

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA**



**INFLUENCIA DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA
ELECTRICO DE UN CENTRO MINERO AURIFERO
SUBTERRANEO**

INFORME DE COMPETENCIA PROFESIONAL

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

JOSE FEDERICO NUÑEZ MEDINA

PROMOCION

1988 – II

LIMA - PERU

2008

**INFLUENCIA DE LA POTENCIA REACTIVA EN EL SISTEMA
ELECTRICO DE UN CENTRO MINERO AURIFERO
SUBTERRANEO**

Dedicado a mi esposa Cristina, y a mis hijos Ana,
Diana y Renzo, fuente permanente de amor y vida,
que me alientan y motivan a aprender más cada día,
y a la persona que me formó con dedicación y
perseveranciami madre Rebeca.

SUMARIO

En el presente trabajo se describe y analiza la incidencia de la potencia reactiva en el sistema eléctrico de un centro minero aurífero subterráneo, desde sus inicios hasta interconectarse con una barra infinita, a través del SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional).

En un inicio el sistema aislado de generación de energía, estuvo conformado por una central hidráulica y una central térmica, las cuales debido al incremento paulatino de la demanda y a las variaciones estacionales fueron cubriendo su capacidad permisible, esto hizo necesario el incremento de grupos electrógenos a combustión diesel.

Este incremento de generación térmica, para cubrir la demanda, incidió en forma importante en el costo consolidado del Kilovatio hora ($\$/\text{kW.h}$), lo cuál motivó a buscar alternativas de mejora en el sistema para disminuir este efecto, para ello se implementó una primera compensación centralizada, y se logró obtener la capacidad nominal de los alternadores de las turbinas hidráulicas, e incluso un diferencial adicional debido al incremento del factor de potencia.

Luego se vio la alternativa de buscar energía eléctrica de menor costo con mínima inversión, y se implementó la interconexión con el SEIN, con esta integración se logró disminuir mas el costo consolidado del Kilovatio hora ($\$/\text{kW.h}$), así como el impacto al medio ambiente, por efecto de la disminución de la emisión de los gases de la combustión. En esta nueva etapa el límite permitido de factor de potencia de la suministradora de energía del SEIN, estaba por encima de nuestro factor promedio, y esto significaba, un costo mensual adicional por potencia reactiva generada por nuestra carga, esto dio lugar a la implementación de una segunda compensación distribuida, obteniéndose la regulación óptima del factor de potencia y una mejor estabilidad del sistema.

INDICE

	Pág.
INTRODUCCION	
CAPITULO I	04
DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO EN CMPSA EN LA ETAPA INICIAL	
1.1 Registro y ponderación de la potencia reactiva	08
1.1.1 Factores externos que contribuyen a un bajo factor de potencia	11
1.1.2 Factores internos que contribuyen a un bajo factor de potencia	11
1.2 Análisis de las deficiencias de la compensación reactiva	13
1.2.1 Predominancia de Cargas Inductivas (E1)	13
1.2.2 Sistema de distribución radial, que incrementa el Nro. De subestaciones de transformación (E2)	14
1.2.3 Existencia de Motores de inducción sobredimensionados (E3)	16
1.2.4 No se cuentan con sistemas de compensación de energía reactiva distribuidos (E4)	18
1.2.5 Limitación de la capacidad de generación de energía, por incremento de temperatura en los generadores síncronos (I1)	18
1.2.6 No se cuentan con sistemas de compensación de energía reactiva en las barras de entrega (I2)	19
1.2.7 Los sistema de regulación de voltaje en las unidades de generación de la central hidráulica son manuales (I3)	19
1.2.8 Las velocidades de respuesta de los gobernadores de carga en las unidades primas de generación de energía son de diferentes características (I4)	19
1.3 Ponderación de los resultados del análisis de las deficiencias	20
1.4 Análisis de las repercusiones de las deficiencias	20

1.4.1	Predominancia de cargas inductivas (E1)	20
1.4.2	Incremento de subestaciones de transformación	21
1.4.3	Disminución del Factor de Potencia	21
1.4.4	Bajo Factor de Potencia en los puntos de consumo (E4)	22
1.4.5	Alta temperatura en los generadores síncronos	22
1.4.6	Bajo Factor de Potencia en las barras de entrega	23
1.4.7	Regulación de voltaje deficiente en la Central Hidroeléctrica	23
1.4.8	Repartición de carga desbalanceada en las unidades de generación	24
1.5	Escala de las limitaciones según su incidencia	24

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CMPSA ANTES DE INTERCONECTARSE AL SEIN

2.1	Configuración del sistema eléctrico	26
2.2	Limitaciones del sistema eléctrico	26
2.3	Respuesta del sistema eléctrico	26

CAPITULO III

IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CMPSA

3.1	Concepto de la potencia reactiva	30
3.2	Implementación de compensación de la energía reactiva Etapa I	32
3.2.1	Objetivos que se deben lograr con la compensación reactiva Etapa I	34
3.2.2	Compensación reactiva en forma centralizada	
3.3	Implementación de la compensación reactiva Etapa II	

CAPITULO IV

PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA ETAPA II

4.1	Antecedentes	35
4.2	Objetivos	36

4.3	Alcances	36
4.4	Descripción de las actividades previas al estudio de Compensación recopilación de información	36
4.4.1	Inspecciones preliminares	36
4.4.2	Medición de parámetros eléctricos	37
4.4.3	Medición de la resistividad	39
4.4.4	Procesamiento y actualización de datos	39
4.4.5	Resultados de las mediciones	40
4.4.6	Recomendaciones	43
4.5	Generalidades referentes al estudio de compensación	44
4.5.1	Compensación de la energía reactiva	44
4.5.2	Niveles de compensación	44
4.5.3	Tipos de compensación	46
4.6	Estudio de compensación reactiva	47
4.6.1	Metodología de análisis	47
4.6.2	Ubicación de bancos de condensadores	48
4.6.3	Especificaciones de los bancos de condensadores	48
4.7	Análisis de flujo de potencia	49
4.7.1	Casos	49
4.8	Análisis económico	66
4.8.1	Inversión inicial	66
4.8.2	Recuperación de la inversión	66
4.9	Recomendaciones	69

CAPITULO V

VERIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA

5.1	Reducción de la potencia reactiva	74
5.1.1	Compensación de la energía reactiva Etapa I (Primera Compensación de Potencia Reactiva)	74
5.1.2	Reforzamiento de los bancos	76

5.1.3	Segunda Compensación de Potencia Reactiva	77
5.1.4	Compensación de la energía reactiva Etapa II (Tercera Compensación de Potencia Reactiva)	77
5.1.5	Efecto Capacitivo de la línea de transmisión en 60 kV	80
5.2	Incremento de la capacidad de generación hidráulica	82
5.3	Reducción del consumo de combustible	85
5.3.1	Compensación de la energía reactiva Etapa I (Primera Compensación de Potencia Reactiva)	85
5.3.2	Compensación de la energía reactiva Etapa II (Tercera Compensación de Potencia Reactiva)	86
5.4	Reducción del gasto por efecto de la compensación de energía reactiva	87
5.5	Estabilidad de la tensión	
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	98
	ANEXOS	100
	ANEXO 01: Mapa de Procesos de Compañía Minera Poderosa S.A.	
	ANEXO 02: Ubicación de la Central de Generación de Energía en Compañía Minera Poderosa S.A.	
	ANEXO 03: Generación y Transmisión de Energía en Cía. Minera Poderosa S.A.	
	ANEXO 04: Interconexión de Cía. Minera Poderosa S.A. con el SEIN	
	ANEXO 05a: Relación puntos de medición con el analizador de redes Circutor	
	ANEXO 05b: Relación puntos de medición con analizador de calidad de energía Fluke 43B	
	ANEXO 06a: Resumen de cargas	
	ANEXO 06b: Resultado de mediciones realizadas Zona Norte NV 2190 – Jimena	
	ANEXO 06c: Resultado de mediciones realizadas Zona Sur Cedro – Consuelo	
	ANEXO 06d: Resultado de mediciones realizadas Planta Vijus	
	ANEXO 06e: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD1 en la SE Vijus	
	ANEXO 06f: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD2 en la SE Vijus	
	ANEXO 06g: Resultado de mediciones realizadas Zona Sur – Karola	
	ANEXO 06h: Resultado de mediciones realizadas Zona - Santa Maria	
	ANEXO 07: Relación del Factor de utilización de subestaciones medidas	

ANEXO 08a: Parámetros de Líneas y cables

ANEXO 08b: Parámetros de Transformadores

ANEXO 08c: Parámetros de los Grupos de Generación

ANEXO 09a: Relación de variación de taps de transformadores

ANEXO 09b: Propuesta de variación de Taps de transformadores

ANEXO FOTOGRAFICO 01: CENTRAL HIDROELECTRICA EL TINGO

ANEXO FOTOGRAFICO 02: PRIMERA COMPENSACION CENTRALIZADA
EN LA CENTRAL DE GENERACION

ANEXO FOTOGRAFICO 03: PRIMERA COMPENSACION DISTRIBUIDA EN
VIJUS

ANEXO FOTOGRAFICO 04: COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA ETAPA II

PLANOS

151

BIBLIOGRAFIA

153

ANEXOS

ANEXO 01: Mapa de Procesos de Compañía Minera Poderosa S.A.

ANEXO 02: Ubicación de la Central de Generación de Energía en
Compañía Minera Poderosa S.A.

ANEXO 03: Generación y Transmisión de Energía en Cía. Minera Poderosa S.A.

ANEXO 04: Interconexión de Cía. Minera Poderosa S.A. con el SEIN

ANEXO 05a: Relación puntos de medición con el analizador de redes Circutor

ANEXO 05b: Relación puntos de medición con analizador de calidad de
energía Fluke 43B

ANEXO 06a: Resumen de cargas

ANEXO 06b: Resultado de mediciones realizadas Zona Norte NV 2190 – Jimena

ANEXO 06c: Resultado de mediciones realizadas Zona Sur Cedro – Consuelo

ANEXO 06d: Resultado de mediciones realizadas Planta Vijus

ANEXO 06e: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD1 en la SE Vijus

ANEXO 06f: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD2 en la SE Vijus

ANEXO 06g: Resultado de mediciones realizadas Zona Sur – Karola

ANEXO 06h: Resultado de mediciones realizadas Zona - Santa Maria

ANEXO 07: Relación del Factor de utilización de subestaciones medidas

ANEXO 08a: Parámetros de Líneas y cables

ANEXO 08b: Parámetros de Transformadores

ANEXO 08c: Parámetros de los Grupos de Generación

ANEXO 09a: Relación de variación de taps de transformadores

ANEXO 09b: Propuesta de variación de Taps de transformadores

ANEXO FOTOGRAFICO 01: CENTRAL HIDROELECTRICA EL TINGO

ANEXO FOTOGRAFICO 02: PRIMERA COMPENSACION CENTRALIZADA
EN LA CENTRAL DE GENERACION

ANEXO FOTOGRAFICO 03: PRIMERA COMPENSACION DISTRIBUIDA EN
VIJUS

ANEXO FOTOGRAFICO 04: COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA ETAPA II

PLANOS

DIAGRAMAS DE FLUJO DE POTENCIA

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

El desarrollo de la actividad minera subterránea, como toda actividad industrial requiere fundamentalmente de la energía eléctrica para el funcionamiento de cada uno de los procesos que componen su ciclo operativo (Ver ANEXO 01), desde el inicio con las exploraciones, el minado para la extracción del mineral, el cuál es transportado hasta la planta de tratamiento, y los servicios que dan el soporte en conjunto a todas estas actividades, demandan el consumo de energía eléctrica.

La evolución energética de la actividad minera está ligada al crecimiento de sus operaciones, las cuales desde un inicio, dependen de la prospección geológica que varía permanentemente, de acuerdo a los resultados de las exploraciones, cuando se logra obtener un volumen mineralizado definido, que garantice una explotación continua, entonces se implementa una planta de tratamiento de bajo tonelaje (150 TMT), y para el abastecimiento de energía, se ubica un punto de generación de energía eléctrica, conformado por grupos electrógenos diesel, cercano a la planta de beneficio.

En esta etapa inicial, las operaciones de exploración y minado se realizan con equipos convencionales (diamantinas, perforadoras Jacklett., ventiladores, winches de arrastre, bombas, etc.), que operan en base al aire comprimido, el cuál es generado por compresoras portátiles diesel, ubicados en superficie.

Para explotar y extraer el mineral, a medida que la labor de minado se va extendiendo y profundizando en la corteza terrestre, se hace necesario incrementar la fuerza mecánica, para la extracción y transporte del mineral, así como para el transporte del personal, el cuál también requiere de las condiciones apropiadas de ventilación, esto implica el uso de equipos accionados por energía eléctrica, los cuales empiezan paulatinamente a desplazar a los equipos neumáticos auxiliares (Ventiladores, Bombas, Winches, etc.), para este efecto inicialmente se usan grupos electrógenos portátiles diesel (400 kW.), los cuales se ubican cercanos a la bocamina principal, este punto de alimentación de energía tiene como limitación, el incremento

de la potencia instalada que implica mayor espacio disponible para grupos generadores adicionales.

El efecto del incremento de la explotación del mineral, se refleja en el incremento paulatino del tonelaje tratado (360 TMT), para lo cuál se requiere por un lado incrementar la potencia instalada en el punto de generación de energía fijo cercano a la planta de tratamiento y por otro implementar líneas de distribución de energía en media tensión (25 kV), y subestaciones de transformación (25 / 0,44 / 0,22 kV.), ubicados cerca al ingreso de la(s) bocamina(s) principal(es), con esto se logra incrementar la potencia instalada, y centralizar la generación de energía eléctrica.

Paralelamente al incremento del tonelaje extraído, se inician nuevas zonas de explotación del mineral, esto significa mayor demanda de energía en puntos de explotación, distantes entre sí, y distantes de la fuente de generación de energía, es entonces que se hace necesario desplazar el centro de generación de energía, a un punto equidistante de los puntos principales de consumo (Ver ANEX 02), de ser posible, cercano a una fuente hidráulica, y con características de espacio, para ampliaciones futuras.

Es así que Cía. Minera Poderosa S.A., inicia la construcción de una central hidroeléctrica de 1,72 MW., la cuál ingresa en operación en Enero de 1990, y se constituye inicialmente en la fuente principal de abastecimiento de energía para toda la unidad.

En este periodo, el esquema eléctrico en interior mina ingresa a una nueva etapa, debido al incremento de la profundización de la operación minera, este incremento de la distancia entre la subestación principal en superficie y el punto de consumo hace necesario elevar el nivel de tensión (4,16 kV), entonces se implementa una nueva red de transmisión de energía en interior mina, así como subestaciones de transformación (4,16 / 0,44 kV), para poder dar las condiciones nominales de operación al sistema eléctrico en los puntos distantes.

El crecimiento de la producción en las diferentes zonas de explotación, dio lugar a un tercer incremento de la capacidad de tratamiento en la planta principal (Marañón) a 550 TMT, y posteriormente a la construcción de otra planta de tratamiento (Santa María), de 250 TMT, este crecimiento hizo que se implementara un Central Térmica (4,09 MW), junto a la Central Hidráulica, para cubrir la demanda total, y garantizar el abastecimiento de energía en los periodos de estiaje de la Central Hidráulica.

En esta etapa los costos de generación de energía presentaban un incremento apreciable (17 US\$/TMT), y con tendencia a seguir aumentando, debido al crecimiento paulatino de la demanda, lo cuál incidía directamente en el mayor uso de la generación térmica diesel, sobre todo en la época de estiaje, esto motivó a buscar fuentes de abastecimiento de energía mas competitivos en costo, y con mas capacidad frente al incremento de la demanda, la alternativa viable a corto plazo fue la interconexión con el SEIN*, fue entonces que se implementó la línea de transmisión en 60 kV, desde Cajabamba hasta el centro minero (Ver ANEXO 04), y se logró disminuir el costo consolidado de la energía (11,125 US \$ / TMT, al 2007).

En el presente trabajo se enfoca la influencia de la potencia reactiva en el consumo de la energía eléctrica, a lo largo del desarrollo energético de la minería aurífera subterránea, así como los estudios e implementaciones realizados para compensar hasta un punto aceptable la componente reactiva del consumo de energía.

* TMT: Tonelada métrica tratada

* SEIN: Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

CAPITULO I DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CMPSA EN LA ETAPA INICIAL

La generación de energía hidroeléctrica en Cía. Minera Poderosa S.A. se inicia con la energía proveniente de la central Hidroeléctrica El Tingo, ubicada en el caserío de Vijus, provincia de Pataz, departamento de La Libertad (Fig. 1.1), específicamente en la quebrada el Tingo, del flanco Oriental del valle del marañón.



Fig. 1.1 Ubicación de Cía. Minera Poderosa S.A.

Se captan las aguas mediante dos tomas, la primera ubicada en la quebrada de Chorro Blanco y la segunda en la quebrada El Oso. El canal de conducción tiene una longitud de 2900 m y está conectado a una cámara de carga de 1300 m³ de capacidad, la tubería forzada tiene una longitud de 470 m y un diámetro de 0,91 m, con una caída neta de 284 m y un caudal de diseño de 1,0 m³ / s .

Las características de las turbinas y los generadores que componen la central hidráulica se muestran en la Tabla 1.1

Tabla 1.1

Características de las turbinas y generadores de la Central Hidráulica

TURBINA	GENERADOR	CAPACIDAD	TENSION	POT. NOM.	POT .REAL
Escher Wyss	Oerlikon	1300 kVA	3000 V	1040 kW	1020 kW
J. M. Voith	Siemens	850 kVA	3000 V	680 kW	650 kW
			TOTAL	1720 kW	1670 kW

La central hidroeléctrica opera a plena carga (1670 kW reales), sólo durante la época de invierno, periodo en que es difícil asegurar un abastecimiento continuo de petróleo, debido al deterioro de las vías de acceso por efecto de las lluvias, este periodo corresponde como promedio a los meses de Enero hasta Abril como podemos apreciar en el cuadro de caudales e histograma, captados desde el ingreso en operación de la Central Hidráulica (Tabla 1.2, Fig. 1.2).

Para cubrir la demanda de energía que la central hidroeléctrica no puede generar en los meses de estiaje, por ausencia paulatina de las lluvias, se implementó la central térmica, donde se instalaron varias unidades diesel de distintas marcas a lo largo de su operación, (Tabla 1.3, Fig. 1.3).

Con el ingreso de la central térmica a base de grupos diesel (D2*), se configuró el sistema eléctrico para que ambas centrales pudieran operar en paralelo, y mediante un patio de distribución en el nivel de 25 kV, se distribuye la energía a las distintas unidades que componen la unidad operativa (Ver ANEXO 03).

D2*: Diesel 2

Tabla 1.2

CUADRO DE CAUDALES DEL RECURSO HIDRICO CIA. MINERA PODEROSA S.A. (L / s)

MESES	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
ENE	0	274.81	212.99	182.41	732.96	394.64	444.56	263.92	513.97	323.19	430.81	526.10	526.58	649.97	469.35	662.29	423.00	715.00
FEB	170	268.02	217.27	253.49	755.59	341.75	481.57	355.00	686.36	667.32	756.21	755.14	580.46	574.11	380.66	571.44	407.29	558.54
MAR	0	498.83	181.27	491.73	699.47	472.55	694.72	350.90	782.68	751.35	773.77	803.61	764.74	647.19	366.65	712.37	413.00	602.94
ABR	176	524.42	175.68	525.56	759.11	499.69	755.00	287.70	769.00	719.30	720.17	803.61	741.40	637.60	472.30	732.17	431.00	792.33
MAY	184.76	494.52	190.07	487.28	746.74	427.10	625.83	240.80	638.74	635.71	695.52	620.10	656.35	514.00	386.87	611.63	395.65	555.06
JUN	234	435.51	171.45	378.31	506.33	352.77	470.10	227.10	496.03	515.57	604.43	494.03	501.57	434.20	289.47	483.07	245.67	514.00
JUL	240.36	374.78	167.38	316.07	496.57	300.75	385.61	217.10	412.19	436.00	495.35	378.39	414.06	378.94	254.00	379.19	304.45	425.74
AGO	260.55	318.40	164.03	258.18	408.39	266.65	317.30	201.80	349.87	358.00	406.60	343.00	346.35	333.97	237.23	314.50	361.77	351.91
SET	244.86	275.68	156.36	243.31	357.00	244.48	285.00	190.10	313.83	328.33	394.00	312.97	299.68	302.70	248.50	280.88	328.90	315.83
OCT	265.21	297.19	173.40	242.29	334.00	230.97	272.00	179.10	293.55	317.80	339.45	296.00	302.69	279.00	252.17	279.55	292.64	302.35
NOV	267.52	244.72	172.86	450.76	351.95	253.40	254.20	206.60	282.23	310.47	307.10	408.00	408.80	274.57	435.43	282.03	391.14	326.27
DIC	282.82	208.42	186.53	553.83	385.45	260.00	246.90	351.70	267.39	511.58	301.97	517.87	631.00	421.81	575.64	280.06	587.39	432.63
PROM.	193.33	367.25	180.77	365.27	544.46	337.06	436.07	255.99	483.82	489.55	518.78	521.57	514.47	454.00	364.02	465.77	381.83	491.05
MAXIMO	234.00	524.42	217.27	553.83	759.11	499.69	755.00	355.00	782.68	751.35	773.77	803.61	764.74	649.97	575.64	732.17	587.39	792.33
MINIMO	0.00	208.42	156.36	182.41	334.00	230.97	246.90	179.10	267.39	310.47	301.97	296.00	299.68	274.57	237.23	279.55	245.67	302.35

* Valores promedios mensuales del caudal de agua captado en las tomas.

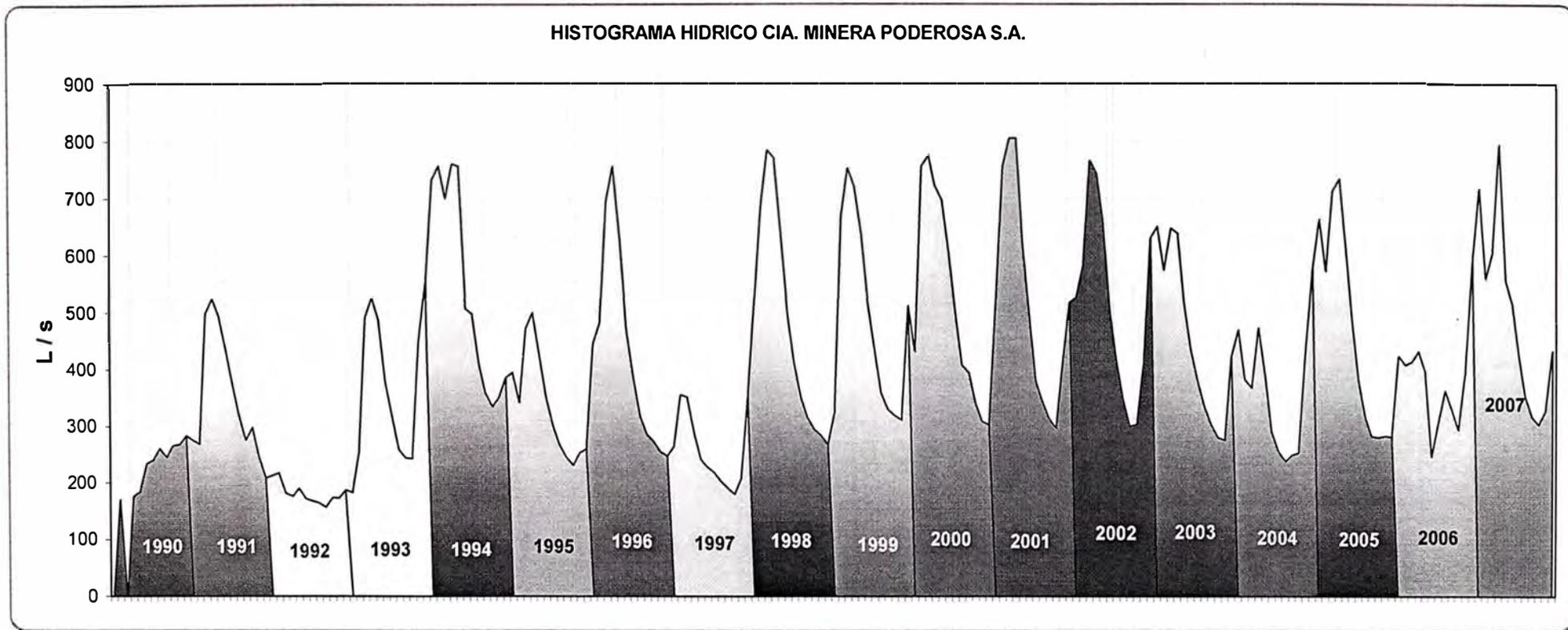


Fig. 1.2 Histograma del caudal de agua recepcionado en las Tomas de Captación

* El caudal es hasta el año 2007

Tabla 1.3

GRUPOS DIESEL DE GENERACION DE ENERGIA			
AÑO	PE* (kW)	UBICACIÓN	No. GPOS
1991	800	TERMICA	1
1992	1200	TERMICA	2
1993	2400	TERMICA	5
1994	2950	TERMICA	5
1995	2950	TERMICA	5
1996	3900	TERMICA	7
1997	4700	TERMICA	8
1998	2700	TERMICA	4
1999	2300	TERMICA	3
2000	2300	TERMICA	3
2001	2950	TERMICA	6
2002	3900	TERMICA	7
2003	3900	TERMICA	7
2004	3100	TERMICA	5
2005	3100	TERMICA	5
2006	3100	TERMICA	5
2007	3100	TERMICA	5

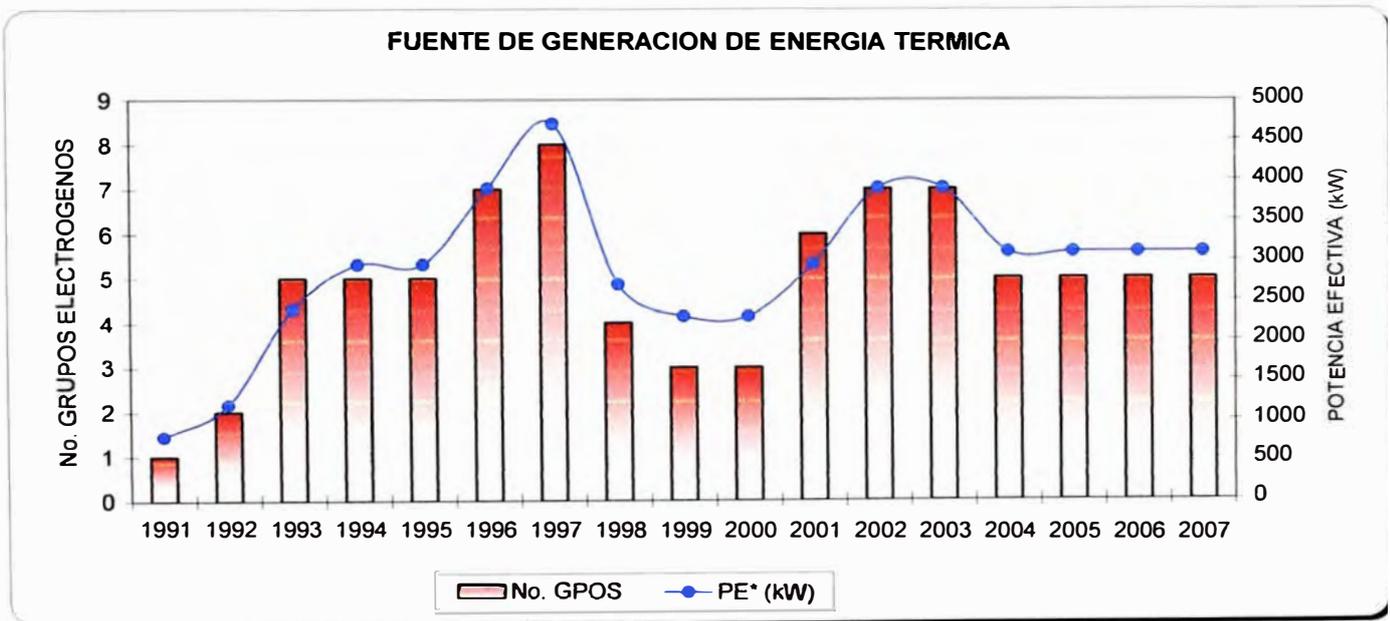


Fig. 1.3 Implementación de grupos térmicos diesel

PE*: Potencia Efectiva

1.1 Registro y ponderación de la potencia reactiva

Al centralizar la generación de energía con el ingreso en operación de la central hidráulica y luego de la central térmica, las instalaciones de generación térmica locales ubicadas en las distintas unidades (Tabla 1.4, Fig. 1.4), fueron siendo reemplazadas

paulatinamente por la energía proveniente de la Central de Generación (Hidráulica y Térmica), por efecto del crecimiento de la red de transmisión de energía.

Tabla 1.4

GENERACION DE ENERGIA ANUAL CIA. MINERA PODEROSA S.A. (kW.h)							
AÑO	TOTAL	Hidroeléctrica	Térmica	Térmica Vijus	Térmica Consuelo	Térmica Patáz	SEIN
1990	11654100	1937998	4858051	4858051	0	0	
1991	7484009	4154774	288480	3040755	0	0	
1992	7868093	2539385	4978331	350377	0	0	
1993	8545578	4509019	3859135	177424	0	0	
1994	12511986	6708211	5410317	393458	0	0	
1995	16041733	5640402	9877439	523892	0	0	
1996	16946220	7593295	8952161	400763	0	0	
1997	19260570	4236936	10804788	8163	888410	3322273	
1998	18739796	7981176	7704575		20929	3033115	
1999	18529259	7833573	8287467			2408218	
2000	17618642	8307247	6077830			3233566	
2001	19839312	8321798	9746267			1771247	
2002	19454722	8283252	11171470				
2003	17281323	6879614	10401709				
2004	17684081	6212827	11471254				
2005	17738928	7888701	7860731				1989496
2006	20358440	6425202	1429957				12503280
2007	24556682	8533700	869092				15153890

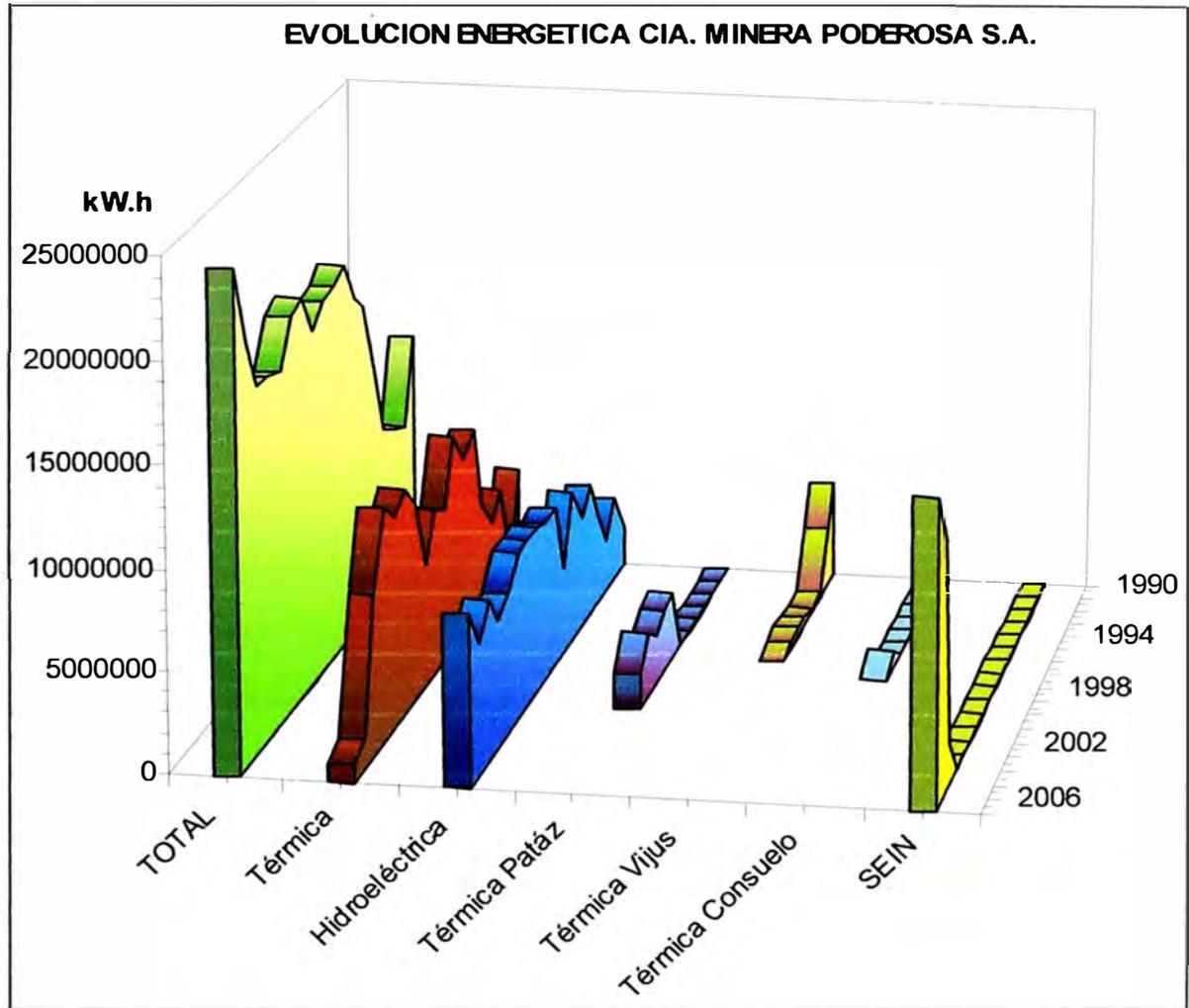


Fig. 1.4 Evolución de las fuentes de generación de energía eléctrica en CMPSA

En los inicios de la Central de Generación, el factor de potencia promedio era de 0,71, esto significaba que la magnitud de la energía reactiva generada era bastante cercana a la magnitud que la energía activa generada (Tabla 1.5, Fig. 1.5)

Tabla 1.5
Energía Activa y Reactiva anual

Energía Produc.	AÑO		
	1990	1991	1992
kW.h	1937998	4443254	7517716
kVAR.h	1500946	4246988	7564257

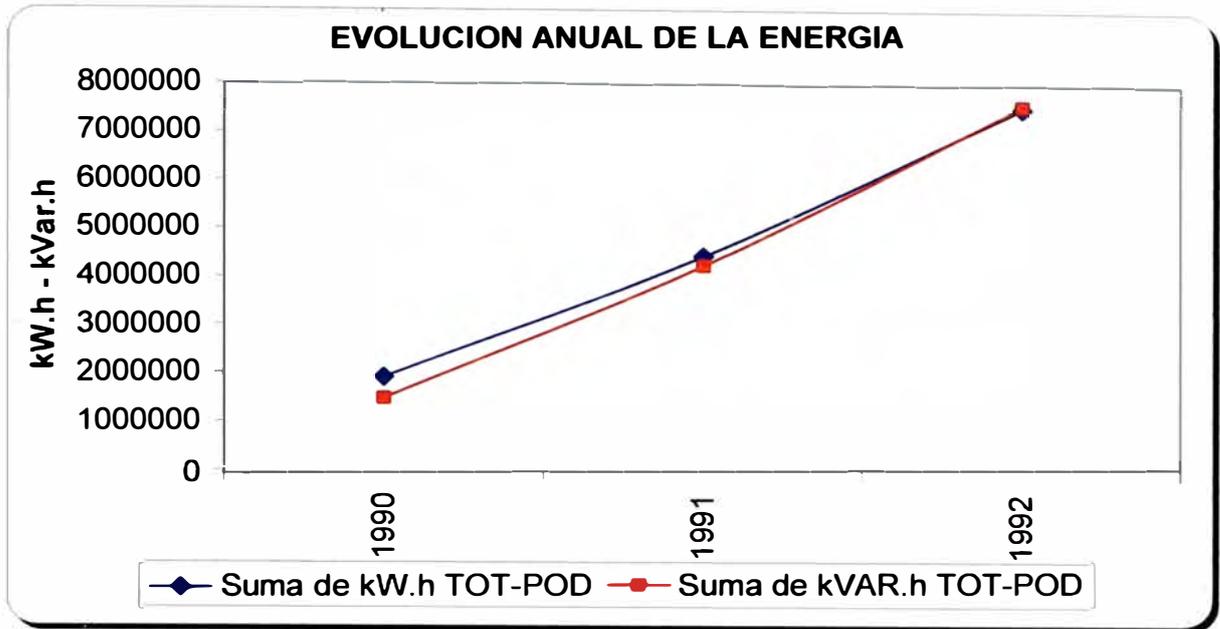


Fig. 1.5 Energía Activa y Reactiva en los inicios de la Central de Generación de Energía

1.1.1 Factores externos que contribuyen a un bajo factor de potencia

Definimos como factor externo a todos aquellos que tienen su origen en el sistema de transmisión y en los puntos de demanda de energía, uno de los factores externos principales, que condiciona a que el factor de potencia sea bajo es el tipo de carga preponderantemente inductiva, que caracteriza a la industria minera, el 87 % de la carga total corresponde a motores de inducción (Tabla 1.6), lo cuál contribuye a bajar el factor de potencia, otros factores externos importantes se muestran en la Fig. 1.6.

Tabla 1.6

Incidencia de la carga inductiva en las operaciones mineras (2005)

TIPO DE CARGA	kW.h	% INCIDENCIA
Motor de Inducción	1163480	87%
Resistivo Inductivo	170225	13%
Total general	1333704	100%

1.1.2 Factores internos que contribuyen a un bajo factor de potencia

Definimos como factor interno a todos aquellos que son inherentes a la generación de energía, en este aspecto el más importante fue la limitación de la capacidad de generación de

energía en la Central Hidroeléctrica, esto debido al incremento excesivo de la temperatura en los generadores síncronos por el bajo factor de potencia asumido, esto incidió en la limitación de generación de energía por este efecto, desaprovechando la capacidad nominal disponible, en la Fig. 1.6, se muestran otros factores internos incidentes.

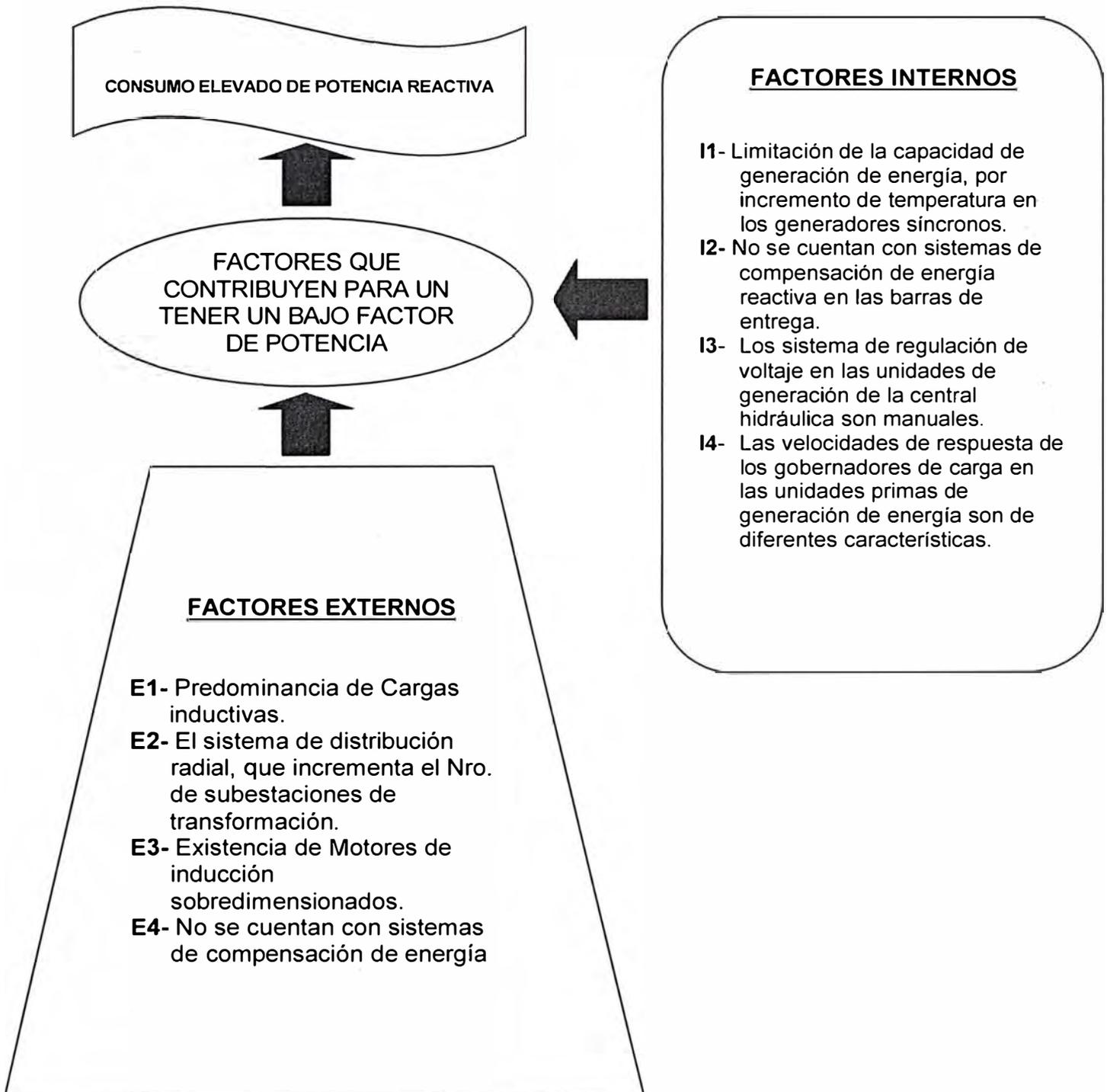


Fig. 1.6 Factores Internos y Externos que contribuyen a un bajo factor de potencia

1.2 Análisis de las deficiencias de la compensación reactiva

Definimos los factores internos aquellos que son inherentes al proceso de generación de energía, y los factores externos aquellos que se originan por las características de la demanda, ambos tipos de factores dan origen a las deficiencias del sistema eléctrico que contribuyen para tener un mayor consumo de potencia reactiva, por parte de la demanda de energía.

1.2.1 Predominancia de Cargas Inductivas (E1)

La predominancia de las cargas inductivas, se basa en el elevado número de motores de inducción necesarios para el desarrollo de cada proceso (Ver ANEXO 01), por lo tanto se tiene una carga predominantemente inductiva.

Con excepción de los motores de los molinos en la Planta Marañón, los motores eléctricos en la operación de mina y en las plantas de tratamiento, tienen la configuración mostrada en la Fig. 1.7.

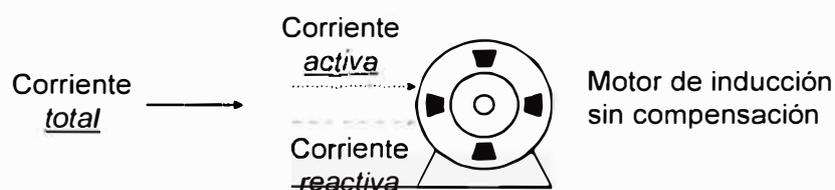


Fig. 1.7 Esquema de los motores de inducción en su mayoría

El esquema de los motores de los molinos de la Planta Marañón es el mostrado en la Fig. 1.8

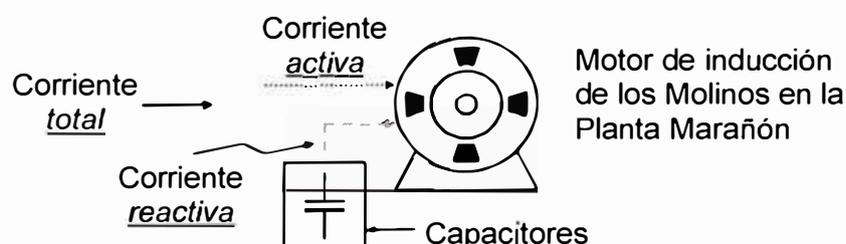


Fig. 1.8 Esquema de los motores de inducción de los Molinos

1.2.2 Sistema de distribución radial, que incrementa el Nro. de subestaciones de transformación (E2)

El sistema de distribución es típicamente radial, esto es, el flujo de potencia nace solo de un nudo. Este nudo principal se reconoce como la subestación que alimenta al resto de la red (Fig. 1.9). En esta subestación concurren como suministro dos fuentes de alimentación, la fuente proveniente del Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), y la Central de Generación de Energía propia (CGE)

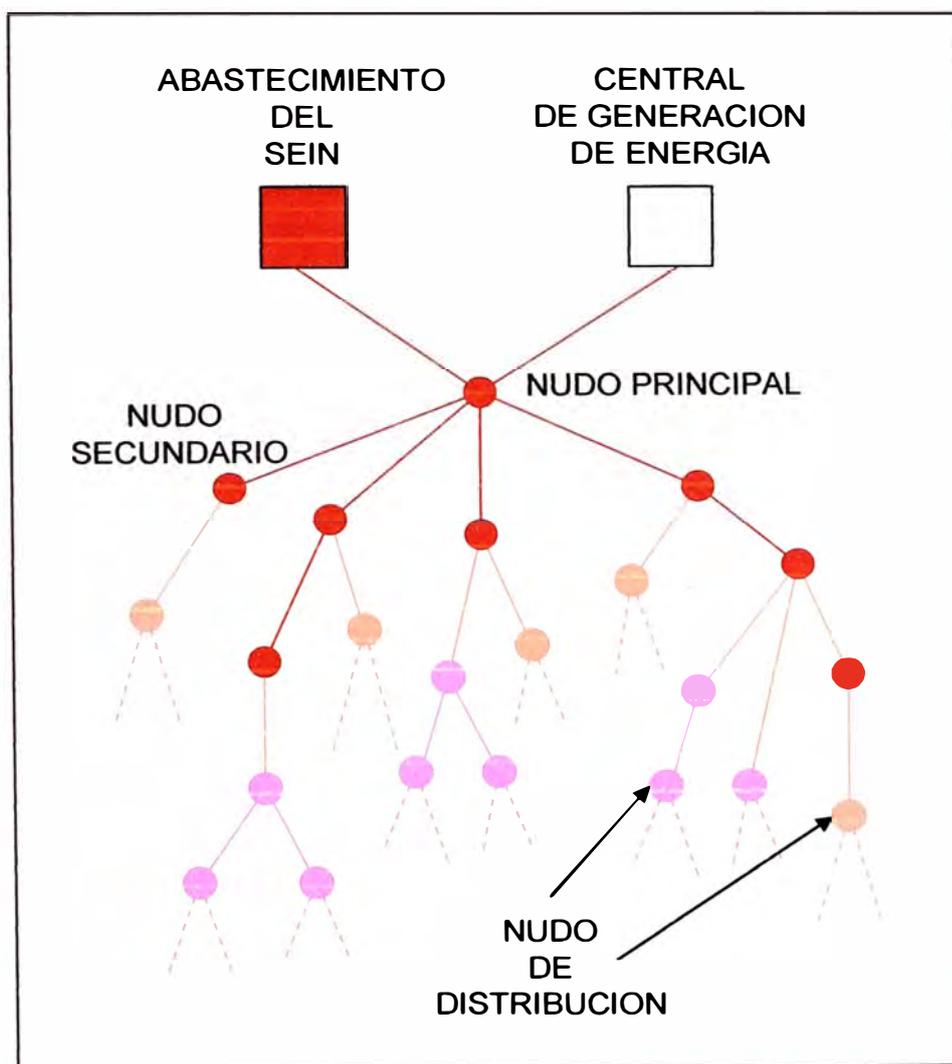


Fig. 1.9 Topología del Sistema de Transmisión de Energía

La recepción de energía es en alta tensión (AT) 60 kV, y el aporte de las centrales de generación son, la Central Hidráulica en media tensión (MT) 3 kV, y la Central Térmica en baja

tensión (BT) 0,44 kV. La distribución de energía está constituida por la distribución primaria (MT), tanto en 25 kV como en 4,16 kV, y la distribución secundaria (BT) en 0,44 kV y tensiones hacia abajo, en la Fig. 1.10, podemos apreciar el esquema típico de recepción, generación y distribución de energía, donde los transformadores ubicados entre las barras de 60, 3, y 0,44 kV constituirían el nudo principal, los transformadores entre las barras de 25 kV, 0,44 kV y 4,16 kV, serían los nudos secundarios, y la derivación a los diferentes puntos de abastecimiento constituyen los nudos terminales o de distribución.

