

# UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



## “ Metodología para el Ahorro de Energía Eléctrica en Plantas Mineras ”

**T E S I S**

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

**JORGE ALCIDES HINOSTROZA GARCIA**

PROMOCION: 1990 - 1

**LIMA . PERU . 1992**

## INDICE

	<u>PAGINA</u>
PROLOGO .....	1
 <u>CAPITULO I :</u>	
<u>INTRODUCCION</u>	
1.1 GENERALIDADES .....	4
1.2 OBJETIVO DEL ESTUDIO .....	4
1.3 ENFOQUE Y METODOLOGIA .....	5
 <u>CAPITULO II :</u>	
<u>INVESTIGACION EN OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGIA</u>	
<u>ELECTRICA</u>	
2.1 ANALISIS TARIFARIO .....	6
2.1.1 TARIFAS DE ENERGIA ELECTRICA .....	7
2.1.2 COSTO TOTAL DE LA ENERGIA ELECTRICA INDUSTRIAL CONSUMIDA .....	9
2.1.3 COSTO MEDIO DEL KWH CONSUMIDO .....	9
2.2 CORRECCION DEL FACTOR DE CARGA .....	16
2.2.1 PRINCIPALES MEDIDAS PARA MEJORAR EL FACTOR DE CARGA .....	16
2.2.2 DETERMINACION DEL FACTOR DE CARGA MEJORADO .....	18
2.2.3 BENEFICIO ECONOMICO DE LA MEJORA DEL FACTOR DE CARGA .....	20
2.3 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA .....	23
2.3.1 DETERMINACION DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA .....	31
2.3.2 AHORRO POR DISMINUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA REACTIVA .....	35
2.3.3 AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION .....	36

2.4	AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS EN EQUIPOS ELECTRICOS .....	39
2.4.1	MOTORES DE INDUCCION TRIFASICOS .....	40
2.4.2	LINEAS DE DISTRIBUCION .....	47
2.5	SISTEMAS DE ILUMINACION .....	49
2.5.1	OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION .....	49
2.5.2	TIPOS Y CARACTERISTICAS DE LAMPARAS .....	51
2.5.3	DETERMINACION DEL AHORRO POR EL REEMPLAZO DE LAMPARAS .....	55

CAPITULO III :

ESTUDIO DE CASO: MINAS ORCOPAMPA S.A.

3.1	GENERALIDADES .....	59
3.2	RECONOCIMIENTO PRELIMINAR DEL SISTEMA ELECTRICO .....	60
3.3	PROGRAMA DE MEDICIONES .....	61
3.4	OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA .....	62
3.4.1	OFERTA DE ENERGIA .....	62
3.4.2	DEMANDA DE ENERGIA .....	67
3.4.3	CONSUMO DE PETROLEO .....	69
3.5	EVALUACION DE COSTOS DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA .....	72
3.5.1	COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ACTIVA HIDRAULICA' .....	72
3.5.2	COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ACTIVA TERMICA .....	73
3.5.3	COSTO DE ENERGIA REACTIVA .....	74
3.6	AHORRO DE ENERGIA EN EL SUBSISTEMA MINA .....	78
3.6.1	CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA .....	78
3.6.2	CAMBIO DE LA LINEA DE TRANSMISION MANTO-CALERA .....	84

3.7	AHORRO DE ENERGIA EN LA PLANTA CONCENTRADORA	87
3.7.1	CORRECCION DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DE MOTORES	87
3.7.2	CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA	92
3.7.3	CAMBIO DE CONDUCTORES SOBRECARGADOS	95
3.7.4	REPROGRAMACION DE ACTIVIDADES	96
3.8	AHORRO DE ENERGIA EN CAMPAMENTOS	99
3.8.1	REEMPLAZO DE LAMPARAS INCANDESCENTES	101

CAPITULO IV :

PROGRAMA DE ACCIONES - EVALUACION ECONOMICA

4.1	PROGRAMA DE ACCIONES	104
4.2	INVERSION Y AHORRO ANUAL LOGRADO	107
4.3	INDICADORES DE RENTABILIDAD	108
4.3.1	VALOR ACTUAL NETO	111
4.3.2	RELACION BENEFICIO / COSTO	111
4.3.3	TASA INTERNA DE RETORNO	112
4.4	RESUMEN DE LA EVALUACION	113
	CONCLUSIONES	114
	BIBLIOGRAFIA	116

APENDICE 1: FACTURA Nº OAC-041-92 DEL MES DE MARZO DE 1,992 DEL CONSORCIO ENERGETICO DE HUANCAVELICA S.A. ....	117
APENDICE 2: MEDICIONES REALIZADAS EN LOS SUBSISTEMAS MINA, PLANTA Y CAMPAMENTOS .....	121
APENDICE 3 : SUBSISTEMA MINA .....	132
- CALCULOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA .....	133
- ESTIMACION DE LA INVERSION EN EL CAMBIO DE LA LINEA MANTO-CALERA .....	138
APENDICE 4: SUBSISTEMA PLANTA CONCENTRADORA .....	139
- ESTIMACION DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DE MOTORES .....	140
- CALCULOS DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA .....	152
- CALCULO DE PERDIDAS EN ALIMENTADORES ..	158

## PLANOS

- PLANO N° 1 : DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE GENERACION Y DISTRIBUCION ELECTRICA
- PLANO N° 2 : DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION E INSTRUMENTOS DE MEDIDA
- PLANO N° 3 : DIAGRAMA UNIFILAR MINA CALERA
- PLANO N° 4 : DIAGRAMA UNIFILAR DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA SUBSISTEMA MINA
- PLANO N° 5 : DIAGRAMA UNIFILAR PLANTA CONCENTRADORA
- PLANO N° 6 : DIAGRAMA UNIFILAR DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA PLANTA CONCENTRADORA (ACTUAL)
- PLANO N° 7 : DIAGRAMA UNIFILAR DE COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA PLANTA CONCENTRADORA (DISTRIBUIDA)

## PROLOGO

En nuestro País las leyes de los yacimientos que se explotan actualmente están por debajo de las leyes de los que se explotaron hace 15 años. Esto significa que para obtener la misma cantidad de metal debemos de utilizar mayor cantidad de energía eléctrica. Si además consideramos el incremento constante del costo del petróleo diesel y por ende el de la energía eléctrica térmica; ya que en Julio de 1,990 el galón de petróleo diesel costaba l/m. 0.195 (US\$ 0.22) y en Febrero de 1,991 llega a costar l/m. 0.722 ( US\$ 1.36) lo que significa un incremento en el costo del petróleo de más del 600% en dólares. Y la presión por reducción de costos debido a la actual situación de la industria minera.

Esta situación indica el importante papel que corresponde a las tareas de ahorro de energía y en particular el ahorro de energía eléctrica. El presente estudio tiene por objetivo identificar las oportunidades de ahorro de energía, puesto que ellos están orientadas a aumentar la eficiencia de la utilización de energía eléctrica.

El Capítulo I trata el objetivo, enfoque y metodología del presente estudio que se desarrollan en los capítulos siguientes.

El Capítulo II detalla las diferentes oportunidades de ahorro de energía eléctrica que se presentan en las operaciones mineras: Análisis Tarifario, Corrección del Factor de Carga, Corrección del Factor de Potencia, Ahorro por disminución de pérdidas en Equipos Eléctricos y Sistemas de Iluminación.

El Capítulo III desarrolla el Estudio de Ahorro de Energía Eléctrica o Auditoría Energética realizada a la operación minera de Minas Orcopampa S.A. En base al programa de mediciones realizadas in situ, en este capítulo se realiza el procesamiento y análisis de información para definir un programa de acciones.

El Capítulo IV denominado Programa de Acciones y Evaluación Económica tiene por objetivo priorizar de manera técnica y económica la ejecución del Programa de acciones. Y calcular el grado de rentabilidad del presente estudio de Ahorro de Energía. En los Apéndices se incluyen información del programa de mediciones y cálculos en detalle, así como también los planos elaborados.



# CAPITULO I

## INTRODUCCION

### 1.1 GENERALIDADES

Actualmente la energía eléctrica se ha constituido en un factor de suma importancia en el desarrollo y progreso de la economía de una nación. En el sector minero para cubrir la demanda de energía eléctrica, fundamentalmente hace uso de energía Hidráulica y Térmica.

Debido al continuo incremento del precio del petróleo diesel y de las tarifas de servicio público de electricidad, origina una mayor incidencia en los costos operativos de la producción minera. Esta situación indica el importante papel que corresponde a las tareas de ahorro de energía eléctrica, puesto que ellas están orientadas de un lado, a aumentar la eficiencia de la utilización de la energía eléctrica y con ello las Plantas mineras disminuirían sus costos y aumentarían su productividad, generando un ahorro significativo.

### 1.2 OBJETIVO DEL ESTUDIO

El presente estudio tiene por objetivos:

- a) Analizar las diferentes oportunidades de ahorro de energía eléctrica, estableciendo métodos comprobados de cálculos.
- b) Definir un programa de acciones para lograr ahorro de energía eléctrica, para un caso específico.

### 1.3 ENFOQUE Y METODOLOGIA

El presente estudio focaliza el sistema de generación, transmisión, distribución y utilización de energía eléctrica en plantas mineras.

La metodología a seguir en el presente estudio es:

Establecer formulaciones matemáticas para calcular las diferentes oportunidades de ahorro de energía eléctrica.

Estudio de caso:

Reconocimiento preliminar del sistema  
Programa de mediciones  
Procesamiento y análisis de información  
Definición de un programa de acciones  
Justificación económica: ahorro, inversión e indicadores de rentabilidad.

## CAPITULO II

### INVESTIGACION EN OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGIA ELECTRICA

#### 2.1 ANALISIS TARIFARIO

La energía eléctrica por ser insumo de producción o por constituir uno de los elementos de la composición de los costos, debe ser objeto de atención y análisis especial por los consumidores.

El presente estudio tiene por objetivo determinar el costo medio de la energía eléctrica consumida, las condiciones de utilización racional y económica de la energía eléctrica, teniendo como parámetros el factor de carga (FC) y la potencia suscrita (PS) abordando aspectos conceptuales, causas, efectos y beneficios técnico-económicos, resultantes principalmente por la determinación del valor más adecuado de los mismos.

Este estudio está orientado especialmente a los consumidores (mediana minería) comprendidos dentro de las Tarifas:

##### Tarifa Industrial de Media Tensión MT1:

Suministros con potencia contratada mayores de 999 kW y alimentación a tensiones nominal de 2,300 a 22,900 voltios.

##### Tarifa General de Alta Tensión AT1:

Suministros con alimentación a tensiones nominales de 30,000 a 69,000 voltios.

Presentaré inicialmente algunos conceptos básicos que están directamente relacionados con el desarrollo del presente estudio.

### 2.1.1 TARIFAS DE LA ENERGIA ELECTRICA

#### a) TARIFA DE DEMANDA

Es el valor en soles por la venta de 1 (un) kW de potencia demandada que da el derecho a su utilización por el periodo de 1 (un) mes.

#### b) TARIFA DE CONSUMO

Es el valor en soles por la venta de 1 (un) kWh de energía activa consumida y 1 (un) kVARh de energía reactiva igualmente consumida.

#### c) TARIFA BINOMICA

Es la composición de las tarifas de Demanda y Consumo. Esta tarifa se divide en dos partes, una referente a la parte de la Demanda y otra que se refiere a la parte de Consumo, esta Tarifa admite en su primera parte, la cobertura de los costos fijos y en la segunda la cobertura de los costos variables. Por tanto, podemos decir que la Tarifa Binómica permite al consumidor actuar separadamente sobre las partes del Consumo y de la Demanda, obteniendo mejores precios de la energía eléctrica a un mismo nivel de producción.

En el Cuadro 2.1 se indican la relación de Tarifas (Polinómicas) que se aplican para la facturación del servicio eléctrico industrial (MT1 y AT1) y la evolución de los precios unitarios de las Tarifas Eléctricas, registradas desde el año 1,989 hasta 1,992.

CUADRO 2.1

EVOLUCION DE LOS PRECIOS UNITARIOS DE LAS TARIFAS ELECTRICAS  
MT1 Y AT1: 1,989 - 1,992

Número y Fecha de la Resolución que autorizo el respectivo Reajuste	TARIFA MT1					TARIFA AT1				
	Potencia Suscrita		Energía Activa		E. Reac.	Potencia Suscrita		Energía Activa		E. Reac.
	PSP US\$	PSFP US\$	EAP cent US\$	EAFP cent US\$	cent US\$	PSP US\$	PSFP US\$	EAP cent US\$	EAFP cent US\$	cent US\$
	kW-mes	kW-mes	kWh	kWh	kVArh	kW-mes	kW-mes	kWh	kWh	kVArh
R. N0001-89P/CTE (06-01-89)	2.04	0.97	1.43	0.66	0.41	0.87	0.43	1.94	0.87	0.15
R. N0005-89P/CTE (01-02-89)	2.87	1.38	2.04	0.94	0.61	2.76	0.99	1.99	0.85	0.55
R. N0007-89P/CTE (02-03-89)	5.31	2.54	3.74	1.72	1.12	5.08	1.79	3.66	1.57	1.05
R. N0009-89P/CTE (31-03-89)	5.67	2.67	4.01	1.78	1.15	5.41	1.97	3.88	1.66	1.08
R. N0016-89P/CTE (20-07-89)	3.70	1.73	2.59	1.18	0.76	3.56	1.28	2.52	1.07	0.73
R. N0018-89P/CTE (28-08-89)	3.86	1.82	2.71	1.23	0.78	3.70	1.31	2.66	1.13	0.75
R. N0025-89P/CTE (27-09-89)	3.32	1.56	2.35	1.07	0.68	3.20	1.14	2.27	0.96	0.64
R. N0027-89P/CTE (24-10-89)	3.74	1.77	2.62	1.20	0.75	3.60	1.29	2.57	1.08	0.73
R. N0030-89P/CTE (29-11-89)	2.60	1.23	1.82	0.83	0.53	2.50	0.89	1.78	0.75	0.50
R. N0004-90P/CTE (15-01-90)	3.78	1.78	2.65	1.20	0.77	3.63	1.30	2.59	1.09	0.73
R. N0006-90P/CTE (09-02-90)	5.23	2.47	3.67	1.67	1.06	5.02	1.79	3.58	1.50	1.02
R. N0012-90P/CTE (04-04-90)	4.26	2.01	2.99	1.37	0.87	4.09	1.46	2.92	1.22	0.83
R. N0020-90P/CTE (15-08-90)	7.64	3.61	5.36	2.45	1.56	7.10	2.53	3.56	2.09	1.44
R. N0036-90P/CTE (21-12-90)	6.36	3.00	4.48	2.04	1.24	6.13	2.19	4.36	1.83	1.24
R. N0015-91P/CTE (29-05-91)	4.89	2.31	3.44	1.57	0.95	4.71	1.68	3.36	1.33	0.95
R. N0028-91P/CTE (28-06-91)	5.76	2.71	4.05	1.90	1.07	5.55	1.98	3.93	1.67	1.07
R. N0027-91P/CTE (26-07-91)	6.58	3.10	4.57	2.10	1.23	6.42	2.30	4.57	1.98	1.23
R. N0031-91P/CTE (28-08-91)	7.26	3.43	5.00	2.37	1.38	7.09	2.54	5.00	2.13	1.38
R. N0002-92P/CTE (28-01-92)	8.26	4.28	5.94	2.97	1.58	8.06	2.88	5.64	2.67	1.58
R. N0016-92P/CTE (30-03-92)	8.69	4.50	6.77	3.65	1.67	8.48	3.03	5.94	2.81	1.67

NOTA:

Cargos referidos a la estación seca

Cargos:

PSP : potencia suscrita en horas de punta

PSFP : potencia suscrita en h. fuera de punta

EAP : energía consumida en horas de punta

EAFP : energía consumida en h. fuera de punta

### 2.1.2 COSTO TOTAL DE LA ENERGIA ELECTRICA INDUSTRIAL CONSUMIDA

El costo total de la Energía Eléctrica Industrial Consumido está en función de los siguientes conceptos:

$$CT = f(PS) + f(EA) + f(ER) + f(ED) + f(A + T + R)$$

Donde:

CT : costo total de la energía eléctrica

PS : potencia suscrita, kW

EA : energía activa consumida, kWh

ER : energía reactiva consumida, kVARh

ED : exceso de demanda, kW

A : arbitrios

T : Tributo especial

R : Recargos establecidos

### 2.1.3 COSTO MEDIO DEL KWH COMSUMIDO

Representa el precio de la energía eléctrica pagados por el consumidor por cada kWh consumidos, para lo cual determinaremos el costo del kWh consumido en horas de punta y horas fuera de punta:

a) COSTO DEL KWH CONSUMIDO EN HORAS DE PUNTA  
(18:00 a 23:00 HORAS)

$$CP = CD + CC$$

$$CP = \left[ \frac{PS_P \times C_{PSP}}{E_P} \right] + CC_P \dots\dots(1)$$

Donde:

- $CP$  : costo del kWh consumido en horas de punta, S/./kWh  
 $CD$  : costo por demanda, S/./kWh  
 $CC$  : costo por consumo, S/./kWh  
 $PS_P$  : potencia suscrita en horas de punta, kW  
 $C_{PSP}$  : cargo por potencia suscrita en horas de punta, S/./kW-mes  
 $CC_P$  : cargo por consumo de energía en horas de punta, S/./kWh  
 $E_P$  : energía consumida en horas de punta, kWh/mes

La energía consumida en horas de punta viene a ser:

$$E_P = DP_P \times h_P \dots(2)$$

Donde:

- $E_P$  : energía consumida en horas de punta, kWh/mes  
 $DP_P$  : demanda promedio en horas de punta, kW  
 $h_P$  : horas de consumo durante un mes, 152 hr

Sustituyendo la ecuación (2) en la ecuación (1) se tiene:

$$CP = \left[ \frac{PS_P \times C_{PSP}}{DP_P \times 152} \right] + CC_P$$

$$CP = \left[ \frac{PS_P \times C_{PSP}}{MD_P \times \frac{DP_P}{MD_P} \times 152} \right] + CC_P$$

$$CP = \left[ \frac{PS_P}{MD_P} \right] \left[ \frac{C_{PSP}}{FC_P \times 152} \right] + CC_P \dots(3)$$

Donde:

$MD_P$  : demanda máxima en horas de punta, kW

$FC_P$  : factor de carga en horas de punta

b) COSTO DEL KWH CONSUMIDO EN HORAS FUERA DE PUNTA  
(23:00 a 18:00 HORAS)

$$CFP = CD + CC$$

$$CFP = \left[ \frac{PS_{FF} \times C_{PSFF}}{E_{FF}} \right] + CC_{FF} \dots\dots(4)$$

Donde:

$CFP$  : costo del kWh consumido en horas fuera de punta, S/./kWh

$CD$  : costo por demanda, S/./kWh

$CC$  : costo por consumo, S/./kWh

$PS_{FF}$  : potencia suscrita en h. fuera de punta, kW

$C_{PSFF}$  : cargo por potencia suscrita en h. fuera de punta, S/./kW-mes

$CC_{FF}$  : cargo por consumo de energía en h. fuera de punta, S/./kWh

$E_{FF}$  : energía consumida en h. fuera de punta, kWh/mes

La energía consumida en horas fuera de punta viene a ser:

$$E_{FF} = DP_{FF} \times h_{FF} \dots\dots(5)$$

Donde:

$E_{FF}$  : energía consumida en h. fuera de punta, kWh/mes



$DP_{FF}$  : demanda promedio en h. fuera de punta, kW

$h_{FF}$  : horas de consumo durante un mes, 578 hr

Sustituyendo la ecuación (5) en la ecuación (4) se tiene:

$$CFP = \left[ \frac{PS_{FF} \times C_{PSFF}}{DP_{FF} \times 578} \right] + CC_{FF}$$

$$CFP = \left[ \frac{PS_{FF} \times C_{PSFF}}{MD_{FF} \times \frac{DP_{FF}}{MD_{FF}} \times 578} \right] + CC_{FF}$$

$$CFP = \left[ \frac{PS_{FF}}{MD_{FF}^*} \right] \left[ \frac{C_{PSFF}}{FC_{FF} \times 578} \right] + CC_{FF} \dots (6)$$

Donde:

$MD_{FF}$  : demanda máxima en h. fuera de punta, kW

$FC_{FF}$  : factor de carga en h. fuera de punta

(\*) Si la demanda máxima supera la potencia suscrita, se considera como máxima demanda el valor de la potencia suscrita y el excedente será penalizado como exceso de demanda.

Con las ecuaciones (3) y (6) se obtiene el costo medio del kWh consumido el cual se determina con la siguiente relación:

$$C_m = \frac{CP \times 5 + CFP \times 19}{24}$$

De las expresiones anteriores, se deduce que el costo medio del kWh consumido varía en función de:

La Potencia Suscrita: Cuando más elevada es la Potencia Suscrita con relación a la Demanda Máxima, mayor será el costo medio del kWh consumido. Se recomienda que la Potencia Suscrita en más del 20% de la Demanda Máxima.

