

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



**“SELECCIÓN DE OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES
MAYORES DEL MERCADO ELECTRICO REGULADO”**

TESIS

**PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE
INGENIERO ELECTRICISTA**

RUBEN SURCO TITO

**Lima - Perú
1998**

Al Señor mi Dios, que me ha dado las fuerzas necesarias para culminar esta tesis, a mi novia Lucy, por ser la persona que me ha impulsado a seguir adelante, a mi padre por su esfuerzo por educarme, y a todos mis amigos e ingenieros por su apoyo.

**SELECCION DE OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTES
MAYORES DEL MERCADO ELECTRICO REGULADO**

SUMARIO

Uno de los problemas preocupantes para las industrias de hoy, es el de reducir sus costos de operación y por ende el consumo de energía eléctrica, frente a la competencia de libre mercado que presenta la economía de nuestro país a raíz de las decisiones políticas adoptadas por el actual gobierno.

Se hace la recopilación de la información detallada de manera que pueda ser una herramienta completa para ser utilizada adecuadamente en su aplicación.

Se plantea la situación de una mala aplicación tarifaria por parte de la Empresa Distribuidora a un cliente final; y se presenta la correcta aplicación en la selección de la tarifa industrial a dicho cliente así como las alternativas para minimizar aún más sus costos de energía eléctrica.

INDICE

	Página
PROLOGO	1
CAPITULO I	
EL SECTOR ELECTRICO PERUANO	
1.1. Marco Legal	3
1.2. Disposiciones sobre la Demanda	4
1.3. Disposiciones sobre la Oferta	5
1.4. Organismos del Sector Eléctrico	6
1.5. La Estructura de Producción de la Energía Eléctrica	7
CAPITULO II	
EL SISTEMA DE PRECIOS Y TARIFAS	
2.1. Bases Conceptuales	10
2.2. El Sistema de Precios y Tarifas	15
CAPITULO III	
LAS TARIFAS ELECTRICAS EN EL MERCADO REGULADO DE DISTRIBUCION	
3.1. Bases Conceptuales en la Fijación Tarifaria de Distribución	21
3.1.1. Sistema Económicamente Adaptado	21
3.1.2. Costos del VNR de las empresas	22
3.1.3. Valores Agregados de Distribución	23
3.1.4. Diferenciación de Tarifas en Bloques Horarios	24
3.1.5. Las Pérdidas de Energía	24
3.1.6. Períodos de Actualización de Tarifas	25
3.1.7. Composición de la Tarifa de Distribución	25
3.2. Tipos de Tarifa de Distribución para el mercado Regulado	26

CAPITULO IV**MODELO DE SELECCION DE OPCIONES TARIFARIAS**

4.1.	Objeto	28
4.2.	Restricciones del modelo	30
4.3.	Análisis del Diagrama de Carga	30
4.4.	Determinación de Datos Energéticos	32
4.5.	Simulación Tarifaria	35
4.6.	Evaluación del pase de Baja a Media Tensión	36
4.7.	Técnicas de reducción de Máx. Dem. y de Energía	39
4.8.	Análisis Económico en la definición de la tarifa	41

CAPITULO V**APLICACION DEL MODELO DE SELECCION DE OPCIONES
TARIFARIAS**

5.1.	Datos Generales de la Industria	43
5.1.1.	Descripción General	43
5.1.2.	Proceso de Producción	44
5.1.3.	Análisis del Diagrama de Carga	44
5.1.4.	Determinación de Datos Energéticos	47
5.1.5.	Simulación Tarifaria	47
5.1.6.	Evaluación en el uso del G. E. en horas de punta	49
5.1.7.	Análisis Económico en la definición de la tarifa	52
5.2.	Aplicación del Modelo en otros casos reales	53

CONCLUSIONES	73
---------------------	----

BIBLIOGRAFIA	75
---------------------	----

ANEXOS**ANEXO A**

Compensación de los Sistemas de Transmisión	76
---	----

ANEXO B

Procedimiento para el cálculo del Valor Agregado de Distribución	79
--	----

ANEXO C

Perdidas marginales y factores de penalización	81
--	----

VII

ANEXO D	
Condiciones de aplicación tarifaria	84
ANEXO E	
Costos del Grupo Electrónico como factor de selección	86
ANEXO F	
Criterios de selección del método de compensación	91
ANEXO G	
Procedimiento para solicitar el cambio tarifario	94
ANEXO H	
Detalle de conexiones en Media Tensión	95
ANEXO I	
Tipo de medidores electrónicos	96

PROLOGO

El sector eléctrico peruano desde sus inicios se ha desarrollado bajo un marco de tarifas reguladas; si bien de acuerdo a las leyes vigentes, se tenían tarifas de libre contratación, no se puede hablar de mercado libre por cuanto existían condiciones de monopolio por parte de las empresas eléctricas, no permitiendo las condiciones para el desarrollo de un libre mercado.

Es por ello que el sistema tarifario actualmente vigente es nuevo, existiendo reservas en algunos medios respecto a su aplicación práctica y su efecto en el resultado financiero de las empresas eléctricas.

Las condiciones y reglas de juego han variado respecto al sistema tradicional de precios, lográndose la desregulación del sector mediante el dictamen de normas y resoluciones tarifarias en complemento a la Ley.

En el nuevo sistema de precios a los clientes finales regulados, se ha establecido la libre elección de la opción tarifaria por parte del cliente. Esta libre elección le permite al cliente minimizar sus costos de acuerdo al tipo de carga que demanda del sistema.

Es objetivo del presente trabajo exponer la situación actual del mercado eléctrico señalando las bases del sistema tarifario vigente, y reunir los criterios técnico-económicos para la selección de la tarifa adecuada, analizando las **ventajas** de su aplicación práctica y posibilitando de este modo el desarrollo de un servicio eléctrico adecuado y eficiente.

CAPITULO I EL SECTOR ELECTRICO PERUANO

1.1. Marco Legal

Actualmente en el Perú las actividades eléctricas se rigen por el Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, en la que se dispone la libertad empresarial para desarrollar el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado.

a) Objetivos de la Ley de Concesiones Eléctricas .- Entre los objetivos de la Ley de Concesiones Eléctricas destacan el establecer un conjunto de reglas de juego lo más claras y objetivas posibles, que constituyan el marco adecuado para la instalación y funcionamiento de las empresas eléctricas.

b) Aspectos Generales sobre la Ley de Concesiones Eléctricas .- El criterio básico de la Ley de Concesiones es procurar el establecimiento de condiciones de competencia en este sector, reservando la acción reguladora del Estado sólo para las actividades que revisten características de monopolio natural. Esta acción reguladora debe efectuarse a través de mecanismos lo más objetivo posible y eficiente en cuanto a la asignación de recursos.

La Ley establece un régimen de libre mercado en la etapa de generación principalmente dirigido a la comercialización de grandes bloques de energía entre empresa generadora y entre éstas y los grandes consumidores “Clientes Libres”.

A nivel de la distribución eléctrica, en cambio, en la cual se trata en su mayor parte de suministros a un gran número de pequeños consumidores ubicados en áreas de alta densidad poblacional, existen condiciones que impiden la creación de un mercado competitivo. Lo anterior conduce a la necesidad de regular las condiciones de servicio (precio y calidad).

1.2. Disposiciones sobre la Demanda

Todo solicitante, ubicado dentro de una zona de concesión de distribución, tiene derecho a que le se suministre energía eléctrica, previo cumplimiento de los requisitos que fije la presente Ley.

El usuario tiene derecho a que se le reconozca las contribuciones efectuadas ya sea mediante la entrega de acciones, bonos u otras modalidades que garantice su recuperación real.

Las instalaciones internas particulares de cada suministro deberán iniciarse a partir del punto de entrega, corriendo por cuenta del usuario el proyecto, ejecución, operación y mantenimiento.

El usuario no podrá utilizar una demanda mayor a la contratada. Si supera su límite estará sujeto a la suspensión del servicio.

1.3. Disposiciones sobre la Oferta

La concesión definitiva permite utilizar bienes de uso público y el derecho de obtener la imposición de servidumbre para la construcción y operación de centrales de generación y obras conexas, subestaciones y líneas de transmisión así como también de redes y subestaciones de distribución para servicio público de electricidad.

Los concesionarios de transmisión están obligados a permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, quienes deberán asumir los costos de ampliación a realizarse en caso necesario, y las compensaciones por el uso.

Finalmente la Ley indica que los concesionarios de distribución están obligados a:

- a) Dar servicio a quién lo solicite dentro de su zona de concesión;
- b) Tener contratos vigentes con las empresas generadoras que le garanticen en su requerimiento total de potencia y energía;
- c) Garantizar la calidad del servicio que fije su contrato de Concesión,
- d) Permitir la utilización de sus sistemas por parte de terceros, para suministrar a usuarios que no tengan el carácter de Servicio Público de Electricidad, ubicados dentro o fuera de su zona de concesión.

1.4. Organismos del Sector Eléctrico

Las instituciones del Sector Eléctrico que intervienen en la aplicación de los principios, criterios y procedimientos establecidos por la Ley son las siguientes:

a) Dirección General de Electricidad (DGE), con las funciones de efectuar la Planificación Referencial.

b) Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (OSINERG), creado el 01 de enero de 1997, con las funciones de Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones de los concesionarios y de los autorizados a desarrollar actividades del sector, y efectuar la Normalización del Sector.

c) Comisión de Tarifas Eléctricas (CTE), organismo técnico responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica, de acuerdo con los criterios establecidos en la Ley de Concesiones Eléctricas.

d) Comité de Operación Económica del Sistema (COES), organismo técnico conformado por los titulares de generación y de sistemas de transmisión principal en cada sistema interconectado, con el objeto de coordinar su operación al mínimo costo, garantizando la seguridad de abastecimiento de energía eléctrica y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

1.5. La Estructura de Producción de la Energía Eléctrica

La Ley dispone la división de las actividades de generación, transmisión y distribución en negocios diferenciados, separando así las principales actividades del sector en función de criterios técnicos de mercado de actividades distintas (mayoristas y minoristas), criterios económicos (creación de competencia y monopolios naturales), criterio de gestión (control y eficiencia empresarial), especialización y magnitud de inversiones.

Para el desarrollo de estas tres actividades la Ley establece las siguientes disposiciones

a) Generación .- Las actividades de generación se desarrollan en un mercado de libre competencia, es decir cualquier entidad puede instalar equipos de generación de electricidad, cumpliendo los requisitos de la ley.

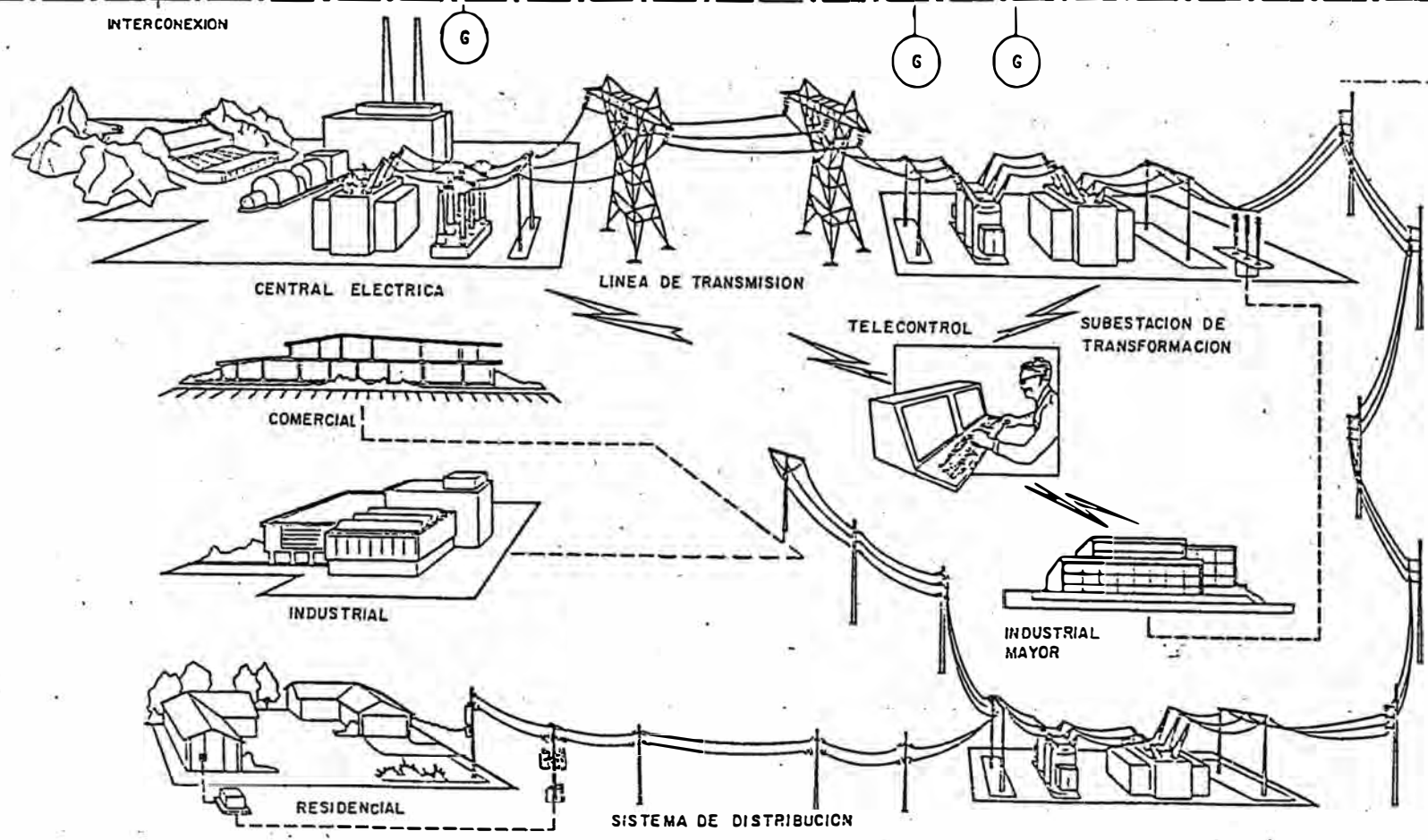
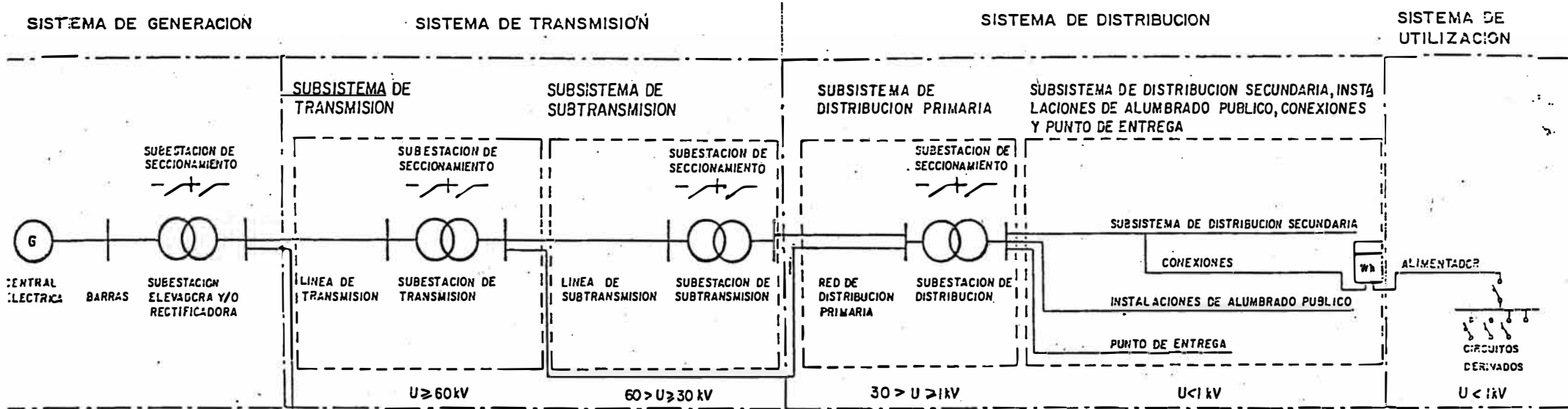
Para garantizar la seguridad del servicio y la operación a mínimo costo, se efectúa la coordinación de la operación de los sistemas interconectados, a través de los Comités de Operación Económica del Sistema - COES constituidos por cada sistema.

b) Transmisión .- Se requiere concesión para desarrollar actividades de transmisión cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.

Para garantizar un mercado de competencia en los sistemas eléctricos interconectados, se ha dispuesto el libre uso de las instalaciones de transmisión por los generadores, mediante el pago de las compensaciones correspondientes a dichas instalaciones.

c) Distribución .- Para desarrollar actividades de distribución se requiere concesión cuando la potencia instalada es mayor de 500kW.

La siguiente ilustración muestra el desarrollo de las tres actividades diferenciadas, en la producción de la energía eléctrica.



CAPITULO II EL SISTEMA DE PRECIOS Y TARIFAS

2.1. Bases Conceptuales

a) Oferta y Demanda .- Como todo bien que es requerido por el usuario, la **demanda** está constituida por la disponibilidad de dicho usuario a pagar por un bien y que está sujeto al ingreso (remuneración, salario, etc.) y precio de dicho bien.

De lo anterior podemos deducir que a mayor precio habrá una menor demanda.

Por otro lado tenemos, que ante una necesidad de adquirir un bien, existen en el mercado diversos precios los cuales podrán ser elegidos de acuerdo a la **oferta**, la cual depende de la disponibilidad de producir por parte del ofertante del bien, y que tiene relación directa con el tamaño de su planta y su capacidad de producción.

Por lo expuesto en el párrafo anterior, podemos concluir que a mayor precio existirá una mayor oferta y viceversa.

Esta situación se grafica en la figura 2.

CUVA DE OFERTA Y DEMANDA

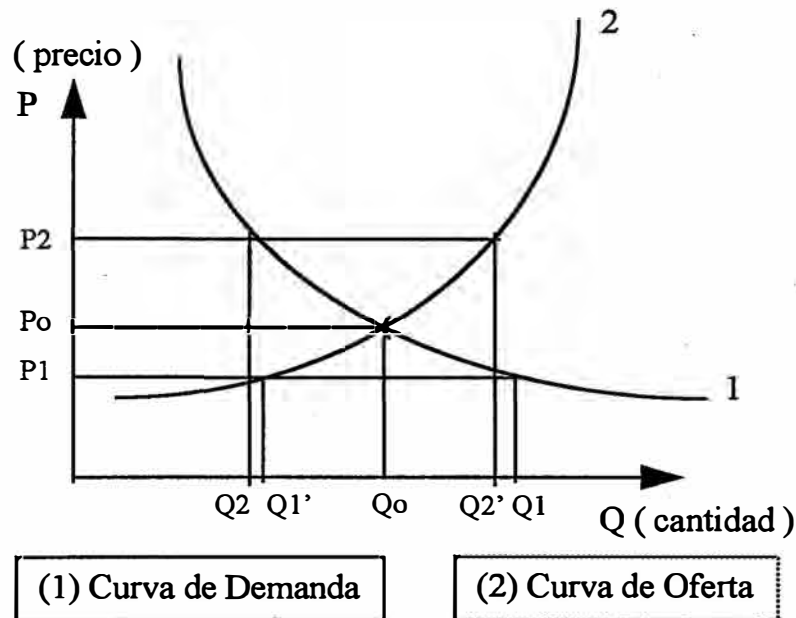


Figura 2

En condiciones de libre mercado, los usuarios pueden elegir libremente un bien entre varios ofertantes en competencia, lo cual implica que el usuario tiene acceso a información sobre la disponibilidad del bien así como del bien mismo.

b) Costo Marginal .- El costo marginal es el costo en que se incurre para producir una unidad adicional del bien demandado, o alternativamente el ahorro obtenido al dejar de producir.

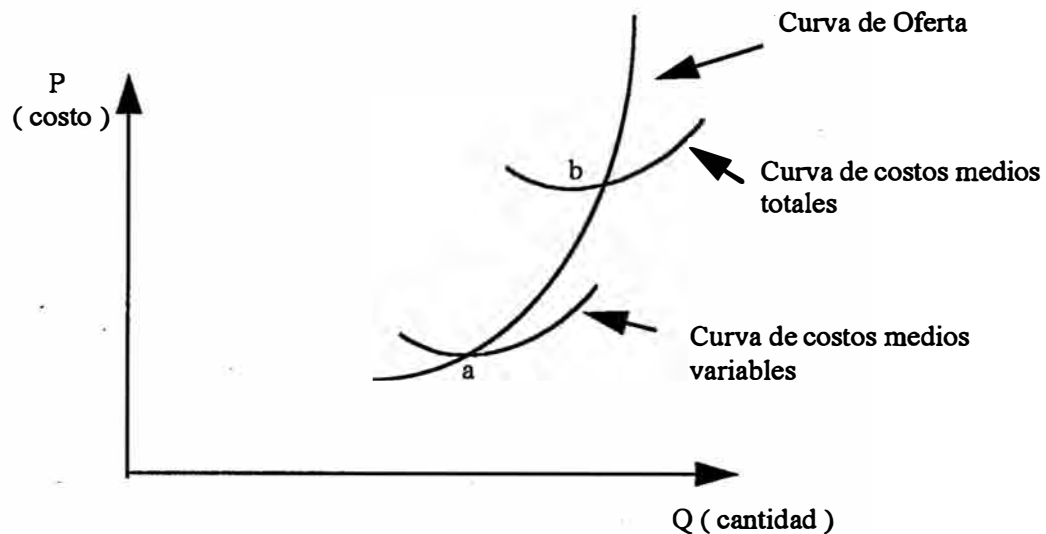


Figura 3

Desde el punto de vista del ofertante, el precio al cual estaría dispuesto vender su producto se sitúa por encima del punto **b** mostrado en la figura 3, en que cubre sus costos medios totales, y por encima del cual estaría obteniendo ganancias adicionales. En el punto **a** sólo cubriría sus costos variables mientras que entre los puntos **a** y **b** cubriría sus costos variables y parcialmente sus costos de inversión. Por debajo del punto **a** no llegaría a cubrir sus costos variables lo que significa que tendría que retirarse del negocio.

c) Mercado Regulado y No Regulado.- El mercado eléctrico consta de dos segmentos claramente identificados:

c.1) El Mercado Regulado.- Son aquellos calificados como de servicio público, que considera un suministro regular de energía de uso colectivo. En este sector, se encuentran en general aquellos clientes atendidos en

condiciones monopólicas por las empresas de distribución por lo que se hace necesario que sus tarifas se encuentren sujetas a control por parte de la autoridad reguladora. Para estos clientes es muy difícil establecer condiciones de competencia en sus abastecimiento por cuanto sería ineficiente para la economía contar con 2 ó 3 empresas distribuidoras compitiendo para atenderlos, por cuanto requeriría que cada una de ellas instale sus propias redes eléctricas.

Las tarifas reguladas que comprenden al sector mayoritario del mercado, se encuentran normadas por la Comisión de Tarifas Eléctricas mediante sus resoluciones semestrales de precios en barra y de periodos de cuatro años para los costos de distribución.

c.2) El Mercado Libre .- Se define clientes libres a aquellos con demanda máxima superior a los 1000 kW.

Al nivel de los clientes libres ya no es factible hablar de una tarifa sino de un precio acordado entre la empresa distribuidora, generadora y el cliente.

En condiciones de competencia los clientes libres pueden ser atendidos por las generadoras operando sujetas a las fuerzas del mercado o las distribuidoras en competencia por servirlos, presentando ambas, ventajas comparativas tales como que el generador puede negociar probablemente precios más bajos.

MERCADO ELECTRICO LIBRE

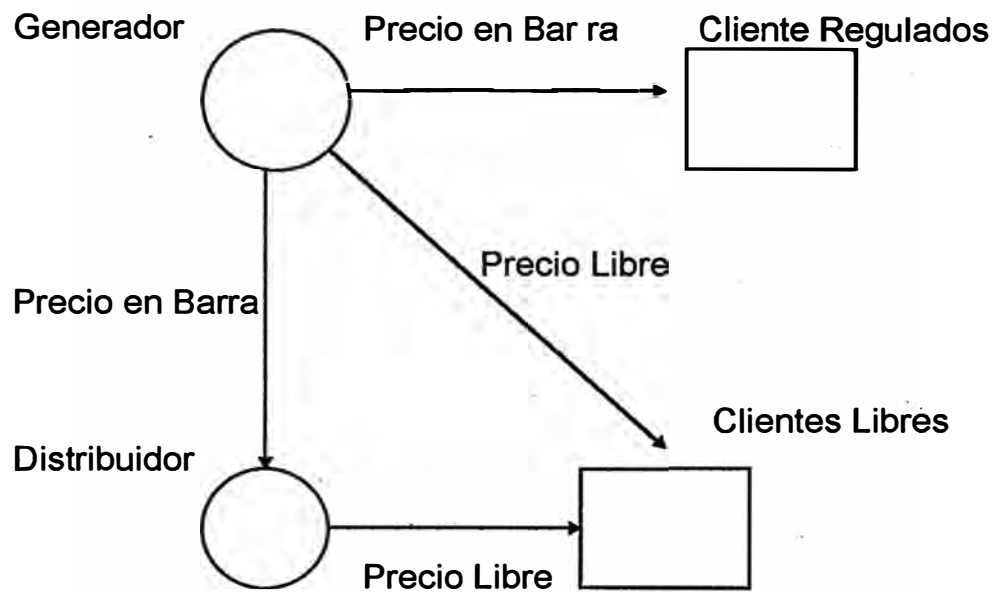


FIGURA 4

El precio puede ser acordado mediante negociación, siendo ambas partes interlocutores válidos y con suficientes argumentos que permitan arribar a un precio que represente económicamente los costos de atención.

Con relación a la actualización de los precios acordados, este puede ser referido a una fórmula de indexación que resuma la variación de los principales indicadores macroeconómicos.

2.2. El Sistema de Precios y Tarifas

La política de precios en el sector eléctrico tiene como objetivo asignar a los precios los costos reales de Producir, Transmitir y Distribuir eficientemente la Energía Eléctrica a los suministros eléctricos.

ESTRUCTURA DEL SISTEMA ELECTRICO

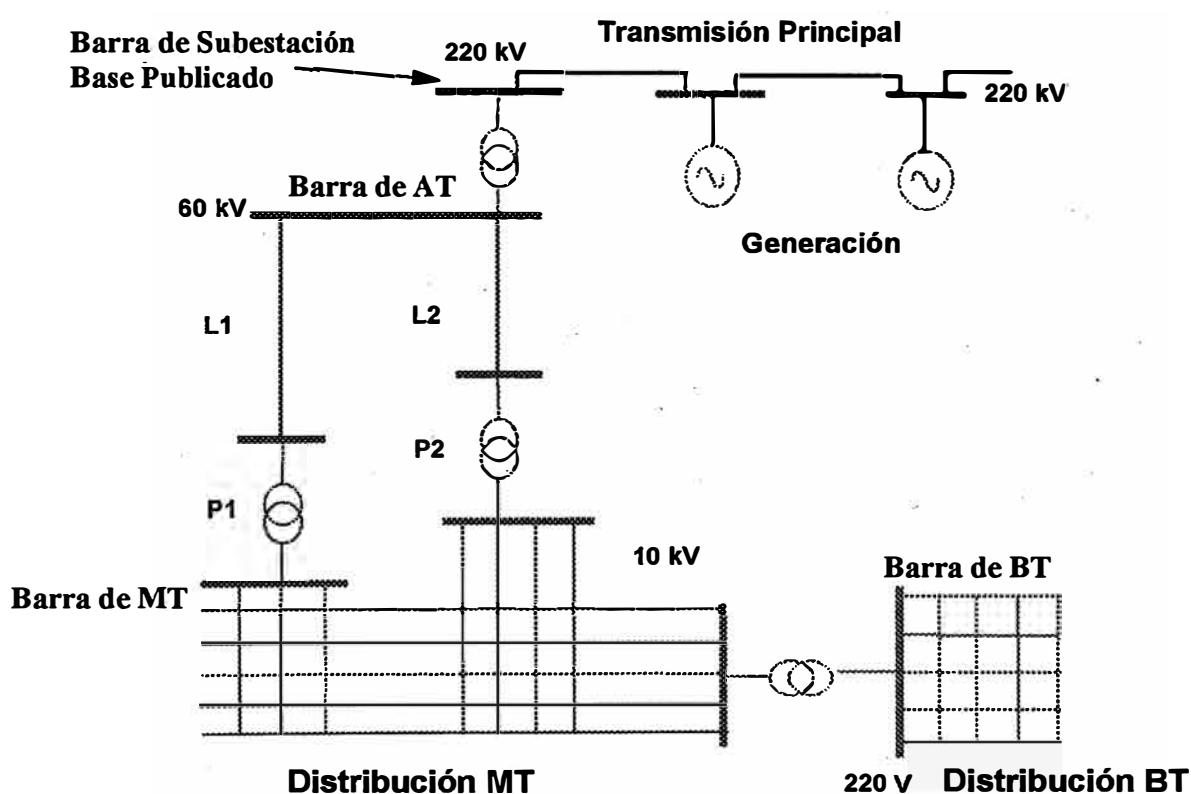


Figura 5

a) **Generación** .- La determinación de los costos marginales en Potencia y Energía a nivel de Generación, se efectúa mediante el despacho de centrales bajo la curva de duración mensual de la demanda. La simulación de la operación se realiza con el criterio económico de ordenar las

centrales, de tal forma, que la demanda sea abastecida al mínimo costo, para lo cual se consideran las distintas situaciones posibles de abastecimiento según los caudales turbinables de las centrales hidráulicas y la disponibilidad de las distintas plantas térmicas que conforman el sistema.

a.1) Costos Marginales por Potencia .- Corresponde al costo de instalar mayor capacidad de generación de tal forma que la demanda sea cubierta en las horas que exista riesgo de falla en el suministro.

Un incremento en la demanda requeriría no sólo de energía extra sino también de capacidad extra.

a.2) Costos Marginales por Energía .- Que en teoría corresponden al menor costo de generación de un kilovatiohora (kwh) adicional de la central que no está siendo utilizada a plena capacidad en ese momento, que será la que atienda cualquier incremento en la demanda.

b) Transmisión .- La compensación por el uso de los sistemas de transmisión cubre el costo total de transmisión, el cual está constituido por la anualidad de la inversión y los costos de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado.

La compensación es abonada separadamente a través de dos conceptos : El ingreso tarifario y el peaje por conexión.

$$\text{PEAJE} = \text{CT} - \text{IT}$$

$$\text{CT} = \text{AVNR} + \text{COYM}$$

$$\text{IT} = (\text{Ps} \cdot \text{Pps} + \text{Es} \cdot \text{Pes}) - (\text{Pe} \cdot \text{Ppe} + \text{Ee} \cdot \text{Pee})$$

donde:

- * CT : Costo Total de Transmisión.
- * AVNR : Anualidad del valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado.
- * COYM : Costos eficientes de operación y mantenimiento.
- * IT : Ingreso Tarifario.
- * Ps y Pe : Potencias a la salida y entrada respectivamente.
- * Es y Ee : Energías a la salida y entrada respectivamente.
- * Pps y Ppe: Precios de potencia en las barras de entrada y salida respectivamente.
- * Pes y Pee: Precios de energía en las barras de entrada y salida respectivamente.

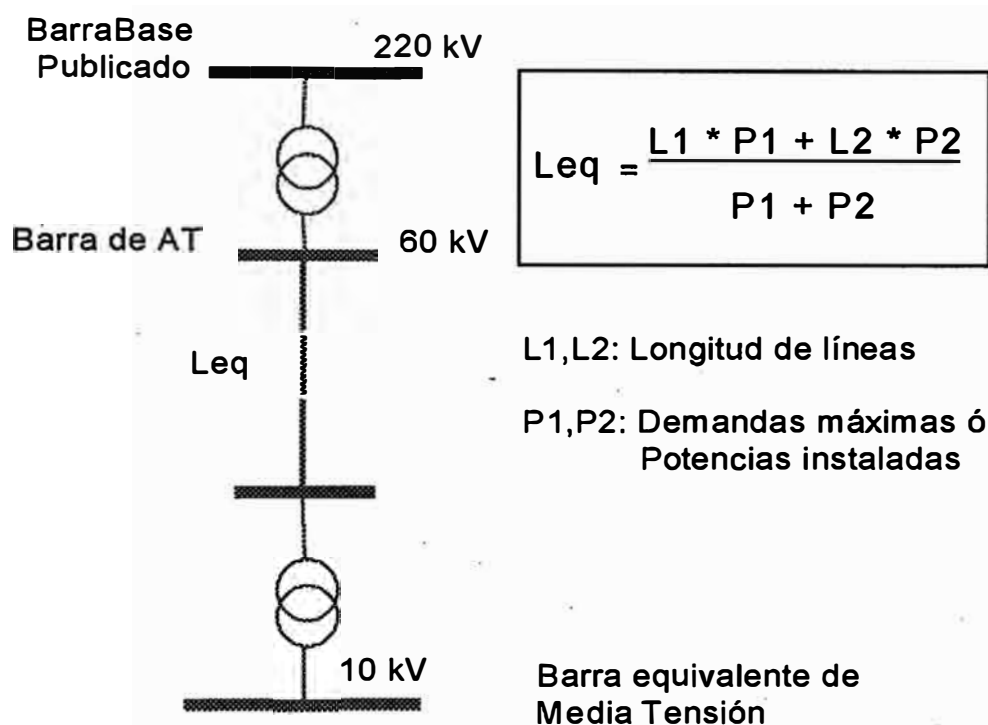
c) Distribución .- Las tarifas a los clientes regulados son calculadas para sistemas económicamente adaptados, considerando una empresa modelo con costos de operación y mantenimiento eficientes y pérdidas estándares.

Las tarifas básicas a clientes finales comprenden: Tarifas en Barra, Costos del Sistema de Transmisión y Valor Agregado de Distribución.

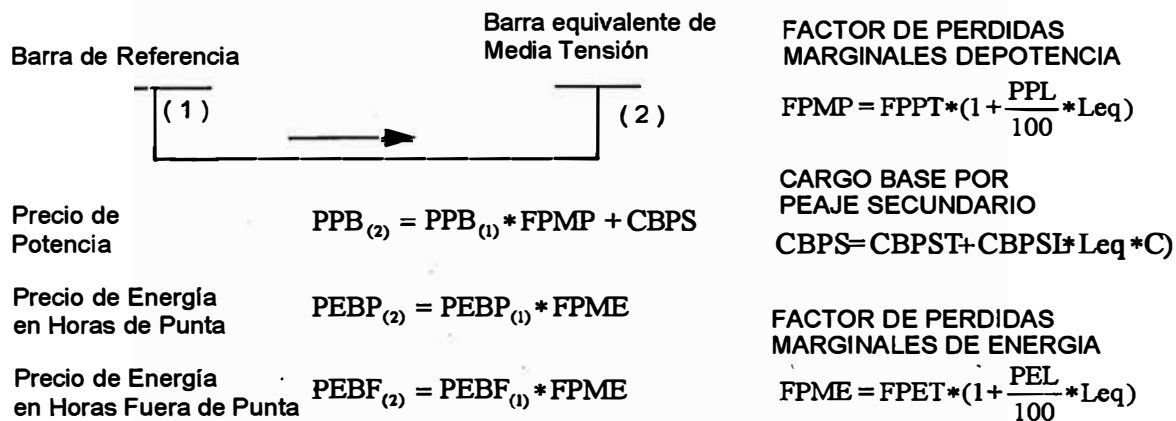
PROCEDIMIENTO PARA EL CALCULO DE LA TARIFA

Del sistema eléctrico de la figura 5 se calcula la longitud equivalente, que representa la longitud de todo el sistema eléctrico.

Cálculo de la Longitud Equivalente



CALCULO DE LOS PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE EN M.T.



PRECIOS EN BARRA PUBLICADAS MEDIANTE RESOLUCION

Barra Base	Tensión KV	PPB S/. /kw-mes	CPSEE ctm.S/. /kW.h	PEMP ctm.S/. /kW.h	PEMF ctm.S/. /kW.h
Piura Oeste	220	14.92	1.83	11.55	5.77
Lima Mantaro Marcona Cusco Socabaya Tacna Aislado A		$\text{PEBP} = \text{CPSEE} + \text{PEMP} = 13.38$ <p align="center">Precio de barra de la energía en h. de punta</p> $\text{PEBF} = \text{CPSEE} + \text{PEMF} = 7.6$ <p align="center">Precio de barra de la de la energía en h. fuera de p.</p>			

PRECIO EN BARRA EQUIVALENTE EN M.T.

PRECIO DE BARRA DE LA POTENCIA EN PUNTA	PPB	S/. /kW-mes	13.46
CARGO POR PEAJE SEC. EQUIVAL. EN ENERGIA	CPSEE	Cent.S/. /kWh	0
PRECIO DE ENERG. MARGINAL EN H. DE PUNTA	PEMP	Cent.S/. /kWh	10.45
PRECIO DE ENERG. MARGINAL EN H. F. DE PUNTA	PEMF	Cent.S/. /kWh	5.23
LONGITUD DE LINEA	L	km	5.28
		MW*km	104.33
FACTORES Y CARGOS			
CARGO POR PERDIDA MARGINAL DE ENERGIA DE:			
TRANSFORMACION	FPET		1.0142
TRANSPORTE	PEL	%km	0.0968
FACTOR DE PERDIDAS MARGINALES DE ENERGIA	FPME		1.01938
CARGO POR PERDIDA MARGINAL DE POTEN. EN:			
TRANSFORMACION	FPPT		1.0242
TRANSPORTE	PPL	%km	0.1158
FACTOR DE PERDIDAS MARGINALES DE POTENCIA	FPMP		1.0305
CARGO BASE POR PEAJE SECUNDARIO POR:			
TRANSFORMACION	CBPST	S/. /kW-mes	1.41168
TRANSPORTE	CBPSL	S/. /kW-mes/km	0.02249
MW*km			
C	Var. C		1
CARGO BASE POR PEAJE SECUNDARIO	CBPS		1.5304
PRECIO DE BARRA DE LA POTENCIA EN PUNTA	PPB'	S/. /kW-mes	15.40
PREC. DE BARRA DE LA ENERG. EN H. DE PUNTA	PEBP'	Cent.S/. /kWh	10.65
PREC. DE BARRA DE LA ENER. EN H. F. DE PUNTA	PEBF'	Cent.S/. /kWh	5.33

Con estos precios calculados, se reemplazan en las fórmulas que se muestra en la siguiente pagina, para obtener las tarifas a cliente finales.

FORMULAS PARA LA APLICACION TARIFARIA

NOMBRE	UNIDADES	FORMULA
Tarifa Tipo BT2		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFH
. Cargo por Energía en Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEBT*PEPP
. Cargo por Energía Fuera de Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEBT*PEFP
Cargo por potencia en horas de punta	(S./kW)	(PPMT*PPBT*PP+VMTPP*PPBT+VBTPP)*FCPPBT
Cargo por exceso de potencia	(S./kW)	VBTFP*FCFPBT
Tarifa Tipo BT3		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFS
Cargo por Energía en Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEBT*PEPP
Cargo por Energía Fuera de Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEBT*PEFP
. Cargo por potencia clientes de punta	(S./kW)	(PPMT*PPBT*PP+VMTPP*PPBT+VBTPP)*CBTPP+(1-CBTPP)*VBTFP*FCFPBT
. Cargo por potencia clientes fuera de punta	(S./kW)	(PPMT*PPBT*PP+VMTPP*PPBT+VBTPP)*CBTFP+(1-CBTFP)*VBTFP*FCFPBT
Tarifa Tipo BT4		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFS
- Cargo por Energía Activa	(S./kW.h)	PEMT*PEBT*PE
. Cargo por potencia clientes de punta	(S./kW)	(PPMT*PPBT*PP+VMTPP*PPBT+VBTPP)*CBTPP+(1-CBTPP)*VBTFP*FCFPBT
. Cargo por potencia clientes fuera de punta	(S./kW)	(PPMT*PPBT*PP+VMTPP*PPBT+VBTPP)*CBTFP+(1-CBTFP)*VBTFP*FCFPBT
Tarifa Tipo MT2		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFH
. Cargo por Energía en Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEPP
. Cargo por Energía Fuera de Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEFP
Cargo por potencia en horas de punta	(S./kW)	(PPMT*PP+VMTPP)*FCPPMT
Cargo por exceso de potencia	(S./kW)	VMTFP*FCFPMT
Tarifa Tipo MT3		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFS
Cargo por Energía en Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEPP
Cargo por Energía Fuera de Punta	(S./kW.h)	PEMT*PEFP
. Cargo por potencia clientes de punta	(S./kW)	(PPMT*PP+VMTPP)*CMTTP+(1-CMTTP)*VMTFP*FCFPMT
. Cargo por potencia clientes fuera de punta	(S./kW)	(PPMT*PP+VMTPP+VMTPP)*CMTFP+(1-CMTFP)*VMTFP*FCFPMT
Tarifa Tipo MT4		
- Cargo Fijo Mensual	(S./cliente)	CFS
- Cargo por Energía Activa	(S./kW.h)	PEMT*PE
. Cargo por potencia clientes de punta	(S./kW)	(PPMT*PP+VMTPP+VMTPP)*CMTTP+(1-CMTTP)*VMTFP*FCFPMT
. Cargo por potencia clientes fuera de punta	(S./kW)	(PPMT*PP+VMTPP+VMTPP)*CMTFP+(1-CMTFP)*VMTFP*FCFPMT

En las fórmulas anteriores se tiene:

CFE	: Cargo fijo mensual medidor monofásico.
CFS	: Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia suscrita.
CFH	Cargo fijo mensual para opción de tarifas horaria.
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.
PPBT	: Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.
NHUMS	: Número de horas de uso medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución.
PE	: Precio de barra de Energía.
PEPP	: Precio de barra para energía de punta.
PEFP	: Precio de barra para energía fuera de punta.
PP	: Precio de barra para la potencia.
VMTTP	: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta.
VMTFP	: Valor agregado de distribución en media tensión para demandas fuera de punta.
VBTPP	: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta.
VBTFP	: Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas fuera de punta.
CMTTP	: Contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta.
CMTFP	: Contribución a la punta de demandas en media tensión fuera de punta.
CBTPP	Contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta.
CBTFP	Contribución a la punta de demandas en baja tensión fuera de punta.
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en media tensión.
FCPPBT	: Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.
FCFPBT	: Factor de coincidencia para demandas fuera de punta en baja tensión.

CAPITULO III LAS TARIFAS ELECTRICAS EN EL MERCADO REGULADO DE DISTRIBUCION

3.1. Bases Conceptuales en la Fijación Tarifaria de Distribución

3.1.1. Sistema Económicamente Adaptado

Un Sistema de Distribución Económicamente Adaptado, es aquella instalación eléctrica óptima que opera bajo los criterios técnicos de continuidad, calidad de servicio y costos eficientes, existiendo equilibrio entre la oferta y la demanda.

Criterios que considera el sistema económicamente adaptado:

- a) Continuidad** .- Considera que las fallas técnicas que se presenten en el sistema sean eliminadas y que el tiempo de falla sea reducido a través de los equipos de protección.
- b) Confiabilidad** .- Considera la cantidad de instalaciones alternas que tiene para eliminar fallas que puedan ocurrir, de modo que no se perciba la falta del fluido eléctrico.
- c) Calidad de Suministro Eléctrico** .- La calidad del servicio esta referido a los niveles de calidad de la forma de la onda de tensión sujetas a los niveles de caída de tensión, flicker, variaciones de tensión, armónicas, etc. En este

sentido se debe considerar los niveles máximos de caída de tensión permisibles en la regulación del servicio.

d) Costos Eficientes .- Esta referido a los costos óptimos a adaptarse en la valorización de la inversión de las instalaciones eléctricas, costos de operación y mantenimiento e infraestructura para el funcionamiento de una empresa.

3.1.2. Costos del VNR de las Empresas

El valor nuevo de reemplazo de las instalaciones considera el valor de las instalaciones nuevas económicamente adaptadas, considerando el estado de la tecnología y costos de mercado, que reemplazarían a las existentes.

Para su cálculo se consideran los siguientes costos:

- a) Costo de inversión de las obras, instalaciones, equipos y bienes físicos a su valor presente de renovación.
- b) Ingeniería, inspecciones y pruebas.
- c) Intereses intercalarios.
- d.- Pagos de derechos.
- e.- Gastos é indemnizaciones pagados por las servidumbres.
- f.- Bienes intangibles.

3.1.3. Valores Agregados de Distribución

El valor agregado de distribución, representa el costo total que se incurre para colocar a disposición del cliente la potencia y energía. Comprende físicamente el costeo desde la barra equivalente de media tensión, hasta el punto de empalme de la acometida respectiva.

