



ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL
Facultad de Ingeniería Eléctrica



“REDUCCION DE CARGAS PICO MEDIANTE
DIVERSAS ESTRATEGIAS DE CONTROL”

TESIS DE GRADO
Previa a la obtención del Título de:
INGENIERO EN ELECTRICIDAD

Especialización: **POTENCIA**

Presentada por:
GERMANIA GARCIA TUTILLO

Guayaquil - Ecuador

1.988



AGRADECIMIENTO

- Al Director de Tesis Ing. Juan Saavedra por su invaluable ayuda y guía para la elaboración de esta tesis, sin la cual a no dudarlo, no hubiera sido posible llegar a una feliz culminación del presente trabajo.

DEDICATORIA

A DIOS

A MIS PADRES

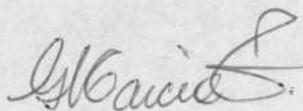
A MIS HERMANOS

A IVAN

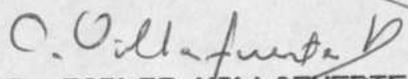
DECLARACION EXPRESA

"La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestos en esta tesis, me corresponden exclusivamente; y, el patrimonio intelectual de la misma, a la ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL".

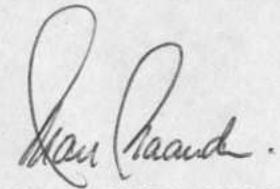
(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de 1a ESPOL).



GERMANIA GARCIA T.

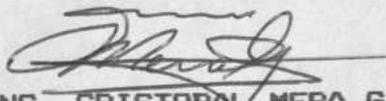

ING. CARLOS VILLAFUERTE P.

SUBDECANO
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

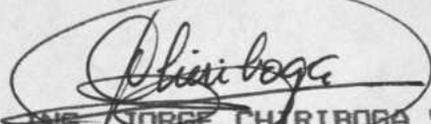


ING. JUAN SAAVEDRA M.

DIRECTOR DE TESIS


ING. CRISTOBAL MERA G.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL


ING. JORGE CHIRIBOGA V.

MIEMBRO DEL TRIBUNAL

RESUMEN

El sistema Guayaquil de cuya operación, distribución y comercialización esta encargada la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., ha sido seleccionada para la realización del presente trabajo, que tiene por objetivo determinar la incidencia de la carga industrial en la forma de la curva de carga diaria del sistema.

Al analizar dicha incidencia se encuentra que el desplazamiento de la máxima demanda industrial a las horas de menores consumos y demanda, produce una disminución en la demanda máxima del sistema. Este hecho involucra, como es de suponer, que el incremento en la demanda máxima disminuya y por lo tanto mejore el factor de carga.

Es por ello que en base a los resultados logrados además del proceso de modular surge la imperiosa necesidad de un reajuste de la estructura tarifaria, especialmente para el sector industrial I2 e I4, promoviéndose el uso de energía fuera de las horas de máxima demanda, a través de incentivos tarifarios que induzcan al usuario a programar su demanda de electricidad.

Así pues, sustituimos una tarifa única, basada en precios contingentes, por un sistema opcional constituido por varias versiones tarifarias.

Es importante pues suministrar al cliente, a través de la tarifa un mensaje claro que refleje lo mejor posible el precio de suministro de la energía y de esta manera al buscar su interés personal, el usuario actuará pues, en el sentido del interés colectivo.



BIBLIOTECA

INDICE GENERAL

	<u>PAGS.</u>	
RESUMEN.....	VI	VI
INDICE GENERAL.....	VIII	VIII
INDICE DE FIGURAS.....	XII	XII
INDICE DE TABLAS.....	XVI	XVI
INTRODUCCION.....	XVIII	18

CAPITULO I

ASPECTOS FINANCIEROS Y POLITICA TARIFARIA

1.1 ANTECEDENTES.....	21	21
1.2 ANALISIS DE FACTORES ECONOMICOS INCIDENTES.....	28	28
1.3 ESTUDIO DE MERCADO Y CARGA.....	39	35
1.4 ESTUDIOS DE COSTOS DE SERVICIO.....	41	41
1.5 POLITICA TARIFARIA VIGENTE.....	52	52

CAPITULO II

SOLUCIONES PLANTEADAS PARA LA MODULACION DE LA DEMANDA

2.1 ADMINISTRACION DE LA CARGA.....	60	60
-------------------------------------	----	----

2.1.1	Reducción de las cargas pico.....	62	62
2.1.2	Relleno del valle.....	63	63
2.1.3	Desplazamiento de carga.....	64	64
2.1.4	Conservación Estratégica.....	66	66
2.1.5	Crecimiento Estratégico de la carga.....	67	67
2.1.6	Curva de carga flexible.....	67	67
2.1.7	Generación en periodos de máxima demanda.....	67	67

2.2 CLASIFICACION DE LAS ALTERNATIVAS DEL MANEJO DE DEMANDA.

2.2.1	Equipo de Control de fin de uso.....	68	68
2.2.2	Equipo de control de la Empresa.....	72	72
2.2.3	Almacenamiento de Energía.....	72	72
2.2.4	Incentivos.....	73	73
2.2.5	Generación Dispersa.....	74	74
2.2.6	Promociones del manejo de demanda al cliente.....	74	74

2.3 REFERENCIA DE LAS ALTERNATIVAS DEL MANEJO DE LA CARGA.

CAPITULO III

APLICACION DE LA METODOLOGIA PLANTEADA AL SISTEMA ELECTRICO DE GUAYAQUIL.

3.1	DESCRIPCION DEL SISTEMA.....	79	79
-----	------------------------------	----	----

3.1.1	Plantas Generadoras y entrega de energia por parte del Sistema Nacional Interconectado.....	80	80
3.2	CURVA DE CARGA.		
3.2.1	Curva de Carga del Sistema.....	87	87
3.2.2	Curva de Carga de las Industrias de Guayaquil.....	98	98
3.2.2.1	Determinación de la curva de Carga típica industrial.....	98	98
3.3	MODULACION DE LA CURVA DE CARGA.		

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO DE LA METODOLOGIA PROPUESTA

4.1	REAJUSTE DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA.....	135	135
4.2	ANALISIS ECONOMICO		
4.2.1	Punto de vista del abonado.....	141	141
4.2.2	Punto de vista de la Empresa Eléctrica.....	145	145
4.2.3	Punto de vista del Sistema Eléctrico Nacional.....	154	154

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

INDICE DE FIGURAS

No. FIG.	PAGS.
CAPITULO I	
1.1 CONSTRUCCION DE UNA TARIFA.....	<i>29</i> 29
1.2 ESTRUCTURA DEL ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO DEL SECTOR ELECTRICO.....	<i>37</i> 37
CAPITULO II	
2.1 FORMAS DE MODULAR LA CURVA DE CARGA.....	<i>65</i> 65
CAPITULO III	
3.1 RECORRIDO FISICO DE LAS LINEAS A 69 Kv.....	<i>81</i> 81
3.2 DIAGRAMA DE LINEA DEL SISTEMA GUAYAQUIL.....	<i>82</i> 82
3.3 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA NORMAL.....	<i>89</i> 89
3.4 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA SABADO.....	<i>91</i> 91
3.5 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA DOMINGO.....	<i>93</i> 93
3.6 RELACION ENTRE K Y EL FACTOR DE CARGA MENSUAL....	<i>103</i> 103
3.7 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 97.6%).....	<i>105</i> 105
3.8 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 94.6%).....	<i>106</i> 106

3.9 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 86.0%).....	107	107
3.10 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 70.2%).....	108	108
3.11 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 66.1%).....	109	109
3.12 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 51.5%).....	110	110
3.13 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : 32.23%).....	111	111
3.14 CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA. INDUSTRIAS DE TARIFA I2 (FCD : <30%).....	112	112
3.15 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 100% - 96.65%	113	113
3.16 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 96.54% - 94.03%.....	114	114
3.17 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 93.65% - 86.03%	115	115
3.18 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 85.80% - 70.21%	116	116
3.19 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 70.14% - 66.10%	117	117
3.20 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 66.03% - 51.51%	118	118
3.21 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 51.34% - 32.23%	119	119

No. FIG.	PAGS.
3.22 CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FCD DE 31.96% - 0%	120 120
3.23 CURVA DE CARGA DIARIA TOTAL DE LAS INDUSTRIAS I2 (MES DE MARZO).....	121 121
3.24 CURVA DE CARGA DIARIA TOTAL DE LAS INDUSTRIAS I4 (MES DE MARZO).....	122 122
3.25 CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA (MES DE MARZO).....	123 123
3.26 CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA (MES DE JULIO).....	124 124
3.27 CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FACTOR DE CARGA DIARIO MODIFICADO DE 70.21 % A 86.03%.....	126 126
3.28 CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FACTOR DE CARGA DIARIO MODIFICADO DE 66.1 % A 86.03%.....	127 127
3.29 CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FACTOR DE CARGA DIARIO MODIFICADO DE 51.51 % A 86.03%.....	128 128
3.30 CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2 CON FACTOR DE CARGA DIARIO MODIFICADO MENORES DEL 30% A 86.03%.....	129 129
3.31 CURVA DE CARGA TOTAL DE LOS INDUSTRIALES I2 MODIFICANDO EL FACTOR DE CARGA DIARIO.....	130 130
3.32 CURVA DE CARGA DIARIA MODIFICADA DEL SISTEMA (MES DE MARZO).....	133 133

No. FIG.

PAGS.

3.33 CURVA DE CARGA DIARIA MODIFICADA DEL SISTEMA (MES DE JULIO).....	134
--	-----

CAPITULO IV

4.1 GRAFICO DE LAS ALTERNATIVAS DE TARIFAS INDUSTRIAS IND2 (MES DE MARZO).....	147
4.2 COSTOS DE REFERENCIA PARA PRODUCCION, ALTA MEDIA Y BAJA TENSION.....	153



BIBLIOTECA

INDICE DE TABLAS

No. TABLA		PAGS.
 CAPITULO I		
1.1	RESUMEN DE INGRESOS NETOS DE EXPLOTACION Y RENTABILIDAD..... ⁵⁰	50
1.2	CALCULO DE INGRESO NETO Y DE LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DEL PAIS.... ⁵¹	51
1.3	RESUMEN DEL PLIEGO TARIFARIO PARA ABONADOS RESIDENCIALES..... ⁵⁷	57
 CAPITULO III		
3.1	REPORTE DIARIO DE GENERACION DE UN DIA NORMAL..... ⁸⁸	88
3.2	REPORTE DIARIO DE GENERACION DE UN DIA SABADO..... ⁹⁰	90
3.3	REPORTE DIARIO DE GENERACION DE UN DIA DOMINGO..... ⁹²	92
3.4	RESUMEN ANUAL DEL NUMERO DE CONSUMIDORES..... ⁹⁵	95
3.5	RESUMEN ANUAL DEL CONSUMO EN Mwh..... ⁹⁶	96
3.6	DATOS DE ABONADOS INDUSTRIALES Y SU CONSUMO ANUAL..... ⁹⁷	97
3.7	CARACTERISTICAS DE LOS ABONADOS I2 E I4 ¹⁰¹	101
3.8	VALORES DE FACTOR DE COINCIDENCIA..... ¹⁰²	102

CAPITULO IV

4.1	DATOS DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES I2 (MES DE MARZO).....	137	137
4.2	DATOS DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES I4 (MES DE MARZO).....	137	137
4.3	RESULTADOS DE LA MODIFICACION DE LA TARIFA DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES I2.....	146	146
4.4	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO . TARIFAS VIGENTES PARA SUMINISTRO A NIVEL DE 69 Kv.....	155	155

INTRODUCCION

En este trabajo se realiza primero el estudio de los aspectos generales que se deben tener en cuenta para considerar las políticas y mecanismos de ejecución, que las empresas deben tomar para su desarrollo y que por lo tanto incidirán directamente en ciertos aspectos a considerarse en el análisis económico-financiero de cualquier Empresa Eléctrica del Ecuador.

Luego se analiza brevemente las soluciones planteadas para la modulación de la demanda, la cual tiene principalmente el propósito de reducir los picos y el relleno de los valles de la curva de carga. Además esto puede ser usado para minimizar los altos costos de generación de potencia con turbinas de gas y otras unidades generadoras de potencia de baja eficiencia.

Los objetos a ser controlados son normalmente los aires acondicionados, calefactores, calentadores de agua y bombas de irrigación. Las cargas industriales también pueden ser controlados ya que en muchas industrias utilizan calentadores de agua, hornos eléctricos, etc., cuyas cargas podran ser desconectadas o reducidas varias veces sin perturbar la producción, la posibilidad de



hacerlo puede variar de una industria a otra y puede ser estudiada individualmente en cada caso.

Además se realiza una breve descripción del Sistema eléctrico seleccionado para la aplicación de la metodología a seguirse. Para llevar a cabo este estudio ha sido necesario recopilar información de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC), obteniéndose que el 1.55 % del total de abonados son del tipo industrial, y que estos abonados consumen el 39.58% del total de la energía eléctrica facturada, además se observa que los abonados de tarifa I2 e I4 juntos consumen el 98.10 % de la demanda industrial total, por lo que sólo se considerará la curva de dichos abonados, ya que esta definirá la curva de carga diaria industrial.

Se debe tomar en cuenta el costo de operación y la capacidad instalada de generación para poder satisfacer la demanda de las horas pico más un cierto margen de seguridad, lo cual es mucho mayor que en las horas no pico, razón por la cual se ha procedido a modular la curva de carga del sistema.

Por último se realiza un análisis económico en base a los resultados logrados surgiendo la imperiosa necesidad de un reajuste de la estructura tarifaria ya que actualmente las tarifas no reflejan la responsabilidad



BIBLIOTECA

del usuario en la curva de carga; se clasifica a los usuarios según el tradicional criterio de su actividad económica, hecho este que no refleja en nada los costos del servicio del sector eléctrico y por el contrario introduce discriminaciones.

CAPITULO I

ASPECTOS FINANCIEROS Y POLITICA TARIFARIA

1.1 ANTECEDENTES

Para comprender como es debido lo que es el estudio de tarifa eléctrica conviene recordar las tres grandes funciones de una tarifa:

- Función financiera
- Función económica
- Función política

La primera función de la tarifa es definir los ingresos de una Empresa Eléctrica. Las reglas del juego varían según el estatuto de la Empresa Eléctrica y sus relaciones con el Estado, pero es conveniente que el nivel de la tarifa confiera a la Empresa Eléctrica una autonomía financiera bastante amplia.

La evolución del precio promedio de venta del Kwh (denominado nivel de la tarifa) se determinará mediante los criterios financieros retenidos por la Empresa Eléctrica.

El cliente adaptará su consumo, es decir su curva de carga, a los precios de la electricidad. Según estos precios, podrá escoger sus usos y eventualmente sus horarios de consumo. Es importante pues suministrar al cliente, a través de la tarifa un mensaje claro que refleje lo mejor posible el precio de suministro de la energía.

Evidentemente, este mensaje deberá ser adaptado a la capacidad de reacción del cliente; deberá ser muy sencillo para un cliente doméstico de Baja Tensión, pero podrá ser muy sofisticado para un cliente de Alta tensión.

La preocupación de dar un significado económico a la tarifa se traducirá por la construcción de una estructura de la tarifa que haga aparecer precios de suministro de energía según el nivel de tensión de la red y según las diversas rúbricas horoestacionales retenidas.

La tarifa es un instrumento de política económica y social por ello su determinación rebasa ampliamente la competencia de las Empresas Eléctricas y a menudo gobiernos intentan utilizarlas para acompañar políticas industriales o para operar redistribuciones de rentas.



Este uso de las tarifas es perfectamente legítimo, pero es necesario que las opciones políticas de una tarifa sean claramente indicadas y que sus consecuencias económicas y financieras sean totalmente evaluadas.

Conciliación de la tres funciones de la tarifa

Es bastante fácil construir una tarifa que satisfaga los criterios financieros de la empresa respetando sin embargo la veracidad de los costos. Por el contrario, las funciones políticas de la tarifa son a menudo contradictorias con respecto a:

- **Función Financiera:** si por ejemplo un gobierno impone, por razones sociales, un nivel de tarifas demasiado bajo, la Empresa Eléctrica no podrá ya financiar sus inversiones y acusará un déficit que deberá ser cubierto por el Estado.

- **Función Económica:** muchos Estados obligan a proponer la misma tarifa al conjunto del territorio nacional a sus Empresas Eléctricas. Esta obligación, elemental desde el punto de vista del derecho de todos a la electricidad, puede conducir a situaciones aberrantes desde el punto de vista económico.

Cualquiera que sea la situación socioeconómica del País , el interés de un buen estudio de tarifas es de construir progresivamente este compromiso sobre bases claras; así pues, por ejemplo si los abonados de Baja tensión están subvencionados por una tarifa social, habrá que decir si esto causa perjuicio al equilibrio de las cuentas de la Empresa Eléctrica o si el lucro cesante se traslada a otra categoría de consumidores.

Etapas de la Construcción de una Tarifa

Para tener en cuenta sucesivamente las funciones financieras, económica y política de una tarifa, podemos proceder de la siguiente manera en tres niveles:

Nivel Preliminar : estudio del Sistema Eléctrico.

En este nivel se trata de representar la situación actual del sistema eléctrico, así como su evolución futura, que deberán traducirse en la tarifa. Por lo tanto, determinaremos sucesivamente:

- Un conjunto de clientes-tipos caracterizados por su perfil de demanda (en energía y potencia) .

- Una demanda que generará costos de producción de electricidad, pero también ingresos.

- Un plan de desarrollo de las obras que generará gastos de inversiones y que permitirá también evidenciar costos de desarrollo.

Nivel de Construcción teórica: estudio económico y financiero.

Después de haber trazado el "fondo de plano" se comienza la construcción de la tarifa propiamente dicha, teniendo en cuenta las funciones económica y financiera de la tarifa:

Función Económica:

- Cálculo teórico de los costos de suministros de energía eléctrica para cada hora del año, distinguiendo los costos de producción, transporte y distribución.
- Reagrupamiento de los costos de producción en un número reducido de rúbricas horarias.
- Proposición de una estructura de tarifas teóricas (por rúbrica horaria y por nivel de tensión) representativa de los costos de desarrollo del sistema eléctrico.

- Cálculo del precio promedio del Kwh al que conduce la aplicación de esta estructura de tarifas (PE).

Función Financiera:

- Simulación financiera a plazo medio de las cuentas de la Empresa Eléctrica, volviendo a estudiar la hipótesis retenidas al nivel preliminar del estudio.
- Cálculo del nivel promedio del precio del Kwh que satisfaga los objetivos financieros de la empresa (PF).

Niveles de Síntesis:

La parte "objetiva" de la construcción de tarifas se concluye alineando la estructura de la tarifa para satisfacer las necesidades financieras de la Empresa Eléctrica (en los casos elementales esta alineación se puede hacer simplemente multiplicando todas las tarifas teóricas por PF/PE).

Se dispone entonces de una tarifa de referencia que posee todas las buenas propiedades financieras y económicas.

Así pues, en este momento se podrán introducir las obligaciones políticas, de las que se podrán entonces evaluar las consecuencias económicas (sobrecostos en cuanto se refiere al sistema de producción y distribución) : pérdidas para la colectividad procedentes, ya sea del estímulo abusivo de ciertos tipos de consumos, ya sea de la restricción no menos abusiva de otros tipos de consumos.

Si se considera que el nivel calculado debe ser respetado, cualquier operación en la estructura de la tarifa será una transferencia entre diversos tipos de clientes.

Finalmente, será necesario a menudo estudiar una colocación progresiva de la nueva tarifa, para no cambiar demasiado brutalmente las costumbres de los consumidores, ya que algunos habrán podido hacer inversiones fiándose en las tarifas existentes.