El Factor de Carga: Cuando más elevado es el índice del Factor de Carga, menor será el costo medio del kWh consumido, conforme se muestra en el siguiente cuadro:

CUADRO 2.2

## COSTO MEDIO DEL KWH CONSUMIDO

FC	CP S/./kWh	CFP S/./kWh	Cm S/./kWh
0.1	0.513	0.094	0.181
0.2	0.286	0.064	0.110
0.3	0.211	0.054	0.086
0.4	0.173	0.049	0.075
0.5	0.150	0.046	0.068
0.6	0.135	0.044	0.063
0.7	0.124	0.042	0.059
0.8	0.116	0.041	0.057
0.9	0.110	0.040	0.055
1.0	0.105	0.040	0.053

CP : costo del kWh consumido en horas de punta

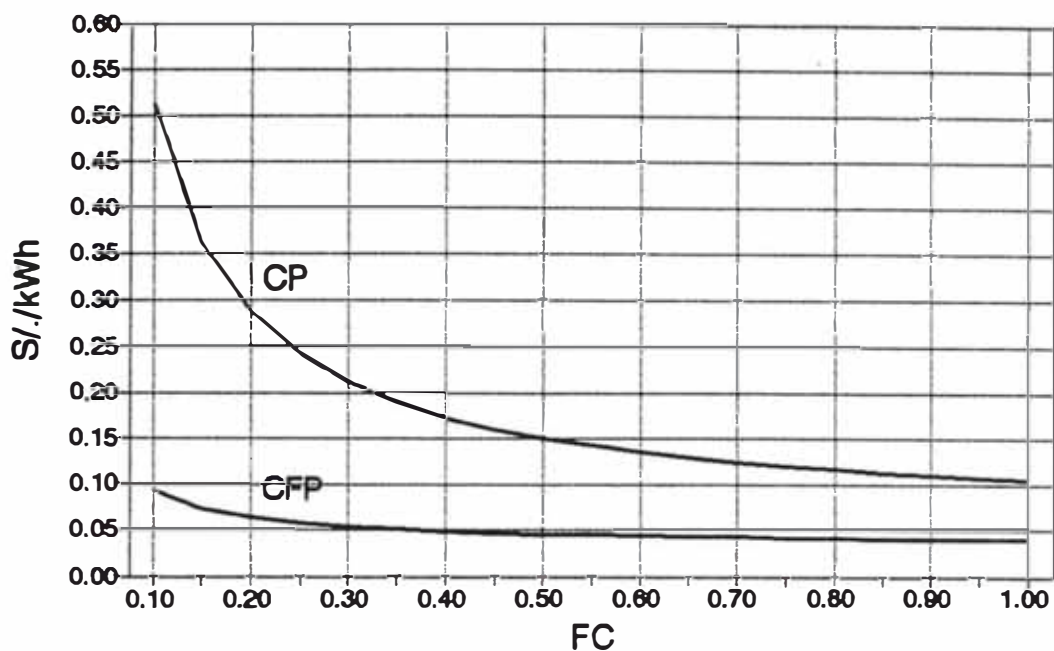
CFP : costo del kWh consumido en horas fuera de punta

Cm : costo medio del kWh consumido

GRAFICO 2.1

## COSTO DEL KWH CONSUMIDO

(Maxima Demanda = Potencia Suscrita)



El cuadro y el gráfico anterior, fueron elaborados tomando como base a la Tarifa AT1 + 35% por libre contratación, vigente en el mes de Marzo de 1,992 (Resolución N° 004-92-P/CTE del 28/01/92), para el Consorcio Energético de Huancavelica, considerando una Potencia Suscrita igual a la Demanda Máxima, cuyos cargos de precios para la estación húmeda fueron los siguientes:

Potencia Suscrita en Horas de Punta:

5.1100 + 35% (S./kW)      6.8985 Nuevos Soles

Potencia Suscrita en H. Fuera de Punta:

2.5600 + 35% (S./kW)      3.4560 Nuevos Soles

Energía consumida en horas de Punta:

0.0440 + 35% (S./kWh)      0.0594 Nuevos Soles

Energía consumida en H. Fuera de Punta:

0.0250 + 35% (S./kWh)      0.0338 Nuevos Soles

De los resultados anteriores, podemos deducir que si mejoramos el Factor de Carga de 0.4 a 0.7, el consumidor logrará los siguientes beneficios:

FC = 0.4	CP = 0.173	S/./kWhP
	CFP = 0.049	S/./kWhFP
	Cm = 0.075	S/./kWh
FC = 0.7	CP = 0.124	S/./kWhP
	CFP = 0.042	S/./kWhFP
	Cm = 0.059	S/./kWh

Resultado:

Mejorándose el factor de carga de 0.4 a 0.7, el costo medio del kWh pasará de 0.075 S/./kWh a 0.059 S/./kWh, obteniéndose un ahorro de S/ 0.016 por cada kWh consumido, considerando el consumo de energía eléctrica del Consorcio Energético de Huancavelica en el mes de Marzo que fue de 557,253 kWh, se lograría un ahorro de S/ 8,916 por mes, esto es, sin incluir los beneficios por los conceptos de tributo especial y recargos.

## 2.2 CORRECCION DEL FACTOR DE CARGA

Para lograr mejorar el factor de Carga (FC), se puede optar por las siguientes alternativas:

- a) Reducir la parte correspondiente a la Demanda Máxima y conservar el consumo de la energía eléctrica.
- b) Conservar la Demanda Máxima y aumentar el consumo de la energía eléctrica.

La alternativa (a), será estudiada en el presente capítulo. el cual tiene por objetivo determinar el beneficio económico al mejorar el factor de carga.

### 2.2.1 PRINCIPALES MEDIDAS PARA MEJORAR EL FACTOR DE CARGA

Las principales medidas que deberá desarrollar un determinado consumidor industrial, con el objeto de mejorar el Factor de Carga, son las siguientes:

- a) Inicialmente deberá programar la producción, detallando la relación de las máquinas instaladas y servicios utilizados, con indicación de las potencias y horarios de funcionamiento respectivos. En base a los anteriores datos, se puede determinar las demandas Máximas requeridas en cada hora de trabajo, que pueden ser muy variadas de acuerdo a la actividad que desarrolle el consumidor.

Con el objeto de disminuir la demanda Máxima programada, se deberá proceder a la reprogramación correspondiente, para la cual se recomienda ser "lo más cuidadoso posible", de tal forma de no

perjudicar la producción. Dicha reprogramación consiste en trasladar algunas actividades productivas a los horarios de menor Demanda. Al respecto, se detalla en el Capítulo 3.2 una aplicación del caso.

- b) Evitar los arranques simultáneos de motores que inician su operación con carga.

La Demanda es la medida de las potencias solicitadas en 15 minutos; por lo tanto, conectando simultáneamente varios motores, principalmente los de grandes potencias; la energía consumida en el momento del arranque, provocará un aumento innecesario de la demanda. La Demanda elevada, causada por el arranque simultáneo de motores, puede ser controlada con la instalación de llaves compensadoras de arranques, las mismas que deberán ser dimensionadas adecuadamente para satisfacer las características técnicas de los motores.

Para lograr una mayor seguridad es necesario espaciar, en cerca de 2 minutos, el momento del arranque de cada uno de los grandes motores.

Ocurrida cualquier interrupción del servicio eléctrico, se deberá desconectar todos los equipos eléctricos principales y de esta forma impedir la energización simultánea cuando el suministro sea restablecido.

- c) Evitar ocurrencia de corto circuito y fugas de corriente.

Los efectos de los cortos circuitos son originados principalmente por instalaciones eléctricas que no cuentan con una protección eléctrica adecuada. Sucedido el corto circuito, las corrientes

eléctricas son elevadas y los grandes flujos de energía serán adicionados a la energía activa del consumo normal, influyendo también en el valor de la Demanda Máxima. Cuando la protección eléctrica es eficiente, el tiempo de duración del corto circuito será pequeño y por lo tanto los efectos del corto circuito serán insignificantes.

Por otro lado, las fugas de corriente en los sistemas eléctricos de utilización, son provocados principalmente por los conductores con aislación deteriorada, conexiones mal hechas, conductores y aisladores desprovistos de las características propias para trabajar en los ambientes de atmósferas normalmente contaminadas y/o sometidas a temperaturas elevadas, originando fugas de corriente en los periodos de Máxima Demanda.

- d) Dar mantenimiento periódico a los equipos e instalaciones eléctricas, con el objeto que estén siempre en buenas condiciones de operación y evitar accidentes. Una máquina con un mal mantenimiento originará posibles interrupciones operativas e influirá también en la Demanda.

### 2.2.2 DETERMINACION DEL FACTOR DE CARGA MEJORADO

El cálculo del Factor de Carga mejorado, en función de las medidas utilizadas para su mejoramiento, señaladas en el punto 2.2.1, a través de la reducción de la Demanda Máxima y conservación del consumo de energía eléctrica, está determinado por la siguiente expresión:

$$FC_m = \frac{FC}{(1 - p)}$$

Donde:

FC<sub>m</sub> : factor de carga mejorado

FC : factor de carga original

p : por ciento previsto de reducción de la demanda máxima, (0 - 1)

El siguiente cuadro muestra el Factor de Carga Mejorado por reducción de la Demanda Máxima:

CUADRO 2.3

FACTOR DE CARGA MEJORADO POR REDUCCION DE LA DEMANDA

p%	FC							
	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	0.95
5	0.316	0.421	0.526	0.632	0.737	0.842	0.947	1.000
10	0.333	0.444	0.556	0.667	0.778	0.889	1.000	
15	0.353	0.471	0.588	0.706	0.824	0.941		
20	0.375	0.500	0.625	0.750	0.875	1.000		
25	0.400	0.533	0.667	0.800	0.933			
30	0.429	0.571	0.714	0.857	1.000			
35	0.462	0.615	0.769	0.923				
40	0.500	0.667	0.833	1.000				

FC : factor de carga original

p% : reducción de la demanda máxima en %

Ejemplo:

La Empresa (Consortio Energético de Huancavelica S.A.) consumió 557,000 kWh para una demanda máxima de 2,100 kW. La Empresa pretende reducir la demanda máxima en un 25%. Cual será el nuevo factor de carga?



$$FC = \frac{\text{kWh}}{\text{kW} \times 730} = \frac{557,000}{2,100 \times 730}$$

$$FC = 0.36$$

$$FC_m = \frac{FC}{(1 - p)} = \frac{0.36}{(1 - 0.25)}$$

$$FC_m = 0.48$$

### 2.2.3 BENEFICIO ECONOMICO DE LA MEJORA DEL FACTOR DE CARGA

El beneficio económico de la mejora del factor de carga, a través de la reducción de la Demanda Máxima, reducción de la Potencia Suscrita y conservación del consumo de energía eléctrica, se determina con las siguientes relaciones:

#### a) BENEFICIO ECONOMICO EN HORAS DE PUNTA (18:00 a 23:00 HORAS)

$$R_{iP} = \left[ \frac{(K_1 - K_2) \times C_{PSP} + K_2 \times P_P \times C_{PSP}}{K_1 \times C_{PSP} + CC_P \times FC_P \times 152} \right] \times 100$$

Donde:

$R_{iP}$  : reducción porcentual del costo del kWh consumido en horas de punta, %

$K_1$  : relación, potencia suscrita y demanda máxima, antes de la reducción de la demanda máxima

- $K_2$  : relación, potencia suscrita y demanda máxima, después de la reducción de la demanda máxima  
 $p_P$  : por ciento de reducción de la demanda máxima en horas de punta, (0 -1)  
 $C_{PSP}$  : cargo por potencia suscrita en horas de punta, S/./kW-mes  
 $CC_P$  : cargo por consumo de energía en horas de punta, S/./kWh  
 $FC_P$  : factor de carga original en horas de punta

b) BENEFICIO ECONOMICO EN HORAS FUERA DE PUNTA  
(23:00 a 18:00 HORAS)

$$R_{iFP} = \left[ \frac{(K_1 - K_2) \times C_{PSPFP} + K_2 \times p_P \times C_{PSPFP}}{K_1 \times C_{PSPFP} + CC_{FP} \times FC_{FP} \times 578} \right] \times 100$$

Donde:

- $R_{iFP}$  : reducción porcentual del costo del kWh consumido en h. fuera de punta, %  
 $K_1$  : relación, potencia suscrita y demanda máxima, antes de la reducción de la demanda máxima  
 $K_2$  : relación, potencia suscrita y demanda máxima, después de la reducción de la demanda máxima  
 $p_{FP}$  : por ciento de reducción de la Demanda Máxima en h. fuera de punta, (0 -1)  
 $C_{PSPFP}$  : cargo por potencia suscrita en h. fuera de punta, S/./kW-mes  
 $CC_{FP}$  : cargo por consumo de energía en h. fuera de punta, S/./kWh  
 $FC_{FP}$  : factor de carga original en h. fuera de punta

Con las ecuaciones anteriores se obtiene la reducción porcentual de la cuenta mensual de energía eléctrica consumida:

$$R_i = \frac{R_{iP} \times 5 + R_{iPP} \times 19}{24}$$

En el siguiente cuadro se detalla para diversos casos de variaciones del factor de carga y porcentajes mensuales de Demanda a reducir (p%):

CUADRO 2.4

REDUCCION PORCENTUAL DEL IMPORTE DE LA CUENTA MENSUAL DEL CONSUMO DE ENERGIA ELECTRICA POR REDUCCION DE DEMANDA MAXIMA - TARIFA AT1

p%	FC							
	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	0.95
5	2.22	1.90	1.66	1.48	1.34	1.23	1.13	1.09
10	4.43	3.80	3.33	2.97	2.68	2.45	2.26	
15	6.65	5.69	4.99	4.45	4.03	3.68		
20	8.87	7.59	6.66	5.94	5.37	4.90		
25	11.08	9.49	8.32	7.42	6.71			
30	13.30	11.39	9.98	8.91	8.05			
35	15.51	13.28	11.65	10.39				
40	17.73	15.18	13.31	11.88				

FC : Factor de Carga Original

p% : Reducción de la Demanda Máxima en %

El cuadro anterior, fue elaborado tomando como base a la Tarifa AT1 + 35% por libre contratación, vigente en el mes de Marzo de 1,992 (Resolución N° 004-92-P/CTE del 28/01/92), para el Consorcio Energético de Huancavelica, considerando la potencia suscrita igual a la demanda

máxima, cuyos cargos de precios para la estación húmeda fueron los siguientes:

Potencia Suscrita en Horas de Punta:	6.8985 S/./kW
Potencia suscrita en H. Fuera de Punta:	3.4560 S/./kW
Energía consumida en horas de Punta:	0.0594 S/./kWh
Energía consumida en H. Fuera de Punta:	0.0338 S/./kWh

Ejemplo:

Tomaremos los datos del Consorcio Energético de Huancavelica S.A., cuyo estado de cuenta se detalla en la Factura No DAC-041-92 correspondiente al mes de Marzo de 1,992 (ver Apéndice 1).

Potencia Suscrita:	
En horas de punta	2,945 kW
En horas fuera de punta	2,945 kW
Demanda Máxima:	
En horas de punta	1,722.6 kW
En horas fuera de punta	2,024.4 kW
Energía Activa:	
En horas de punta	104,856 kWh
En horas fuera de punta	452,396 kWh
Cargos:	
Potencia suscrita en horas de punta	6.8985 S/./kW
Potencia suscrita en h. fuera de punta	3.4560 S/./kW
Energía consumida en horas de punta	0.0594 S/./kWh
Energía consumida en h.fuera de punta	0.0338 S/./kWh
Importe del consumo por la tarifa binómica (demanda y consumo)	S/52,013.49
Reducción pretendida de la Demanda Máxima	25 %

## Desarrollo

Factor de carga:

En horas de punta

$$FC_P = \frac{kWh_P}{kW \times 152} = \frac{104,857}{1,722.6 \times 152}$$

$$FC_P = 0.400$$

En horas fuera de punta

$$FC_{FP} = \frac{kWh_{FP}}{kW \times 152} = \frac{452,396}{2,024.4 \times 578}$$

$$FC_{FP} = 0.387$$

Factor de carga mejorado:

En horas de punta

$$FC_{mP} = \frac{FC_P}{(1 - p)} = \frac{0.400}{(1 - 0.25)}$$

$$FC_{mP} = 0.533$$

En horas de fuera punta

$$FC_{mFP} = \frac{FC_{FP}}{(1 - p)} = \frac{0.387}{(1 - 0.25)}$$

$$FC_{mFP} = 0.516$$

Beneficio económico:

En horas de punta

$$K1 = \frac{PS_P}{MD_P} = \frac{2,945}{1,722.6} = 1.71 \quad , \quad K2 = 1.2$$

$$Ri_P = \left[ \frac{(1.71-1.2) \times 6.9885 + 1.2 \times 0.25 \times 6.8985}{1.71 \times 6.8985 + 0.0594 \times 0.400 \times 152} \right] \times 100$$

$$Ri_P = 36.27 \%$$

En horas fuera de punta

$$K1 = \frac{PS_{FP}}{MD_{FP}} = \frac{2,945}{2,024.4} = 1.45 \quad , \quad K2 = 1.2$$

$$Ri_P = \left[ \frac{(1.45-1.2) \times 3.4560 + 1.2 \times 0.25 \times 3.4560}{1.45 \times 3.4560 + 0.0338 \times 0.387 \times 578} \right] \times 100$$

$$Ri_P = 15.12 \%$$

Beneficio económico

$$Ri = \frac{36.27 \times 5 + 15.12 \times 19}{24}$$

$$Ri = 19.53 \%$$

**Resultado:**

Reduciéndose en un 25% la demanda máxima, el valor del importe del Suministro por concepto de la Tarifa Binómica pasará de S/. 52,013.49 a S/. 41,855.26, lo que representa una economía del 19.53% o sea S/. 10,158.23 por mes, esto es sin incluir los beneficios por los conceptos de Arbitrios y Tributo especial.

### 2.3 MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA

Esta es una de las mejoras cuya implementación permite un período de retorno de la inversión muy rápido dado la magnitud del ahorro que se logra con tal mejora y que es más rápida cuanto más bajo es el actual factor de potencia encontrado.

En Plantas mineras (mediana minería), es frecuente que la energía reactiva consumida arroja promedios mensuales altos, lo que evidencia que operan con un factor de potencia bajo.

#### BENEFICIOS DERIVADOS DE LA MEJORA DEL FACTOR DE POTENCIA:

Reducción del costo de energía debido a la reducción o eliminación de penalizaciones por bajo factor de potencia.

La capacidad del sistema eléctrico de la mina se incrementa ya que se libera carga en los generadores, líneas de distribución y/o transmisión, y transformadores.

Reducción de las pérdidas eléctricas y mejoramiento de la regulación de voltaje. Estos contribuyen, a su vez: un aumento de la eficiencia del sistema, mejora el desempeño y confiabilidad de las máquinas.

#### COMO MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA

El factor de potencia puede corregirse en diferentes formas:

Conectando condensadores a motores o equipos de distribución. Los condensadores suministran los kVARs requeridos de tal forma que los kVARs



requeridos en los puntos de generación disminuyen (ver Figura 2.1).

Utilizando motores sincrónicos en lugar de motores de inducción.

Reduciendo el número de motores que trabajan ineficientemente (motores sobredimensionados).

Utilizando motores de alta eficiencia.

De las alternativas, el uso de condensadores es el método mas económico, especialmente en el caso de grupos de motores pequeños, alternativa que será estudiada en el presente capítulo. Si se tiene una carga significativa que debe operar de manera continua y constante, se debe considerar la posibilidad de un motor sincrónico.

#### UBICACION DE CONDENSADORES

Instalando los condensadores en la ubicación correcta se pueden lograr beneficios adicionales. Las posibles ubicaciones son:

Conectar condensadores pequeños muy cerca al motor (compensación individual). Ver ubicaciones C1A, C1B y CiC en la Figura 2.1.

Máxima corrección del factor de potencia se logra instalando los condensadores lo mas cerca del motor. En esta ubicación sus kVARs están confinados a un pequeño segmento del sistema, de tal forma que la corriente del motor disminuye, las pérdidas de potencia se reducen y tanto el voltaje como el rendimiento se incrementan. Desde el punto de vista económico esta alternativa es

poco deseable ya que el costo por kVAR en condensadores pequeños es mucho mayor que el costo por kVAR en bancos grandes. Este método es recomendable en motores de mas de 50 HP.

Conectar condensadores en los "centros de carga" (compensación centralizada). Ver ubicación C2 y C3 en la Figura 2.1.