Dicho costo total está compuesto por dos rubros:

- a) Anualidad de la inversión: VNR de las empresas modelo
- b) Costo de operación y mantenimiento anual

La anualidad de la inversión es calculada considerando el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil (30 años) y una tasa de actualización que considera el riesgo de inversión en el país (12%).

$$AVNR = VNR * FRC$$

donde:

$FRC = i(1+i)^n / ((1+i)^n - 1)$, factor de recuperación de capital

n : vida útil de las instalaciones.

i : tasa de descuento .

3.1.4. Diferenciación de Tarifas en Bloques Horarios

Son periodos horarios en los que los costos de generación son similares, determinados en función de las características técnicas y económicas del sistema.

Estos bloques horarios se dividen en dos: periodos de punta y fuera de punta.

En estas tarifas horarias existen dos medidas de energía, una en punta y una fuera de punta.

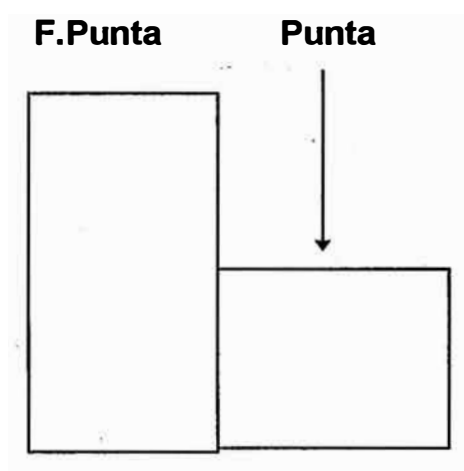


FIGURA 6

3.1.5. Las Pérdidas de Energía

a) **Pérdidas Marginales** .- Las pérdidas marginales de potencia y energía son las pérdidas ocasionadas por la transmisión de una unidad adicional de potencia y energía, respectivamente. (Ver Anexo C)

b) Factores de Penalización .- Los factores de penalización son los factores por los cuales se multiplican los precios de generación de potencia de punta y energía, para determinar los precios en las diferentes barras del sistema eléctrico, es decir, sirven para expandir los precios básicos de generación a los diferentes puntos de consumo del sistema eléctrico.

3.1.6. Periodos de Actualización de Tarifas

Los costos de las tarifas reguladas, están sujetos a actualización periódica en función a la variación de los principales indicadores macroeconómicos (tipo de cambio, índice de precios por mayor, precio de combustibles, precio del cobre, índice de salarios y tasa arancelaria).

El nuevo sistema de precios regula semestralmente (mayo y noviembre) los precios en barra (transacción de generador a distribuidor) y cada cuatro años el valor agregado de distribución, las fórmulas tarifarias y fórmulas de actualización (Primera fijación: noviembre 1993 - octubre 1997).

3.1.7. Composición de la Tarifa de Distribución

El siguiente esquema muestra las componentes para el cálculo de las tarifas.

CALCULO DE LAS TARIFAS

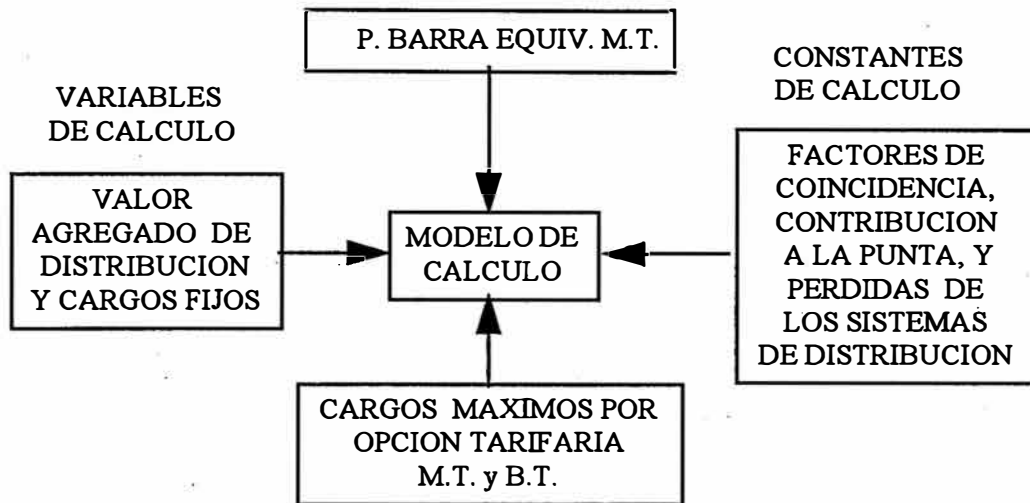


FIGURA 7

3.2. Tipos de Tarifa de Distribución para el Mercado Regulado

Estas opciones son factibles de ser elegidas por el cliente de acuerdo al mejor uso que le permita su diagrama de carga específico, beneficiándose de ésta manera a la actividad a la que se destine la energía. Si bien es cierto no existen tarifas con nombre propio, sin embargo otorgan la posibilidad de beneficiarse mediante una adecuada selección por parte del cliente.

En su diseño se han tomado en cuenta el sistema de medición para cada alternativa y no el uso de dicha energía, no diferenciándose por tanto explícitamente las tarifas industriales, comerciales, uso general, etc. en su concepción.

Las condiciones de aplicación tarifaria se puede ver en el anexo C.

OPCIONES TARIFARIAS PARA CLIENTE EN MEDIA TENSION Y BAJA TENSION

TARIFAS EN MEDIA TENSION		
OPCION	DESCRIPCION	CARGOS QUE COMPRENDE
MT2	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación ó medición de dos potencias. 2E2P	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia en horas de punta f) Cargo por energía reactiva
MT3	Tarifa con doble medición de energía activa y contratación ó medición de una potencia. 2E1P Calificación: I) Clientes de punta II) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa en horas de punta c) Cargo por energía activa en horas fuera de punta d) Cargo por potencia e) Cargo por energía reactiva
MT4	Tarifa con simple medición de energía activa y contratación ó medición de una potencia. 1E1P Calificación: I) Clientes de punta II) Clientes fuera de punta	a) Cargo fijo mensual b) Cargo por energía activa c) Cargo por potencia d) Cargo por energía reactiva
TARIFAS EN BAJA TENSION		
OPCION	DESCRIPCION	CARGOS QUE COMPRENDE
BT2	Idem MT2	Idem MT2
BT3	Idem MT3	Idem MT3
BT4	Idem MT4	Idem MT4

CAPITULO IV

MODELO DE SELECCION DE OPCIONES TARIFARIAS

4.1. Objeto

Es objeto de este capítulo, el proporcionar al usuario una herramienta que le permita definir la mejor opción tarifaria, adecuando su proceso industrial de manera eficiente, reflejándose ello en la optimización de sus costos de producción; contribuyendo además a mejorar la curva del diagrama de carga del sistema que le suministra.

El modelo de selección consta de las siguientes partes

- a) Análisis del diagrama de carga
- b) Determinación de Datos Energéticos.
 - Registro de Parámetros Eléctricos.
 - Facturación.
- c) Simulación Tarifaria.
- d) Evaluación del pase de Baja Tensión a Media Tensión.
- e) Técnicas de reducción de Máxima Demanda y de Energía.
 - Modulación de Carga.
 - Evaluación en el uso del Grupo Electrónico en horas de punta.
 - Corrección del factor de potencia.
- f) Análisis Económico en la definición de la tarifa.

El siguiente diagrama de flujo muestra el desarrollo del modelo de selección de la opción tarifaria.

DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL DESARROLLO DEL MODELO DE SELECCION TARIFARIA

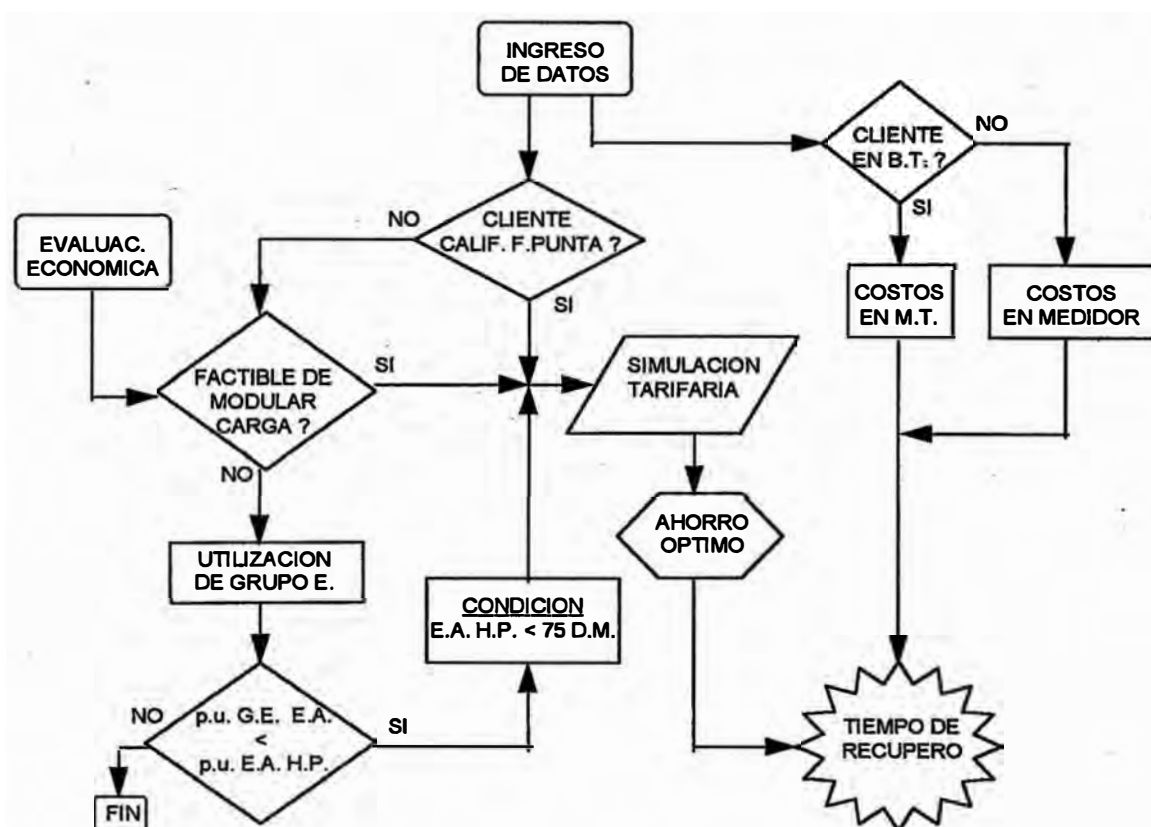


FIGURA 8

Donde :

p.u. G.E. E.A. Precio unitario de la energía activa producida por el Grupo Electrónico.

p.u. E.A. H.P. : Precio unitario de la energía activa en horas de punta.

E.A. H.P. : Energía activa utilizada en Horas de Punta.

D.M. : Demanda Máxima.

B.T.; M.T. : Baja Tensión; Media Tensión

4.2. Restricciones del Modelo

La aplicación de este modelo no permite la generalización de todos los casos, por cuanto dependen de las particularidades de cada usuario según las siguientes características

- a) El tamaño de planta que tenga el usuario, el cual determinará la inversión que tenga que realizar para la adecuación de sus nuevas instalaciones.
- b) El proceso de producción de la planta, ya que para realizar los cambios debemos saber que tan flexible es el régimen de carga (modulación de carga) para adecuarlo al nuevo sistema tarifario.
- c) Con qué otras alternativa de fuente de energía cuenta la planta para recurrir al uso de éstas y cuáles son sus costos operativos.

4.3. Análisis del Diagrama de Carga

El análisis del diagrama de carga permitirá definir si se tiene un régimen de carga típico ó atípico, así como la flexibilidad de la misma.

Será necesario contar con diagramas de carga mensuales, semanales y diarias.

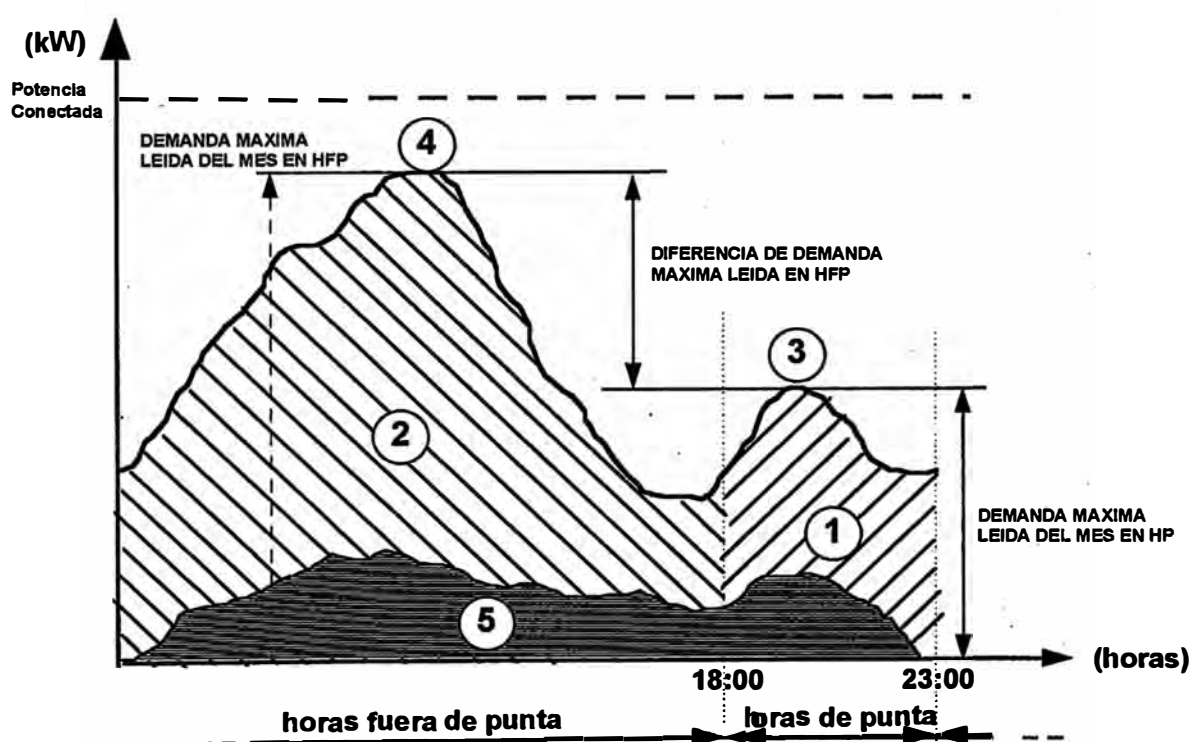
Este análisis se utiliza para dar una definición previa de la tarifa a seleccionar, la que se basa en los precios de la tarifa y en las características de la carga. (El cuadro adjunto detalla esta definición).

ANALISIS DE LOS DIAGRAMAS DE CARGA EN CADA UNA DE LAS OPCIONES

TARIFA BT4-MT4		TARIFA BT3-MT3		TARIFA BT2-MT2	
<p>Energía .- Será ventajosa cuando el usuario tenga la necesidad de usar la energía continuamente durante las 24 hrs del día o su consumo es mayormente de noche. Ejm. grifos, discotecas, casinos, etc.</p> <p>Precio .- Se precisa que el precio, es un valor ponderado, que no depende del horario de uso.</p>		<p>Energía .- Será ventajosa cuando el usuario consuma la energía mayormente en horas fuera de punta. Ejm. centros de estudio, centros de comercio, etc.</p> <p>Precio .- Se precisa que el valor de la energía en horas de punta es más costosa, por lo que será necesario disminuir los consumos en este horario.</p>		<p>Energía .- Idem BT3-MT3</p> <p>Precio .- Idem BT3-MT3</p>	
<p>Demanda .- Para efectos de facturar la potencia sólo considera el valor de la máxima demanda sin considerar la hora en que se presente ésta.</p> <p>Precio .- Se debe precisar que el precio depende de la mayor presencia que tenga el usuario, sea éste en horas de punta o fuera de horas punta.</p>		<p>Demanda .- Idem BT4-MT4.</p> <p>Precio .- Idem BT4-MT4.</p>		<p>Demanda .- Será ventajosa cuando el usuario utilice la energía únicamente en hora fuera punta, de lo contrario resultará demasiado costoso.</p> <p>Precio .- Se precisa que el valor en horas de punta es muy costoso. Supera a las otras tarifas.</p>	

4.4. Determinación de Datos Energéticos

a) **Registro de parámetros Eléctricos** .- Para conseguir estos se utiliza un equipo adecuado que registre la siguiente información : la potencia y la energía (tanto la activa como la reactiva), el voltaje, la corriente y el factor de potencia.



Donde :

- | | |
|--|----------|
| ① Energía Activa en Horas de Punta | (kW) |
| ② Energía Activa en Horas Fuera de Punta | (kW) |
| ③ Demanda del mes en Horas de Punta | (kW.h) |
| ④ Demanda Máxima del mes | (kW.h) |
| ⑤ Energía Reactiva | (kVAR.h) |

Con estos registros se determina los valores para cada tarifa:

MT2 - BT2

- Energía Activa en Horas de Punta ①
- Energía Activa en Horas Fuera de Punta ②
- Potencia en Horas de Punta ③
- Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta . ④ - ③
- Energía Reactiva ⑤

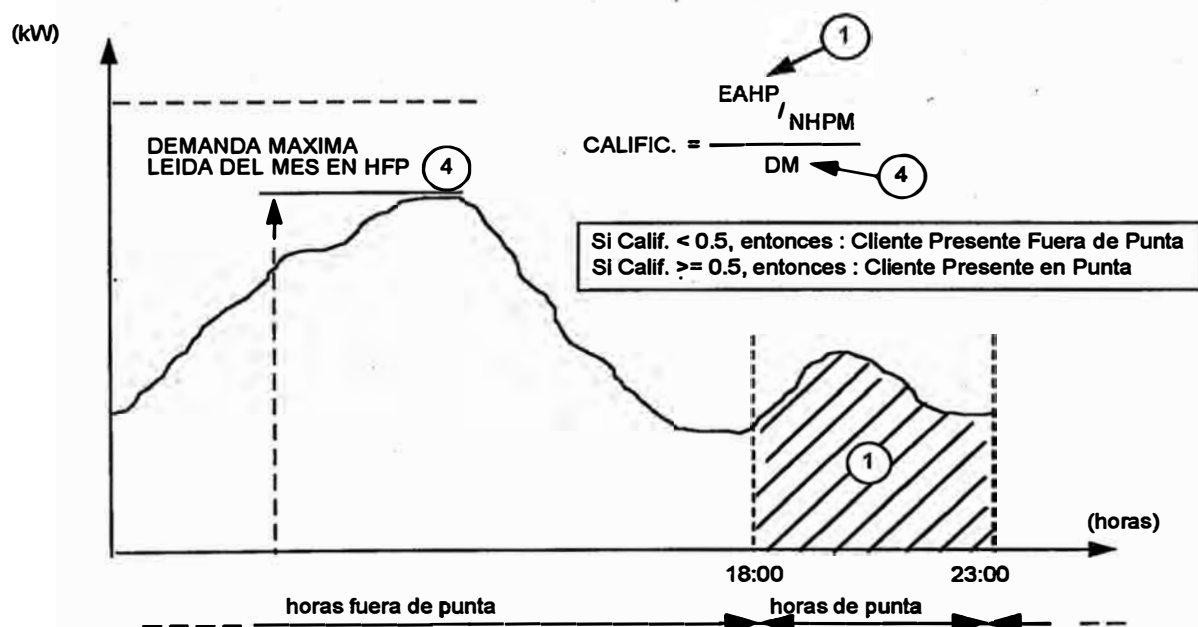
MT3 - BT3

- Energía Activa en Horas de Punta ①
- Energía Activa en Horas Fuera de Punta ②
- Potencia ④
- Energía Reactiva ⑤

MT4 - BT4

- Energía Activa ① + ②
- Potencia ④
- Energía Reactiva ⑤

Asimismo, con estos datos se determina la calificación del usuario:



Donde :

EAHP : Energía Activa en Horas de Punta Mensual
NHPM : Número de Horas Punta Mensual
DM : Demanda Máxima Registrada

b) Datos de Facturación

Será necesario conocer algunos antecedentes del suministro, y para ello se recurre a la información contenida en los recibos de consumo eléctrico.

La información a obtener de estos recibos son : la demanda facturada, el consumo de energía activa y reactiva facturada, la potencia límite, el nivel de voltaje, la tarifa y la calificación actual.

DATOS DEL SUMINISTRO		DETALLE DE IMPORTES FACTURADOS	
SUMINISTRO 0123456		DEMANDA / CONSUMOS DE ENERGIA ELECTRICA	
Cuenta	31-526-66-067000	Descripción	Precio Unitario
Numero Cobranza	0023	CARGO FIJO MENSUAL	Consumo
Potencia Contrat. Horas Punta	400	CARGO POR REPOSICION	Importe
Potencia Contrat. Horas fuera P	1000	CARGO POR POT. H. PUNTA	21.6300 400.00 8,652.00
Código Alimentador	W-01	EXC. POT. EN H.F.DE PUNTA	5.4100 280.00 1,514.80
Código del cliente	L87	ENERG. ACT. HORAS PUNTA	0.1569 10,989.00 1,724.17
		ENERG. ACT. F. DE PUNTA	0.0637 125,451.00 7,991.22
REGISTRO DE DEMANDA/CONSUMOS			
Fecha de Lectura Actual	95/08/31	PARCIAL	54,547.26
Fecha de Lectura Anterior	95/07/31		
ENERGIA ACTIVA (kW.h)		SERVICIO DE ALUMBRADO PUBLICO	140.30
Consumo a Facturar		RECARGOS PAGOS ATRASADOS	
	Horas Punta		
	10,989.00		
	Fuera Punta		

4.5. Simulación Tarifaria

Para tomar una decisión que determine el cambio de hábito en los horarios de trabajo y que éstos a su vez permitan la obtención de mayores beneficios frente a los costos de producción, deberá hacerse previamente un análisis de las diversas tarifas por los cuales puede optar el usuario, antes de poner en práctica cualquier cambio.

A este análisis lo denominamos “simulación tarifaria”, y será la que nos permita obtener con precisión* las alternativas de selección, la que etalla las ventaja y la desventaja económica de cada escenario (opción tarifaria) en relación al escenario actual (tarifa actual).

Se calcula el importe parcial de cada cargo, multiplicando el precio unitario de la tarifa por el consumo de cada escenario, (cuadro N° 1)

* (en el análisis del diagrama se hizo una definición previa de la tarifa)

TARIFA BT2-MT2 2E2P	Unidad	P. Unit	Consumo	Importe
-Cargo por Energía en punta	Cent S/./kWh			
-Cargo por Energía fuera de punta	Cent S/./kWh			
-Máx. dem. leída en horas de punta	S/./kW-mes			
-Cargo por exc. de pot. en h. f. de punta	S/./kW-mes			
-Cargo por energ. react. que exceda del 30% del total de la energía activa	Cent S/./kvarh			
TARIFA BT3-MT3 2E1P	Unidad	P. Unit	Consumo	Importe
-Cargo por Energía en punta	Cent S/./kWh			
-Cargo por Energía fuera de punta	Cent S/./kWh			
-Máxima demanda leída para clientes:				
. Presentes en punta	S/./kW-mes			
. Fuera de punta	S/./kW-mes			
TARIFA BT4-MT-4 1E1P	Unidad	P. Unit	Consumo	Importe
-Cargo por Energía	Cent S/./kWh			
-Máxima demanda leída para clientes:				
. Presentes en punta	S/./kW-mes			
. Fuera de punta	S/./kW-mes			

CUADRO N° 1

Luego con los importes parciales se desarrolla el cuadro N° 2, a fin de comparar los totales de cada escenario.

OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3	HP	MT4	HP	BT2	BT3	HP	BT4	HP
P.CONTRAT. EN H.P.	(kW) S/.											
	US\$											
DEM. MAX.	%											
E.A. HP (kWh)	S/.											
68301,4	US\$											
	%											
E.A. HFP (kWh)	S/.											
254967,6	US\$											
	%											
EXC. POT. REG. EN HORAS F. DE PUNTA	(kW) S/.											
	US\$											
	%											
E.R. (kVARh)	S/.											
0,00	US\$											
	%											
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.											
	US\$											
IGV	S/.											
	US\$											
TOT. GRAL	S/.											
	US\$											
% RESPECTO A												
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/./kWh US\$/kWh											
AHORRO MENSUAL EN US\$:												

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye en

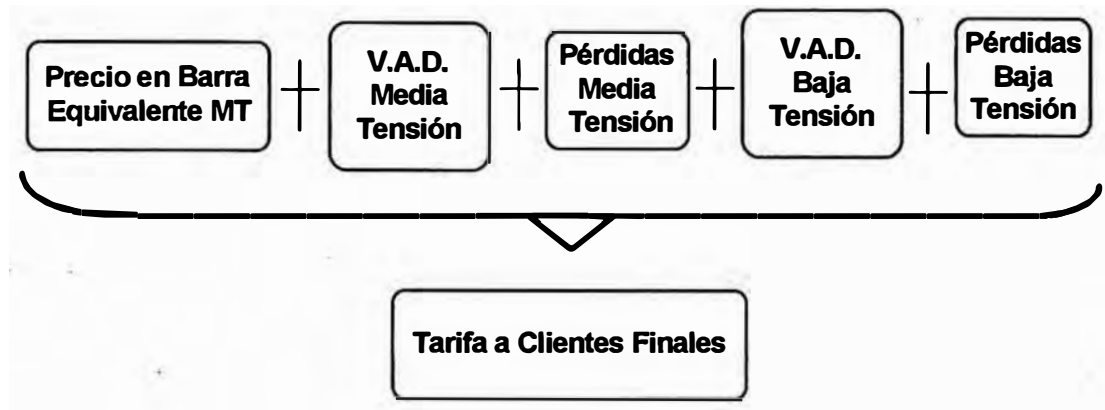
CUADRO N° 2

Para determinar la tarifa más ventajosa, se debe comparar el cálculo del importe total de cada tarifa con la tarifa actual, y de este modo obtener el importe del ahorro mensual tanto en forma porcentual como monetaria en cada una de las opciones tarifarias. El resultado muestra la incidencia porcentual de cada cargo entre los escenarios.

4.6. Evaluación Económica del pase de Baja a Media Tensión

Las tarifas en baja tensión son mayores que los de media tensión, debido a que en las tarifas a cliente finales, el VAD de baja tensión se añade al de media tensión (ver siguiente detalle).

VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCION V.A.D.



Cuando el concesionario determina el punto de entrega en media tensión, implícitamente el VAD en baja tensión, lo está asumiendo el usuario, lo que implica que tendrá que realizar una inversión para poder suministrarse en baja tensión.

En el desarrollo del sistema en Media Tensión hay que considerar lo siguiente :

Tipo de conexión .- Lo determina el concesionario en base al estudio de factibilidad que se realice y estas pueden ser:

- a) PMI (Postes de Medición en Intemperie) .- Conexión para potencias menores a 500 kW. (detalle de conexión ver en anexos)
- b) CELDAS (Equipamiento de celda en Subestación Convencional) .- Conexión para potencias mayores a 500 kW, y su costo en relación al PMI es casi 20% mas. (detalle de conexión ver en anexos)

Adicionalmente al costo de conexión el usuario debe considerar el costo del proyecto de utilización y la ejecución de la misma,

COSTOS DE INVERSION PARA EL SISTEMA EN M.T.(10KV)

Escala de Potencias (kW)	Costo de Conexión en M.T. US\$	Proyecto y Ejecución US\$	Costo Total incluido Medid. US\$	Medidor Electrónico US\$
20	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
30	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
40	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
50	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
75	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
100	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
150	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
200	11,763.35 (*)	28,197.22	39,960.57	1,429.64
250	11,763.35 (*)	28,200.61	39,963.96	1,429.64
300	11,763.35 (*)	28,301.04	40,064.39	1,429.64
350	11,763.35 (*)	28,467.14	40,230.49	5,536.00
400	22,450.00 (**)	42,307.10	64,757.10	5,536.00
500	22,450.00 (**)	42,639.73	65,089.73	5,536.00
750	22,450.00 (**)	42,639.73	65,089.73	5,536.00
800	22,450.00 (**)	42,639.73	65,089.73	5,536.00
900	22,450.00 (**)	42,639.73	65,089.73	5,536.00
1000	22,450.00 (**)	42,639.73	65,089.73	5,536.00

(*) Conexión en Puesto Medición Intemperie (PMI)

(**) Conexión en celda de Subestación (CELDA)

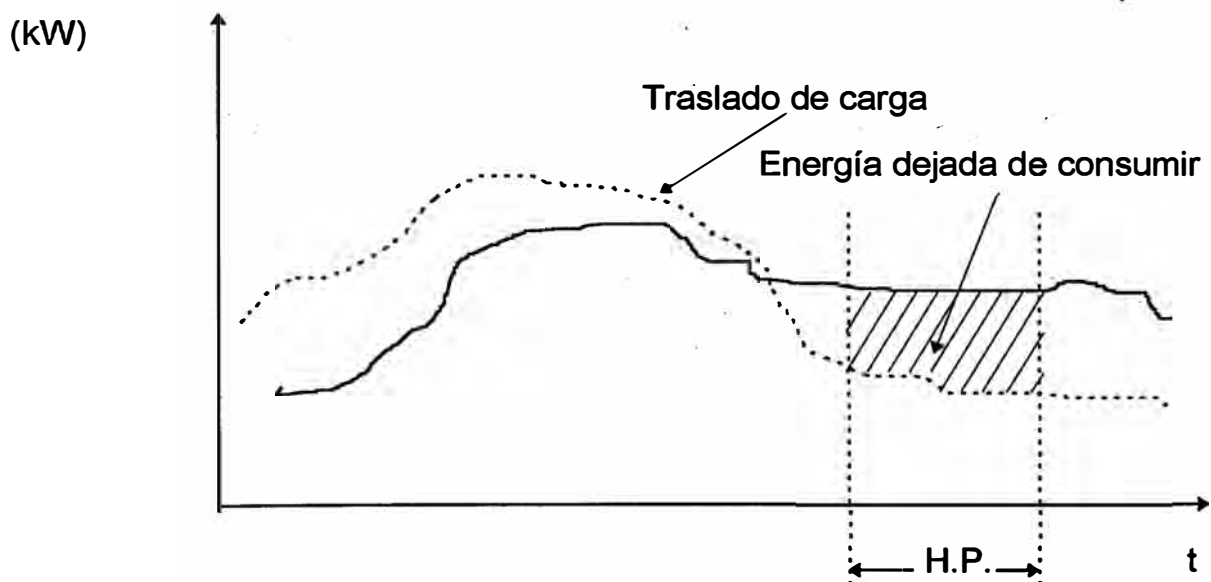
Los equipos de medida normado por las empresas eléctricas de Lima son las siguientes:

- Medidor Electrónico ALPHA A1R-AL Marca ABB, con clase de precisión 0.5.
- Medidor Electrónico QUANTUM ST-Q101 Marca SCHLUMBERGER, con clase de precisión 0.2.

4.7. Técnicas de reducción de Máxima Demanda y de Energía

Existen otras alternativas para reducir los costos de energía eléctrica, además de optar por un cambio tarifario, pero estas demandarán cambiar los hábitos de trabajo y/o recurrir a otras fuentes alternas de energía. Entre estas técnicas tenemos

a) Modulación de Carga .- Consiste en cambiar todo un esquema de horario laboral establecido, con el fin de trasladar los procesos de producción fuera de las horas punta, evitando tener la calificación de cliente con presencia en punta (tarifas BT3,4; MT3,4). Esta modulación de carga está sujeta a la evaluación de costos, porque se debe analizar primero si conviene dejar de producir por tener precios bajos en las tarifas o éstas tienen poco significado al producir en las horas de punta (beneficio/costo).



b) Evaluación en el uso del Grupo Electrónico en horas de punta.- Si en la alternativa anterior no es posible establecer un régimen de trabajo que permita trasladar la carga a horas fuera de punta, entonces recurrimos a fuentes alternas de energía como es el Grupo Electrónico. Estas servirán para cubrir la demanda en forma parcial del consumo de energía en horas

de punta, pero también debemos indicar que ellas están sujetas a los costos que demandarían producir los kW.h (combustible, lubricantes, mantenimiento, etc.), y evaluar si se cuenta con un Grupo Electrógeno o se debe comprar una nueva.

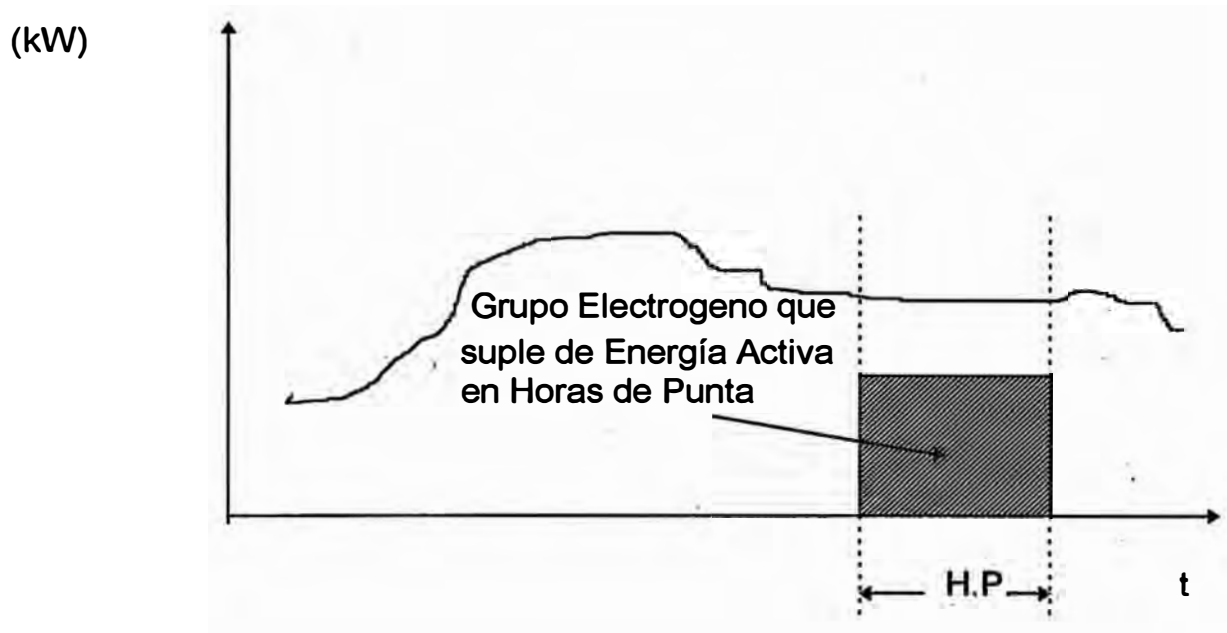
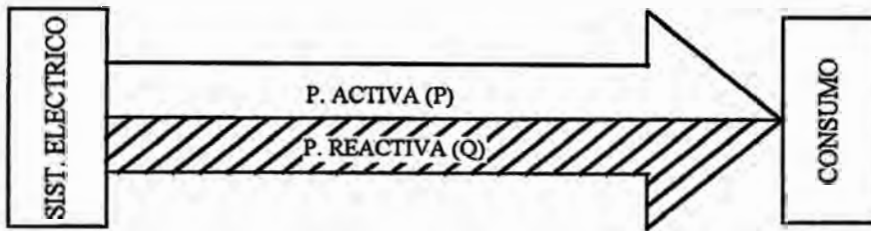


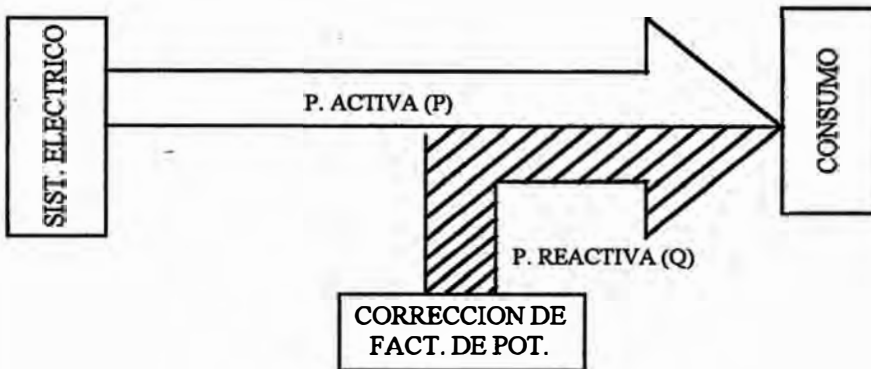
FIGURA 9

c) Corrección del factor de potencia .- Además de las anteriores alternativas para disminuir el costo del consumo de la energía activa, está la alternativa de reducir el consumo de la energía reactiva mediante la compensación de ésta para corregir el factor de potencia, sabiendo que lo que se factura es el exceso del 30 % de la energía activa. Para ello debemos considerar lo siguiente

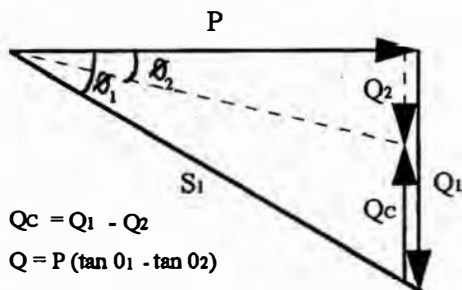
$$(ER/EA = \tan \phi \leq 30 \%)$$



A) SISTEMA SIN COMPENSACION



B) SISTEMA COMPENSADO



$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

$$Q = P (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

Donde :

$$\tan \theta_2 = ER/EA = 30 \% (\text{ó menor})$$

θ_1 : ANG. DESFASAJE INIC.

θ_2 : ANG. DESPUES DE LA COMPENSACION

S_1 : POT. TOTAL INICIAL

S_2 : POT. DESPUES DE LA COMPENSACION

P : POTENCIA ACTIVA

Q_1 : POT. REACTIVA INIC.

Q_2 : POT. REACTIVA DESPUES DE LA COMPENSACION

Q_c : POTENCIA DEL EQUIPO COMPENSADOR

C) DIAGRAMA FASORIAL

4.8. Análisis Económico en la definición de la tarifa

La evaluación se hace considerando 2 aspectos :

a) **Ahorro Optimo** .- Se determina mediante la comparación del importe total (dólares) en cada tarifa con la tarifa actual que tiene el suministro, la que dará como resultado el ahorro porcentual en cada tarifa. Asimismo,

indicará si será necesario cambiar sólo de tarifa o también el nivel de tensión de B.T. a M.T.

b) Tiempo de Recupero .- Para determinar el tiempo de recupero de capital de una inversión se tener en cuenta lo siguiente :

* AOM : Ahorro Optimo Mensual obtenido en el cambio tarifario

* t : número de periodos en un año = 12

* i : tasa de interés efectiva

* r : tasa de interés nominal anual : $r = t*((1+i)^{1/t} - 1)$

* AVNR : Anualidad del ahorro mensual : $AVNR = AOM*(1+r/t)^t$

* VNR : Inversión

La fórmula a aplicar para determinar el periodo en el cual se recuperará la inversión es la siguiente:

$$n = \text{Ln}(-AVNR/(VNR*i-AVNR))/\text{Ln}(1 + i), \text{ vida útil en años.}$$

Finalmente multiplicando por 12 obtenendremos el número de meses.

Variando la tasa de descuento hallaremos diferentes periodos de recupero de capital :

CUADRO N° 3

i (tasa nom.)	r (tasa eficaz)	n (meses)
4%	0,33%	
5%	0,41%	
6%	0,49%	
7%	0,57%	
8%	0,64%	
9%	0,72%	
10%	0,80%	
11%	0,87%	
12%	0,95%	
13%	1,02%	
14%	1,10%	
15%	1,17%	

CAPITULO V

APLICACION DEL MODELO DE SELECCION DE OPCIONES TARIFARIAS

5.1. Datos Generales de la Industria

5.1.1. Descripción General

La planta **FIDEOS S.A.** se encuentra ubicada en la Av. Aguas Verdes con esquina de la Av. Tarapoto Distrito de Bellavista - Callao, la cual se abastece de energía eléctrica proveniente del Concesionario de Distribución Norte a la tensión nominal de 10 kV, llegando dicha energía a través de una línea aérea particular a la Sub-Estación de la planta desde la cual se transforma la tensión de 10 kV a 440 V mediante dos (02) transformadores para ser distribuida por un tablero general de 440 V hacia toda la planta y hacia un transformador de 440 V a 220 V que alimenta el tablero general de 220 V.

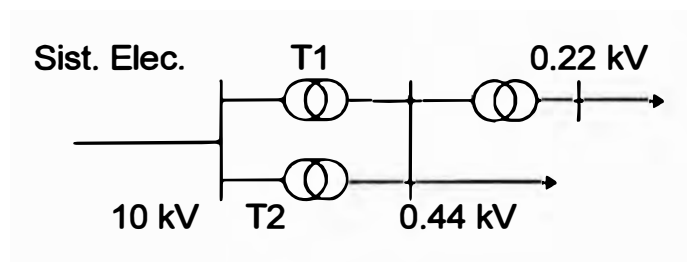


FIGURA 10

El suministro de la planta **FIDEOS S.A.** tiene las siguientes características:

Nº suministro	0123456
Tarifa	MT2
Potencia Límite	800 kW

Nota : La tarifa actual corresponde a la anteriormente designada tarifa agropecuaria mayor.

5.1.2 Proceso de Producción

La planta **FIDEOS S.A.** se dedica a la elaboración de fideos, y productos similares, que mensualmente registra una producción semanal típica y una producción diaria típica.

Durante la semana, sus períodos laborables son de lunes a sábado con una carga variable entre los 580 kW a 750 kW y los domingos disminuye entre los 90 kW y 110 kW.

En un día típico, su carga normalmente varía entre los 580 kW a 640 kW durante las 24 horas, pero existe una disminución de carga aproximadamente entre las 07:30 horas y las 09:30 horas, que probablemente sea por algún cambio de turno.

5.1.3. Análisis del Diagrama de Carga

El régimen de carga de la planta corresponde al de un sector de mediana industria. En la siguiente página se muestra los diagramas de carga diario, semanal y mensual.