Además, conviene ser prudente, ya que se mide mal las consecuencias que tendrán sobre los consumidores, y por lo tanto sobre los ingresos, cambios importantes de la estructura y del nivel de las tarifas



BIBLIOTECA

Las diferentes etapas de la construcción de tarifas se representan en el esquema adjunto en fig.1.1. En este esquema, distinguiremos:

- los tres niveles de la construcción de una tarifa.
- las funciones importantes de la construcción de tarifas.
- los datos que circulan entre las diversas funciones para asegurar la coherencia del conjunto.

1.2 ANALISIS DE FACTORES ECONOMICOS INCIDENTES

Evolución y Crecimiento de los Activos en Explotación

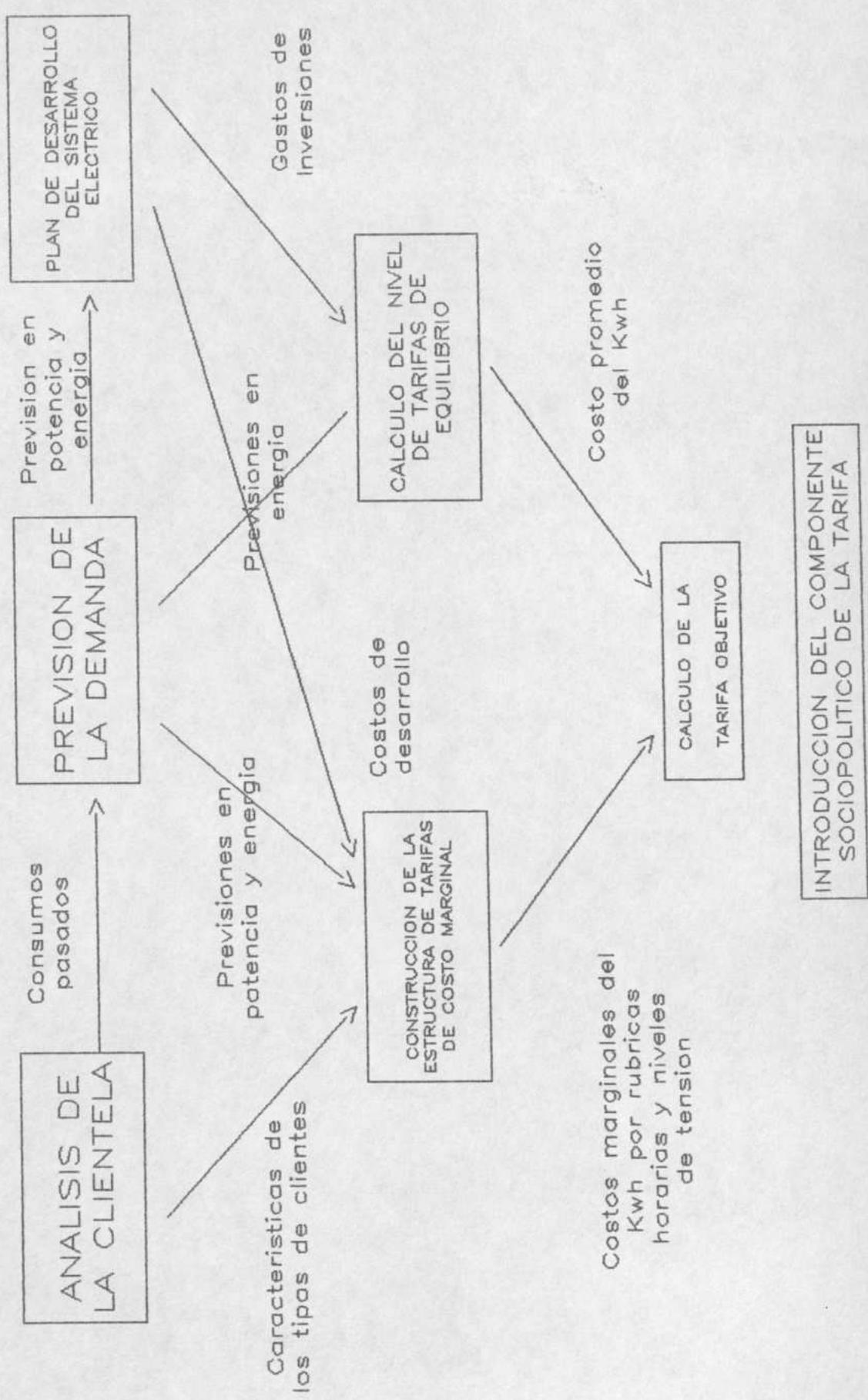
Forman parte del activo fijo en explotación de la empresa las obras que se implementan y entran en operación con el año y semestre correspondiente.

El interés intercalario se aplica sobre las inversiones de las obras que no entran en servicio en el año específico de estudios y la revalorización se aplica sobre el activo de la obra, una vez que entra en operación.

El informe o estado financiero registra tanto el origen como el manejo de los activos de la empresa

FIG. 1.1

CONSTRUCCION DE UNA TARIFA



en término del costo determinado en la fecha que se adquiriera; en este proceso en el que el costo se registra como activo se conoce como evolución de los activos. Cabe diferenciar entonces los costos de los bienes que son instalados y están listos para funcionar, de aquellos que están en proceso de implementación.

Como se podrá apreciar, el registro de los activos en explotación considera únicamente a aquellos activos que entran en servicio, y con estos se determina el capital neto o base tarifaria que influirá en la rentabilidad de la empresa y en los resultados de las utilidades; por estas razones hay que tener en cuenta la incidencia de los retrasos o cumplimiento del cronograma de obras, no sólo desde el punto de vista estrictamente técnico y económico, sino financiero y por consiguiente es necesario realizar revisiones periódicas.

Como el costo de los bienes no se mantiene en la realidad, los costos proyectados de las inversiones se pueden presentar con escalamiento o comúnmente conocido como costo a precio corriente.

La aplicación de las tasas de interés intercalario y de revalorización producen un aumento en el

activo en explotación, por lo tanto el análisis de su efecto es similar a lo expuesto anteriormente, a pesar de que la aplicación de estas tasas es por causas diferentes a la aplicación de las tasas de escalamiento. En el caso de interés intercalario, es la estimación que se considera para la recuperación del costo del dinero ya invertido pero no registrado; y en el caso de la revalorización que es el ajuste anual de los bienes considerando su valor comparativo en el mercado para su comercialización a costo de reposición.

El aumento del valor del activo fijo por la aplicación de la revalorización, si bien produce una disminución en las utilidades de la empresa también aumenta el fondo de depreciación, pero el efecto más significativo es que representa un aumento en el poder adquisitivo de los bienes registrados en la empresa.

Ingresos y Gastos de Explotación

El informe de los ingresos y gastos de explotación, es también conocido como Balance de Resultados o como Estado de Pérdidas y Ganancias; en este estado financiero anual propio de la actividad de la empresa, se indica: los ingresos o entradas de dinero por la propia entrega de servicio, los

gastos o salidas de dinero que demanda este servicio y los valores de la propiedad con que opera la empresa. Aquí se observan los efectos operacionales de la empresa cuando se ha determinado la tarifa o la rentabilidad según el caso de referencia para el análisis.

El desglose de estas tres partes, se presenta a continuación:

- i. Los ingresos son originados por la venta de energía al consumidor y por cobro del arrendamiento de medidores, líneas, transformadores e instalaciones realizadas por la empresa, que en definitiva se originan de la explotación del sistema. Estos valores pueden ser incrementados con el aumento de la tarifa referencial al consumidor o con el aumento de la venta de energía.

La importancia de garantizar unos ingresos netos de la explotación de la empresa radica en la gestión de alcanzar una buena rentabilidad y a la vez que se constituyan en fuente de autofinanciamiento de acuerdo con los requerimientos y políticas que lo permitan. El efecto comparativo será expresado más adelante cuando se haga referencia a los indicadores económicos financieros.

ii Los gastos de explotación son aquellos gastos en que ha incurrido la empresa para entregar el servicio, así:

- Los gastos de operación y mantenimiento se expresan, por cada área de generación, transmisión y distribución; estos gastos se pueden disminuir considerando óptimo uso del equipo y personal, así como la coordinación de adecuados programas de mantenimiento; las consideraciones que se tomen significará que habrá que cambiar las tasas porcentuales estimadas para estos cálculos en cada área, lo que se reflejará en una buena administración.

- Los gastos de combustible dependen fundamentalmente de la cantidad de energía generada por las centrales y del consumo propio de las mismas unidades; las consideraciones necesarias para disminuir estos gastos se deben dirigir entonces al balance energético, donde se determina la generación a menor costo, es decir seleccionando las centrales que operen con combustible de bajo costo y que su consumo propio sea menor observando las demás características propias de cada tipo de central.

- Los gastos de compra de energía a otros sistemas eléctricos se basan en el cálculo del balance energético, y su consideración debe ser enfocada a la mejor utilización de esta energía en grandes cantidades, ya que su costo se caracteriza por ser menor.

- Los gastos generales y administrativos, que también incluyen arriendos, servicios y autoconsumo; se asignan al costo del servicio pero siempre que tenga relación con la explotación del sistema; su consideración es importante en la gestión administrativa de la empresa.

- Los gastos de depreciación anual de los bienes e instalaciones en servicio es la conversión gradual del activo fijo en gasto por su uso en la explotación que ocasiona deterioro y obsolescencia. La depreciación no es la disminución del valor real en su periodo contable, porque físicamente las máquinas y equipos pueden ser de tanta utilidad y valor al final del periodo como el inicio de éste; el valor en libros tampoco representa el valor real, o el valor subsistente en uso del activo. También se puede decir que la depreciación es la cancelación de una parte del costo activo.

A pesar de tener limitaciones en depreciación de los bienes del sector eléctrico establecidas por INECEL; es conveniente que exista una rápida recuperación del valor de los bienes. Esto significa que en corto tiempo se depreciarán los equipos, pero el aspecto negativo de esta medida repercutiría en la determinación de la tarifa produciendo una gravación más fuerte en el consumo de energía a los abonados.

iii El capital neto o base tarifaria es el activo empleado para la explotación. En su cálculo no se consideran los activos en construcción; así el capital neto en explotación está constituido por:

- Activo bruto en explotación esta conformado por el activo fijo en explotación y el activo intangible, que según sea el caso puede ser o no revalorizado.

- La depreciación acumulada, es el monto acumulado de las disminuciones del costo original del activo fijo en explotación, ocasionada por el desgaste, por el uso y por su obsolescencia. Cuando se considera revalorización del activo fijo de

explotación, también se revaloriza la depreciación acumulada bajo la misma relación. La depreciación acumulada representa una cantidad de dinero que se puede utilizar para comprar nuevos activos, o sea la cancelación del costo del activo y por lo tanto se resta al valor del activo bruto para originar el activo neto de explotación que es el costo actual del activo fijo que aún no se ha dado de baja. Como no se sabe cuánto tiempo durará un activo ni cuál es su valor de salvamento, la depreciación es un cálculo estimativo.

- El capital de trabajo, de explotación, para una buena gestión económica financiera, se lo estima de acuerdo a lo establecido en el reglamento para la fijación de tarifa.

El resultado del análisis de estas tres partes tiene relación directa en la rentabilidad o la tarifa. La selección de la tasa porcentual de rentabilidad como condición inicial es una consideración crítica para la gestión administrativa de la empresa, ya que refleja el riesgo promedio del capital. Aquí el punto principal como problema financiero no se debe

centrar en la decisión de si se debe invertir o no, sino en la forma en que se debe financiar la operación o el empleo de cierto método como parte integrante de la proposición de inversiones, poniéndose de esta manera a la rentabilidad de la empresa parecida a las condiciones de los préstamos. Esto definitivamente demanda un análisis financiero profundo.

En el caso que se establezca la rentabilidad, entonces se presenta como primera condición el incremento tarifario, para lo cual se ha señalado como recomendación que sería la última medida correctiva para el análisis financiero.

De esta manera para mayor ilustración se adjunta la fig. No. 1.2 y el correspondiente informe de los rubros se presenta así:

BALANCE DE RESULTADOS DE EXPLOTACION DE LA EMPRESA

1. Energía vendida GWH.
2. Ingresos de explotación
 - Ingresos por venta de energía
 - Otros ingresos asociados a la venta.
3. Gastos de Explotación.
 - Gastos de Generación
 - Operación

- Mantenimiento
- Compra de combustible
- Compra de energía al DOSNI
- Gasto de Distribución
- Operación
- Mantenimiento
- Gastos Generales
- 4. Ingresos netos de explotación
- 5. Capital neto
 - Activo fijo bruto
 - Depreciación acumulada
 - Activos fijos netos
 - Capital de trabajo de explotación
 - Base tarifaria
- 6. Rentabilidad %
- 7. Tarifas S/. / Kwh

1.3 ESTUDIO DE MERCADO Y CARGA

Como paso previo al desarrollo de los niveles tarifarios, para las diversas Empresas Eléctricas del País, es imprescindible determinar a nivel Nacional, la participación de cada grupo homogéneo de consumidores (Residencial, Comercial e Industrial) en la curva de carga del Sistema y la responsabilidad de las mismas, en la demanda máxima o de pico.

Para poder llevar a cabo esta investigación de la carga, es necesario estudiar y definir las características generales y básicas del mercado y la curva de carga del Sector Eléctrico, así como también el comportamiento general de los consumidores homogéneos más importantes.

Objetivos y Metas

- a. Investigación de la carga
- b. Estudio de costo del Servicio
- c. Diseño de tarifas a nivel de distribución para los diferentes grupos homogéneos de consumidores.

Investigación de la Carga

- a. Estudio de las características del mercado y curva de carga del Sector Eléctrico.
- b. Identificación de equipos de medición actuales, utilizados para la comercialización del servicio eléctrico.
- c. Determinación del número de muestras.
- d. Determinación del equipo a utilizarse. Preparar el correspondiente presupuesto de inversión.
- e. Especificación del equipo a utilizarse.
- f. Entrenamiento del personal.
- g. Obtención de información mínima necesaria

Para ello se requiere la siguiente información anual:

1. Energía consumida por consumidor estadístico de muestreo.
2. Energía consumida en horas pico.
3. Energía consumida en horas fuera de pico.
4. Demanda máxima de cada consumidor.
5. Sumatorio de demandas máximas no coincidentes de cada grupo homogéneo de consumidores.
6. Demanda máxima coincidente del grupo.
7. Demanda coincidente del grupo con el pico del sistema.
8. Línea de carga representativa de cada grupo homogéneo de consumidores y su relación con la curva de carga general del sistema.
9. Factores de coincidencia y de carga a los diferentes niveles del estudio, para cada grupo de consumidores y para el sistema en general.

1.4 ESTUDIOS DE COSTOS DE SERVICIOS

El servicio eléctrico tiene tres características básicas en su presentación:

- a. Tiene que ser brindado en las cantidades suficientes que el país necesite;

- b. Debe ser abastecido por el tiempo y en los sitios que el usuario lo necesite, y;
- c. El precio que se cobre debe ser justo en relación a los logros que el usuario obtenga de este servicio, y ajustado a sus características y disponibilidades económicas.

Estas características obligan a que el sector eléctrico tenga realizaciones de obras que sean oportunas, eficientes y concordantes con la política general de desarrollo del país, de manera que no se constituya en un freno en el desarrollo integral del país. Con tal objetivo el sector eléctrico cumple dos gestiones primordiales y permanentes: operar las instalaciones existentes y expandir el sistema de suministro.

Los aspectos técnicos involucrados en estas gestiones son cubiertas con la suficiente idoneidad por el personal que conforman el sector eléctrico, mientras que el aspecto que ha sido siempre un factor limitante y problemático ha sido el económico-financiero.

En consecuencia de lo anterior la estructura del costo de servicio, contiene componentes que tienen relación con las características del servicio brindado y las gestiones que deben cumplir el

sector eléctrico . Es así como se identifican en los costos del servicio un cargo por la cantidad de potencia entregada, otro cargo por la utilización en el tiempo que consume dicha potencia entregada, y un tercer cargo por la ubicación en la cual el usuario desea que se brinde el servicio.

Estos cargos pueden aparecer en los precios que se cobren en forma explícita o implícita, dependiente del tipo de tarifa que se diseñe y de los equipos de medición que se dispongan.

Lo anterior obliga a puntualizar el hecho que las tarifas eléctricas deben ser analizadas dentro de un contexto global, es decir, incluyendo todos los aspectos antes mencionados, así como el esquema de financiamiento establecido en el Plan Maestro de Electrificación, y las políticas específicas definidas por las autoridades respectivas para el tema tarifario.

La Evolución de los Costos y Precios del Servicio

Hay dos razones básicas para que el monto total de los costos del servicio se incrementen:

- a) Por la expansión normal del mercado servido por una entidad eléctrica, lo cual obliga a la misma a efectuar ampliaciones de las instalaciones y en consecuencia a incrementar sus costos operativos, y;
- b) Por el incremento del costo de insumos requeridos (repuestos, combustibles, personal, etc.), debido a fenómenos inflacionarios.

En relación a la primera causa efectivamente el sector eléctrico ha tenido una gran expansión del servicio brindado, demostrado en indicadores como los siguientes:

	<u>1980</u>	<u>1987</u>
Potencia Instalada	953 (MW)	1629 (MW)
Energía Consumida	2599 (GWH)	4216 (GWH)
Abon. Residenciales	581000	977500

Como se puede apreciar ha existido una amplia variación del servicio eléctrico que significa un 70% en 1987 adicional al que se brindaba en 1980.

En cuanto al incremento de costos debido a problemas inflacionarios, conviene puntualizar aspectos como los siguientes:

- Los salarios se han incrementado de S/. 2000/mes en 1979 a S/. 14500 en 1987, es decir un incremento de 725%.
- Los combustibles se han incrementado desde S/.4.65/galón en 1979 a S/. 90/galón en 1987 es decir 1.935%
- Los materiales de fabricación local han tenido un incremento acumulado de 562% en dicho periodo.
- Los materiales de fabricación intercional, han tenido un incremento acumulado, expresado en dolàres del 15.2%.
- La cotización monetaria de S/. 25/dòlar en 1980 evolucionado a S/. 250/dòlar en 1988, es decir 10 veces.

Todos estos paràmetros han influenciado dràsticamente en los costos del servicio elèctrico, a lo cual habrìa que añaadir, los varios recargos arancelarios que se han establecido para las importaciones del sector elèctrico.

Como una medida de compensaciòn desde hace algunos años y en apego a las disposiciones legales y reglamentarias, se ha establecido un sistema de reajustes tarifarios que busca ir nivelando paulatinamente el incremento de los costos del servicio producido por los aspectos antes mencionados. Así puede comprobarse que en Agosto



1983 el precio medio de la energía eléctrica a nivel de abonados llegaba a/. 2.35/Kwh, mientras que en Diciembre de 1987 llegó a S/. 7.5/Kwh en valores nominales, es decir ha existido un crecimiento de 2.6 % mensual. Sin embargo expresando este último precio en moneda constante es decir retirando la inflación se llega a S/. 2.75/Kwh, es decir los precios han crecido únicamente con el 0.3 % mensual, ya que el 1.96 % mensual resultante ha sido absorbido exclusivamente por la inflación.

Sin embargo, tal evolución nominal no ha permitido mantener el poder adquisitivo en dólares, moneda la cual, el sector eléctrico requiere emplear para una serie de requerimientos, tanto de inversión, repuestos y pago de la deuda. Lo anterior se puede comprobar, observando que en Agosto de 1983, el precio medio expresado en dólares alcanzaba a 4.90 centavos, mientras en Diciembre de 1987, llegó a 3.38 centavos.

La Política y Estructura Tarifaria

Hasta antes de 1979, estuvo en vigencia una estructura tarifaria que tenía cargos decrecientes en función del consumo, es decir a mayor consumo cada Kwh de energía costaba más barato, esta

situación era totalmente inadecuada por dos razones:

- a) Se propendía al dispendio de la energía, lo cual agravaba la situación financiera del sector eléctrico, al obligar a poner en servicio mayores equipamientos e instalaciones en cortos periodos de tiempo, y:
- b) Era socialmente injusta porque se estaba dotando de un subsidio mayor a los abonados de mayor consumo, es decir a los de mejores niveles económicos.

