces la corriente I en el SCC-2, será de: $I = 83815 / 6230 = 13,43 \angle 84,5^\circ$

De los resultados obtenidos se puede concluir que la corriente máxima ocurre cuando la tensión de la red está en su máximo nivel y cuando el SCC-2 esté sin carga; al conectar una carga al SCC-2 la corriente baja, con respecto a la corriente en vacío. Un caso particular de carga correspondiente a la situación de cortocircuito en la red, la corriente es aún más baja que con la carga.

A N E X O 3

**PRINCIPIO DEL METODO DE EVALUACION DEL VALOR ECONOMICO DE
UN PROYECTO, CALCULO DEL ρ**

ANEXO 3
PRINCIPIO DEL METODO DE EVALUACION DEL VALOR ECONOMICO DE
UN PROYECTO: CALCULO DEL ρ

El servicio proporcionado por una central puede estar caracterizado por dos factores independientes: la potencia garantizada y la energía productible. Frente a este servicio proporcionado, los gastos que deben tomarse en cuenta son de una importancia relativa, que varía mucho con el tipo de central. Los gastos de construcción, los gastos de conservación y mantenimiento y los tiempos de amortización industrial se reparten en un abanico muy abierto.

El único método que permite dar un relieve de valor económico a un proyecto dado, en condiciones tan complejas, consiste en calcular el monto del capital que sería necesario constituir teóricamente en una fecha dada y que permitiría:

- 1) Construir las obras,
- 2) Mantenerlas indefinidamente con la suma restante colocada a interés compuesto, en espera de su utilización. La capitalización por medio de la actualización de las cargas correspondientes, se refiere a los gastos de explotación, de conservación y de renovación.

Este capital ficticio será llamado: **GASTO TOTAL**

Para comparar dos proyectos será conveniente, por lo tanto, comparar sus gastos totales teniendo en cuenta el servicio proporcionado, definido por la potencia garantizada y la

energía productible. Para hacer la comparación se utilizará como intermedio un sistema único de referencia. Como se ha visto una central Térmica de vapor constituye un término de comparación conveniente para todos los casos, puesto que el límite de su potencia máxima puede satisfacer todas las variaciones del diagrama de carga.

Por convenio se tomará como sistema de referencia único en todo el Perú una central térmica de vapor instalada en Lima, con las características siguientes:

- 1) Dos grupos de una potencia nominal de 25 MW calentados con fuel oil y capaces de suministrar una sobrecarga de 10 % durante dos horas;
- 2) Un grupo de igual potencia mantenido en reserva fría en previsión de las fallas accidentales de los dos primeros;
- 3) Un puesto de transformación de 63000 Voltios, con un rendimiento de 99 %. La potencia garantizada, es por lo tanto, $50 \times 1,1 \times 0,99$, menos 10 % aproximadamente, para la potencia consumida por los servicios auxiliares interiores de la Central, o sea, en definitiva 50 MW en números redondos.

Los gastos capitalizados de esta central se dividen en dos etapas:

- 1) Los gastos de construcción aumentados con los intereses intercalendarios, hasta la fecha de entrada en servicio, así como la actualización de la parte de gastos de funcionamiento y de renovación independientes de la cantidad de energía producida.

2) Los gastos de funcionamiento que depende de esta cantidad de energía y que serán considerados proporcionales a esta cantidad.

La primera parte dividida por 50 dá un valor de referencia (A), para el MW garantizado. La segunda parte da un valor de referencia (B) para el Gwh, proporcionado.

Un proyecto cualquiera, hidráulico o térmico, en un punto cualquiera del Perú, capaz de poner a disposición de la red que debe alimentar una potencia garantizada P_g y una energía anual W_a , y que necesita un monto D de gastos totales capitalizados, puede ser caracterizado por el coeficiente:

$$\rho = D / (A * P_g + B * W_a)$$

En una red particular dada, los valores económicos de los diversos proyectos previstos se obtienen, por lo tanto, inmediatamente comparando sus coeficientes.

Empleo del coeficiente de Valor Económico-Programas

Se supone primero encontrarse en presencia de un proyecto hidroeléctrico determinado y que con la curva de aumento de consumo a la vista se haya proyectado poner en servicio la central en una fecha dada. Todos los elementos están a la mano para calcular el coeficiente. El proyecto será tanto mejor cuanto más pequeño sea ρ . En la red que debe alimentarse se determinará el valor de ρ' , una central térmica de igual potencia garantizada. El proyecto hidráulico sólo presentará interes de ejecución si ρ es inferior a ρ' .