DIAGRAMA DE CARGA MENSUAL

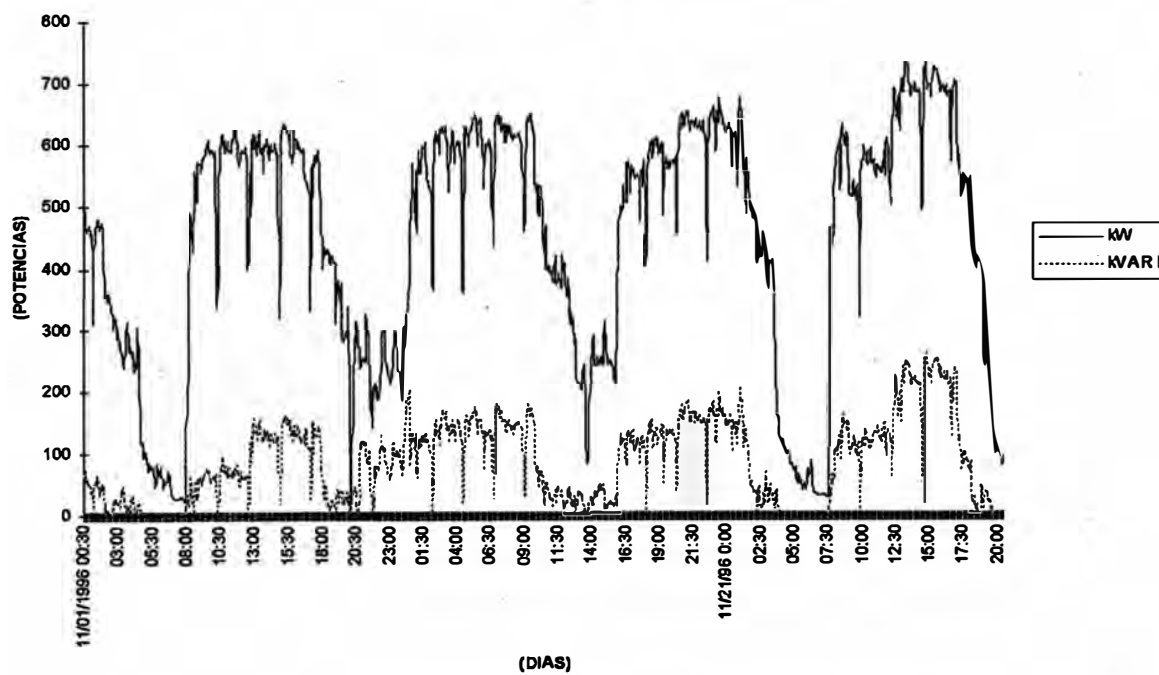


DIAGRAMA DE CARGA SEMANAL (del domingo 11 al sábado 17)

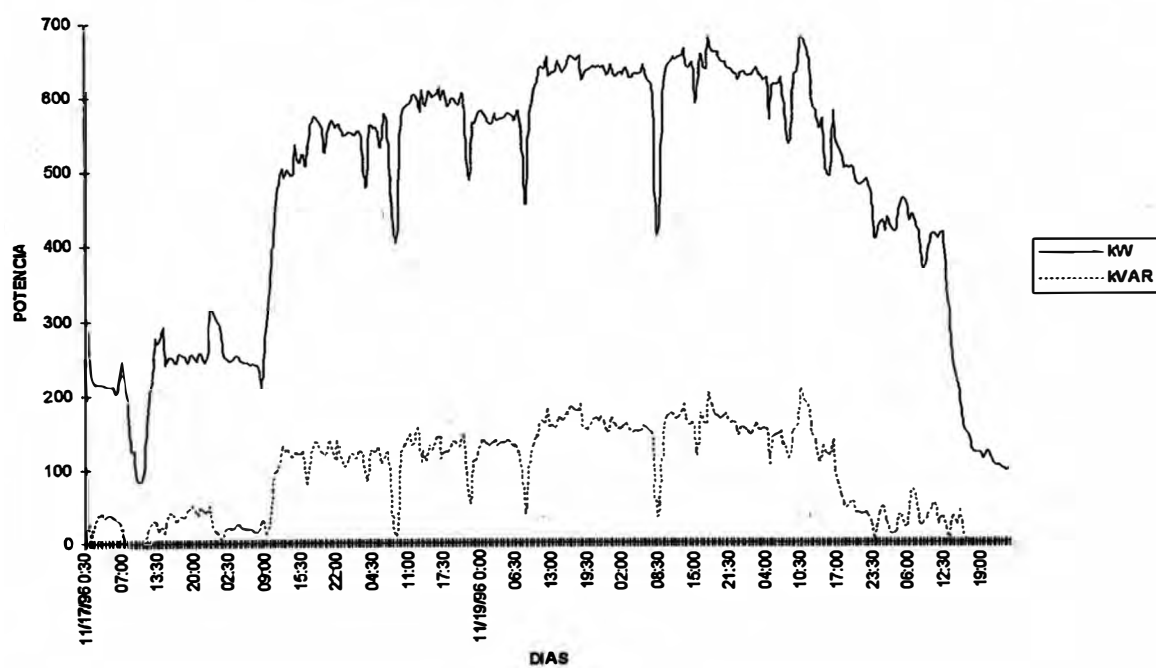


DIAGRAMA DE CARGA DE UN DIA LABORABLE (dia miercoles)

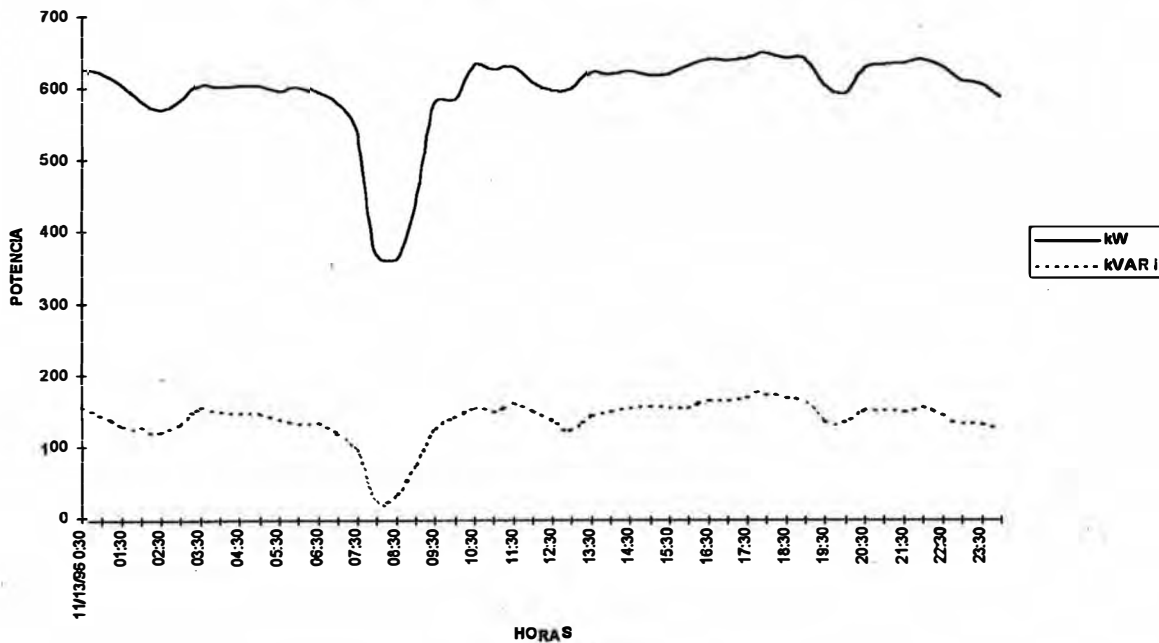
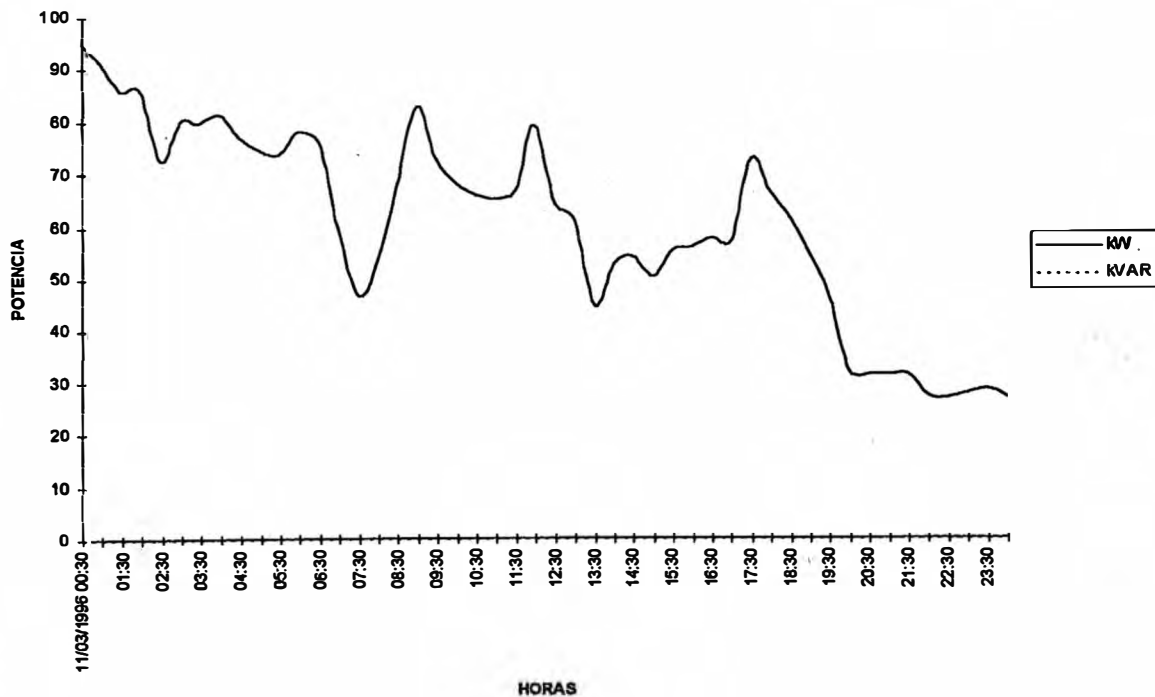


DIAGRAMA DE CARGA DE UN DIA NO LABORABLE (domingo)



De los diagramas anteriores se observa que su régimen de carga no permite la modulación de ésta.

Haciendo una previa definición concluimos que la tarifa menos desfavorable sería la MT3 o la MT4 en Punta. Para una mayor precisión de la definición de la tarifa a elegir, se debe realizar un cálculo que considere el precio de la tarifa y el consumo del usuario.

5.1.4. Determinación de Datos Energéticos

a) **Registro de Parámetros Eléctricos** .- De los mediciones realizadas se ha obtenido los siguientes registros :

DEM.MAX REGISTRADA :	800,00	kW
DEM.MAX REG.H.P. :	744,00	kW
ENERGIA ACTIVA H.P. :	68301,40	kW.h
ENERGIA ACTIVA F.P. :	254967,60	kW.h
ENERGIA REACTIVA :	64007,90	kVAR.h

b) Datos de Facturación

TARIFA ACTUAL :	MT2
CALIFICACION ACTUAL :	NO TIENE
CALIFICACION REAL :	0,57

5.1.5. Simulación Tarifaria

Con los parámetros registrados y la información obtenida de los datos de facturación se realiza un primera simulación que permitirá obtener un resultado preliminar.

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

NOMBRE DE CLIENTE: FIDEOS S.A.
 SUMINISTRO : 0123456
 EDELSUR/EDELNOR?:EDELNOR

- 1) Potencia Limite (kW) 800,00
 2) Potenc.Contrat.<PC> ó Máx.Dem.leída<DM>H.PUNTA ? : DM
 - Medición de Máxima Demanda en Horas Punta (kW) : 744,00
 3) Contrat.de Pot.<CP> ó Medic.de Dem.MAXIMA<DM> ? : DM
 - Demanda Máxima de Potencia Suministrada (kW) : 800,00
 4) Calificación de Cliente: En Punta<HP> ó F. HP
 5) Energía Activa:
 a) En Punta (kWh) : 68 301,40
 b) F. de Punta (kWh) : 254 967,60
 6) E. Reactiva (kVARh) : 0,00
 7) Exceso de Potencia : 56,00

MES : ENERO 97

T/JCAMB.: 2,865 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3	HP	MT4	HP	BT2	BT3	HP	BT4	HP
P.CONTRAT (kW)		744,00	744,00	800,00		800,00		744,00	800,00		800,00	
EN H.P.	S/.	21 375,13	21 375,13	18 840,00		18 840,00		42 623,76	43 304,00		43 304,00	
	US\$	8 020,68	8 020,68	7 069,42		7 069,42		15 993,91	16 249,16		16 249,16	
DEM. MAX	%	39,93%	39,93%	37,24%		36,18%		51,99%	53,19%		52,05%	
E.A. HP (kWh)	S/.	11 611,24	11 611,24	11 611,24				13 940,32	13 940,32			
	US\$	4 356,94	4 356,94	4 356,94				5 230,89	5 230,89			
68301,4	%	21,69%	21,69%	22,95%				17,00%	17,12%			
E.A. HFP (kWh)	S/.	20 142,44	20 142,44	20 142,44		33 232,05		24 170,93	24 170,93		39 891,39	
	US\$	7 558,14	7 558,14	7 558,14		12 469,81		9 069,77	9 069,77		14 968,63	
254967,6	%	37,63%	37,63%	39,81%		63,82%		29,48%	29,69%		47,95%	
EXC. POT. (kW)		56,00	56,00					56,00				
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.	400,40	400,40					1248,24				
	US\$	150,24	150,24					468,38				
	%	0,75%	0,75%					1,52%				
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
	US\$	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
0,00	%	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%		0,00%	0,00%		0,00%	
TOTAL. SERVELEC.	S/.	53 529,20	53 529,20	50 593,68		52 072,05		81 983,24	81 415,24		83 195,39	
	US\$	20 086,00	20 086,00	18 984,49		19 539,23		30 762,91	30 549,81		31 217,78	
IGV	S/.	9 635,26	9 635,26	9 108,86		9 372,97		14 756,98	14 654,74		14 975,17	
	US\$	3 615,48	3 615,48	3 417,21		3 517,06		5 537,33	5 498,97		5 619,20	
TOT. GRAL	S/.	63 164,46	63 164,46	59 700,54		61 445,02		96 740,22	96 069,99		98 170,57	
	US\$	23 701,48	23 701,48	22 401,70		23 056,29		36 300,27	36 048,78		36 836,99	
% RESPECTO A		MT2	0%	-5%		-3%		53%	52%		55%	
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/kWh	0,20	0,20	0,18		0,19		0,30	0,30		0,30	
	US\$/kWh	0,07	0,07	0,07		0,07		0,11	0,11		0,11	
AHORRO MENSUAL EN US\$:		0,00	0,00	-1 299,78		-645,19		12 598,79	12 347,29		13 135,50	

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye en

Se observa en los resultados de la simulación que la mejor opción tarifaria es la MT3 Presente en Punta.

Como es un suministro en media tensión no será necesario realizar ninguna otra inversión para reducir sus costos de producción, por lo que se verá obligado a buscar otras alternativas para disminuirlos.

5.1.6. Evaluación en el uso del Grupo Electrónico en horas de punta

El ahorro mensual podría ser aún mejor si reduce el consumo de la energía en horas de punta del sistema (para ser calificado en horas fuera de punta), sufriendo de energía en estas horas, utilizando un grupo eléctrico, (siempre que el costo de kw/h sea menor que el costo de la tarifas).

Para esto el usuario cuenta con un Grupo Electrónico modelo 3508TA, cuyas características y costos de operación y mantenimiento son las siguientes:

DATOS PARA USO DE GRUPO ELECTROGENO EN HP			
CARGA MAXIMA :	744		
FACTOR CARGA :	61%		
CARGA MEDIA :	455		
ALTERNATIVAS & RATINGS			
MODELO	3508TA	3512TA	3516TA
KWE	820	830	900
RPM	1800	1200	1200
RATING	PRIME	PRIME	PRIME
PRECIO US\$	130000	160000	220000
COSTOS PARA 3000 HRS ANUALES			
DEPREC. AÑOS	15	22	29
US\$/AÑO	8835	7273	7512
US\$/HR	2.94	2.42	2.5
US\$/KW-HR	0.006	0.005	0.005
COMBUSTIBLE (1.1 US\$/GALON)			
US\$/KW-HR	0.085	0.085	0.085
MANT. & REPARACIONES			
US\$/KW-HR	0.012	0.010	0.010
TOT. (US\$/KW-HR)	0.103	0.100	0.100

Para calificar como Cliente Presente F. de Punta debe cumplir lo siguiente :

$$\text{Energ. Act. H. Punta} = 75 * \text{Dem. Max.} = 75 * 800 - \Delta$$

$$\approx 56\,767,31 \text{ kW.h (18\% de Energ. Act. Total)}$$

La energía a ser sustituida con el Grupo E. será :

$$68301.40 \text{ kW.h} - 56767.31 \text{ kW.h} = 11534.09 \text{ kW-h}$$

cuyo costo total aplicado con el precio unitario de la energía con el G.E.

será de 1 188,11 Dólares

Segunda Simulación

Haciendo una nueva simulación con las nuevas condiciones, tendremos que la energía activa en horas de punta deberá ser el 18% del total de la energía activa :

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	800,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	800,00
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	744,00
4) Calific. de Cliente:	0,47
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	56 767,31
b) F. de Punta (kW.h) :	266 501,69
6) Energía React. (kVAR.h) :	64 007,90
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,665
8) Tarifa Actual :	MT2

18% ←
82% ←

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON												
OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3	FP	MT4	FP	BT2	BT3	FP	BT4	FP
P.CONTRAT. EN H.P.	(kW) S/.	744,00 21 375,12	744,00 21 375,12	800,00 11 264,00		800,00 11 264,00		744,00 42 623,76	800,00 27 264,00		800,00 27 264,00	
	US\$	8 020,68	8 020,68	4 226,64		4 226,64		15 993,91	10 230,39		10 230,39	
DEM. MAX	%	39,83%	39,93%	22,26%		21,63%		51,99%	33,49%		32,77%	
E.A. HP (kWh)	S/.	11 611,24	11 611,24	11 611,24				13 940,32	13 940,32			
	US\$	4 356,94	4 356,94	4 356,94				5 230,89	5 230,89			
56767,31	%	21,69%	21,69%	22,95%				17,00%	17,12%			
E.A. HFP (kWh)	S/.	20 142,44	20 142,44	20 142,44		33 232,05		24 170,93	24 170,93		39 891,39	
	US\$	7 558,14	7 558,14	7 558,14		12 469,81		9 069,77	9 069,77		14 968,63	
266 501,69	%	37,63%	37,63%	39,81%		63,82%		29,48%	29,69%		47,95%	
EXC. POT. REG. EN HORAS F. DE PUNTA	(kW) S/.	56,00 400,40	56,00 400,40					56,00 1248,24				
	US\$	150,24	150,24					468,38				
	%	0,75%	0,75%					1,52%				
E.R. (kVarh)	S/.	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
	US\$	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
0,00	%	0,00%	0,00%	0,00%		0,00%		0,00%	0,00%		0,00%	
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.	53 529,20	53 529,20	43 017,68		44 496,05		81 983,24	65 375,24		67 155,39	
	US\$	20 086,00	20 086,00	16 141,72		16 696,46		30 762,94	24 531,05		25 199,02	
IGV	S/.	9 635,26	9 635,26	7 743,18		8 009,29		14 756,98	11 767,54		12 087,97	
	US\$	3 615,48	3 615,48	2 905,51		3 005,36		5 537,33	4 415,59		4 535,82	
TOT. GRAL	S/.	63 164,46	63 164,46	50 760,86		52 505,34		96 740,22	77 142,79		79 243,37	
	US\$	23 701,48	23 701,48	19 047,23		19 701,82		36 300,27	28 946,64		29 734,85	
% RESPECTO A			0%	-20%		-17%		53%	22%		25%	
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/kWh US\$/kWh	0,20 0,07	0,20 0,07	0,16 0,06		0,16 0,06		0,30 0,11	0,24 0,09		0,25 0,09	
AHORRO MENSUAL EN US\$:			0,00	-4 654,26		-3 999,67		12 598,79	5 245,15		6 033,36	

(+): Se incrementa en ; (-): Disminuye en

Resultado Optimo de la segunda simulación

Se observa en los resultados de la nueva simulación que la mejor opción tarifaria es la MT3 Presente en Fuera de Punta.

Tiempo de Recupero de la segunda simulación

El tiempo de recupero de capital será de la siguiente manera

Inversión	i	r	AHORRO	AHORRO	AHORRO
A Realizar	(tasa nominal)	(tasa eficaz)	0,00	(\$3 527,10)	(\$2 872,51)
			n (meses)		
	4%	0,33%		2	2
MEDIDOR	5%	0,41%		2	2
ELECTRON.	6%	0,49%		2	2
\$5 536,00	7%	0,57%		2	2
	8%	0,64%		2	3
COSTO DE	9%	0,72%		2	3
ENERGIA	10%	0,80%		2	3
\$1 127,15	11%	0,87%		2	3
	12%	0,95%		2	3
	13%	1,02%		2	3
	14%	1,10%		2	3
	15%	1,17%		2	3

5.1.7. Análisis Económico en la definición de la tarifa

La opción más conveniente para la planta **FIDEOS S.A.**, es la tarifa **MT3** con Calificación Presente Fuera de Punta que le permite ahorrar mensualmente **US\$ 4 654,36** (Dólares Americanos); y cuya inversión a realizar únicamente es el Medidor Electrónico, que según el último cuadro el tiempo óptimo de recupero de capital es de 2 meses a cualquier valor de tasa de interés.

5.2. Aplicación del Modelo en otros casos reales

a) Cargas Menores a 50 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	500,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	56,80
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	28,40
4) Calific. de Cliente:	0,17
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	1 434,50
b) F. de Punta (kW.h) :	11 226,40
6) Energía React. (kVAR.h) :	0,00
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT4

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

1) Potencia Limite (kW) 500

2) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXIMA <DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 56,80

3) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. Punta <FP> ? : FP

4) Energía Activa:

 a) En Punta 1

 b) F. de Punta (kWh) 11

MES : NOVIEMBRE 96

5) E. Reactiva (kVARh): 0,00

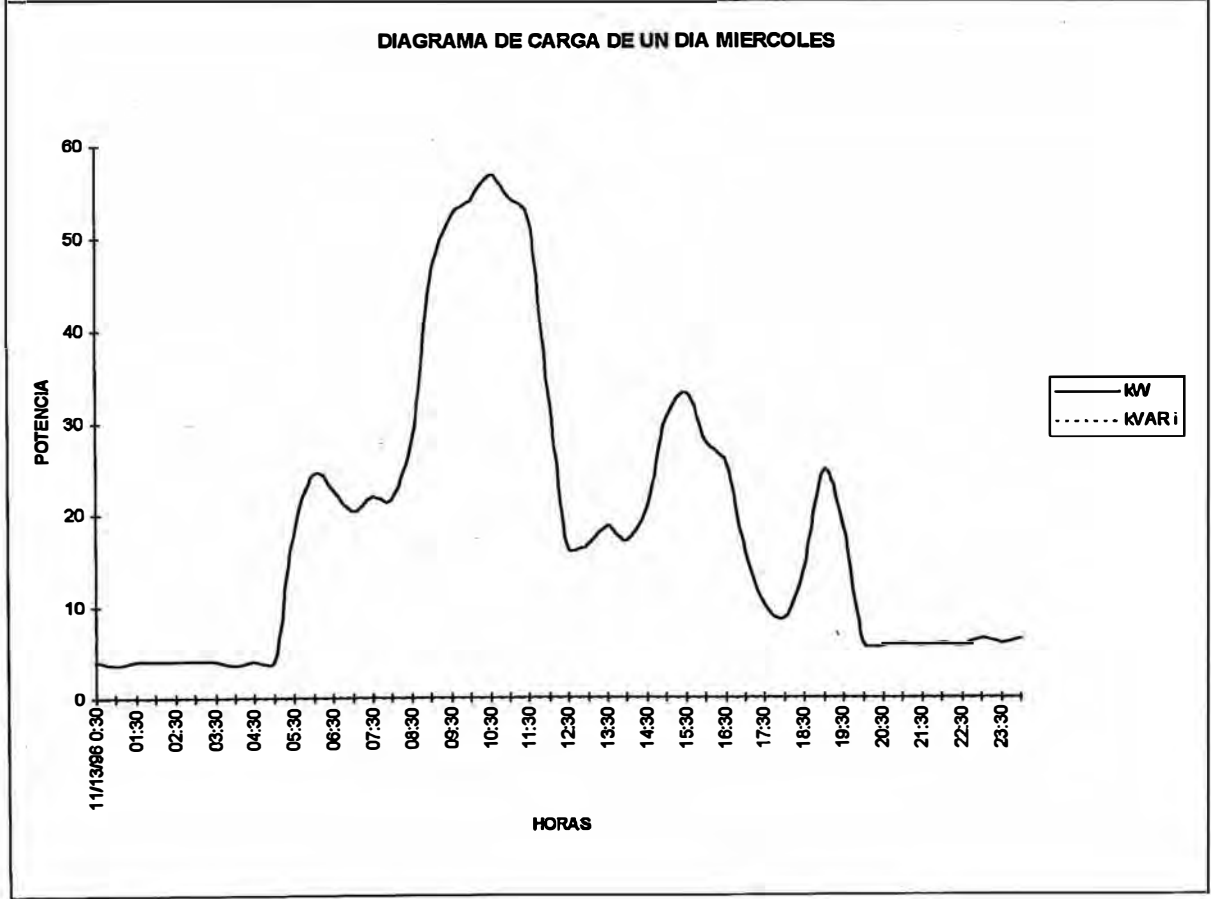
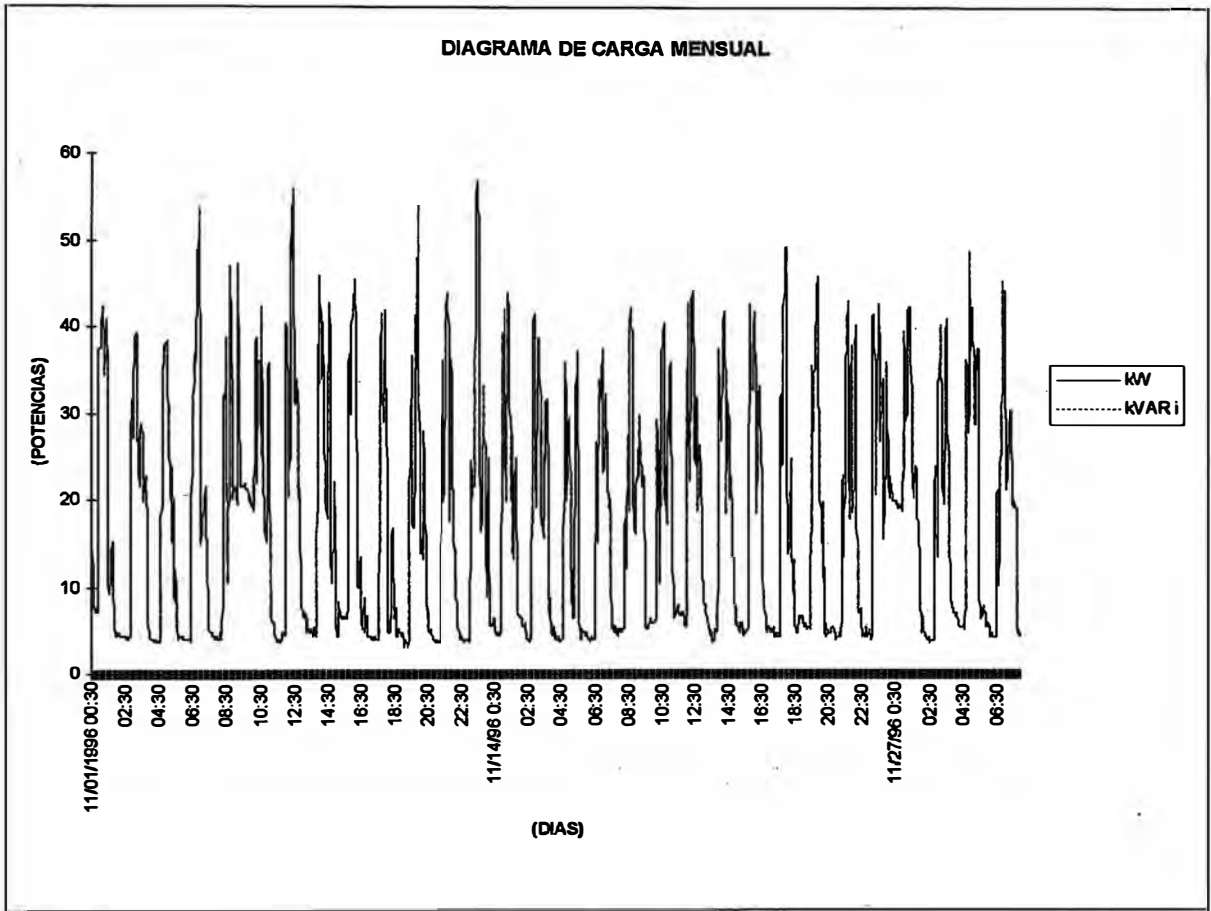
T./CAMB.: 2,6 Soles/US\$

6) Exceso de Potencia : 28,40

OPCION TARIFARIA		MT4 HP	MT2	MT3 FP	MT4 FP	BT2	BT3 FP	BT4 FP
P.CONTRAT.	(kW)	56,80	28,40	56,80	56,80	28,40	56,80	56,80
EN H.P.	S/.	1	815,2	799,07	799,07	1	1	1
	US\$	512,0	312,3	306,1	306,1	622,85	741,0	741,0
DEM. MAX.	%	50,66	38,11	41,62	38,04	45,11	58,97	55,32
E.A. HP	S/.		241,7	241,7		290,20	290,20	
(kWh)	US\$		92,6	92,6		111,	111,	
1434,	%		11,30	12,59		8,05	8,85	
E.A. HFP	S/.	1	879,03	879,03	1	1	1	1
(kWh)	US\$	498,67	336,79	336,79	498,67	404,32	404,32	598,60
11226,	%	49,34	41,10	45,79	61,96	29,28	32,18	44,68
EXC. POT.	(kW)		28,40			28,40		
REG. EN	S/.		202,9			632,49		
HORAS F.	US\$		77,74			242,33		
DE PUNTA	%		9,49			17,55		
E.R.	S/.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
(kVARh)	US\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL	S/.	2 638,02	2	1	2	3 603,60	3 279,58	3 496,46
SERV.ELEC.	US\$	1	819,4	735,56	804,83	1	1	1
IGV	S/.	474,84	385,00	345,57	378,1	648,65	590,33	629,36
	US\$	181,9	147,5	132,4	144,8	248,52	226,1	241,1
TOT. GRAL	S/.	3	2 523,88	2 265,38	2 478,72	4 252,25	3	4
	US\$	1	967,00	867,96	949,70	1	1	1
% RESPECTO A	MT4 HP		-	-27%	-20%	37%	24%	33%
TOT.FACT.	S/./kWh	0,25	0,20	0,1	0,20	0,34	0,3	0,33
E.ACTIVA	US\$/kWh	0,09	0,08	0,07	0,08	0,1	0,1	0,1
AHORRO MENSUAL EN US\$:			-225,67	-324,71	-242,97	436,55	290,05	388,11

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



b) Cargas Menores a 150 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	430,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	140,16
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	76,92
4) Calific. de Cliente:	0,12
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	2 489,19
b) F. de Punta (kW.h) :	21 426,57
6) Energía React. (kVAR.h) :	7 295,82
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT2

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

- 1) Potencia Limite (kW) 430
2) Potenc. Contrat. <PC> ó Máx. Dem. leída <DM> H.PUNTA ? :
- Medición de Máxima Demanda en Horas Punta (kW) 76,92
3) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXIMA <DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 140,1
4) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. FP
5) Energía Activa:
a) En Punta 2
b) F. de Punta (kW.h) 21
6) E. Reactiva (kVARh): 121,0
7) Exceso de Potencia : 63,24

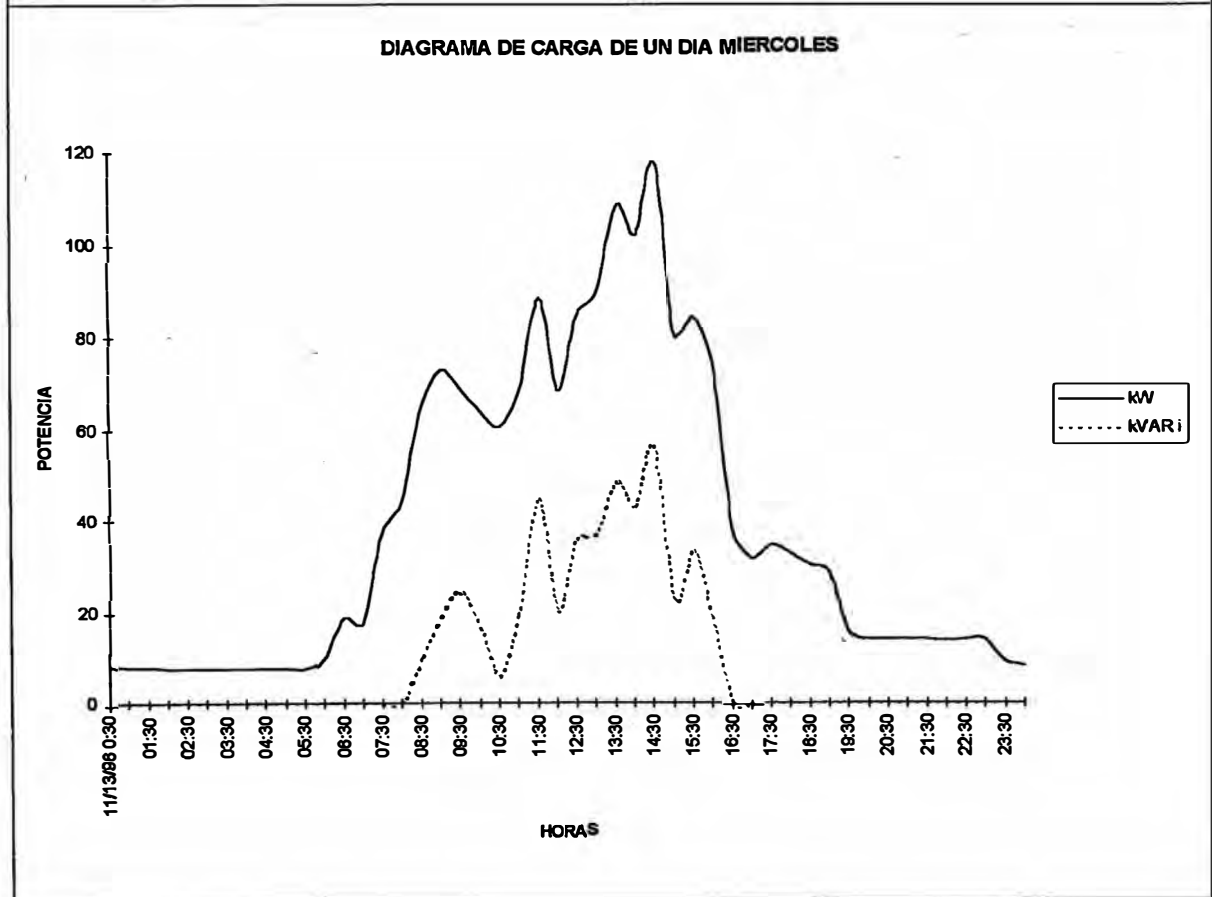
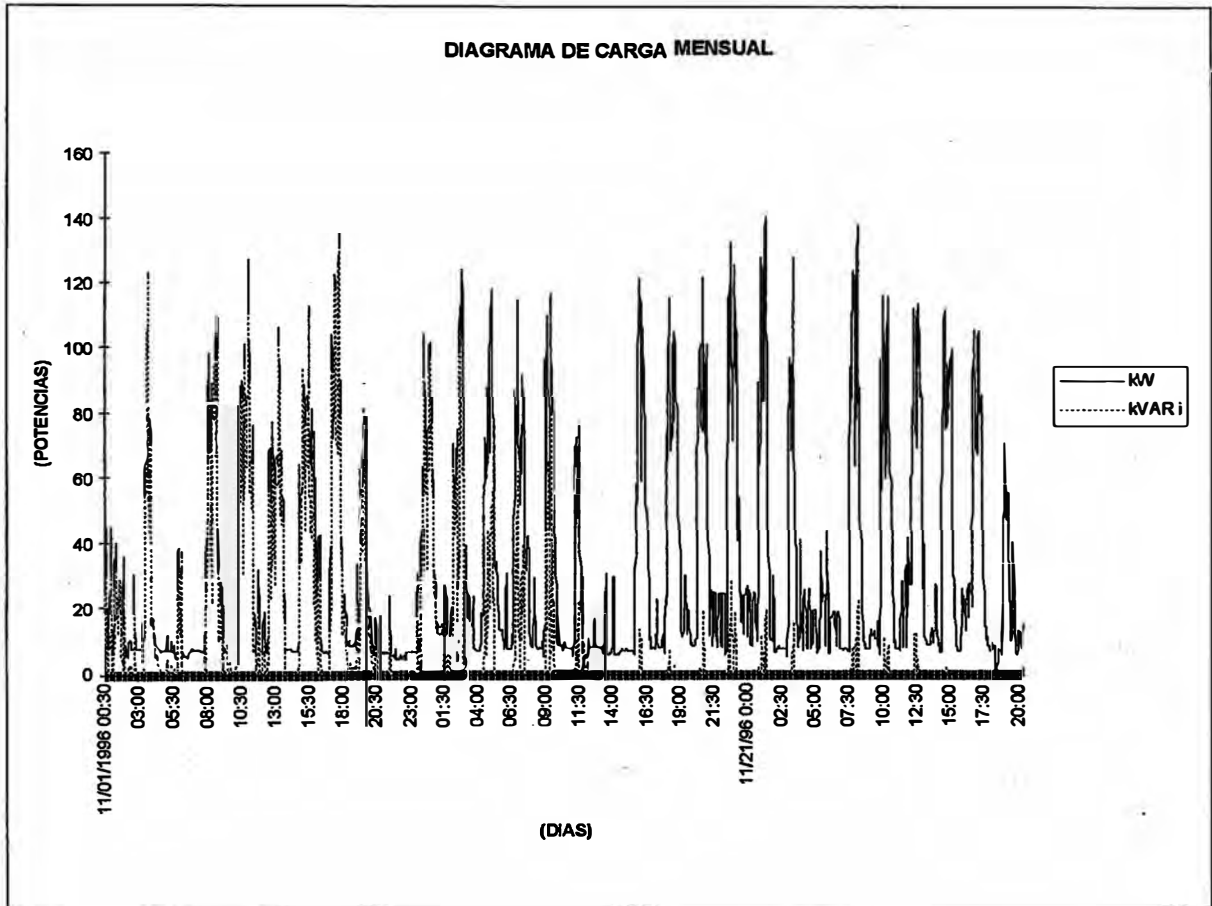
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3	FP	MT4	FP	BT2	BT3	FP	BT4	FP
P.CONTRAT. (kW)		76,92	76,92	140,1		140,1		76,92	140,1		140,1	
EN H.P.	S/.	2 208,02	2 208,02	1		1		4 402,95	4 772,60		4 772,60	
	US\$	845,98	845,98	755,48		755,48		1	1		1	
DEM. MAX.	%	48,38	46,38	48,41		44,47		52,84	65,43		61,76	
E.A. HP (kWh)	S/.	419,4	419,4	419,4				503,56	503,56			
	US\$	160,7	160,7	160,7				192,9	192,9			
2489,1	%	8,81	8,81	10,30				6,04	6,90			
E.A. HFP (kWh)	S/.	1	1	1		2 458,54		2	2		2	
	US\$	642,80	642,80	642,80		941,9		771,6	771,6		1	
21426,5	%	35,24	35,24	41,19		55,44		24,17	27,61		38,19	
EXC. POT. (kW)		63,24	63,24					63,24				
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.	451,8	451,8					1408,4				
	US\$	173,1	173,1					539,62				
	%	9,49	9,49					16,90				
E.R. (kVARh)	S/.	3,95	3,95	3,95		3,95		3,95	3,95		3,95	
	US\$	1,5	1,5	1,5		1,5		1,5	1,5		1,5	
121,0	%	0,05	0,08	0,10		0,09		0,05	0,05		0,05	
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.	4 760,92	4 760,92	4 072,88		4 434,29		8 332,96	7		7 727,75	
	US\$	1	1	1		1		3	2 794,72		2 960,83	
IGV	S/.	856,97	856,97	733,1		798,1		1	1		1	
	US\$	328,34	328,34	280,89		305,8		574,69	503,05		532,95	
TOT. GRAL	S/.	5	5	4 805,99		5 232,46		9 832,90	8		9	
	US\$	2	2	1		2 004,77		3 767,39	3 297,77		3 493,77	
% RESPECTO A		MT2	0%	-		-7%		75%	53%		62%	
TOT.FACT.	S/./kWh	0,23	0,23	0,20		0,22		0,4	0,36		0,38	
E.ACTIVA	US\$/kWh	0,09	0,09	0,08		0,08		0,1	0,1		0,1	
AHORRO MENSUAL EN US\$:			0,00	-311,07		-147,67		1 614,95	1 145,32		1 341,33	

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



c) Cargas Menores a 300 kW con presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	260,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	211,20
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	174,80
4) Calific. de Cliente:	0,46
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	14 415,14
b) F. de Punta (kW.h) :	48 707,80
6) Energía React. (kVAR.h) :	12 580,88
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT4

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

1) Potencia Limite (kW) 260

2) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXI MA <DM> ? : DM
 - Demanda Máxima de Potencia Suministrada 211,2

3) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. Punta <FP>?: HP

4) Energía Activa:

a) En Punta 14
 b) F. de Punta (kW.h) 48 707,80

MES : NOVIEMBRE 96

5) E. Reactiva (kVARh): 0,00

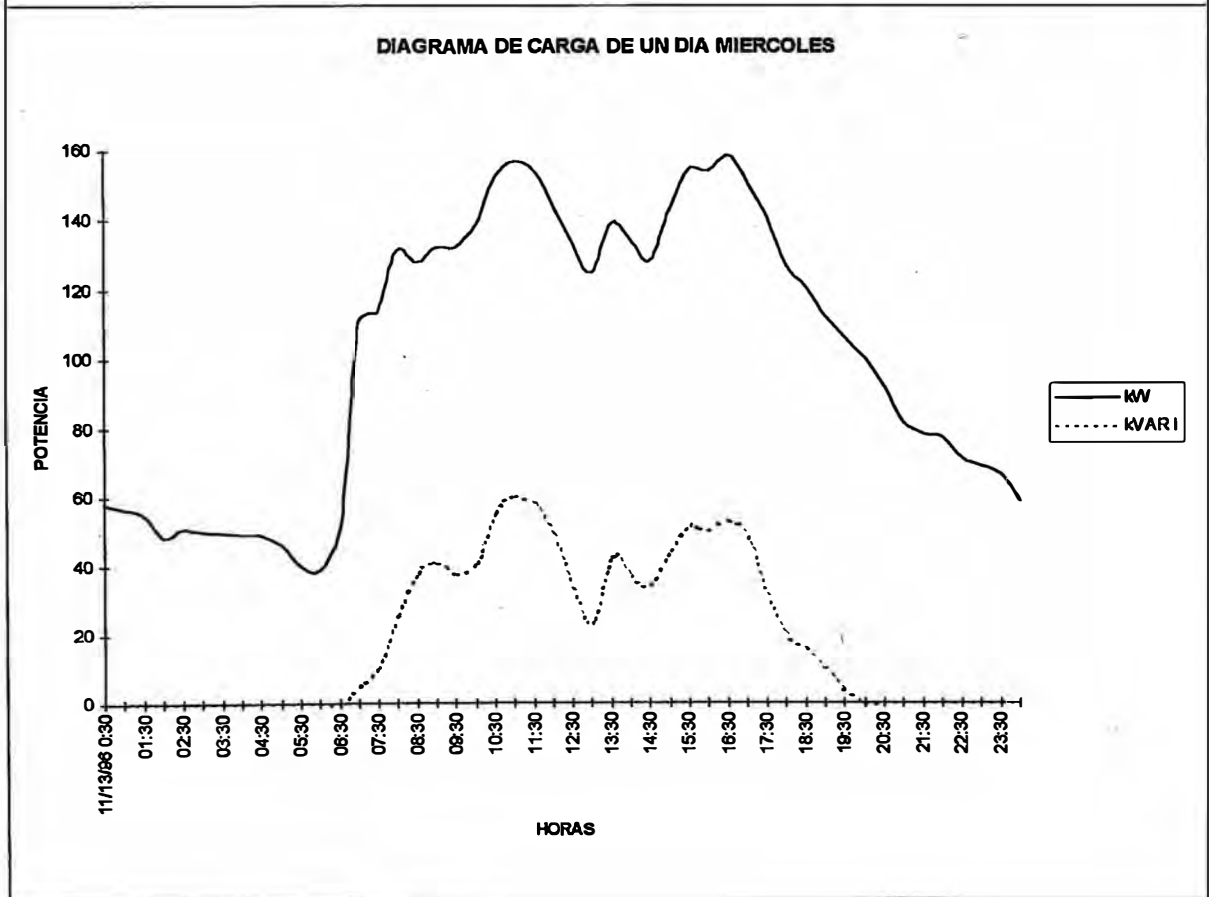
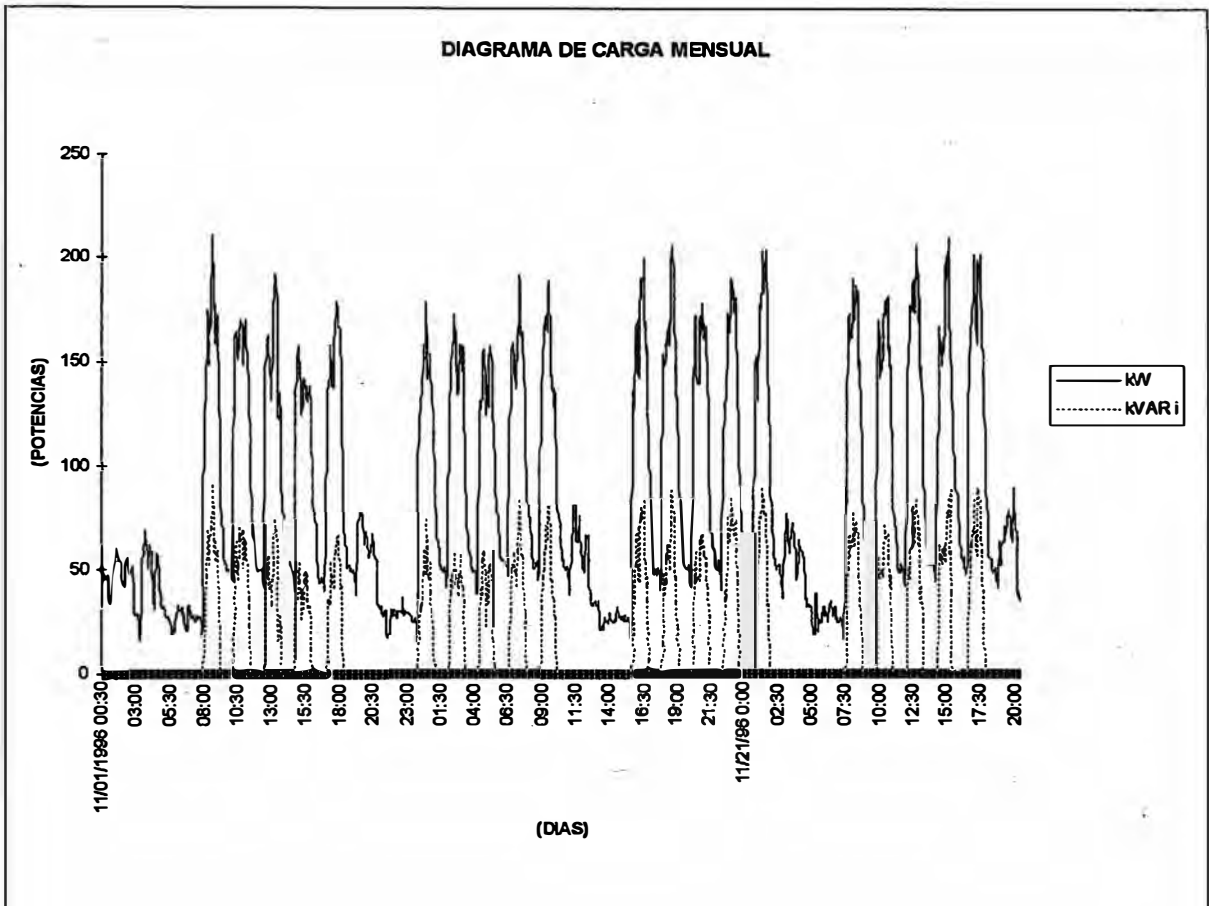
T./CAMB.: 2,6 Soles/US\$