Esta situación fuè modificada a partir de 1980, cuando se aprobò una nueva politica tarifaria que estableciò una estructura tarifaria con cargos crecientes en funciòn del consumo lo cual obligaba a que pague mas el que mayor consumos tenia, al mismo tiempo se establecieron cargos inclusive congelados para abonados de pocos recursos, situaciòn èsta que se mantiene hasta la presente. Dichos abonados con tarifas totalmente preferenciales son denominados como R-1 dentro del sector residencial, y C-1 dentro del sector comercial.

Los abonados R-1 y C-1 con tarifas preferenciales se las definiò en funciòn del denominado "consumo

minimo vital", el cual es nivel de utilización de energía considerado como básico y necesario, y que fue determinado en base a un estudio socio-económico y técnico, realizado por las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil.

Para dicho consumo mínimo vital se definieron valores según la región geográfica del país así:

En Guayaquil	150 KWH/MES
En Quito	120 KWH/MES
Resto de la Costa	100 KWH/MES
Resto de la Sierra	80 KWH/MES

Un análisis de este tipo de abonados demuestra que a un nivel nacional los abonados R-1 representan el 53% del total de abonados residenciales, mientras que los abonados C-1, representa el 45% del total de abonados comerciales. La suma de abonados R-1 y C-1 constituyen el 59% del total de abonados de las empresas eléctricas.

Existen sin embargo empresas en los que estos abonados superan el 80% del total de usuarios, siendo en estas empresas donde justamente la situación financiera ha sufrido un importante deterioro por el poco nivel de ingresos que logra obtener de este tipo de abonados.

Decisiones tomadas sobre tarifas eléctricas desde 1985 y resultados obtenidos:

Con la implementación de la nueva estructura tarifaria se estableció la política que los niveles de las tarifas eléctricas debían en concordancia con la Ley Básica de Electrificación, propender a que el sector eléctrico vaya paulativamente adquiriendo los fondos suficientes para complementar adecuadamente los recursos obtenidos de las regalías petroleras (Fondo Nacional de Electrificación) y de la utilización de los créditos. Así entonces se estableció la necesidad que las tarifas vayan reajustándose mensualmente, lo cual ocurrió entre 1980 y mediados de 1982.

Posteriormente existió una año de congelamiento tarifario hasta que en Julio de 1983 el directorio de INECEL aprobó nuevos pliegos tarifarios, estableciendo como porcentaje de reajuste mensual el 2% en las tarifas de las empresas eléctricas. (resolución 0210 de Julio 25 de 1983).

Transcurridos 27 meses de esa decisión, el directorio de INECEL, resolvió modificar el porcentaje de reajuste mensual del 2% al 3% , por cuanto el primer valor (2%) que comprobó que era totalmente insuficiente y no posibilitaba ni

siquiera cubrir los niveles de inflación que prevalecieron en dicho periodo. (Resolución 0460 de Octubre 29 de 1985).

A partir de esta última resolución, no se ha vuelto a tomar ninguna otra decisión a nivel nacional respecto a las tarifas eléctricas de los usuarios, independientemente que los problemas financieros han seguido agudizándose por la serie de medidas que se han ido tomando para el manejo de la situación económica del país.

Los resultados obtenidos en el periodo 1985 a 1987 en cuanto a ingresos netos de explotación y rentabilidad se muestran en el resumen siguiente:

Tabla No. 1.1
RESUMEN DE INGRESOS NETOS DE EXPLOTACION Y
RENTABILIDAD

	<u>MILLONES DE SUCRES</u>		
	<u>1985</u>	<u>1986</u>	<u>1987</u>
Ingresos de Explotación	7929	11500	16794
Gastos de Explotación	9589	12708	17693
Ingresos Netos	-1660	-1208	-899
Rentabilidad (%)	-4.3	-2.4	-1.2



TABLA No. 1.2

CALCULO DEL INGRESO NETO Y DE LA RENTABILIDAD DE LAS EMPRESAS ELECTRICAS DEL PAIS
(MILLONES DE SUQUES)

EMPRESAS ELECTRICAS	ANIO 1987				ANIO 1988			
	INGRESOS EXPLOTAC.	GASTOS EXPLOTAC.	INGRESO NETO	RENTABIL. %	INGRESOS EXPLOTAC.	GASTOS EXPLOTAC.	INGRESO NETO	RENTABIL. %
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL NORTE	845	831.6	13.4	0.3	1351.6	1141.7	209.9	3.7
EMPRESA ELECTRICA QUITO	6873.2	5743.2	1,130.0	4.4	10506.4	8447.9	2058.5	5.8
EMPRESA ELECTRICA COTOPAXI	317.7	368.2	(50.5)	(4.3)	607.8	498.9	108.9	6.2
EMPRESA ELECTRICA AMBATO	710.1	838.1	(128.0)	(3.2)	1071.3	1157.5	(86.2)	(1.5)
EMPRESA ELECTRICA RIOBAMBA	478.1	483.7	(5.6)	(0.2)	658.7	630.2	28.5	0.6
EMPRESA ELECTRICA BOLIVAR	92.9	158.8	(65.9)	(7.3)	159.5	219.9	(60.4)	(4.9)
EMPRESA ELECTRICA AZOGUES	50.6	108.1	(57.5)	(13.9)	493.7	473.6	20.1	3.2
EMPRESA ELECTRICA CENTRO SUR	1232.7	1073.3	159.4	2.2	1784.0	1731.4	52.6	0.5
EMPRESA ELECTRICA REGIONAL DEL SUR	341.8	625.9	(284.1)	(9.3)	469.9	745.1	(275.2)	(6.4)
EMPRESA ELECTRICA ESMERALDAS	432.1	740.4	(308.3)	(18.9)	958.7	1054.1	(95.4)	(4.4)
COOP. DE ELEC. SANTO DOMINGO	454.0	468.4	(14.4)	(0.9)	704.6	726.9	(22.3)	(1)
EMPRESA ELECTRICA MANABI	1503.1	1590.3	(87.2)	(2.3)	2121.4	1993	128.4	2.5
EMPRESA ELECTRICA SANTA ELENA	359.3	713.8	(354.5)	(20.7)	560.7	795	(234.3)	(10.1)
EMPRESA ELECTRICA GUAYAS LOS RIOS	1227.4	1387.5	(160.1)	(4.6)	1869.2	1890.1	(20.9)	(0.4)
EMPRESA ELECTRICA MILAGRO	533.6	839.2	(305.6)	(8.6)	944.8	1080.9	(136.1)	(2.9)
EMPRESA ELECTRICA LOS RIOS	553.1	478.4	74.7	8.2	830.5	762.7	67.8	5.3
EMPRESA ELECTRICA EL ORD	789.7	1244.4	(454.7)	(5.5)	1343.3	1674.8	(331.5)	(2.9)
SUBTOTAL	16794.4	17693.3	(898.9)	(1.2)	26436.1	25023.7	1412.4	1.4

Como puede apreciarse durante los últimos tres años las empresas eléctricas no lograron obtener ingresos operativos positivos, es decir, no lograron obtener rentabilidades positivas. Sin embargo de lo anterior es necesario puntualizar que paulativamente ha ido mejorándose la situación, de tal manera que se tiene previsto, que de cumplirse los supuestos económicos utilizados, las empresas eléctricas ya obtendrán en 1988 un pequeño excedente de explotación estimado en una rentabilidad del 1.4% , como puede observarse en la tabla No. 1.2.

A parte de lo comentado anteriormente, merece explicarse que las tarifas a las cuales INECEL vende su energía en bloque a las empresas eléctricas, no han modificado su porcentaje de reajuste desde 1983, pues se ha mantenido este en el 2% hasta la fecha. Por tal razón en el caso de INECEL, la situación financiera del instituto ha sufrido un proceso de franco deterioro, pues en ningún momento las tarifas eléctricas han posibilitado ni siquiera cubrir los intereses de la deuda, mucho peor el disponer de fondos para financiar en algo el programa de inversiones.

1.5 POLITICA TARIFARIA VIGENTE.

La Ley Básica de Electificación y el Plan Nacional

de Desarrollo, establecen los lineamientos tarifarios para el sector Electrico Ecuatoriano; entre ellos la de establecer una politica tarifaria que permita cubrir los costos de operaci3n y mantenimiento y la realizaci3n de obras imprescindibles, en general el postulado anterior se lo expresa en el sentido de "tener el mayor grado posible de autofinanciamiento del Sector El3ctrico".

El financiamiento de los programas de inversi3n que han propiciado el actual desarrollo el3ctrico, siempre ha sido el principal problema de este sector.

Antes de la 3poca del auge petrolero no se pudo llevar a cabo las obras de electrificaci3n que el pa3s requer3a para su desarrollo, debido a la falta de recursos financieros, por otra parte se consideraba al servicio el3ctrico como un servicio social de elevado subsidio.

Al inicio de la d3cada de los setenta, aparece el petr3leo inyectando una formidable cantidad de recursos, lo que di3o inicio a una serie de realizaciones y las obras de electrificaci3n. En esta 3poca el problema tarifario no tuvo mayor

relevancia nacional, debido a los subsidio que a nivel de todos los sectores públicos se habían establecido.

En Agosto de 1975 se emite el Reglamento para la Fijación de Tarifas, el cual propendia que el sector eléctrico se autofinancie al establecerse en forma obligatoria y con plazos definidos, que las empresas debían obtener el 8,5% de rentabilidad.

Al iniciarse la década de los ochenta se produce una profunda transformación en las estructuras tarifarias, pues se implementa un sistema tarifario que tenía cargos crecientes en función del nivel del consumo, en lugar de la anterior que más bien tenía cargos decrecientes.

La anterior transformación demuestra que había existido en general una gran desconocimiento de la importancia de la tarifa como instrumento de promoción de los sistemas eléctricos y de justicia social.

La política tarifaria puesta en vigencia en 1979 decía entre otras cosas lo siguiente:

"Es deber del Estado evitar el derroche de energía eléctrica".



"Reajustar mensualmente las tarifas en la medida que sea necesaria para obtener recursos suficientes para complementar el financiamiento del Sector Eléctrico del país, compensando principalmente el efecto del escalamiento de costos".

En este periodo se inició un programa de ajustes tarifarios, que fueron absorbidos en su mayor parte por los efectos de la inflación consecuencia de la crisis económica producida a principios de esta década.

En resumen, la política tarifaria ecuatoriana queda sintetizada en lo establecido en la Ley Básica de Electrificación:

"Aprobar las tarifas para los servicios de energía eléctrica, que deben cubrir los costos directos de operación y mantenimiento, las cuotas de depreciación y la rentabilidad sobre la base tarifaria".

Tal disposición legal jamás se ha cumplido.

En conclusión, se observa que a lo largo de la historia en materia tarifaria, se presenta un tradicional y crónico problema de financiamiento del Sector Eléctrico. En época de auge económico

este ha sido compensado a través de los aportes de capital, o un mayor endeudamiento externo.

Si consideramos las perspectivas de desarrollo económico del país, es racional pensar que en futuro la presión sobre la tarifa de energía va agudizarse; por un lado, el sector eléctrico exigiendo el cumplimiento de las disposiciones vigentes y, por otro lado, el usuario reclamando tarifas concordantes con su nivel de ingreso y capacidad de pagarlas.

Resultados de la Aplicación de la Política Tarifaria

Como resultados de la política tarifaria vigente, estos es la de incrementar la autogeneración de recursos para solucionar el déficit financiero del sector eléctrico, se han implementado los siguientes incrementos tarifarios:

- A nivel de venta de energía en bloque de INECEL a las Empresas Eléctricas.

FECHA	NIVEL TARIFARIO	INCREMENTOS
Julio 1983	0.965 S./Kwh	25% inicial mas 2% acumulativo mensual

- A nivel de venta de energía de las Empresas Eléctricas al usuario:

FECHA	NIVEL TARIFARIO	INCREMENTOS
Julio 1983		10% inicial más 2% acumulativo mensual
Octubre 1985		1% acumulativo mensual adicional

Como resultado de la política tarifaria vigente, la tarifa de la energía para la venta en bloque de INECEL a las empresas ha variado de 0.965 S./Kwh a 3.108 S./Kwh entre Julio de 1983 a Junio de 1987, esto es un incremento de 223%.

En el caso de EMELEC, esta empresa solo paga a INECEL 0.92 S./Kwh.

El pliego tarifario para los abonados residenciales de los usuarios de EMELEC, ha sido dividido en tres bloques:

Tabla No. 1.3

RESUMEN DEL PLIEGO TARIFARIO PARA ABONADOS
RESIDENCIALES

<u>CLASIFICACION</u>	<u>BLOQUE DE CONSUMO</u>	<u>PRECIO PROMEDIO</u> <u>del Kwh a junio/87</u>
R-1	0 - 70 KWH	1.50 S./KWH
R-2	71- 150 KWH	2.00 S./KWH
R-3	Mayor de 150 KWH	6.15 S./KWH

- Los usuarios que consumen hasta 70 Kwh por mes (R-1), son considerados abonados de escasos recursos; su carga eléctrica consiste en : 2 a 3 focos, un televisor, un radio y una plancha carga que corresponde a una condición de subsistencia.

- Los usuarios que consumen de 71 a 150 Kwh por mes (R-2), son considerados también abonados de escasos recursos que utilizan la energía eléctrica, para satisfacer la condición mínima de iluminación y de uso de los artefactos eléctricos; su carga eléctrica consiste en 2 a 5 focos, una refrigeradora, un televisor, una plancha, un radio, una licuadora, un ventilador.

- Los usuarios que consumen más de 150 Kwh por mes (R-3) corresponden a abonados de clase media baja hasta aquellos de clase alta, que de acuerdo a sus ingresos poseen una carga eléctrica que incluyen un mayor nivel de iluminación, y el uso de artefactos eléctricos. Sobre estos abonados incide el mayor recargo de la tarifa de energía eléctrica.

Como se puede apreciar la tarifa R-3 es excesivamente amplia: un consumidor de 151 Kwh/mes

paga una tarifa igual a la de un consumidor de 2000Kwh/mes o más, pese a que esos consumos implican una abismal diferencia socio-económica.



BIBLIOTECA

CAPITULO II

SOLUCIONES PLANTEADAS PARA LA MODULACION DE LA DEMANDA

2.1 ADMINISTRACION DE LA CARGA

Recientemente, las dos formas de manejo de carga mas frecuentemente referidas fueron administración de carga y conservación estratégica. El manejo de carga entró en escena entre los años 1960 y 1970. La actividad más temprana fue en Europa y Nueva Zelanda y más tarde en los Estados Unidos. Los cambios en la forma de carga deseados fueron en dos áreas: una para control fuera de picos y carga de invierno por programas alentadores que involucran el almacenamiento de calefacción (relleno de valle y/o picos desplazamiento de carga) y el otro recortar picos a través del control de calentadores eléctricos de agua (reducción de picos).

El manejo de carga fue usado por las empresas para mitigar tanto el incremento de costo del pico de potencia y el incremento de dificultades al agregar cargas.

El sistema del manejo de carga principalmente tiene

el propósito de reducir los picos y el relleno de los valles de la curva de carga. Además este puede ser usado para minimizar los altos costos de generación de potencia con turbinas de gas y otras unidades generadoras de potencia de baja eficiencia.

Los objetos a ser controlados son normalmente los aires acondicionados, calefactores, calentadores de agua y bombas de irrigación. Las cargas industriales también pueden ser controlados ya que en muchas industrias se utilizan calentadores de agua, hornos eléctricos, etc., cuyas cargas podrían ser desconectadas o reducidas varias veces sin perturbar la producción, siendo esto de gran interés para incluir tales objetos en los planes de manejo de carga ya que ellos representan a menudo una considerable carga, pero la posibilidad de hacerlo puede variar de una industria a otra y puede ser estudiada individualmente en cada caso.

La introducción de los sistemas de manejo de carga puede ser precedidos por un cuidadoso análisis de mercado seguido por una estimación de costos.

El manejo de la demanda involucra una deliberada intervención por la empresa para cambiar la demanda del consumidor de manera que produzca cambios

deseables en la forma de la curva de carga de la empresa, por ejemplo cambios en los modelos de tiempo y magnitudes de la curva de demanda. Bajo esta definición, el consumidor compra energía como un dispositivo eficiente, dando como resultado una reacción en la que se han dado cuenta de la necesidad de conservación de energía.

En un sistema de potencia eléctrico las condiciones de carga varían considerablemente durante las veinticuatro horas. También hay variaciones debido al día de la semana y la estación del año. Dentro de este contexto, seis amplias categorías de formas de curva de carga pueden ser distinguidas en la fig. 2.1 : corte de pico, llenado de valles, traslado de la carga, conservación estratégica, crecimiento estratégico de la carga, curva de carga flexible.

2.1.1 Reducción de las Cargas Pico

El corte del pico o reducción de las cargas pico del sistema, expresa una de las clásicas formas del manejo de carga. Es el proceso de suprimir cargas no esenciales durante periodos de máximo consumo, generalmente con la ayuda de sistemas computarizados de control y monitoreo. El control directo de

carga es más comúnmente practicado por el control directo de la empresa eléctrica a los clientes que utilizan este medio.

La capacidad de desconectar o "soltar" carga varia de cliente a cliente, según la naturaleza de sus requisitos de carga; el método sirve al máximo para aquellos cuyas cargas energéticas pueden reducirse sin causar costosas pérdidas de producción.

Mientras que muchas empresas utilizan esto como un medio para reducir la capacidad pico o capacidad de compra y que consiste de un control sólo durante los días más probables de los picos del sistema. El control directo de carga puede ser usado para reducir costos de operación y dependencia crítica de combustible por despacho económico.

2.1.2 Relleno del valle

Es la segunda forma clásica del manejo de carga. El relleno del valle abarca la formación de las cargas fuera de los picos. Esta puede ser particularmente deseable para esas épocas del año, donde un elevado incremento de costo es menor que el precio

promedio de la electricidad. Adicionalmente los precios fuera de pico bajo estas circunstancias disminuiría el costo promedio para el consumidor. El relleno del valle puede ser realizado en varias maneras, una de las más populares es agregando un nuevo almacenamiento de energía térmica (calentador de agua/calefactores) en lugar de servir la carga por combustible (quema de gas o petróleo).