(Método propuesto por la misión de Electricité de France y que se describe en el Capítulo I, Estudio Económico-Plan de Electrificación Nacional) Cusco, Enero 1959.

CALCULO DEL COEFICIENTE ECONOMICO PARA UNA CENTRAL

TERMICA DE 20 000 KW

Potencia Instalada	=	20MW
Productividad	=	140Mwh
Potencia Garantizada	=	22MW
Inversiones	=	82,4 M.S.
Horas de Utilización	=	7000 (óptimo)
Puesta en Servicio	=	1962

1.- La central Comprenderá dos grupos de 10,000 KW

2.- Elementos de Energía:

$$P_g = P'_g = 20 \times 1,1 = 22 \text{ MW}$$

$$W_a = W'_a = 20 \times 7\ 000 = 140 \text{ Mwh}$$

$$P_0 = 20 \text{ Mw}$$

3.- Término de Utilización parcial y total:

La fecha de puesta en servicio es en 1962

$$P_R = 5,7 \text{ Mw}$$

$$P_0 = 20 \text{ MW}$$

$$\lambda = 10 \%$$

$$K = (P_R + P_g) / P_0 = (5,7 + 22) / 20 = 1,38$$

$$D = 3,2 \text{ años (diferencia 1959 menos 1962)}$$

$$\mu = 0,825 \text{ (Fig 8, pág 46 Plan E.N.)}$$

Producción Máxima X:

$$X = hR (P_R + P_g) - (W_R + \alpha W_t)$$

$$hR = W_0 / P_0 = 90 / 20 = 4,5$$

$$P_R = 5,7 \text{ MW}$$

$$\alpha = 0,2$$

$$P_g = 22 \text{ MW}$$

$$W_T = 12,4 \text{ Gwh}$$

WRH = 10,4 Gwh

$X = 4,5 (5,7 + 22) - (10,4 + 0,2 \times 12,4)$

X = 111,77 Gwh

4.- Transporte:

El transporte de energía es nulo.

5.- Inversiones: D.

Hemos admitido sobre todo para tener en cuenta el transporte, que el precio de inversión por Kw instalado, sea el del precio adoptado por la central de Lima, como referencia, aumentada en 10 %:

$3\ 745,00 \text{ s/. / Kw instalado} + 375,00 = 4\ 121,00 \text{ S/. / Kw instalado}$, las inversiones son por consiguiente de un valor: $4\ 121,00 \text{ S/.} \times 10 \times 2 = 82,42 \text{ M.S.}$

6.- Gastos CH1:

Gastos proporcionales a los Kw garantizados (informe general, plan E.N, pág 40)

$CH1 = 2,15 \times 22 = 47,3 \text{ M.S.}$

Gastos Proporcionales a los Kwh: CH2

Precio del petroleo Diesel en Mollendo	S/. 1,68
Transporte Mollendo a Cuzco por FF.CC.	
198 Km x 0,37 S/. / Ton / Km / 330 gal / Ton	0,59
Precio del Petroleo Diesel en Cusco	S/. / gal 2,57
El consumo es de 247 gr/Kw, siéndo	c S/. / Kwh 0,20
Mejoramiento del 5 % por marcha a carga parcial	" 1,00
Sub-Total	" 20,20
Gastos de mantenimiento Variable: 20,2 x 0,2	" 4,00
Total	" 24,20

Valor capitalizado de los gastos proporcionales: a los Kwh.

12,5 x 243,2 = 3,02 M.S, entonces

$$CH2 = 3,02 \times 111,77 = 337,54$$

El coeficiente económico para el caso de una central térmica se calcula por la fórmula:

$$\rho' = ((D + CH1) / \mu + CH2 / \mu) / (7,7 Pg + 1,3 * X * \mu)$$

De donde se obtiene $\rho' = 1,5$.

COEFICIENTE DE RENTABILIDAD DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA DE MACHUPICCHU, PRIMERA ETAPA: POTENCIA INSTALADA DE 20 000 KW Y OBRAS CIVILES PARA 120 000 KW Y LINEA DE TRANSMISIÓN PARA 40 000 KW.

El coeficiente de rentabilidad de una Central Hidroeléctrica está dado por la siguiente Expresión:

$$\rho = ((D / \mu) + CH) / (7,7 P_g + 1,3 \mu' W_a) I$$

Donde:

ρ = Coeficiente Económico

D = Inversiones Totales en M.S.