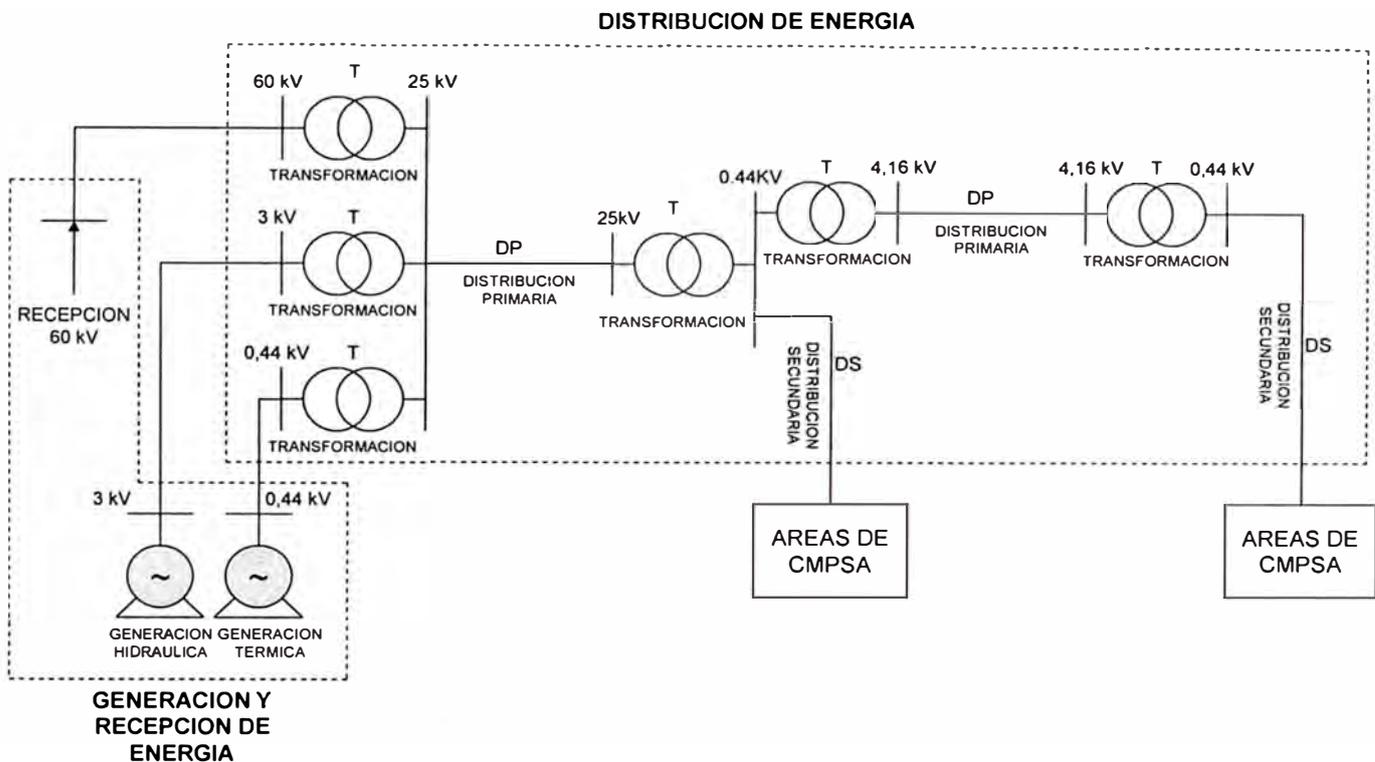


Fig. 1.10 Esquema básico de Generación y Transmisión de Energía

La gran variedad de consumos dependientes del sistema, tales como motores de inducción, transformadores, equipos de control y mando, iluminación, calefacción, equipos de oficina, artefactos domésticos, etc., requieren tanto de potencia activa (P), como de potencia reactiva (Q), esta proporción depende del consumo y se mide a través del factor de potencia. Como apreciamos, el crecimiento de la demanda incide en la ampliación de la red de distribución, que se traduce en el incremento de líneas y nudos, lo cual significa un mayor número de transformadores, que incrementan reactivos a la red.

Si bien es cierto que en la distribución primaria predomina la red trifásica, es en baja tensión (B.T.), donde se encuentran las más variadas conexiones, tanto en forma trifásica como en forma monofásica para el caso de los múltiples servicios., pero predomina la conexión trifásica, debido a que la carga es en su mayoría industrial. Para el caso de las cargas monofásicas, que son las que pueden ocasionar desequilibrios en las fases, se trata de amortiguarse repartiéndose equitativamente las cargas en las tres fases.

1.2.3 Existencia de Motores de inducción sobredimensionados (E3)

Los motores industriales no suelen funcionar a plena carga, pruebas de campo de la California Energy Commission llevadas a cabo en cuatro plantas industriales nos indican que por término medio los motores eléctricos operan al 60% de su carga asignada. Es común que las industrias instalen motores de mayor potencia a la requerida por varias razones prácticas:

Prevención indirecta de fallos en procesos críticos.

Desconocimiento de la carga real del motor en la elección de éste.

Previsión de futuras ampliaciones productivas.

Por reducciones posteriores de producción.

Por sustitución de un motor previamente fallido que era de menor potencia.

Por uso de motores existentes, que anteriormente operaban en otras instalaciones o unidades.

En cuanto a los motores poco cargados, no siempre su eficiencia es menor, excepto cuando la carga sea acentuadamente pequeña (menor del 25%). Por ello, cuando la carga supera el 50% el factor preponderante que define la sustitución de éstos motores, es en todo caso su factor de potencia que es menor y esto afecta a las pérdidas en la distribución eléctrica por el mayor costo de consumo energético.

Para realizar el análisis de la relación entre el factor de potencia y el rendimiento del motor, que está estrechamente ligado a la potencia mecánica suministrada, partimos de la corriente de línea en el estator que puede expresarse en función del factor de potencia (FP) como :

$$I_L = \frac{\text{Potencia eléctrica de entrada}}{\sqrt{3} * \text{Voltage de línea} * \text{FP}} \quad (1.1)$$

Considerando que la eficiencia de un motor eléctrico es la medida de la capacidad que tiene el motor de convertir la energía eléctrica en energía mecánica, la potencia eléctrica correspondiente medida en watts (w) entra por los terminales del motor y la potencia mecánica medida en watts o HP que sale por el eje, la eficiencia (EF) del motor puede expresarse como:

$$EF \% = \frac{\text{Potencia mecánica de salida}}{\text{Potencia eléctrica de entrada}} * 100 \quad (1.2)$$

De las ecuaciones (1.1) y (1.2), se tiene que:

$$FP = \frac{\text{Potencia mecánica de salida}}{\sqrt{3} * \text{Voltage de línea} * I_L * EF} \quad (1.3)$$

Podemos apreciar la interdependencia entre la eficiencia (EF) y el factor de potencia (FP), por lo tanto si se pretende que el factor de potencia mejore, entonces la corriente debe disminuir más que lo que la eficiencia aumente. Desde el punto de vista del diseño, esto es difícil de lograr debido a que hay que cumplir otras restricciones operacionales como el momento máximo. Si nos enfocamos a incrementar la eficiencia, el factor de potencia tendrá a decrecer, entonces para que el factor de potencia permanezca constante, la corriente del estator debe reducirse en proporción al aumento de la eficiencia, si analizamos la corriente de línea, esta se puede expresar como:

$$I_L = \frac{\text{Potencia mecánica de salida}}{\sqrt{3} * \text{Voltage de línea} * FP * EF} \quad (1.4)$$

La expresión hace evidente que las pérdidas en el estator ($I^2 R$) serán inversamente

proporcionales al cuadrado de la eficiencia y del factor de potencia, adicionalmente las pérdidas en los conductores del estator dependen de la resistencia del bobinado, entonces para un motor dado la resistencia del bobinado es inversamente proporcional al peso del bobinado del estator, es decir a mas material conductor en el estator menos pérdidas, esto se puede lograr aumentando el área disponible para los conductores

mediante la colocación en las ranuras de conductores de más sección o a través de un incremento de las dimensiones de las ranuras, también si se puede lograr variar la configuración del devanado disminuyendo la longitud de las cabezas de bobina, se obtendría que la resistencia del bobinado estático tendería a disminuir lo cuál también nos conduciría a una reducción de estas pérdidas.

Del análisis anterior vemos que la incidencia de los motores sobredimensionados, tiene mas relevancia desde el punto de vista del mejoramiento del rendimiento, implementando motores de alto rendimiento donde se justifique.

1.2.4 No se cuentan con sistemas de compensación de energía reactiva distribuidos (E4)

En un inicio no se contaba con ningún tipo de compensación de potencia reactiva distribuida, como se refleja en la Fig. 1.5, por lo que se tenía un alto porcentaje de reactivos, que eran asumidos totalmente por las centrales de generación.

1.2.5 Limitación de la capacidad de generación de energía, por incremento de temperatura en los generadores síncronos (I1)

La potencia reactiva demandada por el sistema, saturaba la capacidad de generación de los alternadores de la Central Hidráulica generando en forma parcial la potencia activa (no se podía producir la capacidad nominal), porque se incrementaba la temperatura del generador a límites no permisibles (87 °C), podemos apreciar en la Tabla 1.7, y la Tabla 1.8, la relación entre la potencia activa, reactiva y el factor de potencia de ambas turbinas, hasta antes de la primera compensación centralizada (1994).

Tabla 1.7

Energía Activa y Reactiva anual Turbina J. M. Voith

Datos	AÑO				
	1990	1991	1992	1993	1994
VOITH (Kw.h)	1937998	1732508	1687122	1477760	1914269
VOITH (fdp)	0.79	0.74	0.73	0.68	0.81
VOITH (kVAR.h)	1500946	1617234	1565690	1593441	1378110
VOITH (horas)	5928	4791	5600	4987	4431

Tabla 1.8

Energía Activa y Reactiva anual Turbina Escher Wyss

Datos	AÑO				
	1990	1991	1992	1993	1994
ESCHER (kW.h)		2422266	852263	3031259	4793942
ESCHER (fdp)		0.72	0.72	0.65	0.77
ESCHER (kVAR.h)		2359671	825303	3539887	3849236
ESCHER (horas)		6,193	3,039	6,151	7,547

1.2.6 No se cuentan con sistemas de compensación de energía reactiva en las barras de entrega (I2)

Hasta antes de 1994 no se contaba con ningún tipo de compensación en la Central de generación, la secuencia de compensación es la siguiente:

1ra. Compensación Centralizada: 24/12/93 (Central de Generación)

2da. Compensación Centralizada: 02/01/94 (Central de Generación)

1ra. Compensación distribuida: 15/10/03 (Molinos Planta Marañón)

2da. Compensación distribuida: 29/01/07(Toda la unidad)

1.2.7 Los sistema de regulación de voltaje en las unidades de generación de la central hidráulica son manuales (I3)

Los sistemas de control de la estabilidad y el voltaje en ambas turbinas son manuales por lo que para controlar el margen de reactivos asumidos provenientes de la red (Control del factor de potencia), se requiere actuar permanentemente en el potenciómetro que varía el voltaje de excitación de cada turbina, tratando de controlar de esta manera los reactivos asumidos, debido a esta operación manual es que se existen intervalos de tiempo en que se pierde el control sobre la potencia reactiva.

1.2.8 Las velocidades de respuesta de los gobernadores de carga en las unidades primas de generación de energía son de diferentes características (I4)

Los sistemas de gobernación de la carga son en el caso de las turbinas, mediante una bomba de accionamiento hidráulico y regulación pendular en el caso de la turbina Voith, a diferencia del que tienen los grupos electrógenos que son del tipo Woodward UG8 y EGB (de accionamiento electro hidráulico), esta diferencia de tecnología se manifiesta en la diferente velocidad de respuesta frente a las variaciones de carga por parte de la demanda, o sea frente a las variaciones de la demanda, la velocidad de respuesta de las unidades de las turbinas hidráulicas son mas lentas, en comparación a la de los grupos electrógenos, esto hace que el incremento de la demanda sea asumido en una mayor proporción por los grupos electrógenos, requiriendo de un control manual permanente en la regulación de carga para no sobrepasar la potencia efectiva de entrega, y mantener el factor de potencia dentro de los límites aceptables, actuando en los reguladores de voltaje de la central hidroeléctrica que opera como fuente de base permanentemente.

1.3 Ponderación de los resultados del análisis de las deficiencias

Analizando tanto los factores externos como los internos, los cuales dan origen al problema o defecto (Consumo elevado de Potencia Reactiva), podemos relacionar las causas raíces, que dan origen a las causas primarias, en este caso identificamos que los factores E1, E4 y I1 (Fig. 1.11), vienen a ser causas primarias, que tienen su origen en una causa raíz, y E2, E3, I2, I3, I4, vienen a ser causas raíces y cada una da origen a una causa primaria.

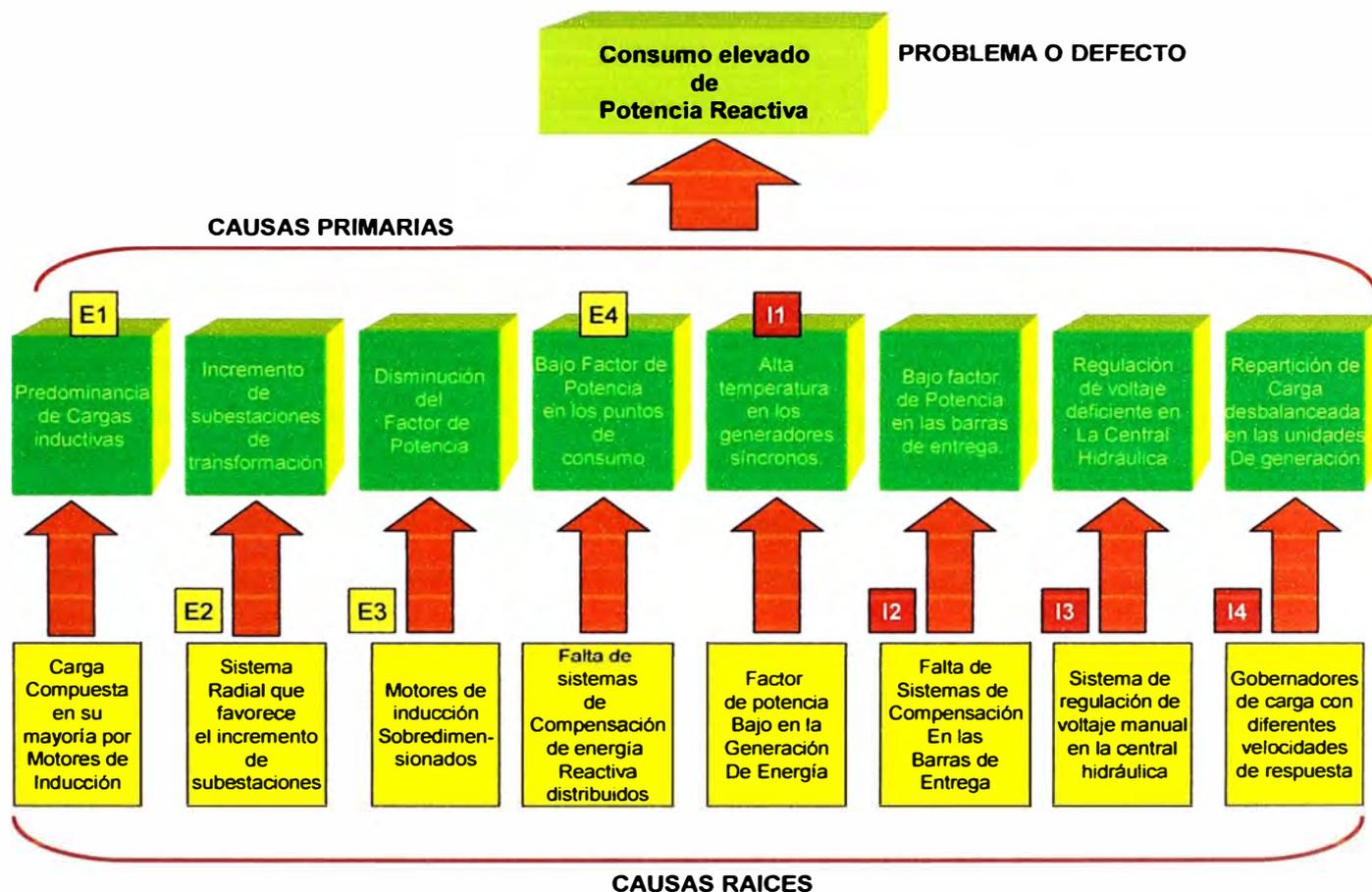


Fig. 1.11 Relación entre los factores y las causas que originan un elevado consumo de potencia reactiva

1.4 Análisis de las repercusiones de las deficiencias

Las deficiencias que originan el elevado consumo de potencia reactiva en este caso vienen a ser las causas primarias de las cuales:

1.4.1 Predominancia de cargas inductivas (E1)

Esta deficiencia puede atenuarse con la sustitución paulatina de los motores existentes por motores de diseño mejorado con alto factor de potencia, y los nuevos motores que se

vayan incorporando por efecto del crecimiento del sistema sean correctamente seleccionados, de modo que no contribuyan significativamente al incremento de potencia reactiva.

1.4.2 Incremento de subestaciones de transformación

El crecimiento de la red de distribución obedece al crecimiento de las operaciones, por lo tanto no se puede tener un control sobre esta deficiencia, pero si la podemos controlar compensando apropiadamente el crecimiento de la red.

1.4.3 Disminución del Factor de Potencia

Esta deficiencia tiene su origen de acuerdo al análisis en la existencia de motores de inducción sobredimensionados, por lo tanto su control es el mismo que el analizado en el punto 1.4.1.

Si analizamos el circuito equivalente de la máquina asíncrona (Fig. 1.12), cuando está en vacío la rama del rotor queda en circuito abierto, vemos que el circuito es predominantemente inductivo, en la práctica el factor de potencia varía entre 0,1 a 0,2 aproximadamente, por lo tanto la corriente de vacío no es despreciable, y vemos que si el motor tiene una exigencia menor a la nominal entonces contribuirá a la disminución del factor de potencia.

Con la carga nominal el motor tiene un deslizamiento (S) bajo, y el factor de potencia a la entrada es alto, aproximadamente 0,8, por ello es conveniente que el motor trabaje con una potencia cercana a la nominal.

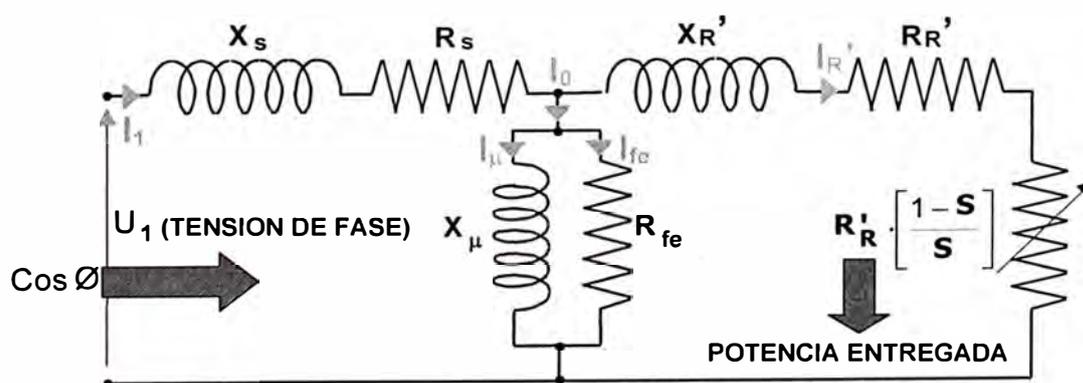


Fig. 1.12 Circuito Equivalente de la Máquina Asíncrona

Donde:

U_1 : Tensión de fase en el estator

I_0 : Corriente de Vacío

X_s : Reactancia de dispersión del estator

R_s : Resistencia del cobre del estator

X_{μ} : Reactancia magnetizante

R_{fe} : Resistencia de pérdidas en el hierro

X_R' : Reactancia de dispersión del rotor

R_R' : Resistencia del cobre del rotor

S : Deslizamiento

$R_R' \cdot \left[\frac{1-S}{S} \right]$: Resistencia a la potencia mecánica entregada

1.4.4 Bajo Factor de Potencia en los puntos de consumo (E4)

Si no se cuenta con sistemas de compensación de potencia reactiva en este caso descentralizado, el efecto sobre el sistema de transmisión es la disminución de la capacidad de transporte de energía, y en el caso de la generación, o suministro de energía es el mayor aporte de energía reactiva que demandan los diferentes puntos de consumo.

1.4.5 Alta temperatura en los generadores síncronos

El bajo factor de potencia en bornes del generador origina el incremento de las pérdidas en los conductores del estator, al tener menor capacidad de conducción para la corriente activa, debido al incremento de la corriente reactiva, parte de estas pérdidas se manifiestan en forma de calor debido al efecto Joule.

En base al circuito equivalente del generador síncrono analizamos las pérdidas (Fig. 1.13)

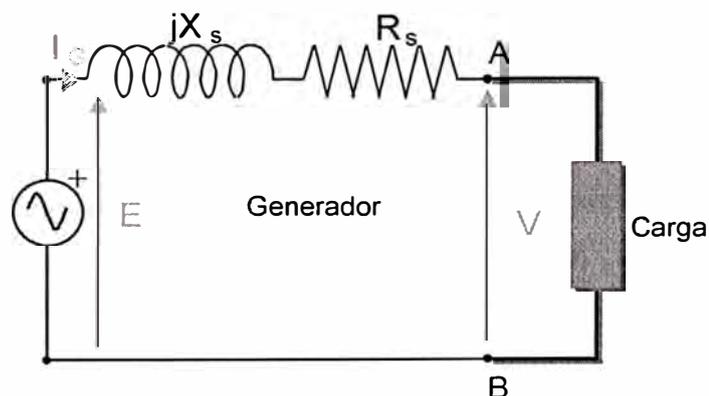


Fig. 1.13 Circuito Equivalente del generador síncrono

Donde:

X_s : Reactancia sincrónica

R_s : Resistencia del estator

V : Tensión en bornes del generador

E : Tensión inducida en el estator

Como la carga es eminentemente inductiva, de acuerdo al diagrama fasorial (Fig. 1.14), vemos que al aumentar el ángulo de fase, la corriente de suministro también se incrementa, por lo tanto la energía calorífica tiende también a incrementarse y de acuerdo al principio de Joule.

$$Q = I_G^2 \cdot R_s \cdot t \quad (\text{Joules}) \quad (1.5)$$

Donde:

Q : Energía calorífica producida por la corriente expresada en Julios

t : Tiempo

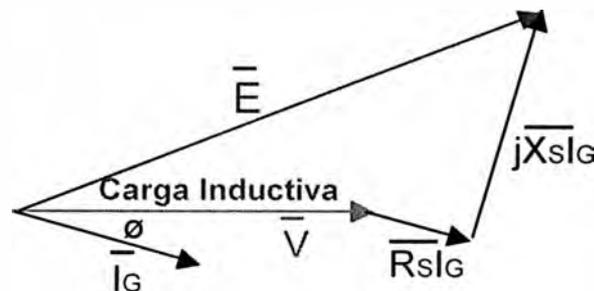


Fig. 1.14 Diagrama fasorial del circuito equivalente del generador síncrono

Si el factor de potencia es demasiado bajo, la temperatura en los devanados se incrementa, esto limita la capacidad de generación de energía, porque para mantener una temperatura permisible de operación se tiene que operar el sistema por debajo de su capacidad nominal, porque de lo contrario las temperaturas elevadas aceleran el envejecimiento del aislamiento de los devanados, y puede ocurrir un deterioro imprevisto.

1.4.6 Bajo Factor de Potencia en las barras de entrega

Esta deficiencia al igual que en el punto 1.4.4, es debido a que no se cuentan con sistemas de compensación de potencia reactiva en las barras de suministro, y como se mencionó en el punto 1.4.5, puede llegar a limitar la capacidad de suministro de energía activa.

1.4.7 Regulación de voltaje deficiente en la Central Hidroeléctrica

La falta de regulación automática del voltaje de excitación de los generadores incide en que la actuación manual sobre los mismos es muy irregular, por lo que se presentan

momentos en que el factor de potencia puede variar por periodos relativamente largos, ya sea haciéndose muy inductivo o aumentando hasta volverse capacitivo.

1.4.8 Repartición de carga desbalanceada en las unidades de generación

La diferencia entre los sistemas de gobernación de carga de los grupos electrógenos y las turbinas hidráulicas, es que los primeros son de tecnología mas actualizada, en este caso Woodward UG8, y Woodward EGB (electro hidráulicos), frente a los gobernadores de las turbinas que son totalmente mecanizadas (hidráulicas), del tipo pendular (Ver ANEXO Fotográfico 01 Central Hidroeléctrica El Tingo, fotos 7 y 8).

Desde el punto de vista operativo, esta diferencia incide en que frente a una variación en la carga, los gobernadores woodward debido a la interacción eléctrica reaccionan en menor tiempo que los sistemas netamente hidráulicos, esto ocasiona que siempre el sistema que asume la variación de la carga es la central térmica, esto está bien desde el punto de vista que estas unidades operan bajo el esquema para cubrir los picos de demanda, y la central hidráulica opera como base del suministro, pero debido a que la regulación del voltaje de excitación en la central hidráulica es manual, entonces no se tiene un buen control sobre la potencia reactiva que puedan asumir los generadores de las turbinas hidráulicas.

1.5 Escala de las limitaciones, según su incidencia

Luego del análisis de cada una de las limitaciones, producto de las deficiencias existentes (Causas raíces), podemos apreciar (Fig. 1.15) que algunos son inherentes a las características del sistema, como la carga predominantemente inductiva, o el crecimiento radial de la red de distribución que incrementa el Nro. de transformadores de potencia, otros de menor incidencia en el consumo elevado de potencia reactiva, como la existencia de motores sobredimensionados, regulación manual del voltaje en la central hidroeléctrica, y la existencia de gobernadores de carga de diferentes características, son deficiencias que pueden ser superadas con el reemplazo de equipos apropiados de acuerdo a las necesidades y la implementación de sistemas de tecnología actual.

En cuanto a la deficiencia de bajo factor de potencia en la central de generación, que ocasiona temperaturas elevadas en los generadores de la central hidráulica, está ligada a la falta de compensación de potencia reactiva tanto centralizada como distribuida, que son las dos deficiencias de mayor incidencia, y sobre las cuales podemos actuar implementando sistemas de compensación de energía reactiva.

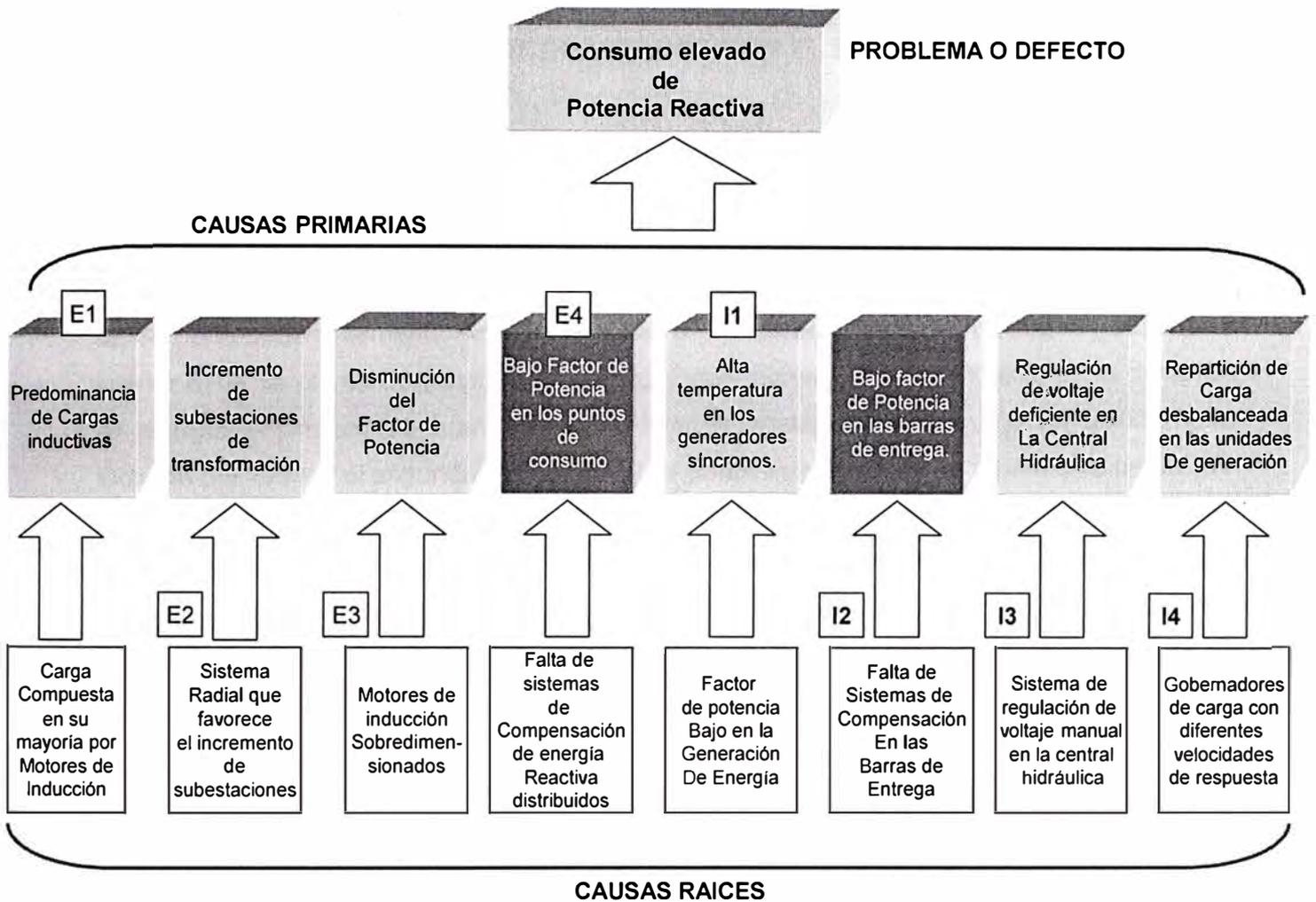


Fig. 1.15 Análisis de las limitaciones del sistema

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE CMPSA ANTES DE INTERCONECTARSE CON EL SEIN

2.1 Configuración del sistema eléctrico

En sus inicios la central hidráulica y la térmica operaban en forma independiente, luego se implemento el sistema para que ingresaran en paralelo, y la topología fue creciendo en forma radial como se muestra en la Fig. 2.1, del esquema vemos que las operaciones en mina inciden preponderantemente en el incremento de subestaciones tanto en superficie como en interior mina, la planta de tratamiento solo tuvo dos incrementos significativo en la demanda de energía, el primero fue cuando se incrementó el tonelaje tratado de 350 TN a 600 TN, en Octubre del 1993, y el segundo cuando se puso en servicio la planta de tratamiento de 200 TN en la zona de Santa María en Octubre de 1997, en la Fig. 2.2 se muestra el diagrama unifilar modificado de acuerdo a las variaciones de los puntos de alimentación y también se muestra la línea de transmisión y la subestación en la zona de Santa María, antes de realizarse la interconexión con el Sistema Interconectado Nacional.

2.2 Limitaciones del sistema eléctrico

Las limitaciones del sistema eléctrico por efecto de la potencia reactiva elevada son:

- Disminución de la capacidad de generación de energía por parte de los generadores de las turbinas hidráulicas, por incremento de la temperatura.
- Disminución de la capacidad de transmisión de energía.
- Incremento de las pérdidas por generación y transmisión de energía por efecto del incremento de la temperatura de operación (efecto Joule).
- Incremento del costo de energía por incremento de las horas de operación de los grupos térmicos para cubrir la demanda no abastecida por el margen no generado por las turbinas hidráulicas, debido a la potencia reactiva elevada.

2.3 Respuesta del sistema eléctrico

La estabilidad angular transitoria debido a desconexiones imprevistas, o ingreso de cargas importantes (Molinos, o compresoras), es crítica debido a que todo el sistema está sometido a variaciones de tensión prolongadas durante este periodo.

La estabilidad angular dinámica también es crítica (inducción por la presencia de intempestivos), debido a que una fuerte descarga ocasiona oscilaciones de periodos

significativos, que pueden sacar fuera de servicio a cargas importantes, por la variación brusca de la tensión.

LEYENDA

No	CODIGO	TENS. (KV)	POT. (KVA)
1	TD1	25/0.46	1000
2	TD2	25/0.46	1000
3	TD3	25/0.46	1000
4	TDA1	25/0.46	320
5	TDA2	25/0.46	320
6	TDA3	25/0.46	320
7	TDA4	25/0.46	320
8	TDA5	25/0.46	320
9	TDA6	25/0.46	320
10	TDA7	25/0.46	320
11	TDA8	25/0.46	320
12	TDA9	25/0.46	320
13	Td1	4.16/0.46	320
14	Td2	4.16/0.46	320
15	Td3	4.16/0.46	320
16	Td4	4.16/0.46	320
17	Td5	4.16/0.46	320
18	Td6	4.16/0.46	320
19	Td7	4.16/0.46	320
20	Td8	4.16/0.46	320
21	Td9	4.16/0.46	320
22	TdA1	4.16/0.46	160
23	TdA2	4.16/0.46	160
24	TdA3	4.16/0.46	160
25	TdA4	4.16/0.46	160
26	TdA5	4.16/0.46	160
27	TdA6	4.16/0.46	160
28	TdA7	4.16/0.46	160
29	TdA8	4.16/0.46	160
30	TdA9	4.16/0.46	160
31	TdA10	4.16/0.46	160
32	TdA11	4.16/0.46	160
33	TdA12	4.16/0.46	160
34	TdA13	4.16/0.46	160
35	TdA14	4.16/0.46	160
36	TdA15	4.16/0.46	160
37	TdA16	4.16/0.46	160
38	TdA17	4.16/0.46	160
39	TdA18	4.16/0.46	160
40	TdA19	4.16/0.46	160
41	TdA20	4.16/0.46	160
42	TdA21	4.16/0.46	160
43	TP1	2.3/0.46	160
44	TP2	2.3/0.46	160
45	TR2	0.44/0.197	320
46	TRA1	0.44/0.197	100
47	TRA2	0.44/0.197	100
48	TRB1	0.44/0.22	25
49	TRB2	0.44/0.22	25
50	TH1	25/3	1300
51	TH2	25/3	850
52	TSH1	3/0.22	10
53	TSH2	3/0.22	20
54	TSH3	3.15/0.11	20
55	TSH4	3/0.46-0.23	20
56	TI1	25/0.46	1000
57	TI2	25/0.46	1000
58	TI3	25/0.46	1000
59	TI4	25/0.46	1000
60	TI5	25/0.46	1000
61	TI6	2.4/0.46	800
62	TD4	25/0.46	1000

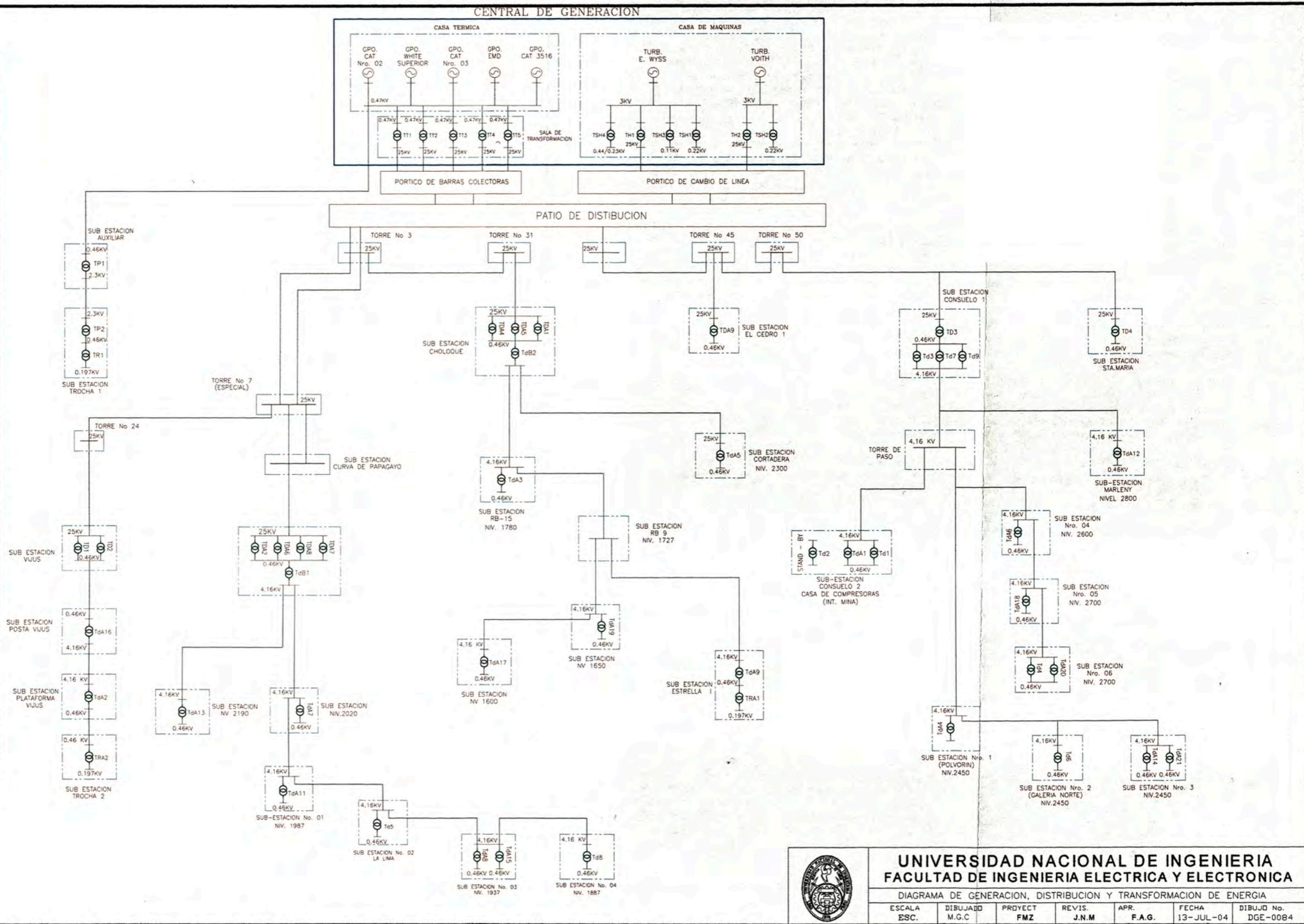
GRUPOS TERMICOS

1	CAT 3516	480V	1250 KW
2	E.M.D.	480V	1250 KW
1	CAT 3412 Nro. 03	480V	545 KW
2	WHITE SUPERIOR	480V	500 KW
3	CAT 3412 Nro. 02	480V	545 KW

TURBINAS

1	J.M. VOITH	3,000V	680 KW
2	ESCHER W.	3,000V	1040 KW

- TdA10
UBICADO EN CAMARA DE CARGA EN STAND BY
- TR2
UBICADO EN ALMACEN EN VJUS
- TRB1
EN OPERACION EN PAPAGAYO
- TRB2
UBICADO EN PAPAGAYO



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

DIAGRAMA DE GENERACION, DISTRIBUCION Y TRANSFORMACION DE ENERGIA

ESCALA	DIBUJADO	PROYECT	REVIS.	APR.	FECHA	DIBUJD No.
ESC.	M.G.C	FMZ	J.N.M	F.A.G.	13-JUL-04	DGE-0084

Fig. 2.2 Diagrama Unifilar de Generación y Transmisión de Energía con la planta de tratamiento en Santa María y antes de la interconexión con el SEIN

CAPITULO III

IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA EN EL SISTEMA ELÉCTRICO DE CMPSA

3.1 Concepto de la potencia reactiva

Partimos de la definición de la potencia activa que viene a ser la potencia útil que efectivamente se aprovecha a través de los diferentes dispositivos eléctricos, que convierten energía eléctrica en otras formas de energía las cuales pueden ser, mecánica a través de un motor eléctrico, lumínica a través de los equipos de iluminación, térmica a través de un calefactor, o química a través de una reacción.

La unidad de potencia activa es el Vatio (W); como múltiplo se emplea el kilovatio (kW.), de manera que un Kw. es igual a 1000 W.

$$P = \frac{1}{2} V_m I_m \cos \varnothing \quad (3.1)$$

$$P = V I \cos \varnothing \quad (3.2)$$

Donde:

$$V = V_m / \sqrt{2} \text{ Valor eficaz del fasor tensión}$$

$$I = I_m / \sqrt{2} \text{ Valor eficaz del fasor corriente}$$

$\cos \varnothing$: Factor de Potencia

P: Potencia activa (W)

V_m : tensión (V)

I_m : Corriente (A)

\varnothing : Ángulo de desfase entre la tensión y la corriente

Para un sistema trifásico:

$$P = \sqrt{3} V I \cos \varnothing \quad (3.3)$$

Los motores, transformadores y en general todos los dispositivos eléctricos que hacen uso del efecto de un campo electromagnético, requieren potencia activa para efectuar un trabajo útil, mientras que la potencia reactiva es utilizada para la generación del campo

electromagnético. Esta potencia reactiva está 90° desfasada de la potencia activa, y está expresada en voltio amperio reactivo (VAR).

Es la potencia necesaria para establecer el campo magnético en las máquinas eléctricas construidas con elementos inductivos, como motores y transformadores y en el caso de los convertidores estáticos como potencia de mando y conmutación, la cuál se mide con un Vármetro.

La unidad de potencia reactiva es el Voltio Amperio Reactivo (VAR) y su múltiplo más empleado es el Kilovoltio Amperio Reactivo (kVAR), siendo un kVAR igual a 1000 VAR.

En la Fig. 3.1, apreciamos el diagrama fasorial equivalente de una carga inductiva, con la corriente en atraso, con respecto a la tensión, y su correspondencia con la potencia reactiva al variar el ángulo de fase, por efecto de la compensación de la energía reactiva.

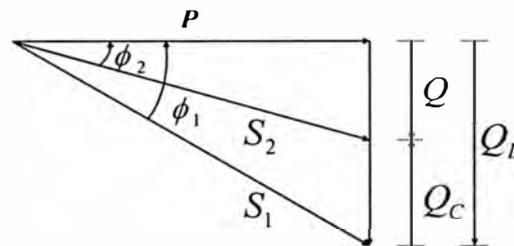


Fig. 3.1 Diagrama fasorial equivalente de una carga inductiva

Donde:

Q_L Demanda de reactivos de la carga inductiva

S_1 Potencia aparente de la carga sin compensación de la energía reactiva

Q_C Suministro de reactivos por parte del sistema de compensación de energía reactiva

P Consumo de potencia activa, por parte de la carga inductiva

ϕ_1 Ángulo de desfasaje entre la corriente y la tensión aplicada a la carga inductiva sin compensación

ϕ_2 Ángulo de desfasaje entre la corriente y la tensión aplicada a la carga inductiva, luego de la compensación de energía reactiva.