2.1.3 Desplazamiento de carga

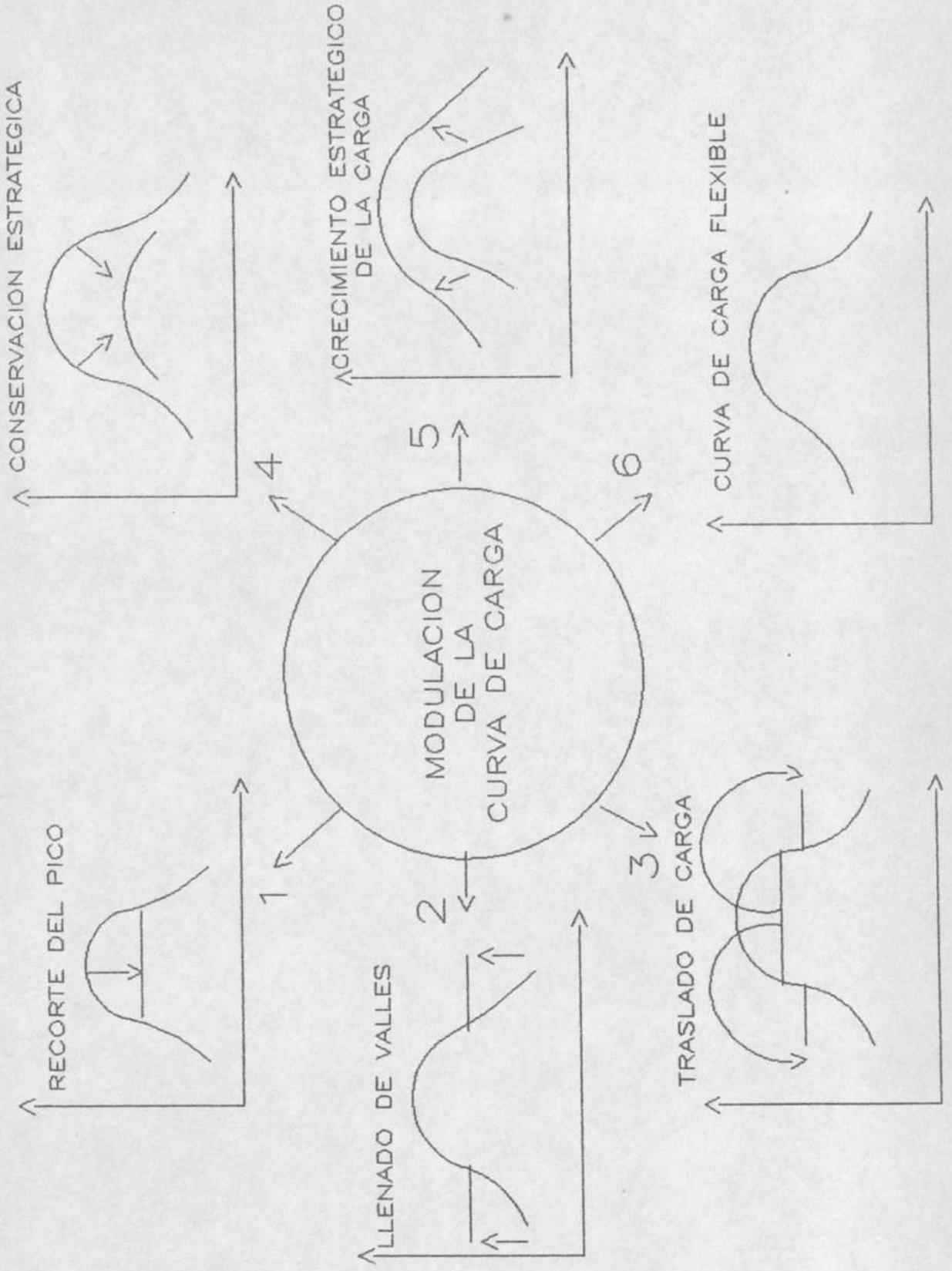
Es la última forma clásica de administrar carga; es el proceso de ajustar el calendario de algunas actividades de consumo energético, de tal forma de hacerlo durante la noche o en período fuera de pico. Es apropiado en casos en que la empresa de electricidad no factura por demanda fuera de pico.

Las aplicaciones populares incluye el uso de almacenamiento de agua caliente, almacenamiento de calefacción, aire acondicionado y clientes de cargas desplazables. En este caso la carga desplazada involucra aparatos de almacenamiento, cuyo desplazamiento tiene



FORMAS DE MODULAR LA CURVA DE CARGA

FIG. 2.1



aplicaciones convencionales, por ejemplo instalación de almacenamiento de calentadores de agua en lugar del calentador eléctrico de agua.

2.1.4 Conservación Estratégica

Es el cambio de la forma de la curva que resulta de programas dirigidos para estimular la utilización de un gasto de fin de servicio. Los cambios reflejan una modificación en la curva de carga involucrando a menudo una reducción en las ventas de energía, así como un cambio en la forma de uso.

En la conservación de la energía los planificadores de la empresa deben considerar que las acciones de conservación deberán ocurrir naturalmente y luego evaluar el costo vigente de ser posible utilizando programas para acelerar o estimular estas acciones. Por lo tanto la distinción entre "naturalmente" ocurrida y un cambio deliberadamente inducido en el consumo de energía y forma de carga es importante.

2.1.5 Crecimiento Estratégico de la Carga

Es el cambio de la forma de carga que se refiere a un incremento general en ventas, que es estimulado por parte de la empresa, mas allá del relleno del valle descrito previamente.

2.1.6 Curva de Carga Flexible

Es un concepto relacionado con la seguridad, planificación imperativa, partiendo de la curva de carga anticipada, incluyendo las actividades de las demandas pronosticables sobre la planificación horizontal.

La curva de carga puede ser flexible si los consumidores se presentan con opciones tales como variaciones de la calidad del servicio que ellos esten dispuestos a permitir en un intercambio de varios incentivos.

2.1.7 Generación en periodos de máxima demanda

La generación en horas pico representa generación de electricidad en cortos periodos de tiempo para evitar o reducir los precios o cargos por demanda durante cortos periodos de

gran uso. Generalmente es apropiada para clientes que tienen "picos" en la energía que requieren diariamente.

2.2 CLASIFICACION DE LAS ALTERNATIVAS DEL MANEJO DE DEMANDA

La clasificación genérica es mostrada a continuación la cual representa una lista de todas las diferentes categorías de las alternativas del manejo de demanda.

2.2.1 Equipo de Control de fin de uso

Esta es una de las áreas más activas del desarrollo de la tecnología del manejo de la demanda. La mayoría del trabajo es en el área residencial mientras que las alternativas en el área industrial y comercial están comenzando a atraer más la atención.

Las alternativas del manejo de la demanda son usadas con el propósito de perturbar las cargas a la forma de carga residencial más pobre. Esto permite a la empresa obtener grandes bloques de control de carga y que pueden ser realizados en cortos periodos de tiempo.

Entre ellas podemos mencionar las siguientes:

1. Aire Acondicionado Residencial y Comercial en paquetes de unidades.

Esta categoría consiste en el control de operación de los aires acondicionados, tanto remotamente o a través de una inteligencia local. Dicho control puede ser:

- a. Control remoto cíclico.
- b. Controlador local.
- c. Control por termostato.
- d. Control remoto de encendido y apagado.

2. Aire Acondicionado-Enfriadores Comerciales e Industriales.

Esta es una de las más nuevas áreas de desarrollo tecnológico en las alternativas del manejo de demanda. Ya que los enfriadores representan cargas relativamente grandes y los desarrollos tecnológicos en esta área pueden ser importantes para la empresa. Los cuatro tipos de programas son:

- a. Control de temperatura en la columna de agua.
- b. Control remoto de encendido y apagado.
- c. Contrato de reducción de carga.
- d. Reducción de la capacidad por control remoto.

3. Agua caliente Residencial y Comercial

En las regiones donde el calentamiento es una proporción significativa de la carga pico, esta es una de las cargas mas deseables para el control de carga por el manejo de la demanda. Esta es una de las pocas cargas residenciales que pueden ser verdaderamente diferible, en la que un calentador de agua puede ser apagado por extensos periodos de tiempo (sobre las 6 horas en algunos casos sin afectar el estilo de vida del usuario).

La reducción de carga por los calentadores de agua pueden ser acompañada por :

- a. Control remoto de encendido y apagado.
- b. Temporizadores.

4. Bombas

Los dos tipos más comunes del control de bombas son: Bombas agrícolas y Bombas para piscinas de natación. Candidatos especiales incluyen bombas para suministro comunitario de agua, bombas de extracción de combustible, operaciones de bombeo industrial. En muchos casos estas operaciones de bombeo no dependen del tiempo y pueden ser diferidas.

Dicho control puede ser realizado por:

- a. Temporizadores
- b. Control remoto de encendido y apagado.

5. Calentadores.

Las mismas técnicas aplicadas para control de aire acondicionado pueden ser adoptadas para el control de calefacción. Este incluye un ciclo de control remoto, controlador local, control de termostato, control remoto de encendido y apagado. Por supuesto que las estrategias de ciclo de trabajo son distintas. En muchos casos, los equipos de calentamiento estarán sujetos a interrupciones durante los picos

de la mañana y durante los picos de la noche.

2.2.2 Equipo de control de la empresa

Muchas personas cuando piensan en alternativas de manejo de demanda, lo ven en términos de control sobre los equipos del cliente. Existen pues también unos pocos controles sobre los equipos de la empresa, lo cual será considerado como parte del programa comprensible de manejo de demanda tales como: reducción de voltaje, control de subestación, control de factor de potencia.

2.2.3 Almacenamiento de Energía

Una de las primeras formas de conservación de energía y técnica del manejo de carga identificada fue el almacenamiento durante los periodos fuera de pico y utilizar esta energía almacenada durante los periodos pico.

Los programas más efectivos en esta área han sido sistemas de almacenamiento de frío, para grandes edificios comerciales, los cuales proveen solo una porción de los requerimientos de enfriamiento.

Los tipos de almacenamiento pueden ser:

1. Almacenamiento de frío.
2. Almacenamiento de calor.
3. Almacenamiento de agua caliente.

2.2.4 Incentivos

Las tasas de incentivos son probablemente el ingrediente más importante en las alternativas del manejo de la demanda. La tasa de incentivos pueden también ser aplicadas como una alternativa de manejo de demanda, como un incentivo para manejar lo económico y la motivación para la implementación exitosa de otros tipos de alternativas de manejo de demanda.

Debido a las enormes cantidades de material disponible en tasas de incentivos, esta sección describe el corte de servicio en los picos como un ejemplo de un diseño innovativo para complementar los objetivos del manejo de demanda.

El corte de servicio en los picos fue desarrollado para aprovechar las cargas industriales y así obtener grandes bloques de

manejo de carga en un tiempo relativamente rápido. Este servicio busca expresamente perturbar la carga durante los periodos criticos de la curva de carga para compensar otros factores de carga más pobres o situaciones de corte de energia los cuales pudieran ocurrir.

2.2.5 Generación Dispersa

La generación dispersa como una alternativa de manejo de demanda puede ser de muchas maneras. Tales como:

1. Vientos
2. Solar térmica
3. Celdas Solares
4. Celdas de Combustibles
5. Generadores de Reserva
6. Auto-Generación
7. Pequeñas hidro

2.2.6 Promociones del manejo de demanda al Cliente

Las promociones al cliente del manejo de demanda son actividades patrocinadas por la empresa para motivar al cliente a llevar a cabo los objetivos del manejo de demanda.

Esto normalmente consiste en propaganda del manejo de demanda en radio, televisión o periódico; seminarios de manejo de demanda, distribución de literatura de información, hablar ante grupos comunitarios del manejo de la demanda.

Este tipo de programa tiene la premisa que muchas personas tienen una baja conciencia de los conceptos de manejo de carga, pero que corresponderían a incentivos en el nivel local a través de un esfuerzo conjunto Empresa-Comunidad.

2.3 REFERENCIA DE LAS ALTERNATIVAS DEL MANEJO DE LA CARGA

Referencias adicionales a las diferentes alternativas permiten encontrar las necesidades específicas de la empresa, para servir al cliente. Referencias de este tipo dan a la empresa un medio preliminar que permiten identificar las alternativas existentes conociendo sus necesidades particulares.

Grado en que el usuario esta involucrado

1. Ninguno

2. Dispositivo del usuario controlado por la empresa.
3. Dispositivo del usuario controlado por el usuario.
4. Autogeneración

Grado en que la empresa está involucrado

1. Ninguno.
2. Control indirecto con incentivo.
3. Rebajas.
4. Educación al cliente.
5. Contratos.
6. Mandato.
7. No está involucrado el cliente.
8. Penalización.

Tipos de Clientes

1. Residencial.
2. Comercial.
3. Industrial.

Modos de comunicación

1. Radio.
2. Onda.
3. Televisión por Cable.

4. Teléfono.
5. Microonda.
6. Satélite.

Tipo de modificación de carga

1. Cancelación de carga
2. Por ciclos
3. Carga diferida
4. Pre-condicionamiento
5. Reducción de picos

Tipos de Tarifas

1. Participación voluntaria, sin incentivos
2. Participación voluntaria con incentivos
3. Participación involuntaria
4. Variación de tiempo
5. Compra de potencia

Control ejercido por partes

1. Cliente
2. Empresa Eléctrica
3. Cooperativa
4. Participación por igual

Fin de Uso

1. Aire Acondicionado/ Calefacción
 - a. Residencial
 - b. Comercial, pequeño
 - c. Comercial, grande
2. Calentamiento de Agua
3. Bombeo
 - a. Piscina de natación
 - b. Irrigación
 - c. Sistemas de agua municipal
 - d. Bomba de combustible
4. Elevadores
5. Procesos Industriales

CAPITULO III

APLICACION DE LA METODOLOGIA PLANTEADA AL SISTEMA
ELECTRICO DE GUAYAQUIL

3.1 DESCRIPCION DEL SISTEMA

Configuración y Características Generales del
Sistema Guayaquil

El Sistema Guayaquil de cuya operación, distribución y comercialización esta encargado la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., se encuentra constituido en la actualidad por dos plantas generadoras, un punto de interconexión o de entrega de energía a 69 Kv por parte de INECEL y proveniente del Sistema Nacional Interconectado, y una línea de Subtransmisión Radial de 69 Kv que nace en la Subestación Pascuales del Sistema Nacional Interconectado. Posee también una red de Subtransmisión cuya tensión es de 69 Kv, esta red tiene el rol de servir a un conjunto de Subestaciones de Transformación Reductoras, las mismas que alimentan las redes de distribución también llamadas Sistemas Primarios cuya tensión de operación es de 13.8 Kv con unas



alimentadoras a 4.16 Kv. Esta red de distribución suministra la energía a los clientes ya sea directamente cuando se trata de clientes industriales, o sea por intermedio de una nueva etapa de transformación con los transformadores de distribución que reducen la tensión primaria a la tensión de consumo de las redes de baja tensión también llamadas secundario.

En la figura No 3.1 se muestra el recorrido físico de las líneas a 69 Kv y la ubicación de todas las Subestaciones y Plantas Generadoras, en la figura No 3.2 se encuentra el diagrama de una línea del Sistema Guayaquil.

3.1.1 Plantas Generadoras y entrega de energía por parte del Sistema Nacional Interconectado

El sistema eléctrico de la ciudad de Guayaquil cuenta con dos plantas de generación propia y un punto de compra de energía en bloque al Sistema Nacional Interconectado, con las características siguientes:

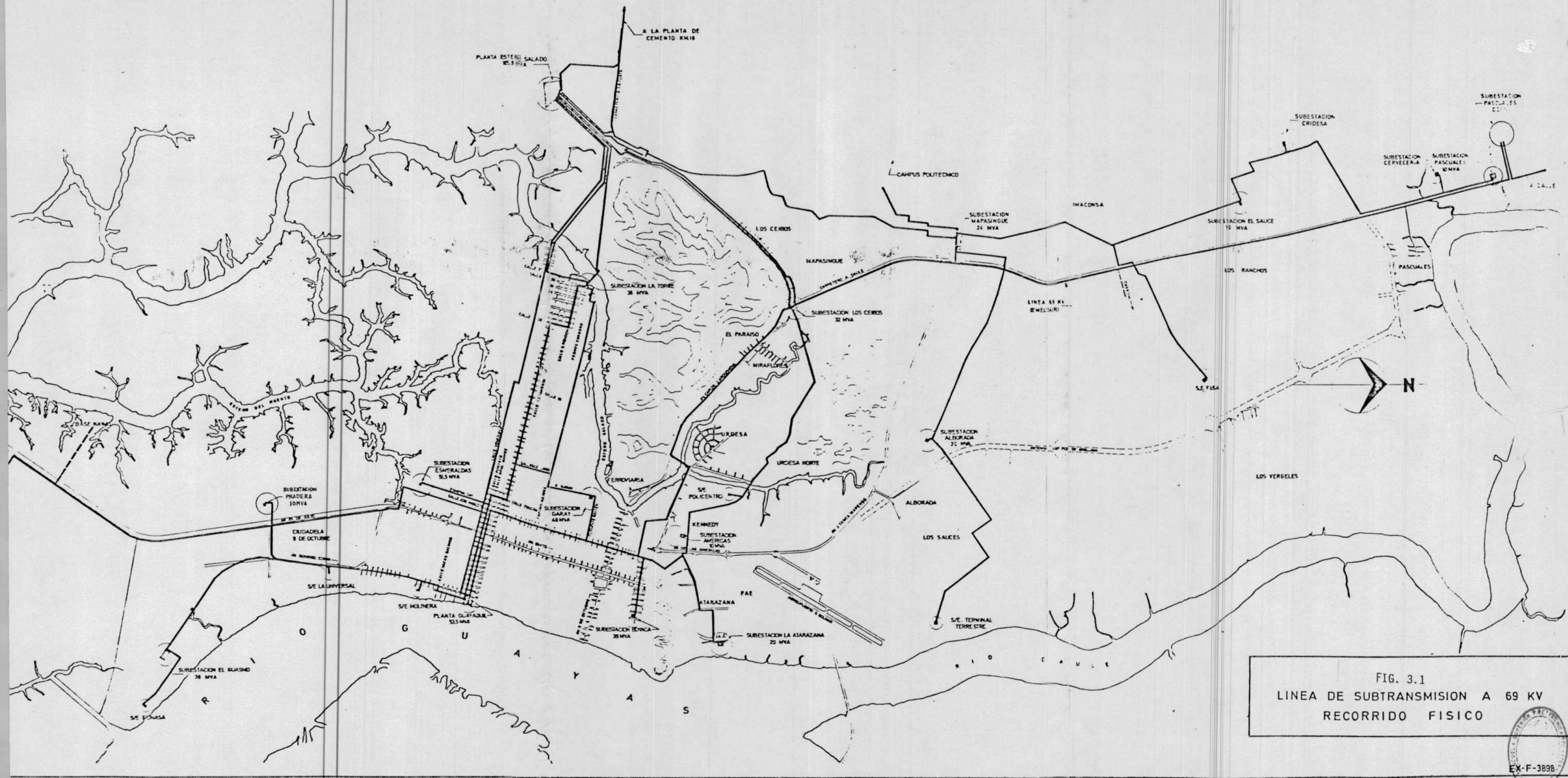


FIG. 3.1
 LINEA DE SUBTRANSMISION A 69 KV
 RECORRIDO FISICO



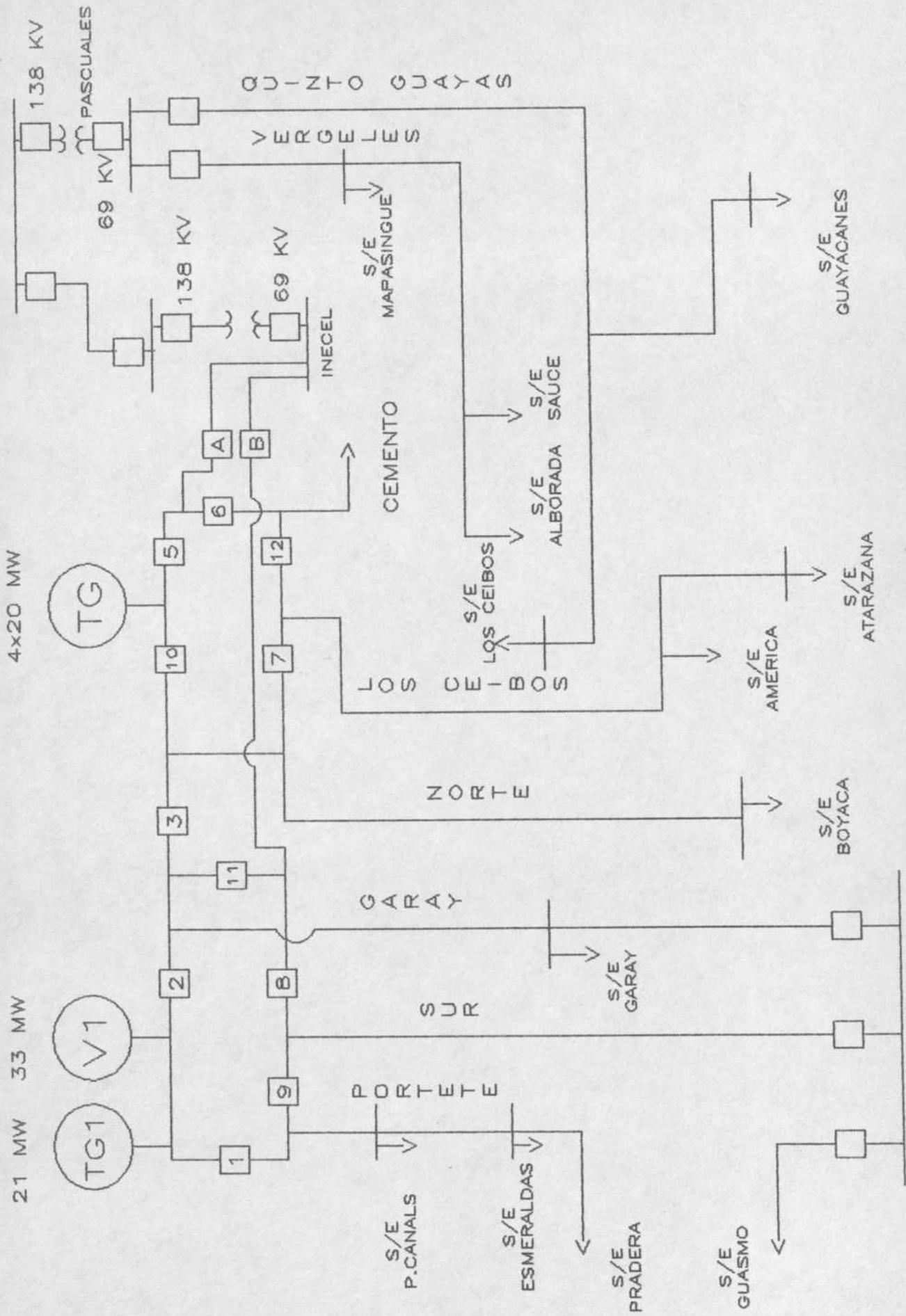


FIG. 3.2 DIAGRAMA UNIFILAR SIMPLIFICADO DEL SISTEMA

PLANTA GUAYAQUIL

La Planta Guayaquil cuenta con cuatro unidades a vapor y una turbina a gas, la capacidad instalada de generación es 43.5 Mw, repartidos de la siguiente forma: Dos unidades de vapor de 5 Mw cada una, otras dos unidades a vapor de 10 Mw cada una y una turbina a gas con 13.5 Mw de capacidad.