CH = Gastos Diversos capitalizados en M.S.

P_g = Potencia Garantizada en MW.

μ' = Coeficiente de empleo parcial

μ = Coeficiente de empleo total

W_a = Energía Productible en Gwh.

1) Cálculo de las inversiones totales:

Está dado por la fórmula:

$$D = D_g + D_m + D_t \quad (2)$$

Donde:

D = Inversiones totales en M.S.

D_g = Costo de las obras Civiles en M.S.

D_m = Costo del equipo mecánico en M.S.

D_t = Costo de transporte capitalizados

Cálculo de los gastos de transporte capitalizados:

Se calcula por la fórmula siguiente:

$$D_t = 0,119 P_n + W (KL + 20) * 10 \text{ Exp}(6) \quad (3)$$

W = Coeficiente que interviene en el cálculo de las inversiones de la transmisión igual a 0,22 (ábaco Nº 10,

pág. 48 Plan Electrificación Nacional)

K = Coeficiente de dificultad comprendido entre 1 y 3.

Se tomará igual a 1

L = Longitud de la Línea de transmisión = 88 Km.

Reemplazando estos valores en la fórmula 3, se tiene:

Dt = 26,14 M.S.

Según la propuesta de Panedile Peruana S.A. y Resolución Suprema N^o-74 de 31 de Diciembre de 1957, las obras cuestan S/. 43 189 235,98, a esto se agrega 3,5 % por estudios, 3,5 % por inspección y control, 5 % por imprevistos, todos los porcentajes mencionados sobre S/. 102 322 396,68 del presupuesto de ejecución; fondo de provisión para cubrir los costos de ejecución definitiva, incluyendo alternativas del túnel para 42 m³/s, especificadas en el contrato por S/. 17 130 000,00 y más intereses intercalendarios por financiación de S/. 4 784 000,00; totalizando una suma de:

Dg = 77 379 235,00 soles

El equipo electromecánico según la propuesta de Panedile Peruana S.A. está valorizado en S/. 39 665 872,00, agregando los intereses por financiación de S/. 3 516 000,00 suman:

Dm = 43 181 872,00 soles

De donde tenemos que Dt, es igual a:

Dt = 77 379 235,00 + 43 181 872,00 + 26 140 000,00 soles

Dt = 146 701 107,00 soles

2) Cálculo de los gastos diversos capitalizados:

Aplicando la fórmula:

CH = 0,045 Dg + 0,19 Dm + Feh + Ft + I (4)

Donde:

Dg = Costo de obras civiles en M.S.

Dm = Costo del equipo electromecánico en M.S.

Feh = Cargas capitalizadas de operación de la central en M.S.

Ft = Cargas capitalizadas de operación de la transmisión en M.S.

I = Impuestos igual a 0,5 millones por MW garantizado a la salida.

$$I = 0,5 P'g$$

CH = Gastos diversos capitalizados.

Cálculo de Feh:

Tenemos que:

$$Feh = 4,75 + 0,19 P_i + 0,062 W_a$$

Donde:

P = Potencia instalada en MW.

W_a = Energía productible en Gwh.

Cálculo de W_a:

$$W_a = W'_a - \Delta W_a$$

$$W'_a = V * \gamma = V * H_{neta} * T / 450$$

En la que:

V = Volúmen que puede turbinarse = 6,75 m³/s.

γ = Coeficiente energético = H / 450

H = Caída neta en metros = 351 m.

T = Tiempo en segundos/ año = 31,5 M.S.

ΔW_a = Pérdidas por transmisión equivalente a 5 % de W'_a

$$W'_a = 6,75 * 31,5 * 351 / 450 = 165,84 \text{ Gwh}$$

$$\Delta W_a = 8,29 \text{ Gwh}$$

$$W_a = 165,84 - 8,29 = 157,55 \text{ Gwh}$$

P = 20 MW, entonces:

$$F_{eh} = 4,75 + 0,19 * 20 + 0,062 * 157,55 = 18,31 \text{ M.S.}$$

Cálculo de Ft:

Aplicando la Fórmula:

$$F_t = 0,034 P_n + \theta (KL + 20) * 10 \text{ Exp (6) Soles}$$

Donde:

F_t = Gastos relativos al transporte en M.S.

P_n = Potencia Nominal en MW.