6) Exceso de Potencia : 36,40

OPCION TARIFARIA		MT4 HP	MT2	MT3 HP	MT4 HP	BT2	BT3 HP	BT4 HP
P.CONTRAT. (kW)	S/.	211,2	174,8	211,2	211,2	174,8	211,2	211,2
EN H.P.	US\$	4 969,45	5	4 969,45	4 969,45	10	11	11
	%	1	1	1	1	3 833,59	4 376,44	4 376,44
DEM. MAX.	%	43,37	43,55	44,32	43,37	54,64	60,38	59,46
E.A. HP (kWh)	S/.		2 428,95	2 428,95		2	2	
14415,	US\$		930,63	930,63		1	1	
	%		21,08	21,66		15,93	15,42	
E.A. HFP (kWh)	S/.	6 489,04	3	3	6 489,04	4 578,53	4 578,53	7 789,37
48707,8	US\$	2 486,22	1	1	2 486,22	1	1	2 984,43
	%	56,63	33,10	34,01	56,63	25,00	24,20	40,54
EXC. POT. (kW)	S/.		36,40			36,40		
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	US\$		260,06			810,6		
	%		99,64			310,6		
	%		2,26			4,43		
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	US\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL SERV. ELEC.	S/.	11	11	11	11	18	18	19
IGV	US\$	4 390,23	4	4 295,87	4 390,23	7	7 247,98	7 360,88
	S/.	2 062,53	2 073,70	2	2 062,53	3 295,99	3	3
	US\$	790,24	794,52	773,26	790,24	1	1	1
TOT. GRAL	S/.	13	13	13	13	21	22 322,34	22 670,03
	US\$	5	5 208,52	5	5	8 278,56	8 552,62	8 685,84
% RESPECTO A		MT4 HP	1	-2%	0%	60%	65%	68%
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/./kWh	0,2	0,22	0,2	0,2	0,34	0,35	0,36
	US\$/kWh	0,08	0,08	0,08	0,08	0,1	0,1	0,1
AHORRO MENSUAL EN US\$:			28,05	-111,34	0,00	3 098,09	3 372,15	3 505,37

(+) : Se Incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 H. de Punta



d) Cargas Menores a 300 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	260,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	211,20
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	174,80
4) Calific. de Cliente:	0,46
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	14 415,14
b) F. de Punta (kW.h) :	48 707,80
6) Energía React. (kVAR.h) :	12 580,88
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT4

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

1) Potencia Limite (kW) 260

2) Contrat.de Pot.<CP> ó Medic.de Dem.MAXIMA<DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 211,2

3) Calificación de Cliente: En Punta<HP> ó F.Punta<FP>?: FP

4) Energía Activa:

a) En Punta 14
b) F. de Punta (kW.h) 48 707,80

MES : NOVIEMBRE 96

5) E. Reactiva (kVARh): 0,00

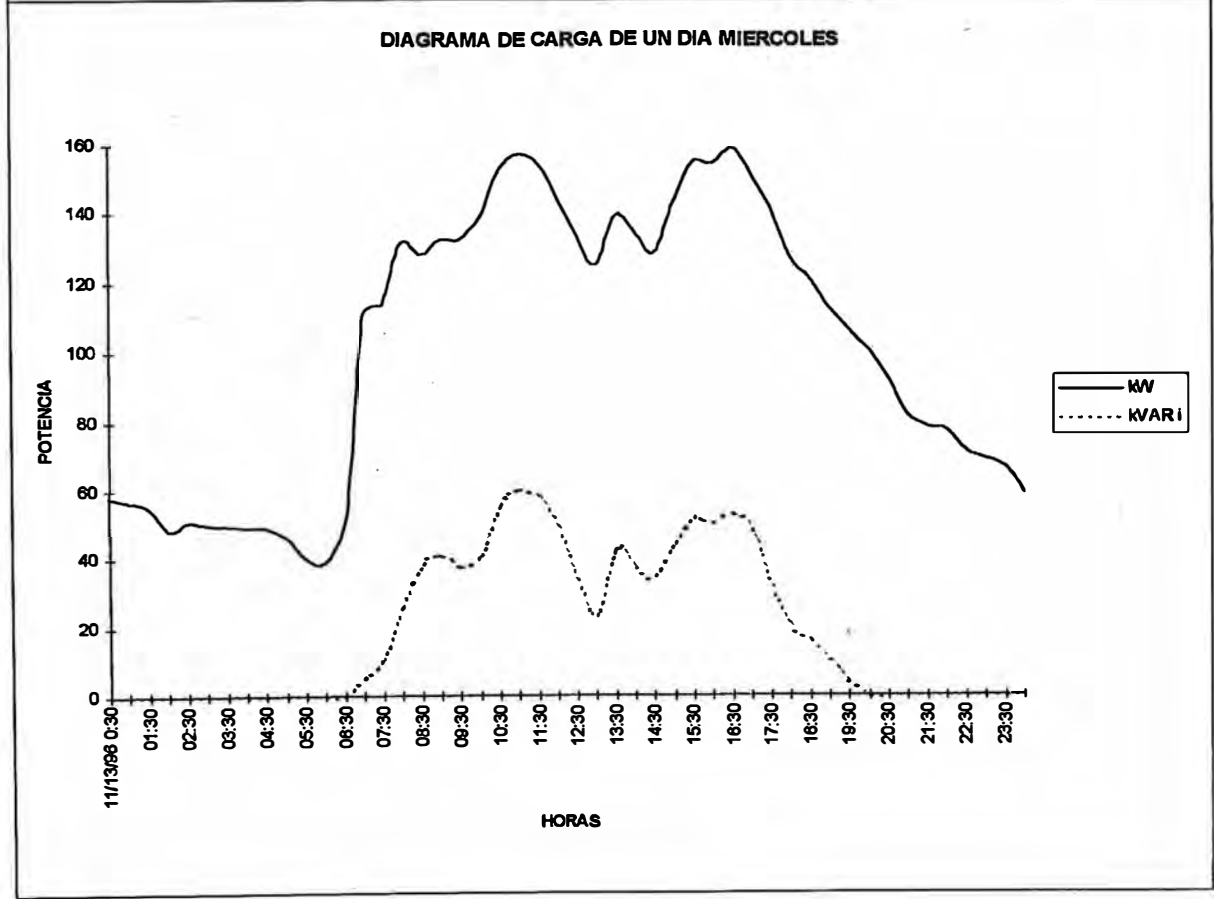
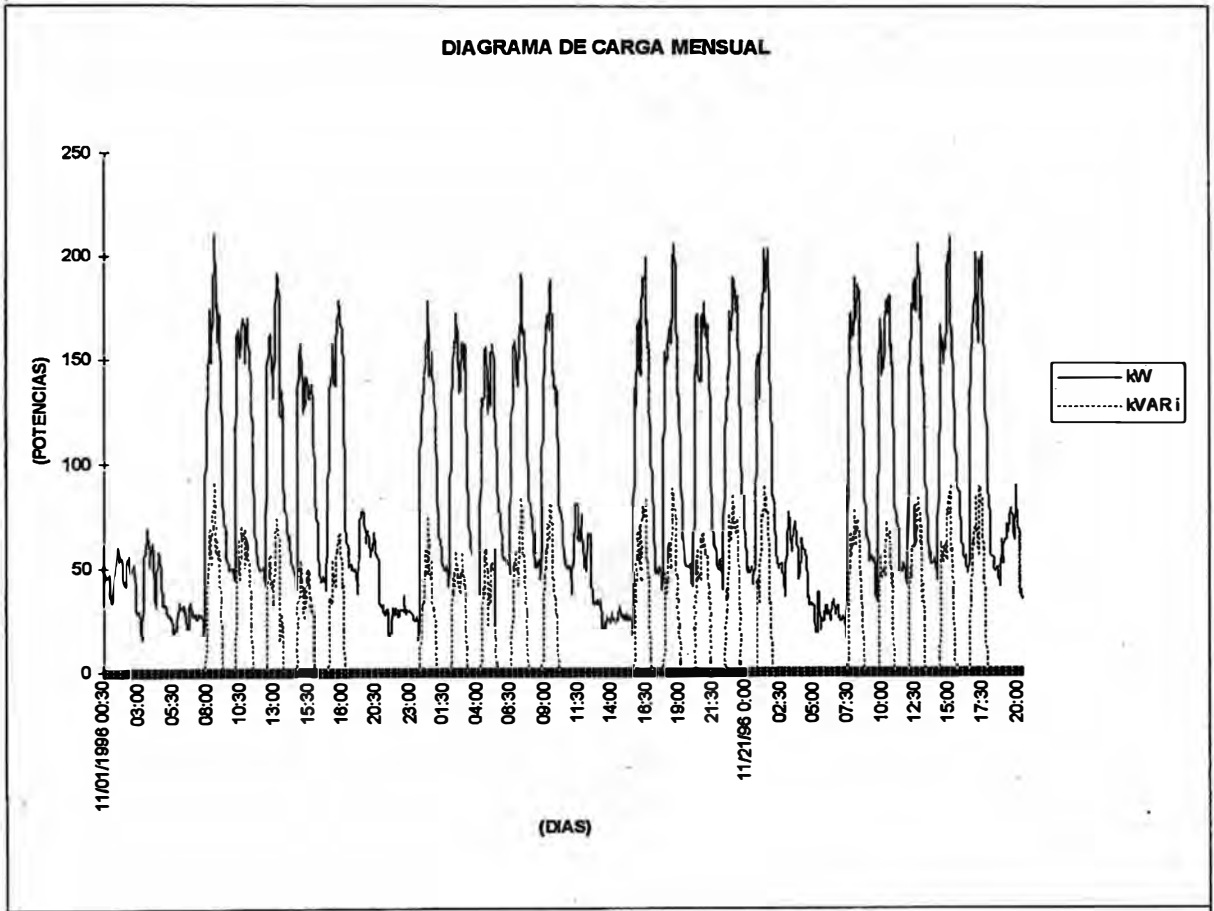
T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

6) Exceso de Potencia : 36,40

OPCION TARIFARIA		MT4 HP	MT2	MT3	FP	MT4	FP	BT2	BT3	FP	BT4	FP
P.CONTRAT.	(kW)	211,2	174,8	211,2		211,2		174,8	211,2		211,2	
EN H.P.	S/.	4 969,45	5	2		2		10	7		7	
	US\$	1	1	1		1		3 833,59	2 755,40		2 755,40	
DEM. MAX.	%	43,37	43,55	32,25		31,41		54,64	48,97		48,00	
E.A. HP	S/.		2 428,95	2 428,95				2	2			
(kW.h)	US\$		930,63	930,63				1	1			
14415,	%		21,08	26,36				15,93	19,86			
E.A. HFP	S/.	6 489,04	3	3		6 489,04		4 578,53	4 578,53		7 789,37	
(kW.h)	US\$	2 486,22	1	1		2 486,22		1	1		2 984,43	
48707,8	%	56,63	33,10	41,39		68,59		25,00	31,18		52,00	
EXC. POT.	(kW)		36,40					36,40				
REG. EN	S/.		260,06					810,6				
HORAS F.	US\$		99,64					310,6				
DE PUNTA	%		2,26					4,43				
E.R.	S/.	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
(kVARh)	US\$	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
0,00	%	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
TOTAL.	S/.	11	11	9		9 460,24		18	14		14	
SERV.ELEC.	US\$	4 390,23	4	3 530,26		3		7	5 626,94		5 739,83	
IGV	S/.	2 062,53	2 073,70	1		1		3 295,99	2 643,54		2 696,57	
	US\$	799,24	794,52	635,45		652,43		1	1		1	
TOT. GRAL	S/.	13	13	10		11		21	17		17	
	US\$	5	5 208,52	4		4 277,04		8 278,56	6 639,79		6 773,00	
% RESPECTO A	MT4 HP		1	-20%		-		60%	28%		31	
TOT.FACT.	S/./kWh	0,22	0,22	0,1		0,1		0,34	0,27		0,28	
E.ACTIVA	US\$/kWh	0,08	0,08	0,07		0,07		0,1	0,1		0,1	
AHORRO MENSUAL EN US\$:			28,05	-1 014,76		-903,42		3 098,09	1 459,32		1 592,54	

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



e) Cargas Menores a 500 kW con presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	400,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	396,24
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	359,04
4) Calific. de Cliente:	0,57
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	33 997,47
b) F. de Punta (kW.h) :	101 027,67
6) Energía React. (kVAR.h) :	65 205,18
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT4

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

1) Potencia Limite (kW) 400

2) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXIMA <DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 396,24

3) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. Punta <FP> ? : HP

4) Energía Activa:

a) En Punta 33 997,47

b) F. de Punta (kW.h) 101

5) E. Reactiva (kVARh): 24 697,64

6) Exceso de Potencia : 37,20

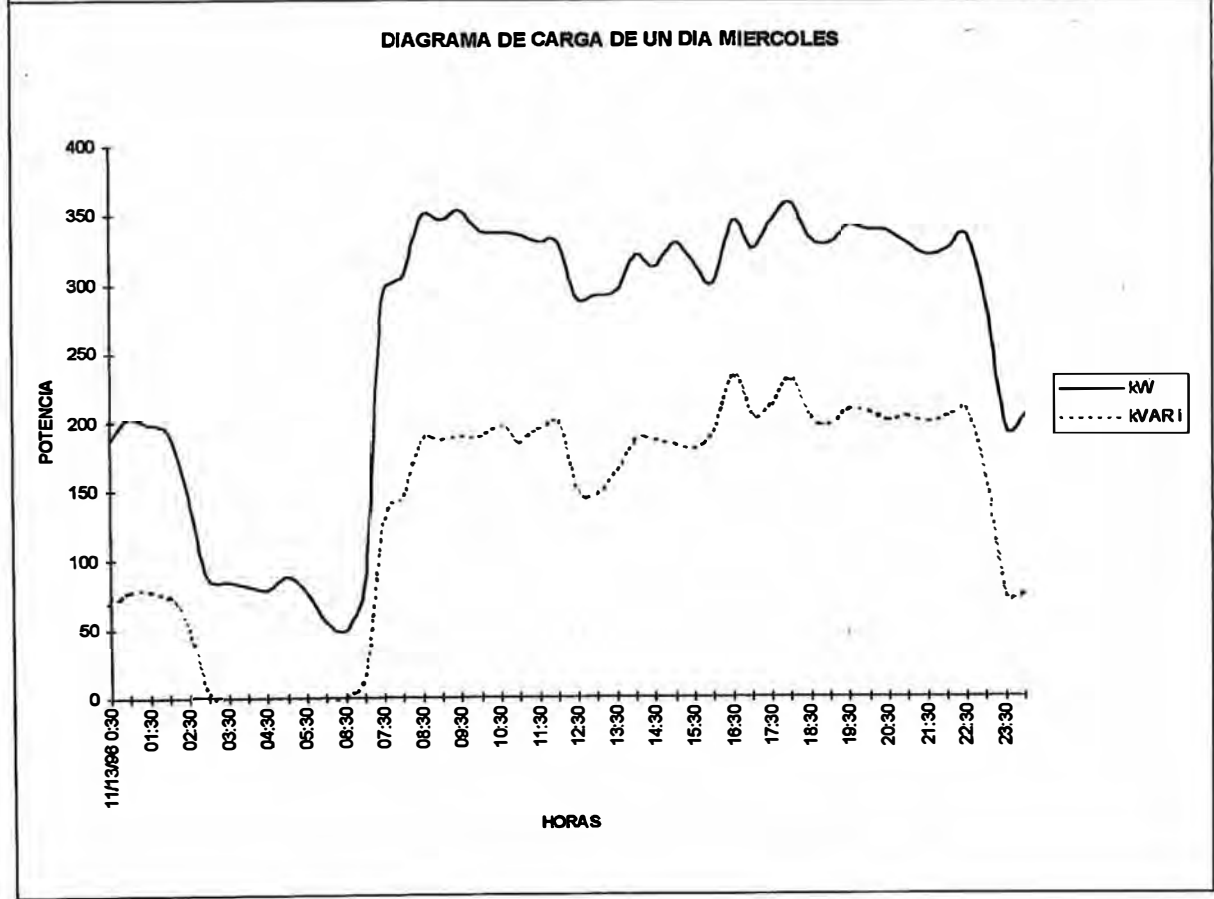
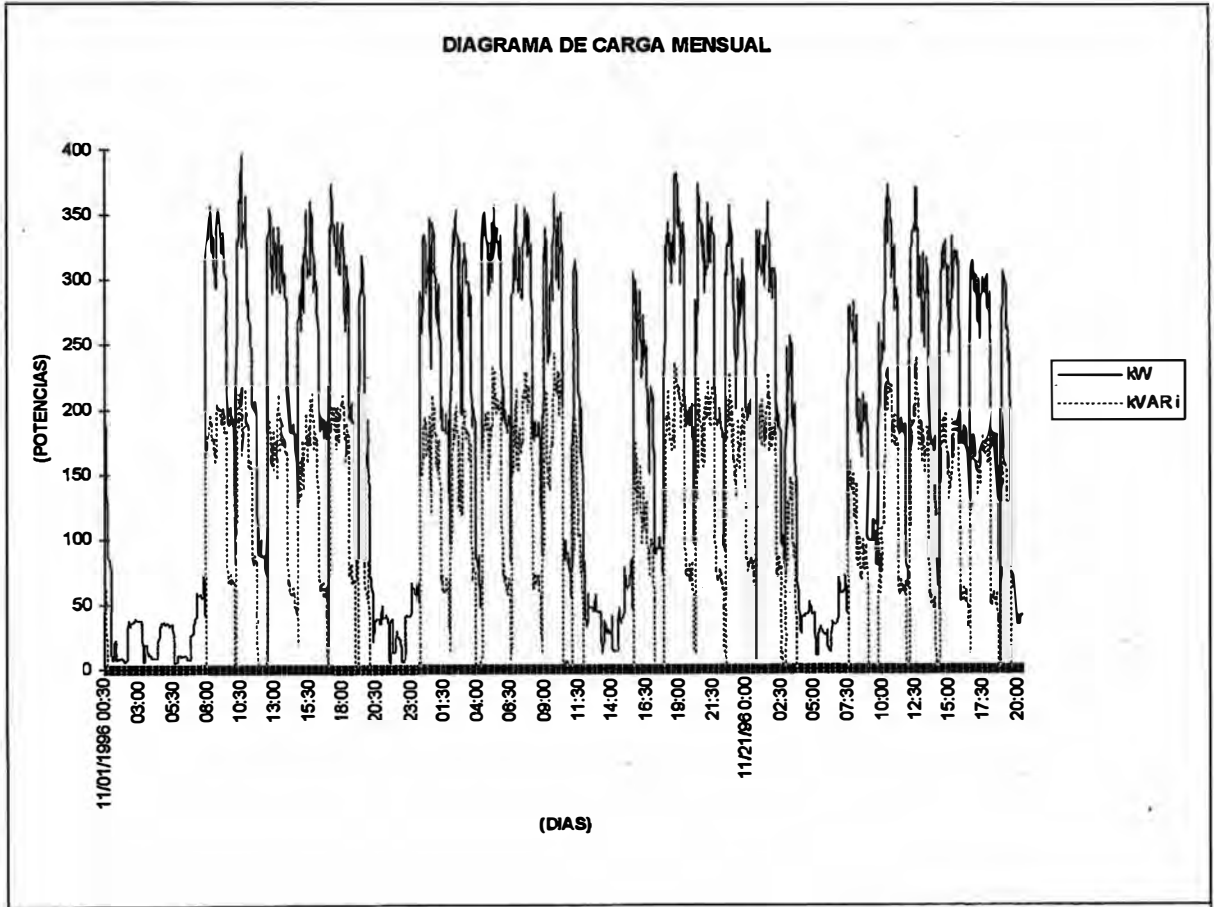
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT4 HP	MT2	MT3 HP	MT4 HP	BT2	BT3 HP	BT4 HP
P.CONTRAT. (kW)		396,24	359,04	396,24	396,24	359,04	396,24	396,24
EN H.P.	S/.	9 323,37	10	9 323,37	9 323,37	20	21	21
	US\$	3	3	3	3	7	8	8
DEM. MAX.	%	39,83	41,20	39,23	38,83	53,30	55,50	55,09
E.A. HP (kW.h)	S/.	33 997,47	5 728,57	5 728,57		6 877,69	6 877,69	
	US\$		2	2		2	2	
	%		22,90	24,10		17,84	17,81	
E.A. HFP (kW.h)	S/.	101 027,6	7	7	13	9 496,60	9 496,60	16
	US\$	5	3 030,83	3 030,83	5	3 638,54	3 638,54	6 383,95
	%	57,81	31,62	33,28	57,81	24,63	24,60	42,84
EXC. POT. (kW)			37,20			37,20		
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.		265,78			828,47		
	US\$		101,8			317,4		
	%		1,06			2,15		
E.R. (kVARh)	S/.	24 697,64	805,1	805,1	805,1	805,1	805,1	805,1
	US\$		308,48	308,48	308,48	308,48	308,48	308,48
	%	3,35	3,22	3,39	3,35	2,09	2,09	2,07
TOTAL SERV.ELEC.	S/.	24	25	23 767,55	24	38 559,60	38 609,64	38 897,45
	US\$	9	9	9	9	14	14	14
IGV	S/.	4	4 502,94	4	4	6 940,73	6 949,73	7
	US\$	1	1	1	1	2 659,28	2 662,73	2 682,58
TOT. GRAL	S/.	29	28	28 330,73	29	45 500,33	45 559,37	45 898,99
	US\$	10	11	10	10	17	17	17
% RESPECTO A		MT4 HP	4%	-	0%	61	61	62%
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/./kWh	0,22	0,22	0,2	0,2	0,34	0,34	0,34
	US\$/kWh	0,08	0,08	0,08	0,08	0,1	0,1	0,1
AHORRO MENSUAL EN US\$:			455,39	-109,20	0,00	6 578,39	6 601,01	6 731,13

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



f) Cargas Menores a 500 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	400,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	396,24
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	359,04
4) Calific. de Cliente:	0,57
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	33 997,47
b) F. de Punta (kW.h) :	101 027,67
6) Energía React. (kVAR.h) :	65 205,18
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT4

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

1) Potencia Limite (kW) 400

2) Contrat.de Pot.<CP> ó Medic.de Dem.MAXIMA<DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 396,24

3) Calificación de Cliente: En Punta<HP> ó F.Punta<FP>?: FP

4) Energía Activa:

a) En Punta 33 997,47

b) F. de Punta (kW.h) 101

5) E. Reactiva (kVARh): 24 697,64

6) Exceso de Potencia : 37,20

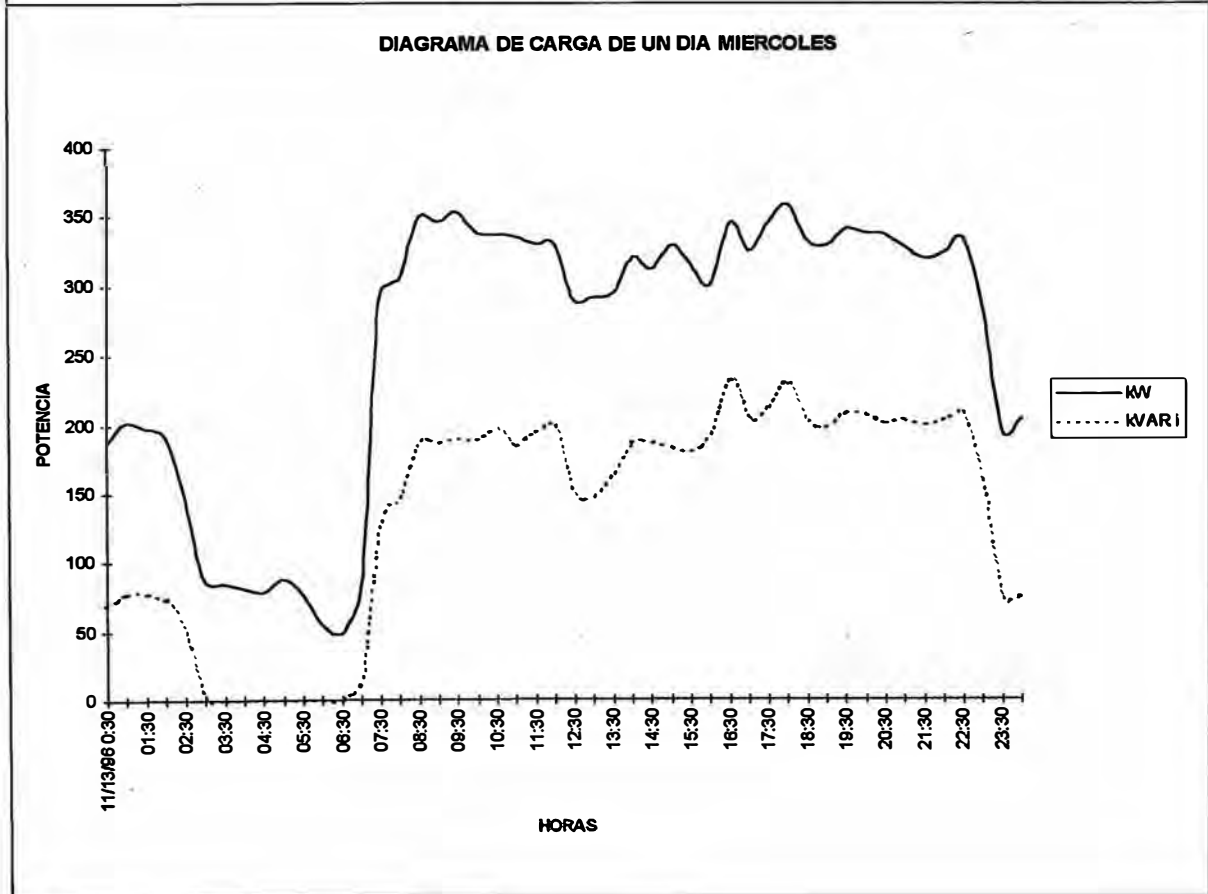
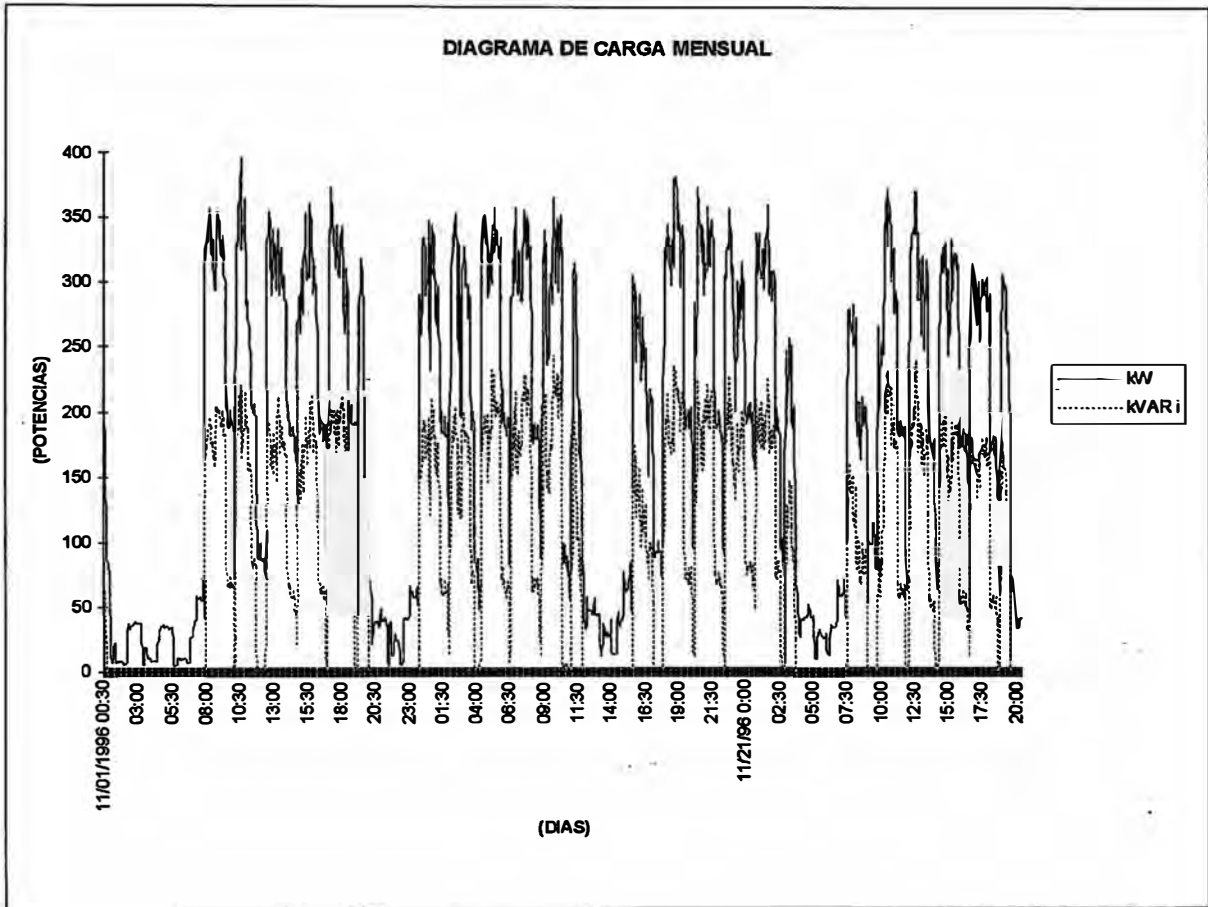
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT4 HP	MT2	MT3	FP	MT4	FP	BT2	BT3	FP	BT4	FP
P.CONTRAT. (kW)		396,24	359,04	396,24		396,24		359,04	396,24		396,24	
EN H.P.	S/.	9 823,87	10	5 574,38		5 574,38		20	13		13	
	US\$	3	3	2		2		7	5		5	
DEM. MAX.	%	38,83	41,20	27,85		27,51		53,30	43,99		43,58	
E.A. HP (kW.h)	S/.		5 728,57	5 728,57				6 877,69	6 877,69			
	US\$		2	2				2	2			
33997,47	%		22,90	28,62				17,84	22,42			
E.A. HFP (kW.h)	S/.	13	7	7		13		9 496,60	9 496,60		16	
	US\$	5	3 030,83	3 030,83		5		3 638,54	3 638,54		6 383,95	
101027,6	%	57,81	31,62	39,52		68,51		24,63	30,96		53,82	
EXC. POT. (kW)			37,20					37,20				
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.		265,78					828,47				
	US\$		101,8					317,4				
	%		1,06					2,15				
E.R. (kVARh)	S/.	805,1	805,1	805,1		805,1		805,1	805,1		805,1	
	US\$	308,48	308,48	308,48		308,48		308,48	308,48		308,48	
24697,64	%	3,35	3,22	4,02		3,97		2,09	2,63		2,60	
TOTAL SERV.ELEC.	S/.	24	25	20		20		38 559,60	30		30 959,65	
	US\$	9	9	7 669,95		7 762,49		14	11		11	
IGV	S/.	4	4 502,94	3 603,34		3 646,82		6 940,73	5 520,93		5 572,74	
	US\$	1	1	1		1		2 659,28	2		2	
TOT. GRAL	S/.	28 330,73	29	23		23 906,93		45 500,33	36		36 532,39	
	US\$	10	11	9 050,54		9		17	13		13	
% RESPECTO A		MT4 HP	4%	-		-		61	28%		29%	
TOT.FACT.	S./kWh		0,22	0,1		0,1		0,34	0,27		0,27	
E.ACTIVA	US\$/kWh		0,08	0,07		0,07		0,1	0,1		0,1	
AHORRO MENSUAL EN US\$:			455,39	-1 804,15		-1 694,94		6 578,39	3 012,28		3 142,40	

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



g) Cargas Menores a 700 kW con presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	800,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	556,80
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	502,80
4) Calific. de Cliente:	0,78
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	64 903,40
b) F. de Punta (kW.h) :	221 414,00
6) Energía React. (kVAR.h) :	35 700,50
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT3

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

1) Potencia Limite (kW) 800

2) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXIMA <DM> ? : DM

- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 556,80

3) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. Punta <FP>?: HP

4) Energía Activa:

a) En Punta 64 903,40

b) F. de Punta (kW.h) 221

5) E. Reactiva (kVARh): 0,00

6) Exceso de Potencia : 54,00

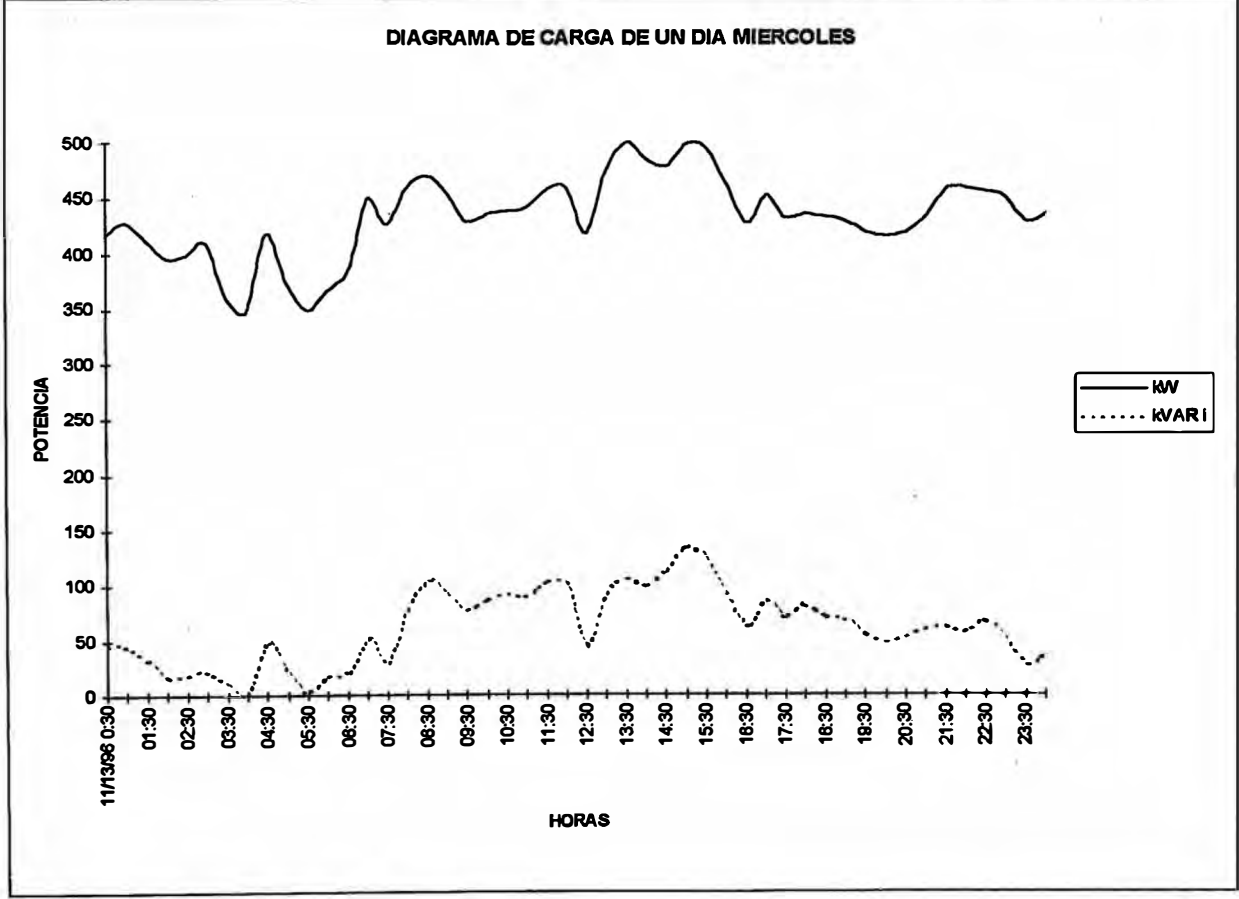
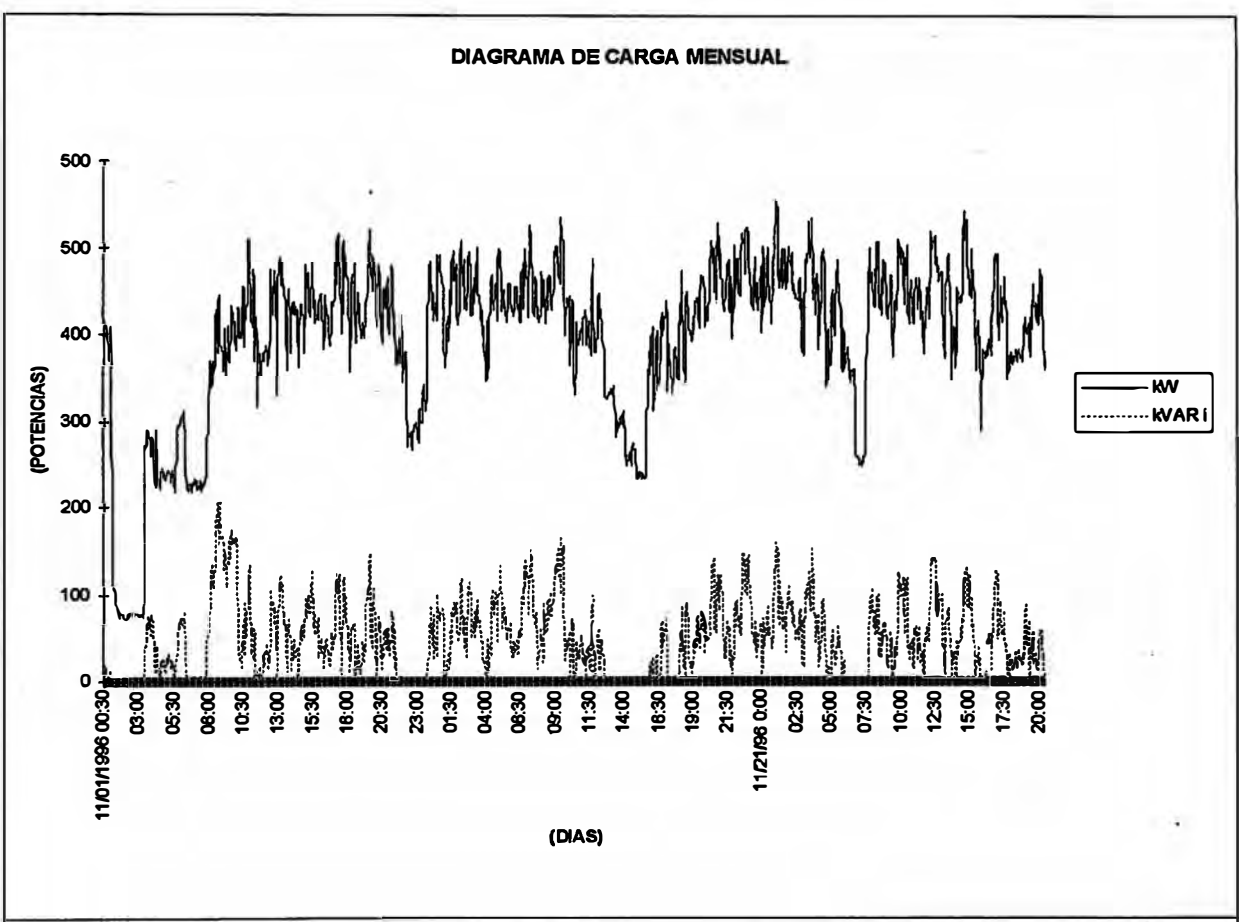
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT3 HP	MT2	MT3 HP	MT4 HP	BT2	BT3 HP	BT4 HP
P. CONTRAT. (kW)		556,80	502,80	556,80	556,80	502,80	556,80	556,80
EN H.P.	S/.	13	14	13	13	28 780,62	30	30
	US\$	5	5	5	5	11	11	11
DEM. MAX.	%	31,67	33,49	31,67	30,80	45,02	47,01	46,01
E.A. HP (kWh)	S/.	10	10	10		13	13	
64903,4	US\$	4	4	4		5 030,64	5 030,64	
	%	26,43	25,38	26,43		20,54	20,50	
E.A. HFP (kWh)	S/.	17	17	17	29 433,43	20	20	35
22141	US\$	6 642,42	6 642,42	6 642,42	11	7 974,30	7 974,30	13
	%	41,90	40,23	41,90	69,20	32,56	32,49	53,99
EXC. POT. (kW)			54,00			54,00		
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.		385,8			1202,6		
	US\$		147,8			460,77		
	%		0,90			1,88		
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	US\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL. SERV. ELEC.	S/.	41	43	41	42	63	64 056,79	65 445,48
	US\$	15	16	15	16	24 492,76	24 542,83	25 074,90
IGV	S/.	7 447,36	7 756,53	7 447,36	7 656,25	11	11	11
	US\$	2 863,39	2 853,39	2 853,39	2 933,43	4	4	4
TOT. GRAL	S/.	48	50 848,35	48	50	75 432,82	75	77 225,67
	US\$	18	19	18	19	28	28 980,54	29 588,38
% RESPECTO A		MT3 HP	4%	0%	3%	55%	55%	58%
TOT. FACT. E. ACTIVA	S/./kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,26	0,26	0,27
	US\$/kWh	0,07	0,07	0,07	0,07	0,1	0,1	0,1
AHORRO MENSUAL EN US\$:			776,54	0,00	624,67	10 195,88	10 254,95	10 882,79

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que en este caso no ha sido posible ahorrar, por lo que se recomienda no modificar la actual opción tarifaria.



h) Cargas Menores a 700 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	800,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	556,80
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	502,80
4) Calific. de Cliente:	0,78
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	64 903,40
b) F. de Punta (kW.h) :	221 414,00
6) Energía React. (kVAR.h) :	35 700,50
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT3

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

1) Potencia Limite (kW) 800

2) Contrat.de Pot.<CP> ó Medic.de Dem.MAXIMA<DM> ? : DM
- Demanda Máxima de Potencia Suministrada 556,80