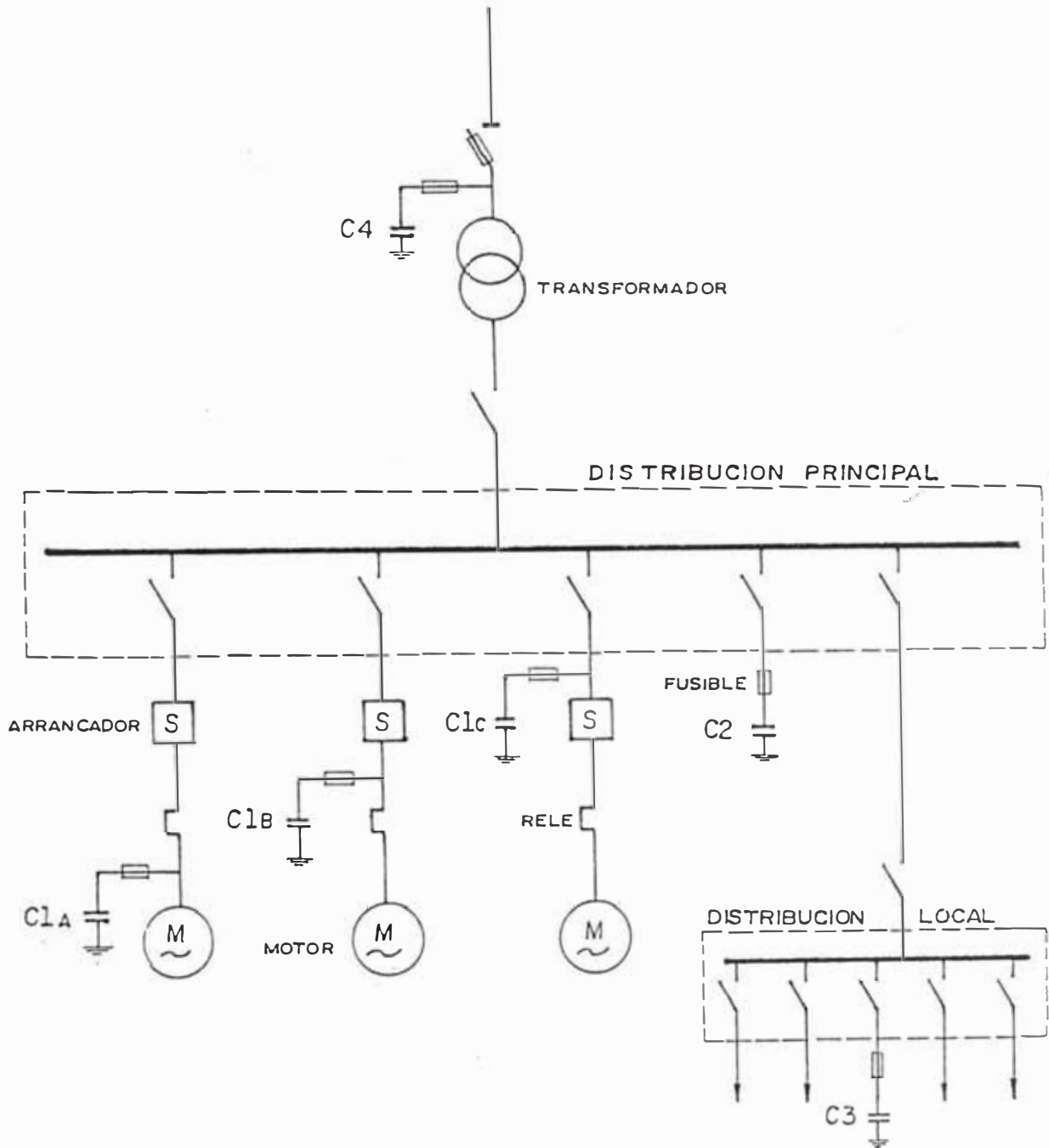
Normalmente es el método que da resultados satisfactorios. Un sistema eléctrico tiene usualmente varias líneas principales de distribución. El total de condensadores requeridos para corregir el factor de potencia se puede dividir en tamaños estándar de kVAR para ser conectados cerca a los "centros de carga". En este caso las corrientes reactivas todavía circularan entre las cargas y el banco de condensadores pero no alcanzaran el interruptor de las líneas de distribución, de esta manera se podrá añadir cargas adicionales sin sobrepasar la capacidad de conducción para la que el sistema ha sido diseñado.

Conectar los condensadores en cualquier punto en la línea principal del sistema (compensación centralizada). Ver ubicación C4 en la Figura 2.1.

Es la solución más barata, además de eliminar corrientes reactivas del sistema de transmisión, libera capacidad de la subestación principal. Sin embargo toda la corriente reactiva todavía circula dentro del sistema entre el equipo que genera bajo factor de potencia y los condensadores. No hay reducción significativa de las pérdidas eléctricas.

FIGURA 2.1

DIAGRAMA DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCION ILUSTRANDO UBICACION DE CONDENSADORES



### 2.3.1 DETERMINACION DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA PARA MEJORAR EL FACTOR DE POTENCIA

#### 2.3.1.1 COMPENSACION CENTRALIZADA

La potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia, para un grupo de cargas en la Planta Concentradora y subestaciones del subsistema Mina, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$Q_c = P [ \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_1) - \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_2) ]$$

Donde:

$Q_c$  : potencia reactiva requerida, kVAR

$P$  : potencia activa promedio (registrado), kW

$FP_1$ : ( $\text{Cos}\theta_1$ ) factor de potencia actual promedio (registrado)

$FP_2$ : ( $\text{Cos}\theta_2$ ) factor de potencia que se desea alcanzar

Conocido el factor de potencia actual promedio  $FP_1$ , y fijando el factor de potencia que desea alcanzar  $FP_2$ , se puede determinar el coeficiente  $[\text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_1) - \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_2)]$  por el cual hay que multiplicar la potencia activa promedio  $P$  para obtener la potencia reactiva requerida, utilizando la Tabla 2.1.

#### 2.3.1.2 COMPENSACION INDIVIDUAL

##### a) Motores de Inducción

Los valores de potencia reactiva requerida están en función del tamaño del motor, régimen de carga,

velocidad, frecuencia, tensión y de las características generales de fabricación del motor.

La potencia reactiva requerida para mejorar el factor de potencia de los motores se calcula también con la fórmula anterior. En la Tabla 2.2 se dan los valores de la potencia requerida de los condensadores, para elevar el factor de potencia a plena carga aproximadamente al **95%** en motores trifásicos clasificación B-NEMA para diferentes potencias y regímenes de velocidad.

#### b) Transformadores

Para la compensación de transformadores es recomendable limitar la potencia de los condensadores para la cobertura de la potencia reactiva del transformador en vacío.

Si la corrección del factor de potencia se realiza por medio de un condensador de valor fijo conectado en el transformador, se ha de asegurar que no estará sobrecompensado durante el servicio con cargas parciales, esto es cuando la selección del condensador ha sido determinado para un valor característico de la carga.

La demanda de potencia reactiva de los transformadores normales, representa de 4 a 6% de la potencia nominal cuando trabaja en vacío y de 8 a 12% de la misma, cuando trabaja a plena carga.

La potencia nominal del condensador, no debe ser superior al 10% de la del transformador. Esta limitación es indispensable para evitar fenómenos de resonancia y pérdidas de energía elevadas en los núcleos de los transformadores, cuando trabajan en vacío.

TABLA 2.2

MAXIMA CAPACIDAD NOMINAL DE CONDENSADORES RECOMENDABLE CUANDO EL MOTOR Y EL CONDENSADOR SE OPERAN CON EL MISMO INTERRUPTOR

(Para motores, clasificación B-NEMA 230V, 460V, 575V)

POTENCIA NOMINAL DEL MOTOR  HP	VELOCIDAD NOMINAL DEL MOTOR EN RPM											
	3,600		1,800		1,200		900		720		600	
	Qc (kVAR)	Ril (%)	Qc (kVAR)	Ril (%)	Qc (kVAR)	Ril (%)	Qc (kVAR)	Ril (%)	Qc (kVAR)	Ril (%)	Qc (kVAR)	Ril (%)
3	1.5	14	1.5	15	1.5	20	2	27	2.5	35	3.5	41
5	2	12	2	13	2	17	3	25	4	32	4.5	37
7.5	2.5	11	2.5	12	3	15	4	22	5.5	30	6	34
10	3	10	3	11	3.5	14	5	21	6.5	27	7.5	31
15	4	9	4	10	5	13	6.5	18	8	23	9.5	27
20	5	9	5	10	6.5	12	7.5	16	9	21	12	25
25	6	9	6	10	7.5	11	9	15	11	20	14	23
30	7	8	7	9	9	11	10	14	12	18	16	22
40	9	8	9	9	11	10	12	13	15	16	20	20
50	12	8	11	9	13	10	15	12	19	15	24	19
60	14	8	14	8	15	10	18	11	22	15	27	19
75	17	8	16	8	18	10	21	10	26	14	32.5	18
100	22	8	21	8	25	9	27	10	32.5	13	40	17
125	27	8	26	8	30	9	32.5	10	40	13	47.5	16
150	32.5	8	30	8	35	9	37.5	10	47.5	12	52.5	15
200	40	8	37.5	8	42.5	9	47.5	10	60	12	65	14
250	50	8	45	7	52.5	8	57.5	9	70	11	77.5	13
300	57.5	8	52.5	7	60	8	65	9	80	11	87.5	12
350	65	8	60	7	67.5	8	75	9	87.5	10	95	11
400	70	8	65	6	75	8	85	9	95	10	105	11
450	75	8	67.5	6	80	8	92.5	9	100	9	110	11
500	77.5	8	72.5	6	82.5	8	97.5	9	107.5	9	115	10

Qc : capacidad del condensador, kVAR

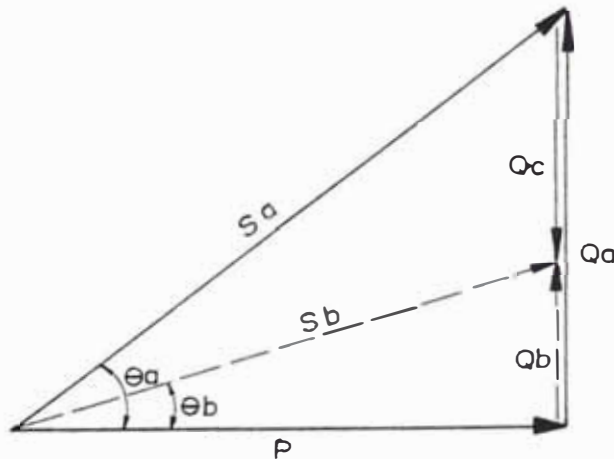
Ril : reducción de la corriente de línea, %

### 2.3.2 AHORRO POR DISMINUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA REACTIVA

Para determinar el ahorro por disminución del consumo de energía reactiva es necesario determinar el consumo antes y después de la mejora del factor de potencia. La Figura 2.2 ilustra esquemáticamente la demanda de potencia reactiva antes y después de la mejora, como también la disminución de la demanda de potencia reactiva que viene a ser la potencia de condensadores ( $Q_c$ ).

FIGURA 2.2

#### DISMINUCION DE LA DEMANDA DE POTENCIA REACTIVA DIAGRAMA FASORIAL



$$Q_c = Q_a - Q_b$$

Donde:

$Q_c$  : disminución de la potencia reactiva demandada (potencia del equipo compensador), kVAR

$Q_a$  : potencia reactiva demandada antes de la mejora del factor de potencia, kVAR

- Qb : potencia reactiva demandada después de la mejora del factor de potencia, kVAR
- P : potencia activa demandada, kW
- Sa : potencia total antes de la mejora del factor de potencia, kVA
- Sb : potencia total después de la mejora del factor de potencia, kVA

El ahorro a lograrse se determina con la siguiente relación:

$$Ac = Qc \times Cr \times H$$

Donde:

- Ac : ahorro anual, US\$/año
- Qc : disminución de la potencia reactiva demandada (potencia del equipo compensador), kVAR
- Cr : costo de energía reactiva, US\$/kVARh
- H : horas de operación anual

### 2.3.3 AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION

El ahorro de energía se logra por la disminución de corriente reactiva que circula en las líneas de distribución y/o transmisión. Después de la mejora del factor de potencia, la corriente reactiva demandada por las cargas (motores de inducción) es suministrada por los bancos de condensadores, este efecto se muestra en la Figura 2.3 de una manera esquemática.



La disminución de las pérdidas de potencia en una línea se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_c = P_{\text{Perd1}} - P_{\text{Perd2}}$$

$$P_c = 3 [ R x I_1^2 - R x I_2^2 ]$$

$$P_c = 3 \left[ \frac{R \times P^2}{3 \times V^2 \times FP_1^2} - \frac{R \times P^2}{3 \times V^2 \times FP_2^2} \right]$$

$$P_c = \frac{r \times L \times P^2}{V^2} \left[ \frac{1}{FP_1^2} - \frac{1}{FP_2^2} \right]$$

Donde:

$P_c$  : disminución de pérdida de potencia en la línea, Watts

$P_{\text{Perd1}}$  : pérdida de potencia en la línea antes de la mejora del factor de potencia, Watts

$P_{\text{Perd2}}$  : pérdida de potencia en la línea después de la mejora del factor de potencia, Watts

$R$  : resistencia de la línea, Ohmios

$r$  : resistencia de la línea, Ohmios/Km

$L$  : longitud de la línea, Km

$P$  : potencia promedio transmitida, Watts

$V$  : tensión de la línea

$FP_1$  :  $(\cos \theta_1)$  factor de potencia actual promedio (registrado)

$FP_2$  :  $(\cos \theta_2)$  factor de potencia que se desea alcanzar

El ahorro a lograrse se determina con la siguiente relación:

$$A_c = 1000 \times P_c \times C_p \times H$$

Donde:

$A_c$  : ahorro anual, US\$/año

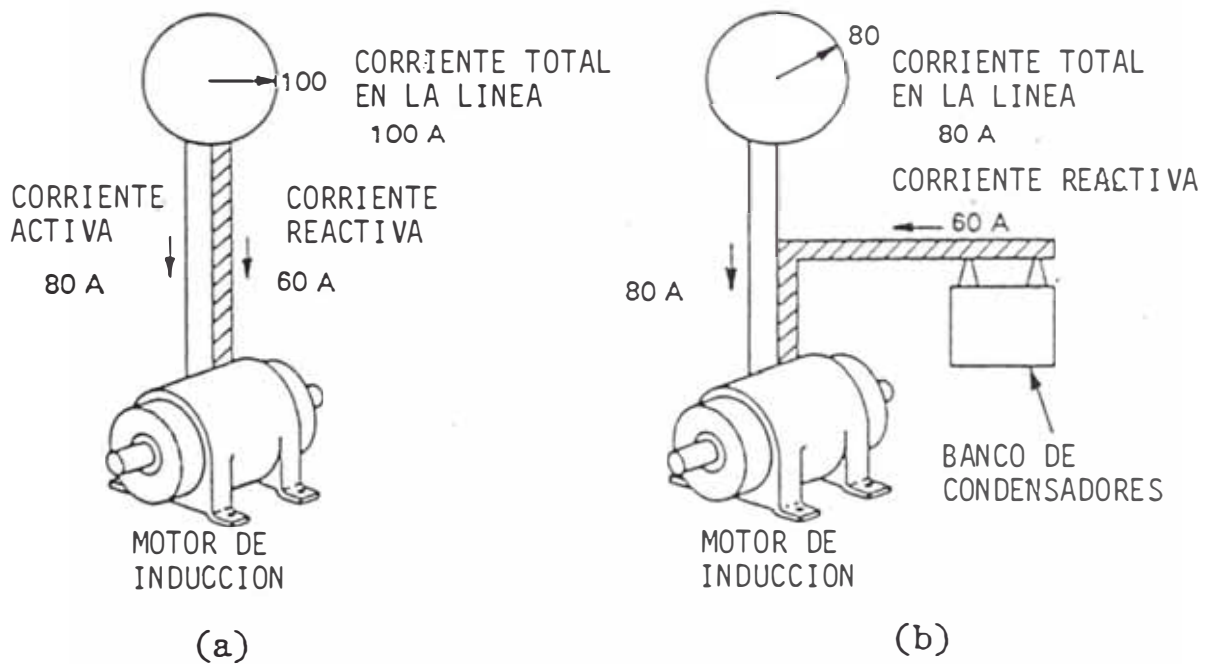
$P_c$  : disminución de pérdida de potencia en la línea, Watts

$C_r$  : costo de energía reactiva, US\$/kWh

$H$  : horas de operación anual

FIGURA 2.3

DISMINUCION DE CORRIENTE REACTIVA  
EN LINEAS DE DISTRIBUCION POR LA MEJORA DEL F.P.



## 2.4 AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS EN EQUIPOS ELECTRICOS

Las pérdidas eléctricas en plantas industriales varían sobre un rango amplio de 0.5 a 20% dependiendo de la antigüedad de los equipos instalados en la planta, del mantenimiento y de la utilización adecuada de los mismos. Para los ingenieros de planta es importante identificar, cuantificar las pérdidas en los equipos eléctricos y realizar las correcciones obteniéndose así ahorros de energía eléctrica.

La Tabla 2.3 muestra una lista de los equipos mayores de una planta industrial y el rango de pérdidas de cada equipo.

TABLA 2.3

### RANGO DE PERDIDAS EN EQUIPOS ELECTRICOS EN PLANTAS INDUSTRIALES

EQUIPOS	PERDIDA DE ENERGIA A PLENA CARGA %
A) Motores:	
a) 1 - 10 HP	14.0 - 35.0
b) 10 - 200 HP	6.0 - 12.0
c) 200 - 1,500 HP	4.0 - 7.0
d) mayores de 1,500 HP	2.3 - 4.0
B) Líneas de distribución	1.0 - 4.0
C) Rectificadores	3.0 - 9.0
D) Iluminación	3.0 - 9.0
E) Generadores	0.1 - 3.5
F) Transformadores	0.4 - 1.9

Los mayores ahorros que se lograrían en una planta industrial minera es en los motores eléctricos, ya que

mas del 85% de la energía consumida por estas plantas es utilizada en motores eléctricos. En el presente capítulo se analizarán como disminuir las pérdidas eléctricas en aquellos equipos cuya corrección es factible técnica y económicamente

#### 2.4.1 MOTORES DE INDUCCION TRIFASICOS

Las Plantas mineras generalmente presentan un sobredimensionamiento significativo en los motores eléctricos de sus plantas concentradoras. Muchas veces este sobredimensionamiento obedece a diseños que han previsto futuras ampliaciones, o en muchas minas dadas las limitaciones de inversión se tiende a utilizar un motor existente en el almacén aun cuando se sepa que éste está sobredimensionado. Este sobredimensionamiento genera substantivas pérdidas de potencia activa y reactiva.

En la Figura 2.4 se observa la variación de la eficiencia y el factor de potencia de los motores eléctricos de inducción en función del porcentaje de carga. En los motores sobredimensionados la eficiencia y el factor de potencia serán bajos y por consiguiente se demanda mayor potencia activa y reactiva, entonces el pago por consumo de energía será más cara. La potencia desarrollada de un motor debe ser cercana a la potencia nominal, ya que en estos puntos se obtiene mejor eficiencia y factor de potencia.

#### COMO CORREGIR EL SOBREDIMENSIONAMIENTO

Para corregir el sobredimensionamiento de un motor eléctrico que alimenta a una carga determinada se tiene las siguientes alternativas:

Utilizando un motor estándar de menor potencia nominal que opere con mejor eficiencia y factor de potencia para la carga determinada.

Utilizando un motor de alta eficiencia de menor potencia nominal que pueda satisfacer la carga determinada. Con esta alternativa se logran mayores ahorros en los costos operativos (costos por consumo de energía activa y reactiva), con relación a la alternativa anterior.

#### 2.4.1.1 MOTORES DE ALTA EFICIENCIA

El constante incremento del costo de los combustibles y de la energía eléctrica, hace cada vez mas costoso la utilización de motores eléctricos ineficientes. Esta fue una de las razones principales por la que los fabricantes de motores eléctricos han logrado fabricar motores de inducción trifásicos de alta eficiencia.

Es importante anotar que no existe una definición estándar de lo que es un motor de alta eficiencia, tampoco hay en nuestro medio existe estándares de eficiencia para los motores trifásicos de inducción. Para una potencia determinada hay una variación considerable en la eficiencia de acuerdo al fabricante.

En los últimos años los fabricantes de motores eléctricos han logrado obtener motores de alta eficiencia con una reducción promedio en las pérdidas de 25% con relación a un motor estándar, la Figura 2.5 muestra este efecto. También la Figura 2.6 muestra las eficiencias para ambos tipos de motores basados en esta reducción. En los motores de alta eficiencia también se ha logrado mejorar el factor de potencia.