S_2 Potencia aparente de la carga, luego de una compensación de la energía reactiva

3.2 Implementación de compensación de energía reactiva Etapa I

A fines del año 1993, e inicios de 1994, se implementa la primera compensación de potencia reactiva centralizada en la Central de Generación de Energía, mediante la instalación y puesta en servicio de dos bancos (Tabla 3.1 y 3.2)

Tabla 3.1 Banco de condensadores de 08 unidades

Unid. Nro.	kVAR	MARCA
1	50	ABB
2	60	ABB
3	50	ABB
4	50	ABB
5	60	ABB
6	50	ABB
7	60	ABB
8	60	ABB
TOTAL	440	

Tabla 3.2 Banco de condensadores de 05 unidades

Unid. Nro.	kVAR	MARCA
1	50	ABB
2	60	ABB
3	50	ABB
4	60	ABB
5	60	ABB
TOTAL	280	

Con esta primera compensación se logra disminuir la potencia reactiva suministrada por la central de generación de energía en 720 kVAR, luego en Julio del 2002, se refuerza esta compensación centralizada mediante el reemplazo de las unidades deterioradas y ampliando el margen de compensación (Tabla 3.3 y 3.4).

Tabla 3.3 Banco de condensadores de 08 unidades

Unid. Nro.	kVAR	MARCA
1	50	ABB
2	60	ABB
3	50	ABB
4	50	ABB
5	60	ABB
6	50	ABB
7	62.5	SIEMENS
8	62.5	SIEMENS
TOTAL	445	

Tabla 3.4 Banco de condensadores de 05 unidades

Unid. Nro.	kVAR	MARCA
1	62.5	SIEMENS
2	62.5	SIEMENS
3	62.5	SIEMENS
4	62.5	SIEMENS
5	62.5	SIEMENS
TOTAL	312.5	

Con este reforzamiento se logra una compensación de 757,5 kVAR. También dentro de la compensación reactiva etapa I, consideramos la primera compensación distribuida, implementada en la planta de tratamiento Marañón en las cargas críticas en Mayo del 2004 (Tabla 3.5).

Tabla 3.5 Primera compensación distribuida en la zona de Vijus

CONDENSADORES FIJOS EN CARGAS CRITICAS		
ZONA	EQUIPO	kVAR
VIJUS	MOLINO DE BOLAS 6'x6'	50
	MOLINO DE BOLAS 5'x10'	75
	MOLINO DE BOLAS 8'x10'	100
	CHANCADORA MAGENSA	25
COMPENSACION TOTAL DISTRIBUIDA		250

El detalle de la instalación de esta primera compensación la podemos apreciar en el ANEXO fotográfico 02 correspondiente a la compensación distribuida en el área de Molienda y Chancado en la unidad de Vijus.

3.2.1 Objetivos que se deben lograr con la compensación de la energía reactiva Etapa I

El objetivo de la primera compensación de potencia reactiva fue básicamente el de lograr que la central hidroeléctrica genere a su máxima capacidad, disminuyendo de esta manera la generación de energía por parte de los grupos electrógenos lo cual significaba disminuir el consumo de combustible D2 y así poder obtener la utilidad por efecto de la compensación de la potencia reactiva en la Central de generación.

Posteriormente El objetivo tanto del reforzamiento, como de la implementación de la primera compensación distribuida en las cargas críticas en la planta de tratamiento Marañón, fue la de mejorar la compensación de la potencia reactiva no solo en la fuente de generación de energía, sino también en la fuente de generación de reactivos.

3.2.2 Compensación de la energía reactiva en forma centralizada

Este tipo de compensación solo fue implementada por única vez en el inicio de la compensación con los bancos de 08 y 05 unidades, los detalles los podemos apreciar en el ANEXO fotográfico 02 (Primera Compensación Centralizada).

3.3 Implementación de la compensación de la energía reactiva Etapa II

La Etapa II de la compensación de la potencia reactiva surge debido a la necesidad de elevar más el factor de potencia para cumplir con los límites mínimos establecidos por el sistema eléctrico interconectado nacional.

En los inicios de la operación con la participación de la energía del SEIN, el factor de potencia de todo el sistema estuvo por debajo de 0.96, que es el límite mínimo permitido por el sistema para operar dentro del mercado eléctrico nacional, sin obligaciones contractuales de adquisición de potencia reactiva, por debajo de este límite se valoriza y cobra de acuerdo al consumo, la potencia reactiva solicitada por la demanda respectiva.

CAPITULO IV PROYECTO DE IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE LA ENERGÍA REACTIVA ETAPA I I

Para el estudio de la compensación de esta segunda etapa se convocó la participación de la empresa COSEINSA, quienes preliminarmente realizaron una evaluación del sistema eléctrico existente verificando las características del equipamiento, luego se realizó una medición y monitoreo de los parámetros eléctricos, y finalmente se elaboraron los flujos de potencia respectivos para su análisis, con estos resultados se definió la alternativa de implementación de compensación de potencia reactiva mas conveniente.

4.1 Antecedentes

A raíz de la puesta en servicio de la Línea de Transmisión en el nivel de 60 kV (L6050) entre la subestación de Cajabamba y la subestación LPC (Leonidas Pacheco Cano), el 22 de Octubre del 2005, la mayor parte de la demanda de Compañía Minera Poderosa S.A. (CMPSA), pasa a recibir el suministro del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), quedando como fuente base, la central hidroeléctrica como fuente permanente, y la central térmica para cubrir las horas punta de la demanda.

El abastecimiento en conjunto asume la demanda que está compuesta por:

- La unidad Vijus, donde se encuentra la Planta de Tratamiento Marañón y servicios
- Mina Zona Sur, donde se ubica la unidad de producción Consuelo, servicios a través de la subestación en el Cedro y la Planta Santa Maria en Pataz,
- Mina Zona Norte, donde se ubican las unidades de producción de Jimena, Glorita, Karola y Estrella, y servicios en Paraíso, Papagayo y Karola superficie, todos estos puntos son alimentados desde las Subestaciones 2190, Piñuto y Choloque.

Con la finalidad de mantener un factor de potencia mínimo de 0,96 en la barra de la subestación en Cajabamba, mantener en una primera etapa, un consumo igual o menor de 1,5 MW como potencia contratada a HIDRANDINA y de lograr un perfil de tensiones con una tolerancia de acuerdo a norma en las instalaciones eléctricas, asimismo prever las condiciones del sistema eléctrico para que pueda operar en condiciones óptimas cuando se incremente la potencia a ser tomada del SEIN, CMPSA mediante la Superintendencia de Energía y Mantenimiento (SEM) solicita a la empresa Consultores y Servicios de Ingeniería S.A.

(COSEINSA), la ejecución del estudio de compensación reactiva, para que determine las acciones correctivas a corto plazo que permitan operar el sistema con el factor de potencia, nivel y estabilidad de tensión apropiados.

4.2 Objetivos

El objetivo principal en esta segunda etapa de compensación, es brindar las alternativas adecuadas para realizar la compensación reactiva de las instalaciones eléctricas de CMPSA, para disminuir la solicitud de potencia reactiva al sistema interconectado nacional (SEIN) y con este efecto suprimir el gasto por concepto de consumo de potencia reactiva, también el otro objetivo es el de mejorar los niveles de tensión tanto en el punto de entrega (subestación en Cajabamba), como en el punto de llegada del suministro (subestación LPC en la mina), esto nos va dar la oportunidad de incrementar el límite de potencia contratada con la suministradora (Hidrandina), tanto en horas fuera de punta (HFP) como en horas punta (HP) y así poder adquirir mas energía del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), esto también va a favorecer a mejorar la estabilidad de la tensión en nuestro sistema.

También un tercer objetivo de menor incidencia pero muy importante es el de disminuir las pérdidas por transmisión de energía.

4.3 Alcances

Los alcances proyectados con esta segunda implementación son:

- Evaluación de registros eléctricos de los analizadores de red.
- Elaboración de estudio de compensación reactiva con la finalidad de poder adquirir mas potencia activa del sistema.
- Especificación técnica de los bancos de condensadores.
- Propuesta de regulación de taps de los transformadores para mejorar el perfil de tensiones.

4.4 Descripción de las actividades previas al estudio de compensación

4.4.1 Recopilación de información

A solicitud de la empresa COSEINSA, CMPSA entregó la siguiente información para la elaboración del Estudio de Diagnostico preliminar:

- Despacho CH y CT Agosto- 06 Noviembre 2005.
- Despacho CH y CT Enero- Junio 2005.
- Diagrama Unifilar Instalaciones eléctricas actuales.
- Relación de Cargas Planta Vijus.
- Esquemas de Cargas Planta Vijus.
- Plano de diseño Subestación Interior Mina.
- Plano distribución Casa de Fuerza.

- Formatos de Inspección SE LPC.
- Inventario de transformadores CMPSA.
- Diagrama unifilar Central de Generación de Energía.
- Relación de Cargas de la Zona Norte.
- Esquemas de Cargas de la Zona Norte.
- Horas de operación de las Cargas de la Zona Norte.
- Relación de Cargas de la Zona Sur.
- Esquemas de Cargas de la Zona Sur.
- Horas de operación de las Cargas de la Zona Sur.
- Plano de detalle de las estructuras en 25 kV
- Red del sistema eléctrico de interior mina, Veta Jimena.
- Red del sistema eléctrico de interior mina, Veta Karola.
- Red del sistema eléctrico de interior mina Veta Consuelo.
- Plano de ubicación general redes eléctricas CMPSA.
- Plano de corte longitudinal redes eléctricas CMPSA.

Esta información entregada se ha corroborado con la información recopilada en campo, actualizando su contenido.

4.4.2 Inspecciones preliminares

a. Pórtico de llegada en las subestaciones

Previa coordinación con el área respectiva, se ingreso a las subestaciones a verificar la disposición de los equipos de protección y seccionamiento, transformadores y tableros eléctricos existentes.

Se realizó el levantamiento del diagrama unifilar para establecer la disposición y características a la fecha de los equipos eléctricos tales como seccionadores, fusibles tipo cut-out, transformadores y tableros eléctricos de las subestaciones.

En las subestaciones de superficie, se verificó la llegada de la línea a los pórticos, que los aisladores de anclaje se encuentren en buen estado y que su instalación sea la correcta.

Tanto para los pararrayos como para el pórtico de llegada, se verificó si el conductor de tierra está adecuadamente dimensionado y sólidamente conectado a las puestas a tierra existentes.

Se inspeccionó la conexión a tierra entre los pararrayos de cada fase, y su correcta ubicación antes de la llegada al elemento de protección compuesto por el seccionador fusible de expulsión tipo cut out.

Asimismo la adecuada instalación de los fusibles de expulsión cut-out y su estado de conservación, se verificó que el conductor ingrese por la parte correcta de tal manera que

permita un seccionamiento en la carga aguas abajo. Se verificó la correcta sujeción de las bases del elemento de protección portafusible, y el estado de conservación de las bases portafusibles.

Se observó la distancia de seguridad entre los equipos de la subestación de acuerdo al nivel de tensión existente. Se verificó que la subestación este cercada con malla.

b. Transformadores de distribución

Se ha realizado una inspección visual verificando la adecuada sujeción del transformador sobre su pedestal mediante pernos de anclaje, el pedestal de concreto, estado de conservación de los aisladores bushings y de sus terminales en el primario y el secundario.

Asimismo se observó el acabado de la pintura en toda su superficie, tanque conservador, aletas de ventilación, tapa superior, pernos de sujeción y blindajes. Se observó los puntos donde la presencia de óxido o corrosión es considerable en sus superficies.

El transformador deberá poseer los mínimos accesorios para su buen funcionamiento, tales como conmutador de taps con indicación clara de la posición en número arábigo, placa de características legible, tanque conservador con indicador de nivel de aceite máxima y mínima, desecador de silicagel, válvula para tomas de muestra de aceite, blindaje para protección de bushing para interior mina, conductor de cobre de puesta a tierra con perno en la carcasa o conectado al neutro debidamente señalado.

En el ANEXO 08b se indica la relación de transformadores inspeccionados de las instalaciones eléctricas de CMPSA.

c. Tableros de distribución

Se inspeccionó el estado físico de los tableros de llegada en 460 V, apertura de puertas para descartar problemas de pandeo en las mismas y bisagras.

Se verificó si el tablero posee barra de puesta a tierra, y las fases se encuentran diferenciadas con los colores de acuerdo al CNE (Verde, Blanco, Rojo y Amarillo), igualmente los circuitos derivados deberán tener una rotulación que indique la fase correspondiente. Todos los tableros existentes deberán ser identificados con una cartilla directorio y diagrama unifilar pegado en la contrapuerta, asimismo deberán ser rotulados en la puerta exterior para una rápida identificación.

La sujeción de cables de fuerza a las barras principales y equipos de protección deberán estar adecuadamente conectados con terminales. Los cables de control deberán tener marcadores de acuerdo a los esquemas de control existentes, deberán estar con espiral, canalización o cintillos para mantenerlos alejados del circuito de fuerza.

La temperatura al interior del tablero debe ser la adecuada, para un correcto funcionamiento de los equipos de protección y control. Se inspeccionó el grado de protección de los tableros de acuerdo a la ubicación en la que operen y a la agresividad del ambiente.

Asimismo se tomaron las características de los interruptores principales, regulaciones por sobrecarga y sobrecorriente del circuito que protegen, igualmente se levantó las características de equipos analizadores de redes, instrumentos de medición, relés de protección, fusibles de protección, entre otros. Se anotó el estado de conservación y operatividad de los mismos.

Se ha verificado el espacio disponible al costado de los tableros generales, para la instalación futura de bancos de condensadores en 460 V .

4.4.3 Medición de parámetros eléctricos

Se efectuó la medición de los principales parámetros eléctricos tales como: corriente, tensión, factor de potencia, potencia activa y reactiva, contenido de armónicos (espectro de armónicos), THD de tensión y THD de corriente. Los equipos utilizados para realizar esta actividad fueron los Analizadores de Redes CIRCUTOR AR5, instalados durante un periodo de medición de un día con intervalos de registro de 15 minutos, en puntos de 460 V en las subestaciones y cargas considerables del sistema eléctrico CMPSA, para registrar el diagrama de carga y detectar sus valores máximos y mínimos.

En los circuitos derivados principales, se midió con el Analizador Calidad de Energía FLUKE 43B, y se registró tensión, corriente, potencia activa, potencia reactiva, factor de potencia, THD de tensión y THD de corriente, en las horas de máxima demanda.

En las subestaciones interior mina, se efectuaron mediciones con el FLUKE 43B y el CIRCUTOR AR5, al momento de su máxima demanda. Para el cálculo de la mínima demanda se consideró el valor de las cargas que operan durante este periodo como los ventiladores.

En los ANEXO 05a y ANEXO 05b, se señala los puntos de medición efectuados con los equipos Analizadores

4.4.4 Medición de la resistividad

Se efectuó la medición de resistividad en las principales subestaciones del sistema eléctrico de CMPSA, se empleo el Método de Medición Wenner con (04) cuatro electrodos. Se ha tomado mediciones a diferentes distancias "a" tales como 8 m, 6m, 4 m, 2 m y 1 m, para determinar el perfil estratificado del suelo, en por lo menos un modelo de "dos estratos" con resistividades (ρ_1) superficial, (ρ_2) subyacente y (h1) espesor de ρ_1 .

Los puntos dentro del sistema eléctrico de CMPSA donde se efectuaron mediciones de resistividad fueron los siguientes:

Tabla 4.1 Puntos de medición de resistividad

Subestación	Puntos de Medición
S.E. 2190	1
S.E. Choloque	1
Plataforma Térmica	1
S.E. Consuelo	1
S.E. Cedro	1
S.E. Plataforma Vijus	1
Total	6

4.4.5 Procesamiento y actualización de datos

Durante el levantamiento de información en campo, se ha procesado la información digital entregada por CMPSA. Entre las actividades realizadas en gabinete, se puede citar:

- Actualización de los diagramas unifilares de las subestaciones exteriores y de interior mina.
- Actualización base de datos de placa y ubicación de los transformadores de las instalaciones eléctricas CMPSA.
- Procesamiento de las mediciones del CIRCUTOR y FLUKE, respectivo análisis de los parámetros eléctricos medidos dentro de CMPSA.
- Cálculo de las longitudes de las líneas eléctricas superficie en 4,16 KV y 25 KV, procesamiento de las coordenadas y cotas de acuerdo a los planos entregados.
- Cálculo de las longitudes del cable eléctrico en 4,16 kV de interior mina, procesamiento de las coordenadas y cotas de acuerdo a los planos entregados.
- Elaboración de las fichas de diagnostico, de acuerdo a las observaciones contempladas en campo.
- Elaboración de informe de diagnostico preliminar.

4.4.6 Resultados de las mediciones

a. Parámetros medidos

Para las mediciones de los parámetros eléctricos se utilizaron los Analizadores de Redes CIRCUTOR AR5. Este analizador de redes se ha programado para registrar en periodos de 15 minutos según la NTCSE, almacenando los valores de:

- Tensión por fases y promedio.
- Corriente de fases y promedio.
- Potencia Activa.

- Potencia Reactiva Inductiva y Capacitiva.
- Factor de potencia.
- Energía.
- Frecuencias.
- Armónicos.

Se ha instalado en las salidas principales de la subestaciones superficie.

También se utilizó un Analizador de Calidad de Energía – FLUKE 43 B.

b. Resultados

Se presenta los principales parámetros eléctricos asociados a las mediciones efectuadas en los diversos puntos dentro de las instalaciones de CMPSA.

Los parámetros indicados tales como tensión de fase, corriente de fases, THD de corriente y tensión, desbalance de fases, potencias máximas y mínimas.

Las mediciones son mostradas en los ANEXOS 06a, 06b, 06c, 06d, 06e, 06f, 06g, 06h en ellos se muestra los valores de Potencia activa, Reactiva y Aparente en Máxima y Mínima Demanda, los valores de Tensión y Corriente en cada fase y el THD de cada una de ellas además del promedio, también se muestra el factor de potencia y la frecuencia de medición.

De las mediciones se observó que los niveles de tensión en las subestaciones se encuentran dentro de la tolerancia (+- 5 %) debido a la posición de los taps, en el Estudio de Flujo de carga se presentan las recomendaciones de las posiciones de los taps para cumplir con la tolerancia de tensión en máxima y mínima demanda. También se puede observar que las tensiones de línea se encuentran balanceadas.

El desbalance de corriente dentro de un sistema eléctrico genera aumento de pérdidas de energía debido a una inadecuada distribución de la energía, genera desbalance de tensión en cola.

En las mediciones en la Subestación Piñuto se obtuvo como resultado importante que la alimentación a Paraíso presenta un alto porcentaje de desbalance de 47,5 %, este es un valor perjudicial para las instalaciones que se debe corregirse balanceando las derivaciones de alimentación a las cargas de Paraíso.

En los transformadores de distribución se encontró que en la mayoría de ellos se encuentran trabajando de manera ineficiente (sobredimensionados). El 88 % de estos presentan un factor de utilización por debajo del mínimo aceptable para que trabaje de manera eficiente. La relación de factores de utilización se muestra en el ANEXO 07.

En la Fig. 4.1, podemos apreciar la variación de la eficiencia de un transformador en función del índice de carga ó factor de utilización.

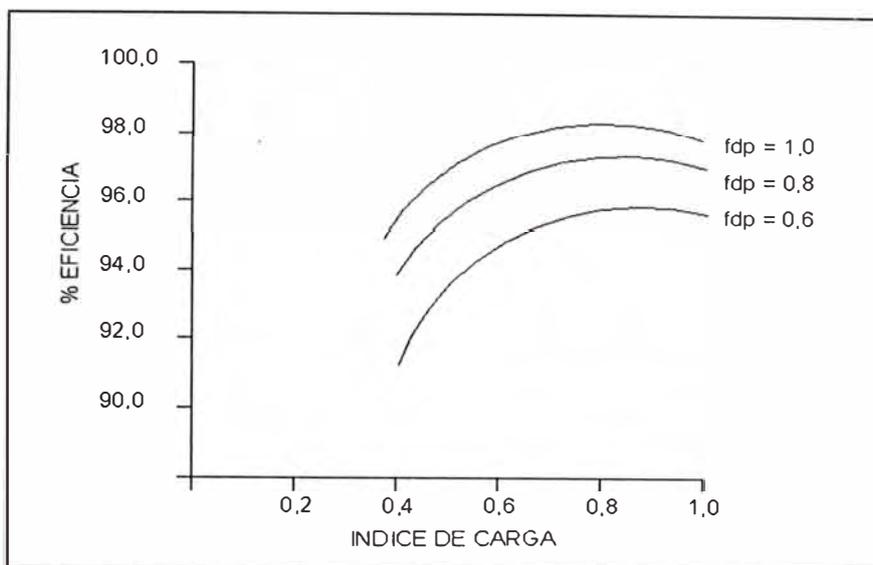


Fig. 4.1 Curvas de deficiencia con carga e índice de carga al variar el Cos □

La mayoría de las cargas medidas se encuentran con un bajo factor de potencia menor a 0,8 en promedio. Un bajo factor de potencia implica el aumento de las pérdidas en las líneas y circuitos, el calentamiento de cables, sobrecorriente en circuitos, entre otros.

El mejoramiento del factor de potencia trae consigo la reducción de la caída de tensión, la disminución de las pérdidas en los transformadores y alimentadores,.

En la actualidad que CMPSA se encuentra tomando energía del SEIN, por contrato se exige que CMPSA tenga un factor de potencia igual o mayor a 0,96 en la Subestación de Cajabamba.

Inicialmente debido a que la potencia contratada fue 1,5 MW, y considerando el efecto capacitivo de la línea de transmisión LT-6050, se cumplió con mantener el factor de potencia por encima de 0,96 pero luego el incremento de la demanda traería consigo el incremento del consumo de reactivos y por ende caería el valor del factor de potencia y la tensión en la Subestación Cajabamba.

Se detectó presencia de armónicos en las cargas de planta pero de baja potencia por lo que no afecta a la barra principal de planta. Los resultados se muestran en los ANEXO 06e y ANEXO 06f, el espectro de armónicos muestra la presencia de armónicos de orden 3, 5 y 7 siendo de mayor valor los encontrados en Planta Vijus.

4.4.7 Recomendaciones

a. Para que los transformadores operen de manera eficiente, estos deberán estar dentro de un rango de factor de utilización (f.u.) que varíe entre 1,2 y 0,8.

El 88 % de los transformadores de las subestaciones inspeccionados presentan un factor de utilización inferior al valor aceptable, es decir, trabajan de manera ineficiente, incrementando

así las pérdidas de energía del Sistema. Los factores de utilización son mostrados en el ANEXO 07.

Se recomienda distribuir las cargas adecuadamente para que los transformadores trabajen de manera eficiente dentro de los factores de utilización recomendados y seleccionar adecuadamente las potencias de estos según la carga a ser utilizada.

Se recomienda además como alternativa adquirir transformadores de distribución de menor potencia (50 o 75 kVA) para los casos es que sea necesario.

b. Los transformadores de 25/0,46 kV de la Subestación 2190 TDA2, TDA4, TDA6 y TDA7 se encuentran con un factor de utilización de 0,93. Además el transformador Td2 4,16/0,46 kV tiene un f.u. de 0,99.

Se recomienda tener muy en cuenta cualquier ingreso de carga adicional considerable para esta subestación.

c. El desbalance de corriente dentro de un sistema eléctrico genera aumento de pérdidas de energía debido a una inadecuada distribución de la energía, genera desbalance de tensión en cola.

En las mediciones de la Subestación Piñuto se obtuvo como resultado importante que la alimentación a Paraíso presenta un alto porcentaje de desbalance. Se obtuvo un porcentaje desbalance de 47,5 %. Se recomienda como medida inmediata balancear las cargas de estas salidas distribuyendo adecuadamente los transformadores monofásicos utilizados en Paraíso

d. Se recomienda un mejoramiento del sistema de puesta a tierra y la instalación de sistemas de puesta a tierra en Interior Mina, tanto para la protección de equipos y personas.

e. Proteger contra descargas atmosféricas a las líneas aéreas de 25 kV y a las subestaciones de superficie mediante la utilización de cables de guarda.

f. Se deberán utilizar terminales adecuados en cables de 4,16 kV. Estos deberán estar aterrados adecuadamente

g. Se recomienda cambiar los interruptores de la serie Modul de SACE, por interruptores similar al modelo Isomax ABB SACE con relé electrónico PR211 LI contra sobrecargas y sobrecorriente instantánea, ya que la serie Modul esta descontinuada. La regulación de la protección térmica debe estar entre 0,4 a la corriente nominal, para poder prever un aumento de carga a futuro.

h. En los tableros, los puntos con desprendimientos de pintura y magulladuras deberán ser resanados, igualmente los puntos donde no haya una soldadura corrida entre planchas y se vea una luz, tendrá que realizarse el correctivo. Además, de reparar bisagras en mal estado y dar su adecuado mantenimiento.

i. Se recomienda mejorar la Rotulación de los interruptores para la identificación de los circuitos.

j. Mejorar la Identificación de los transformadores de Distribución en campo ya que muchos de ellos no cuenta con su respectiva identificación.

k. Se recomienda realizar planes para el Ahorro de Energía y Eficiencia energética en sus instalaciones, implementar programas de Uso racional de Energía minimizando el uso de Energía del SEIN en horas de máxima demanda. Disciplinar el consumo de energía en las cargas de CMPSA para que la máxima demanda de CMPSA sea en horas fuera de punta del SEIN.

l. Mejorar el cableado y Señalización de Cableados de fuerza y Control de los tableros en General.

4.5 Generalidades referentes al estudio de compensación

4.5.1 Compensación de la energía reactiva

Aunque la energía requerida por las cargas inductivas no se transforma en trabajo útil, debe ser generada, transportada y distribuida por la red eléctrica. Esto obliga al sobredimensionado de transformadores, generadores y líneas, e implica la existencia de pérdidas y caídas de tensión. Por esta razón, las compañías eléctricas penalizan el consumo de energía reactiva, aplicando recargos.

Los condensadores eléctricos instalados a la proximidad de las cargas inductivas producen la energía reactiva requerida por estas. Su conexión a una red eléctrica se denomina compensación o mejora del factor de potencia ($\cos\phi$), y constituye el método más económico, rápido y seguro de proporcionar la energía reactiva requerida.

Las ventajas obtenidas con el factor de potencia son las siguientes:

- Supresión de recargos en la factura de la energía eléctrica.
- Disminución de las pérdidas de energía activa en los cables.
- Mayor potencia disponible en el secundario de los transformadores.
- Reducción de las caídas de tensión en cargas ubicadas en la cola.

4.5.2 Niveles de compensación

a. Compensación individual

Este tipo de compensación se aplica a motores, transformadores y en general a cargas con elevado número horas de funcionamiento, los condensadores necesarios se conectan en paralelo a los bornes de las cargas.

Entre las ventajas más importantes:

- Elimina recargos de energía reactiva en la factura de la energía eléctrica.
- Economía resultante de prescindir de dispositivos para la conexión y desconexión secuencial de los condensadores.

- Reducción al mínimo de la corriente que circula por los conductores, lo que supone la posibilidad de emplear conductores de menor sección o en instalaciones existentes un aumento de la potencia máxima que pueden distribuir.

Para evitar el peligro de autoexcitación es necesario limitar la potencia del condensador al 90% de la potencia reactiva del motor sin carga.

$$Q_c = 0,9I_0V_N\sqrt{3} \quad (4.1)$$

Donde:

Qc: Potencia del condensador (VAR)

I₀: Corriente en vacío del motor (A)

V_n: Tensión entre fases (V)

b. Compensación local

Cuando existe un número importantes de cargas inductivas en la instalación, la compensación individual puede llegar a ser antieconómica, en estos casos la compensación centralizada por medio de un banco de condensadores con regulación automática ofrece la solución más simple y a la vez la más económica.

La potencia total del banco está subdividida en un número de escalones con condensadores conectables de forma independiente, un regulador de energía reactiva mide en todo momento las necesidades de la instalación y conecta o desconecta condensadores hasta alcanzar el factor de potencia prefijado de antemano.

Entre las ventajas más importantes tenemos:

- Elimina recargos en la factura de la energía eléctrica.
- Potencia total de condensadores inferior a la requerida en compensación individual.
- Costos de instalación reducidos.

c. Compensación global

Se aplica generalmente en caso de tener una instalación con un transformador de distribución propia y facturación en alta tensión, en este caso la potencia reactiva consumida por el transformador al estar conectado a la red, es compensada conectando de forma permanente un condensador al secundario del transformador.

Este tipo de compensación también se puede aplicar cuando la instalación cuenta con una carga muy importante, por ejemplo un motor de potencia muy elevada recurriendo a la compensación individual para este motor y a la compensación centralizada para el resto de la instalación.

4.5.3 Tipos de compensación

a. Compensación fija

Si bien es cierto, la compensación puede permitir disponer de una potencia suplementaria en bornes del transformador, en el caso de compensar también las pérdidas inductivas del transformador en BT, la manera de realizarlo es incorporando un equipo de compensación fija en los bornes de baja del transformador, de tal manera que la instalación quede sobrecompensada en la parte de BT y dicha compensación sirva para compensar el transformador.

En el caso de motores asíncronos, la intensidad que absorben los condensadores prácticamente constante y es seleccionada para un valor del 90% de la intensidad en vacío del motor, por esta razón cuando un motor trabaja en bajos regímenes de carga, el factor de potencia es muy bajo debido a que el consumo de potencia (kW) es pequeño.

Asimismo, las características constructivas del mismo, tales como potencia, número de polos, velocidad, frecuencia y tensión, influyen en el consumo de la potencia reactiva (kVAR).

Para efectuar la compensación en bornes de un motor se deben tener consideraciones como la regulación de las protecciones, evitar la autoexcitación. En el caso que el motor arranque con algún dispositivo de arranque especial, es recomendable que nuestros condensadores sean conectados tiempo después del arranque del motor, para evitar riesgo por autoexcitación, la instalación de los bancos fijos deberán estar aguas arriba del dispositivo de protección del control, el contactor del condensador deberá ir enclavado con el dispositivo de protección del motor de tal manera que cuando el motor sea desconectado, o bien apertura su dispositivo de protección, el condensador debe quedar fuera de servicio.

b. Compensación automática

Para compensar la instalación de un sistema o partes de la misma que no funcionen simultáneamente, se deberá realizar una compensación automática.

La instalación del equipo de compensación automática deberá asegurar que la variación del factor de potencia en la instalación no sea mayor de un $\pm 10\%$ del valor medio obtenido en un prolongado periodo de funcionamiento.

Un equipo de compensación automática esta compuesta por los siguientes equipos principales:

- El regulador, cuya función es medir el factor de potencia ($\cos\phi$) de la instalación y dar las órdenes a los contactores para intentar aproximarse lo más posible al factor de potencia objetivo, conectando los distintos escalones de potencia reactiva.

- Los contactores, son los elementos encargados de conectar los distintos condensadores que configuran el banco. El número de escalones que es posible disponer en un equipo de compensación depende de las salidas que tenga el regulador.
- Los condensadores que son los elementos que aportan la energía reactiva a la instalación.
- Transformador de intensidad.
- Medidor de energía.
- Sistema de protección para los condensadores.

Desde el punto de vista del precio del equipo, cuantos más escalones físicos tiene el banco, más caro resulta ya que aumenta el número de conjuntos contactor-condensador y tamaño de la envolvente del equipo.

Desde el punto de vista de la adaptación al factor de potencia objetivo, cuanto menor sea la regulación eléctrica mejor se podrá adaptar a las variaciones de la demanda reactiva de la instalación. Así pues, en un banco de condensadores bien elegido debe existir un equilibrio entre la regulación eléctrica y física.

4.6 Estudio de compensación reactiva

4.6.1 Metodología de análisis

El estudio se realiza en función de las lecturas de las mediciones efectuadas en los diversos puntos de medición dentro de las instalaciones de CMPSA con el Analizador de Redes CIRCUTOR AR5 y del Analizador FLUKE 43B. Estas mediciones muestran en un periodo de un día el comportamiento de los principales parámetros eléctricos, tales como tensión promedio, corriente promedio, potencia activa, potencia reactiva y factor de potencia. Se analiza la potencia reactiva base y los máximos valles de los diagramas de carga, para establecer la potencia reactiva (kVAR) a instalar mediante banco de condensadores, de acuerdo a la simultaneidad y secuencia de ingreso de las cargas en el tablero general, se establece el tipo de compensación, automática o fija adecuada para proporcionar los reactivos requeridos.

Se realizó las simulaciones de flujo de potencia bajo condiciones de operación normal del sistema eléctrico, considerando el ingreso de cargas futuras y seleccionando óptimamente los bancos de condensadores a instalar.

El estudio se realiza en el escenario más desfavorable con las condiciones más críticas que son en Máxima Demanda y en época de Estiaje. Aquí se analizó el comportamiento del sistema eléctrico ante las modificaciones de la compensación, variaciones de cargas y topología del sistema.

Los escenarios de análisis para la compensación reactiva se presentan en tres casos finales acordados con el personal de la Superintendencia de Energía y Mantenimiento de CMPSA, en cada caso se presentan los resultados y los diagramas unifilares donde muestra la distribución de flujo de potencia.

Es importante tener en consideración el efecto armónico en las redes para la instalación de los bancos de condensadores, a fin de evitar todo efecto de resonancia con cualquiera de las componentes múltiplo del valor fundamental que pueda existir, ello implica la instalación de condensadores con mayor capacidad de sobre tensión.

4.6.2 Ubicación de bancos de condensadores

De acuerdo al análisis elaborado en los diversos casos de flujo de potencia simulados, y tomando las condiciones mas críticas, se determinó que la compensación sería a “**Nivel Local**” y “**Tipo Automático**”. La ubicación y selección de los mismos dentro de las instalaciones de CMPSA se detalla a continuación:

a. Planta Vijus Tablero General 460 V

Banco de Condensadores Automático de 300 kVAR, 480 V, Regulado por factor de potencia.

b. Planta Santa María

Banco de Condensadores automático 220 kVAR, 480 V – Regulado por Tensión, tiene la finalidad de mejorar el factor de potencia y reducir la caída de tensión existente.

c. Subestación tipo exterior en el Nivel 2190

Banco de Condensadores automático 527 kVAR, 480 V – Regulado por factor de potencia.

d. Subestación principal tipo exterior en la Zona de Consuelo

Banco de Condensadores automático 300 kVAR, 480 V, Regulado por factor de potencia.

4.6.3 Especificaciones de los bancos de condensadores

El contactor deberá poseer resistores de descarga o bobina antiparasitaria para una mejor disipación de la corriente de arranque. Todos los equipos deberán estar diseñados para trabajar en la altura de operación establecida sin inconvenientes que se especifica en cada banco a solicitar.

Gabinete metálico del tipo autosoportado, para uso exterior, con grado de protección Nema 3R o en su defecto, deberá estar provista de una empaquetadura de neoprene en todo el perímetro correspondiente a la puerta, tal que permita la obtención de un alto grado de hermeticidad IP 56.

El contorno del gabinete será fabricado con plancha de fierro LAF de 2,0 mm de espesor. El fondo, así como la puerta serán fabricados con plancha de 1,5 mm. Todas las partes metálicas serán sometidas a un tratamiento anticorrosivo de decapado y fosfatado

por inmersión en caliente, y un recubrimiento con pintura electrostática en polvo del tipo polyester texturada (RAL 2004).

Todas las cubiertas externas disponen de una conexión a tierra para asegurar una buena continuidad del circuito de protección. Esta conexión se lleva a una barra de puesta a tierra de 5 x 50 mm que está sólidamente empernada a la estructura y la cual debe conectarse al sistema de tierra de la instalación.

Para todos los bancos de condensadores se recomienda que utilicen resistencias de descarga en sus tableros para “descargar los condensadores” rápidamente después de ser desconectados para garantizar la seguridad del personal y equipos.

Si se adquiriese banco con otras especificaciones, estos deberán asegurar la potencia reactiva solicitada a 460 V, deberán ser condensadores de bajas pérdidas (0,2 W / kVAR), deberán soportar prolongadas sobretensiones.

4.7 Análisis de flujo de potencia

En esta parte se describen los casos y resultados del análisis del flujo de potencia para la compensación reactiva y su influencia en el SEIN, cada caso se describirá a continuación.

Se muestra los niveles de tensión hasta las barras de 0,46 KV de los transformadores reductores, además, el flujo de potencia activa y reactiva, corriente y factor de potencia de las líneas de CMPSA y de parte del SEIN que tendría problemas por variaciones de carga de CMPSA.

Se analiza el Sistema Eléctrico Actual en las condiciones más desfavorables, estas condiciones son las siguientes:

- Máxima Demanda.
- Periodo Estiaje.

Para este análisis se necesitó los parámetros de las redes de CMPSA, demandas de potencia, datos de transformadores y sus posiciones de taps existente, entre otros. Dicha información fue obtenida mediante el trabajo de campo, mediciones e inspecciones (ANEXOS 08a, 08b, y 08c).

4.7.1 Casos

Para el análisis de flujo de potencia se ha considerado cuatro casos.

El Primer caso es la simulación del Sistema de CMPSA actual.

Para los Casos II, III y IV, se toman las siguientes consideraciones:

- Línea Cajamarca – Cajamarca Norte (L-6046) - En Servicio.
- Aumento de Carga de Cajamarca de 12,8 MW a 15 MW.
- Ingreso de Planta Santa María en máxima Demanda (en Campaña).
- Ingreso de S.E. Atahualpa 320 KVA a f.d.p. 0,8 (Zarumilla).

- Ingreso de S.E. San Marcos 320 kVA a f.d.p. 0,8.
- Ingreso de S.E. Glorita 320 kVA a f.d.p. 0,8.
- Compresoras 2190: GA315 (plena carga) y 715-1 (plena carga).
- Compresoras Consuelo: JOY470 (plena carga) y SULLAIR (200 HP) plena carga.

a. Caso I

Se analizó el estado actual de las instalaciones de CMPSA y su influencia en el SEIN de la carga actual obteniendo los niveles de tensión, factor de potencia, flujo de potencia y corriente que circulan por las líneas y cables.

Consideraciones:

- Carga de Planta Santa María no conectado al SEIN.
- Compresora GA315 – No se encuentra en operación.
- Compresora JOY – No se encuentra en operación.
- Compresora IR2 – No se encuentra en operación.
- Glorita – No se encuentra conectado al Sistema Eléctrico Aislado de CMPSA.
- Regulación del Transformador de S.E. L.P.C. a 25 KV .
- Ingreso de S.E.1937-4, en interior mina Zona Norte.

Resultados:

Los principales resultados se muestran en los ANEXOS 08a, 08b, y 08c

En estos se muestra los niveles actuales que coinciden con los valores medidos de tensión, potencia activa y reactiva y factor de potencia, en el trabajo de Campo (Informe Trabajos de Campo) con los analizadores de Redes.

Los valores de factor de potencia de todos los puntos principales de CMPSA es menor a 0,88. El resumen de resultados se muestra en la Tabla 4.2, además se presentan datos adicionales del flujo de potencia en la Tabla 4.3. En la Fig. 4.2 se muestra el diagrama de 25 kV del CASO I.

I. Tabla 4.2 Resumen de resultados de la simulación de flujo de carga – Caso I

BARRA	P (kW)	Q (kVar)	V (kV)	fdp	Descripción de Barra
60SECAJB	1 480	370	53,73	0,970	S.E. Cajabamba -Salida línea L6050
60SELPC	1 470	910	53,01	0,850	S.E. LPC - Llegada de línea L6050
32SELPC	1 470	880	24,87	0,857	S.E. LPC - Salida 25 kV
VIJ_PLAN25	1 020	540	24,68	0,883	Planta Vijus - Entrada 25 kV
2190_25	1 270	900	25,34	0,814	S.E. 2190 - Entrada 25 kV
CHOLOQ_25	240	180	25,43	0,807	S.E. Choloque - Entrada 25 kV
CEDRO_25	50	30	24,73	0,860	S.E. Cedro 1 - Entrada 25 kV
CONSUELO_25	390	340	24,72	0,752	S.E. Consuelo 1 - Entrada 25 kV
STAMARIA25	-	-	24,72	-	S.E. Santa María - Entrada 25 kV
CT_BARRA_A	1 480	1 080	25,45	0,809	Barra Generación CMPSA 25 kV

Fig. 4.2 Diagrama unifilar de redes eléctricas en 25 kV del Caso I, situación actual

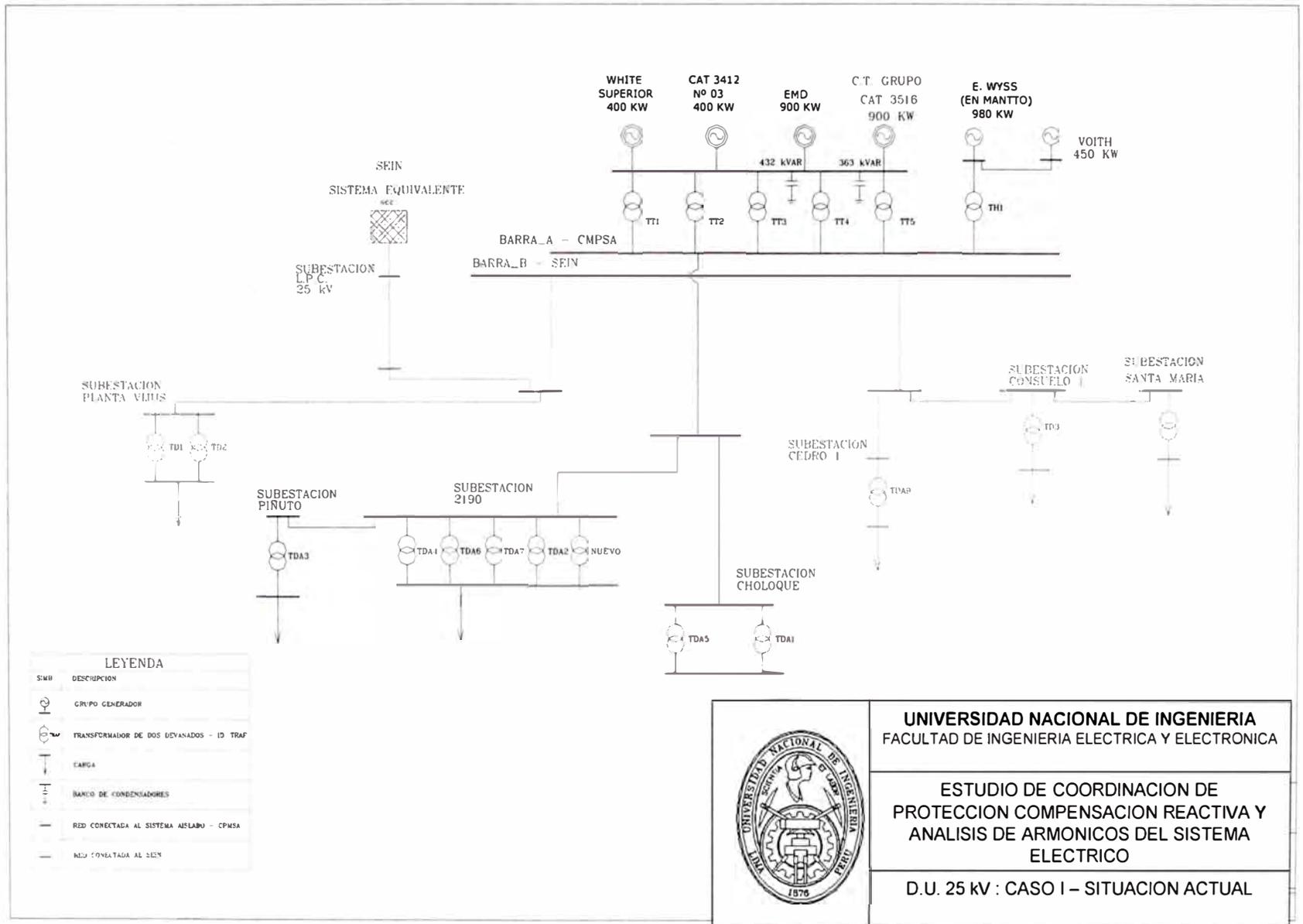


Tabla 4.3 Principales resultados de flujo de potencia CASO I

ITEM	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	f _{dp}	V (kV)	Ángulo (grados)	BARRA
1	290	140	8.5	0.901	21.79	12.92	32SESMAR
2	1,020	450	27.9	0.915	23.10	11.57	32SECAJB
3	1,480	370	16.4	0.970	53.73	12.63	60SECAJB
4	1,470	910	18.8	0.850	53.01	12.01	60SELPC
5	1,470	880	39.8	0.857	24.87	11.24	32SELPC
6	1,020	540	27.0	0.883	24.68	11.18	VIJ_PLAN25
7	1,270	900	35.5	0.814	25.34	-0.71	2190_25
8	240	180	6.8	0.807	25.43	-0.70	CHOLOQ_25
9	50	30	1.4	0.860	24.73	11.22	CEDRO_25
10	390	340	12	0.752	24.72	11.22	CONSUELO_25
11	0	0	0.4	0.000	24.72	11.22	STAMARIA25
12	1,480	1,080	41.6	0.809	25.45	-0.71	CT_BARRA A

b. Caso II

Se tomó las siguientes consideraciones del Caso:

Tabla 4.4. Distribución de Cargas de CMPSA – CASO II

ALIMENTACION DE CARGAS	CARGAS
SEIN (2,43 MW)	PLANTA VIJUS
	ZONA SUR
	- CONSUELO
	- CEDRO
	- ATAHUALPA
	- SANTA MARIA – en Campaña
Grupos de CMPSA (1,81 MW)	CHOLOQUE
	ZONA NORTE :
	- S.E. 2190
	- PIÑUTO
	- SAN MARCOS

Se consideró compensación en:

- Planta Vijus: Instalación de Banco de Condensadores Automático 300 kVAR, 0,46 kV.
- Planta Santa María: Traslado de Banco de Condensadores de 363 kVAR 0,46 kV existente en Casa Térmica (CT) acondicionado para operación automática ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 300 kVAR, 0,46 kV, ambos controlados por tensión.

Asimismo, para el mejoramiento de los niveles de tensión en Mina Jimena, que en este caso no se estaría alimentado desde el SEIN, se ha tomado las siguientes consideraciones:

- S.E. 2190: Traslado de Banco de Condensadores de 432 kVAR, 0,46 kV existente en Casa Térmica (C.T) acondicionado para operación automática.
- S.E. 1987-2: Instalación de Banco de Condensadores Automático 200 kVAR, 0,46 kV.
- Instalación de Conductor N2XSEY en paralelo desde el Pórtico NV 2080 a S.E. 2020-1 y de esta hacia S.E. 1987-1.