Como se muestra en el diagrama unifilar del sistema en la figura No 3.2, la unidad número 1 genera 5 Mw a 4.16 Kv y de la barra de esta unidad salen cuatro alimentadoras a este voltaje, el resto de unidades, las números 2,3,4 y la turbina a gas generan a 13.8 Kv y de esta barra parten seis alimentadoras a este nivel de voltaje.

PLANTA ESTERO SALADO

La Planta Estero Salado cuenta con una unidad a vapor de 33 MW y cinco unidades a gas con las siguientes capacidades: las número 1,2 y 3 con 21 MW cada una y las unidades 5 y 6 con 22.5 MW cada una, sumando en total 141 MW.

Toda la generación de esta planta tiene un

nivel de tensión de 13.8 Kv y su potencia se entrega, a través de transformadores de elevación 13.2/68.8 Kv al patio de maniobras a 69 Kv que conforma la Subestación Estero Salado, la misma que también recibe la energía proveniente del Sistema Nacional Interconectado y la distribuye por medio de las líneas de subtransmisión a las distintas subestaciones de reducción del sistema y a las subestaciones particulares.

INTERCONEXION CON INECEL

Otra fuente de energía para el Sistema Guayaquil, y la más importante en la actualidad, es la interconexión con INECEL, a través de la cual se recibe la potencia del Sistema Nacional Interconectado, utilizando de esta forma la energía proveniente en su mayor parte de la generación hidráulica como es el caso de Paute, de acuerdo al programa técnico-económico de operación conjunta de los recursos de generación del Sistema Nacional Interconectado y las empresas, en base a un óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos del País.

Esta compra-venta de energía se efectúa a

nivel de 69 Kv, la potencia viene de la subestación que a este voltaje tiene INECEL junto a la Subestación Estero Salado, a través de dos circuitos denominados Barra A y B de INECEL, tal como se muestra en el diagrama unifilar de la figura No 3.2

Una vez que entró en operación el banco de transformadores de la Subestación Pascuales del Sistema Nacional Interconectado cuya capacidad es de 150 Mva 138/69Kv, hay ahora otro punto de entrega de energía al sistema Guayaquil, mediante una línea de 69 Kv que partiendo de esta Subestación se unió con la línea de subtransmisión Pascuales y alimenta la carga industrial correspondiente a las subestaciones Mapasingue, El Sauce, Germania, y las subestaciones particulares de Fisa, Cridesa y Cervecería Nacional.

Considerando la generación neta total diaria que requiere el Sistema Guayaquil, INECEL aporta aproximadamente con el setenta y cinco por ciento y la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc., con el veinticinco por ciento.

En las tablas 3.1, 3.2, 3.3 se presentan los reportes diarios de generación para un día

normal, para Sábado y Domingo respectivamente, en los mismos se presentan las cargas a cada hora de todas las unidades del sistema, así como el total generado por EMELEC y lo que entrega INECEL tanto en la interconexión como en un punto de entrega en Pascuales y el total del Sistema.

3.2. CURVA DE CARGA

Objetivo del Estudio

Para determinar la incidencia de la Curva de Carga Industrial en el factor de carga del Sistema es fundamental determinar la forma que tiene la variación de la demanda eléctrica de las industrias.

Al analizar dicha incidencia se encontrará seguramente que el desplazamiento de la máxima demanda industrial a las horas de menores consumos y demanda producirá una disminución en la demanda máxima del Sistema. Este hecho involucra, como es de suponer, que el crecimiento de la demanda máxima disminuya y, por lo tanto mejore el factor de carga.

Un mejoramiento en el factor de carga del Sistema se puede traducir, en uno o más de los siguientes importantes aspectos.

- a) Disminución de las inversiones que se deban realizar a mediano y largo plazo
- b) Convertir al abonado en un factor activo para lograr la eficacia de la Empresa.
- c) Disminución de la generación local tipo térmica en las horas pico.
- d) Presentar un mejor factor de carga a nivel de punto de entrega y por lo tanto una disminución de la tarifa en bloque a la empresa.

De ahí la importancia de extender el presente trabajo a otras Empresas Eléctricas a fin de disminuir la demanda máxima del País y fijar políticas tipo tarifarias que logren este objetivo.

3.2.1 Curva de Carga del Sistema

La curva de carga diaria del Sistema se la obtiene del reporte diario de generación, en la figura No 3.3 se

TABLA 3.1

FECHA: 19/05/88 DIA: JUEVES EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC. REPORTE DIARIO DE GENERACION (MHH-H) DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIERIA

HORAS	PLANTA GUAYAQUIL				PLANTA ESTERO SALADO						INECEL							
	1	2	3	4	TOTAL	T. GAS	PLANTA: VAPOR	1	2	3	5	6	TOTAL	GEN.	ENTREGA	TOTAL	SISTEMA	
1	4.5			9.2	13.70		28.32						0.00	42.02	108.00	56.52	164.52	206.54
2	4.4			10.0	14.40		28.56						0.00	42.96	88.00	54.86	142.86	185.82
3	4.5			10.0	14.50		29.04						0.00	43.54	87.00	53.19	140.19	183.73
4	4.4			10.1	14.50		28.56						0.00	43.06	85.00	53.19	138.19	181.25
5	4.5			10.2	14.70		28.60						0.00	43.30	85.00	52.19	137.19	180.49
6	4.5			10.2	14.70		28.80						0.00	43.50	88.00	52.19	140.19	183.69
7	4.5			10.0	14.50		29.04						0.00	43.54	89.00	51.19	140.19	183.73
8	4.5			10.1	14.60		28.80						0.00	43.40	101.00	59.52	160.52	203.92
9	4.5			10.1	14.60		28.56						0.00	43.16	135.00	73.19	208.19	251.35
10	4.4			10.1	14.50		28.56						0.00	43.06	164.00	76.52	240.52	283.58
11	4.4			10.2	14.60		27.36						0.00	41.96	186.00	82.02	268.02	309.98
12	4.3			10.0	14.30		28.80						0.00	43.10	164.00	81.19	245.19	288.29
13	4.4			10.2	14.60		28.56						0.00	43.16	160.00	82.19	242.19	285.35
14	4.5			10.4	14.90		29.04						0.00	43.94	189.00	85.52	274.52	318.46
15	4.6			10.4	15.00		28.08						0.00	43.08	177.00	87.19	264.19	307.27
16	4.4			10.2	14.60		27.60						0.00	42.20	180.00	83.52	263.52	305.72
17	4.4			10.2	14.60		26.40						0.00	41.00	180.00	77.86	257.86	298.86
18	4.4			10.1	14.60		28.80	12.9	8.5			13.0	0.00	43.40	173.00	75.02	248.02	291.42
19	4.5			10.1	14.60		28.80	18.9	18.6			5.0	34.40	77.80	164.00	85.73	249.73	327.53
20	4.4			10.2	14.60		29.04	12.3	2.6			11.0	42.50	86.14	163.00	86.86	249.86	336.00
21	4.5			10.1	14.60		28.32					2.0	25.90	68.82	172.00	85.02	257.02	325.84
22	4.5			10.2	14.70		28.80						2.00	45.50	175.00	90.02	255.02	300.52
23	4.5			10.1	14.60		29.28						0.00	43.88	155.00	73.52	228.52	272.40
24	4.3			10.0	14.30		28.56						0.00	42.86	134.00	63.52	197.52	240.38
GEN. BRUTA	106.80	0.00	0.00	242.50	349.30	0.00	684.28	44.10	0.00	29.70	0.00	31.00	104.80	1138.38	3402.00	1711.74	5113.74	6252.12
AUX.	6.95			16.75	23.70		38.50	0.20	0.14			0.25	0.59	62.79				62.79
GEN. META	99.85	0.00	0.00	225.75	325.60	0.00	645.78	43.90	0.00	29.56	0.00	30.75	104.21	1075.59	3402.00	1711.74	5113.74	6189.33

MAX. GENERACION: 345.33 MHH-H DE: 18H30 A: 19H30
 GEN. PROMEDIO: 260.51 MHH-H
 FACTOR DE CARGA: 75.44 %
 % GEN. META TOTAL DIARIA GENERADORA POR EMELEC: 17.38 %
 % GEN. META TOTAL ANUAL GENERADORA POR EMELEC: 16.40 %

JUEVES - MAYO 19 DE 1988

PEAK: 345.3 MWH-H 18H30 a 19H30 FC: 75.4%

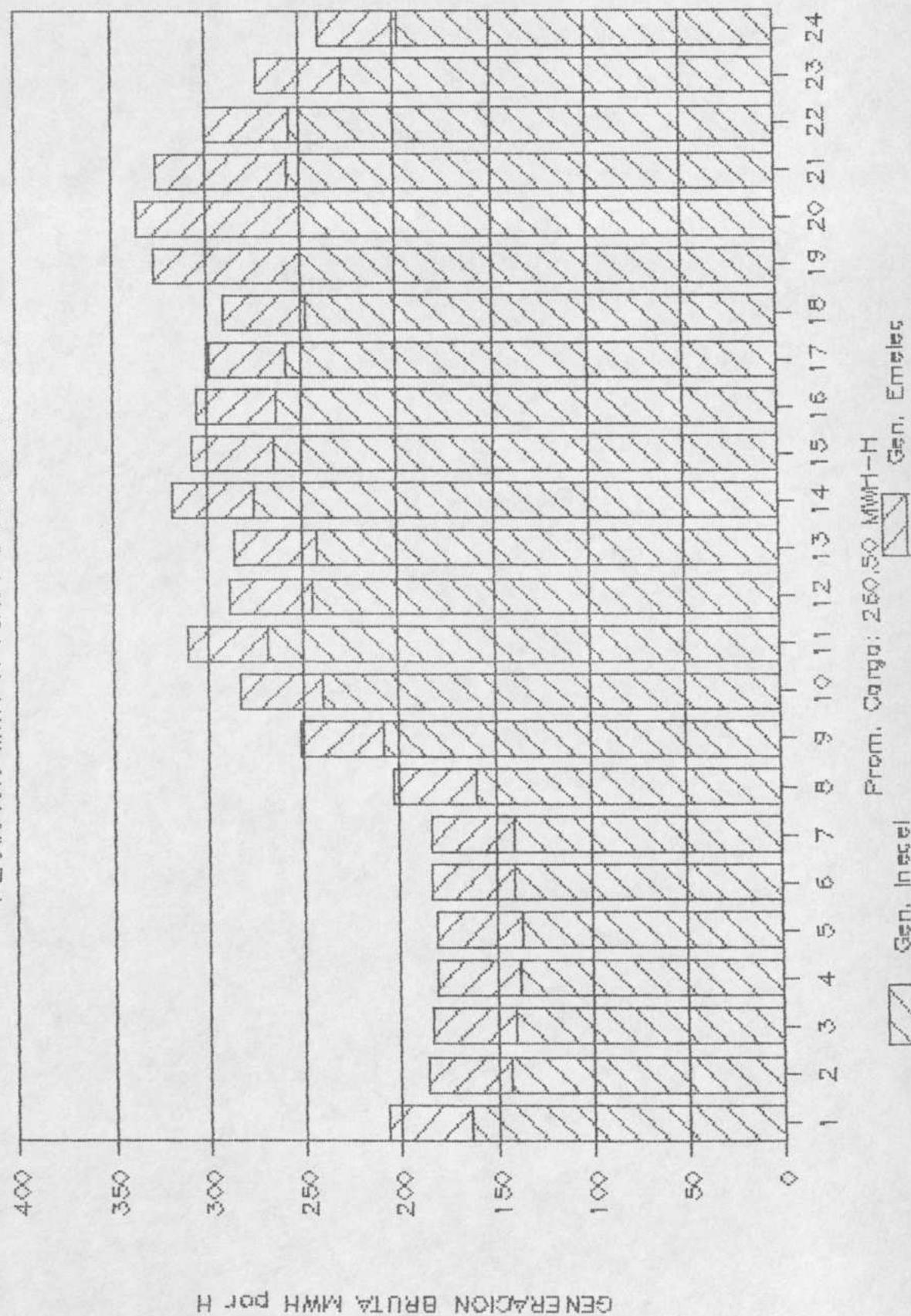


FIG. 3.3 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA NORMAL

TABLA 3.2

FECHA: 22/05/88 DIA: DOMINGO
 EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

REPORTA DIARIO DE GENERACION
 (MMH-H)

DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIERIA

TEMP. MAX: 90 of TEMP. MIN: 80 of

HORAS	PLANTA GUAYAQUIL			PLANTA ESTERO SALADO			TOTAL	GEN. TOTAL	SALITRAL PASCUALES	ENTREGA TOTAL	TOTAL SISTEMA											
	1	2	3	4	5	6						ENTREGA										
1	4.4			9.3			13.70	28.32	42.02	145.93	187.95											
2	4.4			10.0			14.40	28.08	42.48	126.27	168.75											
3	4.5			10.0			14.50	28.56	43.06	125.62	168.68											
4	4.5			10.0			14.50	28.08	42.58	120.97	163.55											
5	4.4			10.0			14.40	28.08	42.48	120.97	163.45											
6	4.5			9.9			14.40	28.32	42.72	120.14	162.86											
7	4.5			10.0			14.50	27.84	42.34	110.00	152.34											
8	4.5			10.0			14.50	28.56	43.06	112.00	155.06											
9	4.5			10.2			14.70	27.36	42.06	120.31	162.37											
10	4.6			10.0			14.60	29.38	43.98	125.31	169.29											
11	4.5			10.3			14.80	28.56	43.36	127.62	170.98											
12	4.6			10.0			14.60	29.04	43.64	142.27	185.91											
13	4.6			10.2			14.80	28.56	43.36	134.93	178.29											
14	4.4			10.0			14.40	29.76	44.16	149.91	194.07											
15	4.6			10.1			14.70	29.28	43.98	139.91	183.89											
16	4.3			10.0			14.30	29.04	43.34	137.58	180.92											
17	4.6			10.0			14.60	26.64	41.24	138.43	179.67											
18	4.5			10.3			14.80	29.28	44.08	136.93	181.01											
19	4.6			10.3			14.90	28.80	43.70	180.51	224.21											
20	4.6			10.3			14.90	29.04	43.94	222.77	266.71											
21	4.5			10.3			14.80	28.56	43.36	194.77	238.13											
22	4.5			10.2			14.70	28.80	43.50	198.81	242.31											
23	4.5			10.2			14.70	29.28	43.98	184.85	228.83											
24	4.6			10.3			14.90	29.04	43.94	158.89	202.83											
GEN. BRUTA								108.20	0.00	0.00	241.90	350.10	0.00	0.00	0.00	1036.36	2326.00	1149.70	3475.70	4512.06		
AUX.								7.00													58.26	
GEN. META								101.20	0.00	0.00	228.49	329.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	978.10	2326.00	1149.70	3475.70	4453.80
MAX. GENERACION:								266.71	MMH-H	DE:	19H00	A:	20H00	GEN. BRUTA MENSUAL ACUMULADA:					127157.23	MMH-H		
GEN. PROMEDIO:								188.00	MMH-H	GEN. META MENSUAL ACUMULADA:					125666.25	MMH-H						
FACTOR DE CARGA:								70.49	%	GEN. META ANUAL ACUMULADA:					800495.94	MMH-H						
% GEN. META TOTAL DIARIA								GENERADA POR EMELEC:	21.96	%	GEN. META ANUAL ACUMULADA EMELEC:					131719.65	MMH-H					
% GEN. META TOTAL ANUAL								GENERADA POR EMELEC:	16.45	%												



SABADO - MAYO 21 DE 1988

PEAK: 275.1 MWH-H 19H30 a 20H30 FG: 77.2%

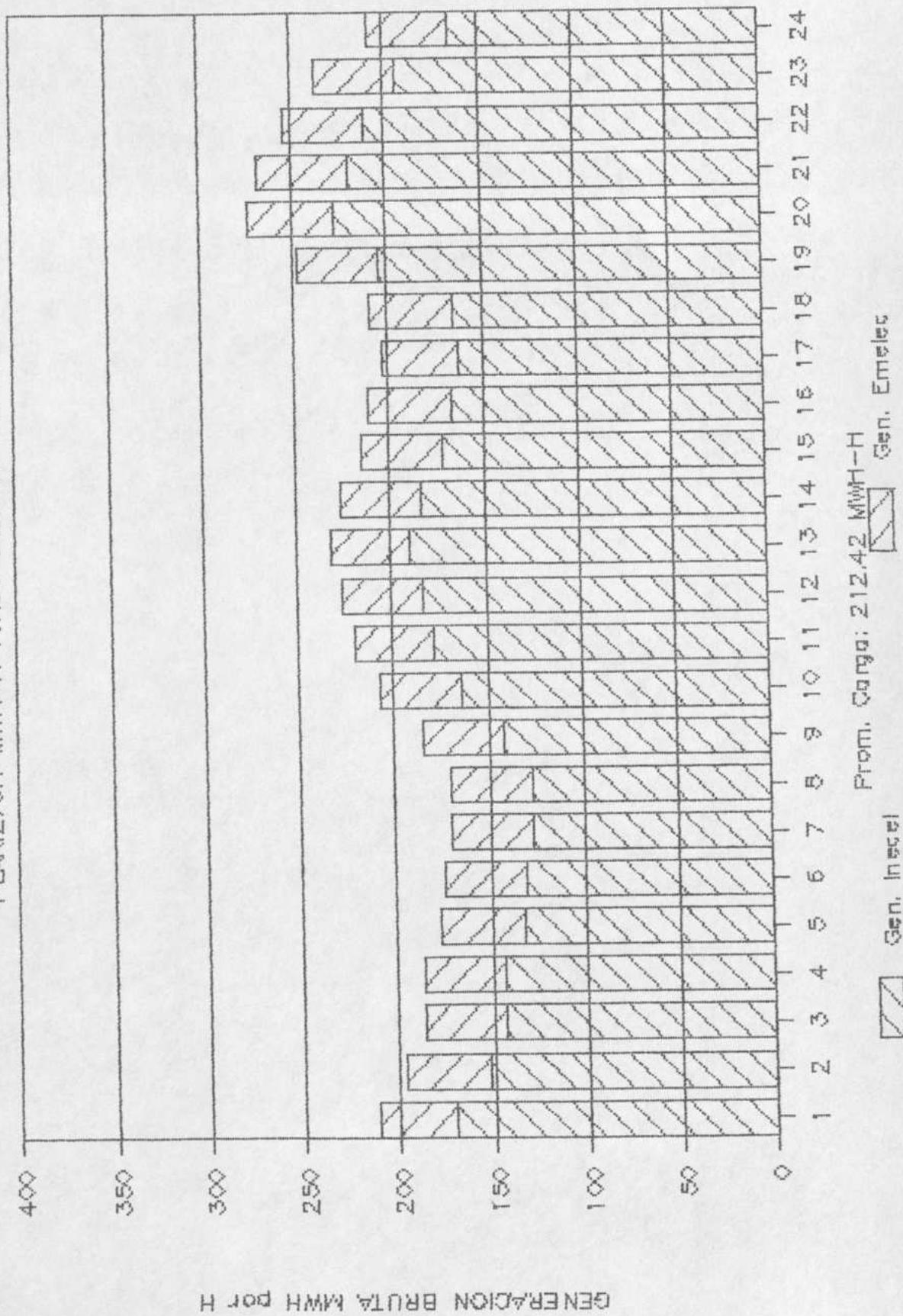


FIG. 3.4 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA SABADO

TABLA 3.3

REPORT E DIARIO DE GENERACION
(MMH-H)

DEPARTAMENTO DE PLANIFICACION E INGENIERIA

FECHA: 22/05/98 DIA: DOMINGO
EMPRESA ELECTRICA DEL ECUADOR INC.