FIGURA 2.4

VARIACION DE LA EFICIENCIA Y FACTOR DE POTENCIA EN FUNCION DEL % DE CARGA

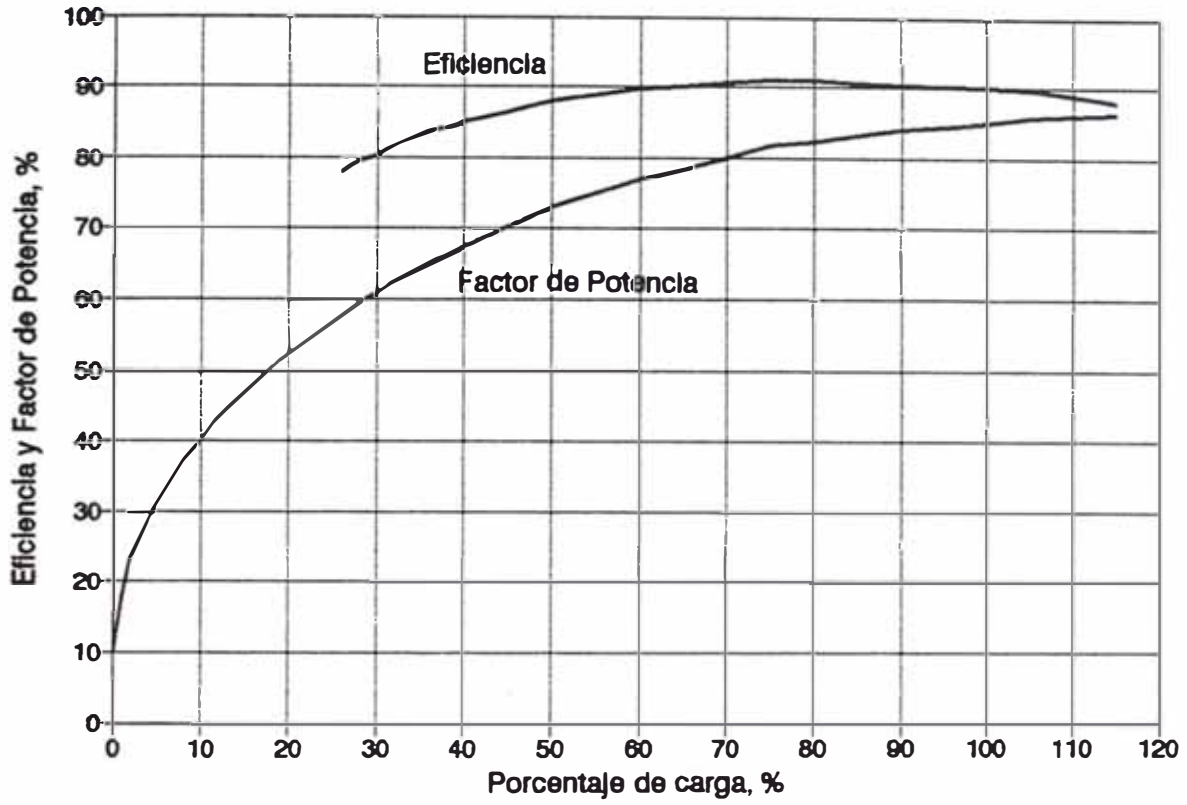


FIGURA 2.5

PERDIDAS A PLENA CARGA DE MOTORES DE ALTA EFICIENCIA Y MOTORES ESTANDAR

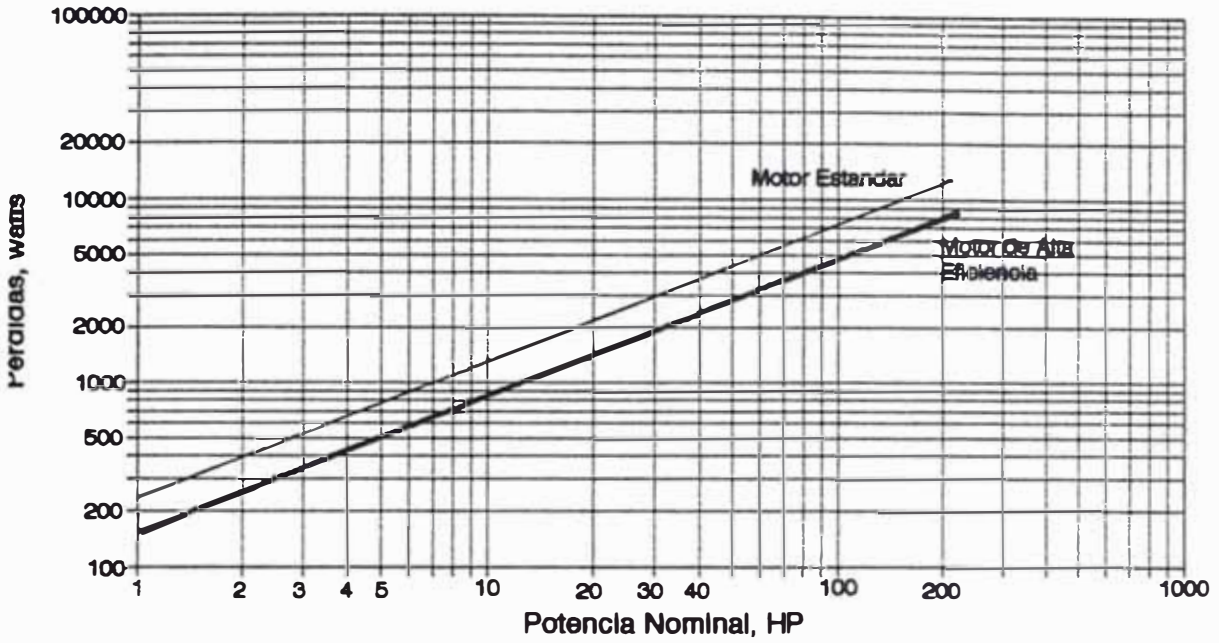
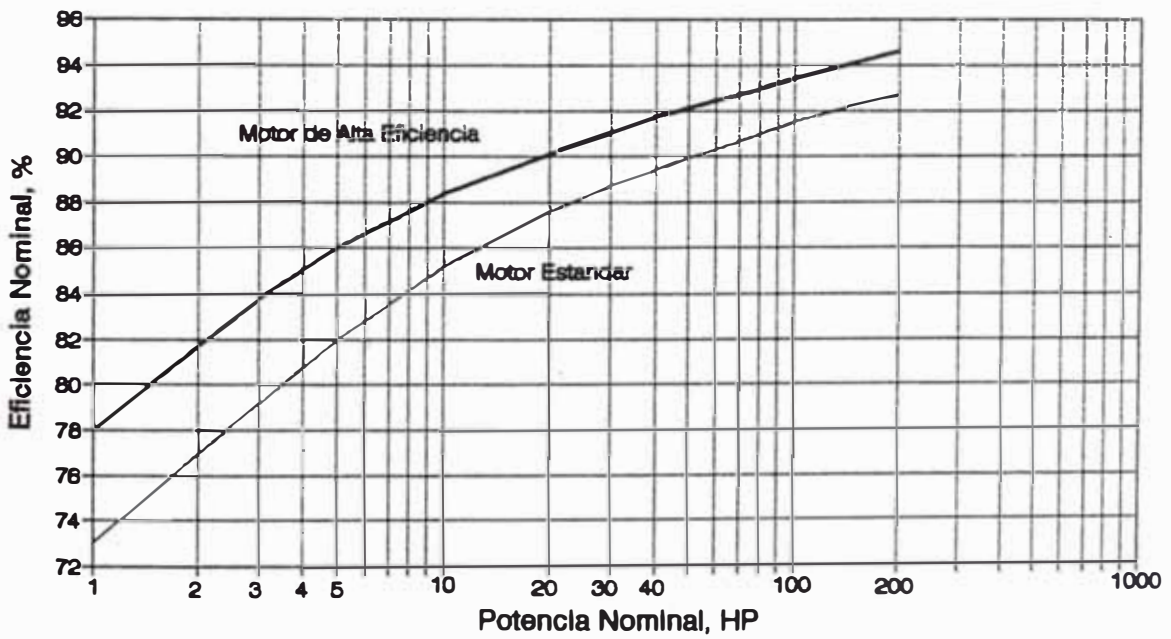


FIGURA 2.6

EFICIENCIA NOMINAL DE MOTORES DE ALTA EFICIENCIA Y MOTORES ESTANDAR



### 2.4.1.2 DETERMINACION DEL AHORRO POR EL REEMPLAZO DE MOTORES SOBREDIMENSIONADOS

Los ahorros potenciales en los costos operativos que se lograría por el reemplazo del motor actual (motor "1" sobredimensionado) por otro motor (motor "2") de menor potencia nominal con mejor eficiencia y factor de potencia para la carga especificada, se determina con la siguiente ecuación:

$$S = 0,746 \times HP \times C \times N \times \left[ \frac{100}{E_1} - \frac{100}{E_2} \right] + 0,746 \times HP \times Cr \times N \times \left[ \frac{100}{E_1} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_1) - \frac{100}{E_2} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_2) \right]$$

Simplificando:

$$S = 0,746 \times HP \times N \times \left[ C \times \left[ \frac{100}{E_1} - \frac{100}{E_2} \right] + Cr \times \right.$$

$$\left. \left[ \frac{100}{E_1} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_1) - \frac{100}{E_2} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}FP_2) \right] \right]$$



Donde:

S : ahorros, US\$/año

HP : potencia demandada por la carga especificada,  
HP

C : costo de energía activa, US\$/kWh

N : horas de operación anual

: eficiencia a la carga especificada del motor  
"1", de menor eficiencia, %

$E_2$  : eficiencia a la carga especificada del motor  
"2", de mayor eficiencia, %

$C_r$  : costo de energía reactiva, US\$/kVARh

$FP_1$ : factor de potencia del motor "1" a la carga  
especificada

$FP_2$ : factor de potencia del motor "2" a la carga  
especificada

#### EJEMPLO:

En una Planta de flotación está operando una bomba con un motor de 36 HP (motor "1"), que opera 8,380 horas anuales, la bomba demanda una potencia de 12.3 HP, el costo de energía activa es de 0.20 US\$/kWh y el costo de la energía reactiva es de 0.02 US\$/kVARh.

Considerando para el reemplazo un motor de 18 HP (motor "2") y de las curvas de eficiencia y factor de potencia dadas por el fabricante, se tienen las siguientes características técnicas para la carga especificada:

$FP_1 = 0.68$  ,            82%    y     $FP_2 = 0.79$  ,            90%

Los ahorros potenciales que se evidencian serían:

$$S = 0,746 \times 12.3 \times 8,380 \times \left[ 0.2 \times \left[ \frac{100}{82} - \frac{100}{90} \right] + 0.02 \times \left[ \frac{100}{82} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}0.68) - \frac{100}{90} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}0.79) \right] \right]$$

$$S = 76,893 \times \left[ 0.2 \times 0.1084 + 0.02 \times 0.4526 \right]$$

$$S = 1,667 + 696$$

$$S = 2,363 \text{ US\$/año}$$

Este valor representa el ahorro anual por reemplazar el motor de 36 HP por un motor de 18 HP.

## 2.4.2 LINEAS DE DISTRIBUCION

Las plantas mineras presentan un subdimensionamiento en líneas de distribución debido a un dimensionamiento que no ha previsto futuras ampliaciones. Este subdimensionamiento genera mayor pérdida de potencia activa y mayor caída de tensión en la línea.

Para la corrección de los conductores de estas líneas por otros conductores de mayor sección, se tendrá en cuenta la capacidad de corriente admisible y la caída de tensión según el Código Nacional de Electricidad.

### 2.4.2.1 DETERMINACION DEL AHORRO POR EL REEMPLAZO DE CONDUCTORES EN LINEAS SUBDIMENSIONADAS

El ahorro por disminución de pérdidas que se refleja en una disminución del consumo de energía activa que se lograría por el reemplazo de los conductores actuales de la Línea "1" (subdimensionado) por otros conductores de mayor sección Línea "2", se determina con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{C \times N}{1,000} \left[ 3 \times R_1 \times L \times I^2 - 3 \times R_2 \times L \times I^2 \right]$$

Simplificando:

$$S = \frac{3}{1,000} \times C \times N \times L \times I^2 \left[ R_1 - R_2 \right]$$

Donde:

S : ahorro, US\$/año

C : costo de energía activa, US\$/kWh

N : horas de operación anual

L : longitud de la línea, km

I : intensidad de corriente que circula en los  
conductores, A

$R_1$  : resistencia específica del conductor  
(Línea "1") , ohm/km

$R_2$  : resistencia específica del conductor de mayor  
sección (Línea "2"), ohm/km

## 2.5 SISTEMAS DE ILUMINACION

En la actualidad los costos operativos en los sistemas de iluminación varía de 50% a 95% del costo total (costo de capital y costos operativos) de acuerdo a la eficiencia del sistema de iluminación.

Antes de cualquier decisión en la corrección de un sistema de iluminación con el objetivo de ahorrar energía, el usuario deberá decidir primero los requerimientos de iluminación para la aplicación específica. Una vez determinado esto, se debe seleccionar las diferentes alternativas que satisfagan los requerimientos de iluminación. Finalmente mediante el análisis económico que debe incluir los costos de capital y operativo se selecciona la alternativa mas adecuada para este caso (desde el punto de vista de ahorro de energía).

### 2.5.1 OPORTUNIDADES DE AHORRO DE ENERGIA EN SISTEMAS DE ILUMINACION

- A) Reemplazo de lámparas incandescentes por:
  - 1) Lámparas fluorescentes compactas
  - 2) Lámparas fluorescentes
  - 3) Lámparas de alta presión de sodio
  
- B) Reemplazar lámparas fluorescentes por lámparas de alta presión de sodio
  
- C)
  - 1) Reemplazo de lámparas de vapor de mercurio por lámparas de alta presión de sodio
  - 2) Reemplazo de lámparas de mercurio por lámparas halogenuros metálicos
  
- D) Uso eficiente de balastos

- E) Añadir reflectores a las lámparas fluorescentes
  
- F) Reduciendo el uso de iluminación
  - 1) Instalando interruptores y sensores automáticos
  - 2) Apagando las luces innecesarias  
(ver Figura 2.7)
  
- G) Mantenimiento Adecuado:
  - 1) Limpieza de lámparas y reflectores  
(ver Figura 2.8)
  - 2) Reemplazo oportuno de lámparas y balastos  
(ver Figura 2.9)

## 2.5.2 TIPOS Y CARACTERISTICAS DE LAMPARAS

## CARACTERISTICAS DE LAMPARAS:

TABLA 2.4

CARACTERISTICAS	INCANDESCENTE	FLUORESCENTE	VAPOR DE MERCURIO	HALOGENURO METALICO	ALTA PRESSION DE SODIO
Variación normalmente disponible, Watts	6 a 1,500	4 a 219	40 a 3,000	150, 175, 250, 400, 1,000, 1,500	100, 150, 250, 400, 1,000
Eficacia (de la lámpara solamente), lumen/Watt	8 a 22	30 a 83	22 a 58	67 a 115	74 a 132
Vida útil, horas	750 a 10,000 (generalmente de 1,000 - 2,500)	7,500 a 20,000	500 a 24,000 (generalmente 24,000)	1,500 a 15,000	12,000 a 24,000
Tiempo de arranque	Instantáneo	Rápido	3 a 5 minutos	10 a 20 minutos	1 a 10 minutos
Rendimiento de color	Muy bueno a excelente	Bueno a excelente	Bajo a muy bueno	Bueno a muy bueno	Regular
Comparación de Costos Fijos	Bajo debido a simples accesorios de instalación.	Moderado	Más alto que las incandescentes y fluorescentes	Generalmente más alto que el vapor de mercurio	El más alto
Comparación de Costos Operativos	Alto debido a la relativa corta vida y baja eficacia (90% de energía consumida es disipado en calor)	Más bajo que el incandescente, costos de reposición más altos que las lámparas de alta descarga debido al mayor número de lámparas necesitadas, costos de energía generalmente más bajo que vapor de mercurio	Más bajo que el incandescente, costos de reposición relativamente bajos debido al relativo bajo costo de accesorios y vida larga de la lámpara	Generalmente menor que el vapor de mercurio, menor costo de accesorios, pero vida de la lámpara más corta	Generalmente más bajo, debido al bajo requerimiento de accesorios

## CARACTERISTICAS DE BALASTOS:

TABLA 2.5

POTENCIA DE ENTRADA EN BALASTOS PARA LAMPARAS DE  
ALTA INTENSIDAD DE DESCARGA

TIPO DE LAMPARA			TIPO DE BALASTO				
	ANSI Designación	POTENCIA ( W )	REACTOR ( W )	L.A.G ( W )	C.W.A ( W )	C.W. ( W )	R.H.R ( W )
Mercurio	H46	50	68	74	74	--	--
	H43	75	94	91-94	93-99	--	--
	H38/44	100	115-125	117-127	118-125	127	--
	H39	175	192-200	200-208	200-210	210	--
	H37	250	272-285	277-286	285-300	292-295	--
	H33	400	430-439	430-484	450-454	460-465	--
	H36	1000	1050-1070	--	1050-1082	1085-1102	--
Halogenuro	M57	175	--	--	210	--	--
Metálico	M58	250	--	--	292-300	--	--
	M59	400	--	--	455-465	--	--
	M47	1000	1050	--	1070-1100	--	--
	M48	1500	--	--	1610-1630	--	--
Alta Presión de Sodio	S76	35	43	--	--	--	--
	S68	50	60-64	68	--	--	--
	S62	70	82	88-95	95	--	105
	S54	100	115-117	127-135	138	--	144
	S55	150	170	188-200	190	--	190-204
	S66	200	220-230	--	245-248	--	254
	S50	250	275-283	296-305	300-307	--	310-315
	S67	310	335-345	--	365	--	378-380
	S51	400	463-440	464-470	465-480	--	480-485
S52	1000	1060-1065	--	1090-1106	--	--	

L.A.G. : autotransformador de alta reactancia

C.W.A. : autotransformador de potencia constante

C.W. : regulador de potencia constante

R.H.R. : regulador de alta reactancia



TABLA 2.6

## POTENCIA DE ENTRADA EN BALASTOS PARA

## LAMPARAS FLUORESCENTES

LAMPARA		POTENCIA DE ENTRADA, W				TIPO DE CIRCUITO
TIPO	POTENCIA ( W )	BALASTOS ESTANDARD		BALASTOS DE ALTA EFICIENCIA		
		Una Lámpara	Dos Lámparas	Una Lámpara	Dos Lámparas	Arranque
F20T12	20	32	53	--	--	Rápido
F30T12	30	46	81	--	--	Rápido
F30T12, ES	25	42	73	--	--	Rápido
F32T8	32	--	--	37	71	Rápido
F40T12	40	57	96	50	86	Rápido
F40T12, ES	34/35	50	82	43	72	Rápido
F48T12	40	61	102	--	--	Instantáneo
F96T12	75	100	173	--	158	Instantáneo
F96T12, ES	60	83	138	--	123	Instantáneo
F48T12-800 ma	60	85	145	--	--	Rápido
F96T12-800 ma	110	145	257	--	237	Rápido
F96T12-800 ma, ES	95	125	227	--	207	Rápido
F48-1500 ma	115	134	242	--	--	Rápido
F96-1500 ma	215	230	450	--	--	Rápido

## GUIA DE REEMPLAZO DE LAMPARAS:

TABLA 2.7

## LAMPARAS DE ALTA EFICIENCIA - GUIA DE REEMPLAZO

LAMPARA ACTUAL	LAMPARA FUTURA (Iluminación no menor del 85% de la actual)
<b>INCANDESCENTE:</b>	
60 - 75 Watts, tipo A	50 Watts, tipo E, vapor de mercurio
100 Watts, tipo A	75 Watts, tipo E, vapor de mercurio
150 Watts, tipo A	75 Watts, tipo E, vapor de mercurio
150 Watts, par o tipo R	100 Watts, par, vapor de mercurio
200 Watts, tipo A o PS	175 Watts, tipo E, vapor de mercurio
200 Watts, par o tipo R	100 Watts, tipo R, vapor de mercurio
300 Watts, tipo PS	175 Watts, tipo E, vapor de mercurio
300 Watts, tipo R	175 Watts, tipo R, vapor de mercurio
500 Watts, tipo PS	250 Watts, tipo E, vapor de mercurio
500 Watts, tipo R	175 Watts, tipo R, vapor de mercurio
<b>VAPOR DE MERCURIO:</b>	
175 Watts, tipo E	100 Watts, alta presión de sodio
250 Watts, tipo E	100 Watts, alta presión de sodio
400 Watts, tipo E	250 Watts, alta presión de sodio
700 Watts, tipo BT	400 Watts, alta presión de sodio
<b>METAL ALCALINO:</b>	
400 Watts, tipo E	250 Watts, alta presión de sodio
1500 Watts, tipo BT	1000 Watts, alta presión de sodio

## Nota:

La mayoría de las lámparas requieren cambiar o añadir balastos. Las lámparas de vapor de mercurio están ahora disponibles con balastos incorporados. Antes del reemplazo de las lámparas, considerar cuidadosamente el rendimiento de color donde esto es importante.