Resultados:

La potencia del Sistema que absorbe CMPSA es de 2,43 MW y un factor de potencia de 0,967, en la Salida de la línea L-6050 en Cajabamba. Los resultados que muestran son satisfactorios teniendo en cuenta tanto en perfiles de tensión en las instalaciones del SEIN y de CMPSA.

Se propone la variación de los taps de algunos transformadores, evitando así sobretensiones y subtensiones que se pudieran producir ante el sistema propuesto. Dichas variaciones son mostradas en lo ANEXOS 09a y 09b.

El resumen de resultados se muestra en la Tabla 4.5, además se presentan datos adicionales del flujo de potencia en la Tabla 4.6.

En la Figura 4.3. Se muestra el diagrama de 25 kV del CASO II

Tabla 4.5. Resumen

BARRA	P (kW)	Q (kVAR)	V (kV)	Fdp	Descripción de Barra
60SECAJB	2 430	640	53,53	0,967	S.E. Cajabamba -Salida línea L6050
60SELPC	2 400	1 140	52,42	0,903	S.E. LPC - Llegada de línea L6050
32SELPC	2 400	1 070	24,82	0,913	S.E. LPC - Salida 25 kV
VIJ_PLAN25	1 020	250	24,61	0,972	Planta Vijus - Entrada 25 kV
2190_25	1 810	750	24,99	0,923	S.E. 2190 - Entrada 25 kV
CHOLOQ_25	240	180	24,69	0,804	S.E. Choloque - Entrada 25 kV
CEDRO_25	50	30	24,55	0,862	S.E. Cedro 1 - Entrada 25 kV
CONSUELO_25	1 060	320	24,53	0,864	S.E. Consuelo 1 - Entrada 25 kV
STAMARIA25	280	100	24,46	0,945	S.E. Santa María - Entrada 25 kV
CT_BARRA_A	-	830	24,71	0,923	Barra Generación CMPSA 25 kV

Fig. 4.3 Diagrama unifilar de redes eléctricas en 25 KV del Caso I I con compensación reactiva individual

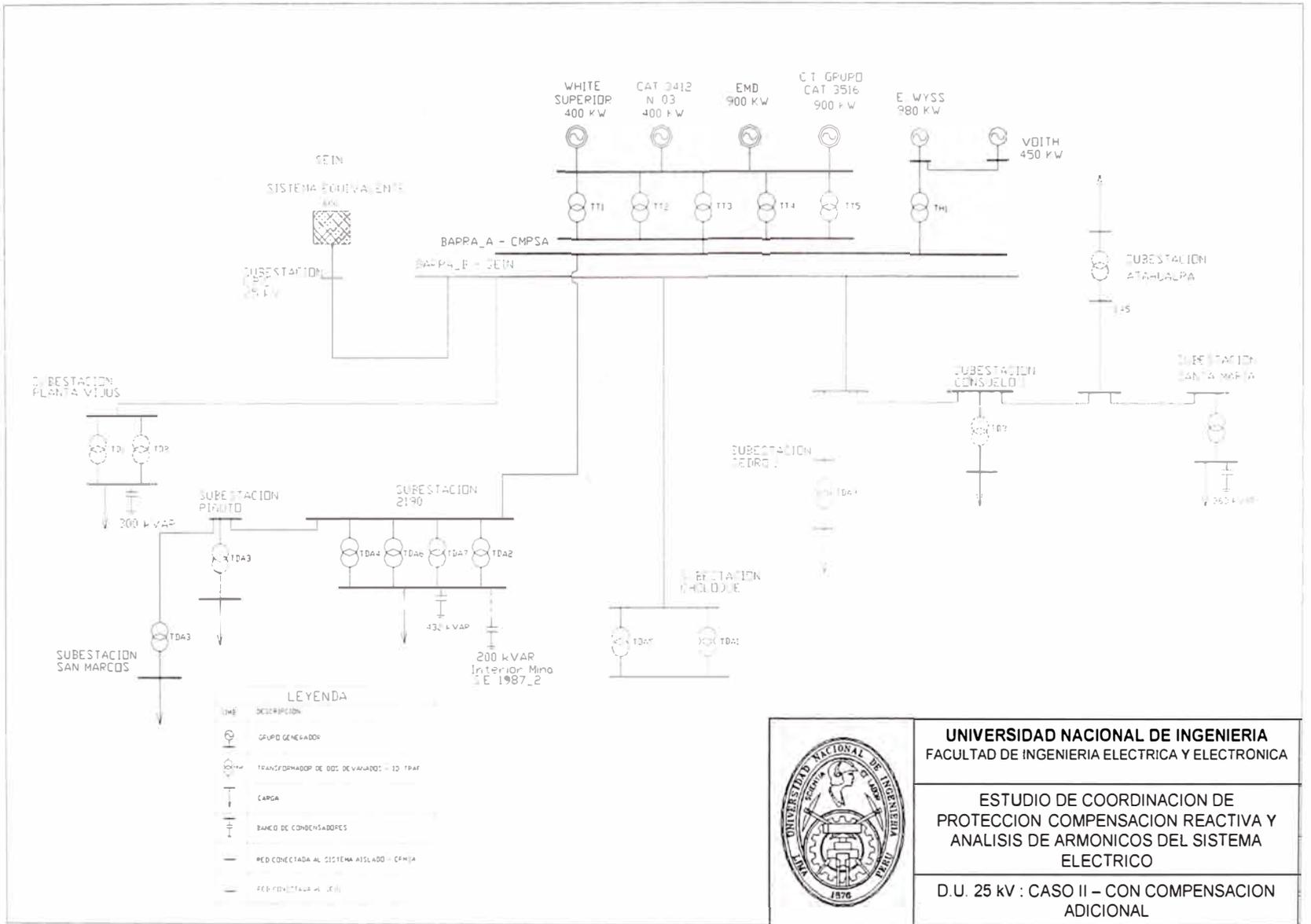


Tabla 4.6 Principales resultados de flujo de potencia CASO II

ITEM	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	fdp	V (kV)	Ángulo (grados)	BARRA
1	290	140	8.5	0.901	21.82	7.94	32SESMAR
2	1,020	450	28	0.915	23.01	6.29	32SECAJB
3	2,430	640	27.1	7.36	53.53	7.36	60SECAJB
4	2,390	1,140	29.2	0.903	52.42	6.28	60SELPC
5	2,400	1,070	61.1	0.913	24.82	5.02	32SELPC
6	1,020	250	24.6	0.972	24.61	4.86	VIJ_PLAN25
7	1,810	750	45.3	0.923	24.99	0.36	2190_25
8	240	180	7	0.804	24.69	4.96	CHOLOQ_25
9	50	30	1.4	0.862	24.55	4.91	CEDRO_25
10	1,060	320	29	0.864	24.53	4.9	CONSUELO_25
11	280	100	7.1	0.945	24.46	4.77	STAMARIA25
12	1,370	830	37.3	0.855	24.71	4.96	CT_BARRA_B

c. Caso III

Para este caso las cargas de CMPSA se distribuyen de la siguiente manera:

Tabla 4.7. Distribución de Cargas de CMPSA – CASO III

ALIMENTACION DE CARGAS.	CARGAS
SEIN (3 MW)	ZONA NORTE : - S.E. 2190 - PIÑUTO - SAN MARCOS ZONA SUR: - CONSUELO - CEDRO - SANTA MARIA - ATAHUALPA
Grupos de CMPSA (1,25 MW)	PLANTA VIJUS CHOLOQUE

Se Consideró compensación en:

- Planta Vijus: Banco de Condensadores Automático 300 kVAR, 0,46 kV.
- S.E. 2190: Traslado desde C.T. del Banco de Condensadores de 432 kVAR, 0,46 kV acondicionado para operación automática ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 500 kVAR, 0,46 kV.
- Planta Santa María: Traslado desde C.T. del Banco de Condensadores de 363 kVAR, 0,46 kV acondicionado para operación automática ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 300 kVAR, 0,46 kV, ambos controlados por tensión.
- S.E. 1987-2: Banco de Condensadores Automático 200 kVAR, 0,46 kV.

Para el mejoramiento de los niveles de tensión en Mina Jimena se ha tomado las siguientes consideraciones:

- Instalación de Conductor N2XSEY en paralelo desde el Pórtico NV 2080 a S.E. 2020-1 y de esta hacia S.E. 1987-1.

Resultados:

La carga que absorbería el CMPSA del SEIN sería de 3 MW a factor de potencia mayor que 0,965 sin que esto traiga consigo problemas al SEIN.

En el caso de que se tenga la potencia contratada de 2,5 MW, se podría conectar al SEIN si es que la Planta Santa María no se encuentre en Campaña y que la Subestación San Marcos aún no ingrese en Servicio.

Los resultados que muestran son Satisfactorios teniendo en cuenta tanto en perfiles de tensión, y factor de potencia en la Salida de la línea L-6050 y de las instalaciones de CMPSA.

Se propone la variación de los taps de algunos transformadores, evitando así sobretensiones y subtensiones que se pudieran producir ante el sistema propuesto. Dichas variaciones son mostradas en los ANEXOS 09a y 09b.

El resumen de resultados se muestra en la Tabla 4.8, además se presentan datos adicionales del flujo de potencia en la Tabla 4.9

En la Fig. 4.4, se muestra el diagrama en 25 kV del CASO III

Tabla 4.8 Resumen de resultados de la simulación de flujo de carga CASO III

BARRA	P (kW)	Q (kVAR)	V (kV)	fdp	Descripción de Barra
60SECAJB	3030	820	53,04	0,965	S.E. Cajabamba - Salida línea L6050
60SELPC	2980	1270	51,68	0,92	S.E. LPC - Llegada de línea L6050
32SELPC	2980	1170	25,02	0,931	S.E. LPC - Salida 25 kV
VIJ_PLAN25	1010	230	24,68	0,975	Planta Vijus - Entrada 25 kV
2190_25	1840	740	24,74	0,928	S.E. 2190 - Entrada 25 kV
CHOLOQ_25	240	180	24,76	0,806	S.E. Choloque - Entrada 25 kV
CEDRO_25	50	30	24,74	0,862	S.E. Cedro 1 - Entrada 25 kV
CONSUELO_25	1060	400	24,73	0,935	S.E. Consuelo 1 - Entrada 25 kV
STAMARIA25	280	70	24,64	0,973	S.E. Santa María - Entrada 25 kV
CT_BARRA_B	2960	1160	24,88	0,931	Barra Generación CMPSA 25 kV

Fig. 4.4 Diagrama unifilar de redes eléctricas en 25 KV del Caso III con compensación reactiva adicional.

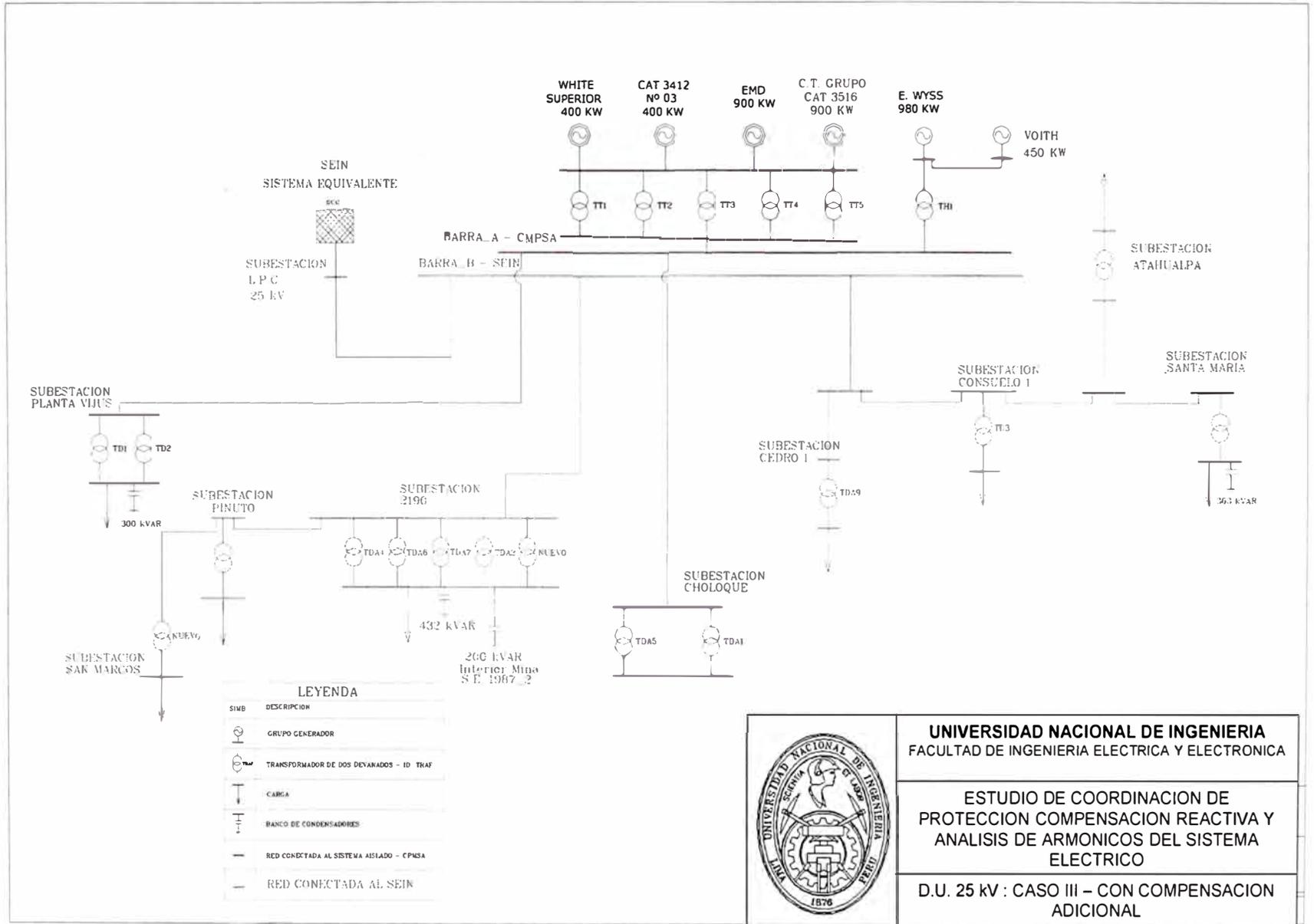


Tabla 4.9 Principales resultados de flujo de potencia CASO III

ITEM	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	fdp	V (kV)	Angulo (grados)	BARRA
1	290	140	8.6	0.901	21.7	7.35	32SESMAR
2	1,020	450	27.9	0.915	23.06	5.51	32SECAJB
3	3,030	820	34.2	0.965	53.04	6.58	60SECAJB
4	2,980	1,270	36.2	0.92	51.68	5.18	60SELPC
5	2,980	1,170	73.9	0.931	25.02	3.63	32SELPC
6	1,010	230	24.3	0.975	24.68	0.48	VIJ PLAN25
7	1,840	740	46.1	0.928	24.74	3.46	2190_25
8	240	180	7	0.806	24.76	0.38	CHOLOQ_25
9	50	30	1.4	0.862	24.74	3.45	CEDRO_25
10	1,060	400	26.4	0.935	24.73	3.43	CONSUELO_25
11	280	70	6.9	0.973	24.64	3.37	STAMARIA25
12	2,960	1,160	73.8	0.931	24.88	3.55	CT_BARRA_B

d. Caso IV

Descripción del Caso:

- TODA LA CARGAS CONECTADAS AL SEIN EN PARALELO CON LOS GRUPOS TERMICOS E HIDRAULICOS DE CMPSA.
 - Planta Vijus
 - Zona Sur: S.E. Choloque, S.E. Cedro, S.E. Consuelo, S.E. Atahualpa y S.E. Santa María en Campaña.
 - Planta Santa María.
 - Zona Norte: S.E. 2190, S.E. Glorita, S.E. Piñuto y S.E. San Marcos.

Además, se consideró lo siguiente:

- Planta Vijus: Banco de Condensadores Automático 300 kVAR, 0,46 kV.
- S.E. 2190: Traslado desde C.T. del Banco de Condensadores de 432 kVAR, 0,46 kV acondicionado para operación automática ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 500 kVAR, 0,46 kV.
- Planta Santa María: Traslado desde C.T. del Banco de Condensadores de 363 kVAR, 0,46 kV acondicionado para operación automática ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 300 kVAR, 0,46 kV, ambos controlados por tensión.
- S.E. 1987-2: Banco de Condensadores Automático 200 kVAR, 0,46 kV.
- Instalación de Conductor N2XSEY en paralelo desde el Pórtico NV 2080 a la S.E. 2020-1 y de esta hacia la S.E. 1987-1.

Resultados:

La carga que absorbería el CMPSA del SEIN sería de 3 MW a factor de potencia mayor que 0,965 sin presentar problemas al SEIN.

Es importante resaltar que comparando con el CASO III, la conexión en paralelo de los grupos de CMPSA con el SEIN, mejoran el perfil de tensiones en la línea L – 6050, como se muestran en los Diagramas presentados.

Los resultados que muestran son Satisfactorios teniendo en cuenta tanto en perfiles de tensión, y factor de potencia.

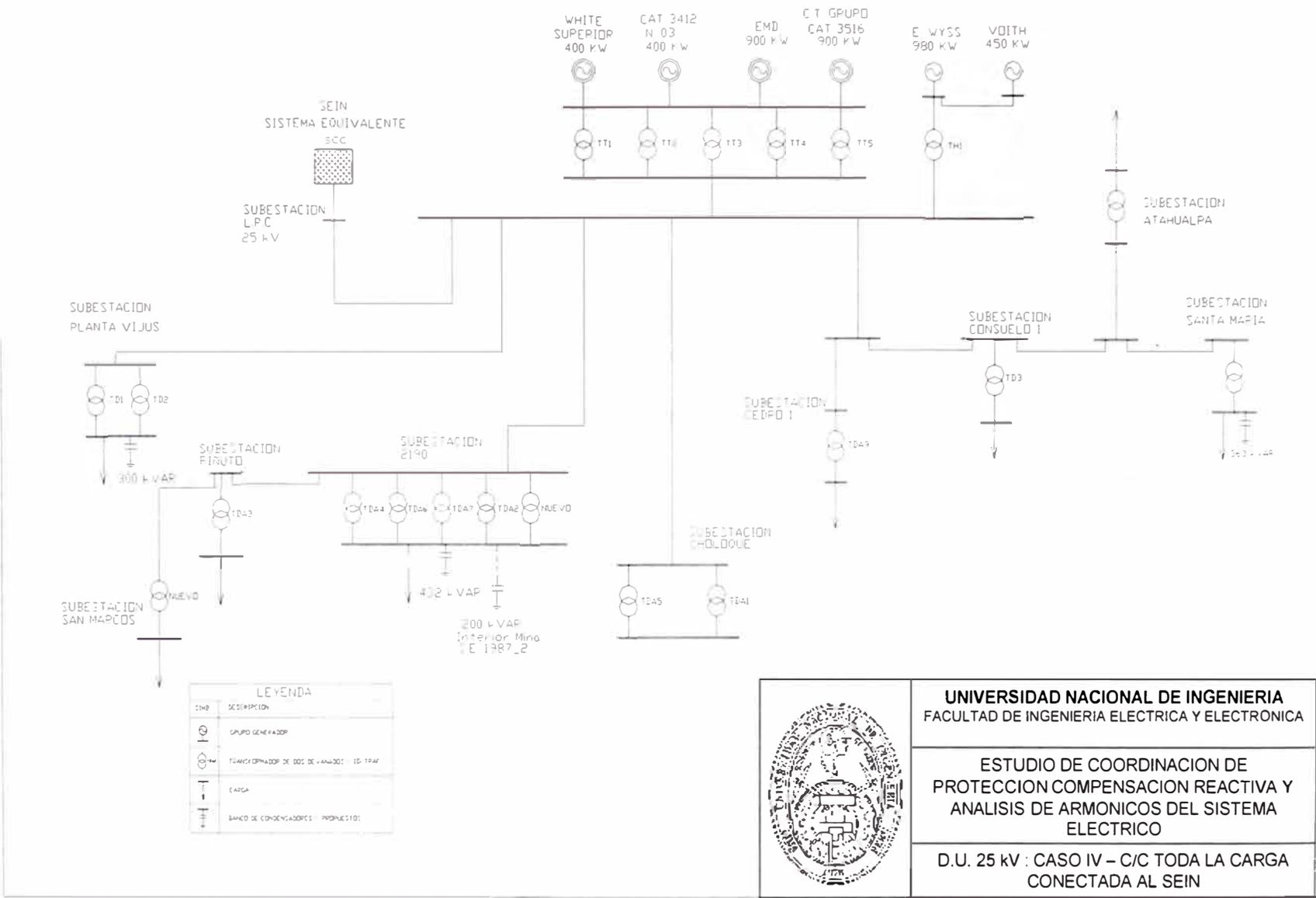
Se propone la variación de los taps de algunos transformadores, evitando así sobretensiones y subtensiones que se pudieran producir ante el sistema propuesto. Dichas variaciones son mostradas en los ANEXOS 09a y 09b.

El resumen de resultados se muestra en la Tabla 4.10, además se presentan datos adicionales del flujo de potencia en la Tabla 4.11.

En la Fig. 4.5 se muestra el diagrama en 25 kV del CASO IV, los diagramas unifilares con los principales resultados del flujo de potencia son mostrados en la sección PLANOS: ECR_ESMX06_CIV_A y ECR_ESMX06_CIV_B.

Tabla 4.10 Resumen de resultados de la simulación de flujo de carga CASO IV

BARRA	P (kW)	Q (kVAR)	V (kV)	fdp	Descripción de Barra
60SECAJB	3030	750	53	0,971	S.E. Cajabamba - Salida línea L6050
60SELPC	2970	1190	51,67	0,928	S.E. LPC - Llegada de línea L6050
32SELPC	2970	1100	24,73	0,939	S.E. LPC - Salida 25 kV
VIJ_PLAN25	1020	250	24,5	0,971	Planta Vijus - Entrada 25 kV
2190_25	1840	790	24,45	0,919	S.E. 2190 - Entrada 25 kV
CHOLOQ_25	240	180	24,58	0,804	S.E. Choloque - Entrada 25 kV
CEDRO_25	50	30	24,44	0,862	S.E. Cedro 1 - Entrada 25 kV
CONSUELO_25	1060	620	24,42	0,864	S.E. Consuelo 1 - Entrada 25 kV
STAMARIA25	280	90	24,35	0,949	S.E. Santa María - Entrada 25 kV



LEYENDA	
SYMB	DESCRIPCION
	GRUPO GENERADOR
	TRANSFORMADOR DE DOS VAMOSOS 1D-1TRAF
	CARGA
	BANCO DE CONDENSADORES PROPUSTOS



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION COMPENSACION REACTIVA Y ANALISIS DE ARMONICOS DEL SISTEMA ELECTRICO

D.U. 25 KV : CASO IV – C/C TODA LA CARGA CONECTADA AL SEIN

Fig. 4.5 Diagrama unifilar de redes eléctricas en 25 KV del Caso IV con toda la carga de CMPSA al SEIN en paralelo con los grupos

Tabla 4.11 Principales resultados de flujo de potencia CASO IV

ITEM	P (kW)	Q (kVAR)	I (A)	fdp	V (kV)	Ángulo (grados)	BARRA
1	290	140	8.6	0.9	21.37	7.31	32SESMAR
2	1,020	450	28.2	0.915	22.78	5.43	32SECAJB
3	3,030	750	34	0.971	53	6.53	60SECAJB
4	2,970	1,190	35.8	0.928	51.67	5.11	60SELPC
5	2,990	1,100	74.4	0.939	24.73	3.52	32SELPC
6	1,020	250	24.8	0.971	24.5	3.33	VIJ_PLAN25
7	1,840	790	47.3	0.919	24.45	3.35	2190_25
8	240	180	7.1	0.804	24.58	3.43	CHOLOQ_25
9	50	30	1.5	0.862	24.44	3.38	CEDRO_25
10	1,060	620	29.1	0.864	24.42	3.37	CONSUELO_25
11	280	90	7.1	0.949	24.35	3.24	STAMARIA25

4.8 Análisis económico

4.8.1 Inversión inicial

De las propuestas recibidas, evaluando la oferta técnico-económica más aceptable, el postor deberá brindar un equipo que cumpla con las especificaciones técnicas solicitadas, que otorgará las garantías y los repuestos hasta un año sin costo alguno para CMPSA.

El suministro, instalación y puesta en servicio de los tableros están expresados en dólares americanos, según la siguiente tabla:

Tabla 4.12 Valorización del suministro e instalación de los bancos de

TIPO DE BANCO DE CONDENSADORES	COSTO + MONTAJE US\$
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO 525 kVAR, 460 V, 60 Hz	12 300
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO 300 kVAR, 460 V, 60 Hz	9 951
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO 220 kVAR, 460 V, 60 Hz	7 108

Condensadores

Para el caso de la evaluación económica se considerará que todos lo Bancos de Condensadores son Nuevos, siendo este el caso mas desfavorable, ya que existe la posibilidad de reutilización de los bancos de condensadores existentes.

4.8.2 Recuperación de la inversión

a. Ahorro por ingreso de cargas al SEIN – individuales

El ahorro anual por dejar de usar la generación térmica, lo cuál fue asumido por la energía proveniente del SEIN para las cargas importantes, se muestra en la Tabla 4.13.

Para el ahorro de energía se ha considerado los Costos de Energía que fueron proporcionados por CMPSA, además de las cargas se ha considerado las horas de operación en mínima demanda como el 30 % de su carga nominal y las horas de operación respectiva.

Para el Caso de Santa María se ha considerado que la campaña es de 15 días por un mes en mínima demanda a 60 kW. Además se ha determinado la reducción de perdidas técnicas en las líneas por efecto de la compensación de cada banco propuesto, esto se muestra a continuación.

ZONA DE CARGA	AHORRO ANUAL					
	Energía kW.h/Año	Precios unitarios US\$/kW.h SEIN	Precios unitarios US\$/kW.h Sist. Aislado	Costo SEIN US\$/Año	Costo Sist. Aislado. US\$/Año	Ahorro US\$/Año
PLANTA SANTA MARIA	1 152 000	0,0665	0,224	76 608,0	258 048,0	181 440
CHOLOQUE	1 347 840	0,0665	0,224	89 631,4	301 916,2	212 285
VIJUS	6 609 600	0,0665	0,224	439 538,4	1 480 550,4	1 041 012
ZONA NORTE: 2190, PIÑUTO	9 936 000	0,0665	0,224	660 744,0	2 225 664,0	1 564 920

Tabla 4.13 Ahorro Anual por el Ingreso de Cargas al SEIN

Además se ha determinado la reducción de pérdidas técnicas en las líneas por efecto de la compensación de cada banco propuesto, esto se muestra a continuación.

Tabla 4.14 Reducción de Pérdidas de energía anuales en las líneas de CMPSA por el ingreso de Cargas al SEIN

BANCO DE CONDENSADORES	UBICACIÓN	Reducción de Pérdidas anuales US\$/Año
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO - 300 kVAR	PLANTA SANTA MARIA	2 181,05
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO - 500 kVAR	SUBESTACION 2190	3 317,53
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO - 300 kVAR	PLANTA VIJUS	1 500,89
BANCO DE CONDENSADORES AUTOMATICO - 200 kVAR	S.E 1987-2	1 157,06

b. Análisis de retorno de la inversión - CASO II

Para el CASO II, ingresa al SEIN Planta Santa María y las Cargas de la Subestación Choloque, aquí se obtiene un ahorro anual de US\$ 393 725, como muestra la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Ahorro Anual por el Ingreso de Cargas al SEIN – CASO II

ZONA DE CARGA	AHORRO ANUAL					
	Energía kW.h/Año	Precios unitarios US\$/kW.h - SEIN	Precios unitarios US\$/kW.h – Sist. Aislado.	Costo SEIN US\$/Año	Costo Sist. Aislado. US\$/Año	Ahorro US\$/Año
PLANTA SANTA MARIA	1 152 000	0,0665	0,224	76 608,0	258 048,0	181 440
CHOLOQUE	1 347 840	0,0665	0,224	89 631,4	301 916,2	212 285
AHORRO TOTAL ANUAL (US\$/Año)						393 725

Tomando los datos de la Tabla 4.14 y Tabla 4.15, calculamos el periodo de retorno de la Inversión en los Bancos, considerando que el Costo de Operación y Mantenimiento de los Bancos de condensadores nuevos es el 3 % de monto de la inversión. Los datos de muestran en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16 Retorno de la Inversión – CASO II

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
1	Banco de condensadores 220 kVAR, 525 kVAR y 2 de 300 kVAR (US\$)	39 310,00
2	Ahorro por instalación de Banco de condensadores por interconexión de cargas al SEIN + Reducción de pérdidas de las líneas (US\$/Año)	401 881,33
3	Costo de Operación y Mantenimiento (3 % I)	1 179,30
RETORNO DE LA INVERSION		MESES
		1,18

Como observamos el tiempo de retorno de la inversión es de 1,18 meses.

c. Análisis de retorno de la Inversión - CASO III

Para el CASO III, Planta Vijus sale del SEIN para ser alimentado por los grupos de CMPSA y Planta Santa María y las Cargas de Zona Norte se interconectan al SEIN. En este caso no se ha considerado el ingreso de San Marcos.

Con estos supuestos el ahorro anual por interconexión al SEIN se muestra en la Tabla 4.17 y asciende a US\$ 705 348.

Tabla 4.17 Ahorro Anual por el Ingreso de Cargas al SEIN – CASO III

AHORRO ANUAL						
ZONA DE CARGA	Energía kW.h/Año	Precios unitarios US\$/kW.h SEIN	Precios unitarios US\$/kW.h Sist. Aislado.	Costo SEIN US\$/Año	Costo Sist. Aislado. US\$/Año	Ahorro US\$/Año
INGRESO AL SEIN						
PLANTA SANTA MARIA	1 152 000	0 ,0665	0 ,224	76 608 ,0	258 048 ,0	181 440
ZONA NORTE: 2190 PIÑUTO	9 936 000	0 ,0665	0 ,224	660 744 ,0	2 225 664 ,0	1 564 920
SALIDA DEL SEIN						
VIJUS	6 609 600	0 ,0665	0 ,224	439 538 ,4	1 480 550 ,4	1 041 012
AHORRO TOTAL ANUAL (US\$/Año)						705 348

Tomando los datos de la Tabla 4.14 y Tabla 4.17, calculamos el periodo de retorno de la Inversión en los Bancos, considerando que el Costo de Operación y Mantenimiento de los Bancos de condensadores nuevos es el 3 % de monto de la inversión. Los datos de muestran en la Tabla 4.18.

Tabla 4.18 Retorno de la Inversión – CASO III

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO
1	Banco de condensadores 220 kVAR, 525 kVAR y 2 de 300 kVAR (US\$)	39 310,00
2	Ahorro por instalación de Banco de condensadores por interconexión de cargas al SEIN y pérdidas de las líneas (US\$/Año)	705 348,00
3	Costo de Operación y Mantenimiento (3 % I)	1 179,30
RETORNO DE LA INVERSION		MESES
		0,67

El periodo de retorno de la inversión es de 0,67 meses.

4.9 Recomendaciones

- La evaluación de las alternativas del Estudio determina el uso de Compensación Reactiva a :

Nivel Local y

Tipo Automático

en función al cumplimiento del objetivo del estudio y a menor costo posible.

- En caso de que se otorgue la potencia contratada de 3 MW se deberá instalar para esto los siguientes bancos de condensadores, como indica el CASO III:

Planta Vijus: Banco de Condensadores Automático 300 kVAR, 0,46 kV.

S.E. 2190: Banco de Condensadores Automático 423 kVAR, 0,46 kV, banco existente en CT acondicionado ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 500 kVAR, 0,46 kV.

Planta Santa María: Banco de Condensadores Automático 363 kVAR, 0,46 kV ó en su defecto un Banco de Condensadores Automático nuevo de 300 kVAR, 0,46 kV, ambos controlados por tensión.

S.E. 1987-2: Banco de Condensadores Automático 200 kVAR, 0,46 kV.

Instalación de Conductor N2XSEY en paralelo desde el Pórtico NV 2080 a S.E. 2020-1 y de esta hacia S.E. 1987-1.

- Si de dieran las condiciones del CASO IV, CMPSA consumiría 3 MW del SEIN sin que este traiga consigo problemas al sistema, se deberá cumplir las condiciones descritas en el CASO IV, en este caso tenemos un mejor perfil de tensiones en el sistema en comparación con el CASO III.
- Para Solucionar los problemas de caída de tensión en Mina Jimena se recomienda la instalación de un cable N2XSEY de 35 mm² nuevo en paralelo con el ya existente desde el pórtico de entrada a la mina pasando por la subestación 2020-1 hasta la Subestación 1987-1 representando aproximadamente 1640 m. Esta modificación elimina el problema de caída de tensión existente en mina Jimena.
- Se propone la modificación de la posición de taps de los transformadores para los CASOS II, III y IV. Asegurando así la buena operación de equipos de CMPSA sin que tengan problemas de sobre o subtensión, como ocurría anteriormente. Dichas modificaciones se muestran en la el ANEXO 09b. Además, se recomienda que una vez realizada las modificados de estos taps, se deberá realizar un monitoreo de las medidas tensión en máxima y mínima demanda de las cargas interior mina, para poder hacer las verificaciones y modificaciones del caso.

CAPITULO V

VERIFICACIÓN DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON LA IMPLEMENTACIÓN DE LA COMPENSACIÓN DE ENERGÍA REACTIVA

Como se describió al inicio, a lo largo de la evolución del desarrollo de la minería aurífera subterránea la demanda de energía por parte de las operaciones se ha ido incrementando en forma paralela al crecimiento de la producción, y la profundización de los frentes de avance para la exploración y explotación.

La energía reactiva requerida por la demanda también se fue incrementando en forma paralela al incremento de la energía activa, por ello fue necesario la implementación paulatina de sistemas de compensación de potencia reactiva, en un inicio (1994) con una compensación centralizada para optimizar la generación de energía, y mejorar las condiciones de seguridad de los generadores en la central hidráulica, luego se implementó un reforzamiento de estos bancos (2002) para recuperar el margen de compensación.

En el año 2004 se amplió el margen de compensación con la implementación de la compensación distribuida en los Molinos en la Planta Marañón, consideradas las cargas críticas de mayor dimensión en Vijus.

También el ingreso al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) para adquirir energía eléctrica de menor precio condicionó a nuestro sistema a mantener un factor de potencia igual o mayor a 0,96, este efecto impulsó el proyecto para incrementar nuestro margen de compensación de potencia reactiva, es así que en el 2007 se pone en servicio la compensación automática, implementada en las subestaciones principales del sistema de distribución en 25 kV.

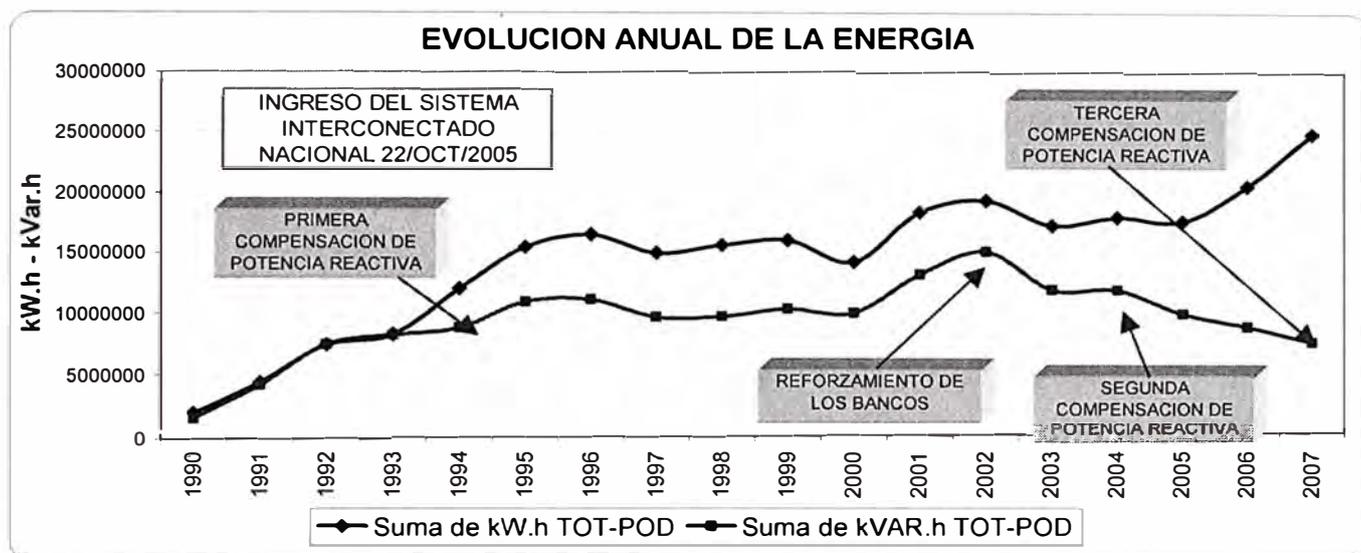


Fig. 5.1 Evolución de la Compensación de Potencia Reactiva

5.1 Reducción de la potencia reactiva

5.1.1 Compensación de la energía reactiva Etapa I (Primera Compensación de Potencia Reactiva)

Esta primera compensación orientada a mejorar la performance de las turbinas en la central hidroeléctrica cumplió su objetivo, al reducir en 14 % (Tabla 5.1) la potencia reactiva entregada por los generadores durante el primer año de operación de los bancos de condensadores.

Tabla 5.1 Primera reducción de la Potencia Reactiva

CENTRAL HIDROELECTRICA			
Datos	AÑO		Resultados
	1993	1994	
Energía activa (kW-h)	4509019	6708211	$\Delta P = 2\ 199\ 192$
Factor de Potencia (fdp)	0.660	0.789	0.789
Energía reactiva (kVAR-h)	5133329	5227346	$\Delta Q = 94\ 017$
Energía aparente (kVA-h)	6833607	8506779	$\Delta S = 1\ 673\ 172$
Variación de la energía reactiva (%)	75%	61%	$\Delta Q = -14\ \%$

Analizando la influencia de la compensación de potencia reactiva en la turbina Voith observamos que en el primer año se obtuvo una reducción del 15% referente a la potencia aparente (Tabla 5.2).

Tabla 5.2 Reducción de la Potencia Reactiva Turbina Voith

TURBINA VOIHT			
Datos	AÑO		Resultados
	1993	1994	
Energía activa (kW-h)	1477760	1914269	$\Delta P = 436\ 509$
Factor de Potencia (fdp)	0.679	0.808	0.808
Energía reactiva (kVAR-h)	1593441	1378110	$\Delta Q = -215\ 332$
Energía aparente (kVA-h)	2173207	2358731	$\Delta S = 185\ 524$
Variación de la energía reactiva (%)	73%	58%	$\Delta Q = -15\ \%$

Igualmente con respecto a la turbina Escher Wyss se obtuvo una reducción del 13 % (Tabla 5.3)

Tabla 5.3 Reducción de la Potencia Reactiva Turbina Escher Wyss

TURBINA ESCHER WYSS			
Datos	AÑO		Resultados
	1993	1994	
Energía activa (kW-h)	3031259	4793942	$\Delta P = 1\ 762\ 683$
Factor de Potencia (fdp)	0.647	0.773	0.773
Energía reactiva (kVAR-h)	3539887	3849236	$\Delta Q = 309\ 349$
Energía aparente (kVA-h)	4660401	6148049	$\Delta S = 1\ 487\ 648$
Variación de la energía reactiva (%)	76%	63%	$\Delta Q = -13\%$

El incremento del factor de potencia por efecto de la compensación de potencia reactiva en ambas turbinas, lo apreciamos en la Fig. 5.2.

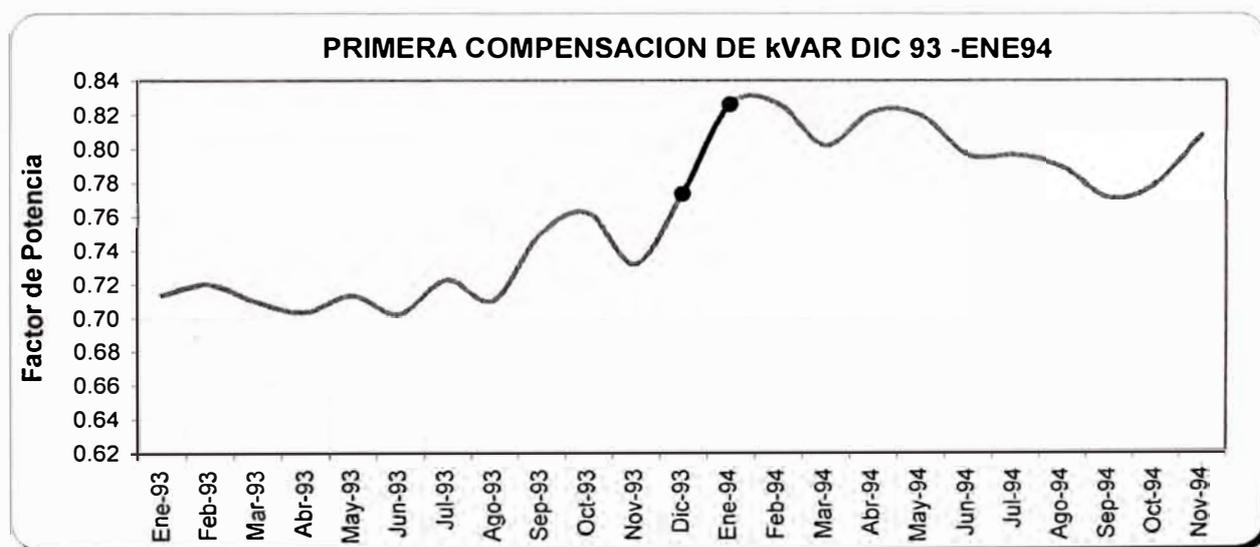


Fig. 5.2 Variación del factor de potencia con la primera compensación

5.1.2 Reforzamiento de los bancos

El objetivo del reforzamiento de los bancos fue la de reemplazar los bancos deteriorados, con lo que se logró un pequeño margen adicional de compensación (de 720 kVAR a 757,5 kVAR), en la Fig. 5.3 apreciamos este efecto.

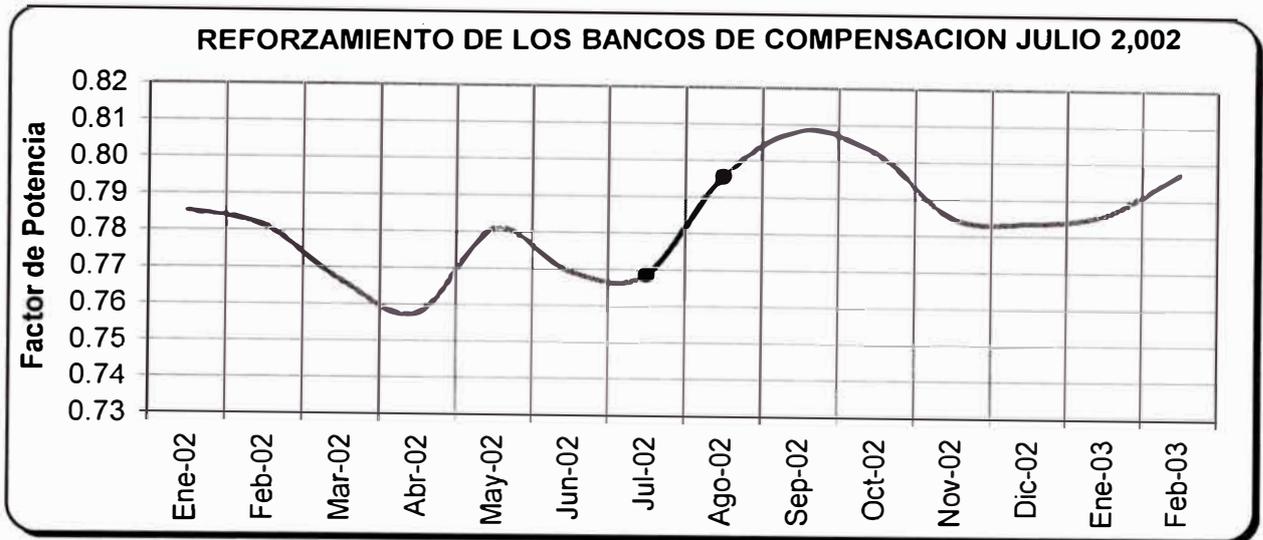


Fig. 5.3 Variación del factor de potencia con el reforzamiento de la compensación

5.1.3 Segunda Compensación de Potencia Reactiva

Con esta compensación se logró incrementar el factor de potencia por encima de 0,82, manteniéndose en adelante por encima de este valor (Fig. 5.4).