3) Calificación de Cliente: En Punta<HP> ó F.Punta<FP>?: FP

4) Energía Activa:

a) En Punta 64 903,40

b) F. de Punta (kWh) 221

5) E. Reactiva (kVARh): 0,00

6) Exceso de Potencia : 54,00

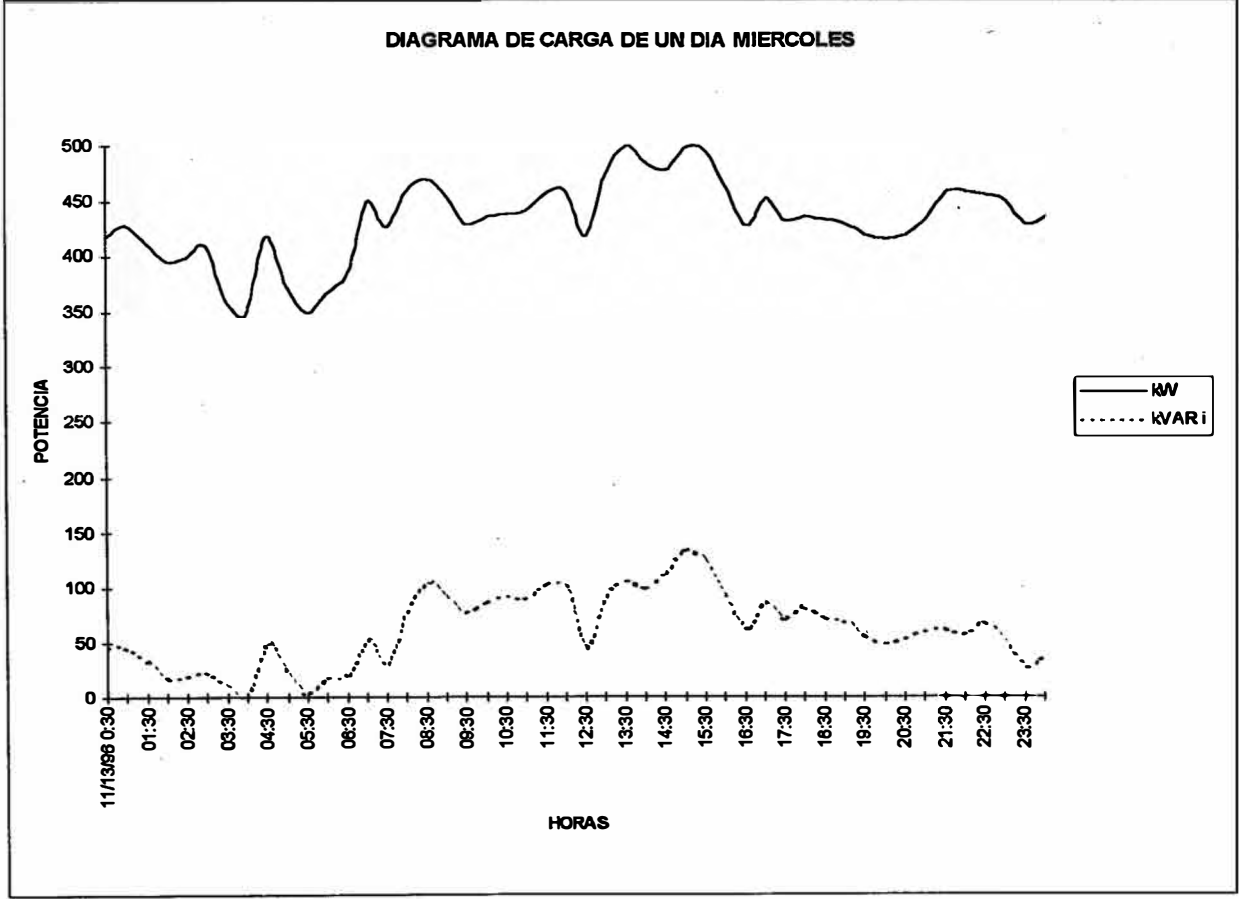
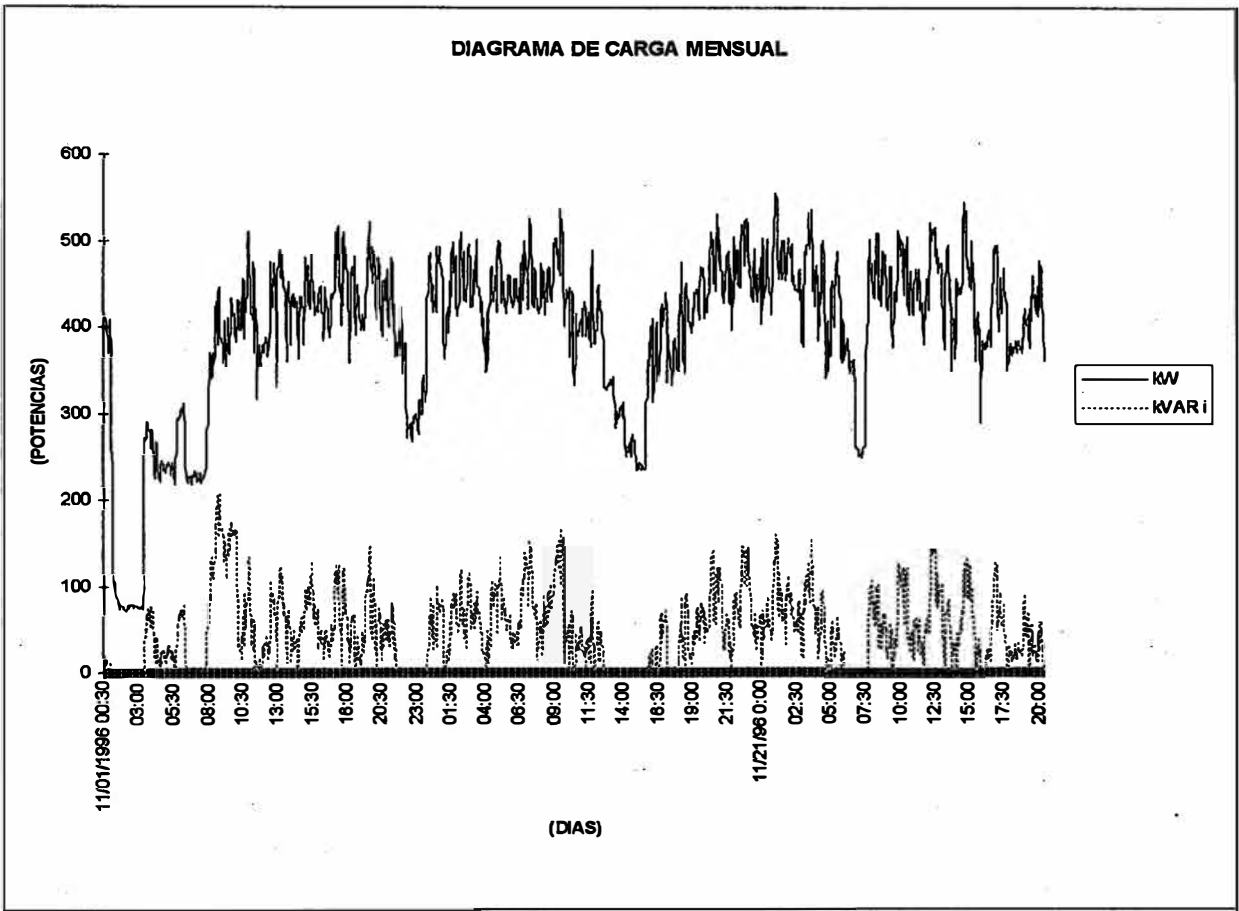
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT3 HP	MT2	MT3 FP	MT4 FP	BT2	BT3 FP	BT4 FP
P.CONTRAT. (kW)		556,80	502,80	556,80	556,80	502,80	556,80	556,80
EN H.P.	S/.	13	14	7	7	28 780,62	18	18
	US\$	5	5	3	3	7 264,23	35,84	7 264,23
DEM. MAX.	%	31,67	33,49	21,69	21,02	45,02	35,84	34,92
E.A. HP (kWh)	S/.	10	10	10		13	13	
64903,4	US\$	4	4	4		5 030,64	5 030,64	
	%	25,43	25,38	30,29		20,54	24,82	
E.A. HFP (kWh)	S/.	17	17	17	29 433,43	20	20	35
22141	US\$	6 642,42	6 642,42	6 642,42	11	7 974,30	7 974,30	13
	%	41,90	40,23	48,02	78,98	32,56	39,34	65,08
EXC. POT. (kW)			54,00			54,00		
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.		385,8			1202,6		
	US\$		147,8			460,77		
	%		0,90			1,88		
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	US\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.	41	43	36	37 266,60	63	52 902,53	54
	US\$	16	16	13	14	24 492,76	20	20
IGV	S/.	7 447,36	7 756,53	6	6 707,99	11	9 522,45	9 772,42
	US\$	2 853,39	2	2 490,08	2	4 408,70	3 648,45	3 744,22
TOT. GRAL	S/.	48	50 848,35	42	43 974,59	75 432,82	62 424,98	64 063,64
	US\$	18	19	16	16	28	23	24 545,46
% RESPECTO A	MT3 HP		4%	-	-	55%	28%	31
TOT.FACT.	S/./kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,26	0,22	0,22
E.ACTIVA	US\$/kWh	0,07	0,07	0,06	0,06	0,1	0,08	0,09
AHORRO MENSUAL EN US\$:			776,54	-2 381,75	-1 857,08	10 195,88	6 212,03	5 839,87

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



i) Cargas Mayores a 700 kW con presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	800,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	738,40
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	738,40
4) Calific. de Cliente:	0,68
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	75 448,30
b) F. de Punta (kW.h) :	247 916,60
6) Energía React. (kVAR.h) :	64 007,90
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT2

SELECCION DE OPCION TARIFARIA

- 1) Potencia Límite (kW) 800
 2) Potenc. Contrat. <PC> ó Máx. Dem. Ielda <DM> H. PUNTA ? : DM
 - Medición de Máxima Demanda en Horas Punta (kW) 738,40
 3) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MÁXIMA <DM> ? : DM
 - Demanda Máxima de Potencia Suministrada 738,40
 4) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. HP
 5) Energía Activa:
 a) En Punta 75 448,30
 b) F. de Punta (kWh) 247
 6) E. Reactiva (kVARh): 0,00

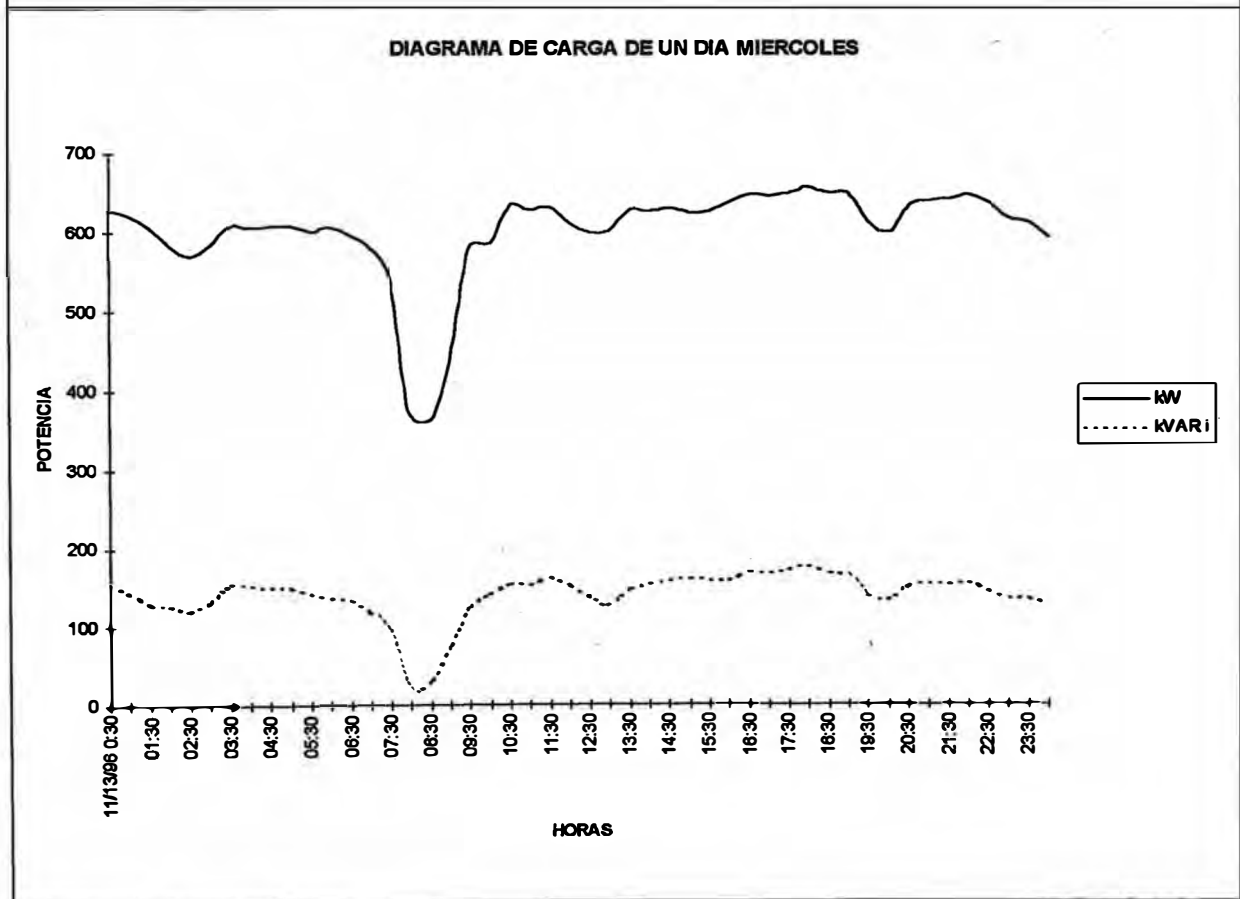
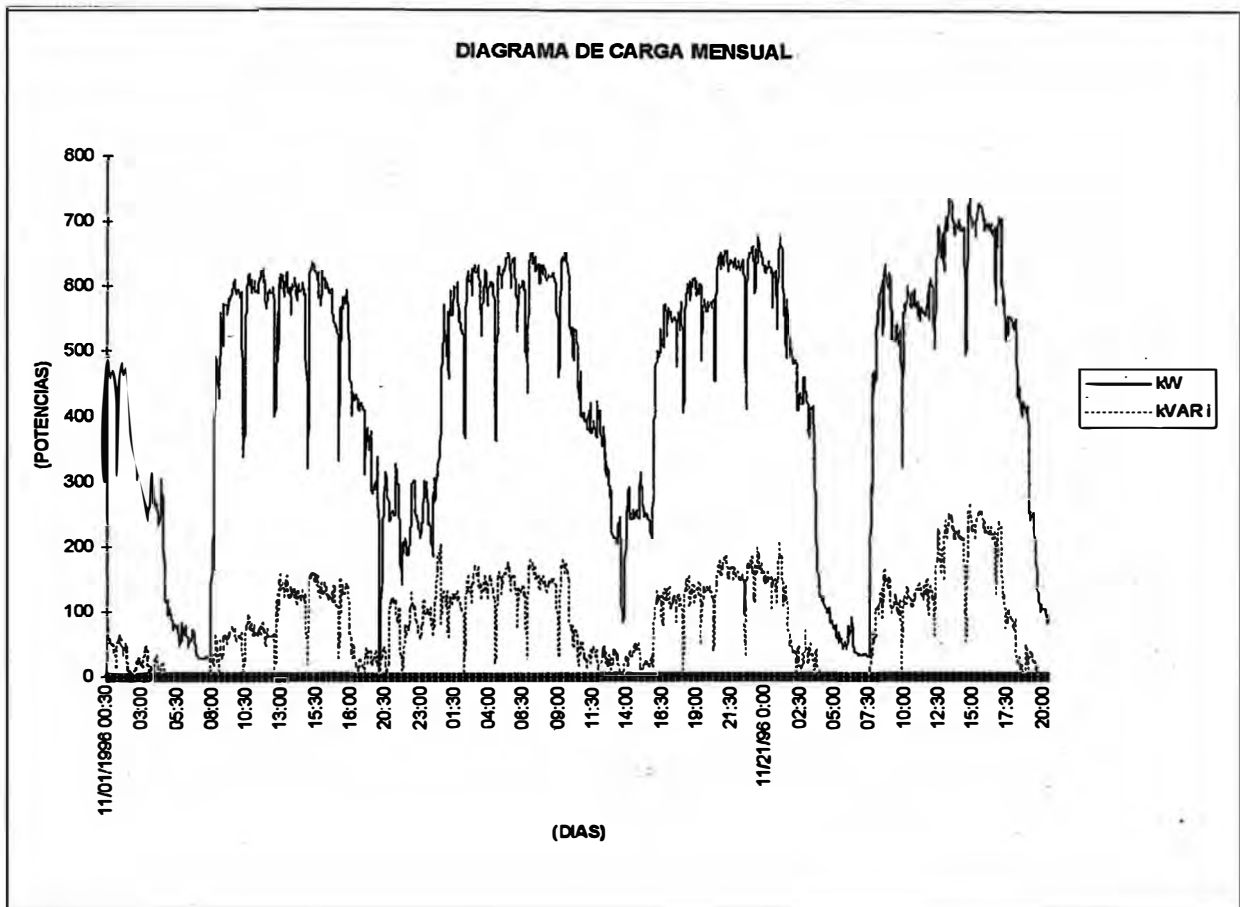
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB.: 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3 HP	MT4 HP	BT2	BT3 HP	BT4 HP
P.CONTRAT. (kW)		738,40	738,40	738,40	738,40	738,40	738,40	738,40
EN H.P.	S/.	21	21	17	17	42 266,53	39 935,55	39 935,55
	US\$	8	8	6 656,80	6 656,80	16	15	15
DEM. MAX.	%	39,75	39,75	35,10	34,33	52,29	50,87	50,02
E.A. HP (kWh)	S/.	12	12	12		15	15	
	US\$	4 870,90	4 870,90	4 870,90		5 847,97	5 847,97	
75448,3	%	23,84	23,84	25,68		18,88	19,44	
E.A. HFP (kWh)	S/.	19	19	19	33	23	23	39 903,23
	US\$	7 437,50	7 437,50	7 437,50	12	8 928,80	8 928,80	15
247916,	%	36,41	36,41	39,22	65,67	28,83	29,69	49,98
EXC. POT.	(kW)	0,00	0,00			0,00		
REG. EN	S/.	0,00	0,00			0,00		
HORAS F. DE PUNTA	US\$	0,00	0,00			0,00		
	%	0,00	0,00			0,00		
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	US\$	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
0,00	%	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.	53 320,98	53 320,98	49	50	80 833,88	78 502,90	79 838,78
	US\$	20 429,49	20 429,49	18	19	30 970,84	30 077,74	30 589,57
IGV	S/.	9 597,78	9 597,78	8 909,85	9	14	14	14
	US\$	3	3	3	3 490,77	5 574,75	5	5
TOT. GRAL	S/.	62	62	58	59 727,08	95 383,98	92 633,43	94 209,76
	US\$	24	24	22 378,93	22 883,94	36 545,59	35	36 095,69
% RESPECTO A		MT2	0%	-7%	-5%	52%	47%	50%
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/./kWh	0,1	0,1	0,1	0,1	0,29	0,29	0,29
	US\$/kWh	0,07	0,07	0,07	0,07	0,1	0,1	0,1
AHORRO MENSUAL EN US\$:			0,00	-1 727,87	-1 222,86	12 438,79	11 384,93	11 988,89

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



j) Cargas Mayores a 700 kW sin presencia en Punta

REGISTRO DE DATOS	
1) Potencia Máx. Contratada (kW) :	800,00
2) Dem. Máx. Registrada (kW) :	738,40
3) Dem. Máx. Registrada H.P. (kW):	738,40
4) Calific. de Cliente:	0,68
5) Energía Activa:	
a) En Punta (kW.h) :	75 448,30
b) F. de Punta (kW.h) :	247 916,60
6) Energía React. (kVAR.h) :	64 007,90
7) Tipo de Cambio (S/. /US\$) :	2,61
8) Tarifa Actual :	MT2

SELECCION DE OPCION TARIFARIA CON

- 1) Potencia Limite (kW) 800
 2) Potenc. Contrat. <PC> ó Máx. Dem. leída <DM> H.PUNTA ? : DM
 - Medición de Máxima Demanda en Horas Punta (kW) 738,40
 3) Contrat. de Pot. <CP> ó Medic. de Dem. MAXIMA <DM> ? : DM
 - Demanda Máxima de Potencia Suministrada 738,40
 4) Calificación de Cliente: En Punta <HP> ó F. FP
 5) Energía Activa:
 a) En Punta 75 448,30
 b) F. de Punta (kWh) 247
 6) E. Reactiva (kVARh): 0,00

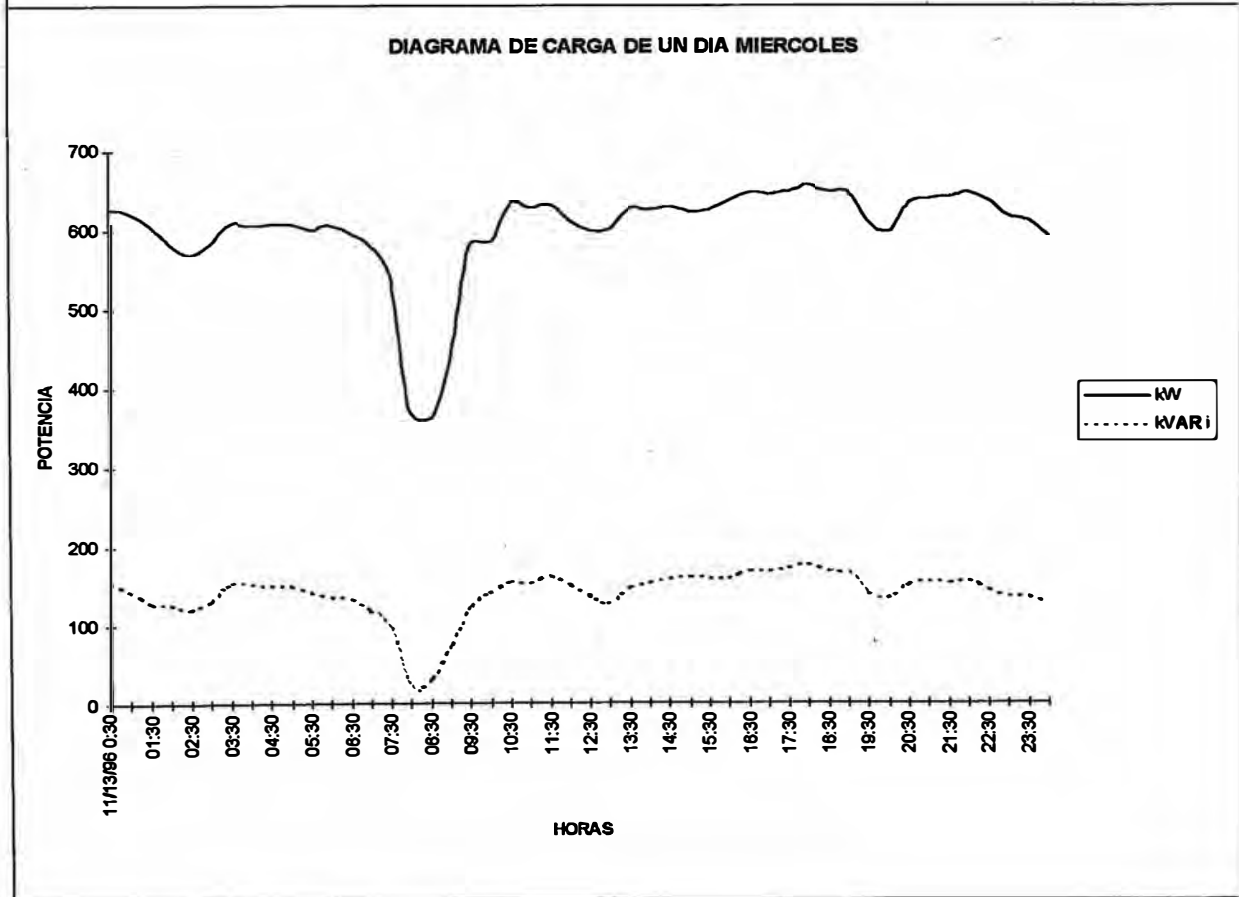
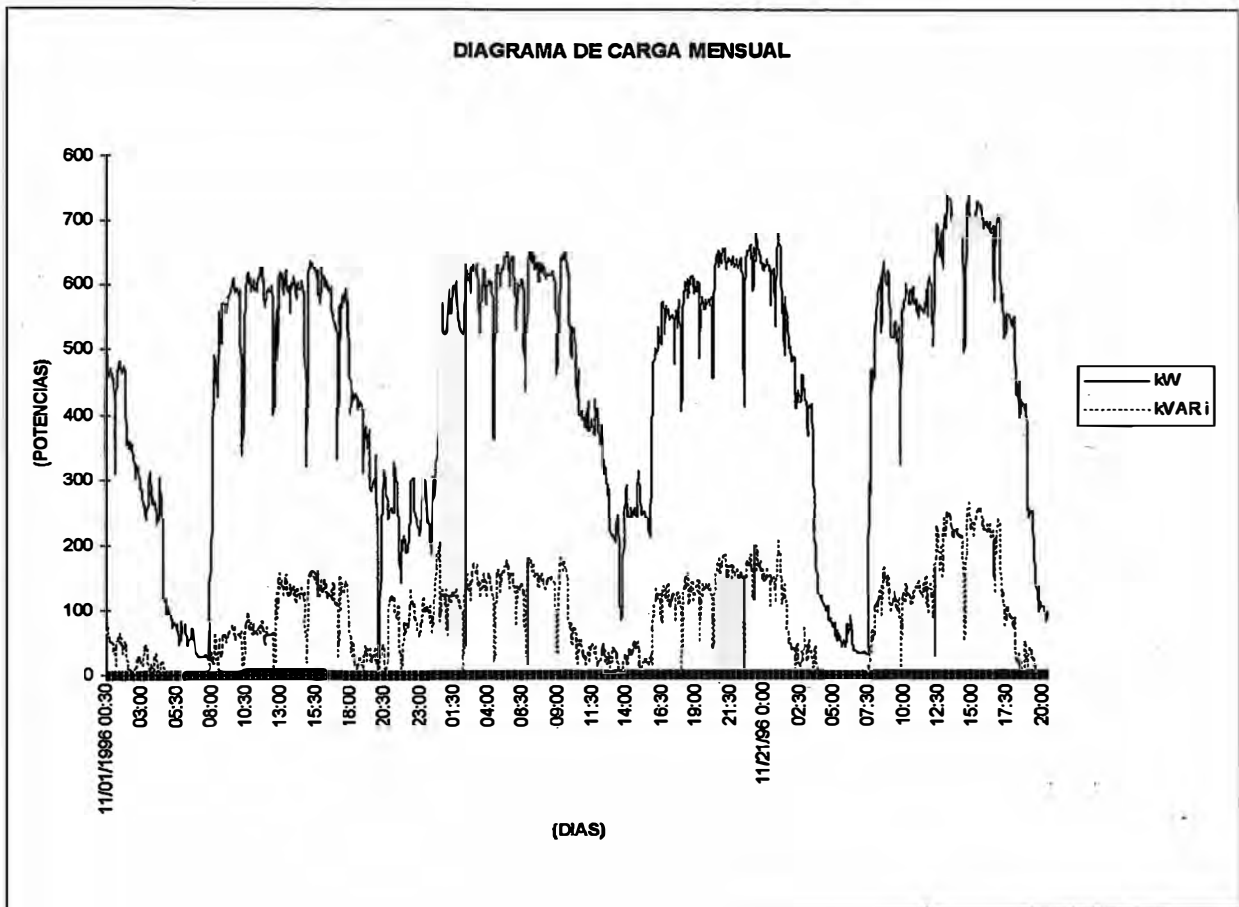
MES : NOVIEMBRE 96

T./CAMB. : 2,6 Soles/US\$

OPCION TARIFARIA		MT2	MT2	MT3	FP	MT4	FP	BT2	BT3	FP	BT4	FP
P.CONTRAT. (kW)		738,40	738,40	738,40		738,40		738,40	738,40		738,40	
EN H.P.	S/.	21	21	10		10		42 266,53	25		25	
	US\$	8	8	3 980,06		3 980,06		16	9 633,46		9 633,46	
DEM. MAX.	%	39,75	39,75	24,43		23,81		52,29	39,46		38,65	
E.A. HP (kWh)	S/.	12	12	12				15	15			
75448,3	US\$	4 870,90	4 870,90	4 870,90				5 847,97	5 847,97			
	%	23,84	23,84	29,90				18,88	23,96			
E.A. HFP (kWh)	S/.	19	19	19		33		23	23		39 903,23	
247916,6	US\$	7 437,50	7 437,50	7 437,50		12		8 928,80	8 928,80		15	
	%	36,41	36,41	45,66		76,19		28,83	36,58		61,35	
EXC. POT.	(kW)	0,00	0,00					0,00				
REG. EN HORAS F. DE PUNTA	S/.	0,00	0,00					0,00				
	US\$	0,00	0,00					0,00				
	%	0,00	0,00					0,00				
E.R. (kVARh)	S/.	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
0,00	US\$	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
	%	0,00	0,00	0,00		0,00		0,00	0,00		0,00	
TOTAL. SERV.ELEC.	S/.	53 320,98	53 320,98	42		43 629,87		80 833,88	63		65 046,56	
	US\$	20 429,49	20 429,49	16		16		30 970,84	24		24 922,05	
IGV	S/.	9 597,78	9 597,78	7 652,32		7 853,38		14	11		11	
	US\$	3	3	2		3 008,96		5 574,75	4 393,84		4 485,97	
TOT. GRAL	S/.	62	62	50		51		95 383,98	75		76 754,94	
	US\$	24	24	19		19		36 545,59	28 804,06		29 408,02	
% RESPECTO A	MT2		0%	-20%		-		52%	19		22%	
TOT.FACT. E.ACTIVA	S/./kWh	0,1	0,1	0,1		0,1		0,29	0,23		0,24	
	US\$/kWh	0,07	0,07	0,06		0,06		0,1	0,09		0,09	
AHORRO MENSUAL EN US\$:			0,00	-4 886,42		-4 381,42		12 438,79	4 697,26		5 301,22	

(+) : Se incrementa en ; (-) : Disminuye

Se observa que el mayor ahorro obtenido es en la tarifa MT3 F. de Punta



CONCLUSIONES

Conclusiones

Partimos del hecho de que el usuario no tiene el conocimiento suficiente como para determinar la tarifa que le convendría a su suministro, y que requiere de un modelo que le pueda ser útil para tomar una pronta y acertada decisión.

Es en estas circunstancias, que surge la necesidad de implementar un procedimiento práctico fácilmente entendible y accesible a todo usuario, uniendo elementos técnicos, económicos y legales.

El desarrollo de la tesis está dirigido a un sector de usuarios, denominados clientes regulados, que están dentro de límites mayores a 20 KW y menores a 1000 KW.

El trabajo aporta a que el usuario se encuentre debidamente informado y que la esencia de la misma sea el modelo de la simulación tarifaria.

Este es un modelo computarizado que se ha elaborado en una hoja de cálculo (Microsoft Excel), y su principal entrada de datos es el registro del consumo del mes y la condición actual de facturación. Esta ofrece una salida que muestra, la incidencia porcentual de cada cargo sobre el total facturado del servicio eléctrico, en cada una de las opciones tarifarias. Asimismo,

muestra el ahorro mensual y porcentual de cada una de las opciones tarifarias en relación al facturado de la tarifa vigente en cada de uno de los escenarios analizados, además muestra en relación a estos ahorros el tiempo de recupero de la inversión a realizar para efectuar los cambios que se requieran.

Finalmente, esta es una herramienta que favorece al usuario, en su utilización para la toma de decisiones.

Recomendaciones

- a) La aplicación del modelo mejoraría si el usuario contara con un equipo de telemedición, el cual permitiría accesar al medidor para adquirir información real y actualizada a fin de poder tener una mayor información de sus registros y realizar un análisis exacto.
- b) El modelo podría mejorar en el futuro aún mas si se llega a contar un dispositivo electrónico que controle la demanda de la carga del suministro, de modo que haga cumplir las condiciones establecidas para calificar en Fuera de Punta ó que mejore las condiciones para obtener un máximo de ahorro.
- c) Cuando se haga uso del Grupo Electrónico para suplir de energía en Horas de Punta, se debe utilizar el concepto de Despacho Optimo de Carga para alternar con la energía que suministra el Sistema Eléctrico a fin de reducir al mínimo los costos de operación del Grupo.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Reducción de Consumo de Energía Reactiva de Maquinas Eléctricas de Inducción
Autor : Ing. Ricardo Santillan Chumpitaz
Primera Edición
Año 1990
- 2.- Grupos Electrógénos Diesel - Autor : Ing. Augusto Ayesta Castro
Primera Edición
Año 1992
- 3.- Procedimientos y Cálculos Tarifarios - Autor : Comisión de Tarifas Eléctricas
- 4.- Nuevo Sistema de Precios de la Energía Eléctrica - Autor : Comisión de Tarifas Eléctricas
Primera Edición
Año 1994
- 5.- Tarifas y Contratos de Suministro Eléctrico para las Empresas - Autor : Comisión de Tarifas Eléctricas
Primera Edición
Año 1994
- 6.- Ahorro, Demanda y Oferta de la Energía en la Hora Actual - Autor : Ing. Carlos Herrera Descalzi
Primera Edición
Año 1995

COMPENSACION DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISION

1.- Sistema Principal y Sistemas Secundarios

Con el fin de establecer las compensaciones por el uso de sistemas de transmisión la Ley de Concesiones Eléctricas distingue dos tipos de instalaciones de transmisión, en cada sistema interconectado: el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios.

a) El Sistema Principal de Transmisión .- Se define como la parte del sistema interconectado, en alta y muy alta tensión, donde la dirección del flujo es bidireccional y donde además no es posible establecer responsabilidades específicas para cada generador y cada cliente. El sistema principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dichos sistemas.

b) Los sistemas secundarios.- Se definen como aquellas partes de los sistemas interconectados en las cuales es posible determinar una dirección predominante del flujo y se puede establecer responsabilidades específicas por parte de uno ó más generadores ó de uno ó más clientes. Los sistemas secundarios permiten a los generadores conectarse al sistema principal ó comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas secundarios.

2.- Peajes é Ingresos Tarifarios

La compensación por el uso de los sistemas de transmisión cubre el costo total de transmisión, el cual esta constituido por la anualidad de la inversión y costos eficientes de operación y mantenimiento del sistema económicamente adaptado. La anualidad de la inversión es calculada considerando el valor nuevo de reemplazo de las instalaciones, su vida útil (30 años) y una tasa de actualización que considera el riesgo de inversión en el país (12%).

Por sistema de transmisión económicamente adaptado se entiende una red de transmisión dimensionada a los requerimientos de la demanda en el periodo de estudio para la fijación tarifaria (4 años), con el menor costo y manteniendo un adecuado nivel de servicio. No se consideran instalaciones ineficientes ni redundantes.

La compensación es abonada separadamente a través de dos conceptos: el ingreso tarifario y el peaje por conexión. El ingreso tarifario se calcula en función a la potencia y energía entregada y retirada en barras, valorizadas a sus correspondientes tarifas en barra, y consiste en la diferencia de las valorizaciones de la potencia y energía retiradas en el punto de salida hacia el cliente y las valorizaciones de la potencia y energía entregadas en el punto de inyección.

$$CT = AVNR + COYM$$

$$IT = (Ps * Pps + Es * Pes) - (Pe * Ppe + Ee * Pee)$$

donde:

- CT = Costo Total de Transmisión.
- AVNR = Anualidad del valor nuevo de reemplazo del sistema económicamente adaptado.
- COYM = Costos eficientes de operación y mantenimiento.
- IT = Ingreso Tarifario.
- Ps y Pe = Potencias a la salida y entrada respectivamente.
- Es y Ee = Energías a la salida y entrada respectivamente.
- Pps y Ppe = Precios de potencia en las barras de entrada y salida respectivamente.
- Pes y Pee = Precios de energía en las barras de entrada y salida respectivamente.

El peaje es la diferencia entre el costo total de transmisión y el ingreso tarifario.

En el Sistema Principal, el peaje se denomina peaje de conexión y es pagado por todos los generadores conectados a este en proporción a su potencia firme. Dicho peaje es asimismo incluido en el precio de la potencia de punta de las barras.

En los sistemas secundarios el cargo por peaje toma en cuenta la potencia de punta retirada a través de dichos sistemas y es pagado por el ó los generadores que hacen uso de los mismos, para atender a sus clientes, en proporción a la potencia de punta retirada en cada barra, siendo asimismo incluido en el precio de la potencia de punta.

$$\text{PEAJE} = \text{CT} - \text{IT}$$

3.- Costos de Operación y Mantenimiento

Los costos de operación y mantenimiento consideran costos eficientes para el sistema económicamente adaptado y comprende los siguientes rubros:

- Personal (incluyendo beneficios sociales)
- Mantenimiento
- Combustibles y lubricantes
- Anualidad de capital inmovilizado en herramientas, repuestos, vehículos, edificios y otros equipos necesarios.
- Seguridad de las instalaciones
- Materiales
- Otros gastos operativos (derechos de uso de agua, etc.)

PROCEDIMIENTOS PARA EL CÁLCULO DEL VALOR AGREGADO DE DISTRIBUCIÓN

Metodología

Para fines de tarificación los costos a considerar deben de corresponder a costos medios económicos, concepto de valor de oportunidad de instalaciones de distribución bien dimensionadas y eficientemente operadas.

La metodología consiste en calcular la anualidad del costo de reposición y de los costos de explotación (fuera de las compras de potencia y energía) de una red de distribución eficiente y referir la suma de ambos a la potencia de punta de la máxima demanda de la red. Por su parte, los costos, asociados a la facturación de los clientes que son independientes de su nivel de demanda de potencia y de su consumo de energía, se refieren al número total de usuarios.

Los costos de capital, para tener sentido económico, deben ser calculados a partir de valores de reposición de una red adaptada a la demanda (vale decir de mínimo costo total y calidad de servicio preestablecido), con equipos y materiales modernos, valorizados a los precios de mercado vigente. Los costos de explotación deben ser de determinados suponiendo una infraestructura de personal y medios de gestión también adaptados, y valorizados a precios de mercado.

Los sectores a estudiar en detalle para los fines de calcular Valores Agregados de Distribución (VAD) corresponderán a una fracción de la red total de distribución de una empresa determinada; lo importante es que ese sector sea representativa de una densidad determinada correspondiente a un sector de distribución, y con una tecnología definida esto es red aérea o subterránea por ejemplo.

Conviene puntualizar que desde el punto de vista de la eficiencia económica, la tarificación de la distribución debe efectuarse a partir de los costos marginales de largo plazo CMgLP de realizar esta actividad; en efecto, los costos marginales de corto plazo no son aplicables como medio de tarificación de la distribución, pues la componente de capital y mano de obra es relativamente rígida en el corto plazo, lo que genera una alta volatilidad del CMgCP y una dificultad objetiva para su determinación.

La aproximación del costo marginal de largo plazo de distribución por el costo medio de una red adaptada (vale decir mínimo costo total) para servir zonas de densidad determinada, es legítima; en efecto, puede mostrarse

empíricamente que la ecuación de costo total de largo plazo (costo total de capital a partir del valor de reposición más costo de explotación para áreas de distribución de distinta potencia máxima) en función de la potencia máxima atendida, puede aproximarse razonablemente bien por una recta que pasa por el origen; su derivada, correspondiente al costo marginal de largo plazo es también el costo medio de largo plazo.

PERDIDAS MARGINALES Y FACTORES DE PENALIZACION

1.- Pérdidas Marginales

Las pérdidas marginales de potencia y energía son las pérdidas ocasionadas por la transmisión de una unidad adicional de potencia y energía, respectivamente. Para un sistema de transmisión adaptado el costo marginal de corto plazo es igual al costo marginal de largo plazo y estos a su vez son el doble del valor de las pérdidas medias de corto plazo.

El factor de pérdidas marginales es igual al doble del factor de pérdidas variables (joule) medias tal como se demuestra a continuación.

Dado que las pérdidas joule son proporcionales al cuadrado de la potencia de carga, se pueden representar como:

$$P_{\text{joule}} = k * P^2$$

Ante un incremento de la potencia de carga también corresponderá un incremento de pérdidas joule, expresa como :

$$P_{\text{joule}} + \text{var } P_{\text{joule}} = k * (P + \text{var } P)^2$$

De donde : $(P_{\text{joule}} + \text{var } P_{\text{joule}}) / P_{\text{joule}} = (P + \text{var } P) / P)^2$

$$1 + \text{var } P_{\text{joule}} / P_{\text{joule}} = (1 + \text{var } P / P)^2 = 1 + 2 \text{ var } P / P + (\text{var } P / P)^2$$

Despreciando el término cuadrático por ser muy pequeño en comparación a los otros términos se obtiene : $\text{var } P_{\text{joule}} / P_{\text{joule}} = 2 \text{ var } P / P$

Es decir :

$$\text{var } P_{\text{joule}} / \text{var } P = 2 P_{\text{joule}} / P$$

y dado que $\text{var } P_{\text{joule}} / \text{var } P$ es el factor de pérdidas marginales y P_{joule} / P es el factor de pérdidas medias, se obtiene:

factor de pérdidas marginales = dos veces el factor de pérdidas medias

2.- Factores de Penalización

Los factores de penalización son los factores por los cuales se multiplican los precios de generación de potencia de punta y energía, para determinar los precios en las diferentes barras del sistema eléctrico. En otras palabras

sirven para expandir los precios básicos de generación a los diferentes puntos de consumo en un sistema eléctrico.

Los precios básicos de generación corresponden a los precios donde concentra la carga y que corresponde a la barra de referencia. En dicha barra de referencia los factores de penalización, de potencia de punta y de energía, son iguales a la unidad. Para las otras barras del sistema los factores de penalización son iguales a la unidad más el correspondiente factor de pérdidas marginales.

Los factores de pérdidas marginales se obtiene a partir de los factores de pérdidas variable medias calculados en base a los resultados de simulaciones de flujo de potencia para diferentes condiciones de operación en la curva de duración de la carga, en periodo de avenida y en periodo de estiaje. Así:

$$FPMP = 1 + 2 * Perd. / P,$$

donde:

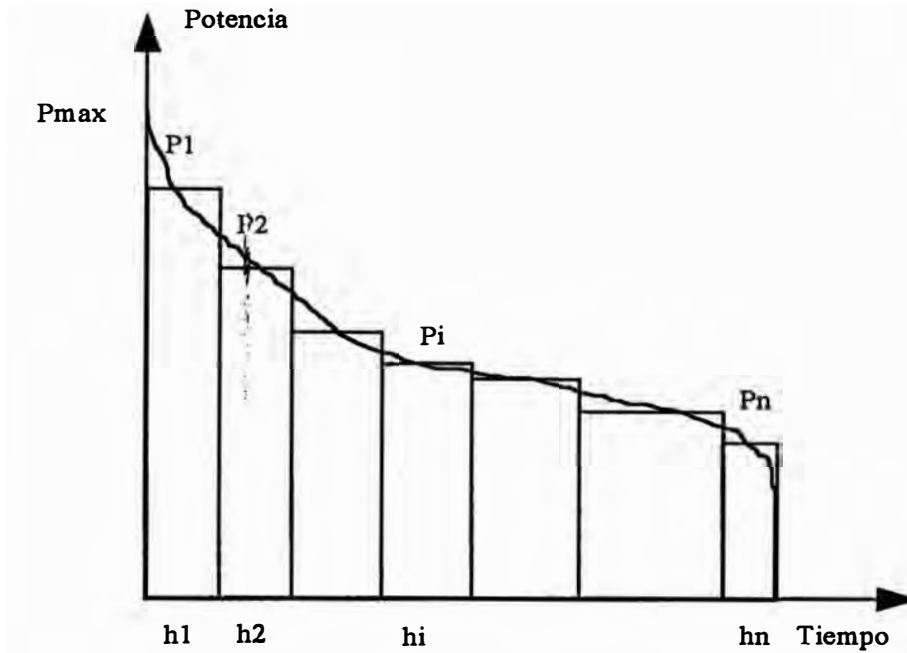
FPMP = Factor de Pérdidas Marginales de Potencia.

Perd = Pérdidas Variables obtenidas del Flujo de Potencia

P = Potencia Transmitida

Los factores de pérdidas marginales de potencia de punta para cada barra del sistema se obtienen a partir de la simulación de flujo de potencia para las condiciones de máxima demanda.

Los factores de pérdidas marginales de energía para cada barra del sistema se obtienen a partir del promedio ponderado de los factores de pérdidas marginales de potencia, calculados en base a los resultados de la simulación de flujo de potencia para las diferentes condiciones de operación en la curva de carga.



Así:

$$FPME = \frac{\sum_{i=1}^n FPMP_i \cdot h_i}{\sum_{i=1}^n h_i}$$

donde:

FPME = factor de pérdidas marginales de energía

FPMP_i = factor de pérdidas marginales de potencia en la condición y

h_i = duración de la condición de operación y

CONDICIONES DE APLICACION TARIFARIA

1.- Condiciones Generales

Facturación de Potencia .- Se efectúa en dos modalidades a elección del cliente, siendo éstas la potencia contratada ó la máxima demanda leída. Se factura dicho valor, durante la vigencia anual de opción, representando en general el costo fijo comprometido por parte de las empresas generadora y distribuidora para la prestación de servicio. Dicho costo fijo representa la anualidad de la inversión de generación, transmisión y distribución así como sus correspondientes costos de explotación, a excepción de los costos variables.

Lo anterior significa que dicho cargo deberá cobrarse aún cuando el consumo sea nulo ó se encuentre desconectado por falta de pago durante la vigencia de la opción tarifaria.

De no hacerlo la distribuidora asumiría los costos de la compra de potencia y sus costos fijos sin retribución alguna.