### 2.5.3 DETERMINACION DEL AHORRO POR EL REEMPLAZO DE LAMPARAS

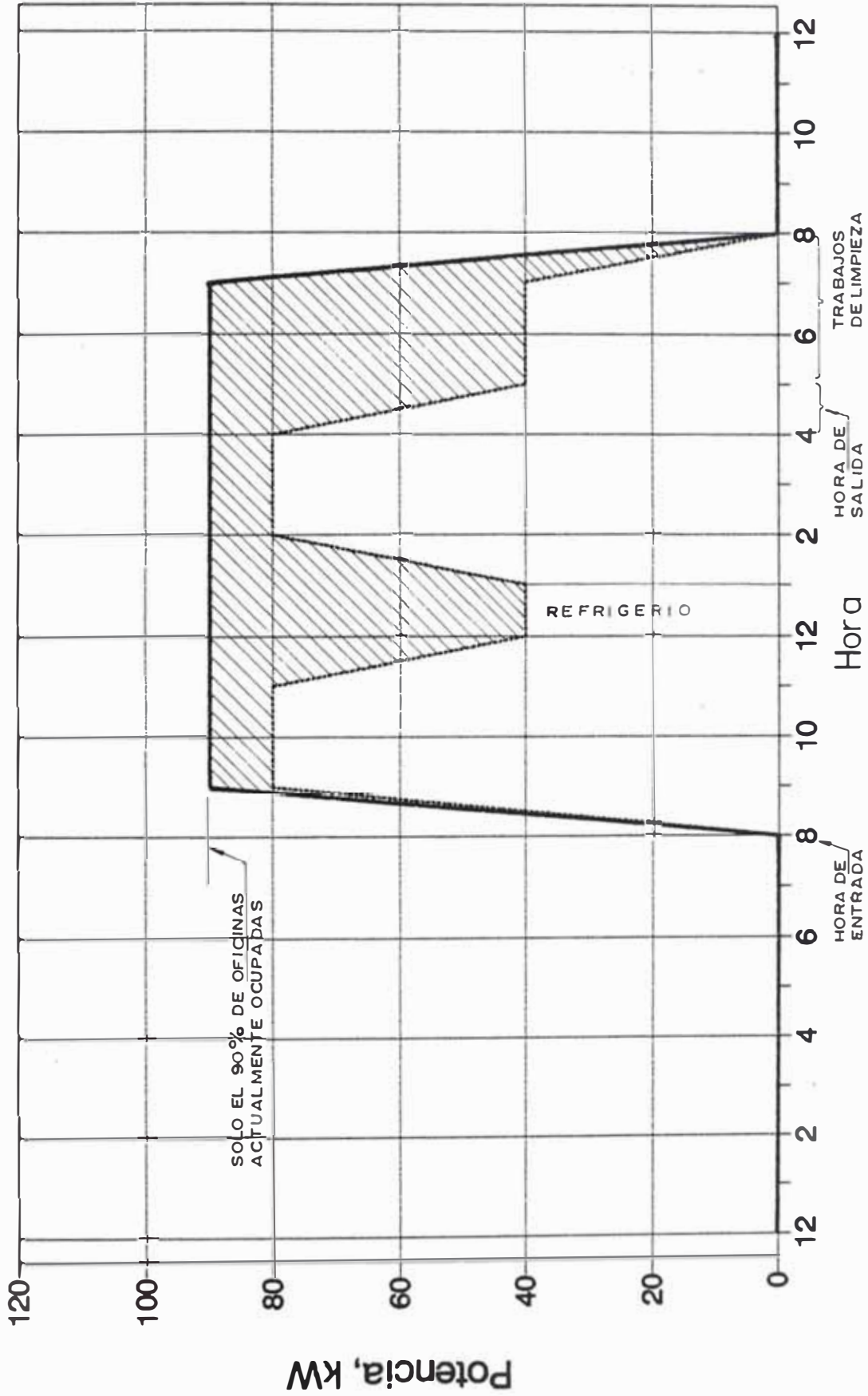
El ahorro se logra por la disminución de energía activa demandada de un sistema de iluminación al ser reemplazados las lámparas actuales por lámparas de mayor eficacia (futuras). Dicho ahorro se determina con la siguiente relación:

$$S = \frac{C \times N \times FS}{1,000} \left[ L_1 \times P_1 - L_2 \times P_2 \right]$$

Donde:

- S : ahorro, US\$/año
- C : costo de energía activa, US\$/kWh
- N : horas de operación anual
- FS : factor de simultaneidad
- L<sub>1</sub> : número de lámparas (actual)
- L<sub>2</sub> : número de lámparas (futuro)
- P<sub>1</sub> : potencia demandada por lámpara, actual  
(incluyendo demanda de accesorios), Watts
- P<sub>2</sub> : potencia demandada por lámpara, futura  
(incluyendo demanda de accesorios), Watts

# EFFECTO DE APAGAR LAS LAMPARAS INNECESARIAS - EN UNA OFICINA

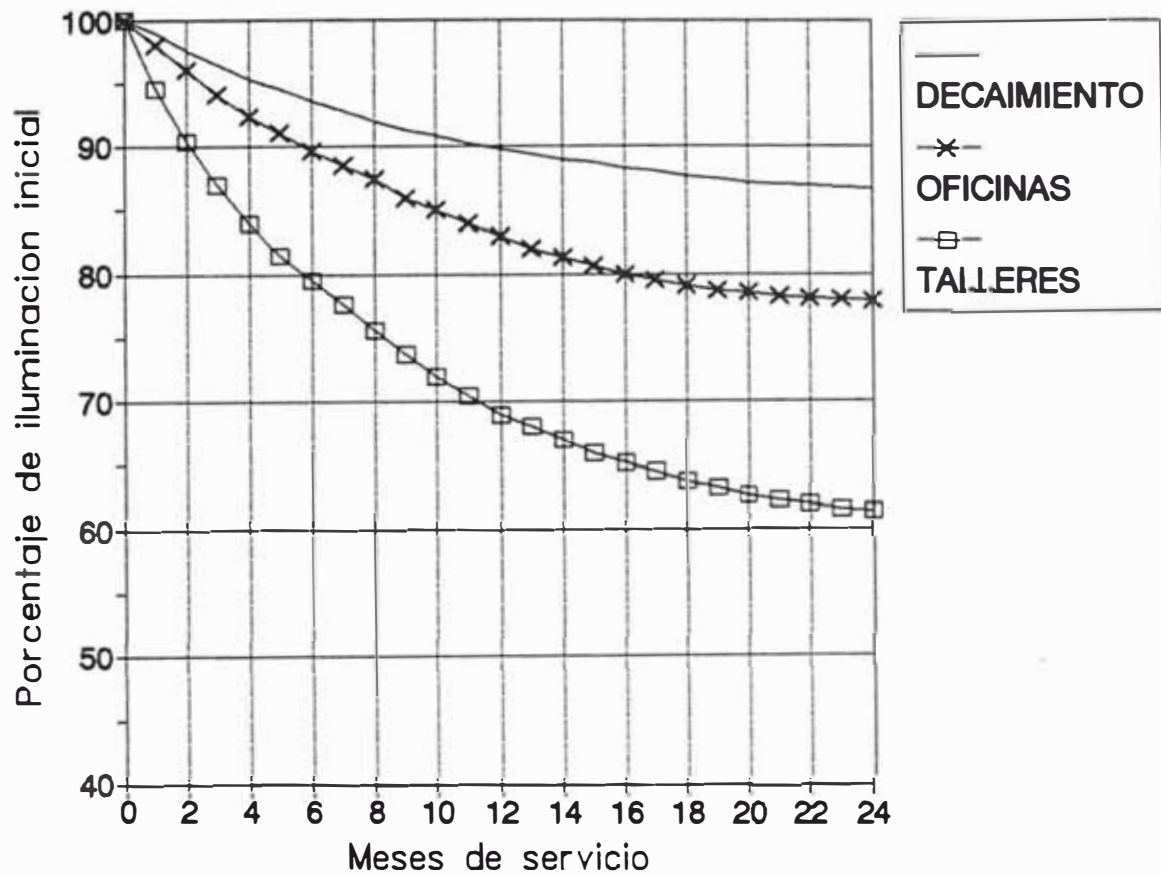


— ANTES  
 - - - - - DESPUES

EJEMPLO:  
 POR APAGAR LAS LUCES INNECESARIAS EN UNA OFICINA, SE AHORRA EL 26% DE ENERGIA.

FIGURA 2.7

FIGURA 2.8

REDUCCION DE LA ILUMINACION EN LAMPARAS  
POR EFECTO DE LA SUCIEDAD

## CAPITULO III

### ESTUDIO DE CASO: MINAS ORCOPAMPA S.A.

#### 3.1 GENERALIDADES

La operación minera Orcopampa se encuentra ubicada en la Provincia de Castilla del Departamento de Arequipa, a una altura de 3,779 m.s.n.m. El minado es subterráneo, por corte y relleno mecanizado con una combinación de equipo eléctrico, neumático y diesel. El mineral de Ag y Au es extraído de la mina a un promedio de 35,000 TCS por mes, el que es tratado en una moderna planta de concentración de la que se obtiene un concentrado de Ag y otro de Au. Para apoyo del sistema de producción se cuenta con instalaciones de superficie que incluyen talleres, campamentos y oficinas administrativas.

La mina Orcopampa para cubrir su demanda de energía que es del orden de los 2,100 MWh/mes, tiene que hacer uso de grupos térmicos diesel (central térmica de Manto) y una hidroeléctrica (central hidroeléctrica de Huancarama).

Las medidas económicas dadas por el gobierno en Julio de 1,990 el galón de petróleo diesel costaba I/m. 0.195 (US\$ 0.22) y en Febrero de 1,991 cuesta I/m. 0.722 (US\$ 1.36); lo que significa un incremento en el costo de petróleo de más del 600 % en dólares.

El problema energético de la mina Orcopampa se complica si consideramos el consumo mensual de petróleo, que sobrepasa los 100,000 galones durante la época de estiaje y el bajo rendimiento de la hidroeléctrica de Huancarama debido a la sequía que afectó la región durante 1,990. La hidroeléctrica de Huancarama durante el mes de Setiembre de 1,990 generó un promedio de 800 kW,

es decir un 31% de su capacidad instalada, lo que equivale aproximadamente a un 25% de la demanda de energía promedio de Orcopampa. La diferencia obviamente tuvo que ser cubierta por generación térmica

### 3.2 RECONOCIMIENTO PRELIMINAR DEL SISTEMA ELECTRICO

Como paso previo a la realización del estudio de ahorro de energía eléctrica en la mina Orcopampa, se realizó un reconocimiento preliminar de los subsistemas mina, planta concentradora y campamentos. Las discusiones técnicas y entrevistas con el personal de la operación fueron muy importantes en esta etapa del trabajo.

El objetivo fundamental del reconocimiento preliminar fue lograr una primera aproximación al sistema en estudio, mediante un estimado preliminar del balance entre la oferta y demanda de energía, y la identificación del potencial de ahorro de **energía**. El reconocimiento preliminar sirvió para detectar:

Sobredimensionamiento de los motores de la planta concentradora, el que se estimó en el orden de 400 HP.

Carencia de compensación de potencia reactiva en el subsistema Mina.

Pérdidas significativas de energía en conductores de la línea de 10 KV, que alimenta al subsistema Mina.

Un exceso de consumo de energía en campamentos del orden de 100 KWH/mes por familia.

La carencia de un sistema de medición efectivo, que permita desagregar y controlar los componentes de la

demanda eléctrica. Situación que es mucho más crítica en los subsistemas Campamento y Mina.

La posibilidad de reprogramar algunas actividades con miras a uniformizar el diagrama de carga de la operación.

En base a lo observado, algunas mediciones, y análisis de información recopilada, se estimó que el potencial de ahorro en Orcopampa bien podía estar en el orden de 1'200,000 kWh/año (5% del consumo anual), lo que equivale a US\$ 240,000 anuales, al costo de energía activa actual de US\$ 0.20/kWh (energía térmica).

### 3.3 PROGRAMA DE MEDICIONES

El objetivo del programa de mediciones fue la determinación de la demanda eléctrica por centro de carga y la identificación de fuentes de ahorro de energía. El programa de mediciones comprendió los siguientes trabajos:

Instalación de instrumentación para medir potencia activa y factor de potencia en puntos preestablecidos que permitan desagregar y controlar la demanda de una manera lógica.

Lectura sistemática de los medidores y registradores de potencia activa y reactiva. Ver Apéndice 2.

Mediciones sistemáticas de voltaje, intensidad de corriente, y factor de potencia, en las cargas de mina, planta concentradora y campamentos. Ver Apéndice 1.

Observación del ciclo y modo de operación de las cargas principales del sistema.



Recopilación y actualización de la información necesaria (diagramas unifilares) para hacer una evaluación de los diferentes componentes del sistema de distribución eléctrica de la operación. Ver planos 1, 2, 3, 5 y 8.

El programa de mediciones permitió una mejor definición del balance entre la oferta y la demanda de energía de Orcopampa, el comportamiento de la demanda de Mina, Planta y Campamentos, y de las cargas principales de cada subsistema.

### 3.4 OFERTA Y DEMANDA DE ENERGIA ELECTRICA

La oferta de energía de Orcopampa está constituida por centrales de generación hidráulica y térmica, mientras que la demanda es alimentada por una red de transmisión con tensiones de 22 kV y 10 kV y una red de distribución con tensiones de 440 V y 220 V.

#### 3.4.1 OFERTA DE ENERGIA

La energía suministrada a las instalaciones de producción y campamentos es generada por la central hidroeléctrica de Huancarama y la central térmica diesel de Manto. La Figura 3.1 presenta un diagrama simplificado del sistema eléctrico de Orcopampa.

La central hidroeléctrica de Huancarama, ubicada a 10 km. de la zona industrial Manto, entró en operación en Agosto de 1,988 y está constituida por tres turbinas Pelton ESCHER WYSS con capacidad de generar una potencia activa de 1,300 kW cada una. En Diciembre de 1,990 comenzó a operar la tercera turbina, obteniéndose una potencia instalada de generación de 3,900 kW.

La central térmica Diesel de Manto se encuentra cerca a la bocamina del nivel 3,800 de la Mina Calera, tiene una potencia efectiva de generación de 3,200 kW, distribuída de la siguiente manera:

	Potencia efectiva <u>unidad</u>	Potencia efectiva total
1 unidad Sulzer	900 kW	900 kW
2 unidades Sulzer	600 kW	1,200 kW
2 unidades MAN	400 kW	800 kW
- 3 unidades Lister		300 kW
TOTAL		3,200 kW

La proporción relativa entre estas dos fuentes de suministro de energía varía de acuerdo a la época del año (ver Figura 3.2). Durante época de lluvias, la hidroeléctrica de Huancarama ha generado un promedio de 1,000 kW para el período 1,989-1,990 y durante época de estiaje la generación hidráulica desciende hasta los 800 kW; los grupos térmicos tienen que cubrir el déficit de energía de la hidroeléctrica. La generación de energía durante los últimos tres años se muestra en la Tabla 3.1.

TABLA 3.1

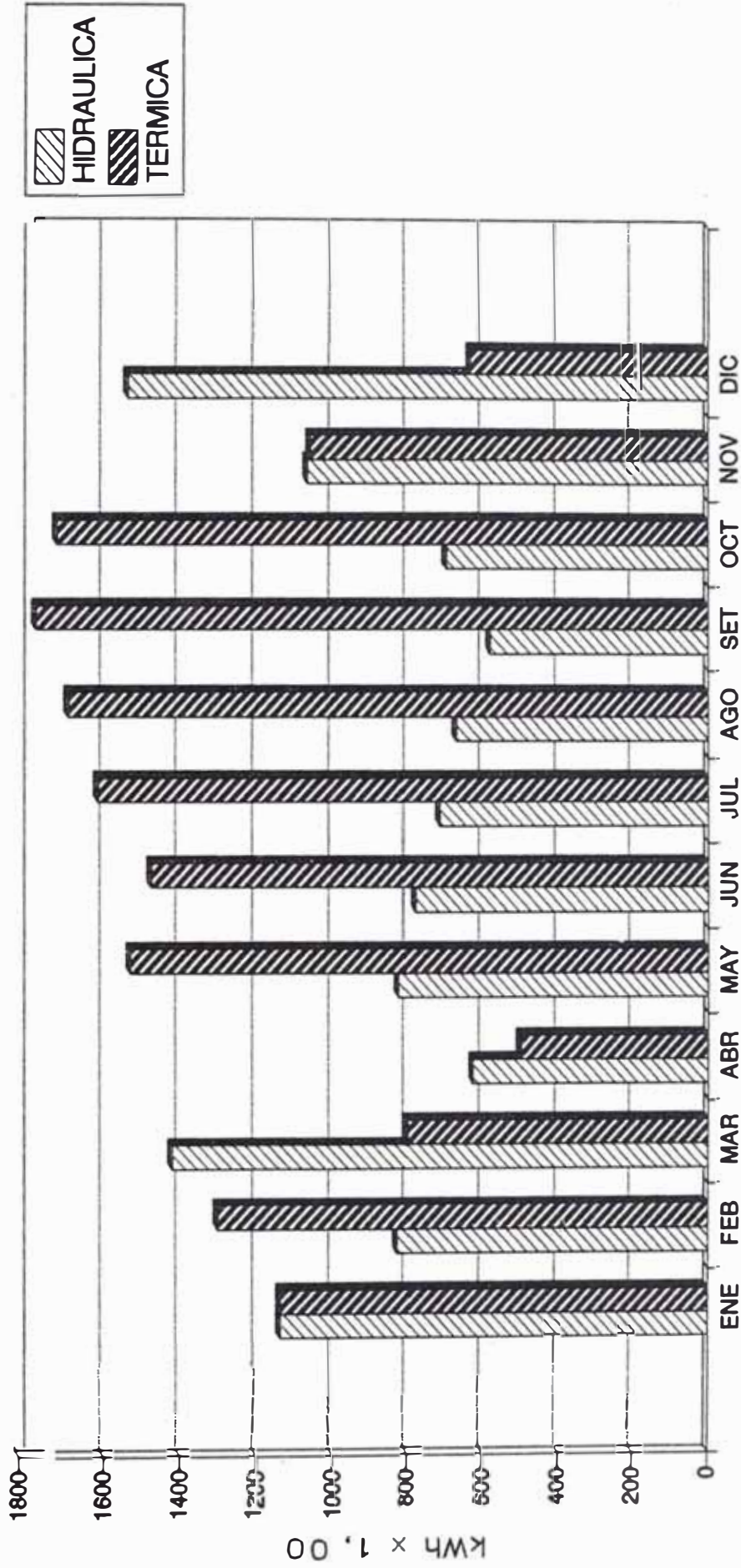
GENERACION DE ENERGIA POR TIPO. AÑOS 1,988-1,990  
(energía expresada en MWh)

Mes	Hidroeléctrica			Grupos Térmicos		
	88	89	90	88	89	90
Enero		1,576	1,135	1,880	302	1,137
Febrero		1,427	827	1,885	299	1,299
Marzo		1,652	1,419	2,058	294	801
Abril		1,617	626	2,005	512	500
Mayo		1,276	823	2,075	734	1,530
Junio		979	778	2,004	1,067	1,474
Julio	150	923	716	1,862	1,012	1,616
Agosto	662	881	671	934	1,570	1,695
Setiembre	751	798	583	1,165	1,393	1,779
Octubre	731	778	698	1,179	1,313	1,722
Noviembre	545	749	1,064	688	1,435	1,057
Diciembre	939	732	1,536	1,210	1,458	634

PROMEDIOS:

Est.seca		912	762		1,218	1,553
Est.húmeda		1,401	1,109		573	874
Anual		1,116	906		949	1,270
T O T A L (hidráulica y térmica)					2,065	2,176

# GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA ORCOPAMPA 1,990



Mes  
FIGURA 3.2

## 3.4.2 DEMANDA DE ENERGIA

Una rápida inspección del diagrama unifilar del sistema permite darse cuenta que de manera general la demanda de energía eléctrica de Orcopampa puede dividirse en los siguientes centros de demanda (ver Figura 3.3):

	<u>Demanda Promedio</u>	<u>% del Total</u>
Mina Calera, Santiago, Blancas y Misahuanca	1,010 kW	35.3
Planta Concentradora	1,347 kW	47.0
Campamento (incluye el pueblo de Orcopampa)	282 kW	9.8
Talleres y laboratorio	60 kW	2.1
Pérdidas (*)	165 kW	5.8
	----- 2,864 kW	

(\*) Valor estimado en base a estadísticas.

La demanda promedio para cada centro de demanda ha sido determinada en base a las mediciones realizadas durante los meses de Diciembre-1,990 y Enero-1,991. Hay que tener en cuenta que el margen de error para estos estimados es del orden del 5 al 10%.

# CONSUMO DE ENERGIA ELEC. POR SECCIONES ORCOPAMPA - 1,990

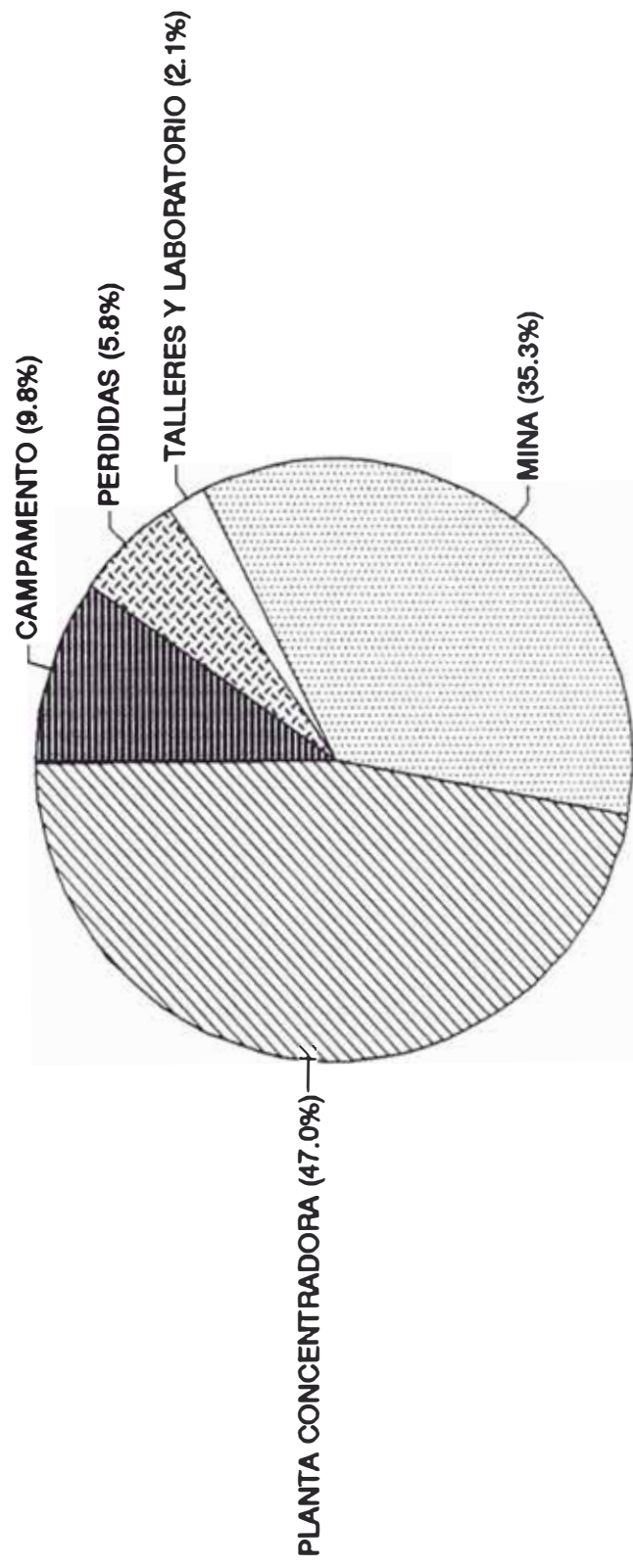


FIGURA 3.3

## 3.4.3 CONSUMO DE PETROLEO

Dada la importancia que tienen los combustibles dentro de la estructura de costos de la mina, es conveniente analizar cuidadosamente su utilización. Durante 1,989 se consumió un total de 915,536 galones de petróleo en generación de energía y 1'162,511 galones en 1,990, lo que hace un promedio de consumo mensual de 97,000 galones. Para mayores detalles ver la Tabla 3.2. en la que se presentan los consumos máximo, promedio y mínimo para los años 1,989 y 1,990. En la misma tabla es posible apreciar que el consumo promedio de 1,990 fue 27% mayor que el consumo promedio de de 1,989.