TEMP. MAX: 90 of TEMP. MIN: 80 of

HORAS	PLANTA GUAYARAQUIL				PLANTA ESTERO SALADO						EMELEC		TOTAL SISTEMA			
	1	2	3	4	TOTAL	T. GAS	PLANTA: VAPOR	1	2	3	5	6	TOTAL	GEN.	ENTREGA	
1	4.4			9.3	13.70		28.32						0.00	42.02	145.93	187.95
2	4.4			10.0	14.40		28.08						0.00	42.48	126.27	168.75
3	4.5			10.0	14.50		28.56						0.00	43.06	125.62	168.68
4	4.5			10.0	14.50		28.08						0.00	42.58	120.97	163.55
5	4.4			10.0	14.40		28.08						0.00	42.48	120.97	163.45
6	4.5			9.9	14.40		28.32						0.00	42.72	120.14	162.86
7	4.5			10.0	14.50		27.84						0.00	42.34	110.00	152.34
8	4.5			10.0	14.50		28.56						0.00	43.06	112.00	155.06
9	4.5			10.2	14.70		27.36						0.00	42.06	120.31	162.37
10	4.6			10.0	14.60		29.38						0.00	43.98	125.31	169.29
11	4.5			10.3	14.80		28.56						0.00	43.36	127.62	170.98
12	4.6			10.0	14.60		29.04						0.00	43.64	142.27	185.91
13	4.6			10.2	14.80		28.56						0.00	43.36	134.93	178.29
14	4.4			10.0	14.40		29.76						0.00	44.16	149.91	194.07
15	4.6			10.1	14.70		29.28						0.00	43.98	139.91	183.89
16	4.3			10.0	14.30		29.04						0.00	43.34	137.58	180.92
17	4.6			10.0	14.60		26.64						0.00	41.24	138.43	179.67
18	4.5			10.3	14.80		29.28						0.00	44.08	136.93	181.01
19	4.6			10.3	14.90		28.80						0.00	43.94	180.51	224.21
20	4.6			10.3	14.90		29.04						0.00	43.94	222.77	266.71
21	4.5			10.3	14.80		28.56						0.00	43.36	194.77	238.13
22	4.5			10.2	14.70		28.80						0.00	43.50	198.81	242.31
23	4.5			10.2	14.70		29.28						0.00	43.98	184.85	228.83
24	4.6			10.3	14.90		29.04						0.00	43.94	158.89	202.83
<p>GEN. BRUTA 108.20 0.00 0.00 241.90 350.10 0.00 686.26 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 1036.36 3475.70 4512.06</p> <p>AUX. 7.00 13.41 20.41 37.85</p> <p>GEN. META 101.20 0.00 0.00 228.49 329.69 0.00 648.41 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 0.00 978.10 3475.70 4453.80</p>																
<p>MAX. GENERACION: 266.71 MMH-H DE: 19H00 A: 20H00</p> <p>GEN. PROMEDIO: 188.00 MMH-H</p> <p>FACTOR DE CARGA: 70.49 %</p> <p>% GEN. META TOTAL DIARIA GENERADA POR EMELEC: 21.96 %</p> <p>% GEN. META TOTAL ANUAL GENERADA POR EMELEC: 16.45 %</p>																
<p>GEN. BRUTA MENSUAL ACUMULADA: 127187.23 MMH-H</p> <p>GEN. META MENSUAL ACUMULADA: 125666.25 MMH-H</p> <p>GEN. META ANUAL ACUMULADA: 800495.94 MMH-H</p> <p>GEN. META ANUAL ACUMULADA EMELEC: 131719.65 MMH-H</p>																



DOMINGO - MAYO 22 DE 1988

PEAK: 266.7 MWH-H 19H00 □ 20H00 FG: 70.5%

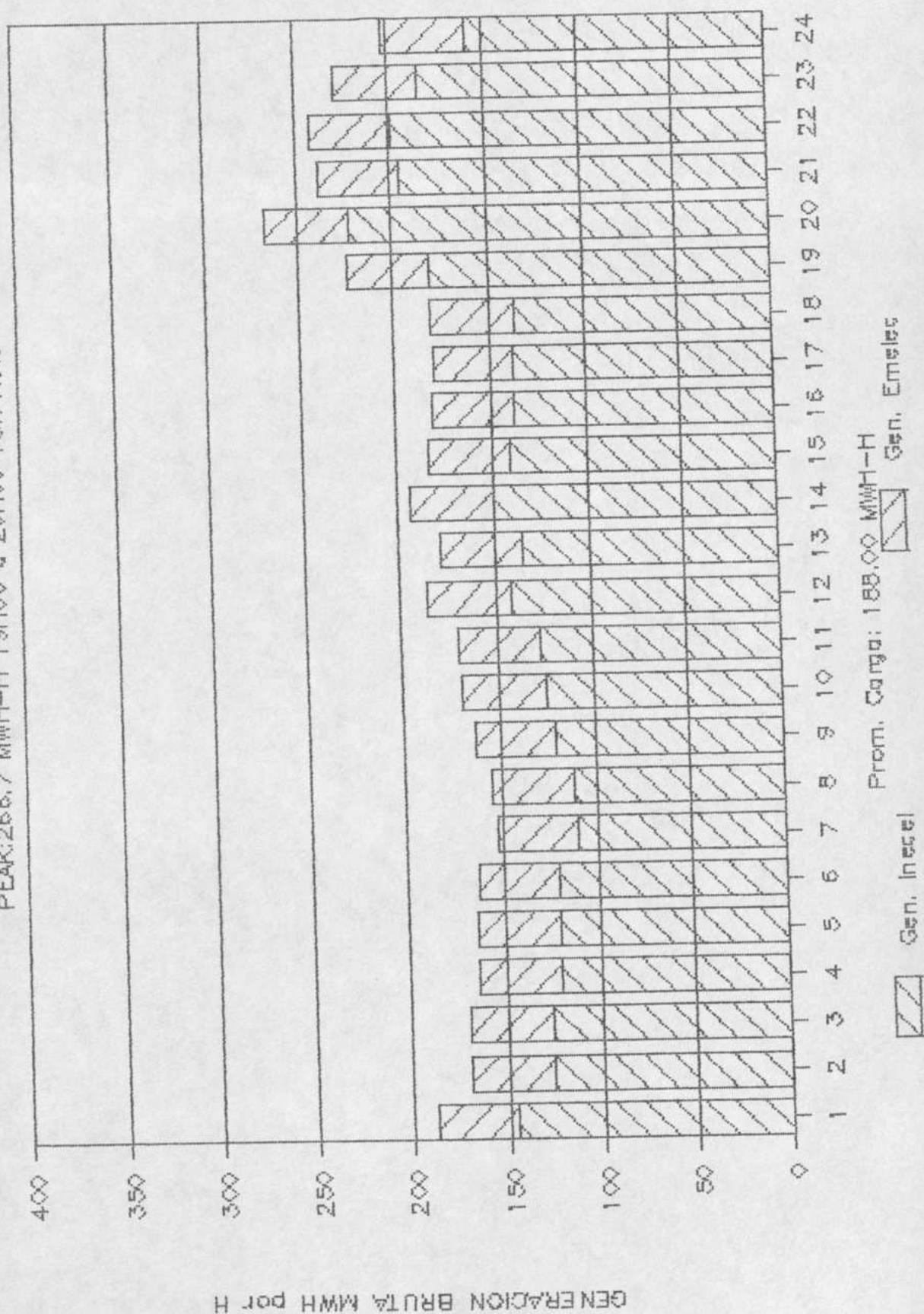


FIG. 3.5 CURVA DE CARGA DIARIA DE UN DIA DOMINGO

muestra la curva de carga diaria correspondiente al reporte diario de generación contenido en la tabla 3.1 de esta curva se obtiene el pico del día que es 345.3 Mwh-h el promedio de carga es 260.5 Mwh-h y de ambos, el factor de carga diario es de 75.4 % . Este tipo de curva permite apreciar la variación de la carga durante el día, dejando notar que aparte de la demanda máxima que se produce alrededor de las 20H00, existe un pico un poco menos alrededor de las 11H00, que se repite aproximadamente a las 14H00.

Los días de trabajo normal de Lunes a Viernes presentan una característica de carga similar a la mostrada en la fig. 3.3, los días Sabado presentan otro tipo de curva como la que se muestra en la fig. 3.4 en la cual se aprecia que el consumo baja considerablemente siendo su promedio de carga 212.42 Mwh-h.

Los días Domingo presentan una característica de carga similar a la mostrada en la fig. 3.5 la cual es



parecida a la curva del día sábado, pero con menor consumo teniendo un promedio de carga de 188.7Mw . Los días feriados presentan una característica similar al domingo.

Tipos de Abonados y Consumos

La información obtenida acerca del tipo de abonados para el sistema eléctrico Guayaquil, desde el año 1983 se encuentra en la tabla 3.4 :

Tabla No. 3.4

RESUMEN ANUAL DEL NUMERO DE DE CONSUMIDORES

	1983	1984	1985	1986	1987
RESIDENCIAL	171104	182528	186384	195064	197681
COMERCIAL	24400	25624	26460	27852	29076
INDUSTRIAL	3309	3339	3452	3559	3602
OTROS	1017	1034	1027	1032	1060
TOTAL	199830	212525	217323	222507	231419

Los datos históricos de los consumos que han realizados los distintos tipos de abonados se presentan en la tabla 3.5 :

Tabla No. 3.5

RESUMEN ANUAL DEL CONSUMO EN MWH

	1983	1984	1985	1986	1987
RESIDENCIAL	38439	40255	40558	41829	47139
COMERCIAL	18542	18945	19964	21357	23382
INDUSTRIAL	46782	43952	47811	51864	53871
OTROS	8693	8937	10484	10769	11709
TOTAL	112456	112089	118817	125819	136101

Abonados Industriales y sus Consumos

De la información presentada en las tablas 3.4 y 3.5 se encuentra que para el año 1987, el 1.55 % del total de abonados son del tipo industrial, y que estos abonados consumen el 39.58 % del total de la energía eléctrica facturada. Estos abonados industriales EMELEC los clasifica en los siguientes tipos:

Tipo I1 : aquellos que tienen una demanda máxima menor a 10 Kw.

Tipo I2 : aquellos que tienen una demanda máxima mayor a 10 Kw.

Tipo I3 : aquellos que toman energía



BIBLIOTECA

en horas que no son de demanda máxima.

Tipo I4 : aquellos que tienen una demanda máxima mayor a 2000 Kw.

El promedio de abonados y el consumo anual por tipo de abonado industrial, en el año 1987, es el siguiente:

Tabla No. 3.6

DATOS DE ABONADOS INDUSTRIALES Y SU CONSUMO

ABONADOS INDUSTRIALES			CONSUMO	
TIPO	NUMERO	%	MWH	%
I1	2165	59.8	10482.13	1.6
I2	1435	39.5	416997.84	60.8
I3	5	0.1	2676.19	0.4
I4	7	0.1	255997.20	37.3
I4	9	0.2	25.96	0.004
TOTAL	3621	100.0	686179.30	100.0

En la tabla 3.6, se observa que los abonados de tarifa I2 e I4, juntos consumen el 98.10% de la demanda industrial total. Será necesario por lo tanto considerar solo la curva de carga de estos abonados, ya que esta definirá la Curva de carga diaria Industrial.

3.2.2. Curvas de carga de Industrias en Guayaquil

Para realizar el estudio ha sido necesario recopilar información de la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. (EMELEC).

Es importante la información que se pueda recoger acerca de la variación de la demanda eléctrica de las industrias de mayor consumo. Con esta consideración, la búsqueda de la información se centró en los abonados de tarifa I2 e I4. Acerca de los abonados de tarifa I2, EMELEC suministró información completa de aquellos que están en este tipo de tarifa, así como el consumo mensual de energía y la demanda máxima mensual durante el año 1988. La información de los abonados I4 se la obtuvo de los registros gráficos de las siguientes empresas: PICA, CERVECERIA, ANDEC, OLEICA, CRIDESA, CEMENTO NACIONAL.

3.2.2.1. Determinación de la curva de carga típica Industrial

Metodología

Como se ha indicado, la curva típica Industrial tendrá la forma

de las curvas de carga diaria de las industrias clasificadas como I2 e I4, los cuales consumen el 98.1 % del consumo total industrial. Por lo tanto, se buscará determinar la curva de carga diaria típica de los abonados de tarifa I2 y de los abonados de tarifa I4.

Los abonados de tarifa I4 son siete industrias, de las cuales se posee sus curvas de variación de carga para un día típico de trabajo. De estas curvas se obtiene la curva de carga de los abonados I4.

Para determinar la curva de carga de los abonados de tarifa I2, se procedió de la siguiente manera:

- 1.- Se determina el factor de carga mensual no coincidente, para cada abonado industrial.
- 2.- Se determina el factor de coincidencia de cada abonado industrial.
- 3.- Se calcula el factor de carga mensual.

4.- Se determina el factor de carga diario de los abonados I2 y se obtiene la curva de carga diaria típica de estos abonados.

Luego se procede a clasificar a los abonados I2 según los factores de carga diario y para cada grupo se determinará una curva de carga diaria típica. Finalmente, la curva resultante de los abonados I2 se sumará a la curva de los abonados I4, para formar la curva de carga diaria típica de las industrias.

Análisis de la información

La información obtenida indica que la curva de carga industrial tendrá la forma que le den el consumo de los abonados I2 e I4.



BIBLIOTECA

Tabla No. 3.7

CARACTERISTICAS DE LOS ABONADOS I2 E I4

TIPO DE ABONADO	NUMERO ABONADOS	CONSUMO ANUAL (MW)	CONSUMO MENSUAL (MW)
I2	1435	416997.84	34749.82
I4	7	255997.20	21333.10
TOTAL	1442	672995.04	56082.92

Factor de Coincidencia

De cada uno de los grupos que se han formado con los abonados de tarifa I2, se conoce su demanda máxima no coincidente.

La curva de Bary relaciona el factor de carga, el factor de coincidencia y la diversidad de las curvas de carga que se tratan de unificar.

Los factores de coincidencia que se han asumido para cada grupo de industrias, son los siguientes:

Tabla No. 3.8

VALORES ASUMIDOS DEL FACTOR DE COINCIDENCIA

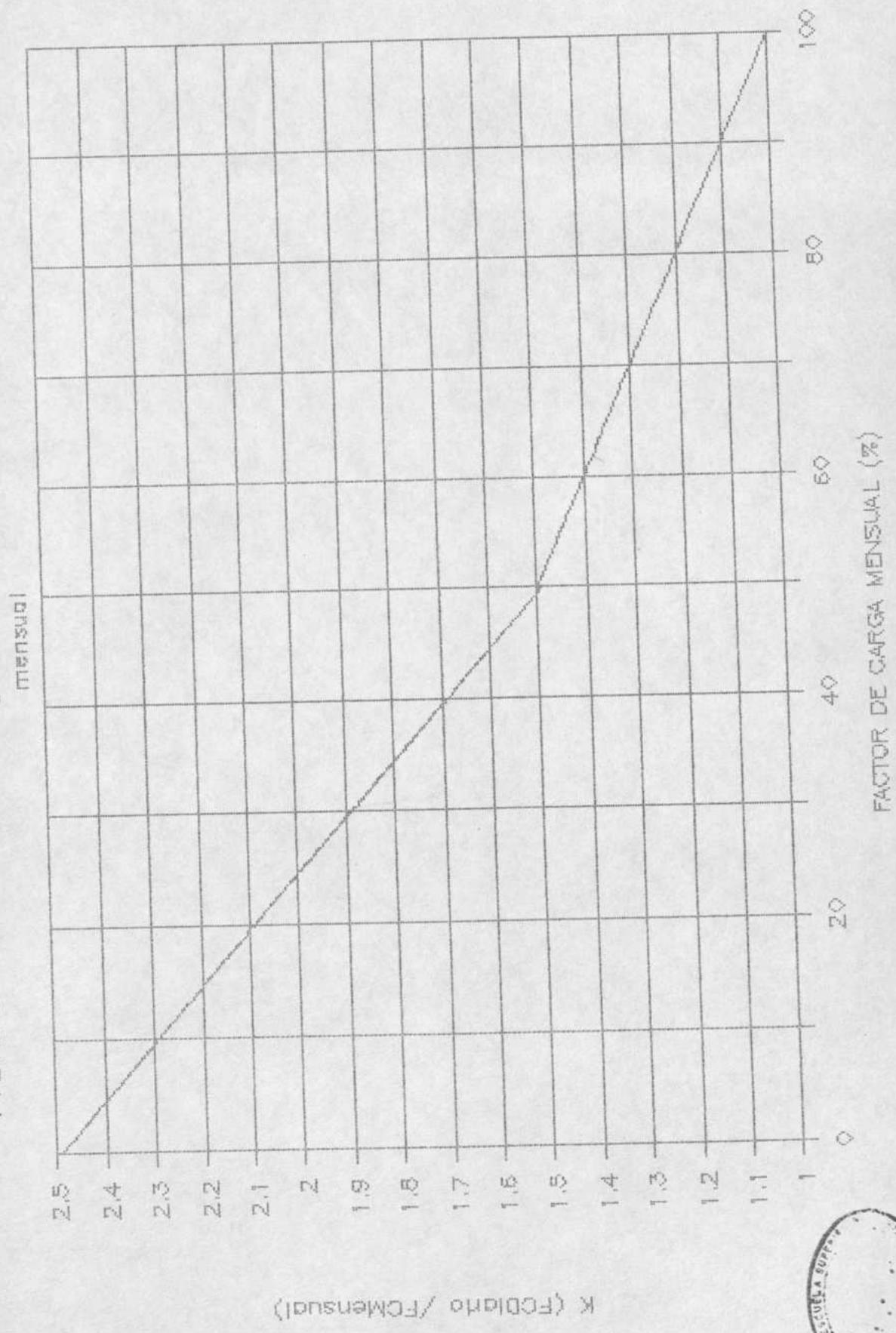
Factor de Carga no Coincidente	Factor de Coincidencia
(%)	(%)
100-90	95
90-80	93
80-70	87
70-60	85
60-50	80
50-40	78
40-30	72
30-20	65
20-10	50
< 10	30

Factor de carga diaria

Con el factor de carga mensual de cada grupo, se puede determinar el respectivo factor de carga diaria. De la información recopilada se ha determinado que existe una relación entre el factor de carga mensual y un factor "k", donde k es la relación del factor de carga diario al factor de carga mensual.