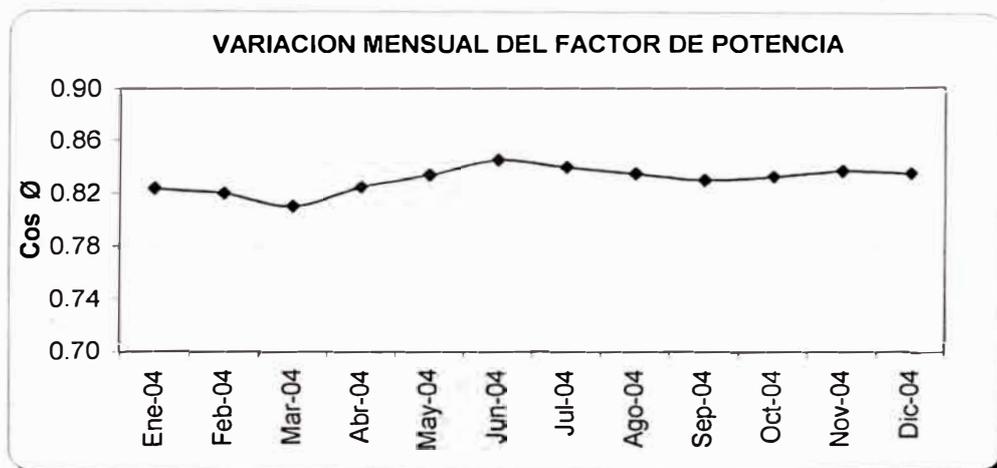


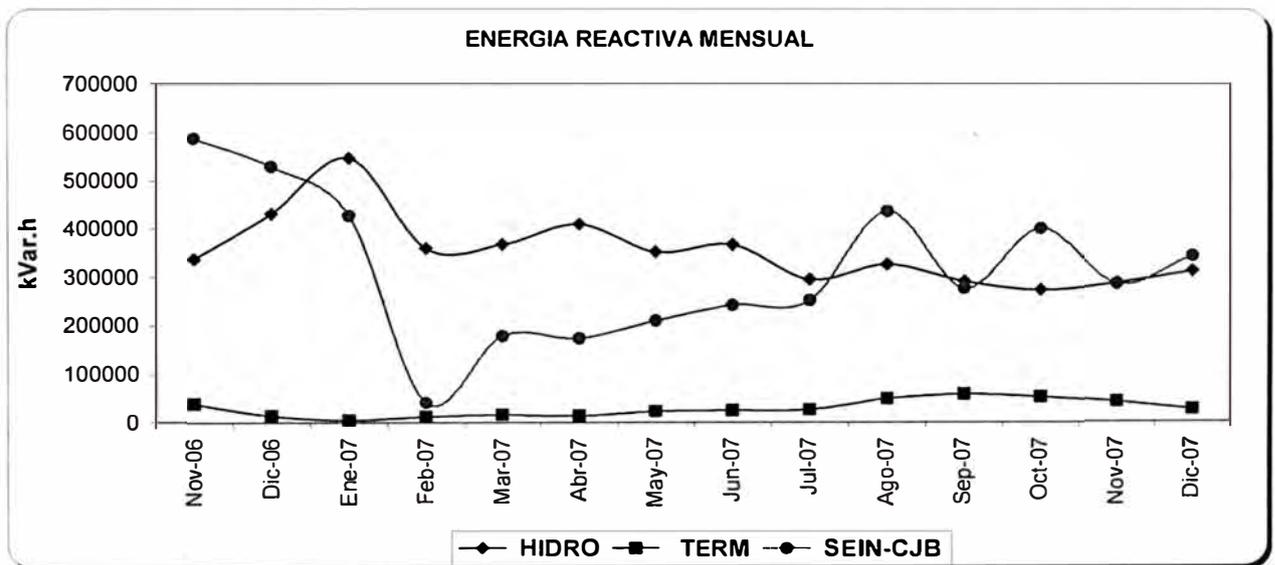
Fig. 5.4 Incremento del factor de potencia con la implementación de la compensación distribuida en la Planta Marañón.

5.1.4 Compensación de la energía reactiva Etapa II (Tercera Compensación de Potencia Reactiva)

La compensación en la Etapa II estuvo orientada básicamente a mejorar el factor de potencia para cumplir con la norma del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, que consiste en tener un factor de potencia mínimo de 0,96 en las barras de entrega, por debajo de este factor se considera el pago por concepto de suministro de energía reactiva por parte del SEIN.

Considerando que Cía. Minera Poderosa es concesionaria de la línea de transmisión en 60 kV, entonces las pérdidas por transmisión y transformación de esta línea son consideradas como parte del consumo del sistema, entonces la barra de entrega de energía por parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional está constituida en la Subestación Cajabamba (Fig. 5.5).

Analizando el efecto de la compensación en esta etapa, a partir de Enero del 2007 (Fecha de ingreso de la Compensación de la energía reactiva Etapa II), apreciamos una disminución drástica del consumo de potencia reactiva (Fig. 5.5) en las barras de entrega (Subestación Cajabamba), manteniendo el factor de potencia por encima de 0,96 (Fig. 5.7), la tendencia del consumo de energía reactiva tiende a aumentar debido al crecimiento de la



demanda.

Fig. 5.5 Disminución de la energía reactiva en las barras de entrega, subestación Cajabamba

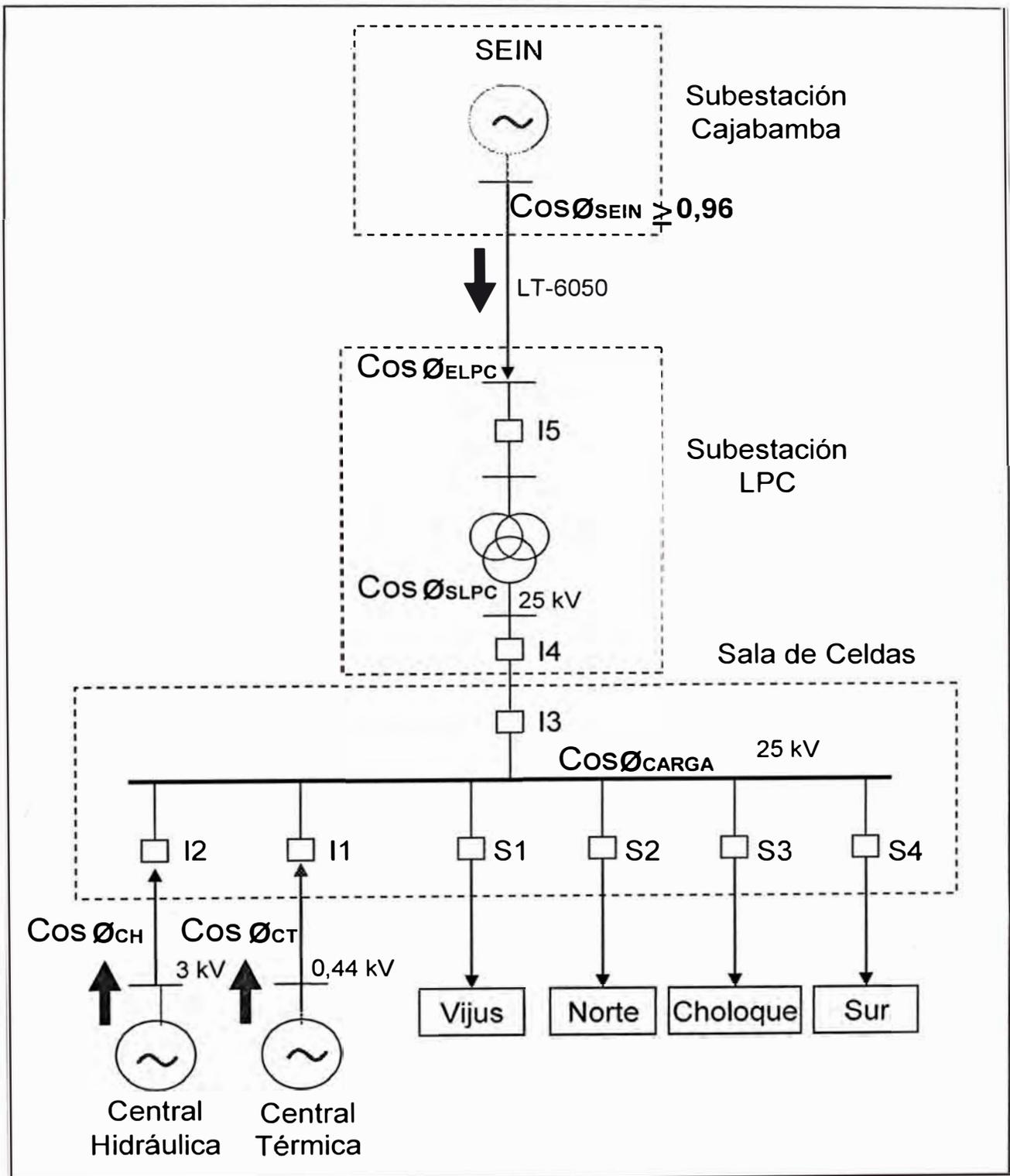


Fig. 5.6 Diagrama unifilar con los centros de suministro de energía reactiva

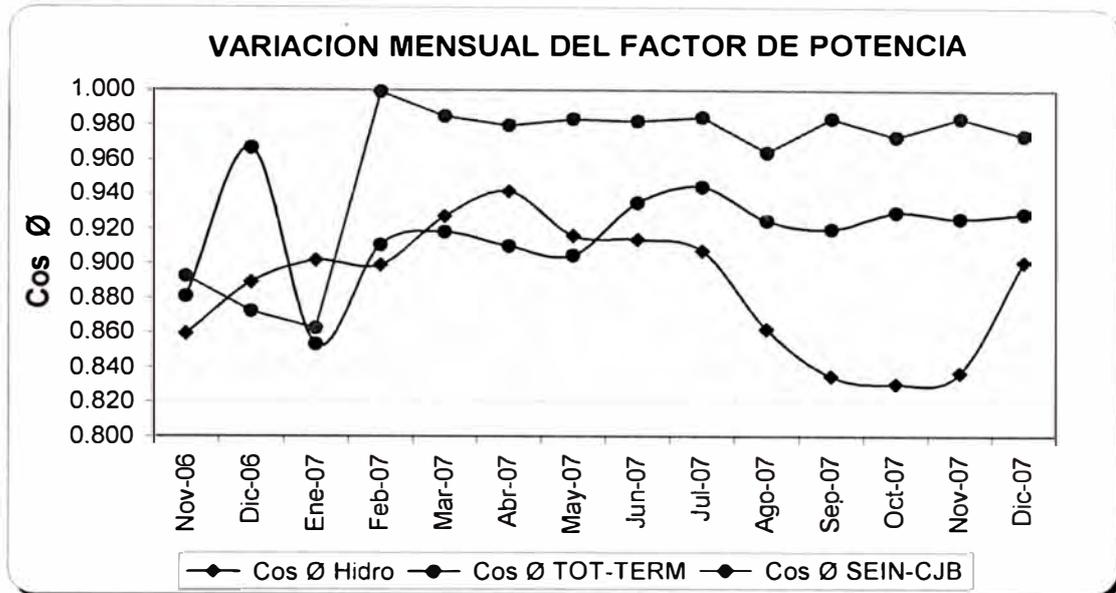


Fig. 5.7 Incremento del factor de potencia por efecto de la Compensación de Energía Reactiva Etapa II

5.1.5 Efecto Capacitivo de la línea de transmisión en 60 kV

La línea de transmisión entre la subestación de Cajabamba y la subestación LPC (LT 6050), también contribuye al mejoramiento del factor de potencia, esto se basa en la característica capacitiva que la línea presenta a lo largo de su recorrido, el desarrollo de este concepto forma parte del análisis de la línea mediante elementos finitos, en la cuál se toma un diferencial de la línea, y lo representamos mediante un circuito equivalente (Fig. 5.8), a partir del cuál se calculan sus parámetros de Impedancia y admitancia, con los cuales podemos establecer su comportamiento para diferentes condiciones.

En este caso de acuerdo al protocolo de pruebas de la línea de 60 kV, se realizó la medición de la impedancia de secuencia positiva ó directa.

$$Z = 14,32 + j 27,35 \quad (5.1)$$

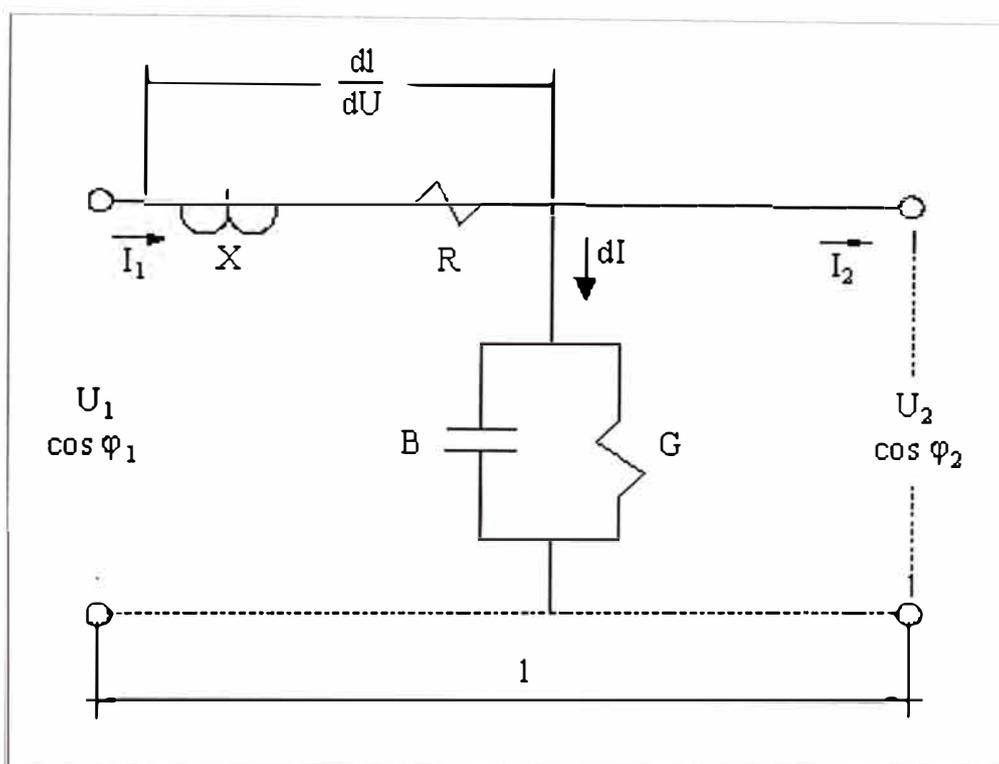


Fig. 5.8 Circuito equivalente de un elemento finito de una línea de transmisión

Los resultados directos de la influencia de la línea en la compensación de potencia reactiva los comprobamos al verificar la diferencia de la energía reactiva en barras de entrega de la subestación de Cajabamba con respecto a las barras de llegada en la subestación LPC, Tabla 5.4.

Entonces desde que ingresó en operación la Compensación de la energía reactiva Etapa II (Enero del 2007), el factor de Potencia en las barras de entrega (Subestación en Cajabamba), se ha mantenido por encima de 0,96.

Tabla 5.4 Efecto capacitivo de la línea de transmisión LT 6050

COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA LT 6050

FECHA	S.E. LPC		S.E. CAJABAMBA		Δ kVar-h
	kVar-h	Cos \varnothing_{ELPC}	kVar-h	Cos \varnothing_{SEIN}	
Ene-07	859539	0.64	426185	0.86	433354
Feb-07	353855	0.94	41306	0.999	312549
Mar-07	332970	0.95	179118	0.99	153852
Abr-07	369445	0.92	174513	0.98	194932
May-07	458999	0.93	210267	0.98	248732
Jun-07	582125	0.91	242466	0.98	339659
Jul-07	654871	0.91	251972	0.98	402899
Ago-07	831798	0.88	434843	0.964	396955
Sep-07	647076	0.92	277127	0.98	369949
Oct-07	758622	0.91	399734	0.97	358888
Nov-07	649583	0.92	286209	0.98	363373
Dic-07	725348	0.90	343646	0.97	381702

5.2 Incremento de la capacidad de generación hidráulica

El efecto del incremento del aporte de energía por parte de la central hidroeléctrica se originó en la "Primera Compensación de Potencia Reactiva", debido a que al reducir la potencia reactiva en los generadores de las turbinas, se amplió el margen de generación de potencia activa, en la Fig. 5.2 apreciamos el esquema del sistema en la central hidroeléctrica antes de implementar la compensación.

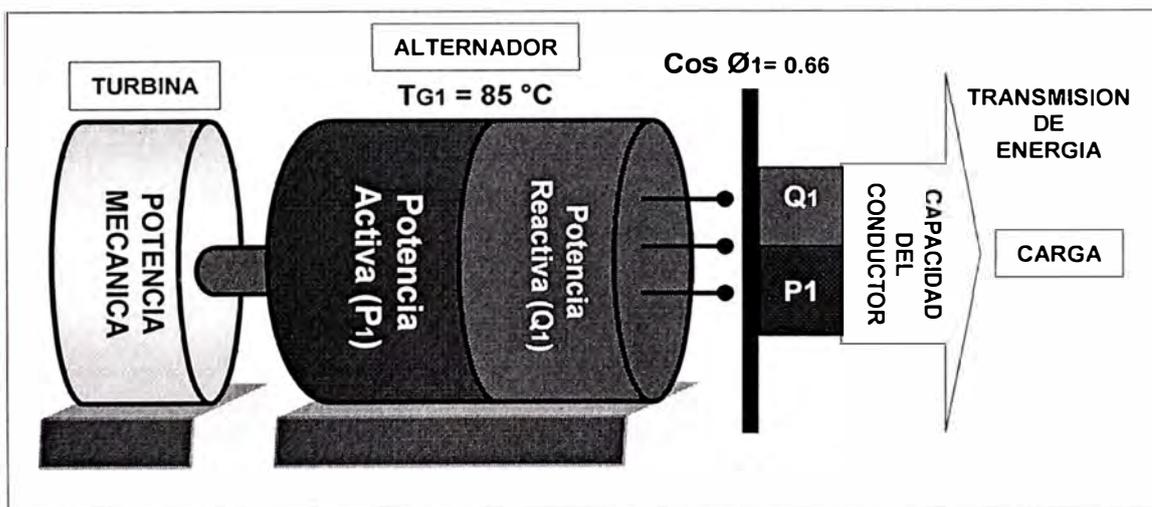


Fig. 5.2 Esquema de energía hidráulica antes de implementar la compensación

Apreciamos que el factor limitante en el alternador de la turbina para generar su potencia nominal es la temperatura elevada, debido a la potencia reactiva adicional que tenía que suministrar.

La temperatura del alternador bajó drásticamente luego de la implementación de la "Primera Compensación de Potencia Reactiva" (Fig. 5.3), esto dio lugar al incremento de potencia activa generada.

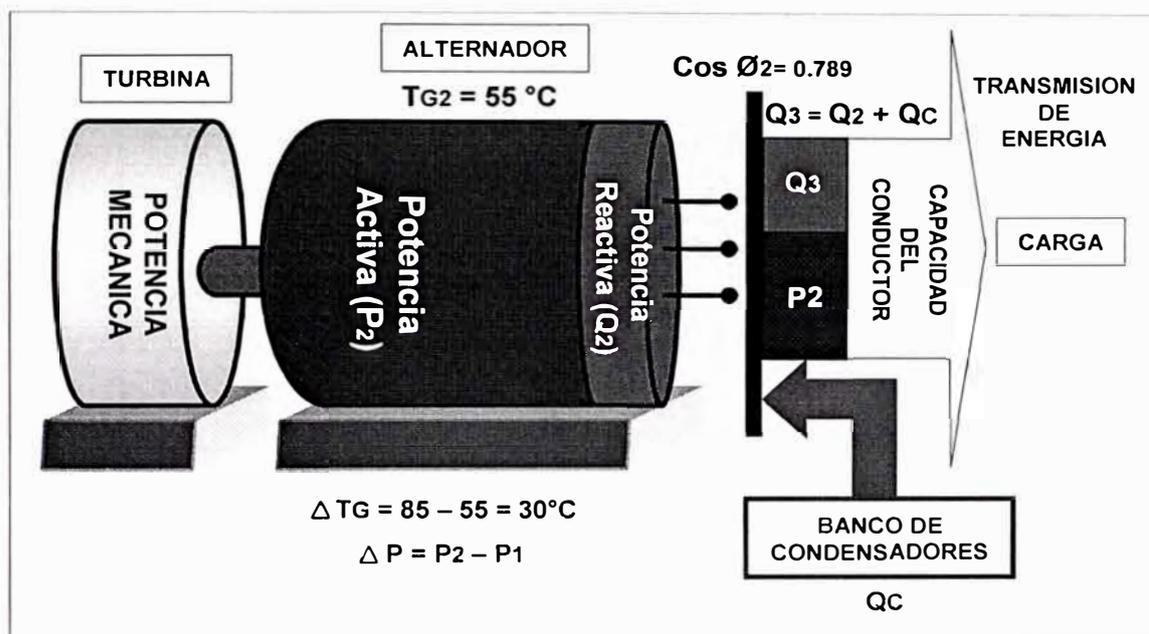


Fig. 5.3 Esquema de energía hidráulica después de implementar la compensación

Fasorialmente podemos apreciar (Fig. 5.4) que el incremento de potencia activa generada es consecuencia de la disminución de la potencia reactiva suministrada por el alternador

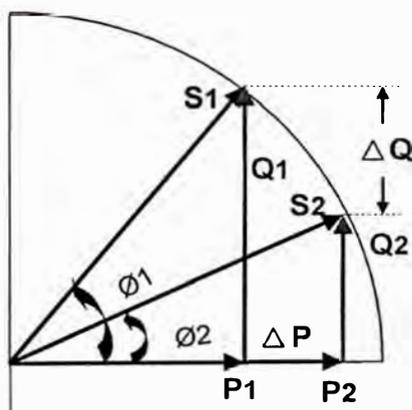


Fig. 5.4 Diagrama fasorial que muestra el incremento de potencia activa generada

Considerando el incremento del factor de potencia durante el primer año de operación de los bancos, podemos estimar la potencia adicional suministrada por cada turbina (Tabla 5.4)

Tabla 5.4 Incremento de la Potencia activa on la turbina Voith

Generador de la Turbina Voith		
DATOS DISEÑO	MARCA MODELO Nro. DE SERIE R.P.M. POTENCIA (kVA) PROVEEDOR Voltaje COSØ	Siemens Schuckert VFW420/16-8/60 NL 2896139D 900 850 Deutsche Ware 3150 0.8
POTENCIA NOMINAL	kW	680
POTENCIA EFECTIVA SIN COMPENSACION	COSØ kW	0.679 577
POTENCIA EFECTIVA CON COMPENSACION	COSØ kW	0.808 687
INCREMENTO DE POTENCIA	ΔP (Kw)	109

En forma similar para el caso de la turbina Escher Wyss, de acuerdo a su incremento de factor de potencia en el primer año de operación de los bancos podemos estimar el aumento de su capacidad de generación de energía (Tabla 5.5)

Tabla 5.5 Incremento de la Potencia activa en la turbina Escher Wyss

Generador de la Turbina Escher Wyss		
DATOS DISEÑO	MARCA MODELO Nro. DE SERIE R.P.M. POTENCIA (kVA) PROVEEDOR Voltaje COSØ	Oerlikon SGT 214-82 831057Mo1 900 1300 Atelier de Constr. 3000 0.8
POTENCIA NOMINAL	kW	1040
POTENCIA EFECTIVA SIN COMPENSACION	COSØ kW	0.647 841
POTENCIA EFECTIVA CON COMPENSACION	COSØ kW	0.773 1,005
INCREMENTO DE POTENCIA	ΔP (Kw)	164

5.3 Reducción del consumo de combustible

5.3.1 Compensación de la energía reactiva Etapa I (Primera Compensación de Potencia Reactiva)

El ingreso en operación del primer banco de condensadores (05 unidades), se realizó el 24 de Diciembre de 1993, y el segundo banco (08 unidades), se realizó el 02 de Enero de 1994, en este periodo (Tabla 5.6) el incremento de producción por parte de las unidades hidráulicas, por efecto de la disminución de la potencia reactiva generada, influyó en la disminución de las horas de operación de los grupos térmicos, lo cuál se refleja en una disminución en el consumo combustible.

Tabla 5.6 Disminución del consumo de petróleo por incremento de la performance de la Central Hidroeléctrica

DESCRIPCION	Dic-93	Ene-94	Feb-94
PRODUCCION T. VOITH (kW.h)	245039	306844	306735
HORAS OP. T. VOITH (h)	675	674	636
INCREMENTO PROD. T. VOITH (kW.h)	73575	73466	69324
PRODUCCION T. ESCHER (kW.h)	381745	520903	407722
HORAS OP. T. ESCHER (h)	700	724	608
INCREMENTO PROD. T. ESCHER (kW.h)	114800	118736	99712
INCREMENTO PROD. TOTAL HIDRO (kW.h)	188375	192202	169036
PROD. ESPECIFICA TERMICA (kW.h/gln)	13.67	10.90	11.68
PETROL. NO CONSUMIDO (gln)	13777	17633	14468

5.3.2 Compensación de la energía reactiva Etapa II (Tercera Compensación de Potencia Reactiva)

Esta tercera fase de compensación no tuvo mucha incidencia en la disminución del consumo de petróleo diesel, puesto que de acuerdo al estudio la finalidad de su implementación fue mantener el factor de potencia con respecto al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) igual o por encima de 0,96 en las barras de entrega (Subestación en Cajabamba), para evitar el pago por concepto de energía reactiva.

La reducción drástica del consumo de petróleo se debió al ingreso de energía por parte del SEIN, esto se puede apreciar en la Fig. 5.5.

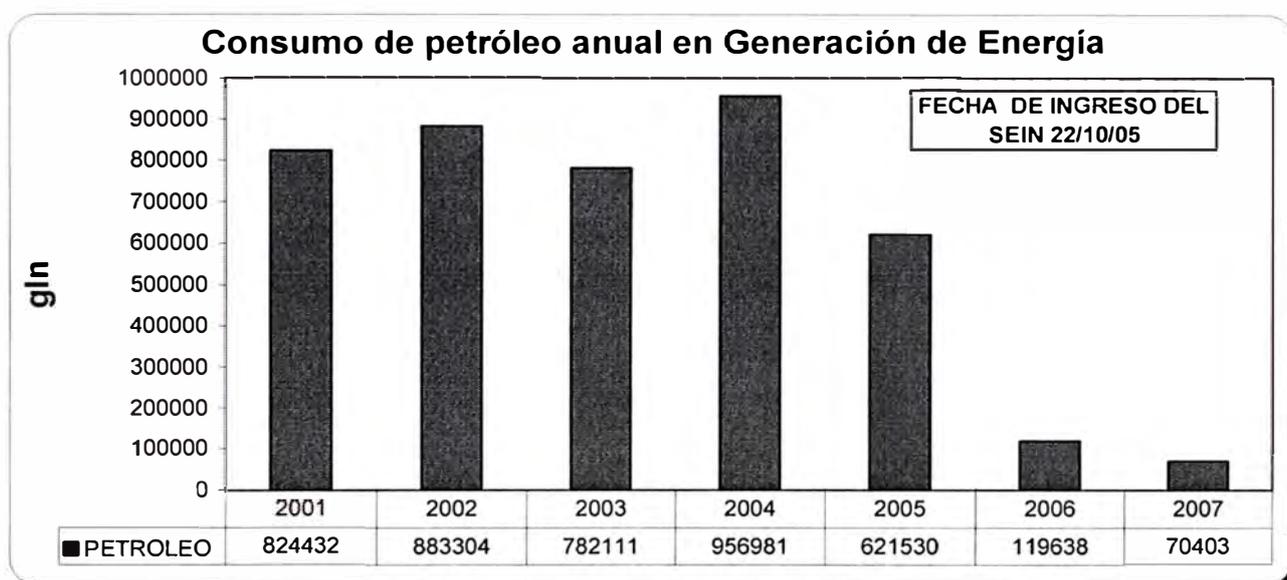


Fig. 5.5 Variación anual del consumo de petróleo diesel D2 por efecto de ingreso de la LT 6050

El aporte importante por parte del SEIN llegó a cubrir en el 2007 hasta el 61,71 % del consumo total (Fig. 5.6).

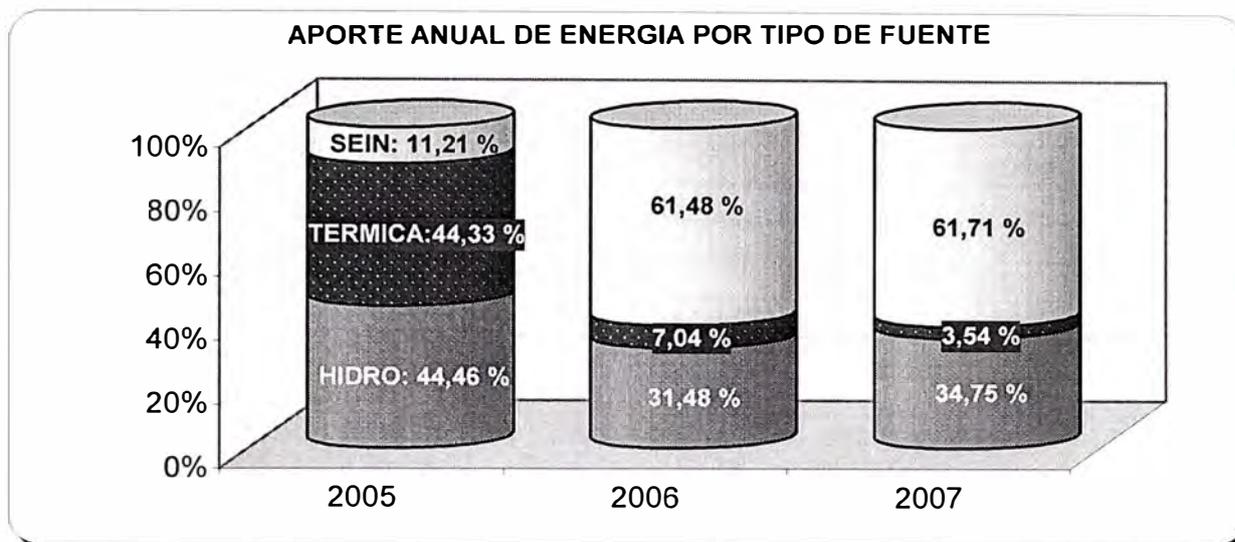


Fig. 5.6 Incidencia de la energía proveniente del SEIN

La reducción del consumo de petróleo en la generación de energía térmica esta haciendo posible lograr una recuperación rápida del capital invertido (Fig. 5.7).

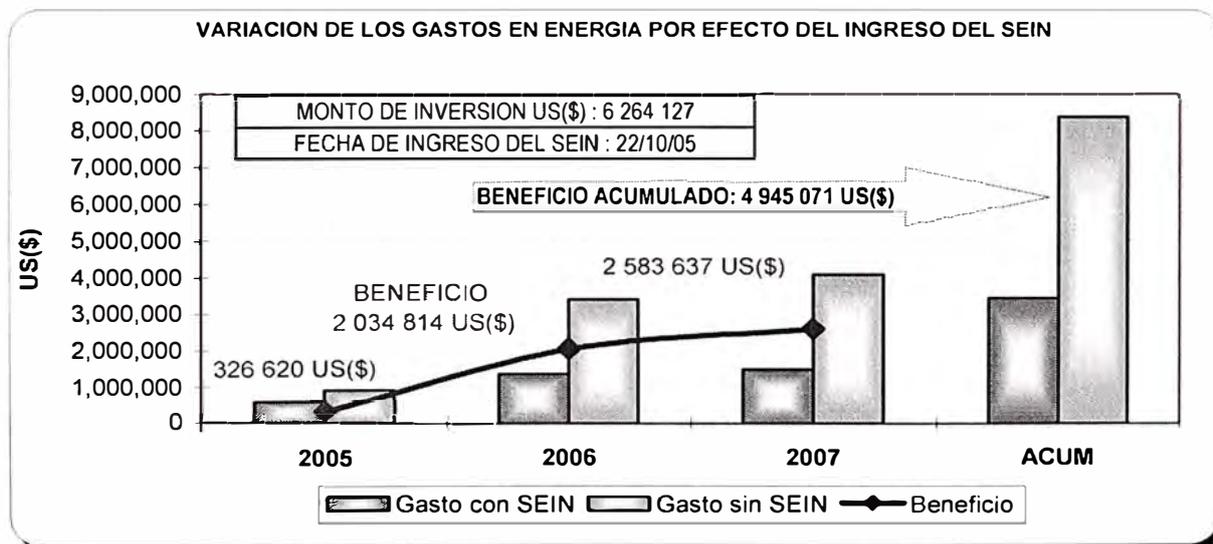


Fig. 5.7 Utilidad anual por efecto del menor consumo de combustible

5.4 Reducción del gasto por efecto de la compensación de energía reactiva

El efecto de la Compensación de la energía reactiva Etapa I se vio reflejado en la disminución del consumo de petróleo diesel (D2), ocasionando una disminución en nuestro gasto unitario de consumo de energía (US\$ / kW.h). En la Tabla 5.7 apreciamos la

disminución del gasto en energía por este efecto, y frente al costo de implementación de los bancos de condensadores, se logró el retorno de la inversión en aproximadamente 05 meses.

Tabla 5.7 Disminución del gasto de generación de energía por efecto de la Compensación de la energía reactiva Etapa I

DESCRIPCION	Dic-93	Ene-94	Feb-94
INCREMENTO PROD. TOTAL HIDRO (kW.h)	188375	192202	169036
PETROL. NO CONSUMIDO (gln)	13777	17633	14468
COSTO PETROLEO (US\$ / gln)	0.35	0.35	0.35
DISMINUCION DEL GASTO EN ENERGIA (US\$)	4822	6172	5064
COSTO BANCO DE 05 UNIDADES (US\$)	10500		
COSTO BANCO DE 08 UNIDADES (US\$)	15000		

Con la Compensación de la energía reactiva Etapa II, se logró reducir la tarifa por costo de energía puesto que a partir de la implementación se dejó de pagar por el concepto de consumo de energía reactiva (US\$ / kVAR.h), Tabla 5.8.

Tabla 5.8 Disminución del gasto en consumo de energía reactiva del SEIN por efecto de la Compensación de la energía reactiva Etapa II

MES	SEIN-CJB (kW.h)	SEIN-CJB (kVAR.h)	SEIN-CJB (Cos Ø)	kW.h (US\$)	kVAR.h (US\$)
Oct-05	25 2148	52 963	0.979		
Nov-05	90 3403	191 487	0.978	6 6301	
Dic-05	886 225	193 896	0.977	53 173	
Ene-06	899 083	161 709	0.984	52 632	
Feb-06	796 515	143 536	0.984	48 424	
Mar-06	946 197	163 939	0.985	50 214	
Abr-06	839 176	146 517	0.985	52 369	
May-06	1 019 429	271 515	0.966	44 352	
Jun-06	1 328 505	494 982	0.937	90 378	1 566
Jul-06	1 185 395	463 093	0.931	74 727	1 630
Ago-06	1 124 572	455 785	0.927	68 441	1 735
Sep-06	1 177 907	554 769	0.905	77 354	2 723
Oct-06	1 289 993	589 374	0.910	79 772	2 756
Nov-06	1 160 353	58 6307	0.893	70 837	3 309
Dic-06	942 763	52 7856	0.873	65 273	3 452
Ene-07	726 796	42 6185	0.863	55 041	3 001
Feb-07	988 060	41 306	0.999	59 283	
Mar-07	1 028 079	179 118	0.985	63 498	
Abr-07	853 030	174 513	0.980	60 646	
May-07	1 138 779	210 267	0.983	75 966	
Jun-07	1 272 302	242 466	0.982	74 648	
Jul-07	1 416 406	251 972	0.985	87 049	
Ago-07	1 582 909	434 843	0.964	98 438	
Sep-07	1 525 530	277 127	0.984	93 502	
Oct-07	1 699 066	399 734	0.973	110 700	
Nov-07	1 596 455	286 209	0.984	109 541	
Dic-07	149 0675	343 646	0.974	96 283	

Desde que la demanda de energía al SEIN se incrementó, disminuyó el factor de potencia por debajo de 0,96, hasta que a partir de Enero del 2007, ingresaron los bancos de compensación de energía reactiva, dejándose de pagar a Hidrandina por el concepto de energía reactiva, que en gastos acumulados hacen un total de 20,172 US (\$).

Por otro lado de acuerdo al flujo de potencia el caso aplicado en la práctica es el CASO IV, y se implementaron los bancos que se muestran en la Tabla 4.14, por lo tanto se ha

logrado obtener una reducción de las pérdidas en el sistema de transmisión del orden de 8 156,53 US (\$) al año.

De acuerdo al monto mensual que se ha dejado de pagar por consumo de potencia reactiva, se tiene como promedio mensual 2 522 US (\$), por lo tanto al año se tendrá una disminución en los gastos del orden de 30 258 US (\$), Tabla 5.9.

Tabla 5.9 Reducción del gasto anual por efecto de la implementación de la compensación de energía reactiva Etapa II

Descripción	Reducción del gasto anual (US\$/año)
Disminución del consumo de energía reactiva del SEIN	30 258,26
Disminución de las pérdidas en transmisión de energía	8 156.53
TOTAL (US\$/AÑO)	38 414,79

El costo de los bancos se muestra en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10 Costo de adquisición de los bancos de compensación

Bancos	Costo de los bancos (US\$)
500 kVAR	11594.80
300 kVAR	6385.70
300 kVAR	6385.70
200 kVAR	6094.10
TOTAL (US\$)	30460.30

Considerando el costo de los bancos de compensación más su implementación que aproximadamente viene a ser un 10 % del valor de adquisición, frente al beneficio anual,

vemos que durante el periodo de operación correspondiente al 2007, ya se recuperó la inversión realizada.

5.5 Estabilidad de tensión

Analizamos el perfil de carga de enero y febrero del 2007 teniendo en cuenta las potencias contratadas y horarios convenidos con Hidrandina.:

- Horas Fuera de Punta: 3 000 kW
- Horas Punta: 1 200 kW (18:30hr a 22:00hr)

Y el ingreso en servicio de los bancos de condensadores automáticos desde el 29 de enero del 2007, con una potencia instalada total de 1 346,5 kVAR en las barras de 0,46 kV.

Vemos en la Fig. 5.8 el comportamiento del factor de potencia, días antes de ingresar el sistema de compensación, y luego la variación notoria a partir del 29 de Enero.

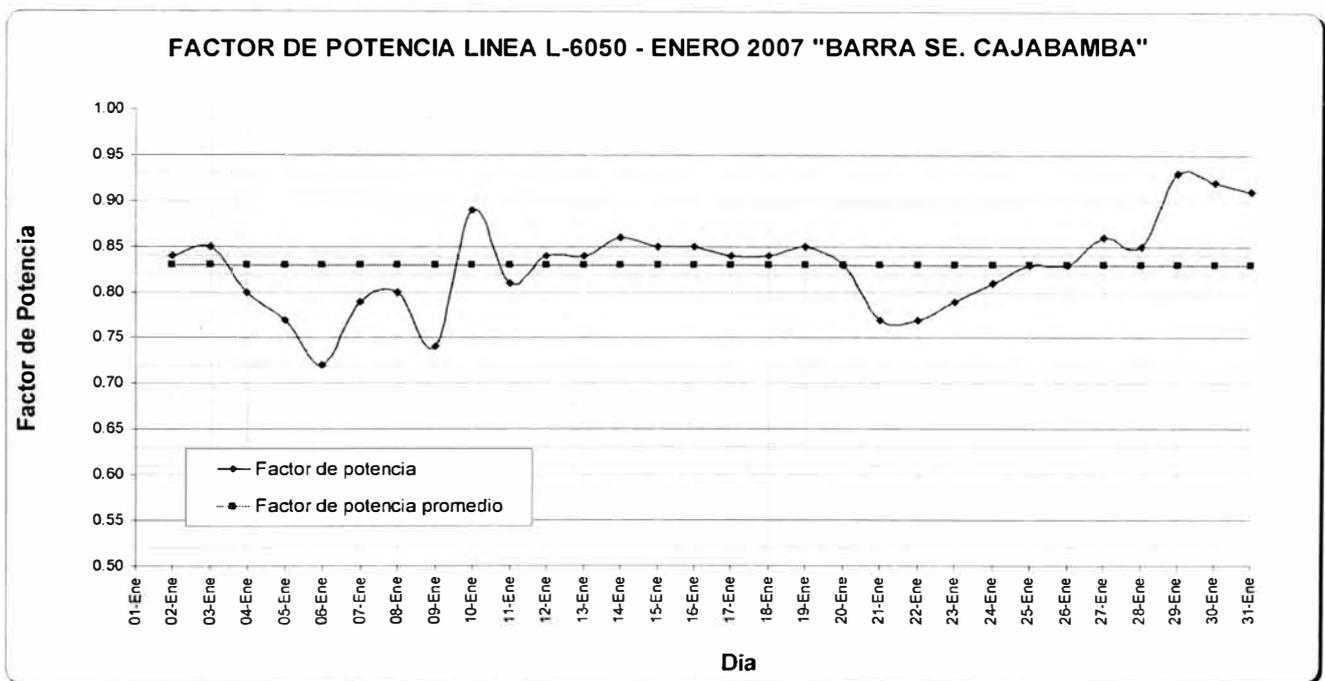


Fig. 5.8 Variación del factor de potencia antes y después de ingresar el sistema de compensación de energía reactiva

Enero 2007

Analizamos el día 23 de Enero como día típico antes de implementar la compensación, la máxima demanda transmitida a través de la línea L-6050 fue de 2 279 kW en horas fuera de punta y 1 256 kW en horas punta, con una potencia media de 1 513 kW y un factor de

potencia promedio de 0,79, en la Fig. 5.9, apreciamos el perfil de carga, y en la Fig. 5.10 la variación del perfil de tensión en estas condiciones.

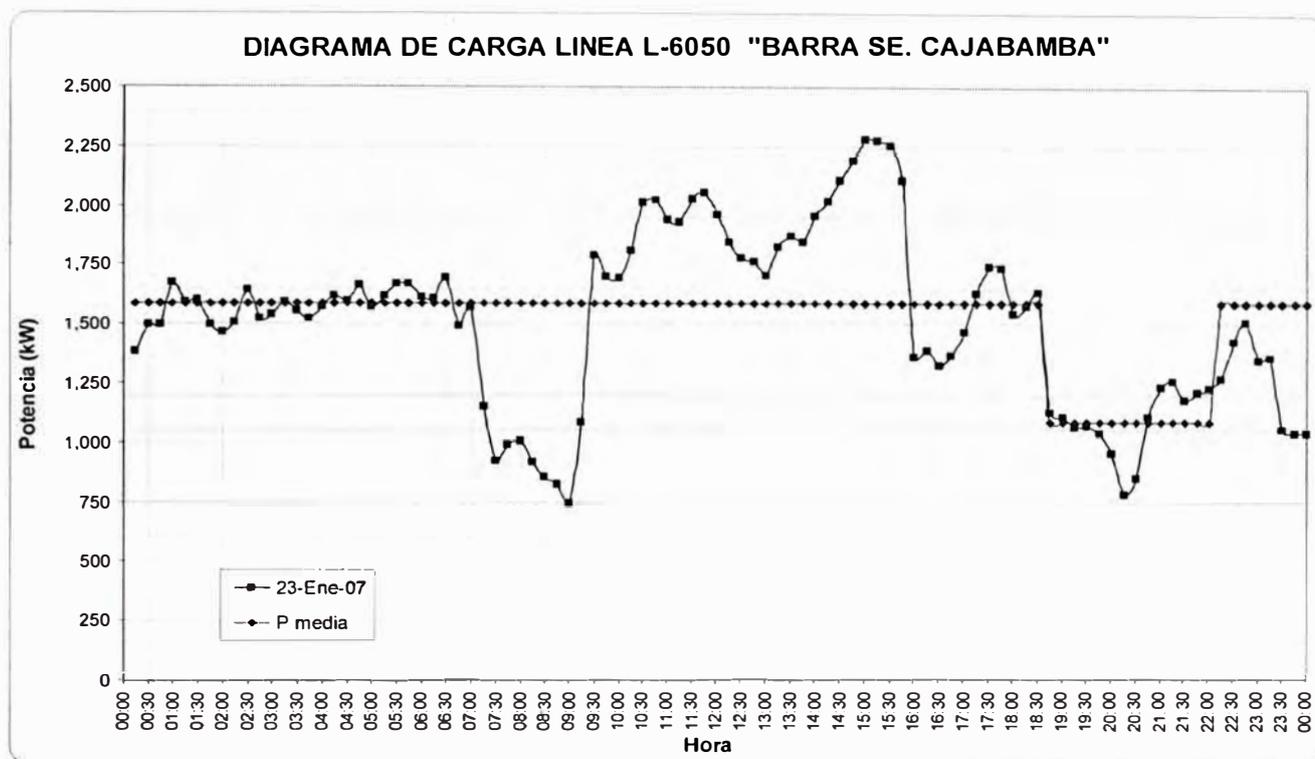


Fig. 5.9 Perfil de carga del día 23 de Enero del 2007

Tabla 5.11 Cuadro resumen de los parámetros del diagrama de carga

Martes, 23 de Enero de 2007		
	H. FUERA DE PUNTA	HORAS PUNTA
P max (kW)	2279	1256
P media (kW)	1586	1084
Energia (kW.h)	32508	3793
fc	0.70	0.86
P media (kW)	1513	
Energia (kW.h)	36301	
fc	0.66	
fp	0.79	

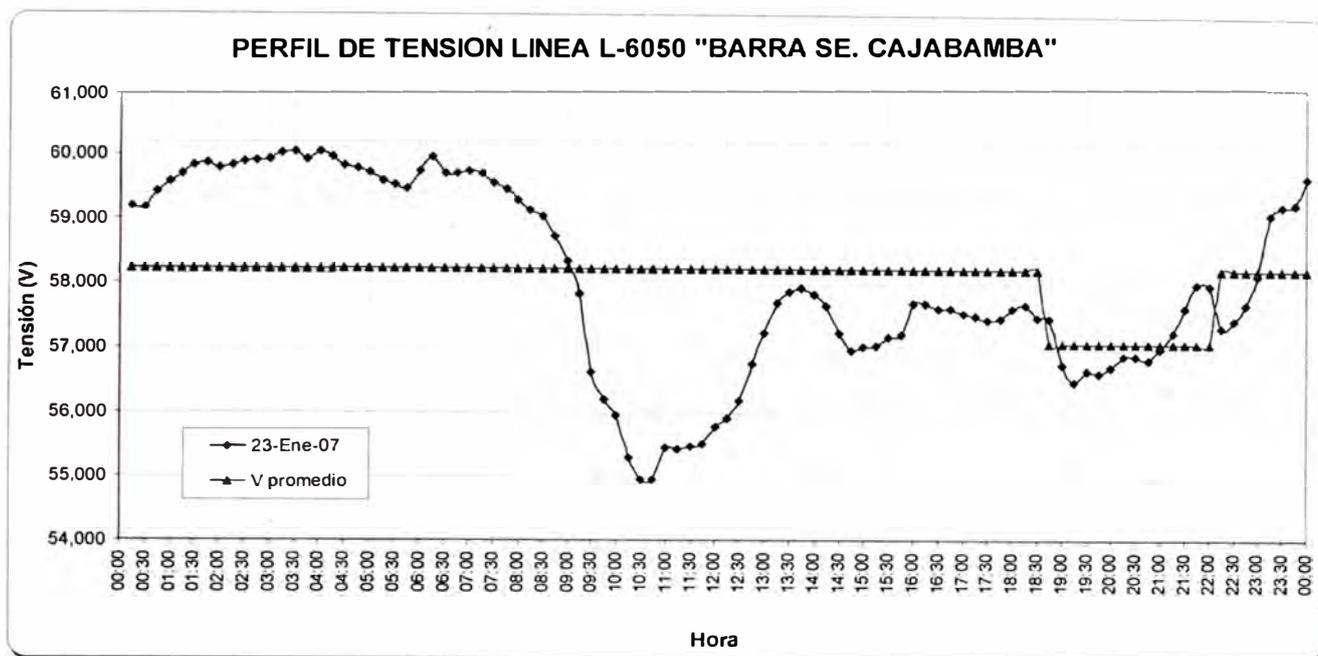


Fig. 5.10 Perfil de tensiones del día 23 de Enero del 2007

Tabla 5.12 Cuadro resumen de los parámetros del perfil de tensiones

Martes, 23 de Enero de 2007		
	H. FUERA DE PUNTA	HORAS PUNTA
Tension max (V)	60043	58022
Tension min (V)	54961	56494
Tension prom. (V)	58234	57097

Apreciamos la fuerte variación de la tensión con la variación de la demanda, estando el promedio de voltaje en 58 234 kV.