TABLA 3.2  
CONSUMO MENSUAL DE PETROLEO  
(Galones)

	1989	1990
PROMEDIO	76,295	96,876
MAXIMO	123,646 - Setiembre	133,483 - Agosto
MINIMO	22,240 Enero	46,680 Diciembre

La Figura 3.4 muestra cómo ha variado el consumo de petróleo en Orcopampa durante los años 1,989 y 1,990. Es evidente el incremento de consumo de petróleo experimentado en 1,990 debido a la baja generación hidráulica.

Es conveniente mencionar que el sistema de distribución de petróleo, no cuenta con instrumentación adecuada para determinar los consumos por centros de demanda. La disponibilidad de medidores en la central térmica de Manto permitiría hacer una evaluación periódica del consumo específico de combustible para cada grupo térmico. La Figura 3,5 muestra de manera esquemática el sistema de distribución de petróleo y los puntos donde debería instalarse medidores.



# CONSUMO DE PETROLEO EN GENERACION ORCOPAMPA 1,989 - 1,990

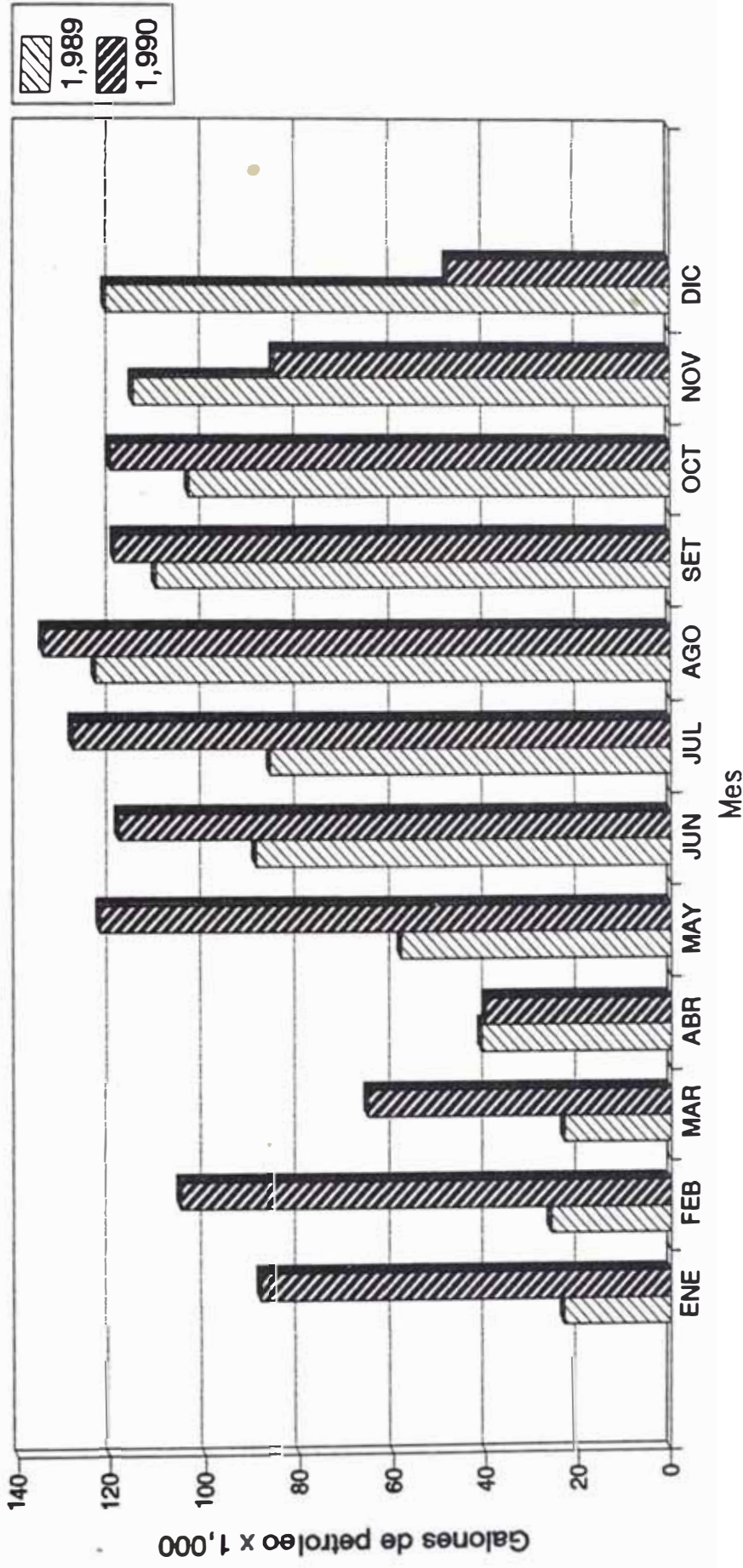


FIGURA 3.4



### 3.5 EVALUACION DEL COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

Para la evaluación económica del potencial de ahorro e inversiones en el presente informe, es imprescindible estimar los costos de generación hidráulica y térmica tanto para energía activa como reactiva. Los costos que se estima a continuación están referidos exclusivamente al caso de Orcopampa.

#### 3.5.1 COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ACTIVA HIDRAULICA

Los cálculos se han realizado teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

Inversión	:	US\$ 10'000,000
Interés	:	15% anual
Periodo de pago	:	10 años
Generación anual:		14'500,000 kWh

En base a la información anterior se calculó:

$$\text{Anualidad} - \text{US\$ } 10'000,000 \times 0.19925 = \text{US\$ } 1'992,500$$

$$\begin{aligned} \text{Costo del KWH} &= \frac{\text{US\$ } 1'992,500}{14'500,000 \text{ kWh}} \\ &= \text{US\$ } 0.137 \end{aligned}$$

## 3.5.2 COSTO DE GENERACION DE ENERGIA ACTIVA TERMICA

El cálculo del costo del kWh térmico se realizó en base a los siguientes parámetros:

Costo del galón de petróleo puesto en mina	:	US\$ 1.50
Eficiencia térmica	:	11 kWh/Galón
Costos de operación y mantenimiento	:	15 % del costo del petróleo
Costo de potencia instalada	:	700 US\$/kW
Interés	:	20%
Factor de utilización	:	0.41
Vida útil	:	10 años

En base a la información anterior se calculó:

Costo variable por kWh (petróleo) :  $US\$ 1.5 / 11 \text{ kWh} = US\$ 0.136$

Costos fijos de operación y mantenimiento :  $US\$ 0.136 \times 0.15 = US\$ 0.020$

Costo de capital :  $700 \text{ US\$/KW} \times 0.23852$   
 $\frac{\text{-----}}{8,640 \text{ Horas} \times 0.41} = US\$ 0.047$

Costo por kWh térmico -  $US\$0.136 + US\$0.027 + US\$0.047$   
 -  $US\$ 0.203$



La capacidad de generación liberada con la corrección del factor de potencia es  $P_2 - P_1$ ; capacidad de generación que tiene el siguiente costo: (en el periodo de una hora)

$$(P_2 - P_1) \times Ca$$

Donde:

$Ca$  : costo de energía activa, que se ha estimado en US\$ 0.20/kWh para la generación térmica.

Cuando el generador está operando en el punto 1 puede decirse que está dejando de generar  $(P_2 - P_1)$  kW a cambio de generar una cantidad de potencia reactiva  $(R_1 - R_2)$  que no es productiva sino por el contrario, perjudicial para el sistema ya que incrementa las pérdidas por transmisión. Dicha energía reactiva tiene un costo  $Cr$  en US\$/kVAR. De lo anterior, podemos plantear una ecuación en la que el costo de la energía activa que se deja de generar es igual al costo de la energía reactiva que se está generando. La ecuación es la siguiente:

$$(P_2 - P_1) \times Ca = (R_1 - R_2) \times Cr$$

Despejando  $Cr$  tenemos:

$$Cr = \frac{(P_2 - P_1) \times Ca}{(R_1 - R_2)} \quad (1)$$

Donde:

$$(P_2 - P_1) = S \times (\cos\theta_2 - \cos\theta_1)$$

$$(R_1 - R_2) = S \times (\sin\theta_1 - \sin\theta_2)$$

Reemplazando estos valores en la expresión (1) se tiene:

$$C_r = C_a \times \frac{( \cos\theta_2 - \cos\theta_1 )}{( \operatorname{Sen}\theta_1 - \operatorname{Sen}\theta_2 )} \quad (2)$$

Considerando que el punto de operación óptimo deseado tendría un factor de potencia igual a 1 o sea  $\cos\theta_2 = 1$ , para un ángulo de fase igual a 0; la expresión 2 se reduce a:

$$C_r = C_a \times \frac{( 1 - \cos\theta_1 )}{\operatorname{Sen}\theta_1}$$

La Figura 3.7 muestra la variación del costo de energía reactiva en función del factor de potencia, para un intervalo de 0.7 a 0.99 y un costo de energía activa de US\$ 0.20/kWh. Como se puede apreciar en la Figura 3.7 el costo de energía reactiva varía significativamente con el factor de potencia; desde US\$ 0.08 para un factor de potencia de 0.7 a US\$ 0.015 para un factor de potencia de 0.99.

Considerando un factor de potencia promedio para Orcopampa de 0.9, el costo de energía reactiva sería US\$ 0.045/kVARh; para las evaluaciones económicas en el presente informe, conservadoramente se ha fijado el costo de energía reactiva en US\$ 0.020/kVARh.

# COSTO DE ENERGIA REACTIVA VS F.P.

Costo KWH = 0.20 US\$

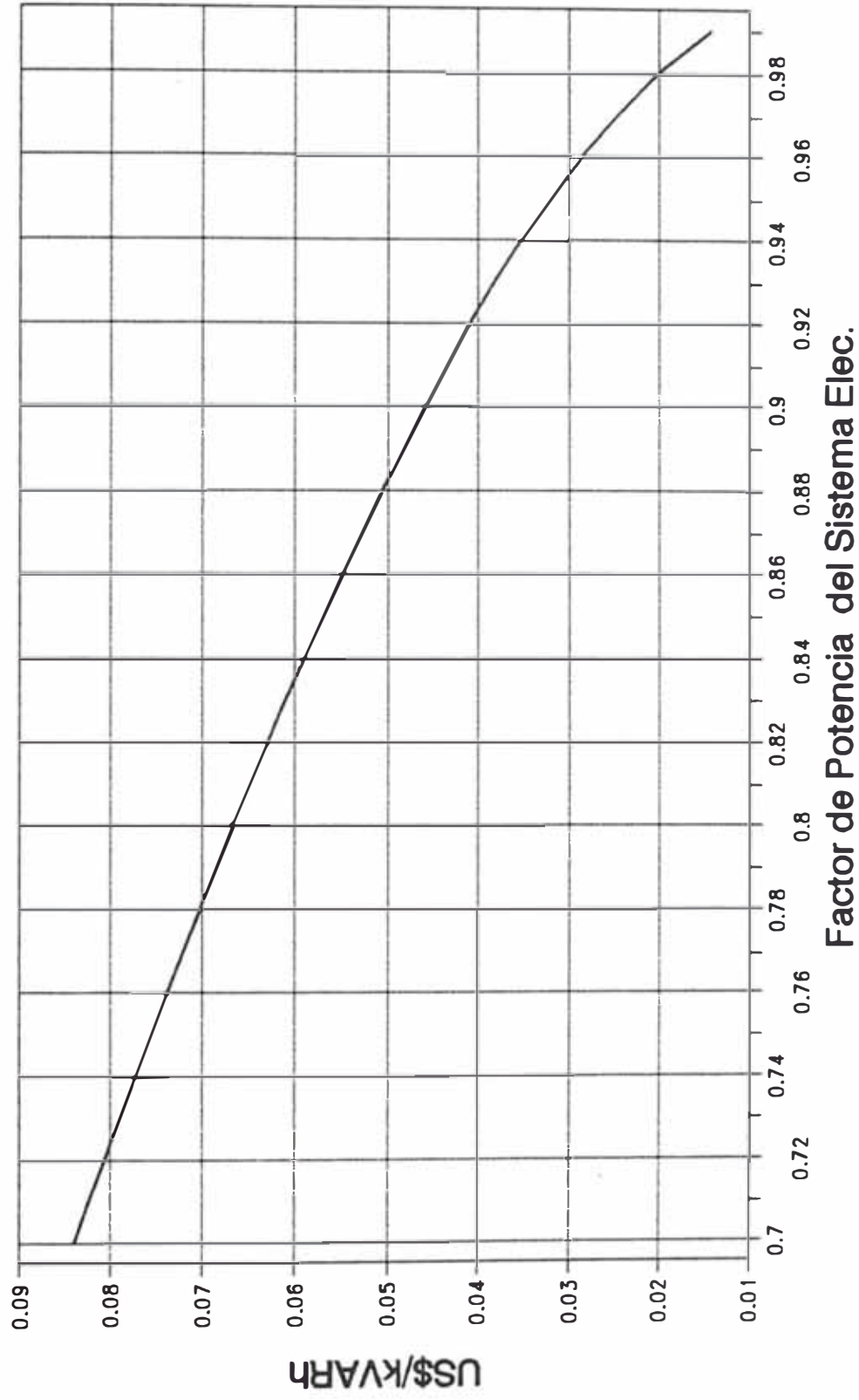


FIGURA 3.7

### 3.6 AHORRO DE ENERGIA EN EL SUBSISTEMA MINA

El ahorro de energía en el subsistema mina será generado fundamentalmente por corrección del factor de potencia y cambio de conductor en la línea de transmisión Manto-Calera.

#### 3.6.1 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

De acuerdo a mediciones efectuadas en el patio de llaves de Manto, se ha calculado un factor de potencia promedio de 0.79 para el subsistema Mina que incluye Mina calera, casa compresoras, Mina Santiago, Misahuanca y Blancas. Dentro del subsistema Mina, la única subestación que tiene un banco de condensadores es la mina Santiago, donde se registró un factor de potencia de 1 a 0.99 capacitivo.

El sistema eléctrico de la mina Calera por carecer de un sistema de compensación de potencia reactiva, tiene un bajo factor de potencia que varía de 0.55 a 0.85, en base a mediciones efectuadas por un cosfímetro que se instaló en la subestación principal de la bocamina se determinó que el factor de potencia promedio es de 0.7.

Para corregir el factor de potencia del subsistema Mina de 0.79 a 0.95, es necesario instalar bancos de condensadores fijos en las subestaciones. En lo que respecta a la mina calera existen dos alternativas: la compensación centralizada y la compensación distribuida. En la primera alternativa, toda la compensación se realizará en la red secundaria del transformador de 10kV/2.3kV que se encuentra en la bocamina del Nivel 4015 (ver Plano 3). En la segunda alternativa los bancos de condensadores serán instalados en las diferentes subestaciones del interior de la mina Calera a un nivel de tensión de 440 V (ver Plano 3).

## A) DETERMINACION DE LA POTENCIA REACTIVA REQUERIDA

La capacidad de cada banco se determinó en base a las mediciones de tensión, intensidad de corriente y factor de potencia. Las mediciones y cálculos efectuados se presentan en el Apéndice 2. La Tabla 3.3 presenta una relación de la compensación de potencia reactiva requerida en las subestaciones del subsistema Mina (ver Plano 4).

TABLA 3.3

## COMPENSACION DE POTENCIA REACTIVA SUBSISTEMA MINA

UBICACION	COMPENSACION DISTRIBUIDA kVAR <u>requerido</u>	COMPENSACION CENTRALIZADA kVAR <u>requerido</u>
Mina Calera:		250 (*)
Subestación N° 1	40	
Subestación N° 2	20	
Subestación N° 3	30	
Subestación N° 4	40	
Subestación N° 5	40	
Subestación N° 6	60	
Subestación N° 7	50	
Subestación N° 8	35	
Subestación N° 10	25	
Subestación N° 11	70	
Ventilador 125 HP RB4	40	40
Ventilador 90 HP RB6	30	<u>30</u>
Subtotal	410	320
Casa de compresoras	60	60
Mina Blancas	<u>64</u>	<u>64</u>
TOTAL :	604	444

(\*) : Condensadores de alta tensión a 2,400 Voltios



La corrección del factor de potencia en el subsistema Mina generará ahorro debido a la disminución del consumo de energía reactiva y disminución de la potencia de pérdidas por transmisión, efectos que son evaluados a continuación.

#### B) AHORRO POR DISMINUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA REACTIVA

Para determinar la disminución del consumo de energía reactiva es necesario estimar su consumo antes y después de la corrección del factor de potencia. Con la expresión siguiente se calcula la disminución del consumo de potencia reactiva:

$$Q_c = P \times \tan(\cos^{-1}FP_1) - P \times \tan(\cos^{-1}FP_2) \quad (1)$$

Donde:

$Q_c$  : Disminución del consumo de potencia reactiva demandada, kVAR

$P$  : Potencia demanda promedio, kW

$FP_1$  : Factor de potencia actual promedio, registrado

$FP_2$  : Factor de potencia después de la corrección

Para la presente evaluación se tienen los siguientes parámetros:

Potencia demanda promedio	$P = 990 \text{ kW}$
F.P. actual promedio, registrado	$FP_1 = 0.79$
F.P. después de la corrección	$FP_2 = 0.95$

Reemplazando dichos valores en la ecuación (1) se tiene:

$$Q_c = 990 \times \tan(\cos^{-1}0.79) - 990 \times \tan(\cos^{-1}0.95)$$

$$Q_c = 768 - 326$$

$$Q_c = 442 \text{ kVAR}$$

El ahorro de energía por la disminución del consumo de 442 kVAR, a un costo de energía reactiva de US\$ 0.02 y considerando 8,640 horas de operación anual, es de US\$ 76,378 /año.

#### C) AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION

La disminución de las pérdidas de potencia en una línea se calcula con la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{r \times L \times P^2}{V^2} \left[ \frac{1}{FP_1^2} - \frac{1}{FP_2^2} \right] \quad (2)$$

Donde:

$P_c$  : disminución de pérdidas potencia en la línea, Watts

$r$  : resistencia de la línea, Ohmios/Km

$L$  : longitud de la línea, Km

$P$  : potencia promedio transmitida, Watt

$V$  : tensión de la línea

$FP_1$  :  $(\cos\theta_1)$  factor de potencia actual promedio (registrado)

$FP_2$  :  $(\cos\theta_2)$  factor de potencia que se desea alcanzar

El ahorro por disminución de pérdidas de potencia será calculado para las líneas de distribución: Manto-Calera y Calera-Santiago.

#### LINEA DE DISTRIBUCION MANTO - CALERA

El siguiente cuadro muestra las características de la línea y los parámetros para el cálculo de la disminución de pérdidas de potencia:

- Cable	3 x 4 AWG
- Resistencia de la línea	$r = 0.86$ Ohmios/Km
- Longitud de la línea	$L = 2.0$ Km
- Potencia promedio transmitida	$P = 990,000$ Watts
- Tensión de la línea	$V = 10,000$ V
- F.P. actual promedio (registrado)	$FP_1 = 0.79$
- F.P. que se desea alcanzar	$FP_2 = 0.95$

Reemplazando dichos valores en la ecuación (2) se tiene:

$$P_c = \frac{0.86 \times 2.0 \times 990,000^2}{10,000^2} \left[ \frac{1}{0.79^2} - \frac{1}{0.95^2} \right]$$

$$P_c = 27,011 - 18,679$$

$$P_c = 8,332 \text{ Watts}$$

Para una disminución de potencia de pérdidas de 8.33 kW, un costo de generación de potencia activa de US\$ 0.2/kWh y 8,640 horas de operación anual, se obtiene un ahorro anual de US\$ 14,398.

## LINEA DE DISTRIBUCION CALERA - SANTIAGO

El siguiente cuadro muestra las características de la línea y los parámetros para el cálculo de la disminución de pérdidas de potencia:

- Cable	3 x 4 AWG
- Resistencia de la línea	$r = 2.18$ Ohmios/Km
- Longitud de la línea	$L = 1.8$ Km
- Potencia promedio transmitida	$P = 210,000$ Watts
- Tensión de la línea	$V = 10,000$ V
- F.P. actual promedio (registrado)	$FP_1 = 0.79$
- F.P. que se desea alcanzar	$FP_2 = 0.95$

Reemplazando dichos valores en la ecuación (2) se tiene:

$$P_c = \frac{2.18 \times 1.8 \times 210,000^2}{10,000^2} \left[ \frac{1}{0.79^2} - \frac{1}{0.95^2} \right]$$

$$P_c = 2,773 - 1,917$$

$$P_c = 856 \text{ Watts}$$

Para una disminución de potencia de pérdidas de 0.856 kW, un costo de generación de potencia activa de US\$ 0.2/kWh y 8,640 horas de operación anual, se obtiene un ahorro anual de US\$ 1,479.

Los resultados de dichos cálculos son los siguientes:

<u>LINEA DE TRANSMISION</u>	<u>AHORRO ANUAL</u>
Manto-Calera	US\$ 14,398
Calera-Santiago	<u>US\$ 1,479</u>
T O T A L	US\$ 15,877

Considerando las dos alternativas de compensación de potencia reactiva para la mina Calera, la inversión requerida para la corrección del factor de potencia en el subsistema mina es la siguiente:

COMPENSACION	KVAR REQUERIDOS		COSTO US\$/kVAR		INVERSION US\$
	440V	2.3kV	440V	2.3 kV	
Centralizada	194	250	36	8	8,984
Distribuida	604	--	36	--	21,744

### 3.6.2 CAMBIO DE LA LINEA DE TRANSMISION MANTO-CALERA

En la línea de transmisión Manto-Calera se detectó pérdidas significativas debido al uso de un conductor inadecuado para las características de la línea.