En la figura No.3.6 se presenta la curva que indica la variación del factor de carga mensual con el factor k.

FIG. 3.6
Relacion entre K y el Factor de carga mensual



BIBLIOTECA

El factor de carga diario de cada grupo de abonados I2 se determina así :

$$FCD = (FCncoinc/Fcoinc).k$$

FCD : Factor de carga diario

FCncoin : Factor de carga mensual no coincidente

Fcoinc : Factor de coincidencia

k : relación del factor de carga diario a factor de carga mensual.

Determinación de la curva de carga típica

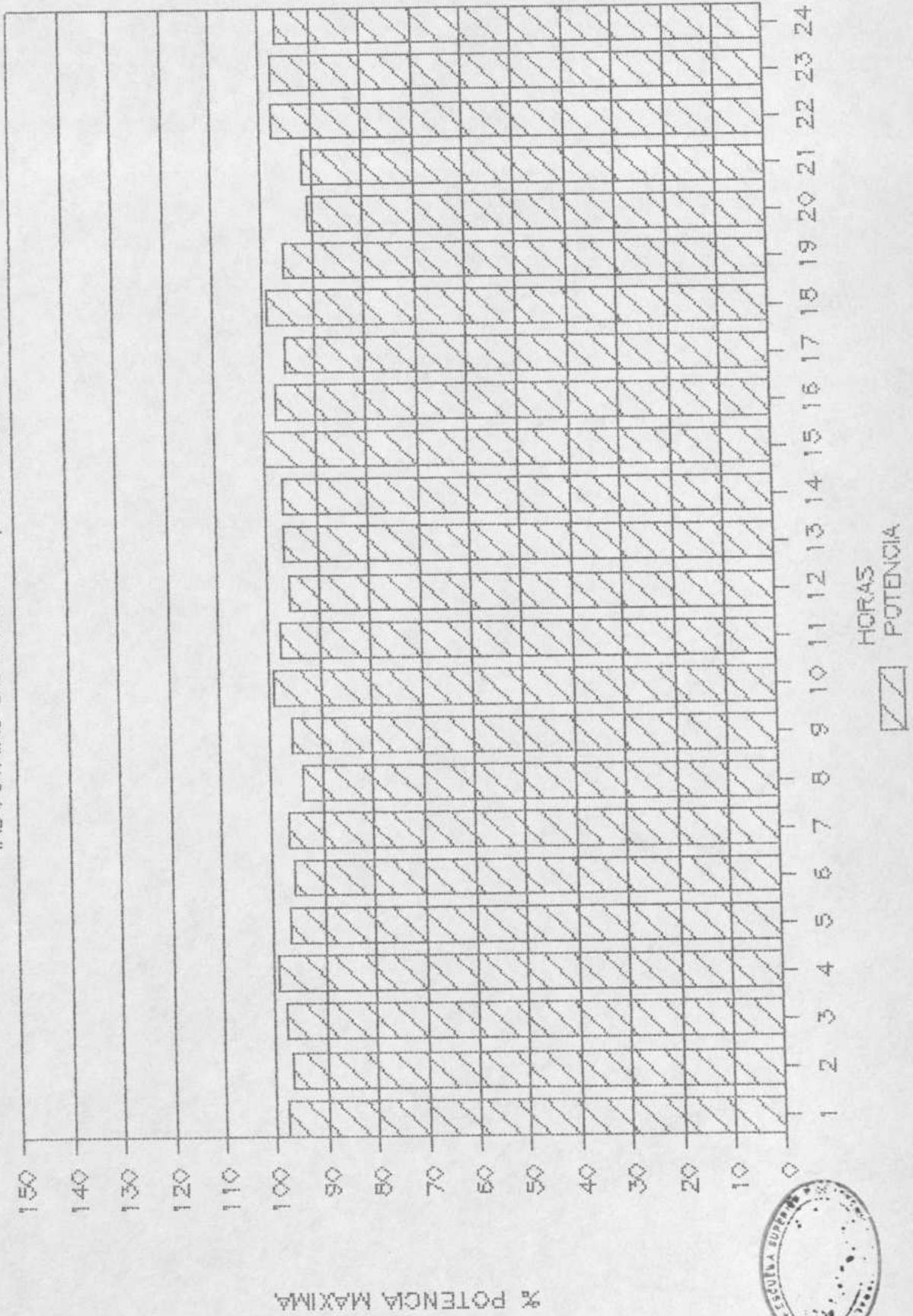
En los graficos del No 3.7 al No 3.14, se presentan las curvas de de carga diaria típica de los abonados industriales agrupados de acuerdo al factor de carga diario.

Considerando el mismo patron de comportamiento para el presente estudio, se obtienen los siguientes graficos mostrados en la figura 3.15 al 3.22 de cada uno de los grupos en que se subdividieron los

FIG. 3.7

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FCD: 97.6%)



BIBLIOTECA

FIG. 3.8

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FOD: 94.6%)

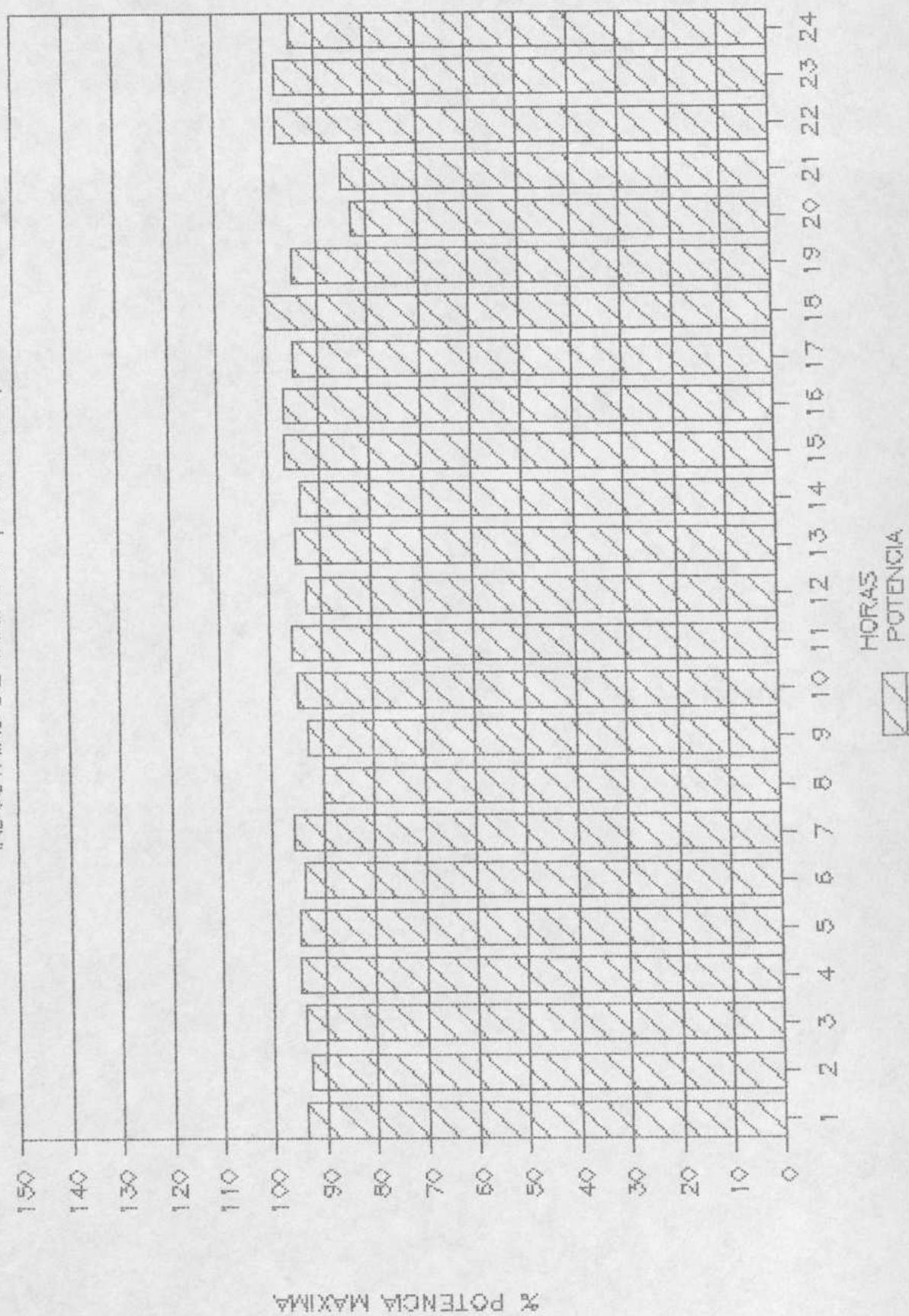


FIG. 3.9
CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA
INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FOD: 86.0%)

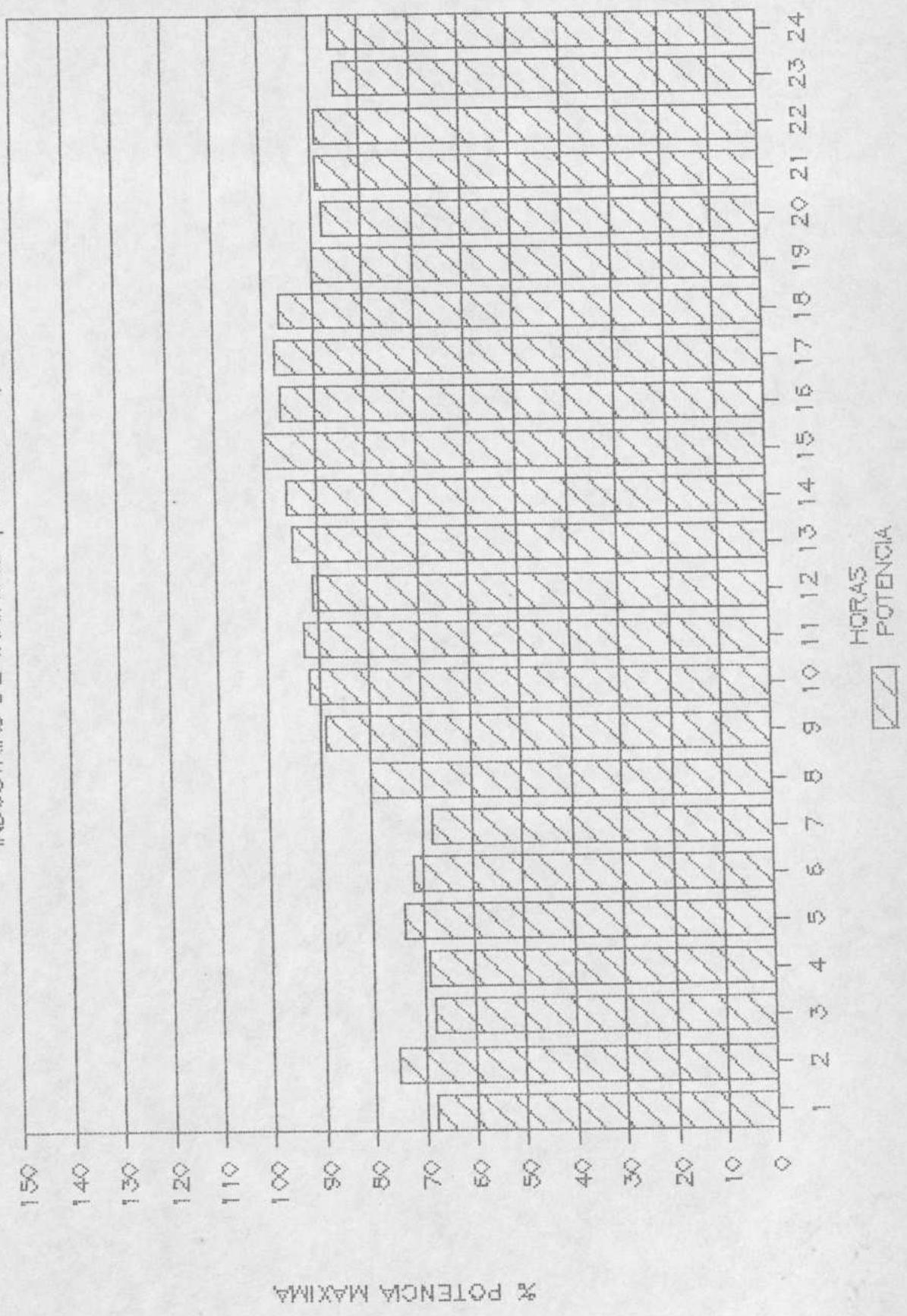


FIG. 3.10

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FOD: 70.2%)

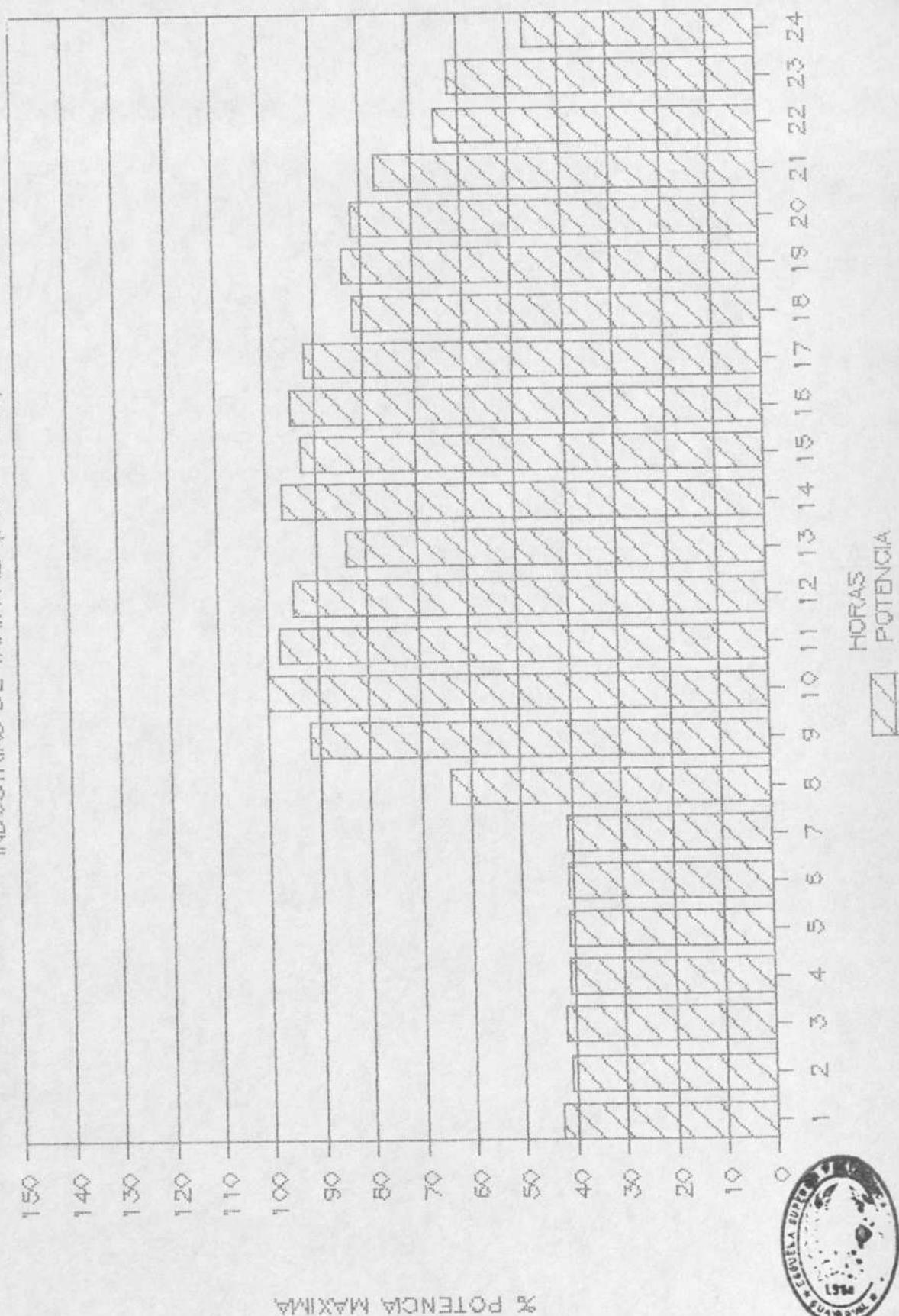


FIG. 3.11

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FCD: 66.1%)