FEBRERO 2007

Luego de la implementación del sistema de compensación de energía reactiva, vemos el factor de potencia a lo largo del mes de Febrero (Fig. 5.11), podemos apreciar el incremento del factor de potencia, así como la mayor estabilidad frente a las variaciones bruscas de carga.

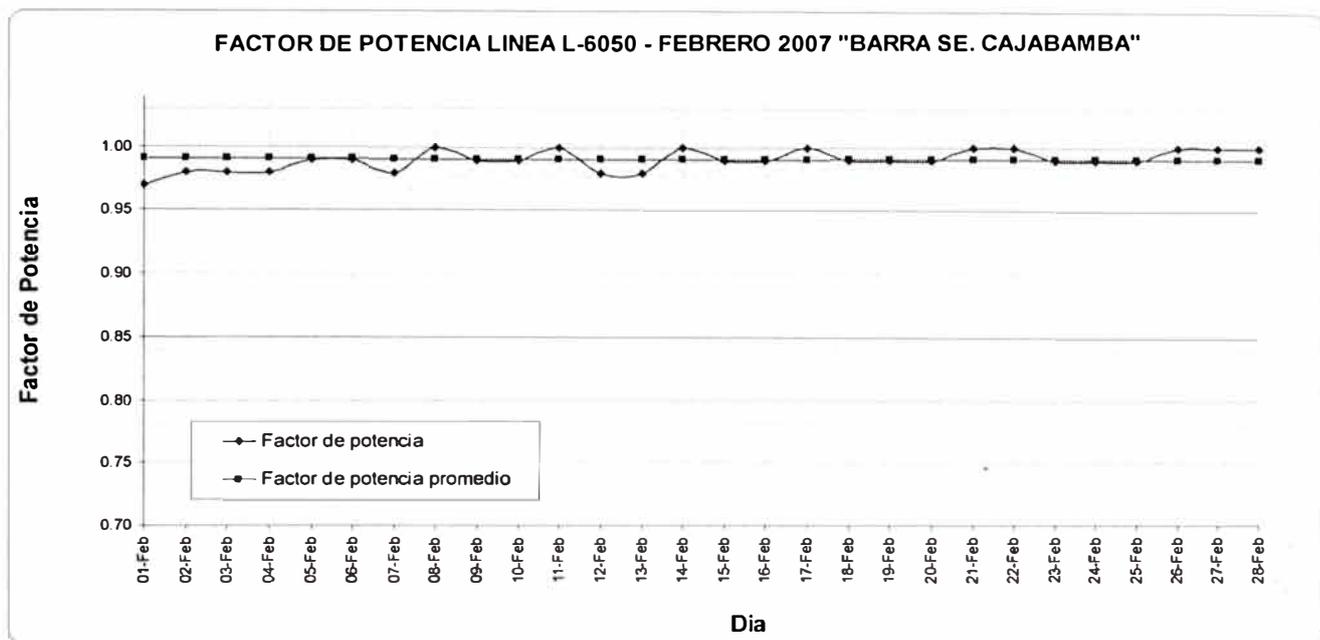


Fig. 5.11 Variación del factor de potencia después de ingresar el sistema de compensación de energía reactiva

Tomando el 19 de Febrero como día típico para el análisis, vemos nuevamente la variación del perfil de carga, en las horas fuera de punta y en las horas punta, así como también la variación del perfil de tensiones Fig. 5.12 y 5.13

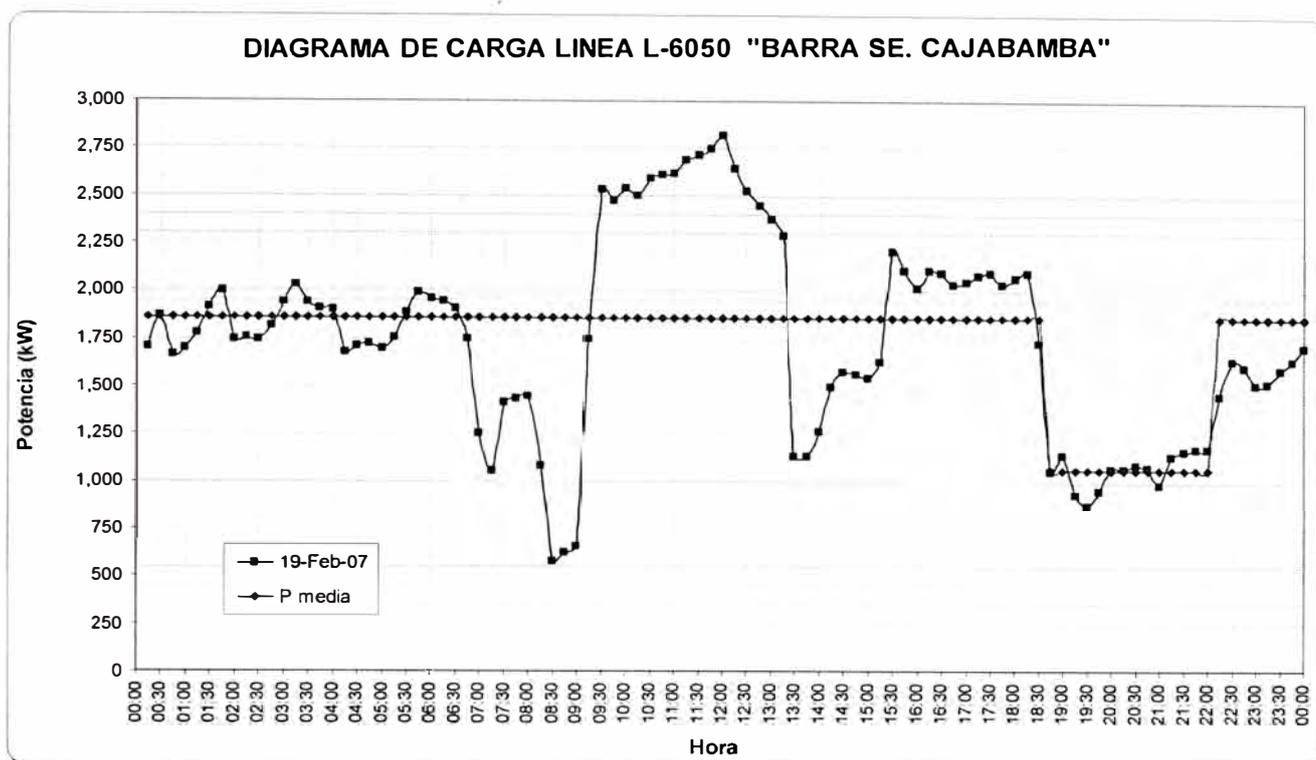


Fig. 5.12 Perfil de carga del día 19 de Febrero del 2007

Tabla 5.13 Cuadro resumen de los parámetros del perfil de tensiones

Lunes, 19 de Febrero de 2007		
	H. FUERA DE PUNTA	HORAS PUNTA
P max (kW)	2820	1174
P media (kW)	1860	1063
Energia (kW.h)	38125	3720
fc	0.66	0.90
P media (kW)	1744	
Energia (kW.h)	41844	
fc	0.62	
fp	0.99	

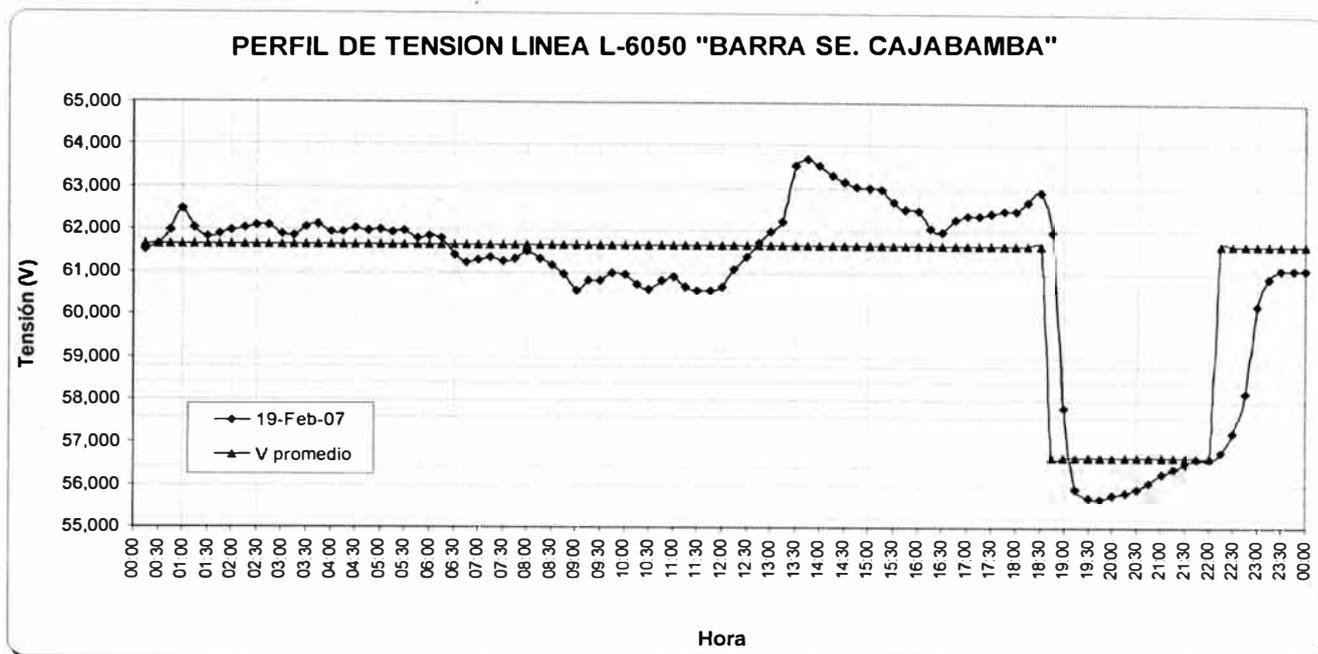


Fig. 5.13 Perfil de tensiones del día 19 de Febrero del 2007

Tabla 5.14 Cuadro resumen de los parámetros del perfil de tensiones

Lunes, 19 de Febrero de 2007		
	H. FUERA DE PUNTA	HORAS PUNTA
Tension max (V)	63654	61961
Tension min (V)	56777	55713
Tension prom. (V)	61634	56658

Apreciamos el efecto de la compensación en la mayor estabilidad del voltaje (menor variación), y el incremento en el nivel de voltaje suministrado (Tensión promedio de 61 634 kV).

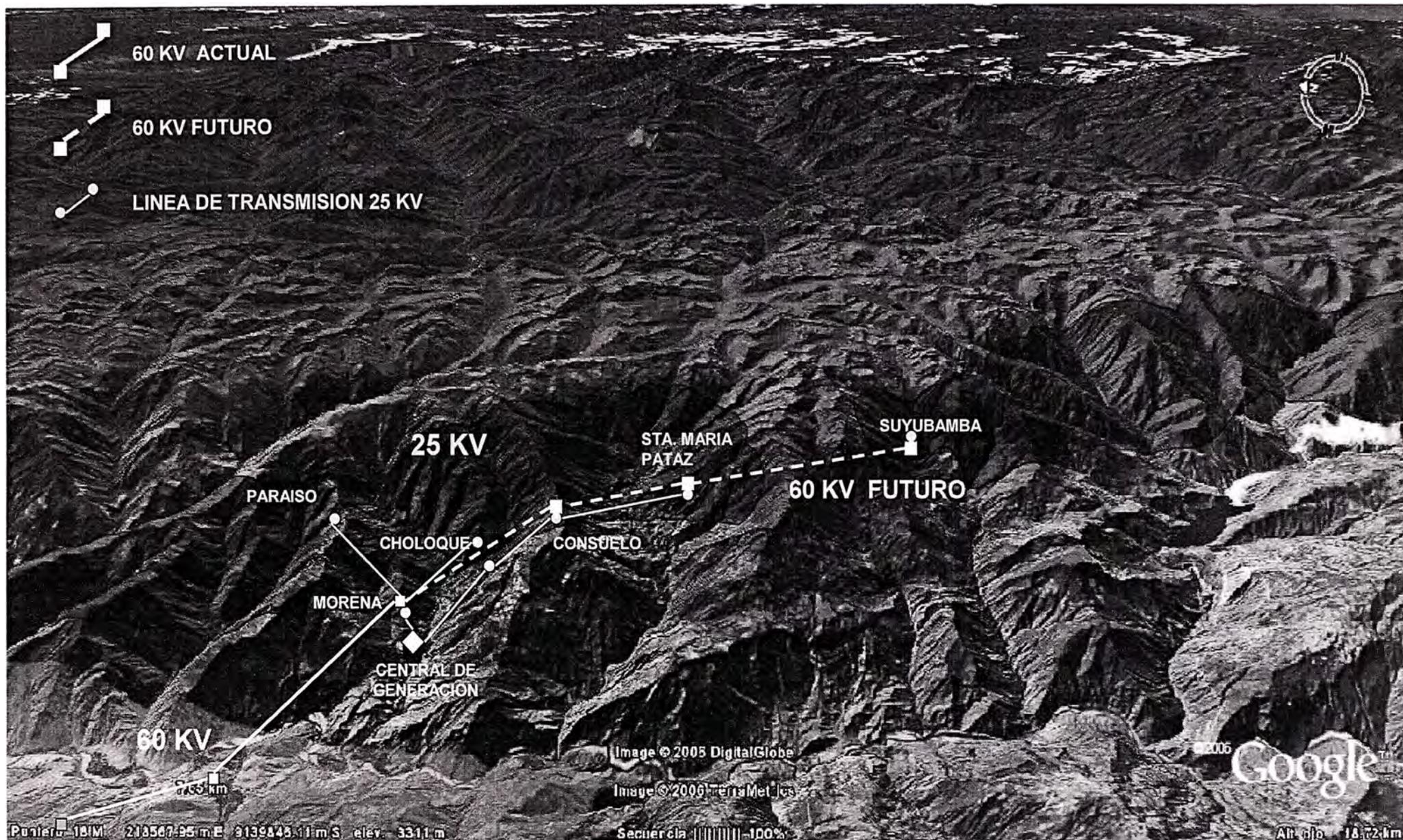


Fig. 5.14 Proyección del crecimiento de la frontera eléctrica

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

A lo largo del estudio y análisis realizado podemos sacar como conclusiones y recomendaciones lo siguiente:

1. Cuando se tiene el esquema de Generación propia y adquisición de energía de una barra infinita, una metodología de análisis para la implementación apropiada de la compensación de energía reactiva, es identificando los factores internos y externos dentro del sistema de generación propia.
2. Aplicando el criterio de Causa y Efecto a cada factor se define el grado de incidencia de cada uno de ellos, esto va orientarnos para definir la prioridad de implementación.
3. En la minería aurífera subterránea con las características de explotación distribuidas en puntos distantes entre si, y distantes con la planta de beneficio, la configuración de compensación de energía reactiva mas conveniente a medida que el sistema va creciendo junto con la demanda de energía es la compensación automática distribuida, ubicados en los principales puntos de entrega de energía (Subestaciones principales).
4. Dentro de este proceso de compensación es necesario ubicar la cargas de mayor magnitud, que por lo general lo constituyen los equipos principales del proceso (Molinos, Chancadoras, Compresoras, Rice Borings y Perforadoras diamantinas), y son las que originan los pares de arranque de gran magnitud, a estas cargas se le debe implementar la compensación individual distribuida, esto contribuye a que el banco principal automático ubicado en la subestación de entrega de energía sea de menor dimensión; logrando de esta forma que la inversión en estos bancos principales sea menor.
5. Uno de los puntos vitales que se debe considerar desde el inicio en un proyecto, es el sistema de medición, que sea lo más exacto posible y en tiempo real de modo que en el transcurso de su funcionamiento se pueda ver el comportamiento de los diferentes parámetros y se pueda detectar las oportunidades de mejora, la filosofía es simple "Lo que se mide se puede controlar".
6. Es recomendable evaluar permanentemente el comportamiento del esquema eléctrico existente, de acuerdo a la variación de la demanda en los diferentes puntos de consumo, aplicando el cálculo de flujo de potencia, con ello evaluamos el comportamiento y la tendencia de la energía reactiva.
7. La estabilización y el incremento de la tensión en las barras de entrega se mejoran con la implementación de la compensación, esto nos ha permitido obtener un incremento del

suministro por parte de Hidrandina, dado que nuestras condiciones son limitadas por ser carga de cola.

8. La proyección de las operaciones mineras indican un crecimiento sostenido con el aumento de capacidad de tratamiento de la planta en Santa María a las 600 TN, y la zona de Suyubamba como nuevo centro de explotación y tratamiento (Fig. 5.14), por lo tanto se debe proyectar también el crecimiento del sistema actual de compensación de energía reactiva.

Es necesario evaluar la compensación en media tensión, mediante la aplicación de Sistemas Flexibles de Transmisión en CA, o FACTS (Flexible AC Transmisión Systems), con lo cuál se definiría una compensación serie o shunt, lo cuál nos brindaría mejores condiciones de operación, ampliaría nuestra capacidad de transmisión y obtendríamos un mayor beneficio económico

ANEXOS

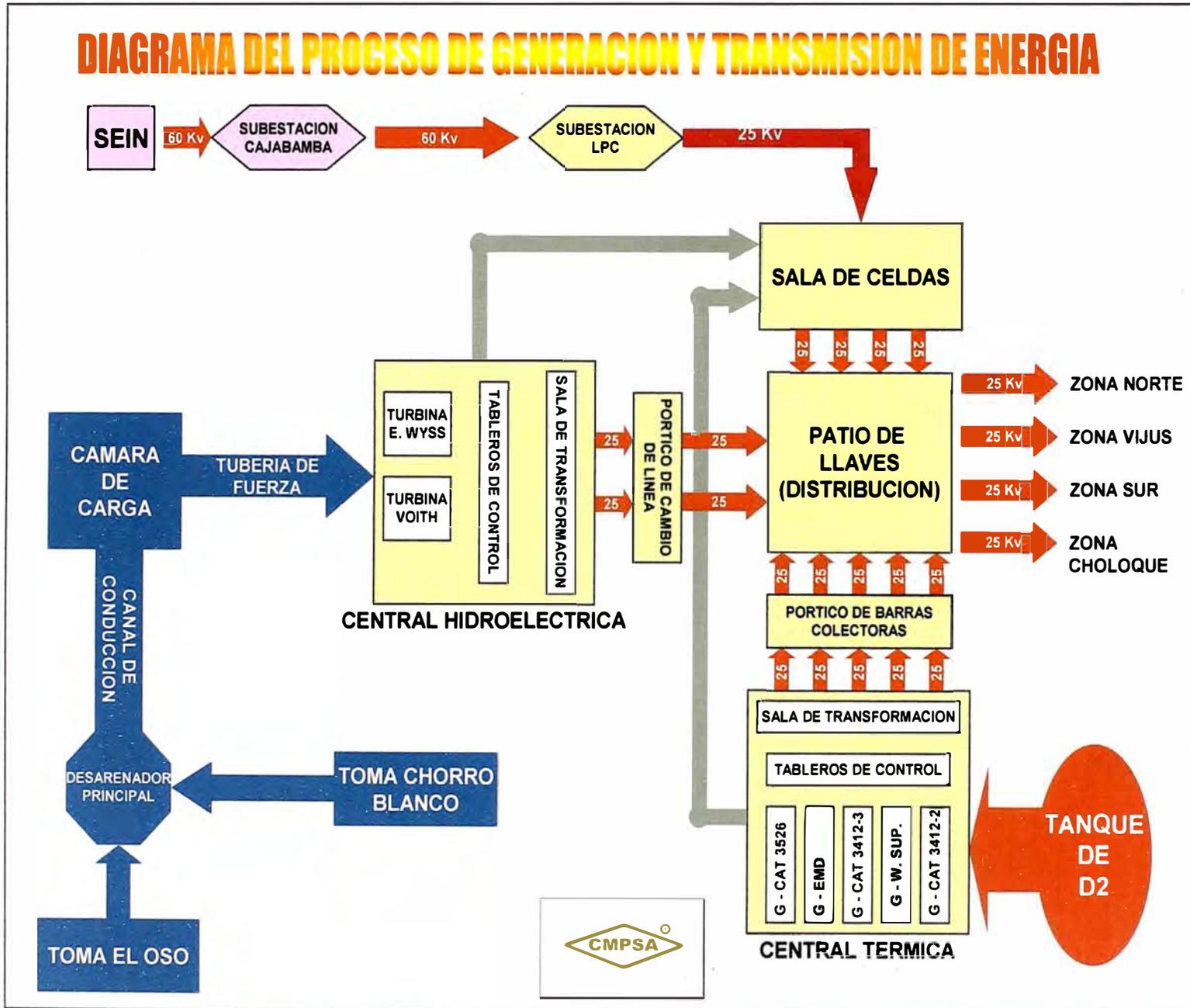
ANEXO 01: Mapa de Procesos de Compañía Minera Poderosa S.A.



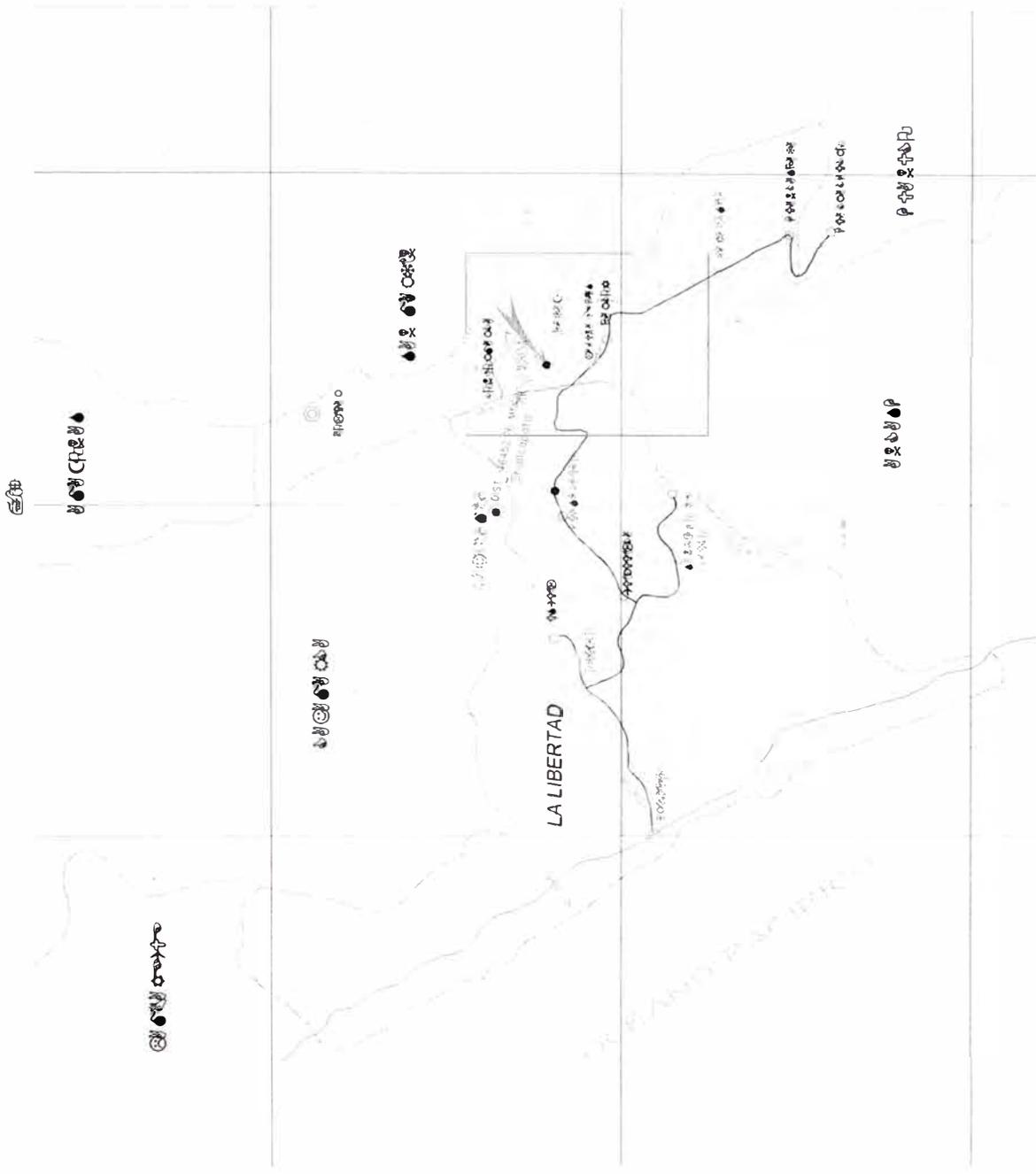
ANEXO 02: Ubicación de la Central de Generación de Energía en Compañía Minera Poderosa S.A.



ANEXO 03: Generación y Transmisión de Energía en Cía. Minera Poderosa S.A.



ANEXO 04: Interconexión de Cia. Minera Poderosa S.A. con el SEIN



ANEXO 05a: Relación puntos de medición con el analizador de redes Circutor

No	PUNTO DE MEDICION	CIRCUITO	INSTALACION		RETIRO	
			FECHA	HORA	FECHA	HORA
1	S.E. 2190	SALIDA MINA 1	08/11/2005	04:00 p.m.	10/11/2005	05:00 p.m.
2	S.E. 2190	SALIDA MINA 2	09/11/2005	03:30 p.m.	10/11/2005	05:30 p.m.
3	S.E. 2190	TABLERO COMPRESORAS	10/11/2005	06:00 p.m.	11/11/2005	12:15 p.m.
4	S.E. PIÑUTO	INT GENERAL	10/11/2005	07:30 p.m.	11/11/2005	05:00 p.m.
5	S.E. CHOLOQUE	MINA KAROLA	11/11/2005	02:08 p.m.	11/11/2005	06:15 p.m.
6	S.E. CHOLOQUE	TABLERO COMPRESORAS	11/11/2005	02:30 p.m.	12/11/2005	08:30 a.m.
7	S.E. CONSUELO 1	INT GENERAL	13/11/2005	09:32 a.m.	14/11/2005	10:45 a.m.
8	S.E. CEDRO	INT GENERAL	13/11/2005	11:00 a.m.	14/11/2005	11:15 a.m.
9	MINA JIMENA	SE 1937-3	15/11/2005	02:24 a.m.	15/11/2005	02:31 a.m.
10	MINA JIMENA	SE 1937-1	15/11/2005	03:00 a.m.	15/11/2005	03:09 a.m.
11	MINA JIMENA	SE 1937-4	15/11/2005	03:39 a.m.	15/11/2005	03:51 a.m.
12	MINA JIMENA	SE 1937-2	15/11/2005	04:18 a.m.	15/11/2005	04:26 a.m.
13	MINA JIMENA	SE 1867-1 RAMPA MONICA	15/11/2005	05:07 a.m.	15/11/2005	05:27 a.m.
14	PLANTA VIJUS	LLE TD1 25/0.46KV 1MVA	15/11/2005	12:19 p.m.	17/11/2005	09:15 a.m.
15	MINA CONSUELO	SE 2450-1	17/11/2005	05:25 p.m.	17/11/2005	05:35 p.m.
16	MINA CONSUELO	SE 2550-1	17/11/2005	03:25 p.m.	17/11/2005	03:41 p.m.
17	MINA CONSUELO	SE 2450-3	17/11/2005	04:13 p.m.	17/11/2005	04:26 p.m.
18	MINA CONSUELO	SE 2450-2	17/11/2005	04:33 p.m.	17/11/2005	04:40 p.m.
19	MINA CONSUELO	SE 2700	18/11/2005	01:27 p.m.	18/11/2005	01:46 p.m.
20	MINA CONSUELO	SALA COMPRES LLE TDA1	18/11/2005	02:41 p.m.	18/11/2005	02:55 p.m.
21	MINA CONSUELO	SALA COMPRES LLE TD1	18/11/2005	02:57 p.m.	18/11/2005	03:11 p.m.
22	MINA CONSUELO	SALA COMPRES INT GRAL	18/11/2005	03:16 p.m.	18/11/2005	03:39 p.m.
23	MINA CONSUELO	SALA COMPRES IR715	18/11/2005	03:43 p.m.	18/11/2005	03:57 p.m.
24	PLANTA VIJUS	LLE TD2 25/0.46KV 1MVA	19/11/2005	07:11 a.m.	21/11/2005	07:00 a.m.
25	S.E. CHOLOQUE	MINA KAROLA	27/11/2005	09:00 a.m.	28/11/2005	10:45 a.m.
27	S.E. CEDRO	INT GENERAL	28/11/2005	03:00 a.m.	29/11/2005	06:00 p.m.

ANEXO 05b: Relación puntos de medición con analizador de calidad de energía Fluke 43B

No	PUNTO DE MEDICION	CIRCUITO	FECHA	HORA	SIN REGISTRO	CON REGISTRO
1	PLANTA VIJUS	PRECIPITACION	05/11/2005	08:45 a.m.	X	
2	PLANTA VIJUS	SALIDA CAMPAMENTO	05/11/2005	09:00 a.m.	X	
3	PLANTA VIJUS	RECTIFICADOR 250 VDC 1F	05/11/2005	04:30 p.m.	X	
4	PLANTA VIJUS	S.E. POSTA VIJUS	05/11/2005	05:20 p.m.	X	
5	PLANTA VIJUS	MOLIENDA GRAL	10/11/2005	09:15 a.m.	X	
6	PLANTA VIJUS	LLEGADA TD2	10/11/2005	09:30 a.m.	X	
7	PLANTA VIJUS	LLEGADA TD1	10/11/2005	09:45 a.m.	X	
8	PLANTA VIJUS	FUNDICION	10/11/2005	10:00 a.m.	X	
9	PLANTA VIJUS	FILTRADO	10/11/2005	10:10 a.m.	X	
10	PLANTA VIJUS	CHANCADO	10/11/2005	10:20 a.m.	X	
11	PLANTA VIJUS	AGITADORES Y ESPESADORES	10/11/2005	10:25 a.m.	X	
12	PLANTA VIJUS	BFC 100 KVAR, 480V	10/11/2005	10:35 a.m.	X	
13	PLANTA VIJUS	BFC 50 KVAR, 480V	10/11/2005	10:40 a.m.	X	
14	PLANTA VIJUS	BFC 75 KVAR, 480V	10/11/2005	10:50 a.m.	X	
15	PLANTA VIJUS	MOLIENDA 5X10	21/11/2005	08:25 a.m.		X
16	PLANTA VIJUS	MOLIENDA 8X10	21/11/2005	08:41 a.m.		X
17	PLANTA VIJUS	S.E. PLATAFORMA VIJUS	21/11/2005	03:37 p.m.		X
18	PLANTA VIJUS	BARRAS LABORATORIO TALLER 220	21/11/2005	05:08 p.m.		X
19	PLANTA VIJUS	INT 3F LABORATORIO 220V	21/11/2005	05:20 p.m.		X
20	CT JASA	CAT 3516	06/11/2005	10:30 a.m.	X	
21	CT JASA	EMD	06/11/2005	10:45 a.m.	X	
22	CT JASA	CAT No 3	06/11/2005	11:00 a.m.	X	
23	CT JASA	WHITE SUPERIOR	10/11/2005	11:00 a.m.	X	
24	CH TINGO	VOITH	06/11/2005	10:00 a.m.	X	
25	CT JASA	BANCO CONDENSADORES 315KVA TT3	06/11/2005	11:15 a.m.	X	
26	CT JASA	BANCO CONDENSADORES 315KVA TT4	06/11/2005	11:30 a.m.	X	
27	MINA CONSUELO	SE 2550-1	17/11/2005	03:31 p.m.		X
28	MINA CONSUELO	S.E. 2450-3 - Trafos TdA14 y TdA21	17/11/2005	04:25 p.m.		X
29	MINA CONSUELO	S.E. 2450-2	17/11/2005	05:02 p.m.		X
30	MINA CONSUELO	S.E. 2450-1	17/11/2005	05:31 p.m.		X
31	MINA CONSUELO	SE 2700	18/11/2005	01:40 p.m.		X
32	MINA CONSUELO	SALA COMPRES LLE TDA1	18/11/2005	02:54 p.m.		X
33	MINA CONSUELO	SALA COMPRES LLE TD1	18/11/2005	03:03 p.m.		X
34	MINA CONSUELO	SALA COMPRES LLAVE GRAL	18/11/2005	03:32 p.m.		X
35	MINA CONSUELO	SALA COMPRES IR715N°2	18/11/2005	03:40 p.m.		X
36	MINA CONSUELO	SALA COMPRES SALIDA 2600	18/11/2005	03:55 p.m.		X
37	MINA CONSUELO	SALA COMPRES - VENTILADOR	18/11/2005	03:56 p.m.		X
38	MINA JIMENA	S.E. 1937-3	15/11/2005	02:30 a.m.		X
39	MINA JIMENA	S.E. 1937-1	15/11/2005	03:07 a.m.		X
40	MINA JIMENA	S.E. 1937-4 Trafo Td5	15/11/2005	03:50 a.m.		X
41	MINA JIMENA	S.E. 1937-2	15/11/2005	04:24 a.m.		X
42	MINA JIMENA	S.E. 1867 - Rampa Mónica	15/11/2005	05:15 a.m.		X
43	MINA JIMENA	S.E. 1987-2	16/11/2005	02:15 a.m.		X
44	MINA JIMENA	S.E. 1987-3	16/11/2005	02:44 a.m.		X
45	MINA JIMENA	S.E. 1987-5	16/11/2005	03:50 a.m.		X
46	MINA JIMENA	S.E. 2020-2	16/11/2005	04:57 a.m.		X
47	MINA JIMENA	Cargador de baterias y linea Trolley	23/11/2005	05:23 p.m.		X
48	NV. 2190	S.E. 2190 - Alim 0,46 a trafo 1φ	10/11/2005	06:44 p.m.		X
49	NV. 2190	S.E. 2190 - Alim 2080 y PP - 0,46kV	10/11/2005	06:50 p.m.		X
50	PIÑUTO	S.E. PIÑUTO - PARAISO	10/11/2005	07:42 p.m.		X
51	PIÑUTO	S.E. PIÑUTO - trafo 1φ a Piñuto	10/11/2005	07:52 p.m.		X
52	CEDRO1	Salida Cable carril	13/11/2005	10:27 a.m.		X
53	CEDRO1	Salida a campamentos, posta, etc	13/11/2005	10:35 a.m.	Solo tension y corriente	X
54	CEDRO1	Salida a Taller de Maestranza	13/11/2005	10:56 a.m.		X
55	CEDRO1	Salida a Taller	13/11/2005	11:00 a.m.	Solo corriente	X
56	MINA KAROLA	S.E. 1600-2	25/11/2005	03:40 p.m.		X
57	MINA KAROLA	S.E. 1650-1	25/11/2005	04:40 p.m.		X
58	MINA KAROLA	S.E. 1780-3	25/11/2005	05:16 p.m.		X
59	MINA ESTRELLA	S.E. 1467-1	26/11/2005	12:30 p.m.		X

ANEXO 06a:

RESUMEN DE CARGAS

UBICACIÓN	P (kW)	Q (kvar)	HORA MAXIMA DEMANDA	P (kW)	Q (kvar)	HORA MINIMA DEMANDA
. 2190 - MINA 1 - Td2	316	210	03 horas	172	136	06 15 horas
2190 - MINA 2 - TdB1	576	385	03 45 horas	377	267	08 00 horas
. 2190 - Salida COMPRESORAS	268	220	03 horas	0	0	10 y 13 y 14 horas
. 2190 - Salida 0,46 kV a NV 2080 y PP	13 35	7 25		0	0	
2190 - Salida a trafo Monofasico 0,46/0,23 kV	1 41	0 93	18 a 06 horas	0	0	resto del dia
. 2020-2 * INTERIOR MINA JIMENA	30 6	15 4	24 horas	30 6	15 4	24 horas
1987-2 * INTERIOR MINA JIMENA	38 1	19 5	de 13 a 07 horas	5	3 75	de 8 a 12 horas
. 1987-3 * INTERIOR MINA JIMENA	192	100	de 13 a 07 horas	134 4	70	de 8 a 12 horas
. 1987-5 * INTERIOR MINA JIMENA	56 5	34 8	de 13 a 07 horas	22 38	16 79	de 13 a 07 horas
. 1937-1 * INTERIOR MINA JIMENA	56 1	30 3	24 horas	56 1	30 3	24 horas
. 1937-2 * INTERIOR MINA JIMENA	67	27	de 13 a 07 horas	0	0	de 13 a 07 horas
. 1937-3 * INTERIOR MINA JIMENA	98	66	de 13 a 07 horas	40	24 8	Operando solo V53 (20HP) y V68 (25HP) a fdp=0,85
. 1937-4 * INTERIOR MINA JIMENA	43	52	de 13 a 07 horas	0	0	de 8 a 12 horas
. 1867-1 * INTERIOR MINA JIMENA	160	90	de 13 a 07 horas	80	45	de 8 a 12 horas
PIÑUTO - ENTRADA GENERAL 0,46 kV	55	20	Máx. Dem. 21 horas	24	10	Min Dem. 03 horas
. CONSUELO 1	445	343	máx. 18 00 horas	21	66	min 22 45 horas
. 2450-1	40 3	19 07	de 13 a 07 horas	18 6	9 1	de 8 a 12 horas
. 2450-2	14 45	10 19	de 13 a 07 horas	1 29	1 99	de 8 a 12 horas
. 2450-3 TdA14	20 51	21 66	de 13 a 07 horas	20	12 4	de 8 a 12 horas
. 2450-3 TdA21	28 95	22 85	de 13 a 07 horas	3	1 9	de 8 a 12 horas
2550-1	72 6	67 6	de 13 a 07 horas	28 2	40 1	de 8 a 12 horas
. 2700-1	96 4	59 1	de 13 a 07 horas	96 4	59 1	de 8 a 12 horas
. 2630-Sala Compresoras -IR 715 N°2	145	82	de 13 a 07 horas	145	82	de 8 a 12 horas
E. 2630-Sala Compresoras -Llave General	160	105	de 13 a 07 horas	12 42	9 59	de 8 a 12 horas
E. 2630-Sala Compresoras -Salida 2600	3 28	1 96	de 13 a 07 horas	3 28	1 96	de 8 a 12 horas
2630-Sala Compresoras -Td1	89 2	69 6	de 13 a 07 horas	-	-	de 8 a 12 horas
E. 2630-Sala Compresoras -TdA1	53 1	3 9	de 13 a 07 horas	-	-	de 8 a 12 horas
. 2630-Sala Compresoras - Ventilador	12 42	9 59	de 13 a 07 horas	12 42	9 59	de 8 a 12 horas
TA VIJUS - TD1	535	280	Variable	121	96	Variable
A VIJUS - TD2	535	280	Variable	121	96	Variable
A VIJUS - MOLIENDA 5X10	56 1	37 3	Variable	0	0	Variable
TA VIJUS - MOLIENDA 8X10	287	106	Variable	0	0	Variable
A VIJUS - Barras Gral Lab y Tall 220V	14 9	5 4	Variable	14 9	5 4	Variable
A VIJUS - BCF 75KVAR 5x10	1 5	60 5	Variable	0	0	Variable
A VIJUS - bcf 100KVAR 8x10	0	81 1	Variable	0	0	Variable
A VIJUS - Gral Laboratorio 220V	7 06	1 54	Variable	7 06	1 54	Variable
A VIJUS - Int 3f Laboratorio 220V	2 35	0 71	Variable	2 35	0 71	Variable
forma Vijus	4	0 92	todo el dia	4	0 92	todo el dia
. CHOLOQUE - SALIDA KAROLA	127	111	de 13 a 07 horas	66	56	de 8 a 12 horas
CHOLOQUE - INSTALACIONES INTERNAS Y COMPRESORAS	88	74	23 15 horas	29	37	14 45 horas
E. 1600-2	63 4	55 1	de 13 a 07 horas	21	13	de 8 a 12 horas
E. 1650-1	17	12 5	de 13 a 07 horas	1	0 7	de 8 a 12 horas
. 1780-3	38 4	28 6	de 13 a 07 horas	38 4	28 6	de 8 a 12 horas
E. ESTRELLA	30 6	8 04	de 13 a 07 horas	1 9	1 2	de 8 a 12 horas
A MARIA - ENTRADA GENERAL	239	232	Todo el dia cuando hay campaña	0	0	Cuando no hay campaña
A MARIA - PRECIPITADO	25 8	30 6	Todo el dia cuando hay campaña	0	0	Cuando no hay campaña
SANTA MARIA - ESPESADORES Y AGITADORES	26 3	38 4	Todo el dia cuando hay campaña	0	0	Cuando no hay campaña
SANTA MARIA - MOLIENDA	176	152	Todo el dia cuando hay campaña	0	0	Cuando no hay campaña
SANTA MARIA - MOLINO 6X7	96 2	75 1	Todo el dia cuando hay campaña	0	0	Cuando no hay campaña
SANTA MARIA - MOLINO 5X6	38 5	39 5	Todo el dia cuando ha cam aña	0	0	Cuando no ha cama aña

ANEXO 06b:

**RESULTADO DE MEDICIONES REALIZADAS
ZONA NORTE NV 2190 - JIMENA**

UBICACIÓN: S.E. 2190 - MINA 1 - Td2					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		379.4		219.3	
Potencia Activa (kW)		316		172	
Potencia Reactiva (kvar)		210		136	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	454.00	3.8	Ir	496.00	4.2
Vst	455.00	3.2	Is	496.00	3.8
Vrt	458.00	3.2	It	500.00	3.7
V prom (V)	455.67	3.40	I prom (A)	497.33	3.9
% Desbalance	0.37		% Desbalance	0.27	
Factor de potencia	0.83		Frecuencia (Hz)	60.6	

Descripción de Demnada Máxima demanda 03:00 horas Mínima demanda 06:15 horas.

UBICACIÓN: S.E. 2190 - MINA 2 - TdB1					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		692.8		462	
Potencia Activa (kW)		576		377	
Potencia Reactiva (kvar)		385		267	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	443.00	1.2	Ir	861.00	1.4
Vst	440.00	1.4	Is	920.00	1.6
Vrt	445.00	1.6	It	926.00	1.7
V prom (V)	442.67	1.40	I prom (A)	902.33	1.6
% Desbalance	0.60		% Desbalance	4.58	
Factor de potencia	0.82		Frecuencia (Hz)	60.4	

Descripción de Demnada Máxima demanda 03:45 horas Mínima demanda 08:00 horas.