La modalidad de potencia contratada contempla la libre contratación de la potencia máxima de conexión con la distribuidora, la que tiene validez de un año pudiendo renovarse automáticamente de no responder el cliente al aviso de vencimiento del contrato por parte de la distribuidora, la misma que se deberá efectuar con un plazo mínimo de 30 días. La determinación de esta potencia define el límite de responsabilidad en la prestación del servicio, no estando obligada la distribuidora en atender por encima de dicho valor durante el año de vigencia.

El cliente puede contratar la potencia más conveniente sin perder su derecho a ampliar su requerimiento en el futuro, tratándose en conclusión de aquella potencia a emplear en los próximos doce meses.

La contratación de potencia libre, sujeta a la instalación de limitadores de capacidades disponibles en el mercado, no implicando por tanto medición de potencia alguna.

Alternativamente, y a elección del cliente, se encuentra la medición de máxima demanda para la facturación de potencia. Probablemente es una alternativa a la que deberán acceder tanto al distribuidor como el cliente a fin de registrar físicamente las variables a facturar y reflejar mejor señal económica de la tarifa.

La novedad en la alternativa de demanda leída es la obtención de la potencia a facturar como promedio de los dos mayores demandas de los últimos doce meses, incluyendo el mes que se factura. Con este criterio se intenta representar aquella potencia promedio que la distribuidora pone a disposición del cliente en un periodo anual móvil.

Los recargos de potencia, cuando éste se registre, no son penalizados en la oportunidad que se detectan, encontrándose facultada la empresa a exigir al cliente la inmediata recontractación.

La facturación de la potencia, en ambas modalidades, y de la energía se efectúa considerando la vigencia del pliego tarifario respectivo, es decir proporcionalmente a los días respectivos del consumo en cada pliego cuando el periodo de facturación esté conformado por fracciones de dos pliegos tarifarios.

2.- Condiciones Especificas

Estas condiciones de aplicación corresponden a las distintas opciones tarifarias en particular, de acuerdo a lo siguiente:

- a) Opciones Tarifarias 2E2P (MT2 y BT2) .- Esta opción horaria permite una mejor medición de la demanda del cliente, de acuerdo a la diferenciación de precios en punta y fuera de punta.
- b) Opciones Tarifarias 2E1P, 1E1P (MT3, MT4, BT3 y BT4) .- Al tenerse sólo una medición ó contratación de potencia, se desconoce en esta opción si el cliente demanda de la potencia máxima en horas de punta ó en horas fuera de punta. La resolución tarifaria ha previsto que la empresa distribuidora califique el consumo del cliente mediante dos alternativas, es decir, como "de punta" o " fuera de punta" según un procedimiento regulado para este fin. Con dicha calificación se intenta asignar los costos de acuerdo a los estudios de caracterización de la carga para este tipo de clientes. Si en algún momento el cliente estima que está siendo perjudicado con dicha calificación, le queda la alternativa de elegir la opción 2P2E u otras más conveniente.
- c) Opciones Tarifarias 1E ó 1P (BT5 y BT6) .- En estas opciones simplificadas en su medición, la limitación principal es el límite establecido para acceder a ellas. A diferencia de las anteriores opciones en éstas el ingreso es limitado. Sin embargo un cliente de la tarifa BT5 puede acceder a otras opciones tarifarias cualquiera fuera su potencia conectada.

COSTOS DEL GRUPO ELECTROGENO COMO FACTOR DE SELECCION

Recomendamos los siguientes pasos para la selección óptima de un grupo electrógeno:

1.- Aplicacion .- En el caso de grupos electrógenos tenemos dos aplicaciones bien definidas

- a) G.E. para EMERGENCIA
- b) G.E. para SERVICIO ELECTRICO CONTINUO

Para nuestro caso la aplicación que se requiere es la de Servicio Continuo.

2.- Alternativas vs Rating Correctos .- Para el caso de G.E. estos RATINGS O CLASES DE POTENCIA, que los fabricantes especifican son:

- a) POTENCIA STANBY, es aplicable para suplir durante el tiempo que dure la falta de energía.
- b) POTENCIA PRIME, es aplicable a servicio eléctrico continuo, cargas variables y capacidad de 10% sobrecarga (1 Hora máx.).
- c) POTENCIA CONTINUA, es aplicable a servicio eléctrico continuo, carga constante sin capacidad de sobrecarga.

Para poder definir el mejor RATING adecuado se establece el siguiente cuadro:

	STANBY	PRIME	CONTINUO
Factor de carga	60% o menos	60% a 70%	70% a 100%
Horas anuales	500 o menos	Sin limite	Sin limite
Tipo de carga	Variable	Variable	Constante
Carga máxima	80%	100%	100%

3.- Análisis del Diagrama de Carga.- El factor de carga o de demanda es el criterio para tomar la decisión de una potencia PRIME o CONTINUA y hará necesario un trabajo previo de “análisis del diagrama de carga”.

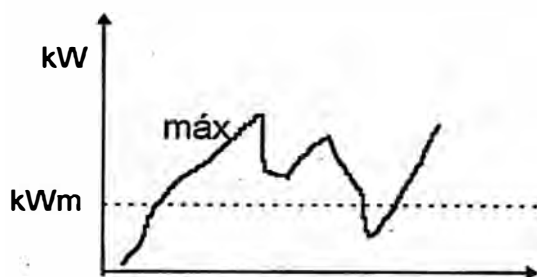


DIAGRAMA DE CARGA
“ VARIABLE “
TÍPICO DEL PRIME



DIAGRAMA DE CARGA
“CONSTANTE”
TÍPICO DEL CONTINUO

4.- Potencial Vida G.E. vs Horas Uso Anual

a) La vida esperada de los motores Diesel puede estimarse, hasta la 1era REPARACIÓN ANTES DE LA FALLA (RAF):

	HRS
900/720 RPM	40000
1200 RPM	20000
1800 RPM	10000

b) Si consideramos “económico” reparar un motor 2 ó 3 veces. Podemos entonces afirmar que el POTENCIAL DE VIDA es en horas:

PARA RPM	CON (1) RAF	CON (2) RAF	CON (3) RAF
900/720	80000	120000	160000
1200	40000	60000	80000
1800	20000	30000	40000

Considerando los criterios a y b añadimos las HORAS DE USO ANUAL para elaborar el siguiente cuadro:

POTENCIAL DE VIDA (AÑOS) CON 2 RAF

HRS Vida	120000	60000	30000	
RPM	900	1200	1800	HRS/AÑO
	120	60	30	1000
	60	30	15	2000
	40	20	10	3000
	30	15	7	4000

24	12	6	5000
20	10	5	6000
17	8	4	7000
15	7	3	8000

Como conclusión analizando dos extremos podemos decir :

En el caso de bajas Hrs. de utilización (emergencia) los motores de 1800 ofrecen un potencial de vida aceptable.

En el caso de elevadas HORAS de uso anual (Servicio Eléctrico Continuo) los motores "lentos" de 900/720 RPM presentan la mejor alternativa sin dejar de considerar la de 1200 RPM.

5.- Análisis de Costos

Los factores o costos directos del G.E. son :

a) Depreciación .- Para el análisis del costo/hr ó costo/kW-h ó proyección de costos totales se trata de proyectar el análisis a "N" años, donde "N" es la vida útil estimada en función a las horas de uso anual.

Considerando las siguientes variables :

P : Precio del G.E. en US\$

N : Periodo en años

H : Totales horas de uso anual

C : Carga promedio en kW

Determinamos lo siguiente

$$\text{Costo/hr} = P/H \quad \{\text{US\$/hr}\}$$

$$\text{Costo/kW-hr} = (P/H)/C \quad \{\text{US\$/kW-hr}\}$$

b) Combustible .- El factor de mayor costo es el combustible.

kWge : Potencia de placa en kW

f.c. : Factor de potencia

0.075 : Consumo específico "promedio" en gal/kW-hr

q : Precio del combustible en US\$/galón

Consumo (Gal/hr) = kWge * f.c. * 0.075

Costo/kW-hr = kWge * f.c. * 0.075 * q / C (US\$/kW-hr)

c) Lubricantes .- El costo por lubricantes tiene dos componentes:

- cambio : Capacidad del carter (galones) / periodo de cambio (hrs)
{gal/hr}

- relleno : Depende del motor usemos un factor de 0.00015 gal/kW-hr, así
kWge * f.c. * 0.00015 {gal/hr}

d) Mantenimiento, componentes, reparaciones .- Para propósitos de estimar costos, podemos sugerir lo siguiente :

- Cada reparación general equivale a un 33% de la depreciación

- Mantenimiento equivale al 50% del costo de reparación

- Componentes equivale al 50% del costo de reparación

Finalmente el costo por generar los kW-hr será la suma de los factores a)+b)+c)+d)+e)+f).

Se muestra a continuación un caso de selección donde se combina el aspecto de RATING, HRS, etc. factor de carga vs costos.

CARGA VARIABLE

- CARGA MAXIMA (KW)	800
-FACTOR CARGA (instalación)	63%
- CARGA MEDIA (KW)	500

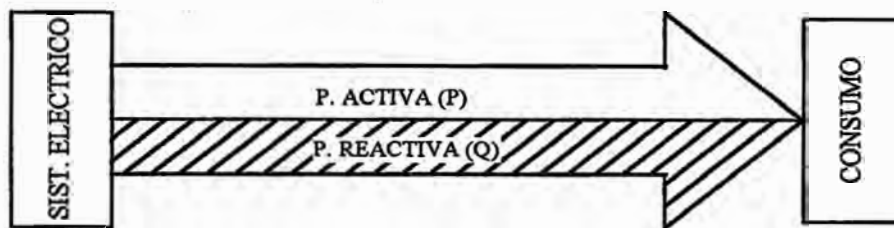
ALTERNATIVAS & RATINGS : CRITERIO N° 1			
MODELO	3508TA	3512TA	3516TA
KWE	820	830	900
RPM	1800	1200	1200
RATING	PRIME	PRIME	PRIME
FACTOR CARGA (G.E.)	61%	60%	56%
CORRECTO ?	SI	SI	SI
ALTERNATIVAS	A	B	C
PRECIO FOB (US\$)	130000	160000	220000

VIDA UTIL : CRITERIO N° 2			
HRS RAF ESP. CAT	15000	22000	22000
GALONES RAF CAT	515000	770000	1025000
CONSUMO GAL/HR	35	35	35
HRS RAF (factor carga)	14714	22000	29286
POTENCIAL DE VIDA CON 2 REPARACIONES ANTES DE LA FALLA			
EN HORAS	44143	66000	87857
HRS DE USO ANUAL	POTENCIAL VIDA EN AÑOS "HASTA 1ERA RAF"		
1500	10	15	20
3000	5	7	10
5000	3	4	6
7000	2	3	4
	POTENCIAL VIDA EN AÑOS "HASTA 1ERA RAF"		
1500	29	44	59
3000	15	22	29
5000	9	13	18
7000	6	9	13

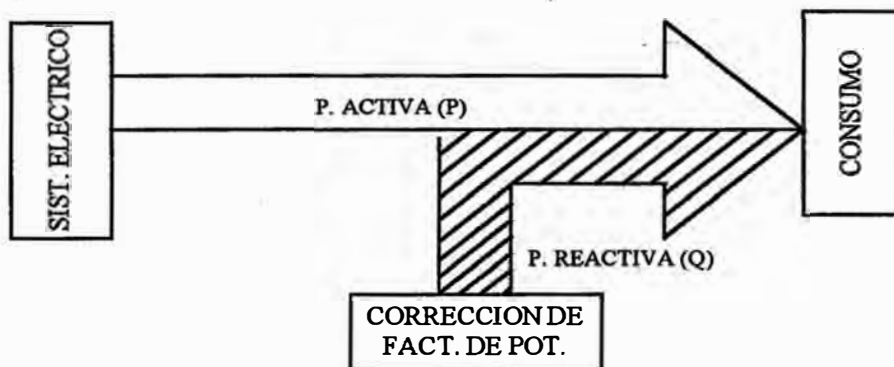
COSTOS : CRITERIO N° 3				
	PARA	3000	HRS ANUALES	
DEPRECIACION : PRECIO (US\$)		130000	160000	220000
AÑOS		15	22	29
US\$/AÑO		8835	7273	7512
US\$/HR		2.94	2.42	2.50
US\$/KW-HR		0.006	0.005	0.005
COMBUSTIBLE (1.1 US\$/GALON)				
US\$/KW-HR		0.077	0.077	0.077
MANT. & REPARACIONES				
US\$/KW-HR		0.012	0.010	0.010
TOTAL	US\$/KW-HR	0.095	0.092	0.092

CRITERIOS DE SELECCION DEL METODO DE COMPENSACION

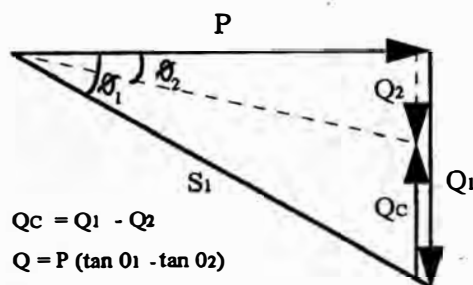
Los problemas de bajo factor de potencia se resuelven agregando al circuito eléctrico, equipos que han sido diseñados y construidos para este fin, tales como motores sincrónicos, condensadores sincrónicos y capacitores o condensadores estáticos.



A) SISTEMA SIN COMPENSACION



B) SISTEMA COMPENSADO



$$Q_c = Q_1 - Q_2$$

$$Q = P (\tan \theta_1 - \tan \theta_2)$$

Donde :

$$\tan \theta_2 = ER/EA = 30 \% \text{ (ó menor)}$$

θ_1 : ANG. DESFASAJE INIC.

θ_2 : ANG. DESPUES DE LA COMPENSACION

S_1 : POT. TOTAL INICIAL

S_2 : POT. DESPUES DE LA COMPENSACION

P : POTENCIA ACTIVA

Q_1 : POT. REACTIVA INIC.

Q_2 : POT. REACTIVA DESPUES DE LA COMPENSACION

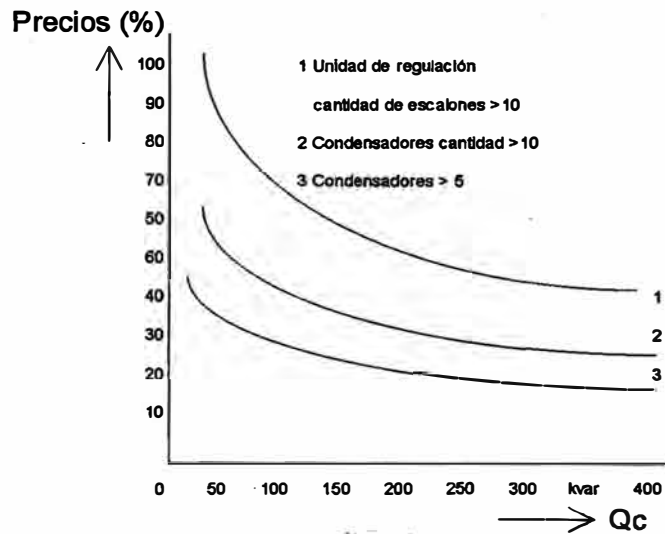
Q_c : POTENCIA DEL EQUIPO COMPENSADOR

C) DIAGRAMA FASORIAL

Al seleccionar la forma de compensación se han de considerar factores técnicos y económicos y se han de decidir si se deben compensar las

cargas individuales por medio de condensadores fijo o por medio de una batería de regulación centralizada.

La estructura de precios de ambas formas de compensación se muestra en la siguiente figura, no habiéndose tenido en cuenta los costos de instalación.



La potencia reactiva total a instalar, para la compensación de energía reactiva en una planta o instalación industrial que consume una potencia activa promedio P , con un factor de potencia $\cos\phi_1$, mejorado hasta un valor $\cos\phi_2$, se puede calcular mediante la siguiente fórmula:

$$Q_c = P (\tan\phi_1 - \tan\phi_2) \text{ {kVAR}}$$

Conocido el factor de potencia inicial, $\cos\phi_1$, y sabiendo cual es el que requiere alcanzar, $\cos\phi_2$, se puede determinar el coeficiente $(\tan\phi_1 - \tan\phi_2)$ por el cual hay que multiplicar la potencia activa para obtener la potencia reactiva necesaria a instalar, utilizando la Tabla II.

En la práctica, para que la instalación resulte más económica se compensa a un factor de potencia mayor o igual a 0.95.

Ejemplo de aplicación :

- a) Máxima Demanda : MD (kW)
- b) Energía Activa : (EA) (kWH)
- c) Energía Reactiva : (ER) (kVARH)

Con estos datos es posible determinar lo siguiente:

$$P = MD \text{ (kW)}$$

$$\text{tg}\phi_1 = ER/EA$$

Para elevar el factor de potencia a $\cos\phi_2$

$$Q_c = MD \times (\text{tg}\phi_1 - \text{tg}\phi_2) \text{ {kVAR}}$$

En la práctica se deberá tener en cuenta las características y condiciones técnicas y económicas de cada instalación industrial, para poder diseñar un sistema de compensación del factor de potencia adecuada a su instalación particular.

MULTIPLICADORES DE KW PARA DETERMINAR LOS KILOVARS EN CAPACITORES REQUERIDOS PARA CORREGIR EL FACTOR DE POTENCIA

Fact. de Potencia Original	Factor de Potencia Corregido																				
	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84	0,85	0,88	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	1,00
0,50	0,982	1,008	1,034	1,060	1,088	1,112	1,139	1,165	1,192	1,220	1,248	1,278	1,308	1,337	1,369	1,403	1,440	1,481	1,529	1,590	1,732
0,51	0,937	0,983	0,989	1,015	1,041	1,067	1,093	1,120	1,147	1,174	1,202	1,231	1,261	1,291	1,324	1,358	1,395	1,436	1,484	1,544	1,687
0,52	0,893	0,919	0,945	0,971	0,997	1,023	1,049	1,078	1,103	1,130	1,158	1,187	1,217	1,247	1,280	1,314	1,351	1,392	1,440	1,500	1,843
0,53	0,850	0,878	0,902	0,928	0,954	0,980	1,007	1,033	1,060	1,088	1,116	1,144	1,174	1,205	1,237	1,271	1,308	1,349	1,397	1,458	1,600
0,54	0,809	0,835	0,861	0,887	0,913	0,939	0,965	0,992	1,019	1,048	1,074	1,103	1,133	1,163	1,198	1,230	1,267	1,308	1,358	1,418	1,559
0,55	0,788	0,794	0,820	0,848	0,873	0,899	0,925	0,952	0,979	1,008	1,034	1,063	1,092	1,123	1,158	1,190	1,227	1,268	1,315	1,376	1,518
0,56	0,729	0,755	0,781	0,807	0,834	0,860	0,888	0,913	0,940	0,967	0,995	1,024	1,053	1,084	1,118	1,151	1,188	1,229	1,276	1,337	1,479
0,57	0,691	0,717	0,743	0,769	0,798	0,822	0,848	0,875	0,902	0,929	0,957	0,988	1,015	1,046	1,079	1,113	1,150	1,191	1,238	1,299	1,441
0,58	0,655	0,681	0,707	0,733	0,759	0,785	0,811	0,838	0,865	0,892	0,920	0,949	0,979	1,009	1,042	1,076	1,113	1,154	1,201	1,262	1,405
0,59	0,618	0,644	0,670	0,696	0,723	0,749	0,775	0,802	0,829	0,858	0,884	0,913	0,942	0,973	1,006	1,040	1,077	1,118	1,165	1,226	1,368
0,60	0,583	0,609	0,635	0,661	0,687	0,714	0,740	0,767	0,794	0,821	0,849	0,878	0,907	0,938	0,970	1,005	1,042	1,083	1,130	1,191	1,333
0,61	0,549	0,575	0,601	0,627	0,653	0,679	0,708	0,732	0,759	0,787	0,815	0,843	0,873	0,904	0,936	0,970	1,007	1,048	1,096	1,157	1,299
0,62	0,515	0,541	0,567	0,593	0,620	0,646	0,672	0,699	0,726	0,753	0,781	0,810	0,839	0,870	0,903	0,937	0,974	1,015	1,062	1,123	1,265
0,63	0,483	0,509	0,535	0,561	0,587	0,613	0,639	0,666	0,693	0,720	0,748	0,777	0,807	0,837	0,870	0,904	0,941	0,982	1,030	1,090	1,233
0,64	0,451	0,477	0,503	0,529	0,555	0,581	0,607	0,634	0,661	0,688	0,718	0,745	0,775	0,805	0,838	0,872	0,909	0,950	0,998	1,058	1,201
0,65	0,419	0,445	0,471	0,497	0,523	0,549	0,578	0,602	0,629	0,657	0,685	0,714	0,743	0,774	0,808	0,840	0,877	0,919	0,968	1,027	1,189
0,66	0,388	0,414	0,440	0,466	0,492	0,519	0,545	0,572	0,599	0,628	0,654	0,683	0,712	0,743	0,775	0,810	0,847	0,888	0,935	0,998	1,138
0,67	0,358	0,384	0,410	0,438	0,462	0,488	0,515	0,541	0,568	0,596	0,624	0,652	0,682	0,713	0,745	0,779	0,816	0,857	0,905	0,968	1,108
0,68	0,328	0,354	0,380	0,406	0,432	0,459	0,485	0,512	0,539	0,568	0,594	0,623	0,652	0,683	0,715	0,750	0,787	0,828	0,875	0,938	1,078
0,69	0,299	0,325	0,351	0,377	0,403	0,429	0,458	0,482	0,509	0,537	0,565	0,593	0,623	0,654	0,688	0,720	0,757	0,798	0,846	0,907	1,049
0,70	0,270	0,296	0,322	0,348	0,374	0,400	0,427	0,453	0,480	0,508	0,536	0,565	0,594	0,625	0,657	0,692	0,729	0,770	0,817	0,878	1,020
0,71	0,242	0,268	0,294	0,320	0,346	0,372	0,398	0,425	0,452	0,480	0,508	0,538	0,568	0,597	0,629	0,663	0,700	0,741	0,789	0,849	0,992
0,72	0,214	0,240	0,266	0,292	0,318	0,344	0,370	0,397	0,424	0,452	0,480	0,508	0,538	0,569	0,601	0,635	0,672	0,713	0,761	0,821	0,964
0,73	0,188	0,212	0,238	0,264	0,290	0,316	0,343	0,370	0,396	0,424	0,452	0,481	0,510	0,541	0,573	0,608	0,645	0,686	0,733	0,794	0,938
0,74	0,159	0,185	0,211	0,237	0,263	0,289	0,318	0,342	0,369	0,397	0,425	0,453	0,483	0,514	0,546	0,580	0,617	0,658	0,706	0,768	0,909
0,75	0,132	0,158	0,184	0,210	0,238	0,262	0,289	0,315	0,342	0,370	0,398	0,428	0,458	0,487	0,519	0,553	0,590	0,631	0,679	0,739	0,882
0,76	0,105	0,131	0,157	0,183	0,209	0,235	0,262	0,288	0,315	0,343	0,371	0,400	0,429	0,460	0,492	0,526	0,563	0,605	0,652	0,713	0,855
0,77	0,079	0,105	0,131	0,157	0,183	0,209	0,235	0,262	0,289	0,318	0,344	0,373	0,403	0,433	0,468	0,500	0,537	0,578	0,628	0,686	0,829
0,78	0,052	0,078	0,104	0,130	0,158	0,183	0,209	0,238	0,263	0,290	0,318	0,347	0,378	0,407	0,439	0,474	0,511	0,552	0,599	0,660	0,802
0,79	0,028	0,052	0,078	0,104	0,130	0,158	0,183	0,209	0,238	0,264	0,292	0,320	0,350	0,381	0,413	0,447	0,484	0,525	0,573	0,634	0,776
0,80	0,000	0,028	0,052	0,078	0,104	0,130	0,157	0,183	0,210	0,238	0,266	0,294	0,324	0,355	0,387	0,421	0,458	0,499	0,547	0,608	0,750
0,81		0,000	0,028	0,052	0,078	0,104	0,131	0,157	0,184	0,212	0,240	0,268	0,298	0,329	0,361	0,395	0,432	0,473	0,521	0,581	0,724
0,82			0,000	0,026	0,052	0,078	0,105	0,131	0,158	0,188	0,214	0,242	0,272	0,303	0,335	0,369	0,406	0,447	0,495	0,556	0,698
0,83				0,000	0,028	0,052	0,079	0,105	0,132	0,160	0,188	0,216	0,246	0,277	0,309	0,343	0,380	0,421	0,469	0,530	0,672
0,84					0,000	0,028	0,053	0,079	0,108	0,134	0,162	0,190	0,220	0,251	0,283	0,317	0,354	0,395	0,443	0,503	0,648
0,85						0,000	0,026	0,053	0,080	0,107	0,135	0,164	0,194	0,225	0,257	0,291	0,328	0,369	0,417	0,477	0,620
0,86							0,000	0,027	0,054	0,081	0,109	0,138	0,167	0,198	0,230	0,265	0,302	0,343	0,390	0,451	0,593
0,87								0,000	0,027	0,054	0,082	0,111	0,141	0,172	0,204	0,238	0,275	0,318	0,364	0,424	0,567
0,88									0,000	0,027	0,055	0,084	0,114	0,145	0,177	0,211	0,248	0,289	0,337	0,397	0,540
0,89										0,000	0,028	0,057	0,088	0,117	0,149	0,184	0,221	0,262	0,309	0,370	0,512
0,90											0,000	0,029	0,058	0,089	0,121	0,156	0,193	0,234	0,281	0,342	0,484
0,91												0,000	0,030	0,060	0,093	0,127	0,164	0,205	0,253	0,313	0,458
0,92													0,000	0,031	0,063	0,097	0,134	0,175	0,223	0,284	0,428
0,93														0,000	0,032	0,067	0,104	0,145	0,192	0,253	0,395
0,94															0,000	0,034	0,071	0,112	0,160	0,220	0,363
0,95																0,000	0,037	0,078	0,128	0,188	0,329
0,96																	0,000	0,041	0,089	0,149	0,292
0,97																		0,000	0,048	0,108	0,251
0,98																			0,000	0,061	0,203
0,99																				0,000	0,142

PROCEDIMIENTO PARA SOLICITAR EL CAMBIO TARIFARIO

Para la obtención del cambio tarifario el usuario deberá cumplir con los requisitos que la concesionaria exige, realizando los siguientes pasos :

1. Deberá estar al día en sus pagos o en convenio de facilidades de pago.
(Sólo en el caso de suministros existentes)

2. Deberá presentar solicitud indicando :

- a) Número de suministro o número de cliente
- b) La Tarifa a la cual desea cambiar.
- c) Dirección del predio y de correspondencia.

3. Deberá presentar juntamente con la solicitud los siguiente documentos:

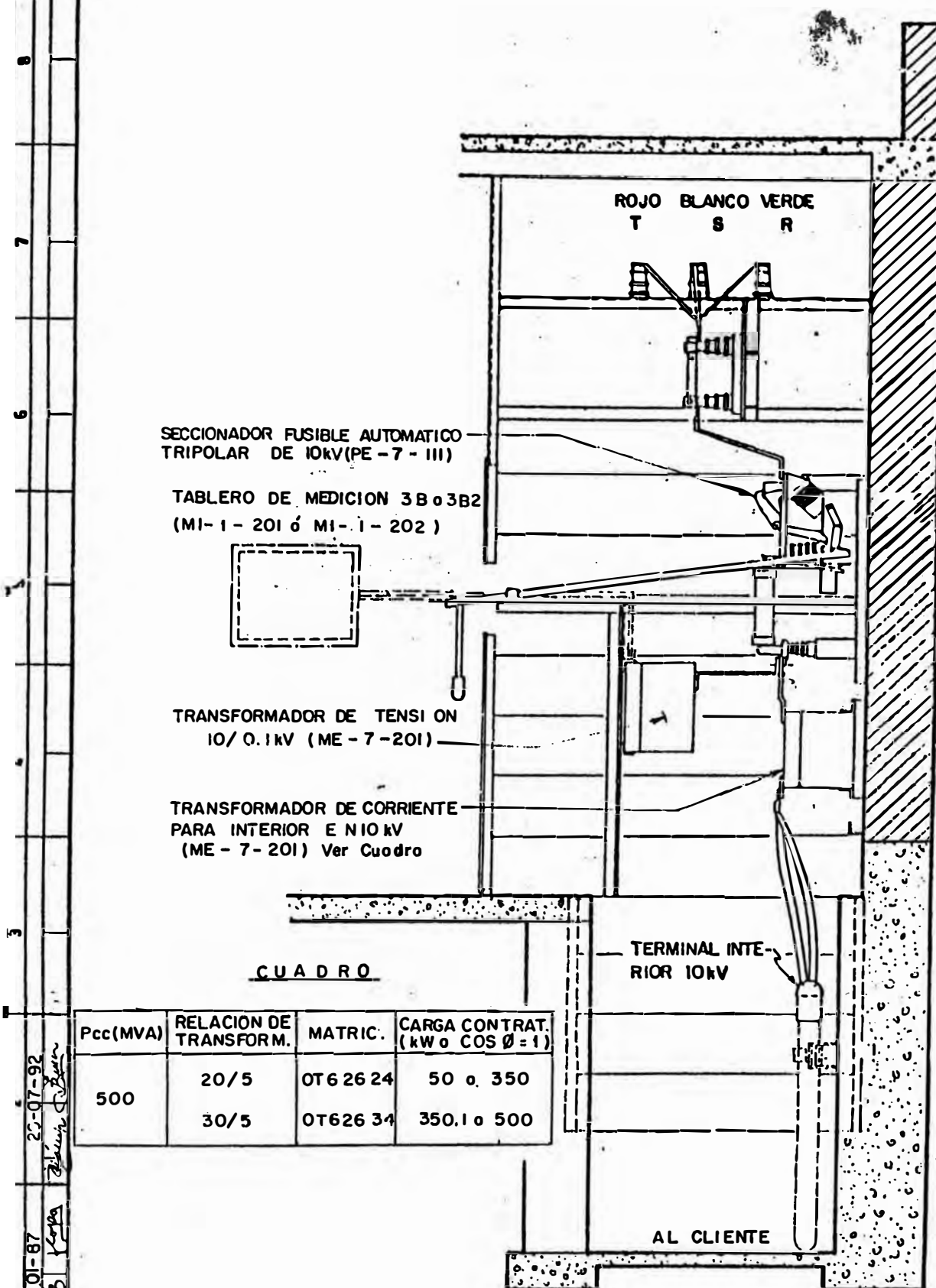
- a) Copia simple del título de propiedad del predio al cual corresponde el suministro o el Registro de Propiedad del Inmueble otorgado por la Oficina Nacional de Registros Públicos (actualizado).
- b) Copia simple de la última Declaración Jurada de Autovaluo.
- c) Copia simple del testimonio de otorgamiento del poder del Apoderado o Representante Legal de la empresa. (Sólo cuando se trata de persona jurídica)
- d) Copia simple de la L.E. del Apoderado o Representante Legal de la empresa.
- e) Copia simple del R.U.C. (Registro Único de Contribuciones) otorgada por la S.U.N.A.T., indicándonos la actividad (giro del negocio) de la empresa y el código CIU.

De ser inquilino, adicional a los documentos anteriores deberá incluir:

- a) Copia simple del contrato de arrendamiento (actualizado).
- b) Copia simple del testimonio de otorgamiento de poder del Apoderado o Representante legal del Propietario. (Sólo cuando se trata de persona jurídica)
- c) Copia simple de la L.E. del apoderado o representante legal del Propietario.
- d) Carta poder con firma legalizada, mediante la cual el propietario lo autoriza a efectuar cambios en el suministro asignado a su predio.

4. Deberá contar con equipo de medición adecuado para el cambio tarifario, de lo contrario el usuario deberá cancelar presupuesto de medidor electrónico.

DETALLE DE CONEXIONES EN MEDIA TENSION



SECCIONADOR FUSIBLE AUTOMATICO
TRIPOLAR DE 10kV (PE - 7 - III)

TABLERO DE MEDICION 3B o 3B2
(MI-1-201 ó MI-1-202)

TRANSFORMADOR DE TENSION
10/0.1kV (ME-7-201)

TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
PARA INTERIOR EN 10 kV
(ME-7-201) Ver Cuadro

CUADRO

TERMINAL INTERIOR 10kV

AL CLIENTE

Pcc(MVA)	RELACION DE TRANSFORM.	MATRIC.	CARGA CONTRAT. (kW o COS $\phi = 1$)
500	20/5	OT62624	50 o. 350
	30/5	OT62634	350.1 o 500

ALIMENTACION SUBTERRANEA AL CLIENTE DESDE SUBESTACION TIPO CONVENCIONAL UBICADA EN EL RECORRIDO DE ALIMENTADOR TRONCAL O LATERAL (Para Suministros de 50 a 500 kW).

REFERENCIA: PLANO SID-181 ó SID-222 MONTAJE

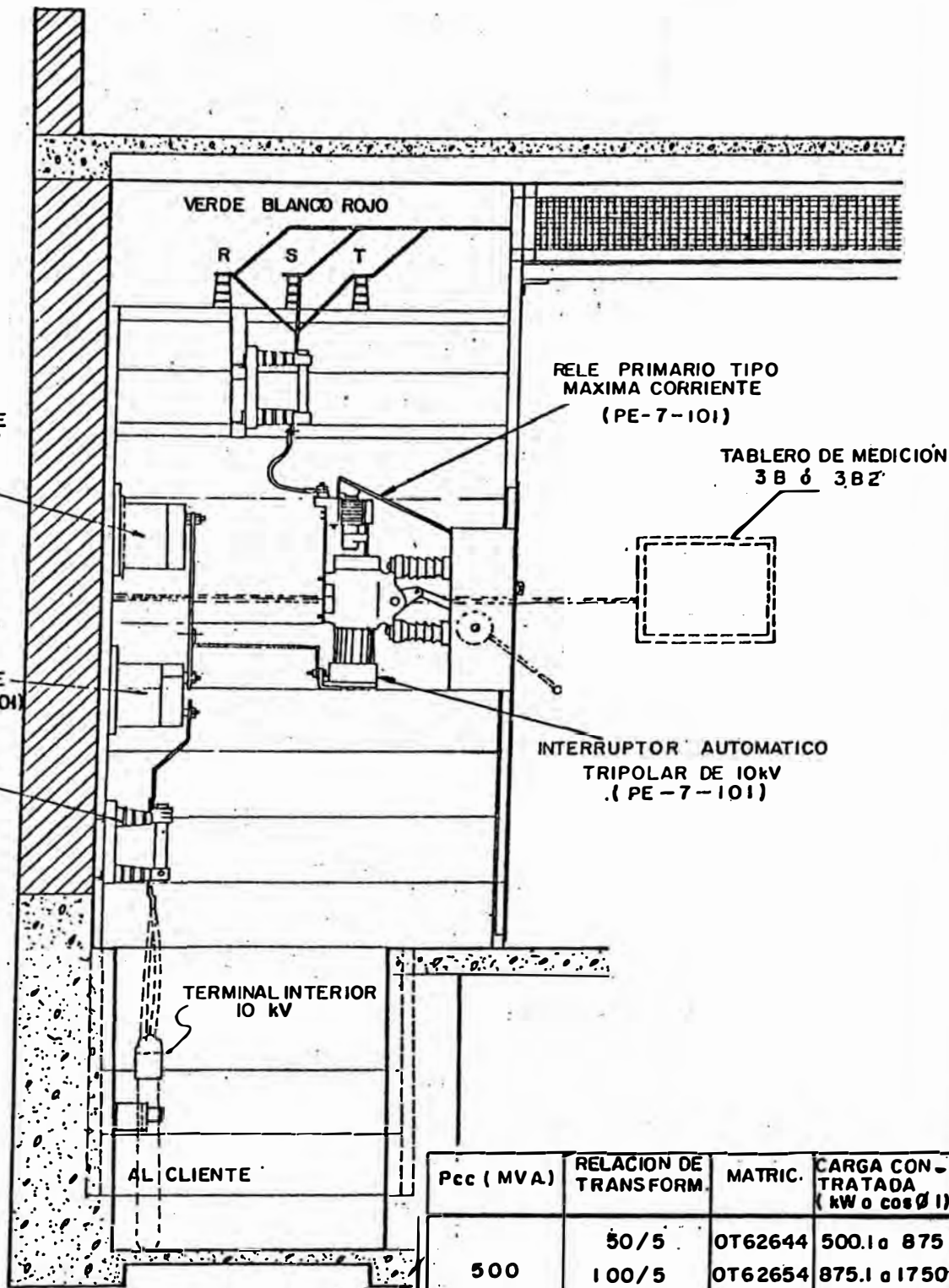
PUESTO DE MEDICION INTERIOR PARA CLIENTES EN 10 kV

ELECTROLIMA S. A.

NORMAS DE DISTRIBUCION

MI-7-201

Mod. T
Fecha: 22-07-85
V.B.
Rev.
L3-01-87
22-07-92
0



Pcc (MVA)	RELACION DE TRANSFORM.	MATRIC.	CARGA CON-TRATADA (kW o cos φ I)
500	50/5	OT62644	500.1 a 875
	100/5	OT62654	875.1 a 1750
	200/5	OT62664	1750.1 a 2500

ALIMENTACION SUBTERRANEA AL CLIENTE DESDE SUBESTACION;
 TIPO CONVENCIONAL UBICADA EN EL RECORRIDO DE ALIMEN-
 TADOR TRONCAL (Para Suministros de 500 a 2500 kW).

REFERENCIA: PLANO SID - 181 ó SID-222 **MONTAJE**

PUESTO DE MEDICION INTERIOR PARA CLIENTES EN 10 kV

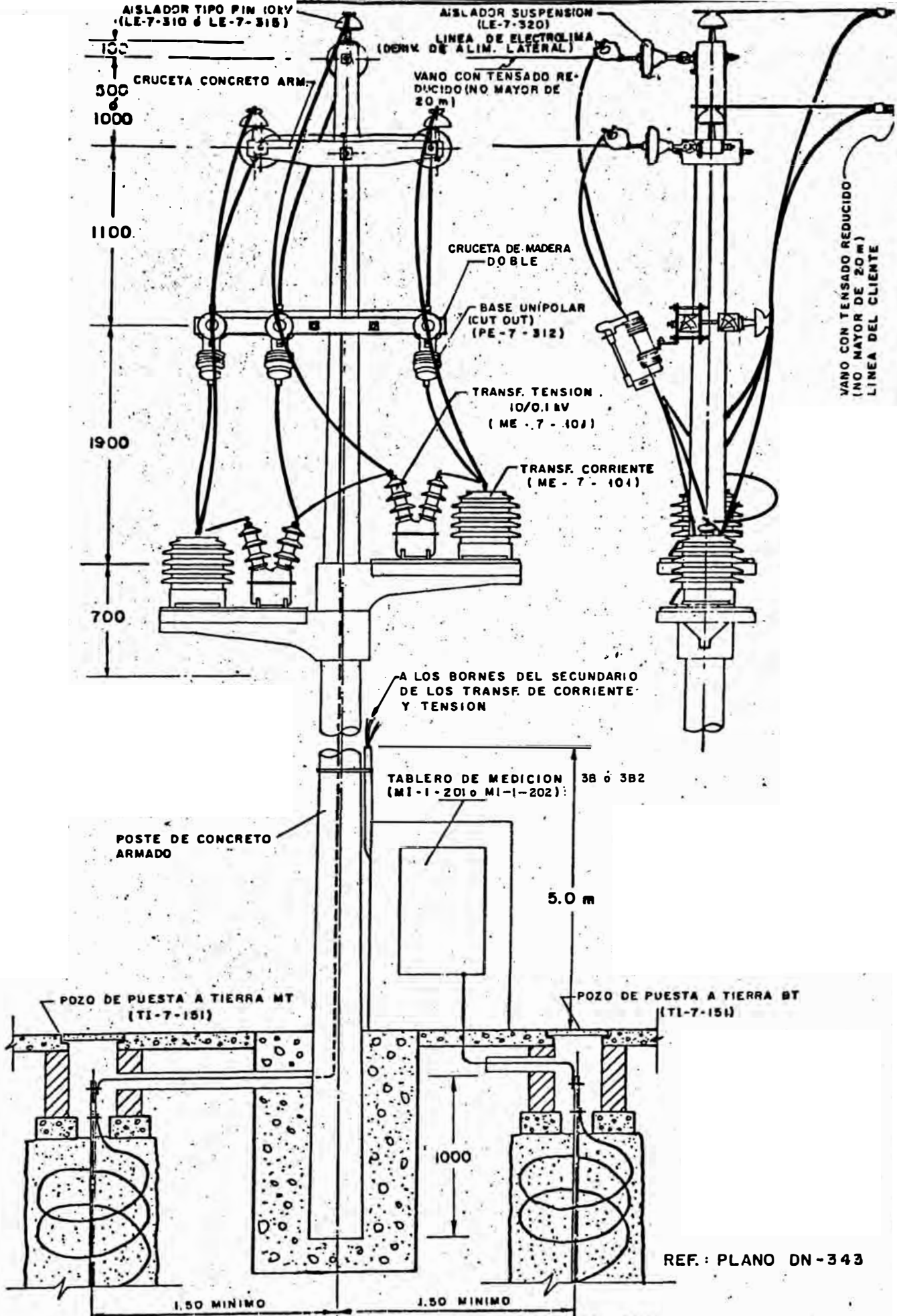
electrolima S.A.

NORMAS DE DISTRIBUCION

MI - 7 - 201

2 de 2

Modif: 0
 Fecha: 22-07-85
 Vº Bº: RAY.
 1 13-01-87
 2 12-12-89
 3 20-07-92
 4
 5
 6
 7
 8

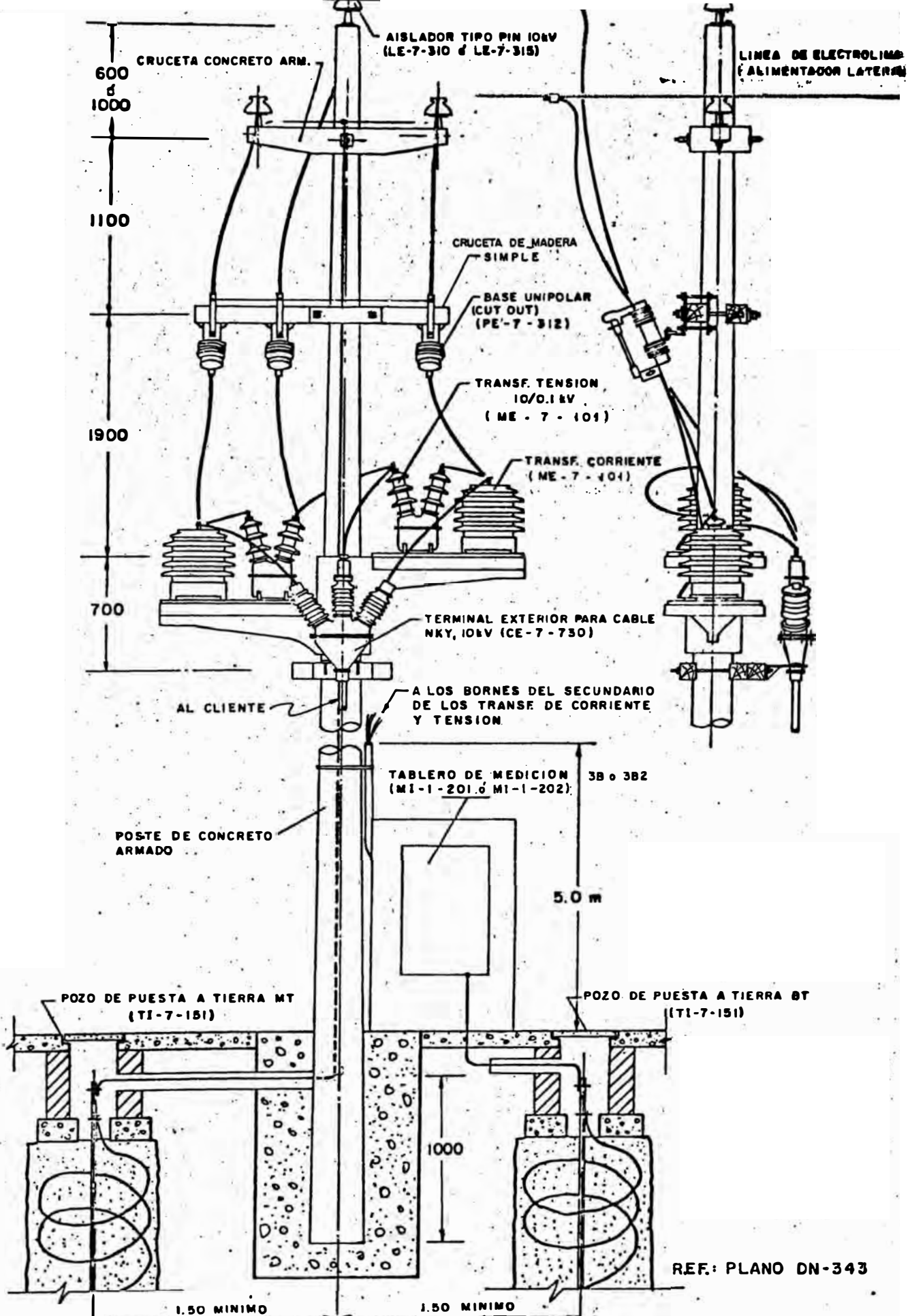


DISPOSICION 2 (ALIMENTACION AEREA AL CLIENTE DESDE DERIVACION DE ALIMENTADOR LATERAL)

REF: PLANO DN-343

PUESTO DE MEDICION A LA INTemperIE PARA CLIENTES EN 10 kV

Modif: 25-03-83
 fecha: 22-07-86
 13-01-87
 Rev: 198
 2
 3
 4
 5
 6
 7



DISPOSICION 1 - ALTERNATIVA 1b (ALIMENTACION SUBTERRANEA AL CLIENTE DESDE EL RECORRIDO DE ALIMENTADOR LATERAL).