El ahorro por disminución de perdidas que se lograría por el reemplazo de los conductores actuales de la línea Manto-Calera, se evaluará con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{3}{1,000} \times C \times N \times L \times I^2 \left[ R_1 - R_2 \right] \quad (3)$$

Donde:

S : ahorro, US\$/año

C : costo de energía activa, US\$/kWh

N : horas de operación anual

L : longitud de la línea, km

I : intensidad de corriente que circula en los conductores, A

R<sub>1</sub> : resistencia específica del conductor (Línea "1") , ohm/km

R<sub>2</sub> : resistencia específica del conductor de mayor sección (Línea "2"), ohm/km

En la evaluación del ahorro generado por el cambio de la línea de transmisión Manto-Calera se han considerado dos casos:

CASO I : Cambio de la línea de transmisión Manto-Calera sin corrección del factor de potencia en el subsistema Mina.

El siguiente cuadro muestra los parámetros para el cálculo de la disminución de pérdidas de potencia en la línea, para una potencia promedio de transmisión de 990 kW y factor de potencia de 0.79:

- Costo de energía activa	C = 0.20 US\$/kWh
- Horas de operación anual	N = 8,640 horas
- Longitud de la línea	L = 2.0 km
- Intensidad de corriente que circula en los conductores	I = 72.4 A
- Resistencia específica del conductor actual (cable 3 x 4 AWG)	R <sub>1</sub> = 0.86 ohm/km
- Resistencia específica del conductor de mayor sección (cable 3 x 1/0 AWG)	R <sub>2</sub> = 0.34 ohm/km

Reemplazando dichos valores en la ecuación (3) se calcula el ahorro anual:

$$S = \frac{3}{1,000} \times 0.2 \times 8,640 \times 2.0 \times 72.4^2 \left[ 0.86 - 0.34 \right]$$

$$S = 46,738 - 18,478$$

$$S = 28,260 \text{ US\$/año}$$

CASO II : Cambio de la línea de transmisión Manto-Calera con corrección del factor de potencia en el subsistema Mina.

El siguiente cuadro muestra los parámetros para el cálculo de la disminución de pérdidas de potencia en la línea, para una potencia promedio de transmisión de 990 kW y factor de potencia de 0.95:

- Costo de energía activa	C = 0.20 US\$/kWh
- Horas de operación anual	N = 8,640 horas
- Longitud de la línea	L = 2.0 km
- Intensidad de corriente que circula en los conductores	I = 60.16 A
- Resistencia específica del conductor actual (cable 3 x 4 AWG)	R <sub>1</sub> = 0.86 ohm/km
- Resistencia específica del conductor de mayor sección (cable 3 x 1/0 AWG)	R <sub>2</sub> = 0.34 ohm/km

Reemplazando dichos valores en la ecuación (3) se calcula el ahorro anual:

$$S = \frac{3}{1,000} \times 0.2 \times 8,640 \times 2.0 \times 60.16^2 \left[ 0.86 - 0.34 \right]$$

$$S = 32,271 - 12,758$$

$$S = 19,513 \text{ US\$/año}$$

La inversión requerida para el cambio de la línea, se estima en US\$ 28,284. Para mayores detalles sobre el cálculo de la inversión, referirse al Apéndice 3.

### 3.7 AHORRO DE ENERGIA EN LA PLANTA CONCENTRADORA

El ahorro de energía en la planta concentradora se puede generar por corrección del sobredimensionamiento de motores, corrección del factor de potencia al nivel de tableros eléctricos de distribución, cambio de líneas de distribución sobrecargados y reprogramación de actividades

#### 3.7.1 CORRECCION DEL SOBREDIMENSIONAMIENTO DE MOTORES

Inicialmente se llevó a cabo un programa de mediciones de tensión e intensidad de corriente de los motores de la planta concentradora, lo que sirvió para determinar los motores sobredimensionados. A estos motores (41 motores) se les hizo un seguimiento permanente por medio de mediciones a diferentes horas de operación y carga, los resultados se muestran en el Apéndice 4. En la Tabla 3.4 se puede observar que el sobredimensionamiento de los motores a corregirse asciende a 557 HP.

Paralelamente a la implementación de cualquier medida que implique inversión, para solucionar este problema; se plantea un programa de reubicación de motores de la planta concentradora, el mismo que se presenta en la Tabla 3.5. Dicho programa de reubicación podrá ser aplicado gradualmente, de acuerdo a la operación de la planta. El programa de reubicación permitirá reducir la inversión.

Para corregir el sobredimensionamiento de los motores se propone cambiar el motor sobredimensionado por uno de menor potencia, obteniéndose un mejor factor de potencia y eficiencia.



El ahorro de energía que se lograría al corregir el motor antiguo (sobredimensionado) por un motor nuevo (o reubicado), se determina con la siguiente ecuación:

$$S = 0,746 \times \text{HP} \times \text{N} \times \left[ C \times \left[ \frac{100}{E_1} - \frac{100}{E_2} \right] + C_r \times \left[ \frac{100}{E_1} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}\text{FP}_1) - \frac{100}{E_2} \times \text{Tang}(\text{Cos}^{-1}\text{FP}_2) \right] \right]$$

Donde:

S : ahorros, US\$/año

HP : potencia demandada por la carga especificada, HP

C : costo de energía activa, US\$/kWh

N : horas de operación anual

$E_1$  : eficiencia a la carga especificada del motor "1", de menor eficiencia, %

$E_2$  : eficiencia a la carga especificada del motor "2", de mayor eficiencia, %

$C_r$  : costo de energía reactiva, US\$/kVARh

$\text{FP}_1$  : factor de potencia del motor "1" a la carga especificada

$\text{FP}_2$  : factor de potencia del motor "2" a la carga especificada

La Tabla 3.4 muestra en resumen el ahorro generado por el cambio de motores sobredimensionados por motores nuevos o reubicados, el que asciende a US\$ 58,689/año.

La inversión requerida para esta corrección es de US\$ 37,854, que corresponde a la adquisición de motores nuevos. La Tabla 3.5 muestra en detalle la inversión requerida o reubicación de cada motor.

TABLA 3.5

INVERSION REQUERIDA PARA CAMBIAR LOS MOTORES SOBREDIMENSIONADOS

No	U B I C A C I O N	POTENCIA DEMANDADA (HP)	HORAS DE OPERACION (Hr/año)	MOTOR ANTIGUO			MOTOR NUEVO				MOTOR REUBICADO No
				MARCA	TIPO	HP	MARCA	TIPO	HP	PRECIO	
CHANCAO PRIMARIO											
1	FAJA TRANSPORTADORA No 1	18.3	3,600	DELCROSA	MY200 L4	48	DELCROSA	MY160 L4	24	1,332	
2	EXTRACTOR PRIMARIO	7.0	3,600	DELCROSA	MY132 M2	15	DELCROSA	MY132 Sa2	9	490	
CHANCAO SECUNDARIO											
3	FAJA TRANSPORTADORA No 2	9.0	5,270	DELCROSA	MY200 L4	48	DELCROSA	MY132 M4	12		11
4	FAJA TRANSPORTADORA No 3	9.0	5,270	DELCROSA	MY200 L4	48	DELCROSA	MY132 M4	12		40
5	ZARANDA VIBRATORIA	8.1	5,270			20	DELCROSA	MY132 M4	12	681	
CHANCAO TERCARIO											
6	FAJA TRANSPORTADORA No 4	3.7	5,270	DELCROSA	MY132 S4	9	DELCROSA	MY100 L4	4.8	370	
7	FAJA TRANSPORTADORA No 5	6.3	5,270	DELCROSA	MY160 M6	12	DELCROSA	MY132 M6	9	844	
8	EXTRACTOR No 3	35.8	5,270	DELCROSA	MY225 cS4	60	DELCROSA	MY200 L4	48		1
9	ZARANDA VIBRATORIA	10.0	5,270	DELCROSA	MY160 M4	18	DELCROSA	MY132 M4	12	681	
MOLIENDA											
10	BOMBA RELAVE No 2	30.9	4,190	DELCROSA	MY225 cS4	60	DELCROSA	MY200 L4	48		3
11	FAJA TRANSPORTADORA No 6	4.2	8,380	DELCROSA	MY132 M4	12	DELCROSA	MY112 M4	6.6	489	
FLOTACION											
12	CELDAS 100 p3 1 y 2	10.9	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
13	CELDAS 100 p3 3 y 4	16.6	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY180 L6	24	1,910	
14	CELDAS 100 p3 5 y 6	13.9	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
15	CELDAS 100 p3 7 y 8	21.5	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY180 L6	24	1,910	
16	CELDAS 100 p3 9 y 10	11.6	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
17	CELDAS 100 p3 11 y 12	11.5	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
18	CELDAS 100 p3 13 y 14	11.9	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
19	CELDAS 100 p3 15 y 16	12.0	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
20	CELDAS 100 p3 17 y 18	15.2	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
21	CELDAS 100 p3 21 y 22	14.5	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
22	CELDAS 100 p3 23 y 24	14.9	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
23	CELDAS 100 p3 25 y 26	13.9	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY160 L6	18	1,529	
24	CELDAS 100 p3 27 y 28	18.3	8,380	DELCROSA	MY200 La6	30	DELCROSA	MY180 L6	24	1,910	
25	CELDAS 50 p3 5 y 6	13.8	8,380	DELCROSA	MY160 L4	24	DELCROSA	MY160 M4	18	1,066	
26	CELDAS 50 p3 7 y 8	14.0	8,380	DELCROSA	MY160 L4	24	DELCROSA	MY160 M4	18		9
27	CELDAS 50 p3 9 y 10	12.8	8,380	DELCROSA	MY160 L4	24	DELCROSA	MY160 M4	18		37
28	BOMBA GALLIGHER No 1	9.9	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 M4	18		38
29	BOMBA GALLIGHER No 2	17.2	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 L4	24		25
30	BOMBA GALLIGHER No 3	4.8	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY132 S4	9		6
31	BOMBA GALLIGHER No 4	16.8	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 L4	24		26
32	BOMBA GALLIGHER No 5	13.8	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 M4	18	1,066	
33	BOMBA GALLIGHER No 7	12.3	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 M4	18	1,066	
34	BOMBA GALLIGHER No 9	19.0	8,380	DELCROSA	MY180 L4	36	DELCROSA	MY160 L4	24	1,322	
35	BOMBA ROUGHER No 8	16.8	8,380	CRUPTON P.		36	DELCROSA	MY160 L4	24		27
36	BLOWER No 1	29.4	8,380	DELCROSA	MY225 cS4	60	DELCROSA	MY180 L4	36		28
37	BOMBA LIMPIEZA No 1	5.9	8,380	DELCROSA	MY160 M4	18	DELCROSA	MY132 S4	9	588	
CIAHURACION											
38	BOMBA CICLON	7.5	1,800	DELCROSA	MY160 M4	18	DELCROSA	MY132 S4	9	588	
MANIPULEO DE CONCENTRADOS											
39	BOMBA NASH	26.6	4,752	DELCROSA	MY200 L4	48	DELCROSA	MY180 L4	36		29
40	HORNO	5.0	4,752	DELCROSA	MY132 M4	12	DELCROSA	MY112 M4	6.6	489	
COMPRESORAS											
41	COMPRESORA	76.2	8,380	GENERAL E.		150	DELCROSA	MY250 M4	90	5,762	

### 3.7.2 CORRECCION DEL FACTOR DE POTENCIA

Actualmente la Planta Concentradora tiene un banco fijo de condensadores con una capacidad de 564 kVAR, y un banco automático de condensadores con una capacidad de 70 kVAR instalados en el tablero general de distribución (ver plano 6). Con esta compensación se obtiene un factor de potencia de 0.88 a 0.92 inductivo a la salida del transformador de la planta, lo que es obviamente beneficioso para la generación.

Con esta disposición de los bancos de condensadores, no se garantiza un alto factor de potencia en el nivel de utilización (motores), existen corrientes reactivas que circulan del tablero general de distribución hacia las cargas, generando pérdidas de potencia adicionales en los conductores eléctricos. Para resolver este problema se propone reubicar los condensadores en los tableros de alimentación y en las cargas de manera adecuada. Además de los 564 kVAR que están ubicados en el tablero general de distribución, existen 127 kVAR en la casa de fuerza Manto que también pueden ser reubicados.

Para la corrección del factor de potencia en la planta concentradora se han analizado dos casos:

CASO I : Planta concentradora con motores actuales  
(sobredimensionados)

CASO II : Planta concentradora con motores nuevos  
(o reubicados)

En base a las mediciones hechas de tensión, intensidad de corriente y factor de potencia, se determinó la potencia máxima y mínima demandada por cada tablero o carga. Luego se procede a calcular la potencia reactiva necesaria para corregir el factor de potencia.

Las mediciones y cálculos para ambos casos se muestran en el Apéndice 4. La Tabla 3.6 muestra la capacidad de condensadores requeridos para cada tablero o carga en los dos casos considerados. Para mayores detalles sobre la ubicación de los bancos de condensadores ver el Plano 7.

TABLA 3.6

ZONA	kVAR REQUERIDOS	
	CASO I CON MOTORES ACTUALES	CASO II CON MOTORES NUEVOS
Molienda	175	169
Molino de 8'x10'(bolas)	84	84
Flotación	268	203
Chancado Primario	47	46
Chancado Secundario	150	137
Chancado Terciario	29	19
Manipuleo de concentrados	27	26
Compresora - 150 HP	30	29
Transformadores - 2x1500 kVA	120	120
TOTAL	930	832

Considerando que la capacidad de los condensadores existentes es de 691 kVAR, los que en parte pueden ser reubicados, la capacidad de los condensadores requeridos, en caso de que mantenga el sobredimensionamiento de los motores, sería de 239 kVAR; mientras que si se corrige el sobredimensionamiento, solo se requeriría de 141 kVAR.

## A) DISMINUCION DEL CONSUMO DE ENERGIA REACTIVA

La capacidad de condensadores requeridos es igual a la potencia reactiva que se deja de demandar del sistema de generación. La disminución de la demanda de energía reactiva genera un ahorro que se estima mediante la siguiente expresión:

$$Ac = Qc \times Cr \times H$$

Donde:

Ac : ahorro anual, US\$/año

Qc : disminución de la potencia reactiva demandada (potencia del equipo compensador), kVAR

Cr : costo de energía reactiva, US\$/kVARh

H : horas de operación anual

La Tabla 3.7 presenta el ahorro generado por la disminución del consumo de energía reactiva para los casos analizados, incluyendo el ahorro por disminución de pérdidas de potencia en las líneas de distribución; teniendo en cuenta un costo de energía reactiva de US\$ 0.02 y 8,380 horas de operación anual. En la misma Tabla se presenta la inversión requerida considerando un costo unitario de US\$ 36.00/kVAR instalado.

TABLA 3.7

CASO	kVAR ADICIONAL REQUERIDO	AHORRO US\$/año	INVERSION US\$
Con motores actuales	239	49,858	8,604
Con motores nuevos	141	33,434	5,076

## B) AHORRO POR DISMINUCION DE PERDIDAS DE POTENCIA EN LINEAS DE DISTRIBUCION

Debido a la disminución de la corriente reactiva que circula en los cables alimentadores de los diferentes centros de demanda de la planta concentradora, se ha determinado un ahorro en pérdidas resistivas de US\$ 9,802 Mayor información puede encontrarse en el Apéndice 4.

### 3.7.3 CAMBIO DE CONDUCTORES SOBRECARGADOS

El único alimentador sobrecargado en la planta concentradora es el que alimenta al tablero de Flotación, este alimentador está constituido por dos ternas de 67.44 mm<sup>2</sup> TW que tienen una intensidad de corriente admisible de 300 Amp. (según Código Nacional de Electricidad). Actualmente por este alimentador circula una intensidad de corriente promedio de 663 Amp., esto nos indica que los conductores de este alimentador están sobrecargados y por consiguiente las pérdidas por transmisión son altas.

El siguiente cuadro muestra los parámetros para el cálculo de la disminución de pérdidas de potencia en la línea, para una intensidad de corriente de transmisión promedio de 663 Amp. y una longitud de cable de 25 m:

Costo de energía activa	C - 0.20 US\$/kWh
Horas de operación anual	N - 8,380 horas
- Longitud de la línea	L - 0.025 km
Intensidad de corriente que circula en los conductores	I - 663 A
Resistencia específica del conductor actual 2(3 x 67.44 mm <sup>2</sup> TW) corriente admisible= 300 A	R <sub>1</sub> - 0.132 ohm/km
Resistencia específica del conductor de mayor sección 3(3 x 152.2 mm <sup>2</sup> TW) corriente admisible= 720 A	R <sub>2</sub> - 0.038 ohm/km

Reemplazando dichos valores en la ecuación (3) se calcula el ahorro anual:

$$S = \frac{3}{1,000} \times 0.2 \times 8,380 \times 0.025 \times 663^2 \left[ 0.132 - 0.038 \right]$$

$$S = 7,294 - 2,100$$

$$S = 5,194 \text{ US\$/año}$$

La inversión requerida para cambiar el alimentador se estima en US\$ 3,868.

#### 3.7.4 REPROGRAMACION DE ACTIVIDADES

Otro de los aspectos a tener en cuenta, en la búsqueda de fuentes de ahorro de energía, es la reprogramación de actividades con el objetivo de uniformizar el perfil de demanda de la operación minera. Esto contribuirá a reducir las interrupciones de suministro eléctrico debido a sobrecargas, pérdidas por transmisión, y consumo de petróleo en horas punta.

En base a las mediciones, se obtuvo un perfil de demanda promedio total para cada uno de los subsistemas principales. En la Figura 3.8 se puede apreciar cuan diferente es la demanda eléctrica en la Mina, Planta Concentradora y Campamentos.

El perfil de demanda total presenta picos entre las 09:00 y 11:00 am, la 01:30 y 03:00 pm, y las 8:30 y 11:30 pm, con una demanda mínima promedio de 2,350 kW, una demanda promedio de 2,864 kW y una demanda máxima promedio de 3,150 kW. La máxima demanda observada supera



los 3,700 kW, lo que nos da un factor de carga de 0.77 para la mina Orcopampa.

Debido a la organización misma de los trabajos mineros, caracterizada por una secuencia de actividades rígida, es muy difícil encontrar actividades diferibles, o sea actividades que puedan ser reprogramadas. Sin embargo, debido a la existencia de capacidad de almacenamiento antes y después del chancado secundario y terciario, existe la posibilidad de reprogramar dicha actividad.

Luego de estudiar las horas de demanda pico en el diagrama de carga total, se determinó que las horas en las que no debe operar el chancado secundario y terciario son:

00:30 am a 02:00 am	09:00 am a 11:00 am
02:00 pm a 03:00 pm	09:00 pm a 11:00 pm

De acuerdo a un criterio que busca reducir los valles del diagrama de carga total se recomienda operar el chancado secundario y terciario en el siguiente horario:

02:00 am a 04:00 am	07:00 am a 09:00 am
11:00 am a 02:00 pm	

### 3.8 AHORRO DE ENERGIA EN CAMPAMENTOS

Los trabajos realizados en Campamentos incluyeron la instalación de medidores de energía en las diferentes subestaciones existentes. Los instrumentos fueron instalados de tal forma que permiten discriminar el consumo de las viviendas y establecimientos del personal de la Compañía y del Pueblo de Orcopampa. El Plano 2 muestra la ubicación de los medidores instalados y el Apéndice 2 contiene registros de las mediciones realizadas.

El consumo anual del subsistema Campamentos asciende a 2'335,000 kWh, el que equivale a una potencia promedio de 270 kW, con picos bien definidos entre las 06:00 y 07:30 am y las 06:00 y 08:00 pm. Del consumo total de energía de campamento, se estimó que un 3.2% es para alumbrado público y el, 96.8% restante para consumo doméstico (Ver Figura 3.9). La Tabla 3.8 muestra la distribución del consumo en campamentos por tipo de consumo.