UBICACIÓN: S.E. 2190 - Salida COMPRESORAS					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		346.7		0	
Potencia Activa (kW)		268		0	
Potencia Reactiva (kvar)		220		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	446.90	2.3	Ir	476.00	2.9
Vst	448.60	1.9	Is	444.00	2.8
Vrt	450.30	2.4	It	419.00	3.2
V prom (V)	448.60	2.20	I prom (A)	446.33	3.0
% Desbalance	0.38		% Desbalance	6.12	
Factor de potencia	0.77		Frecuencia (Hz)	60.4	

Descripción de Demnada Máx. demanda 03:00 horas mín 10:00 y 13 a 14 horas

UBICACIÓN: S.E. 2190 - Salida 0,46 kV a NV 2080 y PP					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		15.19			
Potencia Activa (kW)		13.35			
Potencia Reactiva (kvar)		7.25			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	458.00	1.7	Ir	16.50	15.7
Vst	455.00	1.7	Is	19.70	13.7
Vrt	456.00	1.8	It	17.90	13.2
V prom (V)	456.33	1.73	I prom (A)	18.03	14.2
% Desbalance	0.29		% Desbalance	8.50	
Factor de potencia	0.88		Frecuencia (Hz)	60.4	

UBICACION: S.E. 2190 - Salida a trafo Monofasico 0,46/0,23 kV				
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.
Potencia Aparente (kVA)		1.69		0
Potencia Activa (kW)		1.41		0
Potencia Reactiva (kvar)		0.93		0
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)	
Vrs	458.0	1.8	Ir	3.6
Vst			Is	3.6
Vrt			It	-
V prom (V)	458.0	1.8	I prom (A)	3.6
% Desbalance	0.00		% Desbalance	0.00
Factor de potencia	0.89		Frecuencia (Hz)	60.5

UBICACIÓN: NV, 1987 Cargador de Baterias y Alimentación de Linea Trolley				
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.
Potencia Aparente (kVA)		13.33		0
Potencia Activa (kW)		12.04		0
Potencia Reactiva (kvar)		5.71		0
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)	
Vrs	460.0	2.8	Ir	14.3
Vst	430.0	2.5	Is	15.1
Vrt	428.0	3.1	It	16.0
V prom (V)	439.3	2.8	I prom (A)	15.1
% Desbalance	2.58		% Desbalance	5.51
Factor de potencia	0.9		Frecuencia (Hz)	60.7

Descripción en Mínima demnada * Trabaja por horas al día - normalmente en la tarde

UBICACION: S.E. 2020-2 * INTERIOR MINA JIMENA				
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.
Potencia Aparente (kVA)		34.2		34.2
Potencia Activa (kW)		30.6		30.6
Potencia Reactiva (kvar)		15.4		15.4
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)	
Vrs	424.00	1.20	Ir	44.40
Vst	423.00	0.90	Is	48.00
Vrt	424.00	1.10	It	42.90
V prom (V)	423.67	1.07	I prom (A)	45.10
% Desbalance	0.16		% Desbalance	4.88
Factor de potencia	0.89		Frecuencia (Hz)	60.5

Descripción en Mínima demnada Trabaja las 24 horas a plena carga

UBICACION: S.E. 1987-2 * INTERIOR MINA JIMENA				
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.
Potencia Aparente (kVA)		42.81		
Potencia Activa (kW)		38.1		
Potencia Reactiva (kvar)		19.5		
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)	
Vrs	442.0	1.2	Ir	52.0
Vst	441.0	1.2	Is	57.0
Vrt	440.0	1.5	It	60.0
V prom (V)	441.0	1.3	I prom (A)	56.3
% Desbalance	0.23		% Desbalance	7.69
Factor de potencia	0.89		Frecuencia (Hz)	60.6

UBICACION: S.E. 1987-3 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		216			
Potencia Activa (kW)		192			
Potencia Reactiva (kvar)		100			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	422.0	1.1	I _r	309.0	2.3
Vst	422.0	1.0	I _s	283.0	2.4
Vrt	423.0	1.1	I _t	292.0	2.4
V prom (V)	422.3	1.1	I prom (A)	294.7	2.4
% Desbalance		0.08		% Desbalance 3.96	
Factor de potencia		0.89		Frecuencia (Hz) 60.4	

UBICACION: S.E. 1987-5 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		66.3			
Potencia Activa (kW)		56.5			
Potencia Reactiva (kvar)		34.8			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	443.0	0.9	I _r	83.0	2.5
Vst	442.0	1.0	I _s	85.0	2.3
Vrt	437.0	0.8	I _t	86.0	2.0
V prom (V)	440.7	0.9	I prom (A)	84.7	2.3
% Desbalance		0.83		% Desbalance 1.97	
Factor de potencia		0.85		Frecuencia (Hz) 60.4	

UBICACION: S.E. 1937-1 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		63.76		63.76	
Potencia Activa (kW)		56.1		56.1	
Potencia Reactiva (kvar)		30.3		30.3	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	420.0	0.9	I _r	85.0	2.6
Vst	421.0	1.0	I _s	85.0	2.6
Vrt	415.0	1.3	I _t	86.0	2.7
V prom (V)	418.7	1.1	I prom (A)	85.3	2.6
% Desbalance		0.88		% Desbalance 0.39	
Factor de potencia		0.88		Frecuencia (Hz) 60.4	

Descripción en Mínima demnada * Trabajan las 24 horas.

UBICACION: S.E. 1937-2 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		72.2		0	
Potencia Activa (kW)		67		0	
Potencia Reactiva (kvar)		27		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	434.0	1.1	I _r	87.0	1.4
Vst	436.0	1.0	I _s	82.0	1.2
Vrt	436.0	1.0	I _t	86.0	1.8
V prom (V)	435.3	1.0	I prom (A)	85.0	1.5
% Desbalance		0.31		% Desbalance 3.53	
Factor de potencia		0.92		Frecuencia (Hz) 60.5	

UBICACION: S.E. 1937-3 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		118		47	
Potencia Activa (kW)		98		40	
Potencia Reactiva (kvar)		66		24.8	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	417.0	1.0	Ir	153.0	2.0
Vst	416.0	0.9	Is	142.0	2.0
Vrt	413.0	0.9	It	151.0	1.9
V prom (V)	415.3	0.9	I prom (A)	148.7	2.0
% Desbalance		0.56		% Desbalance 4.48	
Factor de potencia		0.85		Frecuencia (Hz) 60.4	

Descripción en Mínima demnada Operando solo V53 (20HP) y V68 (25HP) a fdp=0,85

UBICACION: S.E. 1937-4 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		67.5		0	
Potencia Activa (kW)		43		0	
Potencia Reactiva (kvar)		52		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	441.7	1.1	Ir	97.0	1.0
Vst	440.0	1.0	Is	96.0	3.5
Vrt	441.7	1.2	It	93.0	3.9
V prom (V)	441.1	1.1	I prom (A)	95.3	2.8
% Desbalance		0.26		% Desbalance 2.45	
Factor de potencia		0.6		Frecuencia (Hz) 60.4	

NOTA : R/B no opera en la actualidad

UBICACION: S.E. 1867-1 * INTERIOR MINA JIMENA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		183.6		91.8	
Potencia Activa (kW)		160		80	
Potencia Reactiva (kvar)		90		45	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	441.0	1.0	Ir	244.0	1.9
Vst	440.0	0.8	Is	235.0	1.7
Vrt	441.0	1.0	It	218.0	1.9
V prom (V)	440.7	0.9	I prom (A)	232.3	1.8
% Desbalance		0.15		% Desbalance 6.17	
Factor de potencia		0.86		Frecuencia (Hz) 60.4	

UBICACION: S.E. PIÑUTO - ENTRADA GENERAL 0,46 kV					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		58.5		26	
Potencia Activa (kW)		55		24	
Potencia Reactiva (kvar)		20		10	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	476.0	2.3	Ir	39.0	6.8
Vst	472.6	2.1	Is	87.0	6.4
Vrt	472.7	2.1	It	97.0	7.7
V prom (V)	473.8	2.2	I prom (A)	74.3	7.0
% Desbalance		0.25		% Desbalance 47.53	
Factor de potencia		0.9		Frecuencia (Hz) 60.5	

Descripción de Demanda Máx. Dem. 21 horas Mín. Dem. 03 horas

Falta adicionar a M.D. la salida a Piñuto que no estaba en servicio.

Alimenta a una bomba de 1,5 HP y un ventilador de 7,5 HP.

UBICACION: S.E. PIÑUTO - Salida Paraiso					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		51.59		SE TIENE LA DEMANDA GLOBAL MÍNIMA Y MÁXIMA DE LA SUBESTACION PIÑUTO	
Potencia Activa (kW)		47.25			
Potencia Reactiva (kvar)		20.7			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	478.00	2.2	Ir	37.50	5.5
Vst	475.00	2	Is	77.00	6.5
Vrt	475.00	2	It	80.00	7.5
V prom (V)	476.00	2.07	I prom (A)	64.83	6.5
% Desbalance		0.21		% Desbalance 42.16	
Factor de potencia		0.92		Frecuencia (Hz) 60.9	

UBICACION: S.E. PIÑUTO - Salida a trafo Monofasico 0,46/0,23 kV -Iluminación Piñuto					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		2.4		0	
Potencia Activa (kW)		1.57		0	
Potencia Reactiva (kvar)		1.81		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	474.0	1.8	Ir	5.0	23.2
Vst			Is	5.0	23.2
Vrt			It		
V prom (V)	474.0	1.8	I prom (A)	5.0	23.2
% Desbalance		0.00		% Desbalance 0.00	
Factor de potencia		0.69		Frecuencia (Hz) 60.8	

ANEXO 06c:

**RESULTADO DE MEDICIONES REALIZADAS
ZONA SUR CEDRO - CONSUELO**

UBICACION: S.E. CONSUELO 1							
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.			
Potencia Aparente (kVA)		561.8		69.3			
Potencia Activa (kW)		445		21			
Potencia Reactiva (kvar)		343		66			
TENSION (V)		THD (%)		CORRIENTE (A)		THD(%)	
Vrs	464.20	1.1	Ir	690	1.4		
Vst	464.20	1.1	Is	729	1		
Vrt	459.00	1.0	It	685	1.2		
V prom (V)	462.47	1.07	I prom (A)	701.33	1.2		
% Desbalance		0.75		% Desbalance		2.33	
Factor de potencia		0,79 (0,37)		Frecuencia (Hz)		59.9	

* Máxima Demanda a las 18 horas.

* Mínima demanda 22:45 horas

UBICACION: S.E. 2450-1							
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.			
Potencia Aparente (kVA)		44.84		20.69			
Potencia Activa (kW)		40.3		18.6			
Potencia Reactiva (kvar)		19.07		9.1			
TENSION (V)		THD (%)		CORRIENTE (A)		THD(%)	
Vrs	458.00	1	Ir	50.80	1.7		
Vst	457.00	1.2	Is	60.00	3.2		
Vrt	456.00	0.8	It	60.00	3		
V prom (V)	457.00	1	I prom (A)	56.93	2.6		
% Desbalance		0.22		% Desbalance		10.77	
Factor de potencia		0,89 (0,9)		Frecuencia (Hz)		60	

Descripción en Mínima demnada

* Iluminacion Cortadora - Taller Sandvick (14 A)

* Taller Ilanteria compresora (12 A)

UBICACION: S.E. 2450-2							
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.			
Potencia Aparente (kVA)		17.66		2.37			
Potencia Activa (kW)		14.45		1.29			
Potencia Reactiva (kvar)		10.14		1.99			
TENSION (V)		THD (%)		CORRIENTE (A)		THD(%)	
Vrs	456.0	0.9	Ir (min)	1.1	8.6		
Vst	457.0	1.1	Is (min)	3.9	7.6		
Vrt	459.0	1.2	It (min)	4.8	5.1		
V prom (V)	457.3	1.1	I prom (A)	3.3	7.1		
% Desbalance		0.29		% Desbalance		66.33	
Factor de potencia		0,81 (0,54)		Frecuencia (Hz)		60	

Descripción en Mínima demnada

* Iluminacion

UBICACION: S.E. 2450-3 TdA14							
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.			
Potencia Aparente (kVA)		29.83		23.5			
Potencia Activa (kW)		20.51		20			
Potencia Reactiva (kvar)		21.66		12.4			
TENSION (V)		THD (%)		CORRIENTE (A)		THD(%)	
Vrs	466.0	1.1	Ir	37.8	2.1		
Vst	465.0	0.9	Is	37.6	2.1		
Vrt	465.0	0.8	It	33.3	2.0		
V prom (V)	465.3	0.9	I prom (A)	36.2	2.1		
% Desbalance		0.07		% Desbalance		8.10	
Factor de potencia		0,69 (0,85)		Frecuencia (Hz)		60	

Descripción en Mínima demnada

* B-05 Mono 18,5 kW fdp=0,85

* Iluminación Bodega Krypton, Cámara de Bombeo. fdp = 0,85

UBICACION: S.E. 2450-3 TdA21	
POTENCIA	
	MAX. DEM.
Potencia Aparente (kVA)	36.88
Potencia Activa (kW)	28.95
Potencia Reactiva (kvar)	22.85
	MIN. DEM.
	3.5
	3.0
	1.9
TENSION (V)	THD (%)
Vrs	465.0
Vst	464.0
Vrt	467.0
V prom (V)	465.3
% Desbalance	0.29
Factor de potencia	0.78
	CORRIENTE (A)
	THD(%)
I _r	46.1
I _s	46.1
I _t	43.8
I prom (A)	45.3
% Desbalance	3.38
Frecuencia (Hz)	60

Descripción en Mínima demnada * Iluminación Bodega Krypton, Cámara de Bombeo. 3 kW fdp = 0,8

UBICACION: S.E. 2550-1	
POTENCIA	
	MAX. DEM.
Potencia Aparente (kVA)	101.1
Potencia Activa (kW)	72.6
Potencia Reactiva (kvar)	67.6
	MIN. DEM.
	48.9
	28.2
	40.1
TENSION (V)	THD (%)
Vrs	446.0
Vst	446.0
Vrt	446.0
V prom (V)	446.0
% Desbalance	0.00
Factor de potencia	0,78 (0,58)
	CORRIENTE (A)
	THD(%)
I _r (min)	64.0
I _s (min)	63.0
I _t (min)	66.0
I prom (A)	64.3
% Desbalance	2.07
Frecuencia (Hz)	60

Descripción en Mínima demnada * Todas las cargas excepto V36 75 HP a fdp=0,85

UBICACION: S.E. 2700-1	
POTENCIA	
	MAX. DEM.
Potencia Aparente (kVA)	111
Potencia Activa (kW)	96.4
Potencia Reactiva (kvar)	59.1
	MIN. DEM.
	111
	96.4
	59.1
TENSION (V)	THD (%)
Vrs	473.0
Vst	474.0
Vrt	473.0
V prom (V)	473.3
% Desbalance	0.07
Factor de potencia	0.85
	CORRIENTE (A)
	THD(%)
I _r	132.0
I _s	136.0
I _t	134.0
I prom (A)	134.0
% Desbalance	1.49
Frecuencia (Hz)	60

Descripción en Mínima demnada * Misma que en máxima demanda V-65 y V-67.

UBICACION: S.E. 2630-Sala Compresoras -IR 715 N°2	
POTENCIA	
	MAX. DEM.
Potencia Aparente (kVA)	166
Potencia Activa (kW)	145
Potencia Reactiva (kvar)	82
	MIN. DEM.
	166
	145
	82
TENSION (V)	THD (%)
Vrs	454.0
Vst	458.0
Vrt	457.0
V prom (V)	456.3
% Desbalance	0.51
Factor de potencia	0.87
	CORRIENTE (A)
	THD(%)
I _r	206.0
I _s	171.0
I _t	212.0
I prom (A)	196.3
% Desbalance	12.90
Frecuencia (Hz)	60.1

Descripción en Mínima demnada * Trabaja las 24 horas.

UBICACIÓN: S.E. 2630-Sala Compresoras -Llave General					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		190		15.69	
Potencia Activa (kW)		160		12.42	
Potencia Reactiva (kvar)		102		9.59	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	455.0	0.9	I _r	238.0	0.9
Vst	457.0	0.9	I _s	229.0	0.8
Vrt	460.0	0.9	I _t	199.0	1.2
V prom (V)	457.3	0.9	I prom (A)	222.0	1.0
% Desbalance		0.51		% Desbalance 10.36	
Factor de potencia		0.85		Frecuencia (Hz) 60	

Descripción en Mínima demnada * Solo ventilador e iluminación.

UBICACION: S.E. 2630-Sala Compresoras -Salida 2600					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		3.82		3.82	
Potencia Activa (kW)		3.28		3.28	
Potencia Reactiva (kvar)		1.96		1.96	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	454.0	0.7	I _r	8.2	18.3
Vst	456.0	0.9	I _s	8.5	21.0
Vrt	456.0	0.9	I _t		
V prom (V)	455.3	0.8	I prom (A)	8.4	19.7
% Desbalance		0.29		% Desbalance -	
Factor de potencia		0.88		Frecuencia (Hz) 60	

Descripción en Mínima demnada * Trabaja las 24 horas.

UBICACION: S.E. 2630-Sala Compresoras -Td1					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		113		-	
Potencia Activa (kW)		89.2		-	
Potencia Reactiva (kvar)		69.6		-	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	452.0	0.8	I _r	150.0	1.0
Vst	456.0	0.7	I _s	114.0	1.0
Vrt	458.0	0.9	I _t	130.0	1.2
V prom (V)	455.3	0.8	I prom (A)	131.3	1.1
% Desbalance		0.73		% Desbalance 13.20	
Factor de potencia		0.79		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: S.E. 2630-Sala Compresoras -TdA1					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		61.44		-	
Potencia Activa (kW)		53.1		-	
Potencia Reactiva (kvar)		3.9		-	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	452.0	0.5	I _r	75.0	0.8
Vst	452.0	0.7	I _s	72.0	1.2
Vrt	453.0	0.7	I _t	72.0	1.3
V prom (V)	452.3	0.6	I prom (A)	73.0	1.1
% Desbalance		0.07		% Desbalance 1.37	
Factor de potencia		0.86		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: S.E. 2630-Sala Compresoras - Ventilador					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		15.69		15.69	
Potencia Activa (kW)		12.42		12.42	
Potencia Reactiva (kvar)		9.59		9.59	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	453.0	0.7	Ir	21.8	3.9
Vst	455.0	0.8	Is	18.4	2.1
Vrt	458.0	0.9	It	18.9	1.6
V prom (V)	455.3	0.8	I prom (A)	19.7	2.5
% Desbalance		0.51		% Desbalance 6.60	
Factor de potencia		0.79		Frecuencia (Hz) 60	

ANEXO 06d:

**RESULTADO DE MEDICIONES REALIZADAS
PLANTA VIJUS**

UBICACION: PLANTA VIJUS - TD1					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		603.84		154.46	
Potencia Activa (kW)		535		121	
Potencia Reactiva (kvar)		280		96	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	455.5	0.5	Ir	676.0	1.2
Vst	457.3	0.6	Is	706.0	1.1
Vrt	464.2	0.5	It	658.0	1.3
V prom (V)	459.0	0.5	I prom (A)	680.0	1.2
% Desbalance		0.75		% Desbalance 3.24	
Factor de potencia		0.79		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: PLANTA VIJUS - TD2					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		603.84		154.46	
Potencia Activa (kW)		535		121	
Potencia Reactiva (kvar)		280		96	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	455.5	0.5	Ir	676.0	1.2
Vst	457.3	0.6	Is	706.0	1.1
Vrt	464.2	0.5	It	658.0	1.3
V prom (V)	459.0	0.5	I prom (A)	680.0	1.2
% Desbalance		0.75		% Desbalance 3.24	
Factor de potencia		0.79		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: PLANTA VIJUS - MOLIENDA 5X10					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		67.37		0	
Potencia Activa (kW)		56.1		0	
Potencia Reactiva (kvar)		37.3		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	449.00	0.9	Ir	74.00	5.2
Vst	451.00	1.1	Is	74.00	4.7
Vrt	450.00	1.1	It	75.00	5.9
V prom (V)	450.00	1.03	I prom (A)	74.33	5.3
% Desbalance		0.22		% Desbalance 0.45	
Factor de potencia		0.83		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: PLANTA VIJUS - MOLIENDA 8X10					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		3.07		0	
Potencia Activa (kW)		287		0	
Potencia Reactiva (kvar)		106		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	449.0	1.0	Ir	378.0	1.1
Vst	447.0	1.3	Is	399.0	1.0
Vrt	445.0	1.1	It	402.0	1.0
V prom (V)	447.0	1.1	I prom (A)	393.0	1.0
% Desbalance		0.4		% Desbalance 3.8	
Factor de potencia		0.94		Frecuencia (Hz) 59.9	

UBICACIÓN: PLANTA VIJUS - Barras Gral Lab y Tall 220V					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		15.9		15.9	
Potencia Activa (kW)		14.9		14.9	
Potencia Reactiva (kvar)		5.4		5.4	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	228.0	1.4	I _r	49.0	20.7
Vst	226.0	1.8	I _s	28.9	7.5
Vrt	224.0	2.3	I _t	64.0	14.2
V prom (V)	226.0	1.8	I prom (A)	47.30	14.1
% Desbalance		0.88		% Desbalance 38.90	
Factor de potencia		0.94		Frecuencia (Hz) 60.1	

UBICACION: PLANTA VIJUS - BCF 75KVAR 5x10					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		60.5		0	
Potencia Activa (kW)		1.5		0	
Potencia Reactiva (kvar)		60.5		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	448.0	1.4	I _r	77.0	8.0
Vst	435.0	2.1	I _s	77.0	8.1
Vrt	450.0	1.2	I _t	77.0	6.0
V prom (V)	444.3	1.6	I prom (A)	77.0	7.4
% Desbalance		2.10		% Desbalance 0.00	
Factor de potencia		0.03		Frecuencia (Hz) 59.9	

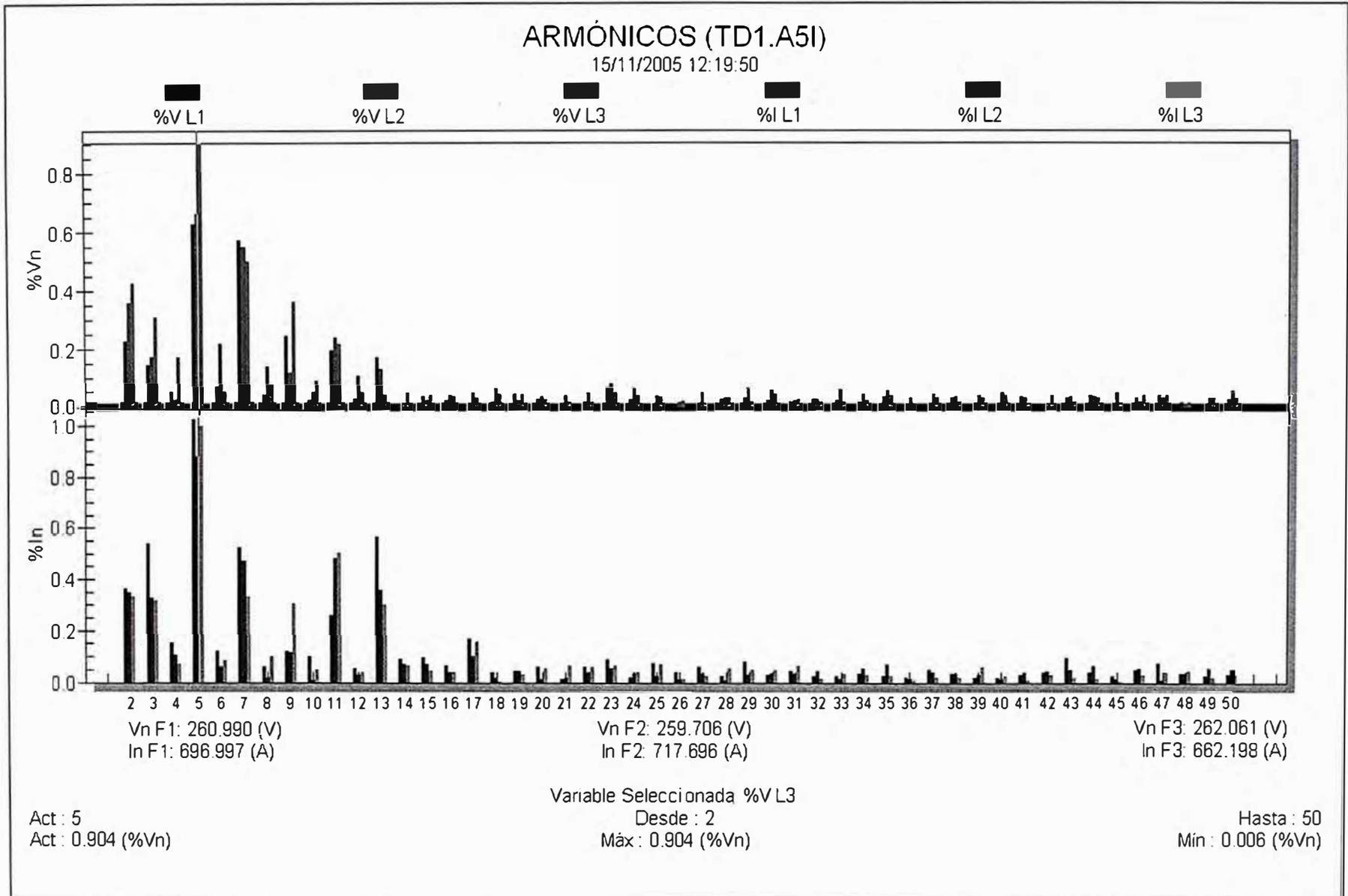
UBICACION: PLANTA VIJUS - bcf 100KVAR 8x10					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		81.1		0	
Potencia Activa (kW)		0		0	
Potencia Reactiva (kvar)		81.1		0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	450.0	1.1	I _r	104.0	7.0
Vst	447.0	1.1	I _s	101.0	5.8
Vrt	451.0	1.6	I _t	105.0	7.8
V prom (V)	449.3	1.3	I prom (A)	103.3	6.9
% Desbalance		0.52		% Desbalance 2.26	
Factor de potencia		0		Frecuencia (Hz) 60.2	

UBICACIÓN: PLANTA VIJUS - Gral Laboratorio 220V					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		7.23			
Potencia Activa (kW)		7.06			
Potencia Reactiva (kvar)		1.54			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	207.0	2.1	I _r	15.4	4.0
Vst	211.0	1.4	I _s	22.2	8.6
Vrt	209.0	2.1	I _t	22.9	9.0
V prom (V)	209.0	1.9	I prom (A)	20.2	7.2
% Desbalance		0.96		% Desbalance 23.64	
Factor de potencia		0.98		Frecuencia (Hz) 60	

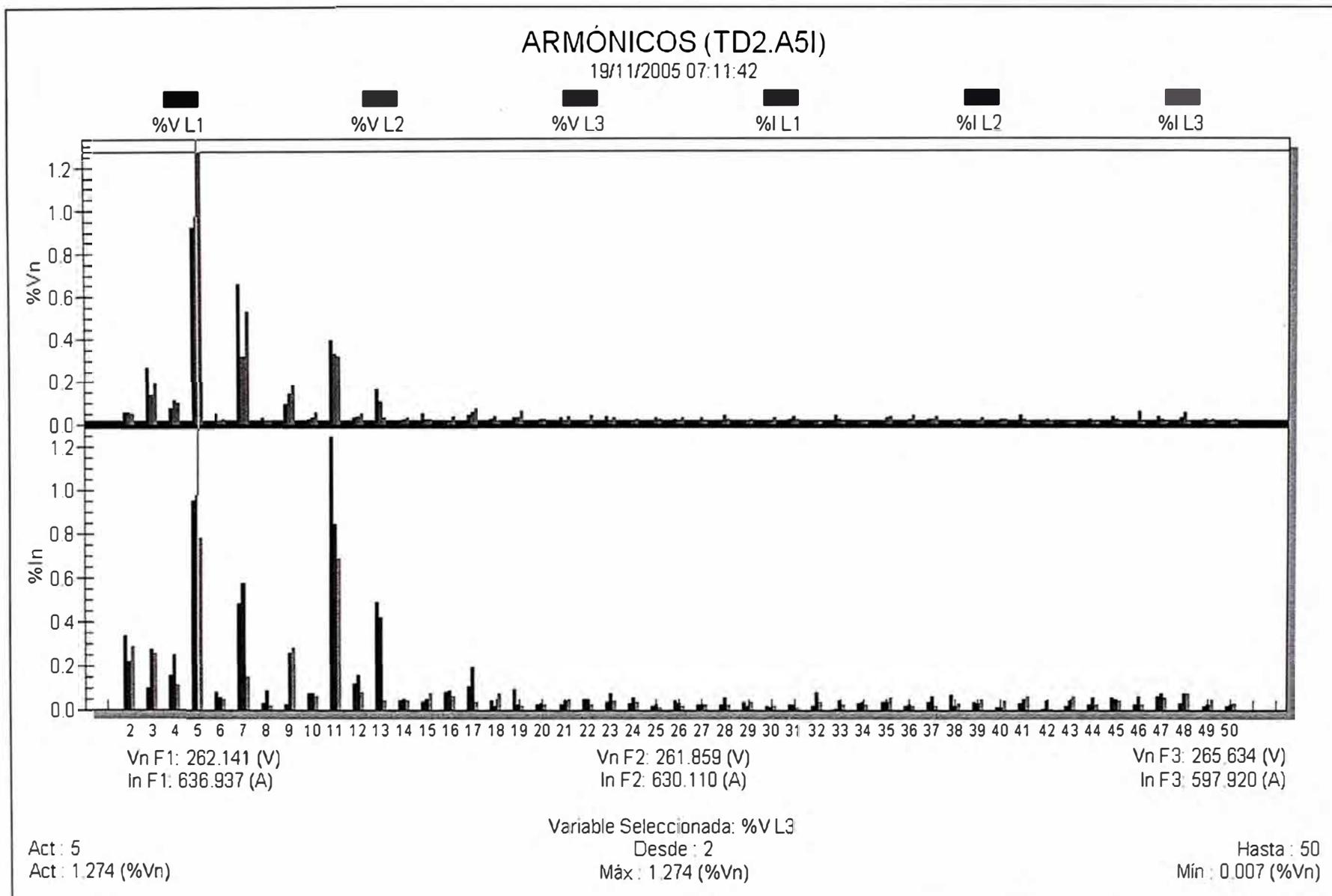
UBICACION: PLANTA VIJUS - Int 3f Laboratorio 220V					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		2.45			
Potencia Activa (kW)		2.35			
Potencia Reactiva (kvar)		0.71			
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	232.0	1.2	Ir	2.2	59.2
Vst	227.0	1.7	Is	16.5	9.8
Vrt	223.0	2.3	It	16.5	6.5
V prom (V)	227.3	1.7	I prom (A)	11.7	25.2
% Desbalance		1.91		% Desbalance 81.25	
Factor de potencia		0.96		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: Plataforma Vijus					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		4.1		4.1	
Potencia Activa (kW)		4		4	
Potencia Reactiva (kvar)		0.92		0.92	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	476.0	1.5	Ir	7.0	29.9
Vst	474.0	1.0	Is	10.0	18.4
Vrt	474.0	1.4	It	10.9	23.2
V prom (V)	474.7	1.3	I prom (A)	9.3	23.8
% Desbalance		0.14		% Desbalance 24.73	
Factor de potencia		0.97		Frecuencia (Hz) 60	
Para máxima demanda - Falta adicionar el cargador de baterías de la línea trolley.					

ANEXO 06e: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD1 en la SE Vijus



ANEXO 06f: Espectro de armónicos 3, 5, 7 en el TD2 en la SE Vijus



ANEXO 06g:

**RESULTADO DE MEDICIONES REALIZADAS
ZONA SUR - KAROLA**

UBICACION: S.E. CHOLOQUE - SALIDA KAROLA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		168.7		86.6	
Potencia Activa (kW)		127.0		66.0	
Potencia Reactiva (kvar)		111.0		56.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	474.6	7.1	I _r	219.0	10.0
Vst	476.3	8.5	I _s	210.0	11.5
Vrt	472.8	7.0	I _t	191.0	10.0
V prom (V)	474.6	7.5	I prom (A)	206.7	10.5
% Desbalance		0.37		% Desbalance 7.58	
Factor de potencia		0,753 (0,762)		Frecuencia (Hz) 60.5	

UBICACION: S.E. CHOLOQUE - INSTALACIONES INTERNAS Y COMPRESORAS					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		115.0		47.0	
Potencia Activa (kW)		88		29.0	
Potencia Reactiva (kvar)		74		37.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	462.5	1.6	I _r	151.0	4.0
Vst	464.2	1.6	I _s	148.0	4.2
Vrt	464.2	1.2	I _t	138.0	3.0
V prom (V)	463.6	1.5	I prom (A)	145.7	3.7
% Desbalance		0.25		% Desbalance 5.26	
Factor de potencia		0,76 (0,63)		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: S.E. 1600-2					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		84		24.7	
Potencia Activa (kW)		63.4		21.0	
Potencia Reactiva (kvar)		55.1		13.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	442.0	1.2	I _r	140.0	2.3
Vst	441.0	1.4	I _s	126.0	2.5
Vrt	443.0	1.4	I _t	124.0	2.9
V prom (V)	442.0	1.3	I prom (A)	130.0	2.6
% Desbalance		0.23		% Desbalance 4.62	
Factor de potencia		0.84		Frecuencia (Hz) 60.2	

UBICACION: S.E. 1650-1					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		21.3		1.2	
Potencia Activa (kW)		17.3		1.0	
Potencia Reactiva (kvar)		12.5		0.7	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	468.0	1.7	I _r	25.8	2.9
Vst	467.0	1.4	I _s	27.0	2.5
Vrt	465.0	1.7	I _t	26.1	2.4
V prom (V)	466.7	1.6	I prom (A)	26.3	2.6
% Desbalance		0.36		% Desbalance 1.90	
Factor de potencia		0,81 (0,81)		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: S.E. 1780-3					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		47.9		47.9	
Potencia Activa (kW)		38.4		38.4	
Potencia Reactiva (kvar)		28.6		28.6	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	470.0	1.8	Ir	59.0	2.5
Vst	471.0	2.0	Is	57.0	2.6
Vrt	470.0	1.9	It	59.0	2.6
V prom (V)	470.3	1.9	I prom (A)	58.3	2.6
% Desbalance		0.07		% Desbalance 2.29	
Factor de potencia		0,8 (0,8)		Frecuencia (Hz) 60	

UBICACION: S.E. ESTRELLA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		31.6		2.3	
Potencia Activa (kW)		30.6		1.9	
Potencia Reactiva (kvar)		8.04		1.2	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	482.0	2.9	Ir	48.5	22.9
Vst	484.0	3.8	Is	34.3	23.8
Vrt	484.0	3.3	It	31.2	23.5
V prom (V)	483.3	3.3	I prom (A)	38.0	23.4
% Desbalance		0.28		% Desbalance 17.89	
Factor de potencia		0,97 (0,85)		Frecuencia (Hz) 60.5	

ANEXO 06h:

**RESULTADO DE MEDICIONES REALIZADAS
ZONA - SANTA MARIA**

UBICACIÓN: SANTA MARIA - ENTRADA GENERAL					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		333.1		0.0	
Potencia Activa (kW)		239		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		232		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	269.0	1	I _r	428.0	1.2
Vst	269.0	1	I _s	423.0	1.3
Vrt	271.0	0.9	I _t	379.0	1.0
V prom (V)	269.7	1.0	I prom (A)	410.0	1.2
% Desbalance		0.25		% Desbalance	
Factor de potencia		0.72		Frecuencia (Hz)	
				7.56	
				60.4	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el dia.

Minima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACIÓN: SANTA MARIA - PRECIPITADO					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		40.0		0.0	
Potencia Activa (kW)		25.8		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		30.6		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	464.0	0.7	I _r	49.1	2.0
Vst	464.0	0.7	I _s	47.6	3.3
Vrt	466.0	0.7	I _t	46.8	2.5
V prom (V)	464.7	0.7	I prom (A)	47.8	2.6
% Desbalance		0.14		% Desbalance	
Factor de potencia		0.64		Frecuencia (Hz)	
				2.16	
				60.4	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el dia.

Minima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACIÓN: SANTA MARIA - ESPESADORES Y AGITADORES					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		46.5		0.0	
Potencia Activa (kW)		26.3		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		38.4		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	464.0	0.7	I _r	57.0	1.6
Vst	464.0	0.8	I _s	60.0	2.0
Vrt	466.0	0.6	I _t	58.0	1.4
V prom (V)	464.7	0.7	I prom (A)	58.3	1.7
% Desbalance		0.14		% Desbalance	
Factor de potencia		0.57		Frecuencia (Hz)	
				2.29	
				60.3	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el dia.

Minima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACION: SANTA MARIA - MOLIENDA					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		233.0		0.0	
Potencia Activa (kW)		176		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		152		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	463.0	0.8	I _r	289.0	1.2
Vst	464.0	0.8	I _s	290.0	1.2
Vrt	464.0	0.7	I _t	271.0	1.1
V prom (V)	463.7	0.8	I prom (A)	283.3	1.2
% Desbalance		0.14		% Desbalance	
Factor de potencia		0.76		Frecuencia (Hz)	
				4.35	
				60.3	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el dia.

Minima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACION: SANTA MARIA - MOLINO 6X7					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		122.0		0.0	
Potencia Activa (kW)		96.2		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		75.1		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	459.0	0.7	I _r	153.0	1.5
Vst	463.0	0.7	I _s	160.0	1.2
Vrt	460.0	0.8	I _t	150.0	1.5
V prom (V)	460.7	0.7	I prom (A)	154.3	1.4
% Desbalance		0.36		% Desbalance 2.81	
Factor de potencia		0.79		Frecuencia (Hz) 60.5	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el día.

Mínima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACION: SANTA MARIA - MOLINO 5X6					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		55.1		0.0	
Potencia Activa (kW)		38.5		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		39.5		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	459.0	0.7	I _r	69.0	2.0
Vst	460.0	0.7	I _s	72.0	1.4
Vrt	459.0	0.7	I _t	74.0	1.6
V prom (V)	459.3	0.7	I prom (A)	71.7	1.7
% Desbalance		0.07		% Desbalance 3.72	
Factor de potencia		0.7		Frecuencia (Hz) 60.4	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el día.

Mínima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

UBICACION: SALIDA TRAF0 1 Φ					
POTENCIA		MAX. DEM.		MIN. DEM.	
Potencia Aparente (kVA)		6.68		0.0	
Potencia Activa (kW)		6.15		0.0	
Potencia Reactiva (kvar)		2.62		0.0	
TENSION (V)		THD (%)	CORRIENTE (A)		THD(%)
Vrs	464.0	0.8	I _r	11.9	10.1
Vst	464.0	0.7	I _s	9.1	9.9
Vrt	466.0	0.8	I _t	2.9	12.8
V prom (V)	464.7	0.8	I prom (A)	8.0	10.9
% Desbalance		0.14		% Desbalance 63.60	
Factor de potencia		0.92		Frecuencia (Hz) 60.4	

Maxima Demanda: Cuando se encuentra en campaña la maxima demnada es todo el día.

Mínima Demanda: Cero cuando se esta fuera de campaña.

ANEXO 07: Relación del Factor de utilización de subestaciones medidas

ITM	COD. CIA.	TENSION (KV)	POT (KVA)	TIPO CONEX.	Vcc (%)	UBICACIÓN	MAXIMA DEMANDA (kW)	FACTOR DE UTILIZACION
1	TD1	25±2*2,5%/0,46	1000	Yd5	5,6	SE Planta Vijus	535	0,54
2	TD2	25±2*2,5%/0,46	1000	Yd5	5,6	SE Planta Vijus	535	0,54
3	TD3	25±2*2,5%/0,46	1000	Yd5	5,6	SE Consuelo No. 01	445	0,45
4	TD4	25/0,46	1000	Yd5	5,22	SE Santa Maria	300	0,30
5	TDA1	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,4	SE Choloque	107	0,33
6	TDA2	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,3	SE NIV 2190	297	0,93
7	TDA3	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,7	SE Piñuto	58	0,18
8	TDA4	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,3	SE NIV 2190	297	0,93
9	TDA5	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,3	SE Choloque	107	0,33
10	TDA6	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,4	SE NIV 2190	297	0,93
11	TDA7	25±2*2,5%/0,46	320	Yd5	5,7	SE NIV 2190	297	0,93
12	TDA9	25±2*2,5%/0,46	320	dYN5	4,1	SE Cedro-1	60	0,19
13	Td1	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,9	SE NIV 2630 - 1 (CC Consuelo)	189,2	0,59
14	Td2	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,9	SE NIV 2190	316	0,99
15	Td3	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,9	SE Consuelo - 1	148	0,46
16	Td4	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,67	SE NIV 1867 - 1 (Jimena)	160	0,50
17	Td5	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,5	SE NIV 1937 - 4 (Jimena)	NO OPERA	-
18	Td6	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,9	SE NIV 2450 - 2	15	0,05
19	Td7	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,9	SE Consuelo - 1	148	0,46
20	Td9	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,1	SE Consuelo - 1	148	0,46
21	Td10	4,16±2*2,5%/0,46	320	YNd5	4,3	SE NIV 1987 - 3	192	0,60
22	TdA1	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,6	SE NIV 2630 - 1 (CC Consuelo)	153,1	0,96
23	TdA2	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,1	S E. Plataforma Vijus	14	0,09
24	TdA3	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,1	SE NIV 1780 - 3	39	0,24
25	TdA4	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,2	SE NIV 2450 - 1 (Consuelo)	40,3	0,25
26	TdA6	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 2550 - 1 (Consuelo)	72,6	0,45
27	TdA7	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 2020 - 2 (Papagayo)	30,6	0,19
28	TdA8	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,2	SE NIV 1937 - 2 (Jimena)	67	0,42
29	TdA9	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 1937 - 3 (Jimena)	98	0,61
30	TdA10	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,2	SE NIV 1987 - 5	56,3	0,35
31	TdA11	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 1987 - 2	39	0,24
32	TdA12	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 1937 - 4 (Jimena)	NO OPERA	-
33	TdA14	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,6	SE NIV 2450 - 3 (Consuelo)	21	0,13
34	TdA15	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 1937 - 1 (Papagayo)	56	0,35
35	TdA18	4,16/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 2700 - 1 (Consuelo)	96,4	0,60
36	TdA19	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 1650 - 1 (Karola)	17,3	0,11
37	TdA20	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,4	SE NIV 1600 - 2 (Karola)	63,4	0,40
38	TdA21	4,16±2*2,5%/0,46	160	YNd5	4,3	SE NIV 2450 - 3 (Consuelo)	29	0,18
39	TdB1	4,16±2*2,5%/0,46	800	Dy5	4,6	SE NIV 2190	576	0,72
40	TdB2	4,16±2*2,5%/0,46	800	Dy11	-	SE Choloque	215	0,27
41	TRA1	0,44+2*35/0,197	100	Yd11	4,6	SE NIV 1467 - 1 (Estrella)	31	0,31

ANEXO 08a: Parámetros de Líneas y cables

PARAMETROS DE RED ELECTRICA DE CMPSA - LINEAS Y CABLES

Tal (m)	Barras1	Barras2	L (Km)	Tension (KV)	R (ohm/km)	X1(ohm/km)	B1(ohm/km)	R0(ohm/km)	X0(ohm/km)	B0(ohm/km)	Capacidad (A)
CCH1	TORRE30_B	CHOLOQ_25	2.253	25	0.558	0.429	3.44	0.730	1.762	1.57	235
CCHC0	CHOLOQ_46	COMPRCHOLO	0.020	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC1	CHOLOQ_41	BOCA_KAROL	0.488	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC2	BOCA_KAROL	SANDRA1_41	0.306	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC3	SANDRA1_41	SE_RB15_41	0.535	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC3A	SANDRA1_41	SE_NIV1727	0.790	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC4	SE_NIV1727	ESTRELLA41	0.340	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC5	SE_NIV1727	NIV1700_41	0.300	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC6	NIV1700_41	NIV1650_41	0.200	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CCHC7	NIV1650_41	NIV16002_4	0.780	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CL2	TORRE30_A	TORRE1	0.696	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CN1	CT_BARRA_A	PORTI_T40A	0.030	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CN2	PORTI_T40A	TORRE30_B	0.093	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CP1	TORRE30_B	2190_25	2.457	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CP2	2190_25	PIÑUTO_25	0.466	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CP3	PIÑUTO_25	SMARCOS_25	1.081	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CPC0	2190_46	COMPR2190	0.020	10	0.639	0.432	3.16	0.811	1.720	1.57	-
CPC1	2190_41	GLORIRTA41	0.709	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CPC10	SE1887_1_4	SE1867_1_4	0.213	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC11	SE1887_1_4	SE1937_1_4	0.527	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC12	SE1937_1_4	SE1937_2_4	0.391	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC13	SE1937_1_4	D_1937	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC14	D_1937	SE1937_3_4	0.496	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC15	D_1937	SE1937_4_4	0.282	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC2	2190_41	PORTI_2180	0.265	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
CPC3	PORTI_2180	SE2020_1	0.410	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC4	SE2020_1	SE2020_2_2	0.398	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC5	SE2020_1	SE1987_1_4	1.232	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC6	SE1987_1_4	SE1987_5_4	0.388	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC7	SE1987_1_4	SE1987_2_4	0.500	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175

PARAMETROS DE RED ELECTRICA DE CMPSA - LINEAS Y CABLES

IdLinea	Barra1	Barra2	L (km)	Tension (kV)	Rl(ohm/km)	Xl(ohm/km)	B1(ohm/km)	R0(ohm/km)	X0(ohm/km)	B0(ohm/km)	Capacidad (A)
CPC8	SE1987_2_4	SE1987_3_4	0.500	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC8A	SE1987_2_4	SE1987_4_4	0.200	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CPC9	SE1987_2_4	SE1887_1_4	0.117	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CS1	CT_BARRA_B	TORRE53	4.235	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CS2	TORRE53	CEDRO_25	0.154	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CS3	TORRE53	CONSUELO25	0.580	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CS4	CONSUELO25	STAMARIA25	7.392	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CS4A	STAMARIA46	STAMAMOLIE	0.020	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	235
CSC1	CONSUELO41	TORRE_PASO	1.114	25	0.558	0.444	3.33	0.730	1.732	1.61	235
CSC2	TORRE_PASO	COMPRES_41	0.063	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC2A	COMPRES_46	COMPRES_CON	0.002	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC3	TORRE_PASO	D_2700	0.490	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC4A	D_2700	CUTNIV2700	0.215	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC4B	CUTNIV2700	NIV2700_41	0.800	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC5	D_2700	SE2450_1_4	0.397	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC6	SE2450_1_4	SE2450_2_4	0.498	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC7	SE2450_2_4	SE2450_3_4	0.500	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CSC8	SE2450_3_4	SE2550_1_4	0.330	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
CT1	CT_BARRA_B	TORRE1	0.065	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CV1	TORRE1	VIJ_PLAN25	3.613	25	0.558	0.431	3.51	0.727	1.762	1.42	235
CV2	VIJ_PLAN46	VIJ_POST46	0.219	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
CV3	VIJ_POST41	VIJ_PLAT41	0.909	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
CV4	VIJ_PLAT46	VIJ_TROC46	0.831	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
CV5	VIJ_PLAN46	VIJ_MOLIEN	0.020	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
CV6	VIJ_PLAN46	VIJ_CHANCA	0.020	4.16	1.310	0.439	3.12	1.482	1.740	1.55	125
ESCHER	E_WYSS	CH_BARRA_3	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
G1	CAT3516_1	CT_BARRA46	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
G2	EMD_2	CT_BARRA46	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
G3	CAT3412_3	CT_BARRA46	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
G4	WHITESUP_4	CT_BARRA46	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175
G5	CAT3412_5	STAMARIA46	0.010	4.16	0.668	0.140	120.00	0.668	0.140	120.00	175