PUESTO DE MEDICION A LA INTEMPERIE PARA CLIENTES EN 10 KV

electrolima

NORMAS DE DISTRIBUCION

MI-7401

Modif: 25-03-83
 Fecha: 22-07-85
 V.B.: Rev. *[Signature]*

REF: PLANO DN-343

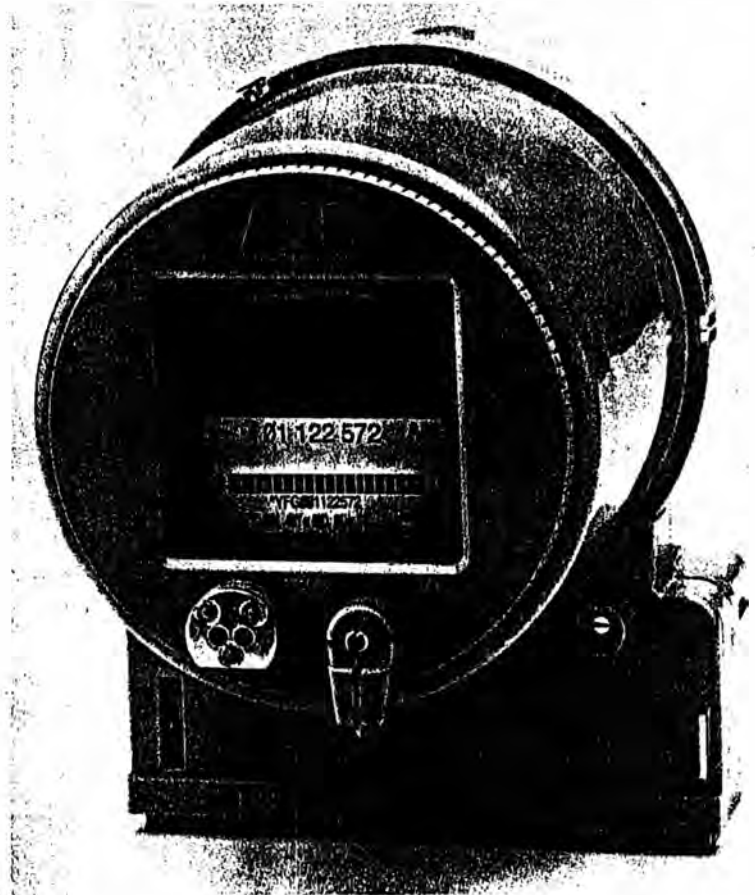
MEDIDORES ELECTRONICOS

September 15, 1995
Revised from July 1, 1994 to include
additional advanced functions.

Alpha Solid State Polyphase Meter (Watts, VARs, VA)

Alpha meters provide a complete system for complex energy and power measurement, for all types of electric utility billing requirements.

User programmable with standard PC computers and ABB EMFPLUS software



Standard Bottom-connected
or "A-Base" Meter



ANSI Socket-type Meter

- Multiple Rates -
up to 4 tariff periods per day;
- Real and Reactive measurements
for energy and maximum power ;
- Bidirectional power flow measurements
with 4-quadrant reactive measurement;
- Programmable load control --
activated by time or maximum demand;

ABB Network Partner

Alpha Solid State Polyphase Meter (WATTS, VARs, VA)

General Description

The ABB Alpha solid state polyphase meter is an integral meter and register which collects, processes and stores energy use and demand data. With time-of use (TOU) configurations, energy and demand data may be collected for up to four rates per day. The time-of-use energy and demand information can be displayed for watt-hours only; or, with the appropriate Alpha configurations, these can be displayed for both watt-hours and additional alternate quantities, either apparent energy (VAh) or reactive energy (VARh).

Alpha meters provide the greatest possible flexibility making the utility investment in meters more secure. Any Alpha meter can be upgraded to any other configuration with the use of option boards and simple reprogramming techniques. Thus, a simple-function kWh energy and kW demand meter, can be used for multiple rate time-of-use (TOU) applications when the utility rate structure changes. Similarly, meters measuring only real (or "active") quantities can be upgraded to also measure reactive and apparent power quantities.

Advantages of the Alpha:

Universal Application

The Alpha meter is designed to allow one unit to be applied at all line voltages ranging from 96 volts to 528 volts. For IEC PT/CT applications, an alternate power supply rated 46 to 200 volts also serves 57 to 110 volt line-neutral applications.

Because the meter automatically adjusts to the voltage source, the user no longer has to worry about installing a meter with the wrong voltage rating. The wide voltage range capability also eliminates the need for some commonly used meter Forms (ANSI wiring configurations) without the need to rewire existing sockets.

Automatic Voltage Adaptation Permits Inventory Reduction

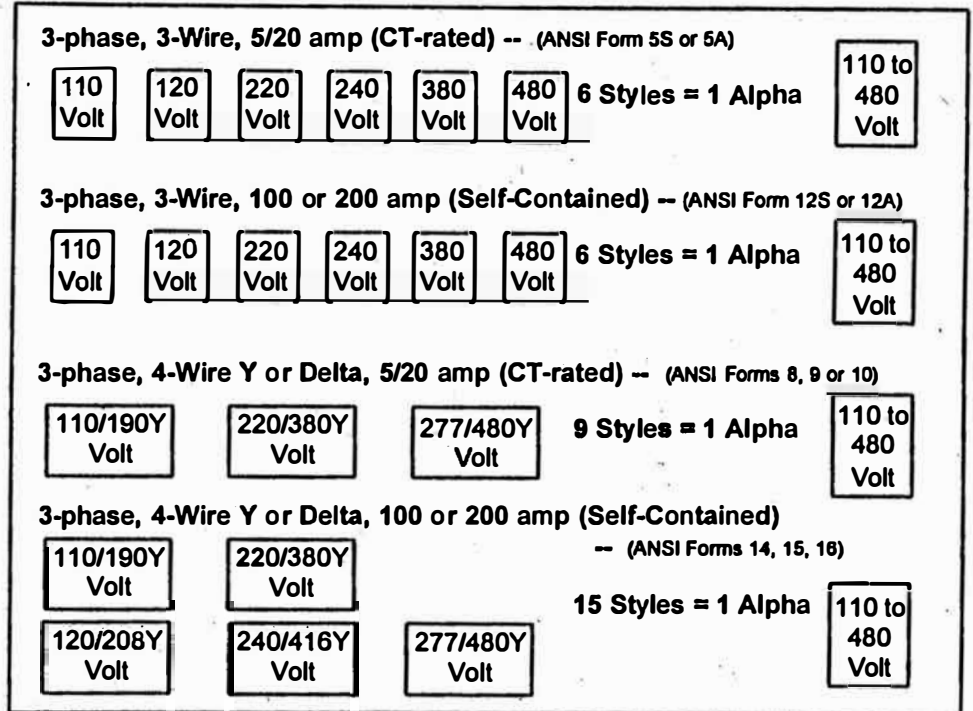


Figure 1 - Indicates some of the consolidation of styles possible.

Typical IEC standard voltages as well as standard ANSI voltages are combined in the figure for purposes of illustration. 200 amp self-contained meters are available only for ANSI socket-mounting. Maximum current for bottom-connected A-Base meters is 100 amps.

For example, when socket-mounted meters are applied, one Alpha meter can correctly meter both Form 8S and 9S transformer rated circuits. Similarly, a single self-contained version of the Alpha meter can correctly meter Forms 14S, 15S, and 16S applications.

Alpha Design & Major Components (see figure 3)

The Alpha meter was designed for simplicity. This insures the user of a quality product in a compact low profile design for maximum performance.

The ANSI socket-mounted meter chassis assembly houses the base, current and voltage blades, connection cables to the circuit board and lightning arresters (arresters used only on ANSI socket meters). The chassis assembly is available in a variety of ANSI standard socket-type configurations used in North America. Chassis also are supplied in conventional "A-base"

or bottom-connected configurations more commonly used in most world locations outside of North and Central America.

Electronics Assembly

The electronic housing assembly contains the meter and register electronics on a single circuit board assembly. The circuit board includes the wide voltage range power supply and voltage dividing resistors in lieu of voltage transformers. The housing also accommodates the liquid crystal display (LCD), nameplate and optional lithium battery. When optional circuit boards are used, they also plug into the main board and fit completely within the electronic housing assembly.

High Security Cover

The cover assembly features ultraviolet stabilized polycarbonate plastic materials, designed to reflect solar radiation minimizing internal heating and resist long-term discoloration.

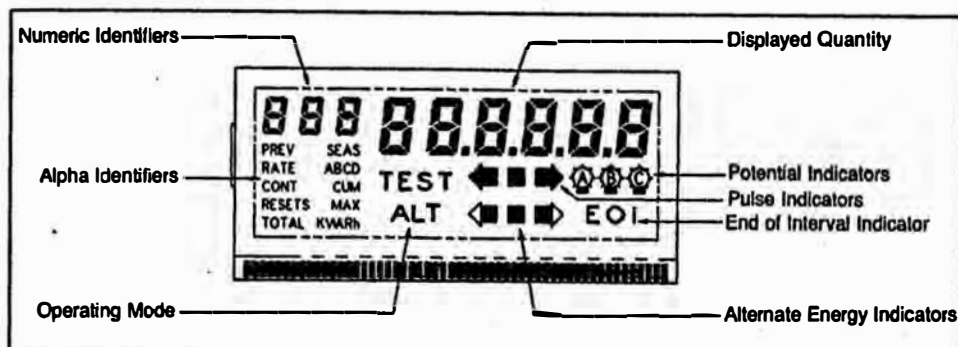


Figure 2 – Liquid Crystal Display Panel Programmable display permits utility to designate which of the programmed metering (or other general) quantities are to be displayed, in what order, and with unique designation codes. Three display modes may be programmed: Normal, Alternate and Test.

The cover has a clear polycarbonate plastic window to view metered quantities, various data annunciators and nameplate data. This window is protected with a hard optical coating which resists abrasion and prevents UV discoloration and surface crazing.

An optical communications port and mechanical demand reset lever also are located in the cover.

Enhanced LCD Display

The Alpha meter LCD provides an exceptional level of detailed information to the user. It includes:

- Six digits for display of metered quantities and constants
- Three digits for numeric identifiers
- Alpha identifiers
- Alternate & test mode indication
- Potential indication for each phase
- Directional pulse indicators
- End of interval indication

The LCD is designed for extended temperature range and can function from -40 degrees C to +85 degrees C.

The display can be programmed to scroll through the sequence of programmed display items in any sequence desired by the utility. Unique three-digit identifiers also can be programmed for each displayed item. For added convenience, the display hold time also is programmable.

In the "ALT" alternate display mode, it also is possible to manually scroll through the displayable items at the user's own pace.

Three Operating & Display Modes

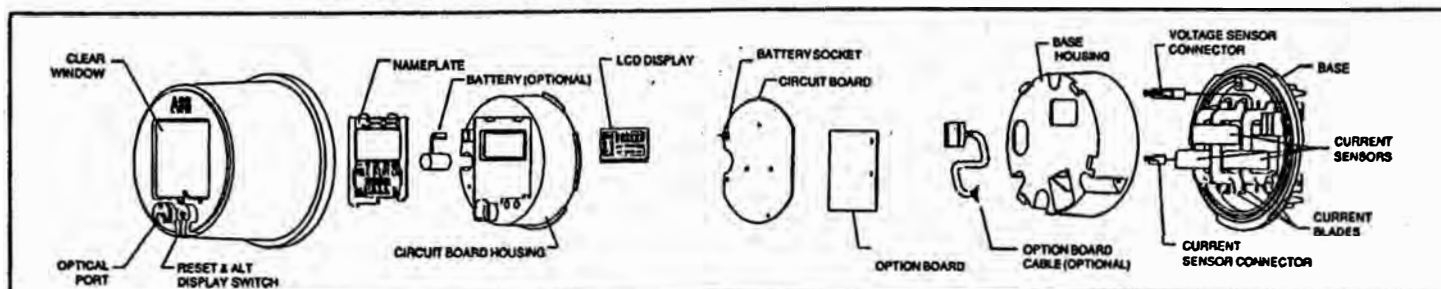
A selector switch mounted on the meter cover (operable after the utility technician breaks the meter reset seal), permits selection of the desired mode of operation and display:

- **Normal:** scrolls automatically through programmed displays for normal meter reading
- **Alternate:** scroll automatically, scroll manually, or freeze the display for up to one minute for alternate quantities.
- **Test:** test the operation of the register without affecting billing data already stored.

(Display item identification codes and the desired display sequence are independently programmable for each of the three modes.)



Figure 3. Exploded view of Alpha Meter Primary Components and Assembly Alpha Meters all use common components and subassemblies with only the base changing according to whether the unit is socket-mounted or bottom-connected. (Exploded drawing of socket base unit shown below. Photo of major components and construction of bottom-connected (A-Base) unit shown to the left. Except for the base assembly, construction and assembly is identical.



Electronic, High-Speed Automatic Reading

Manual reading and recording of metered quantities may be suitable for simple rates; but, automatic electronic reading normally is preferred for complex programs with multiple recorded quantities. This can be accomplished in a few seconds using standard computer equipment running ABB's EMFPLUS software on an IBM compatible PC or hand-held terminal.

Optical Communications Port Standard 2-Element, Bi-Directional

The optical communications port allows the utility to input programs or retrieve data without removing the cover of the meter. A standard 2-element communications probe equipped with a light emitting diode and a photo transistor, temporarily mounts on the molded boss and magnetic coupling of the meter cover. Through clear optical windows, the communications probe sends and receives optical signals to the communications port, mounted directly on the meter board. (No cable connection is required to the meter cover.) All communications are protected with utility-designated passwords.

Basic Alpha Meter Configurations

The Alpha meter comes factory configured in any one of 4 basic metering configurations:

- A1D - for kWh energy and maximum kW demand.
- A1T - for energy and maximum kW demand, with time-of-use (TOU) metering for complex rates (up to 4 different rates per day).
- A1R - same as A1T with 4-rates; but also may measure kVARh and kVAR maximum demand (plus total kWh).
- A1K - Same as A1R but meters kVAh and kVA demand (plus total kWh).

Alpha "Keys" -- for Configuration Upgrades

An advanced electronic programming system permits any Alpha meter configuration to be programmed by the utility to perform the most advanced functions. A1R and A1K factory configurations may be programmed to perform the lower level functions of both the A1D and the A1T. Lower cost A1D and A1T configurations can be upgraded by the utility to A1R or A1K level using special factory supplied keys — without making any physical change to the meter hardware.

Typical Programmable and Displayable Items

All of following quantities may be displayed for the current billing period and for the prior billing period (those values which were stored at the time the meter was last read and reset). This partial list is only representative. Refer to Technical Manual TM 42-2180 for complete listing.

Displayable Items -- For all Alpha Configurations

- Total Energy kWh energy
- Maximum kW demand
- Demand Interval (programmable by user: 1 minute to 60 minutes or more)
- Security data
- Meter constants and multipliers

Displayable Items -- For ALPHA A1T, A1R, A1K

(Only R & K configurations will provide reactive quantities)

- Total Energy kWh energy
- Total Reactive Energy (where applicable)
- Energy quantities for up to 4 rates (choice of real or reactive)
- Maximum demand for each rate period (choice of real or reactive)

Advanced Metering Configurations A1R-A, A1K-A

In addition to the 4 basic configurations, Alpha meters may be factory ordered or locally reconfigured for a wide variety of additional metering quantities and functions. Advanced complex function metering, with real and reactive measurement for all 4 quadrants of power, is obtained using enhanced function accessory boards available from ABB. These configurations include the A1R-A and A1K-A. The basic capabilities of these configurations are summarized here.

- A1R-A — Metering 4-quadrant reactive power as well as bidirectional power flow; or one-direction power flow with both leading and lagging VARh and VAR demand. These configurations may be programmed to provide real and reactive data for TOU rates — up to 4 rates per day — for all metered quantities. Also can measure and display average PF plus coincident maximum demand — kW and kVAR or kVA for each rate period.
- A1K-A — Similar to A1R-A, metering 4-quadrant apparent power as well as bidirectional power flow; providing kVAh and kVA demand in addition to kWh and kW demand.

Four-Quadrant Reactive plus Active Metering

As noted, full, four-quadrant reactive energy measurement is accomplished with the addition of standardized plug-in accessory circuit boards and upgrading of meter programming. Meters may be ordered from the factory configured for these advance applications, or easily may be adapted by utility technicians in the local meter laboratory.

When an "A" board is plugged into the meter, the type is automatically upgraded without other adjustments.

Alpha A1T-L, A1R-AL and A1K-AL -- Load Survey Data Recording

With the appropriate accessory board, Alpha meters also may be adapted to record interval-by-interval metering data for the entire billing period. This data may be retrieved and processed on standard desk-top PC computers, to provide more detailed data for billing of complex rates, or to provide detailed energy data for engineering studies of equipment and system loading.

Meters with advanced 4-quadrant programming (A1R-A or A1K-A) may record up to 4 different channels of metering data for the entire billing period. For example, an A1R-AL meter (A1R-A with Load-survey option), might be utility programmed to record all data, each 15 minute interval, for:

- kWh energy and kW demand — delivered
- Total kVARh and kVAR demand for delivered watts
- kWh energy and kW demand — received
- Total kVARh and kVAR demand for received watts

The amount of data storage depends upon the number of data channels and demand measurement interval. For example, if only kWh and kVARh are recorded for 15 minute intervals, up to 320 days of data storage is available. For kWh energy only, 640 days of storage is possible.

In addition, the meter can simultaneously record and display the same quantities for up to 4 rates per day. It also can record and display maximum kVA demand at time of maximum kW demand; plus PF at time of maximum kW demand (or many other options).

Accessory Relay & Communications Boards

Output Relay Options

Alpha meters may be equipped with accessory boards to output energy pulses and other control signals. Plug-in accessory boards may be specified with either 1 relay, 2 relays or 6 output relays (limited to 2 relays with internal modem). These relays may be programmed to output energy pulses (real and/or reactive according to the meter types).

Programmable Load Control

Relays also may be programmed to provide load-control signals at pre-programmed peak times where the utility wishes to signal connected users that a high-cost period is in effect. As an alternative load-control option, the relay may be programmed to operate when a preset kW maximum demand level is exceeded.

Relay Characteristics

Solid state relays on the Relay Option Boards are rated 120V_{rms} (AC or DC) and 100 mA. Relays are available for KYZ pulse output of energy quantities, for load control, and to signal the end of a demand interval. Relay outputs are programmable by the utility according local requirements.

Remote Telephone Communications Options

External Modem Option

Relay/communications boards also may be ordered with a communications interface which permits meters to be read or reprogrammed by the utility from remote locations. Using ABB-supplied modem adapters, Alpha meters may be connected to the RS-232 serial port of an external telephone modem (similar to those used with PC computers).

The Alpha communications adapter permits the Alpha to communicate over normal telephone lines at any baud rate from 300 to 19,900 (depending upon the modems used and the quality of available telephone lines.

Through remote communications, the Alpha can be read, reprogrammed (if suitable utility-specified passwords are used), updated to correct system time, etc. All security data also can be checked by remote telephone communications.

Automatic Dial-Out or Dial-In Option for Remote Communications

The telephone communications option can be user programmed using standard ABB EMFPLUS programming software. This permits the individual meter to be programmed for automatic dial-in to the central station computer at some fixed interval. An alternate phone number can be programmed for automatic call-in whenever a designated abnormal condition occurs. Similarly, from the central station, the user can establish an automatic call routine to the meter to read it and check current status.

Internal Modem

If required, ABB can supply an internal telephone modem for the meter. This modem is rated at 2,400 Baud and provides all of the same features as otherwise available with the external modem. (When the internal modem is specified, the maximum number of available output relays is two (2).

Other General Alpha Benefits

Inventory Reduction Through Reduction of Required Styles.

Maintaining inventory to meet the growing variety of utility meter applications is a significant expense. The Alpha meter has been designed with inventory reduction in mind.

Considering only conventional meters, including all of the normal wiring configurations, there are about 20 basic types required to perform the most common metering applications:

- 2 element, 3-phase, 3-wire Delta;
- 3-phase 4-wire Y;
- 3-phase 4-wire Delta;
- 2 1/2 element 3-phase 4-wire;
- 2 element, 3-phase, 2-wire "network" (sometimes referred to as "2-phase"), (etc.)

Alpha Flexibility and Universal Designs Reduce Inventory

With traditional meter equipment, inventory must be maintained for each wiring configuration, for different system voltages and for various metering capabilities (energy only; energy plus demand; reactive; etc.). When time-of-use, multiple-rate meters and kW maximum demand meters are included, the required inventories may increase to 40 or 60 different specifications or styles.

The Alpha meter with its voltage ranging capability and form consolidation can reduce the maximum number to 4 or 5 (see figure 1) — depending upon whether bottom-connected or socket-type mounting configurations are used.

When the full programmable capabilities of Alpha meters are used permitting the utility to reprogram the same meter for kW demand; multiple rates (TOU), even for reactive metering — inventories can be reduced to a fraction of normal utility requirements — often by more than 50%.

Operating Cost Savings through Elimination of Laboratory Calibration

The Alpha meter is precision calibrated for life at the factory; and, each unit can be delivered with detailed test data. The user need only test the meter to verify operation. This eliminates the 30 to 60 minutes commonly required to test and fine-calibrate each conventional meter received. The consistency of the as-received accuracy data will allow users to further reduce test time by converting to sample test programs in lieu of 100% testing.

Alpha Design Features:

- **Completely Modular for Ease of Maintenance and Repair.**
- **Common Parts and Subassemblies Save Parts Inventory Cost**

All Alpha meters use the same basic assemblies and parts to help reduce parts inventory. For example, a partial listing of common parts is:

- All meter covers
- Accessory boards
- Electronic assemblies (for common 3-wire configurations; or for common 4-wire configurations)
- Battery (for advanced function meters)
- Current Transformers

Chassis Configurations

The ANSI socket-mounted meter chassis assembly houses the base, current and voltage blades, connection cables to the circuit board and lightning arresters (arresters used only on ANSI socket meters). The chassis assembly is available in a variety of ANSI standard socket-type configurations used in North America.

Chassis also are supplied in conventional "A-base" or bottom-connected configurations more commonly used in most world locations outside of North and Central America.

Common Electronics Module

The electronic housing assembly contains the meter and register electronics on a single circuit board assembly. The circuit board includes the wide voltage range power supply and voltage dividing resistors in lieu of voltage transformers. The housing also accommodates the liquid crystal display (LCD), nameplate and optional lithium battery. When optional circuit boards are used, they also plug into the main board and fit completely within the electronic housing assembly.

High Security Cover

The cover assembly features ultraviolet stabilized polycarbonate plastic materials, designed to reflect solar radiation minimizing internal heating and resist long-term discoloration. The cover has clear polycarbonate plastic window to view metered quantities, various data annunciators and nameplate data. This window is protected with a hard optical coating which resists abrasion and prevents UV discoloration and surface crazing.

An optical communications port and mechanical demand reset lever also are located in the cover.

Data Security Features:

Non-Volatile Memory

(To maintain data in all meters during power outages)

When line voltage is interrupted, the meter circuits immediately transition to a mode of orderly shutdown and data preservation. Critical meter configuration and key billing data are written to non-volatile memory not requiring battery support (EEPROM). When power is restored, data is returned to activate RAM memory and data collection resumes.

Power Supply Back-up Systems for Prolonged Power Outages

TOU and advanced metering functions require a continuing supply of power to the electronics during system outages. This back-up is provided through a combination of a supercapacitor and a battery. Power is provided for the real-time clock and calendar, to maintain the RAM storing complex metering programs, and also for the large data base of information recorded for complex rates, data recording, etc. During short-term outages — up to a few hours in length — the supercapacitor provides the necessary back-up. For the critical circuits. When system power outages last longer than a few hours, a battery is required to provide necessary power.

Supercapacitor Voltage Carryover

A supercapacitor built into the power supply system maintains billing data in the case of a power outage for up to 6 hours at 25 C. It recharges to its full capacity within 45 seconds after power is restored. This provides adequate carryover capability for the majority of typical power outages and extends the carryover capability of the battery by minimizing its use.

Lifetime Battery (Not required for A1D configuration)

When the voltage on the supercapacitor falls below the critical level to maintain volatile data and programs, the battery initiates carryover operation. The Alpha meter utilizes an industry standard size 1/2 AA lithium battery.

The very low current drain of the Alpha design (<10 micro-amps) maximizes battery reliability and service and can provide 5 years of continuous carryover capability at an average temperature of 25 °C. The battery specified by ABB has a rated shelf life of 20 years. As battery carryover normally is required only for brief periods during power outages, once the battery is installed, it should not require replacement over the service life of the meter.

With access to the battery restricted only to utility personnel authorized to remove the meter cover, a troublesome point of potential tampering (an external battery port) is eliminated for greater security.

Programmable Options

Programmable Demand and Recording Interval Lengths

A wide variety of demand intervals are available and may be programmed by the utility — any integral number of minutes from 1 to 60. Normally utilities select block demand intervals of either 5, 15, 30 or 60 minutes.

"Rolled intervals" for "rolling demand" measurement may be programmed

where the utility wishes to measure demand on a sliding basis. Sliding sub-intervals are available with the requirement that:

- the subinterval be equally divisible into the block interval;
- the minimum length of the subinterval is one minute; and,
- there are no more than 15 subintervals per block interval.

Rolled intervals are displayed with the subinterval followed by the block interval. For example, the most commonly used rolling demand measurement, incorporates subintervals 5 minutes in length, rolled into a 15 minute billing measurement.

Automatic Future Rate Implementation (Available for TOU and advanced metering functions only)

The meter register may be programmed to automatically replace one TOU program with another on a specified date. Where active and reactive metering both are programmed for TOU, multi-rate metering, all programmable metered quantities may be changed automatically with the future rate.

Autoread (Not Available on A1D)

Where the utility may not be able to assure that the meter is read on the required day (limited access to meter or other restrictions) the register can be programmed to automatically read itself, reset the demand, and store the data as previous billing period information. Meters can be programmed to self-read and store data automatically on the nth day of the following month, or "n" days after the last read and reset (for any day n=1 to 127). Autoread always takes place at a season change date (when multiple season rates are programmed for use).

Calendar (Not Available on A1D)

Can accommodate up to four seasons and daylight savings time. It recognizes four day types (Weekdays, Saturdays, Sundays and Holidays). Countries observing other days as

"weekend days" can program weekdays to "look like" Saturday or Sunday. With a unique ABB system for programming repetitive annual holidays, the typical calendar program has a length of 20 years (or more). When calendars must be updated, this operation can be accomplished automatically as the meter is read. This automatic calendar replacement provides very great flexibility for changing legislated holidays.

Electronic Detent

A programmable electronic detent allows the user to count forward disk rotations only or total the count by adding the forward and reverse pulses together. This feature is designed to completely frustrate attempts to steal energy through unauthorized reversal of phase connections. When the detent is disabled, the meter will continue to accumulate positive readings regardless of direction of power flow.

Programmable Demand Forgiveness Option (following power outages)

Following an outage, resumption of recording of demand data can be delayed from 0 to 255 minutes, as programmed by the user. The length of the outage to activate demand forgiveness is also programmable from 0 to 255 minutes (available only on TOU configurations with real-time clock).

kW Overload Indication

When the kW demand exceeds a programmable value, a warning code is displayed (F10000). This programmable option may be set by the utility or may be disabled.

Load Control Features By time or kW Demand

When desired, meters with appropriate accessory relays may be programmed to operate control relays, signalling the customer or operating auxiliary relays which can control selected loads. Such load control may be programmed for normal peak demand periods on the utility system.

If desired, load control relays can be programmed to signal or to interrupt loads when a predetermined "threshold" level of kW is exceeded. The kW value, programmable by the user, determines the load level at which the load control relay is closed. Once closed, the relay will remain closed for the remainder of the demand measurement interval. It stays closed until at least one complete interval passes where the kW does not exceed the threshold value.

Demand Reset Lockout

After a demand reset, the register can be programmed to ignore a subsequent manual demand reset for a period of time programmed by the user. Optical resets are not affected.

Programmable Number of Display Digits and Decimal Places

Either 3, 4, 5 or 6 digits for display can be programmed independently for energy and demand values. Where desired, displays also can be programmed with the required number of decimal places (normally used for maximum demand indication).

Security Features

Automatic Self-Diagnostics

To insure proper operation, a number of automatic checks are made on the Alpha register during normal operation. A self-test of the register software and hardware is made each time a meter is optically interrogated, after a power-up and everyday at midnight. At these times, the meter completes a thorough internal diagnostic routine, looking for any parity errors in memory or data locations. Error and warning codes are provided to the user to indicate a possible problem with the register.

"Error" Codes Used:

These error codes are used when the nature of the problem will corrupt billing data:

Er000000 Warning Code

Treated as an Error

Er000001 Carryover Error (TOU only)

Er000010 Configuration Error

Er000100 Memory Checksum Error

An Error condition freezes the display scroll on the Error Code in Normal Mode. Data can be reviewed in the Alternate Mode.

Warning codes:

Warning codes are an indication of a condition which *could* result in the corruption of billing data.

F000000 – Loss of Phase Potential

F000001 – Low Battery Warning
(TOU only)

F000010 – Meter IC Reset Warning

F000100 – Reverse Rotation Warning
(if programmed)

F100000 – Demand Overload Warning

Warning Codes are displayed as the first item in the Normal scroll sequence, but then the normal display will continue.

Security Against Unauthorized Entry or Tampering

With the presence of an optical port as standard on the Alpha meter, data security is an important issue. The Alpha can be programmed with a unique password to prevent unauthorized tampering by optical means. The circuit board housing, current sensor housing and meter cover provide physical protection to critical components.

Other security measures are provided through recorded quantities, activated by any action interpreted by the meter as "communication." Internal records count and store:

- Cumulative Number of Demand Resets
- Number of Days Since Last Demand Reset (TOU only)
- Number of Days Since Last Meter Pulse (TOU only)
- Cumulative Number of Power Outages
- Cumulative Number of Meter Pulses
- Demand Reset Lockout

This data may be retrieved automatically when meters are electronically read. Security programs running on billing computers can automatically flag suspicious operations on any individual meter.

Metering Data for Display

Current Readings

- Segment Test
- Account ID
- Present Day of Week (T)
- Present Season (T)
- Present Time (T)
- Present Date (T)
- Total kWh
- Alternate Energy (kVARh / kVAh) (A)
- Maximum Indicating Demand (D)
- Cumulative Demand (D)
- Rates, A, B, C, D Energy (T)
- Rates A, B, C, D,
Maximum Indicating Demand (T)
- Rates A, B, C, D, Cumulative Demand (T)

Previous Billing Period Readings

- Previous Billing Period Total kWh
- Previous Period Alternate Energy (A)
- Previous Period Maximum Indicating Demand (D)
- Previous Period Cumulative Demand (D)
- Previous Period A, B, C, D Indicating Demand (T)
- Previous Period A, B, C, D Cumulative Demand
- Previous Period Time and Date of A, B, C, D Maximum Demand (T)

Previous Season Readings

- Previous Season Total kWh (T)
- Previous Season Alternate Energy (A)
- Previous Season A, B, C, D, Indicating Demand (T)
- Previous Season A, B, C, D, Cumulative Demand (T)
- Time and Date of A, B, C, D (T)
- Prev. Season Maximum Demand

Miscellaneous Indicating and Security Readings

- Current Interval Demand
- Previous Interval Demand
- Cumulative Number of Optical Communications
- Number of Days Since Last Demand Reset (T)
- Number of Days Since Last Meter Pulse (to register) (T)
- Cumulative Number of Demand Resets
- Cumulative Number of Power Outages
- Cumulative Pulses Since Last Demand Reset
- Wh per pulse (Ke)
- Wh per disk revolution (Kh)
- Demand Overload Value
- Rate ID Number
- Block and Subinterval Length
- Pulses Per Meter Disk Revolution
- System Error Flag (Er Code)
- System Warning Flag (F Code)
- Initialization Date (T)
- Last Program Modification Date (T)
- Autoread Date
- Power Outage Start Time and Date (T)
- Cumulative Power Outage Log (Minutes) (T)
- Future Configuration Date (T)

Availability of these various display items depends on the version of the Alpha programmed. The "(D),(T) & (A)" designations following the items above indicate:

- (D) Demand version only
- (T) Available only on units with TOU capabilities and real-time clock.
- (A) Available only on units with alternate energy capabilities and real-time clock.

Real and Reactive Quantity Measurement with A1R and A1K

These basic configurations measure, record and display total energy-hour quantities both for real and reactive power – that is, both total kWh and total kVARh (or kVAh). In addition to these total quantities, both meter configurations may be programmed for energy, demand and time-of-use *either* for the real or the reactive quantities.

Once this parameter is chosen, one maximum indicating demand and one set of TOU energy and demand quantities may be displayed. Energy and demand may both be displayed based on kWh or the alternate energy quantity (kVARh or kVAh).

Advanced Function Configurations

Types A1R-A, A1R-AL, A1K-A, A1K-AL

Advanced function Alpha meters equipped with the "A" option board and 4-quadrant capability, may display *both* the active and reactive quantities on a time-of-use basis, with energy and maximum demand for both. These configurations also can display Power Factor according to several programmable options (see Technical Manual TM 42-2181 for details).

Coincident Maximum Demands and Power Factor

The advanced function option board, must be installed to calculate and display the following values:

- kVA or kVAR at time of maximum kW demand;
- Power Factor at time of maximum kW demand ;
- kW at time of maximum kVA or kVA;
- Power Factor at time of maximum kVA or kVAR demand;
- Time and Date of Maximum demands; and/or
- Average Power Factor for entire billing period since last demand reset (calculated by Total kWh/Total kVAh, etc.);

Power Quality and Site Diagnostics Features

In the second quarter of 1996, the Alpha meter may be ordered with optional features for site diagnostics and power quality indications.

Site Diagnostics

When the Alpha meter is installed, the installing technician will be able to use meter displays to determine that voltage and current connections are correct. Individual phase voltage and current values also can be displayed along with warning messages to alert the installing technician that a diagnostic test has failed.

In addition, a portable computer running ABB PowerPlus computer programs can be used to provide a graphical display showing phase relationships of voltage and current, as well as the magnitudes of phase voltage and current, individual phase energy and reactive power. This also will permit the detection of incorrect wiring of potential and current transformer leads.

These evaluation features also will be available from a remote site when the Alpha meter is equipped with provisions for remote communications.

Power Quality Measurement

Power quality measurements also will include:

- Total Harmonic Distortion;
- Provision for examining the magnitude of individual harmonics - both voltage and current;
- Number of "sags" or "swells" of line voltage (below or above some programmable threshold level);

Remote Telephone Checking

Meters equipped with both Power Quality features and a modem, also can be checked for configuration and power quality by remote interrogation.

Alpha Meter Technical Specifications

Absolute Maximums

Voltage

- Continuous: 528 VAC for meter rated 96-528 volts
- Continuous: 200 VAC for IEC meter with 46-200 volt power supply (for use with IEC 57 volt VT connections).

Surge Voltage Withstand:

ANSI C37.90.1:

- Oscillatory 2.5 kV, 2500 strikes
- Fast Transient 5 kV, 2500 strikes

ANSI C62.41:

6 kV @ 1.2/50 us, 10 strikes

IEC 801-4;

4 kV, 2.5 kHz repetitive burst for 1 min.

Dielectric (ANSI C12.10):

2.5 kV rms @ 60 Hz, 60 sec.

Current

Continuous:

120% of meter class current
(120% of I_{max})

Temporary (1 sec):

200% of meter class current
(200% of I_{max})

Note: ANSI Standards designation "Class Current" is identical to IEC Standards designation of " I_{max} "; [i.e. "Class 20" same as " $I_{max}=20$ amps"]

Temperature

Range: -40 to +85 Celsius

Humidity

Range: 0 to 100% RH
(non-condensing)

Operating Ranges

Voltage (One of 2 ranges)

- 96 to 528 VAC, 50 or 60 Hz; or
- 46 to 200 VAC, 50 or 60 Hz.

(Meter power supply range must be specified on original order and is not adjustable by user.)

Current

0 to Class Amperes (20, 100 or 200 amps depending upon I_{max} rating).

Frequency

Nominal 50 Hz or 60 Hz (+/-5%)
(Meter operation is insensitive to line frequency, but metering functions depending on real time may be affected by long-time frequency variations about the normal 50 or 60 Hz standard operating points.)

Temperature Range:

- 40 to +55 Celsius (ambient)
- 40 to +55 Celsius (at electronics)

Humidity Range:

0 to 100% RH (non-condensing)

Operating Characteristics

Burden

Power Supply (Phase A):

Less than 1 watt per 120V

Per phase current burden:

0.1 milliohms typical at 25 C

Per phase voltage burden:

0.008 watts @ 120 Vac

0.03 watts @ 240 Vac

0.04 watts @ 277 Vac

Accuracy (Typical)

Nominal Accuracy will fall within Plus and Minus 0.2% over the normal expected range of operating current, voltage, power factor and temperature. Alpha accuracy generally meets or exceeds IEC Class 0.2 accuracy requirements. (Consult ABB for specific applications).

Accuracy is guaranteed on the following analytical bases:

Accuracy With Current Variation: (100%) +/-

$\{0.2 + .001(I_{max}/I) \times (1 + \tan(\theta))\}\%$

Where: " I_{max} " = maximum continuous rated current ("Class current for ANSI Standards),

I = Line current value being measured

θ = angle of power factor ($\cos\theta$)

Accuracy

With Voltage Variation,

where Voltage Coefficient=

+/-0.01% change in voltage from nominal

With Temperature Variation,

where Temperature coefficient=

+/-0.01% per degree C

Starting Current

Guaranteed:

<10 mA -- for Class 20 ($I_{max}=20$)
(Typical values are 5 to 7 mA)

<100 mA --for Class 200 ($I_{max}=200$)
(Typical values are 50 to 70 mA)

Start-up delay:

Less than 3 seconds from power application to pulse accumulation

Creep @ 0.000 amperes:

No more than one pulse per measured quantity. Conforms to ANSI C12.10 accuracy requirements

Miscellaneous Specifications

Minimum recognized outage: 100 ms

Time base:

Power line frequency (50 or 60 Hz)

(Crystal oscillator is selectable if line frequency of isolated power system is considered to be too unstable for use as real time clock frequency)

Secondary time base:

Used when the meter is programmed for this option or when the line frequency is significantly out of normal tolerance:

- +/- 0.01%, 32.768 kHz oscillator; or,
- +/- 0.001% (optional)

Outage Carryover Capacity (Typical)

Super capacitor: 0.1 Farad, 55 V;
6 hrs. at 25 Celsius

Optional LISOC12 battery:

800 mAh, 3.6 V;
Rated Shelf Life = 20 (+) years
5 years of continuous "on" duty at 25° C
2 years of continuous "on" duty at 60° C

Note: Super Capacitor is expected to provide carry-over power for all normal power outages (from a few minutes, up to several hours duration). Battery is not under load except when Super Capacitor is discharged or when programmed meter is stored for extended period without line power. Based on this low duty cycle, projected life of installed battery in normal service is expected to be 20 years or more.

Solid state relays:

Nominal 120 volts rms
(200 V peak AC or DC);
100 mA maximum current

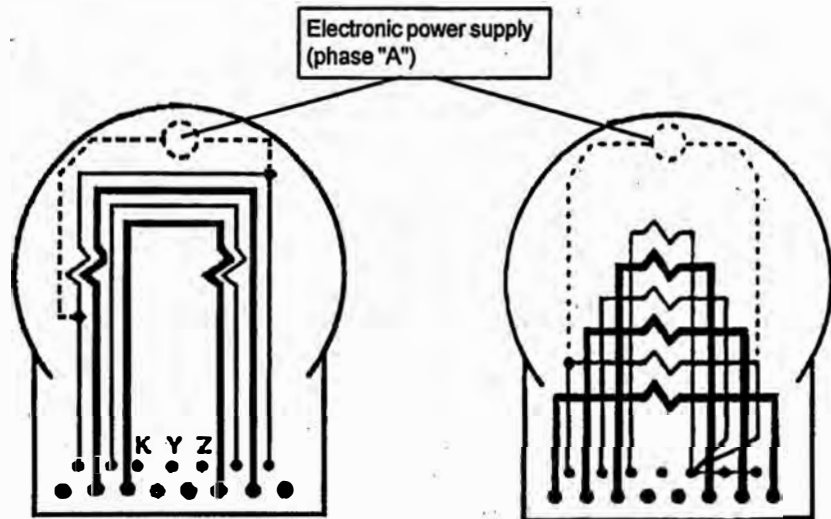
Communications Baud Rate:

- Through Optical Port = 9600 Baud (Nominal)
- Through Communications Option on Relay Board = 300 to 19,900 Baud (programmable)
- Through Internal ABB Modem = 2400 Baud (Nominal)

Typical Wiring Diagrams

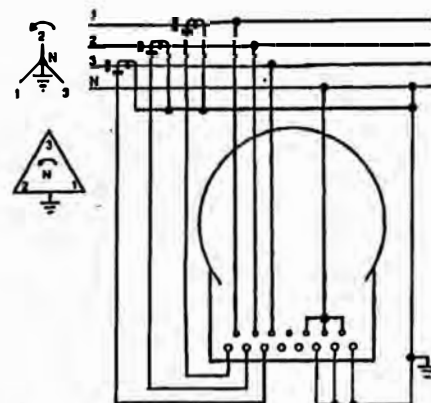
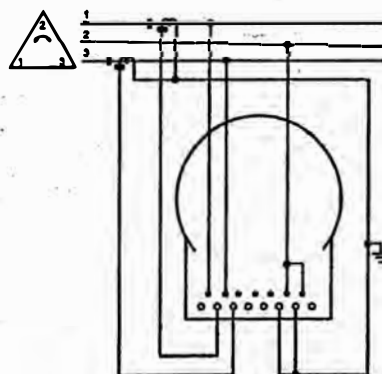
for Common Applications of Bottom-Connected Meters:

(See Instruction Leaflet IL42-4001D or Technical Manual TM 42-2180 for more complete listing.)