TABLA 3.8

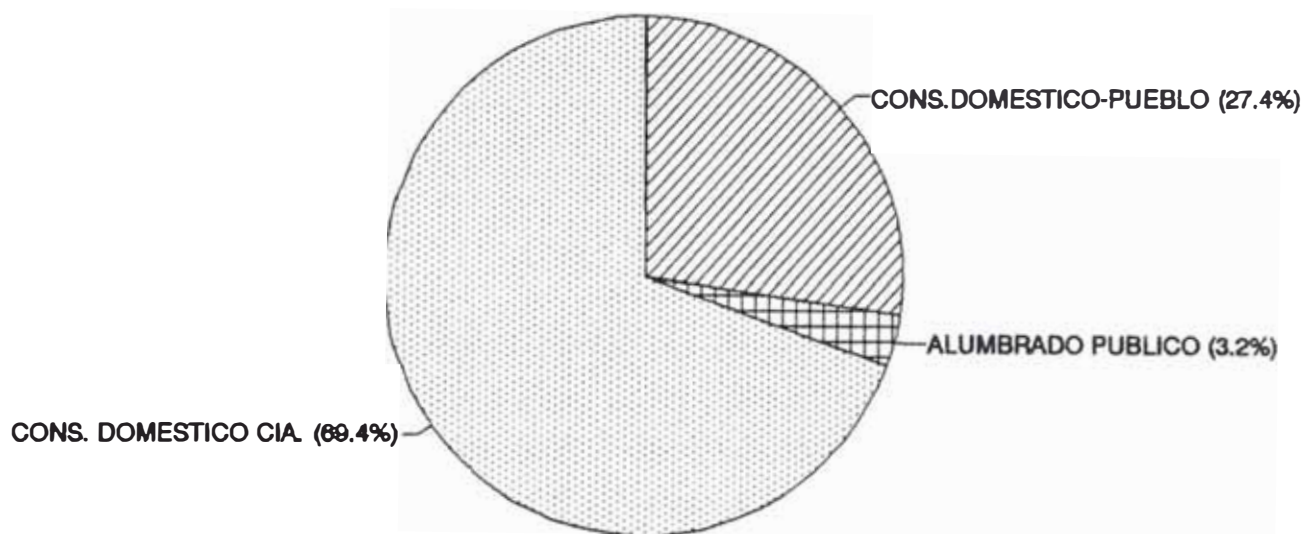
#### DISTRIBUCION DE LA ENERGIA EN CAMPAMENTOS POR TIPO DE CONSUMO

<u>TIPO DE CONSUMO</u>	<u>kWh/AÑO</u>	<u>PROPORCION</u>
Alumbrado público	74,720	3.2%
Consumo doméstico	2'260,280	96.8%
	2'335,000	

Para desagregar el consumo doméstico, habría que tener en cuenta que existe un acuerdo entre la Empresa y el Concejo del Pueblo por el cual la empresa suministra 80 kW a las viviendas que no pertenecen a la Empresa; el horario de suministro acordado es de 16 horas diarias.

FIGURA 3.9

## CONSUMO DE ENERGIA EN CAMPAMENTOS



De acuerdo a las mediciones realizadas, la demanda promedio del Pueblo, es de 110 kW, o sea 30 kW sobre lo acordado, lo que equivale a un consumo de energía anual de 640,000 kWh.

La Tabla 3.9 presenta la distribución del consumo doméstico de energía y el consumo promedio mensual por familia. En la misma tabla se puede apreciar que el consumo promedio de las familias que pertenecen a la Compañía, está por encima de los 300 kWh/mes por familia,

estimados como meta de consumo para Orcopampa. De lo anterior, podemos deducir que el potencial de ahorro de energía en Campamento es de 25 kW an

TABLA 3.9

## CONSUMO DOMESTICO DE ENERGIA

	CONSUMO ANUAL (kWh)	No DE FAMILIAS	CONSUMO POR FAMILIA (kWh/mes)
Compañía	1'620,280	380	355
Pueblo	640,000	507	105
	2'260,280		

Si bien es cierto que existe un potencial de ahorro de energía significativo en Campamentos, cualquier medida orientada a disminuir la demanda, implica un cambio en los hábitos de consumo de energía eléctrica de la población, lo que es difícil de lograr en el corto plazo.

A continuación se desarrolla una de las alternativas para lograr ahorro de energía en Campamentos.

## 3.8.1 REEMPLAZO DE LAMPARAS INCANDESCENTES

En el alumbrado domiciliario se utilizan lámparas incandescentes de 50 y 100 Watts. Se sugiere la posibilidad de cambiar las lámparas incandescentes por lámparas de vapor de mercurio de baja presión de 9 Watts, las que emiten un flujo luminoso idéntico al de una lámpara incandescente de 60 Watts.

El ahorro anual a lograrse se determina con la siguiente ecuación:

$$S = \frac{C \times N \times FS}{1,000} \left[ L_1 \times P_1 - L_2 \times P_2 \right]$$

Donde:

- S : ahorro, US\$/año
- C : costo de energía activa, US\$/kWh
- N : horas de operación anual
- FS : factor de simultaneidad
- L<sub>1</sub> : número de lámparas (actual)
- L<sub>2</sub> : número de lámparas (futuro)
- P<sub>1</sub> : potencia demandada por lámpara, actual  
(incluyendo demanda de accesorios), Watts
- P<sub>2</sub> : potencia demandada por lámpara, futura  
(incluyendo demanda de accesorios), Watts

El siguiente cuadro muestra los parámetros para determinar el ahorro que se lograría por el reemplazo de las lámparas incandescentes:

- Costo de energía activa	C = 0.20 US\$/kWh
- Horas de operación anual (7 hr/día x 365 días)	N = 2,555 hr
- Factor de simultaneidad	FS = 0.5
- Número de lámparas (actual) (9 lámparas/vivienda x 300 viviendas)	L <sub>1</sub> = 2,700 lámparas
- Número de lámparas (futuro) (9 lámparas/vivienda x 300 viviendas)	L <sub>2</sub> = 2,700 lámparas
- Potencia por lámpara, actual	P <sub>1</sub> = 75 Watts
- Potencia demandada por lámpara, futura(lámpara: 9W + balasto: 4W)	P <sub>2</sub> = 13 Watts

Reemplazando dichos valores en la ecuación se tiene un ahorro anual de:

$$S = \frac{0.20 \times 2,555 \times 0.5}{1,000} \left[ 2,700 \times 75 - 2,700 \times 13 \right]$$

$$S = 51,739 - 8,969$$

$$S = 42,770 \text{ US\$}$$

La inversión requerida para el cambio de las lámparas, se estima en US\$ 40,500.

## CAPITULO IV

### PROGRAMA DE ACCIONES - EVALUACION ECONOMICA

#### 4.1 PROGRAMA DE ACCIONES

- a) Corregir el factor de potencia en el subsistema Mina mediante la instalación de condensadores en los centros de carga (transformadores). Para corregir el factor de potencia de 0.79 a 0.95, referido al patio de llaves de Manto, se necesitan 444 kVAR para una compensación centralizada, o 604 kVAR para una compensación distribuida.

La implementación de la compensación centralizada, significaría un ahorro anual de US\$ 15,877 en pérdidas por transmisión, y US\$ 76,378 por disminución del consumo de energía reactiva. La inversión para la implementación de dicha medida se estima en US\$ 8,984.

La implementación de la compensación distribuida, significaría un ahorro anual de US\$ 31,450 en pérdidas por transmisión, y US\$ 76,378 por disminución del consumo de energía reactiva. La inversión para la implementación de dicha medida se estima en US\$ 21,744.

- b) Cambiar el conductor de la línea de transmisión Manto-Calera por uno de mayor sección. Se recomienda la utilización de un cable 1/0 para lograr un ahorro en pérdidas para lo cual se requiere de una inversión de US\$ 28,284. El cambio del conductor es imperativo si se planea aumentar la transmisión de carga por esta línea.

Asumiendo que no se corrige el factor de potencia en el subsistema mina, el ahorro en pérdidas sería de US\$ 28,260/año. Si se corrige el factor de potencia en el subsistema mina, el ahorro en pérdidas sería de US\$ 19,513/año.

- c) Para solucionar el problema de sobredimensionamiento de los motores de la planta concentradora se propone reubicar motores en los casos que sea factible, o cambiar los motores sobredimensionados. El ahorro que se lograría se estima en US\$ 58,689/año, con una inversión de US\$ 37,854.

Hay que mencionar que en lugar del cambio de motores, se puede hacer un rebobinado de los mismos con una menor inversión. Con el rebobinado podría obtenerse una mejor eficiencia en el motor y por consiguiente un ahorro mayor. Es conveniente puntualizar, que la corrección del sobredimensionamiento puede llevarse a cabo en forma progresiva.

- d) Para corregir el factor de potencia en la planta concentradora al nivel de tableros de distribución y cargas, se deben de considerar dos casos:

Caso I: Corrección del factor de potencia antes del cambio o rebobinado de los motores sobredimensionados.

El ahorro en pérdidas por transmisión de energía, se ha evaluado en US\$ 9,802/año y el ahorro por disminución de consumo de energía reactiva es equivalente a US\$ 40,056/año. La inversión requerida en este caso es la necesaria para adquirir 239 kVAR en condensadores y equivale a US\$ 8,604.



Caso II: Corrección del factor de potencia después del cambio o rebobinado de los motores sobredimensionados

El ahorro en pérdidas por transmisión de energía, se ha evaluado en US\$ 9,802/año y el ahorro por disminución de consumo de energía reactiva es equivalente a US\$ 23,632/año. La inversión requerida en este caso es la necesaria para adquirir 141 kVAR en condensadores y equivale a US\$ 5,076.

- e) Se recomienda cambiar los conductores que alimentan el circuito de flotación (2 ternas de 67.44 mm<sup>2</sup> TW) por 3 ternas de 152.2 mm<sup>2</sup> TW. El ahorro en pérdidas se estima en US\$ 5,194/año y la inversión en la compra del nuevo cable sería de US\$ 3,868.
- f) Considerar la posibilidad de cambiar las lámparas incandescentes utilizadas en iluminación domiciliaria, por lámparas de vapor de mercurio de baja presión que consumen 9 W y suministran un flujo luminoso equivalente a una lámpara incandescente de 60 W.

El reemplazo de las lámparas incandescentes en 300 viviendas significaría un ahorro de US\$ 42,770/año y una inversión de \$ 40,500.

- g) Con miras a uniformizar el diagrama de carga total de Orcopampa, se recomienda la reprogramación de las horas de operación de chancado secundario y terciario de acuerdo al siguiente criterio:

Evitar Chancar	Diferir Chancado a
00:30 am a 02:00 am,	02:00 am a 04:00 am,
09:00 am a 11:00 am,	07:00 am a 09:00 am y
02:00 pm a 03:00 pm y	11:00 am a 02:00 pm
09:00 pm a 11:00 pm	

## 4.2 INVERSION Y AHORRO ANUAL LOGRADO

La Tabla 4.1 presenta de manera esquemática del plan de acciones que se propone, los ahorros a lograrse, la inversión requerida y el período de recuperación en cada caso.

TABLA 4.1  
PROGRAMA DE ACCIONES PARA AHORRAR ENERGIA

<u>MEDIDAS A IMPLEMENTAR</u>	<u>AHORRO</u> <u>(\$/año)</u>	<u>INVERSION</u> <u>(\$)</u>	<u>PERIODO</u> <u>DE</u> <u>RETORNO</u> <u>(meses)</u>	<u>PRIORIDAD</u>
1. Corrección del F.P.- MINA				1
Compensación centralizada	92,255	8,984	1	
o				
Compensación distribuida	107,828	21,744	3	
2. Cambio de los conductores línea Manto-Calera				1
Antes de corregir el F.P. en el subsistema Mina	28,260	28,284	12	
Después de corregir el F.P. en el subsistema Mina	19,513	28,284	17	
3. Reubicación y cambio de motores sobredimensionados de la planta concentradora	58,689	37,854	8	2
4. Corrección del F.P. de la planta concentradora				1
Antes de corregir el sobredimensionamiento de los motores	49,858	8,604	2	
Después de corregir el sobredimensionamiento de los motores	33,434	5,076	2	
5. Cambio del alimentador del circuito de flotación	5,194	3,868	9	1
6. Cambio de lámparas de alumbrado doméstico	42,770	40,500	12	3
TOTAL	267,428	137,326		

### 4.3 INDICADORES DE RENTABILIDAD

El primer incentivo para implementar programas en la optimización y ahorro de energía; es el aspecto económico. El grado en el que las inversiones de capital son tomadas, estas deben ser consistentes con criterios económicos. Todos los costos y beneficios deberían reflejar la situación económica al tiempo cero, donde arranca el proyecto.

Los resultados que se obtienen al,actualizar los valores del Flujo Económico (Tabla 4.2) mediante el uso de las tasas de descuento o tasas de actualización, generalmente se concentran en tres tipos de indicadores, estos son el Valor Actual Neto, la Relación Beneficio/Costo y la Tasa Interna de Retorno.

Las siguientes ecuaciones son utilizadas para convertir todos los rubros de beneficios y costos a un valor presente equivalente, en la siguiente Tabla se presentan los parámetros que son utilizados en el análisis económico para el presente proyecto:

P	Inversión inicial, US\$
i	Tasa de interés o de descuento
A	Ahorros de energía anuales, US\$
L	Período de vida útil del proyecto, años
W	Capital de mantenimiento (fracción de la inversión)
W <sub>o</sub>	Capital de trabajo (fracción de la inversión)
M	- Costos de mantenimiento anuales, US\$
S	- Valor de salvamento fracción de inversión, US\$
PW	Valor presente, US\$

Además (+) indica beneficio y (-) indica costo.

Para el presente proyecto se tiene los siguientes parámetros:

Tasa de interés o de descuento	15 %
Período de vida útil del proyecto, años	L 5 años

TABLA 4.2  
FLUJO DEL ANALISIS ECONOMICO

( US\$ )

		0	1	2	3	4	5
MEDIDAS A IMPLEMENTAR	BENEFICIO		1991	1992	1993	1994	1995
1	Corrección del F.P.-MINA	Ahorro	86,871	107,828	107,828	107,828	107,828
		Valor residual					12,142
2	Cambio de conductores línea Manto-Calera	Ahorro	9,757	19,513	19,513	19,513	19,513
		Valor residual					15,794
3	Reubicación y cambio de motores sobredimensionados	Ahorro	14,672	58,689	58,689	58,689	58,689
		Valor residual					21,138
4	Corrección del F.P.-Planta Concentradora	Ahorro	25,076	33,434	33,434	33,434	33,434
		Valor residual					2,834
5	Cambio del alimentador del circuito de flotación	Ahorro	3,896	5,194	5,194	5,194	5,194
		Valor residual					2,160
6	Cambio de lámparas de alumbrado domestico	Ahorro	10,693	42,770	42,770	42,770	42,770
		Valor residual					
	TOTAL BENEFICIOS	Ahorro	144,963	267,428	267,428	267,428	267,428
		Valor residual					54,068
MEDIDAS A IMPLEMENTAR	COSTOS		1991	1992	1993	1994	1995
1	Corrección del F.P.-MINA	Inversión	21,744				
		Mantenimiento		652	652	652	652
2	Cambio de conductores línea Manto-Calera	Inversión	28,284				
		Mantenimiento					
3	Reubicación y cambio de motores sobredimensionados	Inversión	37,854				
		Mantenimiento					
4	Corrección del F.P.-Planta Concentradora	Inversión	5,076				
		Mantenimiento		152	152	152	152
5	Cambio del alimentador del circuito de flotación	Inversión	3,868				
		Mantenimiento					
6	Cambio de lámparas de alumbrado domestico	Inversión	40,500				
		Mantenimiento					
	TOTAL BENEFICIOS	Inversión	137,326				
		Mantenimiento		805	805	805	805

A) Valor presente de un ahorro anual de energía

$$(+)\text{ } PW_A = A \sum_{n=1}^L \frac{1}{(1+i)^n}$$

$$(+)\text{ } PW_A = 789,969 \text{ US\$}$$

B) Valor presente del valor residual al final de la vida del proyecto

$$(+)\text{ } PW_S = S \sum_{n=1}^L \frac{1}{(1+i)^n}$$

$$(+)\text{ } PW_S = 26,881 \text{ US\$}$$

B) Valor presente de una inversión

$$(-)\text{ } PW_I = F (1 + W + W_G)$$

$$(-)\text{ } PW_I = 137,326 \text{ US\$}$$

C) Valor presente de los gastos de mantenimiento anuales

$$(-)\text{ } PW_M = M \sum_{n=1}^L \frac{1}{(1+i)^n}$$

$$(-)\text{ } PW_M = 2,697 \text{ US\$}$$

## 4.3.1 VALOR ACTUAL NETO

El Valor Actual Neto (VAN) llamado también Valor presente Neto, es la suma algebraica de los valores actualizados a una tasa de descuento que resultan de la diferencia de los beneficios menos los costos de cada año del período de la vida del proyecto; y se calcula con la siguiente ecuación:

$$VAN = [ PW_B + PW_S ] - [ PW_I + PW_M ]$$

El Valor Actual Neto resultante es una cifra monetaria que significa que a una determinada tasa de descuento, el proyecto origina un saldo positivo o negativo como resultado final de su realización. De ser positivo el saldo, el proyecto será más rentable cuanto mayor sea éste

El Valor Actual Neto para la Tasa de Descuento del proyecto es:

$$\begin{aligned} VAN &= [ PW_B + PW_S ] - [ PW_I + PW_M ] \\ VAN &= [ 789,969 + 26,881 ] - [ 137,326 + 2,697 ] \\ VAN &= 816,850 - 140,023 \\ VAN &= 676,827 \text{ US\$} \end{aligned}$$

## 4.3.2 RELACION BENEFICIO / COSTO

La relación Beneficio / Costo (B/C), es el cociente del valor presente de los beneficios entre el valor presente de los costos (ambos a una misma tasa de descuento) generados por el proyecto a lo largo de su horizonte. Su ecuación es:

$$B/C = \frac{[ PW_B + PW_S ]}{[ PW_I + PW_M ]}$$

Si el resultado de la relación:

B/C > 1, el proyecto es rentable

B/C < 1, el proyecto no es rentable

El Valor Actual Neto para la Tasa de Descuento del proyecto es:

$$B/C = \frac{[ 816,850 ]}{[ 140,023 ]}$$

$$B/C = 5.83$$

#### 4.3.3 TASA INTERNA DE RETORNO

La Tasa Interna de retorno (TIR), llamada también Tasa Interna de Recuperación, es aquella tasa de descuento para la cual el Valor Actual neto resulta ser igual a cero, es decir, es aquella tasa de retorno donde los costos igualan a los beneficios y por lo tanto representa el tipo de interés o rendimiento que los beneficios que se van obteniendo de haber realizado la inversión en el proyecto, solamente cubren dicha inversión y por lo tanto no se obtiene ninguna utilidad.

La Tasa Interna de retorno nos permite relacionar el rendimiento propio del proyecto con los intereses reales de la economía, independientemente de los efectos de la inflación.

Para el presente Proyecto la Tasa Interna de Retorno es:

$$TIR - 140 \%$$

## 4.4 RESUMEN DE LA EVALUACION

A continuación se presenta un Cuadro Resumen de los valores de los indicadores económicos, la inversión y el ahorro anual del Proyecto.

1.	Inversión	US\$ 137,326
2.	Ahorro anual	US\$ 267,428
3.	Valor Actual Neto	US\$ 676,827
4.	Relación Beneficio/Costo	5.83
5.	Tasa Interna de Retorno	140 %



## CONCLUSIONES

- a) El procesamiento y análisis de la información recopilada durante el estudio de Ahorro de Energía Eléctrica, ayudó a detectar algunas condiciones de operación del sistema, que de ser corregidas se pueden convertir en fuentes significativas de ahorro de energía. Las condiciones de operación referidas pueden resumirse a las siguientes:

Bajo factor de potencia en el subsistema Mina (0.79)

Bajo factor de potencia en la Planta Concentradora al nivel de tableros de distribución. El factor de potencia en el tablero de flotación es de 0.7.

Significativo sobredimensionamiento de motores en la Planta Concentradora. Sobredimensionamiento que se ha evaluado en 557 HP.

Existencia de conductores sobrecargados.

Relativamente alto consumo de energía por familia en Campamento.

- b) Luego de un análisis técnico-económico de alternativas de solución para corregir las situaciones indicadas, se elaboró un programa de acciones de ahorro de energía que pueden ser implementadas en forma conjunta o independiente. Conservadoramente, se ha estimado que la implementación de dicho programa, generará un ahorro anual de energía de US\$ 267,428. La inversión total requerida es US\$ 137,326 y el período de retorno promedio de 6 meses.

- c) El estudio realizado ha permitido adquirir un mejor conocimiento del balance energético del sistema eléctrico de Orcopampa y determinar las características del comportamiento de las cargas que constituyen los tres subsistemas del complejo minero: Mina, Planta Concentradora y Campamento.
  
- d) La productividad energética de Orcopampa es del orden de 60 kWh/TCS, consumo que no es de los más elevados dentro de la minería nacional, si lo comparamos con operaciones mineras de similar capacidad de producción, alguna de las cuales superan los 90 kWh/TCS; sin embargo, se ha detectado un importante potencial de ahorro que permitirá mejorar la productividad energética actual. Se estima que la meta de Orcopampa en el mediano plazo debe ser alcanzar una productividad por debajo de los 55 kWh/TCS.
  
- e) Es urgente la determinación de patrones o estándares de productividad energética para Orcopampa y en general para la Minería Peruana, dicha información es fundamental para evaluar la productividad energética de una operación minera; particularmente en los actuales momentos en que la reducción de costos y alta productividad deben estar entre las metas principales de la **minería** nacional para superar la actual crisis.

## BIBLIOGRAFIA

1. "IEEE Recommended Practice for Energy Conservation and Cost-Effective Planning in Industrial Facilities" - IEEE Standards Board, New York.
2. Jack Dale, "Energy Audits Manual", New York.
3. "IEEE Recommended Practice for Electric Power Distribution for Industrial Plants" - IEEE Standards Board, New York.
4. Carlos Santa Cruz, "Alternativas para Reducir Costos de Energía Eléctrica en Operaciones Mineras", Perú.
5. "Manual para el Ahorro de Energía en la Industria" - ITINTEC-COFIDE, Perú.
6. "Optimización del Consumo Eléctrico Industrial" ELECTROLIMA, Perú.
7. Willian J. Mcdonald, "Energy Losses in Electrical Power Systems" - IEEE Transaction on Industrial Applications, New York.
8. John C. Andreas, "Energy-Efficient Electric Motors" - Marcel Dekker, INC., New York.
9. Jeffery L. Kohler, "Power Factor and Power Factor Control Alternatives for Mines", New York.
10. Arup K. Mallik, "Industrial Lighting: Practice and Potential" - School of Engineering North Carolina.
11. Mike Siska, "High-Volume Brewery Shaves Lighting Costs", New York.