ANEXO 08b: Parámetros de Transformadores

PARAMETROS DE RED ELECTRICA DE CMPSA - TRANSFORMADORES

TdTrafo	Pbase (MVA)	Vbase (kV)	Sbase (kVA)	R1 (Ohm)	X1 (Ohm)	RO (Ohm)	XO (Ohm)	Conex.P	Conex.S	Desfaseaje	Tap_Pasos	Tap_Max	Tap_Min	DESCRIPCION
TdA3	0.16	4.16	0.46	0.27	4.10	0.27	4.10	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1780 - 3
TD1	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Planta Vijus
Td1	0.32	4.16	0.46	0.33	4.90	0.33	4.90	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2630 - 1 (CC Consuelo)
Td10	0.32	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1987 - 3
TD2	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Planta Vijus
Td2	0.32	4.16	0.46	0.33	4.90	0.33	4.90	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TD3	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Consuelo Na. 01
Td3	0.32	4.16	0.46	0.33	4.90	0.33	4.90	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Consuelo - 1
TD4	1	25	0.46	0.35	5.22	0.35	5.22	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Santa Maria
Td4x	0.32	4.16	0.46	0.31	4.67	0.31	4.67	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1867 - 1 (Jimena)
Td5	0.32	4.16	0.46	0.30	4.50	0.30	4.50	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1937 - 4 (Jimena)
Td6	0.32	4.16	0.46	0.33	4.90	0.33	4.90	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2450 - 2
Td7	0.32	4.16	0.46	0.33	4.90	0.33	4.90	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Consuelo - 1
Td9	0.32	4.16	0.46	0.27	4.10	0.27	4.10	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Consuelo - 1
TdA1	0.16	4.16	0.46	0.31	4.60	0.31	4.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2630 - 1 (CC Consuelo)
TDA1	0.32	25	0.46	0.36	5.40	0.36	5.40	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Choloque
TdA10	0.16	4.16	0.46	0.28	4.20	0.28	4.20	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1987 - 5
TdA11	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1987 - 2
TdA12	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1937 - 4 (Jimena)
TdA14	0.16	4.16	0.46	0.31	4.60	0.31	4.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2450 - 3 (Consuelo)
TdA15	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1937 - 1 (Papugayo)
TdA16	0.16	4.16	0.46	0.29	4.40	0.29	4.40	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Posta Vijus
TdA17	0.16	4.16	0.46	0.30	4.50	0.30	4.50	Y	D	-150	1	1	0.95	SE GLORITA
TdA18	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	1	1	0.95	SE NIV 2700 - 1 (Consuelo)
TdA19	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1650 - 1 (Karola)
TDA2	0.32	25	0.46	0.35	5.30	0.35	5.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TdA2	0.16	4.16	0.46	0.27	4.10	0.27	4.10	Y	D	-150	5	1.05	0.95	S.E. Plataforma Vijus
TdA20	0.16	4.16	0.46	0.29	4.40	0.29	4.40	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1600 - 2 (Karola)

PARAMETROS DE RED ELECTRICA DE CMPSA - TRANSFORMADORES

IdTranfo	Pbase (MVA)	VPhase (kV)	T_Sbase(V)	RI (Ohm)	XI (Ohm)	RO (Ohm)	XO (Ohm)	Conex.P	Conex.S	Desfasaje	Tap_Pasos	Tap_Max	Tap_Min	DESCRIPCION
TdA21	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2450 - 3 (Consuelo)
TDA3	0.32	25	0.46	0.38	5.70	0.38	5.70	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Piñuto
TDA4	0.32	25	0.46	0.35	5.30	0.35	5.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TdA4	0.16	4.16	0.46	0.28	4.20	0.28	4.20	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2450 - 1 (Consuelo)
TDA5	0.32	25	0.46	0.35	5.30	0.35	5.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Choloque
TDA6	0.32	25	0.46	0.37	5.50	0.37	5.50	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TdA6	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2600 - 1 (Consuelo)
TDA7	0.32	25	0.46	0.38	5.70	0.38	5.70	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TdA7	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2020 - 2 (Papagayo)
TdA8	0.16	4.16	0.46	0.28	4.20	0.28	4.20	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1937 - 2 (Jimena)
TDA8	0.32	25	0.46	0.32	4.83	0.32	4.83	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE San Marcos
TdA9	0.16	4.16	0.46	0.29	4.30	0.29	4.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 1937 - 3 (Jimena)
TDA9	0.32	25	0.46	0.27	4.10	0.27	4.10	D	Y	-150	5	1.05	0.95	SE Cedro-1
TdB1	0.8	4.16	0.46	0.31	4.60	0.31	4.60	D	Y	-150	5	1.05	0.95	SE NIV 2190
TdB2	0.8	4.16	0.46	0.31	4.60	0.31	4.60	D	Y	30	5	1.05	0.95	SE Choloque
TH1	1.3	25	3	0.25	3.70	0.25	3.70	Y	Y	0	5	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
TH2	0.85	25	3	0.25	3.80	0.25	3.80	Y	D	30	5	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
Tn1	0.16	4.16	0.46	0.29	4.40	0.29	4.40	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Estrella Niv 1467-1
TRA1	0.1	0.44	0.197	0.31	4.60	0.31	4.60	Y	D	30	5	1.05	0.95	SE NIV 1467 - 1 (Estrella)
TRA2	0.1	0.44	0.197	0.30	4.50	0.30	4.50	Y	D	30	5	1.05	0.95	SE Trocha 2
TSH1	0.01	3	0.22	0.27	4.00	0.27	4.00	Y	Y	0	1	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
TSH2	0.02	3	0.22	0.27	4.00	0.27	4.00	Y	D	-150	1	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
TSH3	0.02	3.1	0.11	0.27	4.00	0.27	4.00	Y	D	-150	1	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
TSH4	0.05	3	0.46	0.27	4.00	0.27	4.00	Y	D	-150	1	1.05	0.95	SE Casa de Maquinas
TT1	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Casa Termica
TT2	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Casa Termica
TT3	1	25	0.46	0.37	5.60	0.37	5.60	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Casa Termica
TT4	1	25	0.46	0.37	5.50	0.37	5.50	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Casa Termica
TT5	1	25	0.46	0.35	5.30	0.35	5.30	Y	D	-150	5	1.05	0.95	SE Casa Termica

ANEXO 08c: Parámetros de los Grupos de Generación

PARAMETROS DE RED ELECTRICA DE CMPSA - GENERADORES

<i>IdGenerador</i>	<i>Vbase (kV)</i>	<i>Pbase</i>	<i>Xsub(Ohm)</i>	<i>Xtra(Ohm)</i>	<i>X2(Ohm)</i>	<i>X0(Ohm)</i>	<i>Xd(Ohm)</i>	<i>Conex</i>
<i>CAT3412_3</i>	<i>0.48</i>	<i>0.681</i>	<i>12.96</i>	<i>18.82</i>	<i>12.85</i>	<i>3.01</i>	<i>256.31</i>	<i>Y</i>
<i>CAT3516</i>	<i>0.48</i>	<i>1.562</i>	<i>18.32</i>	<i>25.93</i>	<i>20.29</i>	<i>9.35</i>	<i>354.69</i>	<i>Yg</i>
<i>WHITE SUPERIOR</i>	<i>0.48</i>	<i>0.625</i>	<i>19</i>	<i>21</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>120</i>	<i>Y</i>
<i>VOITH</i>	<i>3.15</i>	<i>0.85</i>	<i>17.673</i>	<i>28.461</i>	<i>14.586</i>	<i>2.453</i>	<i>144.536</i>	<i>Y</i>
<i>ESCHER WYSS</i>	<i>3.00</i>	<i>1.3</i>	<i>19.2</i>	<i>25.6</i>	<i>20.4</i>	<i>4</i>	<i>275</i>	<i>Y</i>
<i>EMD</i>	<i>0.48</i>	<i>1.562</i>	<i>19</i>	<i>21</i>	<i>10</i>	<i>10</i>	<i>120</i>	<i>Y</i>
<i>CAT3412_2</i>	<i>0.48</i>	<i>0.681</i>	<i>12.96</i>	<i>18.82</i>	<i>12.85</i>	<i>3.01</i>	<i>256.31</i>	<i>Y</i>

ANEXO 09a: Relación de variación de taps de transformadores

TRANSFORMADORES EXISTENTES - CMPSA POSICION DE TAPS

Subestación	Id. Transf.	Potencia (MVA)	TAPS	
			Pos	P.U.
S.E. 2190	TDA2	0.32	5	0.950
S.E. 2190	TDA4	0.32	5	0.950
S.E. 2190	TDA6	0.32	5	0.950
S.E. 2190	TDA7	0.32	5	0.950
S.E. 2190	Td2	0.32	1	1.050
S.E. 2190	TdB1	0.80	1	1.050
S.E. CEDRO	TDA9	0.32	3	1.000
S.E. CHOLOQUE	TDA1	0.32	5	0.950
S.E. CHOLOQUE	TDA5	0.32	5	0.950
S.E. CHOLOQUE	TdB2	0.80	2	1.025
S.E. 2630 -COMP.	Td1	0.32	3	1.000
S.E. 2630 -COMP.	TdA1	0.16	3	1.000
S.E. CONSUELO 1	TD3	1.00	5	0.950
S.E. CONSUELO 1	Td3	0.32	1	1.050
S.E. CONSUELO 1	Td7	0.32	1	1.050
S.E. CONSUELO 1	Td9	0.32	1	1.050
C.H. EL TINGO	TH1	1.30	4	0.975
C.H. EL TINGO	TH2	0.85	4	0.975
C.T. JAASA	TT1	1.00	3	1.000
C.T. JAASA	TT2	1.00	3	1.000
C.T. JAASA	TT3	1.00	3	1.000
C.T. JAASA	TT4	1.00	3	1.000
C.T. JAASA	TT5	1.00	3	1.000
S.E. ESTRELLA	Tn1	0.16	4	0.975
S.E. ESTRELLA	TRAi	0.10	-	1.120
S.E. GLORITA	TdA17	0.16	3	1.000
S.E. NIV1600-2	TdA20	0.16	4	0.975
S.E. NIV1650	TdA19	0.16	4	0.975
S.E. NIV2700	TdA18	0.32	4	0.975
S.E. PIÑUTO	TDA3	0.32	5	0.950
S.E. RB15	TdA3	0.16	3	1.000
S.E. 1867-1	Td4	0.32	4	0.975
S.E. 1937-1	TdA15	0.16	3	1.000
S.E. 1937-2	TdA8	0.16	4	0.975
S.E. 1937-3	TdA9	0.16	4	0.975
S.E. 1937-4	Td5	0.32	5	0.950
S.E. 1937-4	TdA12	0.16	5	0.950
S.E. 1987-2	TdA11	0.16	4	0.975
S.E. 1987-3	Td10	0.32	3	1.000
S.E. 1987-4	NUEVO	0.32	3	1.000
S.E. 1987-5	TdA10	0.16	4	0.975
S.E. 2020-2	TdA7	0.16	3	1.000
S.E. 2450-1	TdA4	0.16	3	1.000
S.E. 2450-2	Td6	0.16	3	1.000
S.E. 2450-3	TdA14	0.16	4	0.975
S.E. 2450-3	TdA21	0.16	4	0.975
S.E. 2550-1	TdA6	0.16	2	1.025
S.E. STAMARIA	TD4	1.00	4	0.975
S.E. PLANTA VIJUS	TD2	1.00	3	1.000
S.E. PLANTA VIJUS	TD1	1.00	3	1.000
S.E. PLATAF. VIJUS	TdA2	0.16	3	1.000
S.E. POSTA VIJUS	TdA16	0.16	3	1.000
S.E. TROCHA VIJUS	TRA2	0.10	3	1.000

ANEXO 09b: Propuesta de variación de Taps de transformadores

PROPUESTA DE VARIACION DE TAPS

SUBESTACION	Id. Transf.	Potencia (MVA)	CASO 1 actual		PROPUESTA DE VARIACION DE TAP					
			Pos.	p.u.	CASO 2		CASO 3		CASO 4	
					Pos.	p.u.	Pos.	p.u.	Pos.	p.u.
ATAHUALPA	NUEVO	0.32	-	-	4	0.975	4	0.975	4	0.975
ESTRELLA	Tn1	0.16	4	0.975	3	1	3	1	3	1
NIV1600-2	TdA20	0.16	4	0.975	1	1	3	1	3	1
NIV1650	TdA19	0.16	4	0.975	3	1	3	1	3	1
NIV2700	Td6	0.32	4	0.975	4	0.975	3	1	3	1
S.E. 1937-4	TdA12	0.16	5	0.95	4	0.975	4	0.975	4	0.975
S.E. 1937-4	Td5	0.32	4	0.95	4	0.975	4	0.975	4	0.975
S.E. 1987-3	Td10	0.32	3	1	4	0.975	4	0.975	3	1
S.E. 1987-4	NUEVO	0.32	3	1	4	0.975	3	1	3	1
S.E. 2020 -2	TdA7	0.16	3	1	2	1.025	3	1	2	1.025
S.E. 2190	NUEVO	0.32	-	-	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 2190	TDA2	0.32	5	0.95	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 2190	TDA4	0.32	5	0.95	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 2190	TDA6	0.32	5	0.95	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 2190	TDA7	0.32	5	0.95	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 2450 -1	TdA4	0.16	3	1	4	0.975	3	1	3	1
S.E. 2450 -2	TdA18	0.16	3	1	4	0.975	3	1	3	1
S.E. 2450 -3	TdA14	0.16	4	0.975	4	0.975	3	1	4	0.975
S.E. 2450 -3	TdA21	0.16	4	0.975	4	0.975	3	1	4	0.975
S.E. 2550 -1	TdA6	0.16	2	1.025	4	0.975	3	1	4	0.975
S.E. 2630 - COMP.	Td1	0.32	3	1	4	0.975	3	1	3	1
S.E. 2630 - COMP.	TdA1	0.16	3	1	4	0.975	3	1	3	1
S.E. CHOLOQUE	TDA1	0.32	4	0.95	4	0.975	3	1	4	0.975
S.E. CHOLOQUE	TDA5	0.32	5	0.95	4	0.975	3	1	4	0.975
S.E. CONSUELO 1	TD3	1.00	4	0.95	4	0.975	4	0.975	5	0.95
S.E. 1937-1	TdA15	0.16	3	1	4	0.975	4	0.975	3	1
S.E. 1937-3	TdA9	0.16	4	0.975	5	0.95	4	0.975	4	0.975
S.E. 1987 -2	TdA11	0.16	4	0.975	2	1.025	3	1	2	1.025
S.E. 1987 -5	TdA10	0.16	4	0.975	3	1	4	0.975	2	1.025

ANEXO FOTOGRAFICO 01

CENTRAL HIDROELECTRICA EL TINGO



Foto No. 01 Central Hidroeléctrica El Tingo

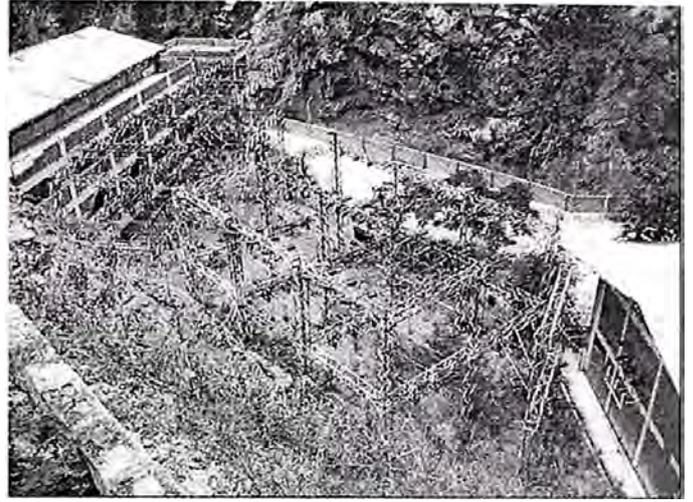


Foto No. 02 Patio de distribución

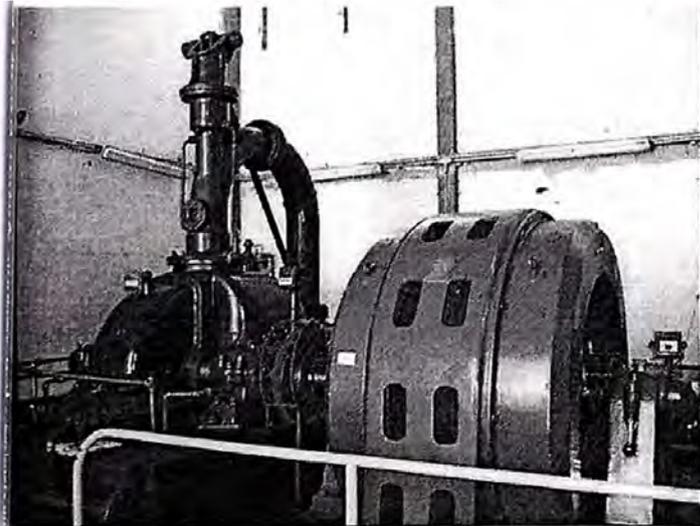


Foto No. 03 Turbina Escher Wyss

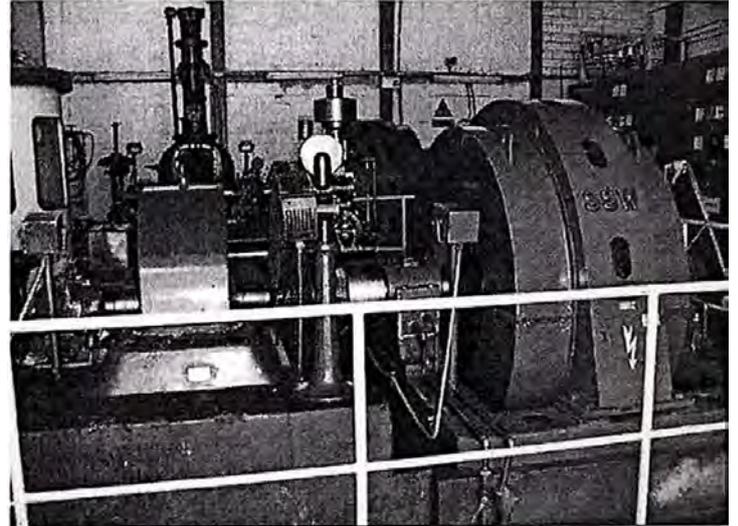


Foto No. 04 Turbina J.M.Voith

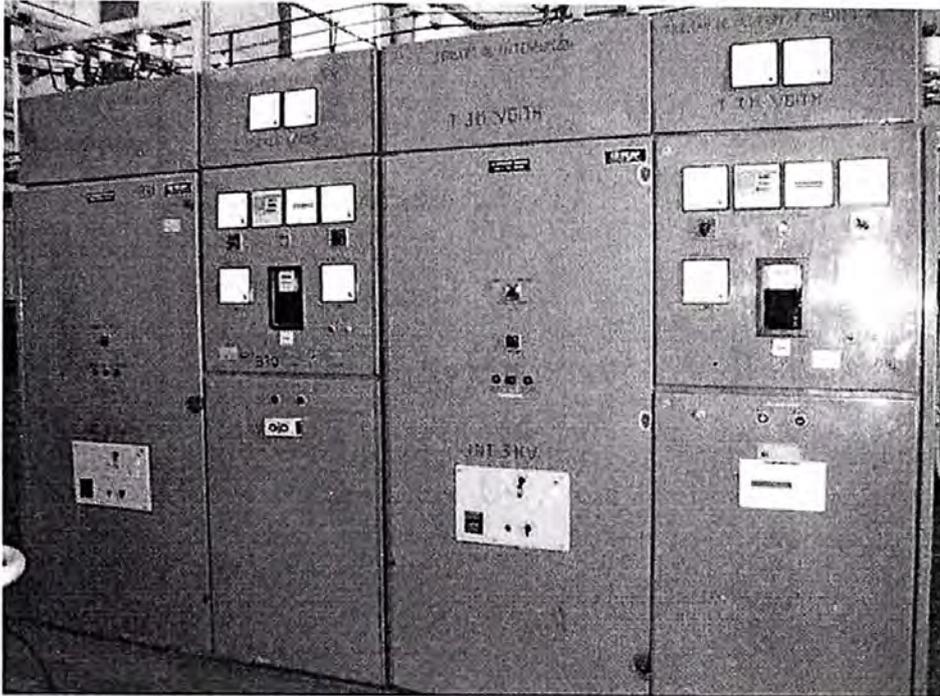


Foto No. 05 Tableros generales de la central hidroeléctrica

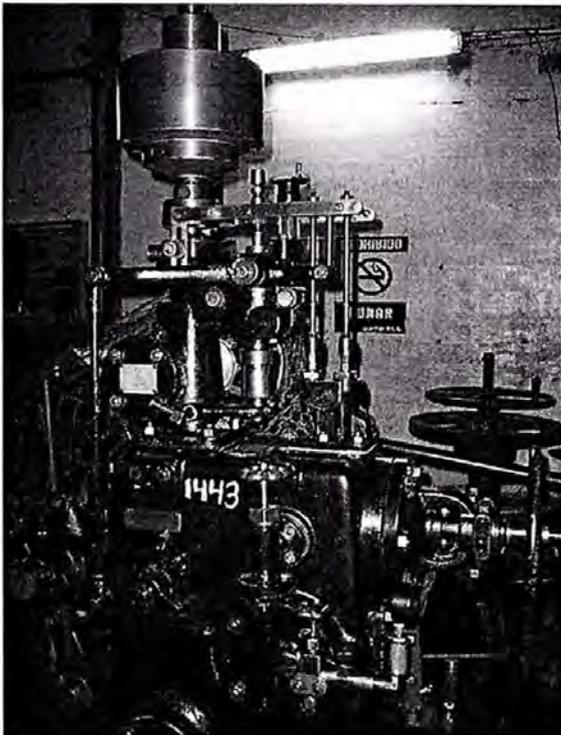


Foto No. 07 Gobernador de la Turbina J. M. Voith

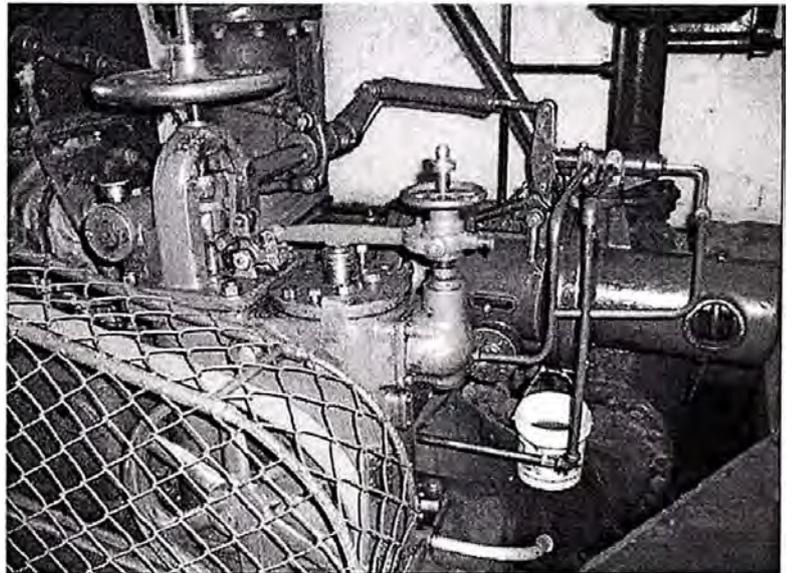


Foto No. 08 Gobernador de la Turbina Escher Wyss

ANEXO FOTOGRAFICO 02

PRIMERA COMPENSACION CENTRALIZADA EN LA CENTRAL DE GENERACION



Foto No. 01 Bancos en la Central de Generación de Energía

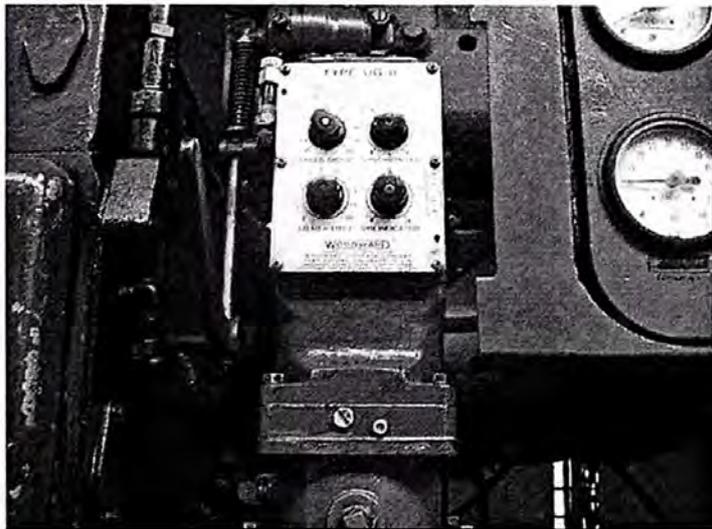


Foto No. 02 Gobernador Woodward UG-8

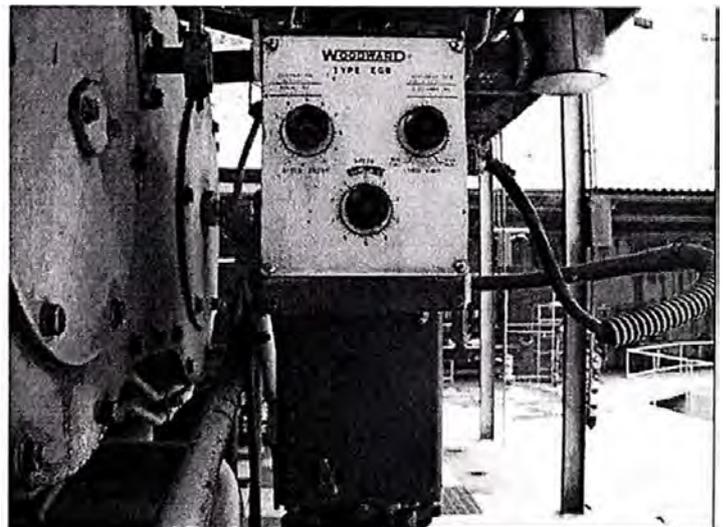


Foto No. 03 Gobernador Woodward EGB

ANEXO FOTOGRAFICO 03

PRIMERA COMPENSACION DISTRIBUIDA EN VIJUS

Foto No. 01
Sección
Molienda en la
planta Marañón
en Vijus

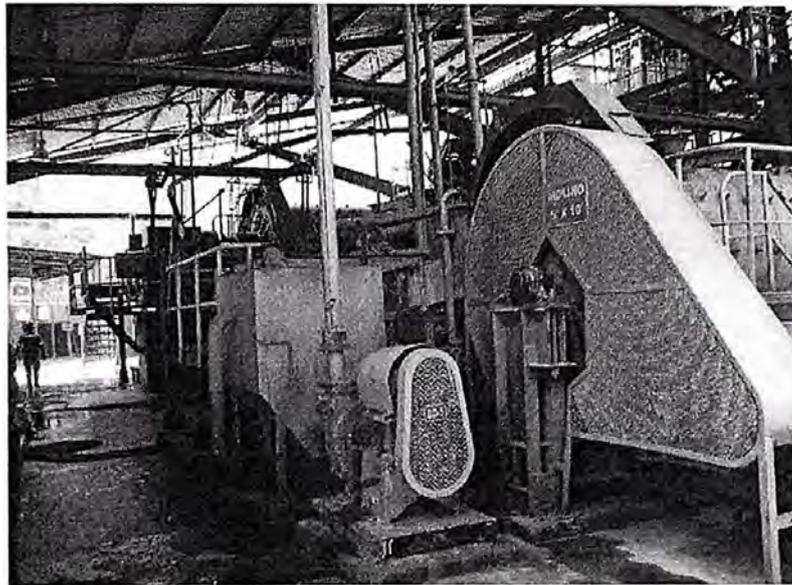


Foto No. 02
Tableros
generales de la
Sección
Molienda

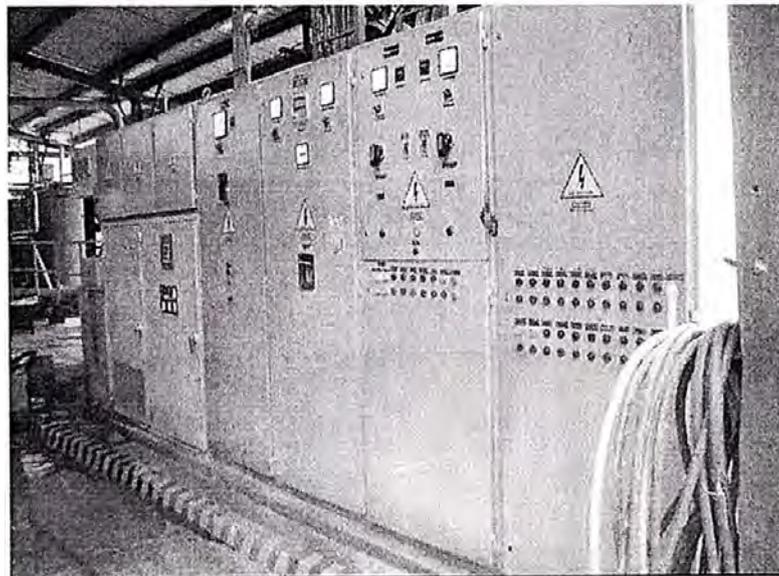
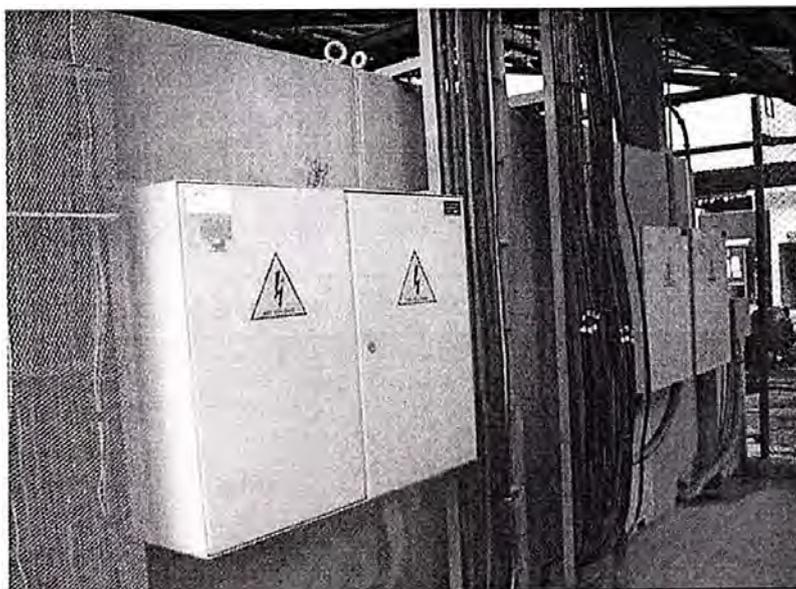


Foto No. 03
Bancos de
condensadores
de la Sección
Molienda



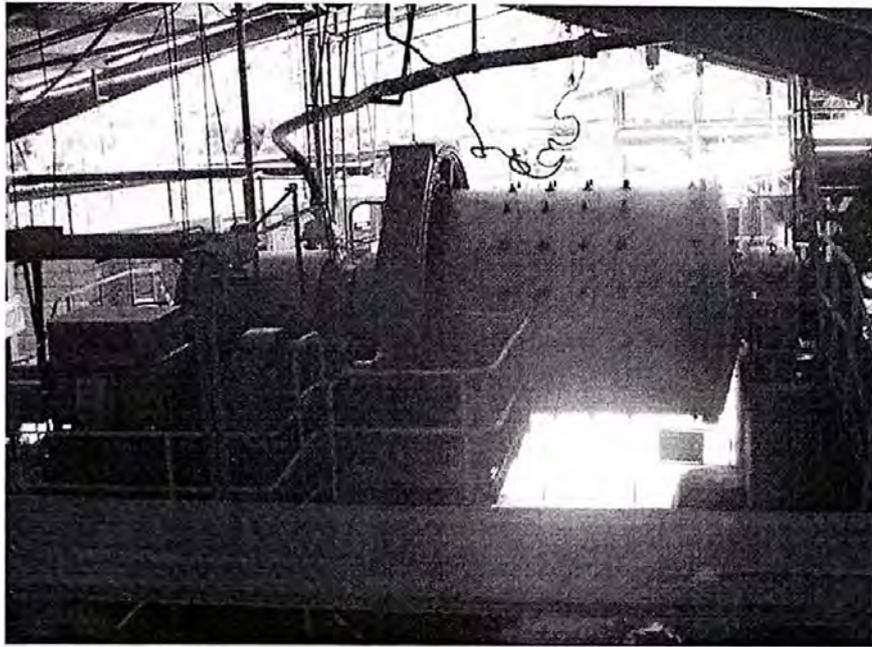
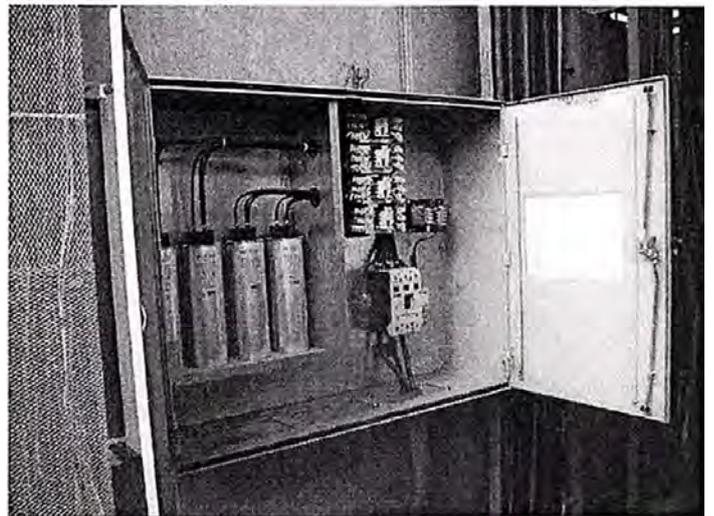
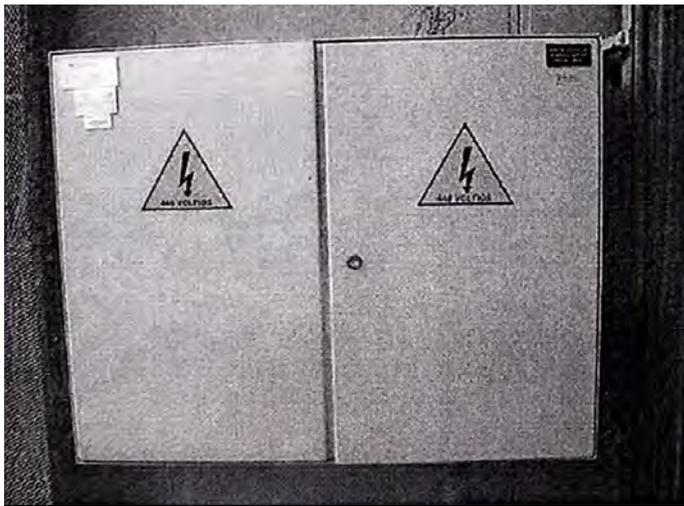


Foto No. 04 Molino de bolas 8' x 10'



Fotos Nos. 05 y 06 Banco de compensación de 100 kVAR, para el Molino de bolas 8' x 10'

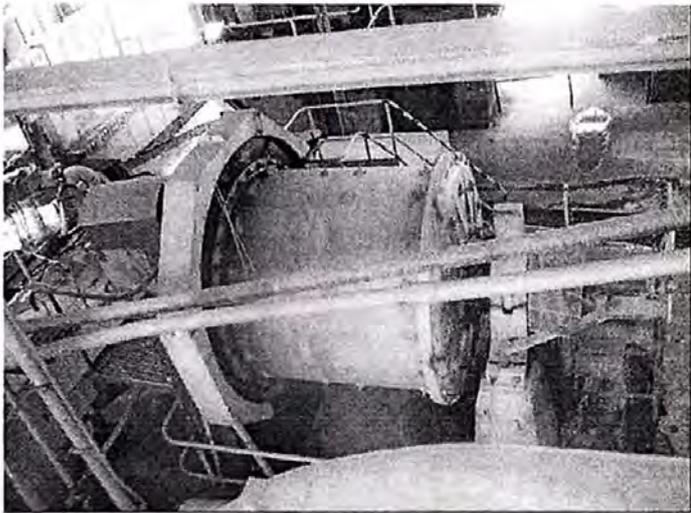


Foto No. 07 Molino de bolas 6' x 6'

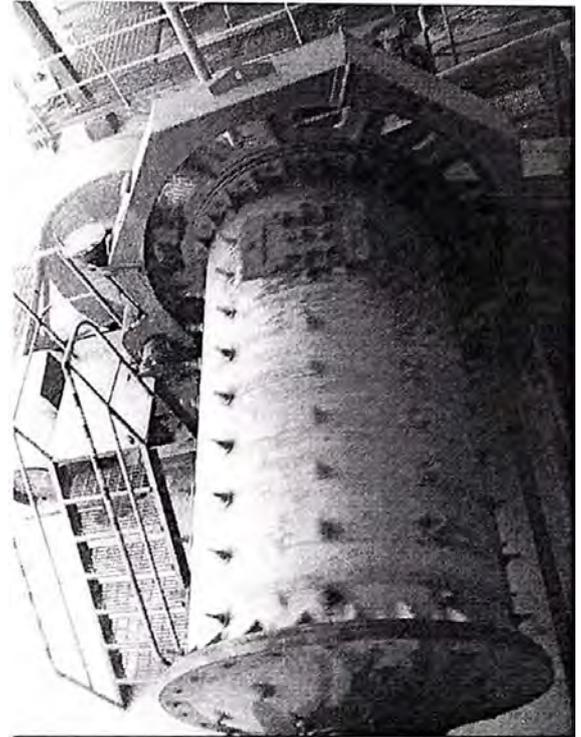


Foto No. 08 Molino de bolas 5' x 10'

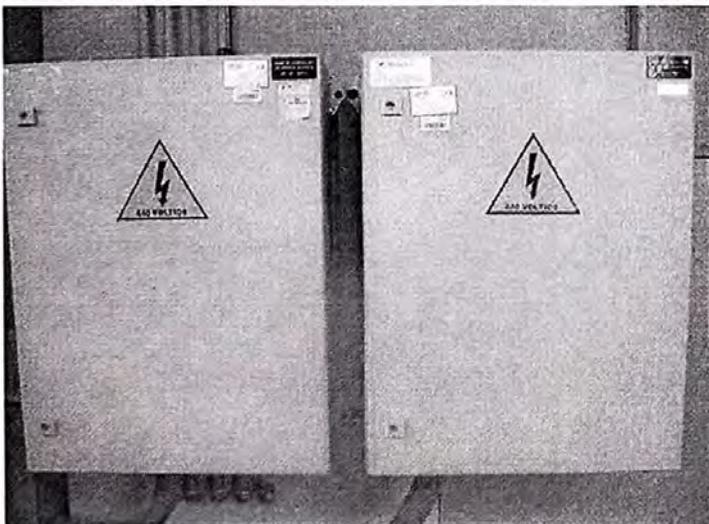


Foto No. 09 Bancos de Compensación

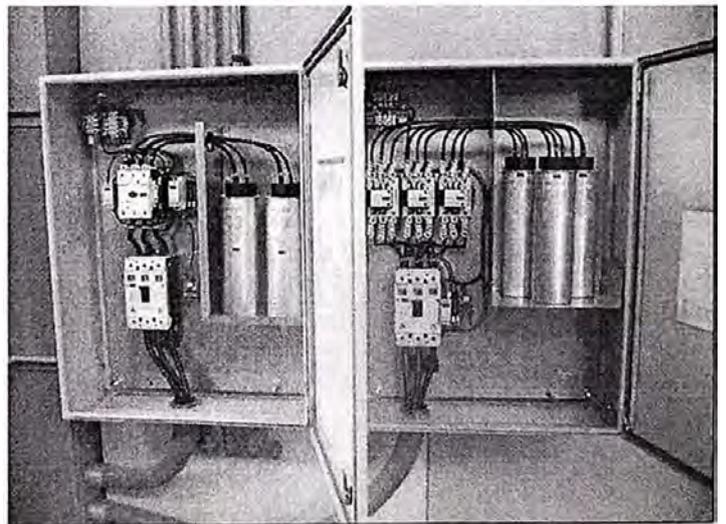


Foto No. 10 Bancos de 50 y 75 kVAR

ANEXO FOTOGRAFICO 04

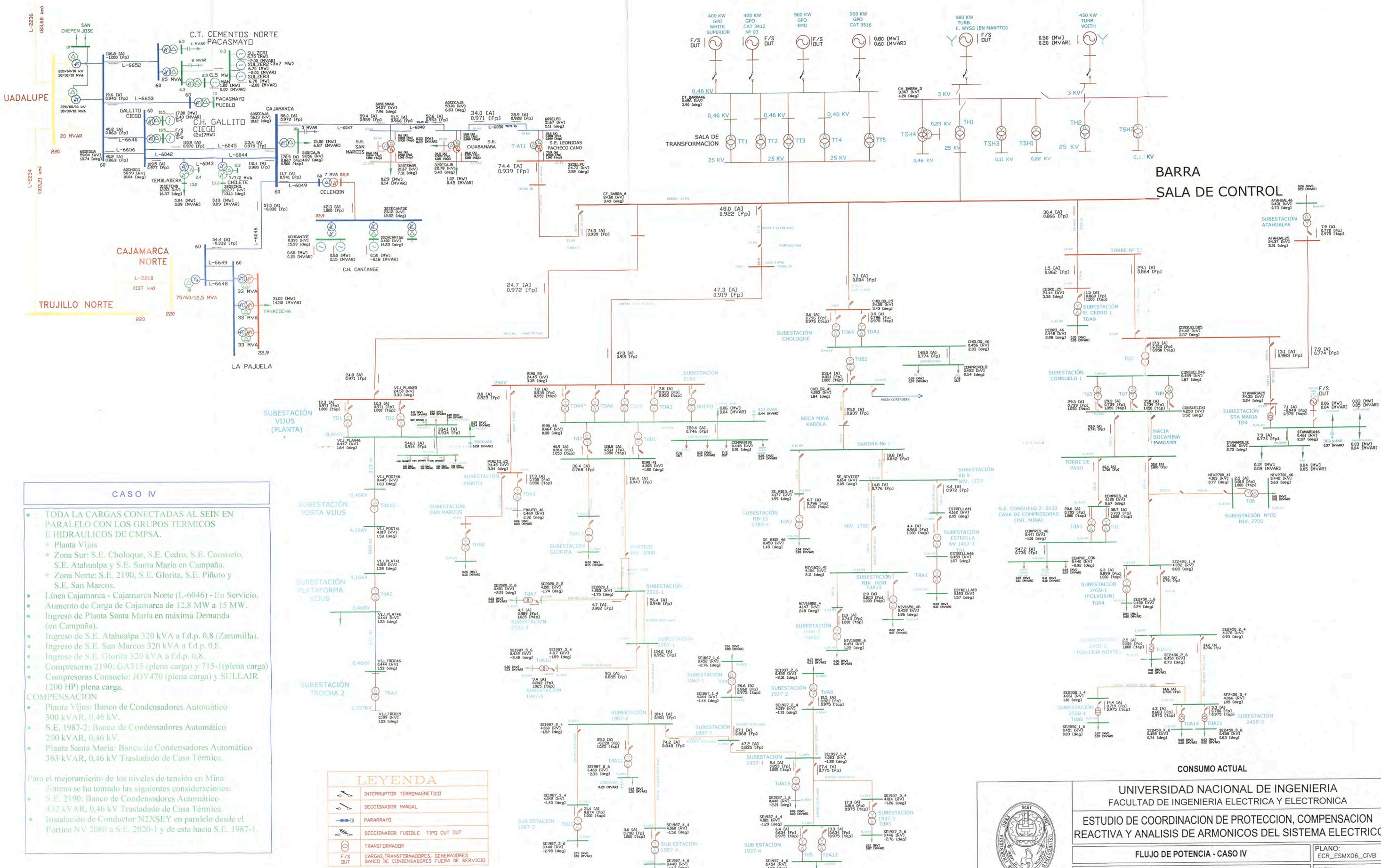
COMPENSACION DE ENERGIA REACTIVA ETAPA II

PLANOS

DIAGRAMA DE FLUJO DE POTENCIA

TERMICA

HIDRAULICA



LEYENDA

	INTERRUPTOR TERMOMAGNETICO
	SECCIONADOR MANUAL
	SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT DUT
	TRANSFORMADOR
	CARGAS, TRANSFORMADORES, GENERADORES BANCO DE CONDENSADORES FUERA DE SERVICIO



UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCION, COMPENSACION REACTIVA Y ANALISIS DE ARMONICOS DEL SISTEMA ELECTRICO

FLUJO DE POTENCIA - CASO IV

ESTIAJE MAXIMA DEMANDA 2006

PLANO: ECR_ESMX06_CIVB
 LAMINA: 1/1

ELABORO: J.P.S. D.F.R. REVISO: J.N.M. APROBO: T.P.G. FECHA: 31-01-06 ARCHIVO: ECR_ESMX05_CIVB.dwg

BIBLIOGRAFIA

1. Corrección del Factor de Potencia.
2. Carlos Paredes Guzmán
3. Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión.
4. G. Zoppeti
5. Solutions FACTS – SC – SVC
6. Antonio Silva, ABB Suecia
7. Energía Reactiva, en el motor del Molino 8´x10´ Cía. Minera Poderosa S.A.
8. Javier Cueva Avellaneda
9. Harmonic Working Group.
10. (IEE PES T&D Commitee) and SCC22 – Power Quality
11. P519A / DS May 4 1996
12. Distribución Data Book
13. General Electric
14. Estudio de coordinación de protecciones, compensación reactiva y análisis de armónicos del sistema eléctrico de CMPSA
15. COSEINSA (Consultores y Servicios de Ingeniería S.A.)
16. Mayo 2006
17. Curso de La Máquina Síncrona
18. COSEINSA (Consultores y Servicios de Ingeniería S.A.)
19. Ing. Tomas Palma García
20. Septiembre 2005
21. Base de datos del sistema de operación de la Central de Generación y Transmisión de Energía
22. Compañía Minera Poderosa S.A.
23. 1990 – 2007