θ = Coeficiente que interviene en el cálculo de las cargas de la transmisión; θ = 0,03 (Gráfico N° 10 Pág. 48 Plan E.N)

K = Coeficiente de dificultad de construcción que es igual a 1

L = Longitud de la línea de transmisión = 88 Km.

$$F_t = 0,034 * 20 + 0,03 (1 * 88 + 20) * 10 \text{ Exp(6) = 3,92 M.S.}$$

$$\text{Impuestos} = 0,5 P'g$$

P'g = Potencia Garantizada a la salida en MW

$$P_g = P'g - \Delta P_g$$

P'g = 20 MW a la salida

$$\Delta P'g = 0,07 * 20 = 1,4 \text{ MW}$$

P_g = 20 - 1,4 = 18,6 Mw a la llegada

$$I = 0,5 * 20 = 10 \text{ M.S.}$$

$$CH = 0,045 * 77,37 + 0,19 * 43,18 + 18,31 + 3,92 + 10$$

$$CH = 43,84 \text{ M.S.}$$

3) Cálculo del coeficiente de empleo parcial

$$K = (P_R + P_g) / P_o$$

Donde:

K = Coeficiente de determinación de años de utilización parcial de la potencia garantizada en años.

PR = Potencia garantizada total de las instalaciones en servicio antes de la intervención de la nueva.

Pg = Potencia garantizada

Po = Potencia que debe garantizarse en el momento de la puesta en servicio

Cálculo de PR:

λ = 10 % tasa de crecimiento

Central Hidroeléctrica de Calca	2 100 KW
Central Hidroeléctrica de Ccorimarca	300 KW
Mejora C.H. Ccorimarca	200 KW
Diesel I Eléctrica de Dolorespata	1 000 KW
Diesel II Eléctrica de Dolorespata	2 100 KW
total	5 700 KW

PR = 5,7 MW

Pg = 18,6 MW

Po = 8,3 MW

K = (5,7 + 18,6) / 8,3 = 2,92

d = 11 años (Pág. 45, Fig 7 Plan E.N.)

μ = 0,59 (Pág. 46, Fig 8 Plan E.N.)

4) Cálculo del Coeficiente de Empleo Total:

Se calcula con la siguiente fórmula:

$$d' = (d * Wa) / (HR * (PR + Pg) - (WRH + \alpha Wt))$$

Donde:

d = 11 años

Wa = Energía Productible = 157,55 Gwh

PR = Potencia Garantizada de la red = 5,7 MW

Pg = Potencia Garantizada a la llegada = 18,6 MW

WRH = Energía Productible hidráulica de una red (en Gwh)
= 10,4

WT = Energía Diesel de la red en Gwh = 12,4 Gwh.

Wo = Consumo anual máximo de una red en Gwh.

HR = Wo / Po

Po = Potencia de pico máxima de una red en Mw = 5,7 MW

α = Coeficiente de utilización mínima, centrales diesel
de la red = 0,2

Wo = 5 700 * 4 000 * 100 = 22,8 GW

HR = 22,8 / 5,7 = 4

$d' = 11 * 157,55 / (4 * (5,7 + 18,6) - (10,4 + 0,2 * 12,4)) = 20$ años

$\mu' = 0,425$ (Fig 9, pág 47 Plan E.N)

$\rho = (146,7 / 0,59 + 43,84) / (7,7 * 18,6 + 1,3 * 0,425 * 157,55)$

$\rho = 1,27$

Conclusión: Como $\rho < \rho'$: El Proyecto de Construcción de la CHM es rentable

BIBLIOGRAFIA

- 1) Manuales de Operación y Mantenimiento de la CHM.
"Grupo Hidroeléctrico MachuPicchu-Alsthom"
- 2) Manuales de Operación y Mantenimiento de las Subestaciones del Sistema Eléctrico Sur Este.
"Grupo Hidroeléctrico MachuPicchu-Alsthom"
- 3) Reglages des Protections du Reseau 138 KV.
"Grupo Hidroeléctrico MachuPicchu"
- 4) Gestión CHM, Primer Semestre de 1 995
Ing° Jorge Miranda Zuzunaga
- 5) Spificica Tecnica e Riferimenti Contrattuali per Over Haul Turbina
ENEL-Italia
- 6) Gestión del Mantenimiento
Convenio de Cooperación Técnica ElectroPerú-ENEL-Italia
- 7) Plan Operativo ElectroPerú
Ing° José Claudio Salamanca
- 8) Programas Computacionales de Flujos de Potencia y Análisis de Fallas
Ing° Elvis Salas N.
- 9) Protecciones de Sistemas Eléctricos de Potencia
Ing° Luis Montañez Luna, ElectroPerú.