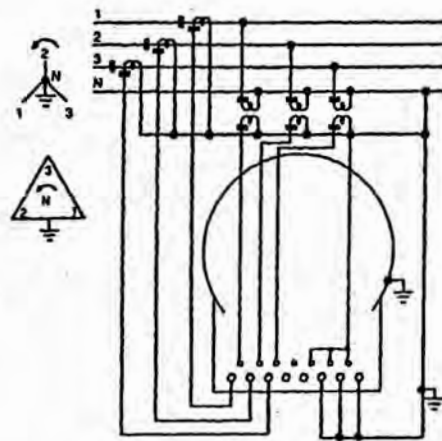
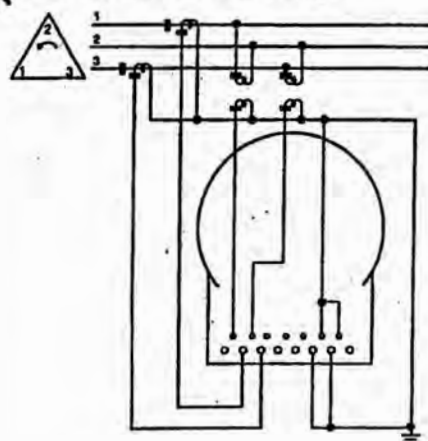


ANSI Form 5A -- For 3-phase, 3-wire, 2-element applications

ANSI Form 10A -- For 3-phase, 4-wire, 3-element applications



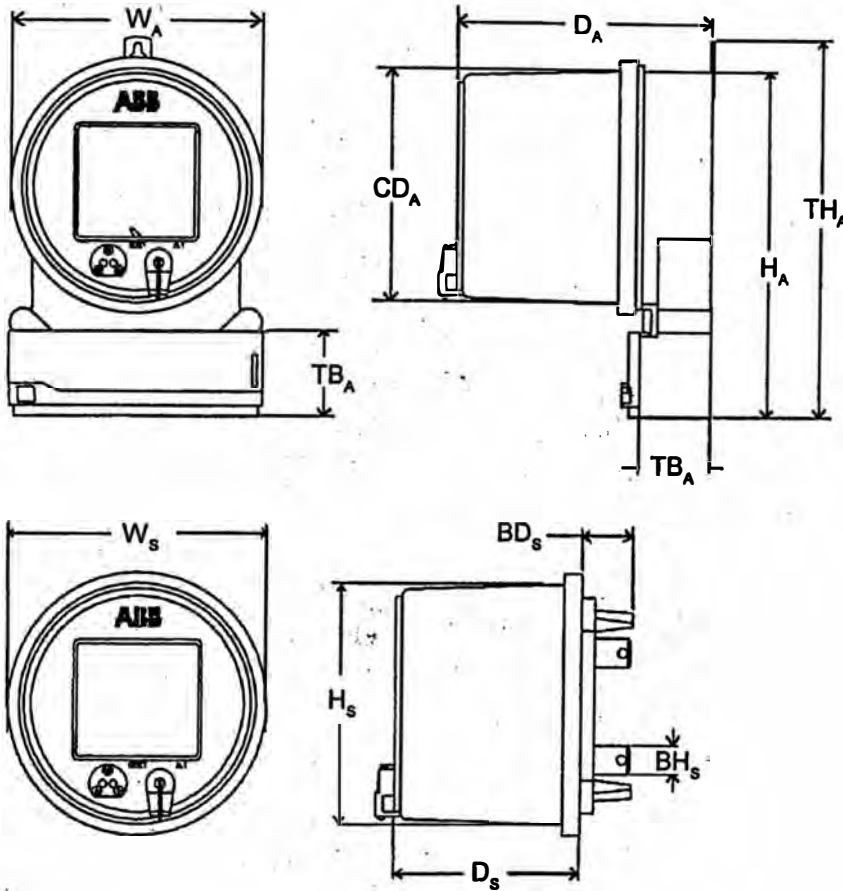
Typical wiring diagrams for use with instrument transformers. Self-contained, direct-connected meters also may be connected as shown as long as line voltage and current do not exceed the meter ratings.



Additional wiring diagrams

Additional internal and external wiring diagrams, including those for the various ANSI socket-type configurations, may be found in Instruction Leaflet IL-42-4001 and in Technical Manual TM 42-2180. Please contact ABB for more details.

Outline Drawings and Dimensions(*):



Dimensions - A-Base		
	mm	Inches
Wa	177	6.95
CDa	163	6.4
Da	193	7.6
Ha	248	9.75
THa	269	10.6
TBa	51	2.01
Dimensions - Socket		
	mm	Inches
Ws	177	6.95
Hs	163	6.4
Ds	142	5.6
BDs	32	1.25
BHs	19	0.75

(*): Dimensions provided for general reference only. Do not use for construction. Refer to ABB for construction dimensions.

Shipping Weights (Approximate)

Type	Carton Quantity	Net Weight	
		lbs.	kg
A1S (ANSI Socket type)	1	5	2.3
	4	15	6.8
A1A (Bottom connected)	1	9	4.1

Shipping Carton Dimensions (Approximate)

Type	Carton Quantity	Dimensions in Inches			Dimensions in mm		
		Width	Depth	Height	Width	Depth	Height
A1S (ANSI Socket type)	1	11	9.5	9.5	270	233	233
	4	15	15	9.0	368	368	221
A1A (Bottom connected)	1	12.5	11	11.0	306	270	270

QUANTUM® Q101 SERIES ELECTRONIC METER PRODUCT BULLETIN 10253 EFFECTIVE JUNE 1991



URES

The Q101 Series Electronic Multifunction Meter is a member of Schlumberger Industries' line of solid-state electronic meters. The Q101 meter provides maximum flexibility in that all major operating characteristics are programmable. The Q101 simplicity allows the user to program and operate the meter in virtually any configuration. Register selections, field test parameters, transformer loss compensation, and many other functions can be determined by the user.

Modular construction reduces inventory and makes retrofitting and service easy and economical. With the addition of appropriate modules, the Q101 can encompass a total metering system: meter, recorder, and communication system.

Optional modules provide internal pulse recording, pulse outputs, remote interrogation, and digital interface.

- The mass memory module records up to twelve channels of data and provides coverage of industrial time-of-use rates.
- Pulse outputs can be used with external recorders.
- An internal Bell 212 type modem can be used for remote interrogation.
- A digital interface module can be used for remote interrogation, RTU, and/or SCADA interface.

The Q101 Series Electronic Multifunction Meter is the most accurate, flexible, and cost-effective meter available to the industry today. Modular technology and product compatibility ensure that the Q101 will remain equally effective tomorrow. The Q101 Series meter yields high return on investment without risk.

The Q101 Series meter offers an unequaled array of advanced features. Meter accuracy, modular design, capacity for user-programming, and exceptional communications ensure ease of operation and integrity of data.

Accuracy

An exceptional accuracy curve over all ranges includes less than 0.1% error at class current and less than 0.4% error at one percent of class current.

Modular Design

Plug-in modules, interchangeable between meters, provide easy access to all electronics for maintenance and repair. The customer can upgrade meters as desired and reduce inventory at the same time.

User-Programmable

The meter can be programmed for unidirectional or bidirectional power flow measurements with equal accuracy. Up to 32 registers for energy, demand, and instantaneous measurements are programmable as well.

Communications

Data can be read on-site from the large LCD display or retrieved through the meter's optical port. Remote retrieval of data is accomplished through direct cable connections or internal modem hook-up.

APPLICATIONS

The flexibility of the Q101 Series meter is fully realized in its wide variety of uses. The meter is ideal for all transformer-rated polyphase metering applications.

Revenue Metering

The Q101 meter is the most accurate meter available to record the use of watt, var, or volt-ampere energy.

The Q101 measures the demand of large customers with equal accuracy. Nonvolatile memory retains programming and register data during power outages and eliminates the need for a battery. Security passwords and lockout switches protect data. Optional modules record internal pulses, provide pulse outputs, and enhance the meter for remote interrogation.

The time-of-use functions of the Q101 are designed to implement any industrial time-of-use rate. Five daily rates for independent registration of kWh, kW, kVA, or kvar, for example, allow programming of simplistic or complex multi-tier rate structures. Up to eight seasons, sixteen holidays, and Daylight Savings Time recognition are also available to tailor the specifics to a utility's requirements. When rates are revised, modifying the TOU rate with QUANTUM software allows the utility to control a speedy update.

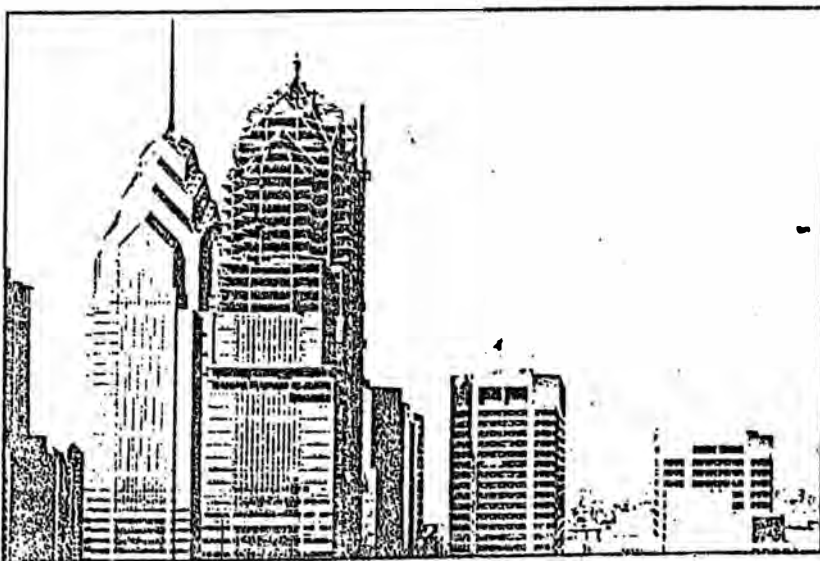
Cogeneration and Intertie

The Q101 meter is ideal for large and small utilities or industrial customers whose exchanges of power must be measured precisely. The Q101 meter provides on-line measurement of bidirectional power flow, including watt-hours, varhours, and volt-ampere hours. The meter also measures demand quantities such as watts, vars, and volt-amperes.

Register multipliers and unit multipliers, mega (M) or kilo (k), can be selected to display actual primary readings in many applications. Instantaneous readings ensure precise metering. Data can be retrieved from mass memory for interval-by-interval analysis of system performance.

SCADA Interface

Instantaneous, energy, demand, and profile data are measured and collected by the Q101. With the use of the optional QUANTUM digital interface module, this information is made readily available for remote interrogation, RTU, and SCADA access.



Many applications mean data can be shared with other departments.

INSTRUCTION

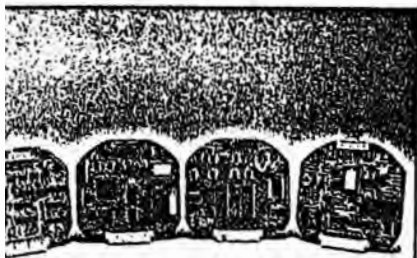


Figure 1
Option Modules

The Q101 houses up to eight modules (five standard and four optional with the modem and QDIF modules interchangeable) as shown in Figure 1. The modules house all electronics and can be easily removed for maintenance or service. Because most modules are interchangeable, the customer avoids stocking complete meters and instead stocks only necessary modules. Meters are shipped from the factory with option connectors in place. Customers can purchase meters for present needs without limiting expansion. Standard and optional modules are listed below:

Standard Modules

Transformer Module. Contains the power supply transformer and voltage and current transformers that reduce line voltages and currents to appropriate levels for the A/D conversion and power supply modules.

Power Supply Module. Takes low voltage from the power supply transformer and provides regulated voltages to power the electronic circuits. Also provides reset and power fail functions for other modules.

A/D Conversion Module. Takes low level signal currents and voltages from the transformer module, calculates instantaneous power quantities in all three phases, and sends this information to the register processor.

Register Processor Module. Uses instantaneous power quantities in digital

form to calculate all register information selected by the utility. Also provides RS-232C port, optical port, and modem control.

Display Module. Displays the selected registers, instantaneous load, and active voltage phases in a two-line by 16-character dot matrix LCD. An infrared or visible LED is provided for test purposes.

Optional Modules

Modem Module. 300/1200 bps Bell 212 type modem allows remote interrogation from a PC data management system through existing telephone lines.

Mass Memory/ Real-Time Clock

Module. Has EEPROM for time-of-use schedules and allows storage of up to 12 channels of interval register data in random access memory (RAM). Sealed battery offers backup power for interval data retention and the real-time clock.

I/O Module. This board can send four KYZ pulse outputs to outside recorders or other external devices. Also provides master/slave interface to other QUANTUM series meters.

QDIF Module. The QUANTUM Digital Interface Module allows meter interrogation through the RS-232C port or an internal modem. Register and interval data may be passed to a SCADA master, an RTU, and a PC data management system.

PERATION

The Q101 Series meter is available in A-base (Q101), socket-base (Q111), and drawout/switchboard case (Q121) configurations. Voltage ratings, current classes, and form numbers allow the direct replacement of socket and A-base versions into existing transformer-rated polyphase installations. For a description of the drawout/switchboard case (Q121) configuration, refer to Product Bulletin No. 10254.

Internal operations are very different from transformer-rated electromechanical polyphase meters. Figure 2 shows a block diagram of these operations.

Metal-oxide varistors (MOVs) protect circuitry under the meter cover. They reside on a separate circuit board and are mounted to the meter's base. These MOVs protect the meter against line surges.

Precision current and voltage transformers step down line voltage and currents to measurable levels. A transformer on this board powers meter electronics.

OPERATION (CONT'D.)

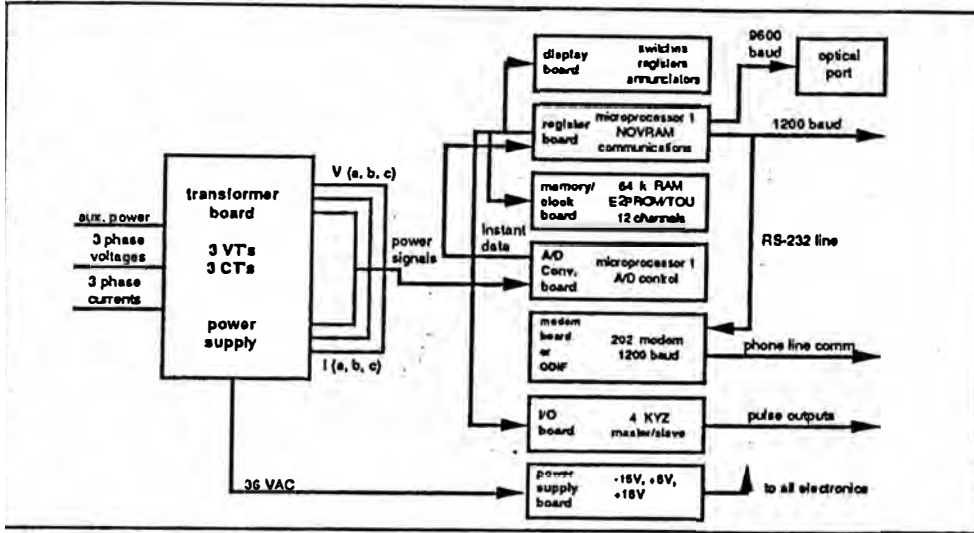


Figure 2
Q101 Meter Block Diagram

Individual phase voltages and currents are sent to an analog-to-digital converter. The A/D conversion circuit samples and digitizes each voltage and current waveform 721 times per 60 cycles.

A front-end microprocessor calculates volts squared, amps squared, watts and vars, and instantaneous quantities. These instantaneous values are updated once each 60 cycles. They can be shown on the liquid crystal display. A sample display is shown in Figure 3.

The front-end microprocessor transfers calculated instantaneous parameters to a second microprocessor located on the register processor board. This processor controls the meter.

With the instantaneous phase data received from the front-end processor, the second processor calculates up to 32 user-selected register values. Once these values are calculated, the register processor can send them to the user through the RS-232 direct-connect port, the modem, the optical port, or the digital interface module. The values can also be shown on the dot matrix display.

The register processor controls the four KYZ outputs, the master/slave interface, and the mass memory module.

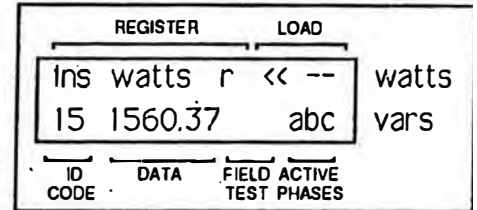


Figure 3

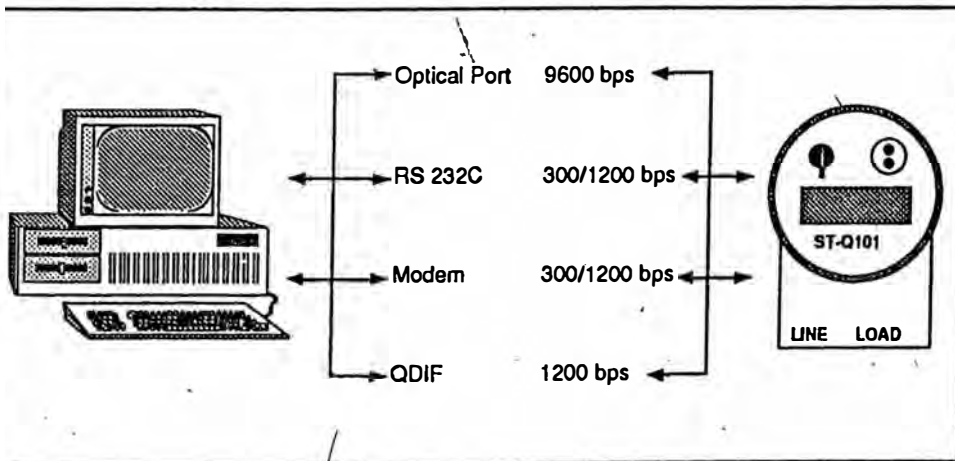


Figure 4

ROGRAMMING

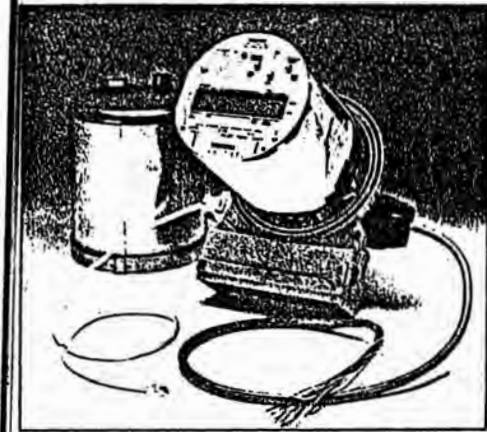


Figure 5

The Q101 meter is programmed through software using an IBM compatible personal computer. Selections are made from the menu of the PC data management system. The Q101 can be programmed in the meter shop or in the field.

Figure 4 shows the four methods of programming: The RS-232 Direct Connect Port; the optical coupler on the meter cover; the optional modem module; and the optional QDIF module.

RS-232 Port (Direct Connect)

On the A-base version of the Q101 meter, the RS-232 port is contained in a DB-25 connector that is located on the side of the meter (Figure 5). On the Socket-base version, the connection runs through the base of the meter (Figure 6).

Communications with the PC data management system occur at 300 or 1200 bps. This connector also provides the KYZ pulse outputs, TOU load controls, daisy chaining, and master/slave commands.

Optical Port

The Q101 has an optical port that can be accessed through the front of the meter cover. The optical port allows communications with the Schlumberger hand-held retriever-programmer or the lap-

top personal computer at 9600 bps. Thus, basic programming and data retrieval is made easy.

Modem

The Q101 Series meter can also accept remote interrogation. Using standard Schlumberger protocol, the optional internal modem communicates via public phone line at 300 or 1200 bps.

On the A-base version of the meter, modem communications run through a DB-9 connector on the side of the base. On the socket-based version of the meter, this connector is on a cable that runs through the base.

QDIF

The QDIF module allows remote interrogation of the meter by a PC data management system, RTU, and SCADA master station. The communication interface is operable using dual protocol at 1200 bps through the RS-232C port or a public or leased phone line. Programming and data retrieval is possible through this module.

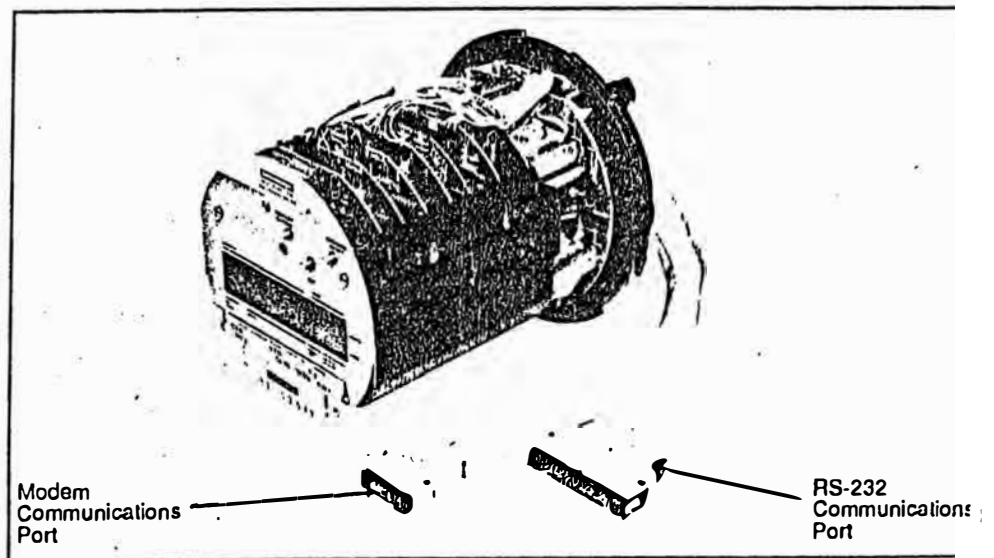


Figure 6

DISPLAY

The Q101 meter's liquid crystal display presents a wide selection of information. For effective reading, its viewing angle can be adjusted through the meter faceplate.

Electronic "disk" indicators display instantaneous watt and var flow directions and relative magnitudes. Phase voltage annunciators indicate voltage losses in A, B, or C.

The table on page 10, Programmable Features, lists several screens that can be displayed on the LCD of Q101 Series meters.

Load Indicators

Load indicators for watts and vars provide instantaneous status of power flow direction and meter loading. Arrows to the right indicate watts or vars delivered to the load; and arrows to the left indicate watts or vars received from the load. Relative magnitudes, as a percent of class, are shown in the following table.

Symbol	% of Max. Load	REGISTER	LOAD	UNIT
***>	>100	A	kWhd --->	watts
**>>	75 to 100	01	12 34 5 ->	vars
*>>>	50 to 75			
>>>>	30 to 50			
->>>	10 to 30			
-->>	3 to 10			
--->	1 to 3			
-->	0.3 to 1			
->	0.1 to 0.3			
>	0.01 to 0.1			
----	<0.01 delivered or received			
<	0.01 to 0.1			
<-	0.1 to 0.3			
<--	0.3 to 1.0			
<---	1 to 3			
<<--	3 to 10			
<<<-	10 to 30			
<<<<	30 to 50			
<<<*	50 to 75			
<<***	75 to 100			
<***	>100			

<table border="1"> <thead> <tr> <th>REGISTER</th> <th>LOAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C</td> <td>kVahd >>>></td> </tr> <tr> <td>03</td> <td>0034 5 --></td> </tr> <tr> <td>ID CODE</td> <td>DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES</td> </tr> </tbody> </table>	REGISTER	LOAD	C	kVahd >>>>	03	0034 5 -->	ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES	<table border="1"> <thead> <tr> <th>REGISTER</th> <th>LOAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>m</td> <td>⊗ kWd --> ></td> </tr> <tr> <td>2 9</td> <td>109 .4 1 <-</td> </tr> <tr> <td>ID CODE</td> <td>DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES</td> </tr> </tbody> </table>	REGISTER	LOAD	m	⊗ kWd --> >	2 9	109 .4 1 <-	ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES	<table border="1"> <thead> <tr> <th>REGISTER</th> <th>LOAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>ins</td> <td>kWr << --</td> </tr> <tr> <td>15</td> <td>1560.37 abc</td> </tr> <tr> <td>ID CODE</td> <td>DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES</td> </tr> </tbody> </table>	REGISTER	LOAD	ins	kWr << --	15	1560.37 abc	ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES	<table border="1"> <thead> <tr> <th>REGISTER</th> <th>LOAD</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td></td> <td>kVAhd ***></td> </tr> <tr> <td>11</td> <td>18' 4 5.67 <<--</td> </tr> <tr> <td>ID CODE</td> <td>DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES</td> </tr> </tbody> </table>	REGISTER	LOAD		kVAhd ***>	11	18' 4 5.67 <<--	ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES
REGISTER	LOAD																																		
C	kVahd >>>>																																		
03	0034 5 -->																																		
ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES																																		
REGISTER	LOAD																																		
m	⊗ kWd --> >																																		
2 9	109 .4 1 <-																																		
ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES																																		
REGISTER	LOAD																																		
ins	kWr << --																																		
15	1560.37 abc																																		
ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES																																		
REGISTER	LOAD																																		
	kVAhd ***>																																		
11	18' 4 5.67 <<--																																		
ID CODE	DATA FIELD ACTIVE TEST PHASES																																		

Sample Displays

PERFORMANCE ATA

The Q101 offers exceptional accuracy over a wide dynamic range. Figure 7 shows typical load curves. Starting load is less than 0.02% of maximum load.

Factory Calibration

The Schlumberger Industries' factory calibrates the Q101 with a computer-controlled electronic calibration system. It is referenced to the National Institute of Standards and Technology through the Schlumberger A6 Reference Watt-hour Standards. Full load and power factor are adjusted at test amperes, or TA. (TA equals 5 amperes for the Class 10 version and 10 amperes for the Class 20.)

Because of its advanced solid state design and excellent stability, most conventional adjustments are eliminated.

The power factor correction is made with fixed components and is not adjustable.

Light load adjustment is unnecessary and has been eliminated as well.

Precision transformers eliminate the need for balance adjustments.

Other measured quantities need not be calibrated because they are mathematically related to the watt and watt-hour calibration.

Test Procedures

The Q101 series meter can be easily tested in the field or meter shop. A zero offset potentiometer is set at the factory and needs no adjustment. A full-load gain control is all that is needed for calibration, which is seldom required. Because the Q101 is more accurate than many common standards, recalibration must be done with care.

An optical infrared pickup attaches by suction cup to the meter cover to detect test pulses from a light-emitting diode (LED) on the face of the meter. The LED flashes at a rate proportional to active power with a ratio that is determined by a customer-programmed constant, K_T . K_T is simply watt-hours per pulse. The LED is normally infrared and invisible, but a visible LED is optionally available.

If desired, a field test mode replaces K_T with a different value. Register readings remain unchanged until the normal display mode is restored.

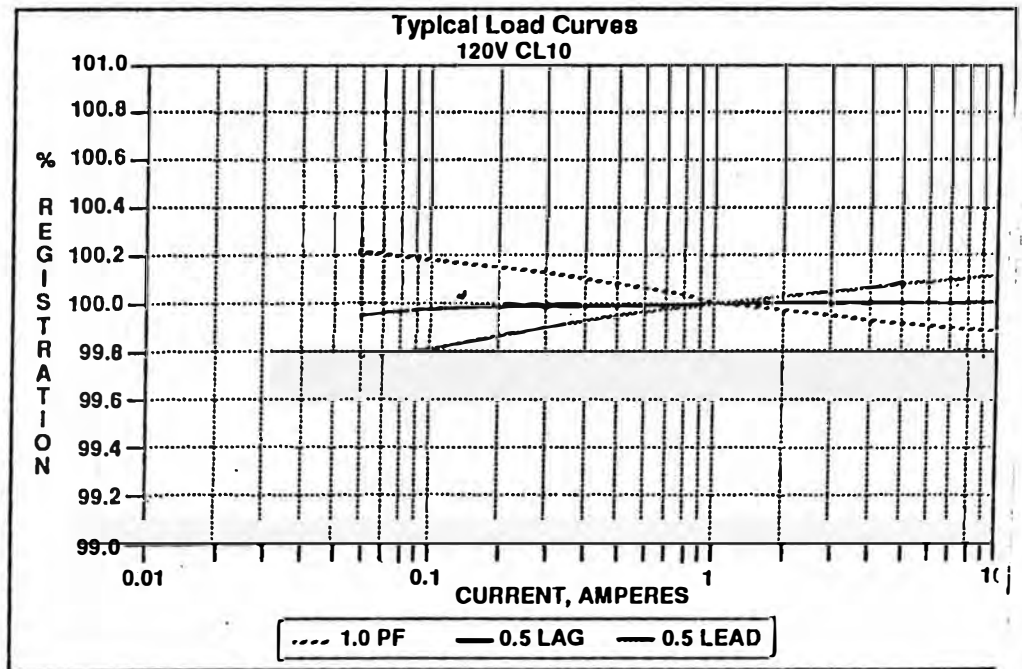


Figure 7

**PERFORMANCE
DATA
(CONT'D.)****Tests In the Shop**

Watt-hour tests for functionality can be done on almost any test bench. Because the Q101 Series meter is so accurate, the test bench system must be accurate to 0.05% or better if recalibration is to be done. If the test bench system is not accurate, adjustment of the full-load potentiometer can degrade the accuracy of the Q101 meter. (This measure of accuracy includes the reference standard, ratio transformers, switches, connectors, and so on.)

An infrared or visible LED resides behind the hole in the faceplate above the display. This LED generates watt-hour test pulses for gating the test bench.

These test pulses can be run to the test bench through a pulse coupling unit such as the UTEC Model 709 Pulse Adapter. The test constant, K_p , is user-programmable.

The test constant should be set to the value found in electromechanical meters that have the same input ratings. Results can then be easily evaluated.

Tests In the Field

The Q101 Series meter field-tests require a phantom load, a portable watt-hour standard (the Schlumberger A7, for example), and a test pulse adapter with counter such as the UTEC Model 711 Pre-settable Test Pulse Adapter. Figure 8 shows a typical setup for watt-hour accuracy tests.

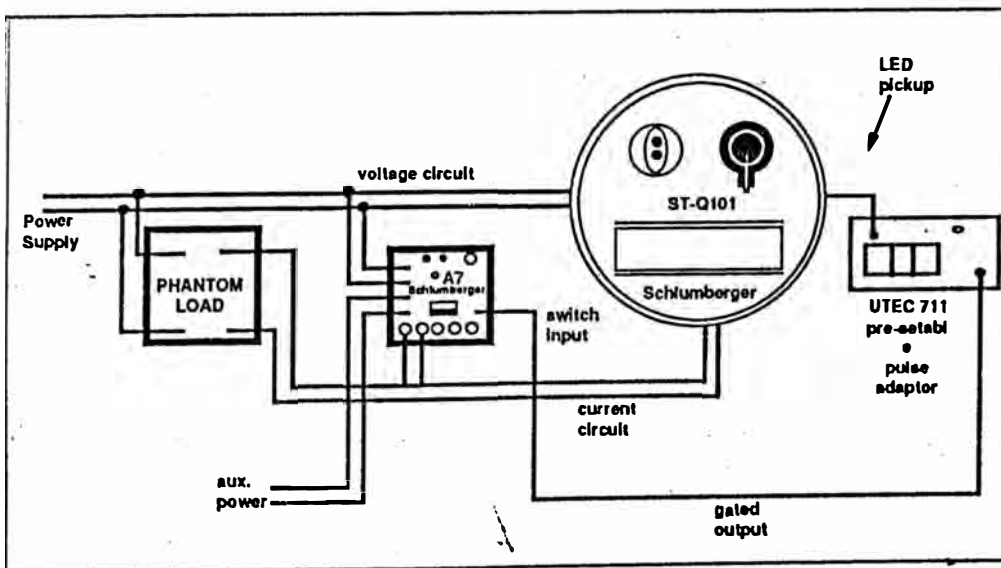


Figure 8

PROGRAMMABLE FEATURES

Standard Version Register Quantities (Displayable)

Instantaneous and Peak Instantaneous

Watts*
Vars*
Volt-amperes*
Amperes
Volts
Power Factor

} 3Ø Total

Energy

Watt-hours*
Varhours**
Q-hours*
Volt-amperes*
Volt Squared Hours
Ampere Squared Hours

Demand

Ampere
Watt*
Vars**
Volt-amperes*

Demand Register Types

Peak (Maximum)
Cumulative
Continuous Cumulative
Present

Note: Time-of-use schedules apply to energy and demand registers for separate rate and last season displays.

- * Bidirectional quantities available
- ** Bidirectional and four-quadrant quantities available.

All registers can be displayed as Kilo, Mega, or Unit quantities.

Enhanced Version Adds:

Instantaneous

Instantaneous Peak (maximum, with time-of-occurrence)

Energy

Volt Hours
Ampere Hours

Demand Register Types

Peak (maximum, with time of occurrence)
(Demand synchronization to the real-time clock with the mass memory module)

Display of Frozen Registers

Display Modes

Normal Display Mode

With the turn-to-reset mechanism, the display sequences can be scrolled automatically or stopped for viewing. The normal mode displays registered quantities as programmed and sequenced by the user.

Alternate Display Mode

The register will enter Alternate Display Mode upon activation of the Alternate Display switch. Operation of the registers, and non-register information, in Alternate Display Mode is identical to that of Normal Mode. Calculations done in Alternate Display Mode are a continuation of those done in Normal Mode. The register will automatically return to Normal Mode after one scroll cycle.

Non-Register Information

The following can be displayed in Normal or Alternate Display modes.

Software Revision Level
Number of Battery Minutes*
Number of Demand Resets
Number of Power Outages
Demand Reset Lockout Time
Cold Load Pickup Time
Field Test KT (Wh/pulse)
Normal Operating KT (Wh/pulse)
Setup Information
Unit Type, Unit ID
Demand Interval
Field Test Demand Interval
Time Remaining in Interval
Register Multiplier
Segment Test
Calendar Expiration Date*
Number of Field Tests
Last Interrogate Time*
Real Time*

*Available when equipped with Real Time Clock/Mass Memory Module.

Additional Display Information

End-of-Interval Indicator (EOI)
Low Battery Indicator (LOBAT)
KYZ Output Status (if equipped)
QUANTUM Series Display Logo
Dialing (RD)

OPERATIONAL SPECIFICATIONS

Programmable Parameters

General

Demand Interval Timebase:	Line or crystal frequency. Real-time clock with Enhanced Version and Real Time clock/mass memory module.
Demand Interval	Block demand: 1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, Length: 12, 15, 20, 30, or 60 minutes. Rolling demand: 'x' minutes interval length with 'y' sub-intervals such that 'x/y' is an integer.
Demand Reset Lockout:	0 to 255 minutes
Cold Load Pickup:	0 to 255 minutes
Register Multiplier:	1.00 to 20,000,000 in .04 increments (CL 10, 120V)
K _T Pulse Constant:	Test LED flashes at a programmed rate in watt-hours per pulse, range 0.025 to 1638.35 watt-hours per pulse in 0.025 increments.
Unit ID:	Up to eight alphanumeric characters
Security Passwords:	Programmable eight-character alphanumeric primary and secondary passwords allow two levels of security.

Field Test Mode

Internal Switch Selectable
Demand Interval Length (as above)
Number of Subintervals (as above)
K_T Pulse Constant (as above)

Display

ID Codes:	01 to 99 (00 = No ID Code)
Display On/Off Times:	0 to 7.5 seconds
Decimal Point Location:	3 to 8 digits (data and decimal)
	Energy and Demand display formats can be programmed separately. Instantaneous registers can have different decimal locations.
Register Quantities Display Disable:	A quantity can be programmed for remote reading only.
Unit of Measure Multipliers:	M (Mega), k (Kilo), or Units

ERATIONAL ECIFICATIONS T'D.)

Programmable Parameters (cont'd)

Transformer Loss Compensation

Internal loss compensation performed by the following equations.

C WATTS (d) =

$$\text{Watts (d)} + \frac{(\text{Line Voltage}^2 \times \text{WFE}_d)}{\text{Rated Voltage}^2} + \frac{(\text{Line Current}^2 \times \text{WCU}_d)}{(\text{TA})^2}$$

C WATTS (r) =

$$\text{Watts (r)} + \frac{(\text{Line Voltage}^2 \times \text{WFE}_r)}{\text{Rated Voltage}^2} + \frac{(\text{Line Current}^2 \times \text{WCU}_r)}{(\text{TA})^2}$$

C VARS (d) =

$$\text{VARS (d)} + \frac{(\text{Line Voltage}^4 \times \text{VFE}_d)}{\text{Rated Voltage}^4} + \frac{(\text{Line Current}^2 \times \text{VCU}_d)}{(\text{TA})^2}$$

C VARS (r) =

$$\text{VARS (r)} + \frac{(\text{Line Voltage}^4 \times \text{VFE}_r)}{\text{Rated Voltage}^4} + \frac{(\text{Line Current}^2 \times \text{VCU}_r)}{(\text{TA})^2}$$

The coefficients WFE, WCU, VFE, and VCU depend on the specifications of the transformer to be used. If bidirectional power flow is involved, eight coefficients are required and used, four for each direction.

Where:

CWATTS	=	Compensated watts
WATTS	=	Measured watts,
WFE _d	=	Iron watts loss constant, delivered
WFE _r	=	Iron watts loss constant, received
WCU _d	=	Copper watts loss constant, delivered
WCU _r	=	Copper watts loss constant, received
CVARS	=	Compensated vars
VARS	=	Measured vars
VFE _d	=	Iron vars loss constant, delivered
VFE _r	=	Iron vars loss constant, received
VCU _d	=	Copper vars loss constant, delivered
VCU _r	=	Copper vars loss constant, received
TA	=	Test amperes

OPERATIONAL SPECIFICATIONS (CONT'D.)

Optional Module Parameters

Mass Memory/Real Time Clock Module

40K battery-backed RAM allows internal pulse recording. (Standard Version)
64K battery-backed RAM allows internal pulse recording. (Enhanced Version)

Pulse Constants: (Class 10, 120V)	0.025 to 1638.375 unit hours per pulse in 0.025 increments
Number of Channels:	1,2,3,4,5,6, or 8 (Standard Version) 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10, or 12 (Enhanced Version)
Interval Length:	1, 2, 3, 4, 5, 6, 10, 12, 15, 20, 30 or 60 minutes
Power Outage Length:	Less than interval length and 1-254 sec- onds
Resolution:	12 bit format
Battery:	Lithium cell battery (shelf life 10 years) carry-over for 360 days. Initialized after an outage of 250 ms.
Real Time Clock Synchronization:	Line or Crystal

KYZ Pulse Output Module

Four three-wire Form C outputs available on I/O module. Maximum Output Ratings are:

- 200 Vdc
- 0.05 Adc
- 150 Vac rms
- 0.05 Aac
- $V_{ce\ sat} = 2.4\ V @ 0.03\ A\ max$

Pulse Constants:	Programmable, 0.025 to 1638.375 (CL 10, 120V) unithours per pulse in 0.0001 increments (0.06 to 3932.100 V2h)
------------------	---

Outputs can be used for customer rate alerts and load control contacts for TOU applications.

Modem Module

Mounts internally and allows remote interrogation.

Bps Rate:	Jumper select 300/1200 bps
Next Call Time:	Autodial; user-selectable in increments of M,D, Hr, Min
Dialout Answer Timeout:	0-255 seconds

OPERATIONAL SPECIFICATIONS (T'D.)

Modem Module (cont'd)

Call Windows:	Auto answer—Hr, Min 00:00-23:59 per day
Always Answer:	Answer if phone rings X number of seconds. User-selectable 0-255 seconds if mass memory is chosen.
Off Hook Detector:	Yes
Daisy Chain:	Yes. Answer/dial.

QDIF Module

Mounts internally in existing modem module slot.
 Communication interface via RS-232 serial port or internal modem.
 Configurable for Bell 202 or 212 type modem use.
 Configurable for CCITT V.22 or V.23 type modem use.
 Capable of speaking dual protocol.

Optional TOU Information

Rates Schedules:	Five rates available (A, B, C, D, and total)
Seasons:	Up to eight seasons
Holidays:	Up to 16 holidays
Indicators:	Rate and Last Season Indication

Internal Switch Selections

Field Test Mode
 Field Test Transformer Loss Disable
 Remote Demand Reset Enable
 Remote Re-Configuration Enable
 Factory Test Mode

SOFTWARE SPECIFICATIONS

Meter Forms

Q101 (A-base):	5A, 6A, 8A, 9A
Q111 (socket-base):	5S, 6S, 8S, 9S, 10S, 26S

Input Ratings

Voltage:	69, 120, 240, 277
Current:	Class 10 or Class 20
Frequency:	50 or 60 Hz
Test Amperes:	50% of Class Amperes

Operating Ranges

Voltage:	Rated, -25% to +15%
Current:	0 to Class Amperes
Frequency:	Rated Frequency at ± 3 Hz
Temperature:	-40°C to + 70°C
Humidity:	0 to 95%, non-condensing

HARDWARE SPECIFICATIONS (CONT'D.)

Rated Accuracy

- Wh: . + [0.09 + 0.003 (I_{ct}/I) (1 + abs (3tanø))]
- Varh: + [0.09 + 0.003 (I_{ct}/I) (1 + abs (3cotø))] %
- VAh: + (0.09 + 0.005 (I_{ct}/I)) %
- Qh: + [0.12 + 0.005 (I_{ct}/I) (1 + abs(3tan(60-ø)))] %
- V2h: + 0.25% of reading
- A2h: + (0.25 + 0.005 (I_{ct}/I)) %
- I_{ct} : = Class amperes I = load current

Balance Restrictions

Measured Quantity	3 Ph, 4W 3 EI	3 Ph, 3 W 2-1/2 EI	3 Ph, 4 W 2 EI	3 Ph, 4 W Delta, 2 EI See Note 2
Wh	None	See Note 1	None	Voltage
varh	None	See Note 1	None	Voltage
VAh	None	See Note 1	Load	Load & Voltage
Qh	None	See Note 1	None	Voltage
Ah, A ² h	None	None	Load	Load
Vh, V ² h	None	See Note 1	None	Voltage

Note 1: None, if no zero sequence voltage present.
 Note 2: Not recommended when single phase loads are large and unbalanced.

Reference Conditions for Rated Accuracy

- Voltage: Rated Voltage ± 3%
- Current: 0 to Class Amperes
- Ambient Temperature: 23°C ± 3°C

Influence Quantities

- Voltage: Less than ± 0.001% per volt
- Temperature: ± 0.005% per degree C, maximum

Burdens, Per Element

- Current: 0.16 VA, Socket-base
(Class 10 at TA) 0.23 VA, A-base
- *Voltage: 0.025 VA, 0.015 watts, at rated volts
- Power Supply: 8.0 VA, 4.5 watts, at rated volts

*Power Supply connected to phase A in Socket-base version.

**HARDWARE
SPECIFICATIONS
(N.T.D.)**

Surge, Impulse, and RF Interference Tests

Conforms to ANSI/IEEE C37.90.1-1989, ANSI/IEEE C62.41-1980 (formerly IEEE 587-1980 Category B), and ANSI C12.13-1985.

Dielectric Tests

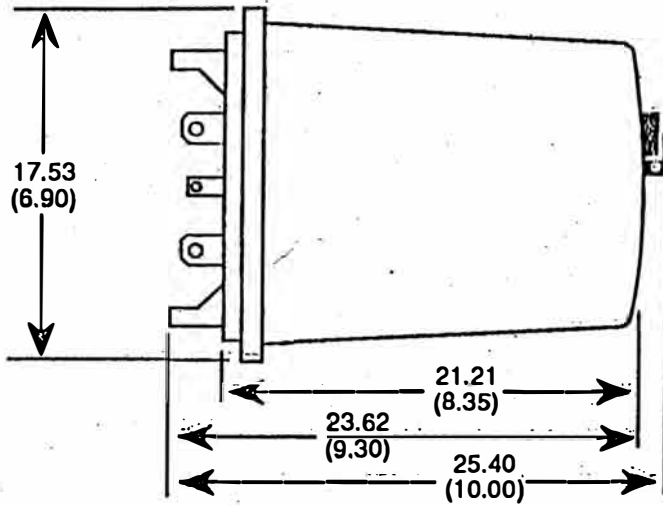
Conforms to insulation requirements of ANSI C12.1 for Code for Electricity Metering.

Bidirectional Power Flow

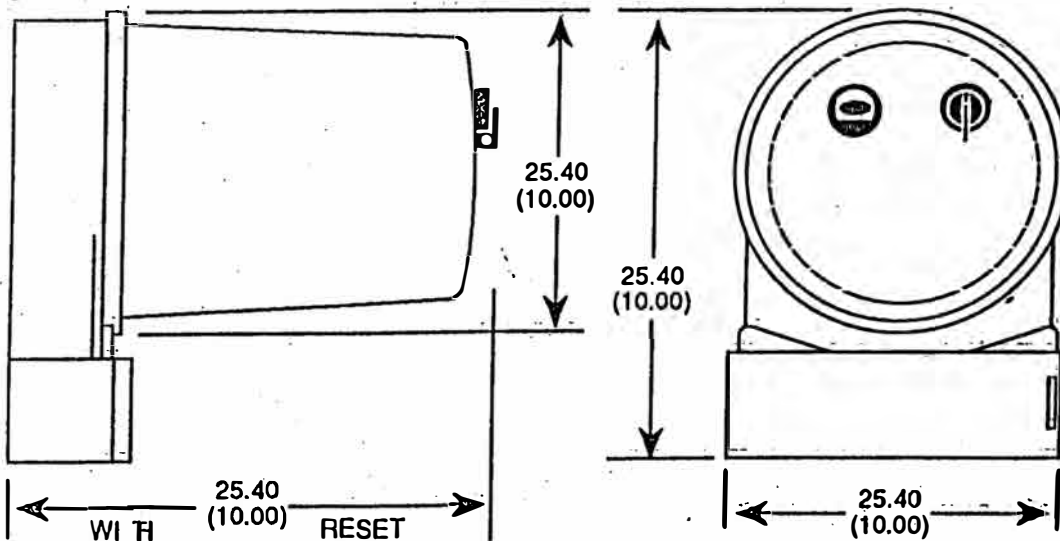
Observes IEEE paper 83 WM 092-4 for bidirectional power flow definitions.

DIMENSIONS

All dimensions are in centimeters and (inches)



Q111 METER "S" BASE



Q101 METER "A" BASE