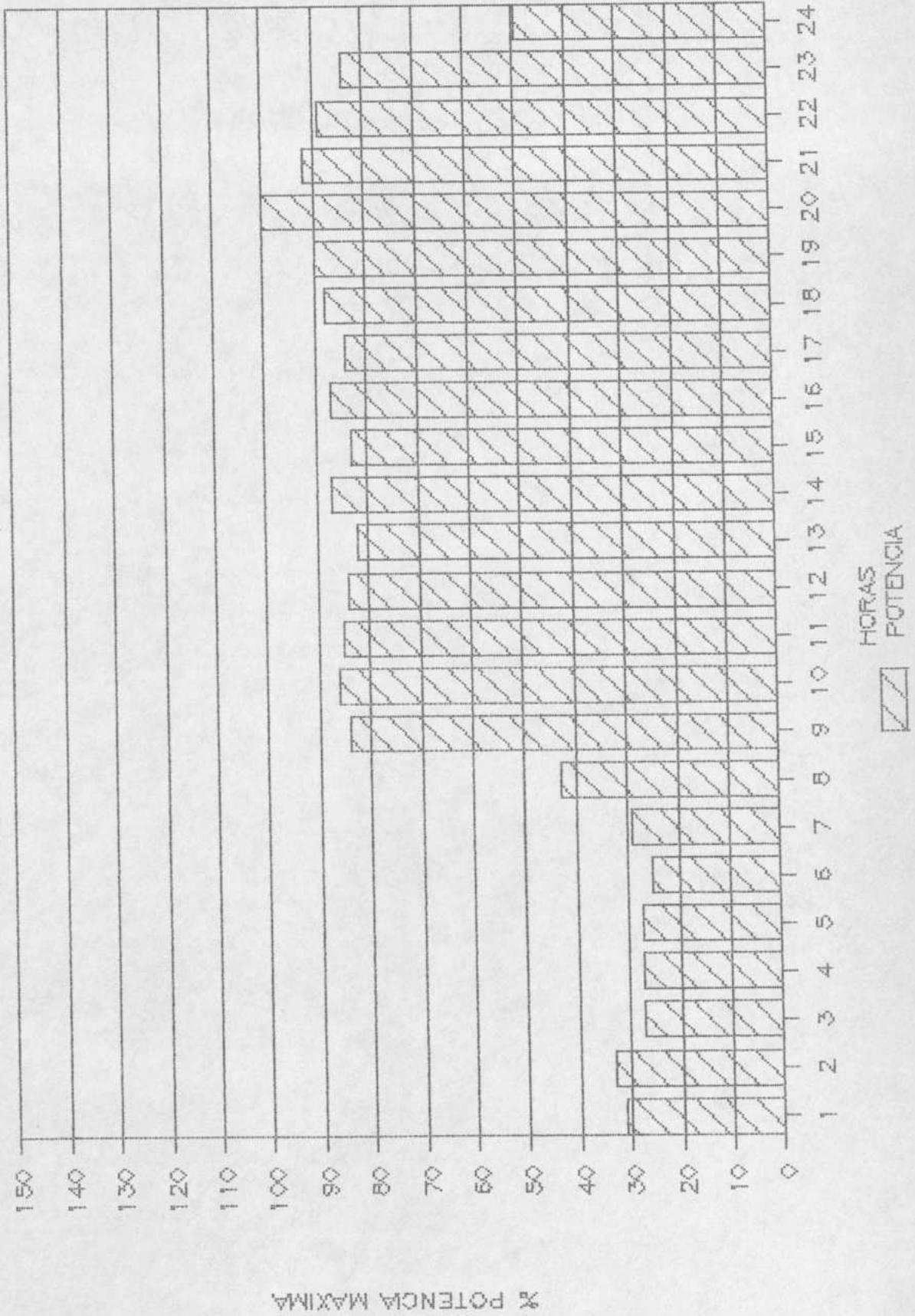
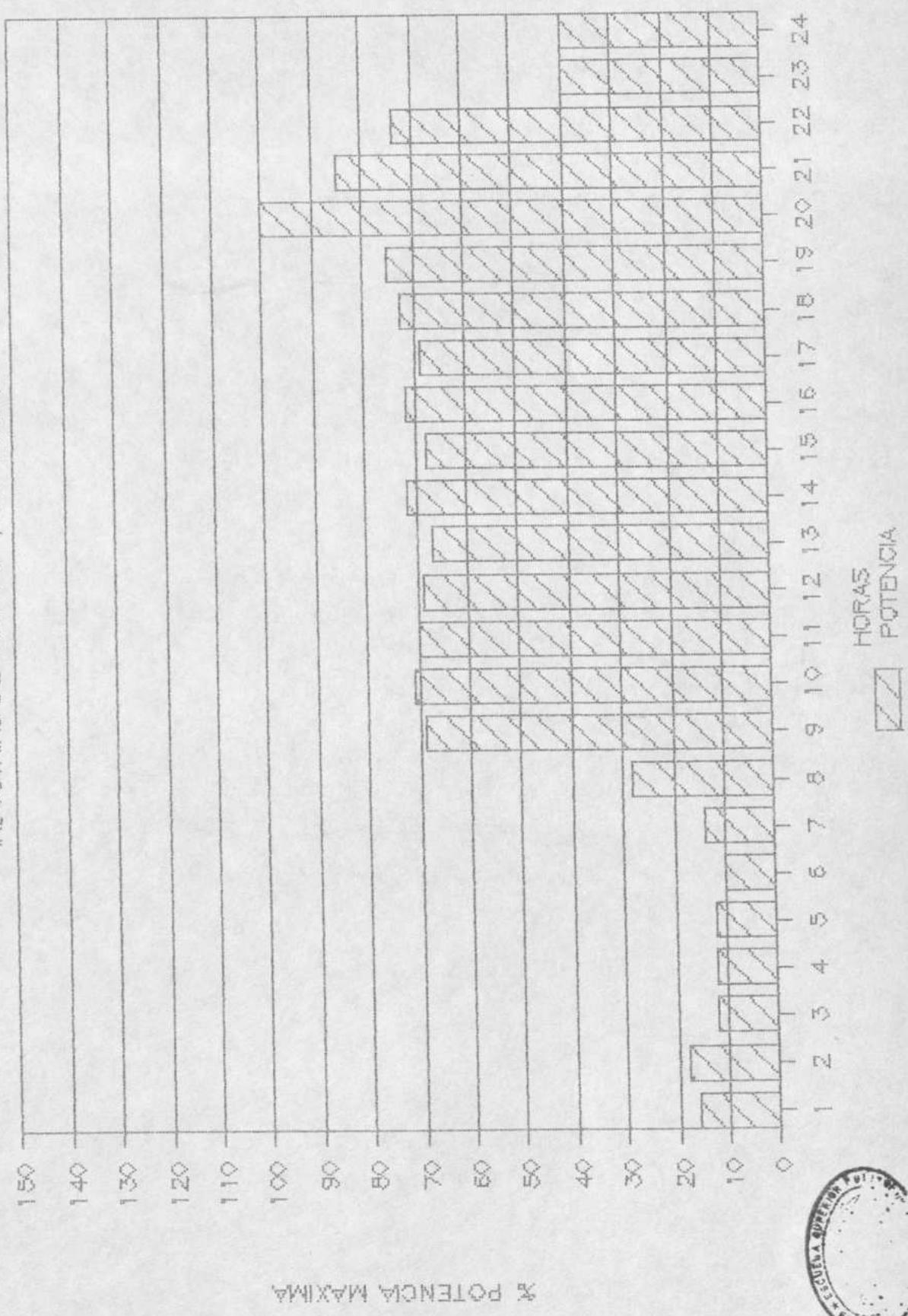


FIG. 3.12

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FCD: 51.5%)



BIBLIOTECA

FIG. 3.13

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FOD: 32.23%)

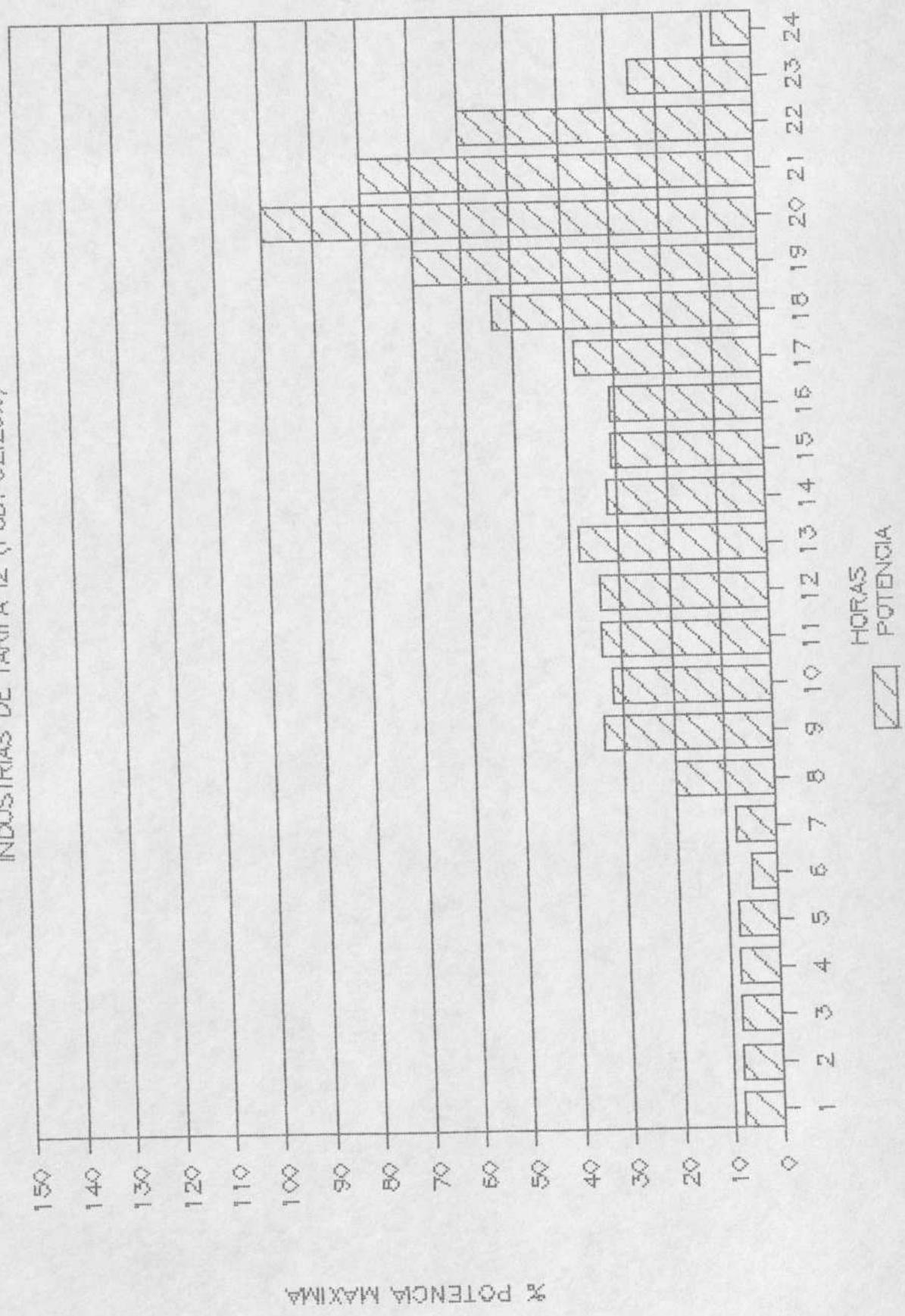


FIG. 3.14

CURVA DE CARGA DIARIA TIPICA

INDUSTRIAS DE TARIFA 12 (FCD: < 30%)

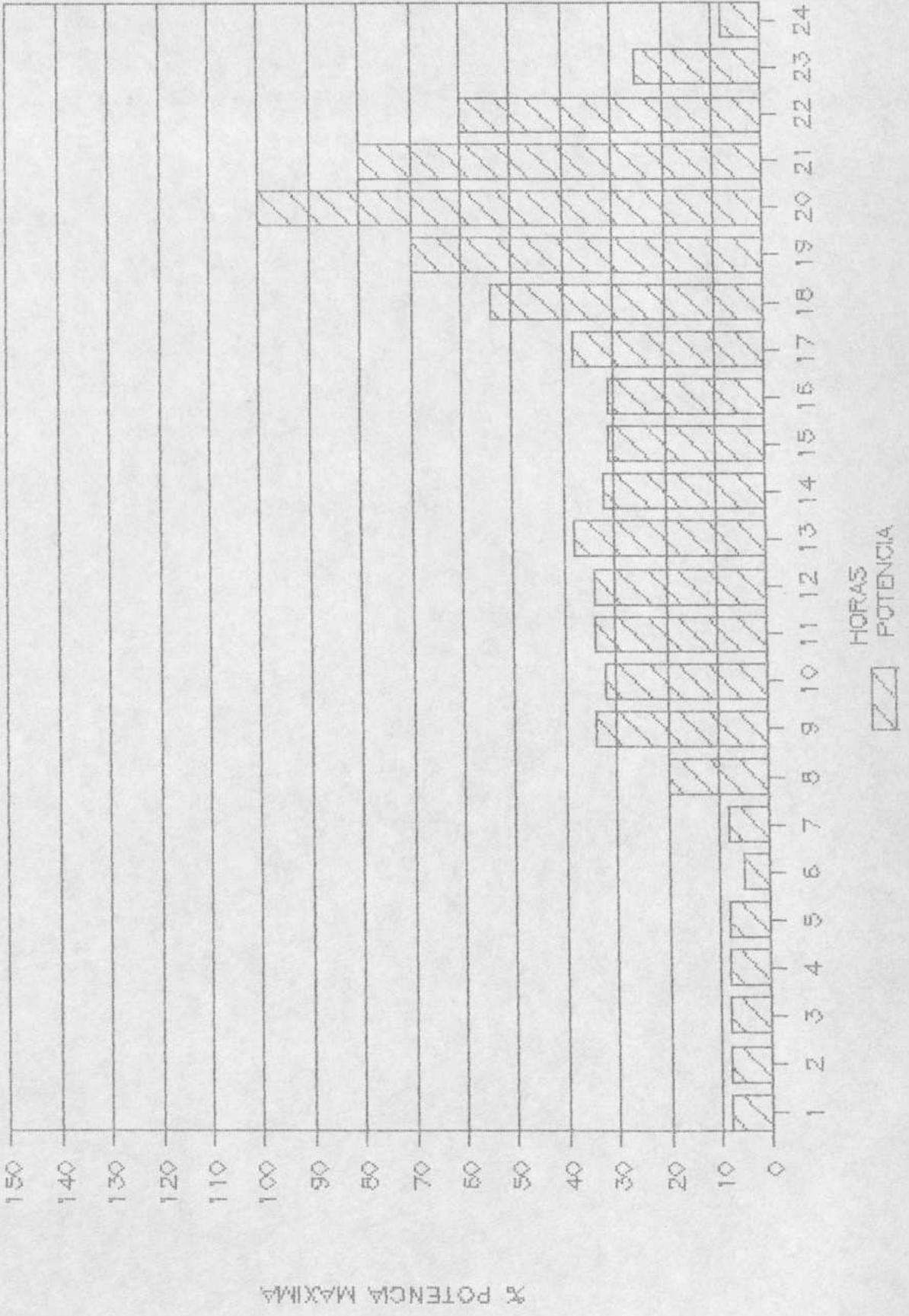


FIG. 3.15

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2

FACTOR DE CARGA DIARIO: 100% - 96.65%

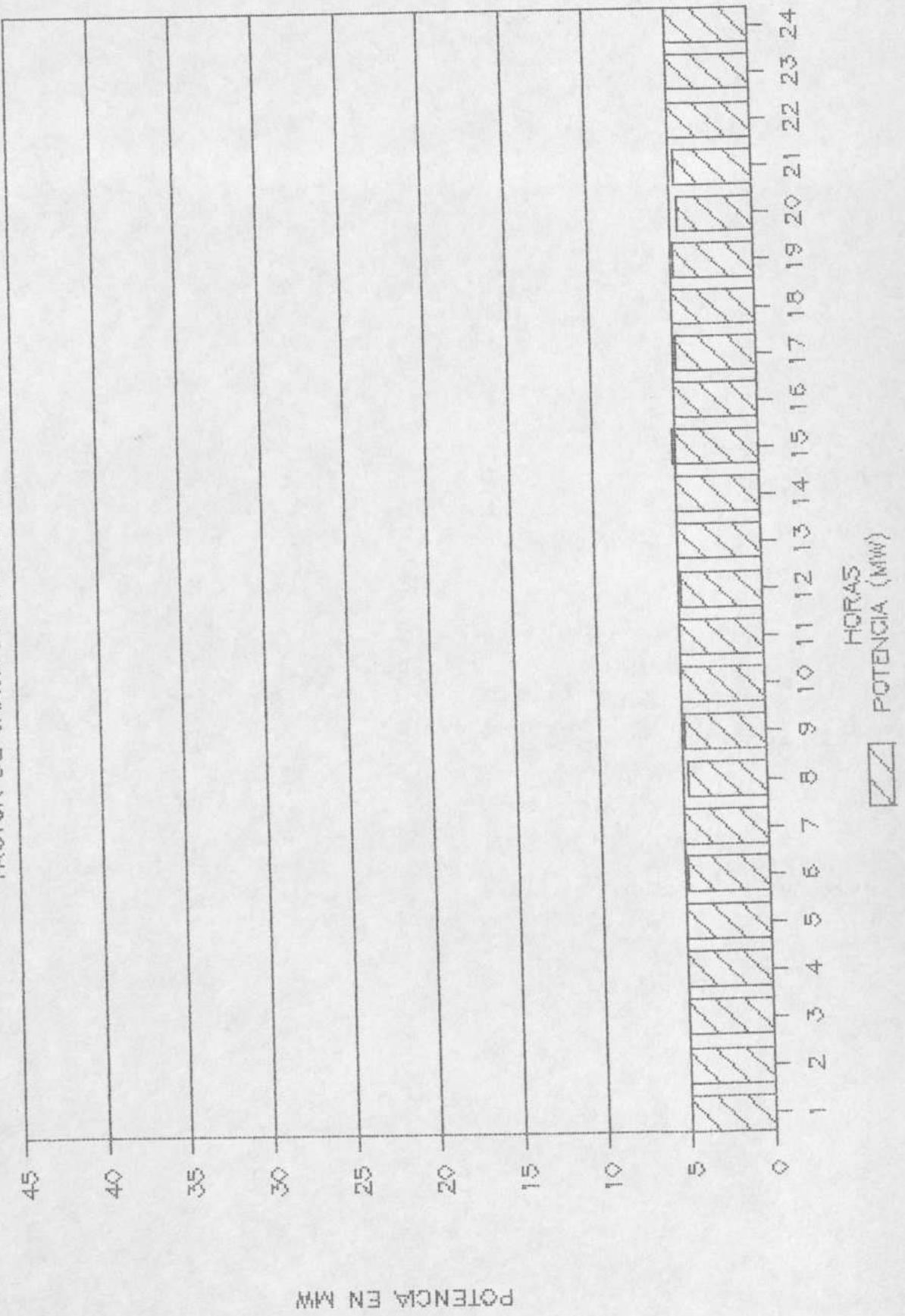


FIG. 3.16

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2

FACTOR DE CARGA DIARIO: 95.54% - 94.03%

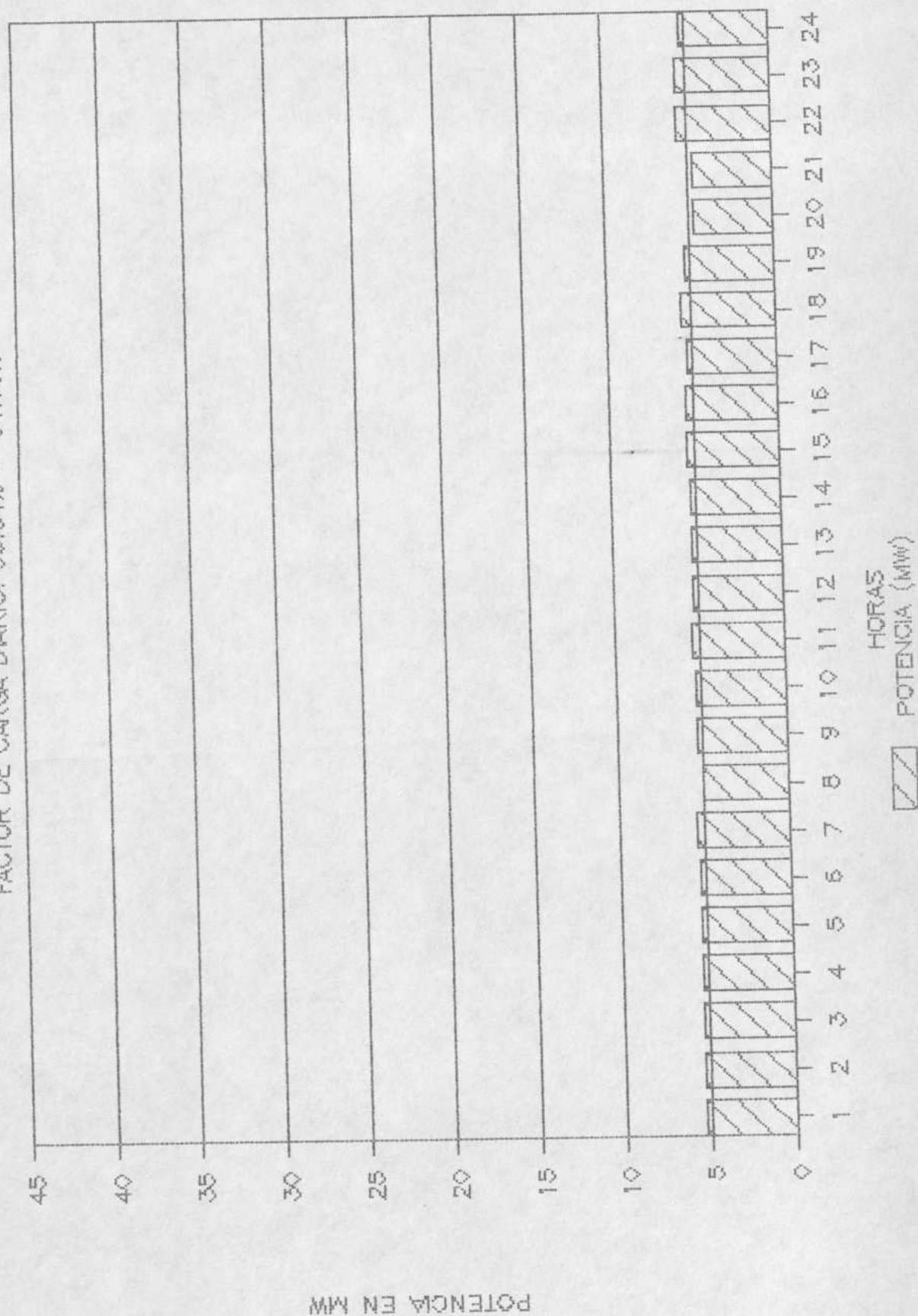


FIG. 3.17

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FACTOR DE CARGA DIARIO: 93.65% - 86.03%

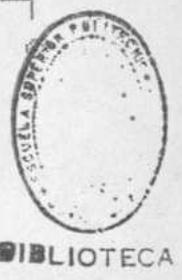
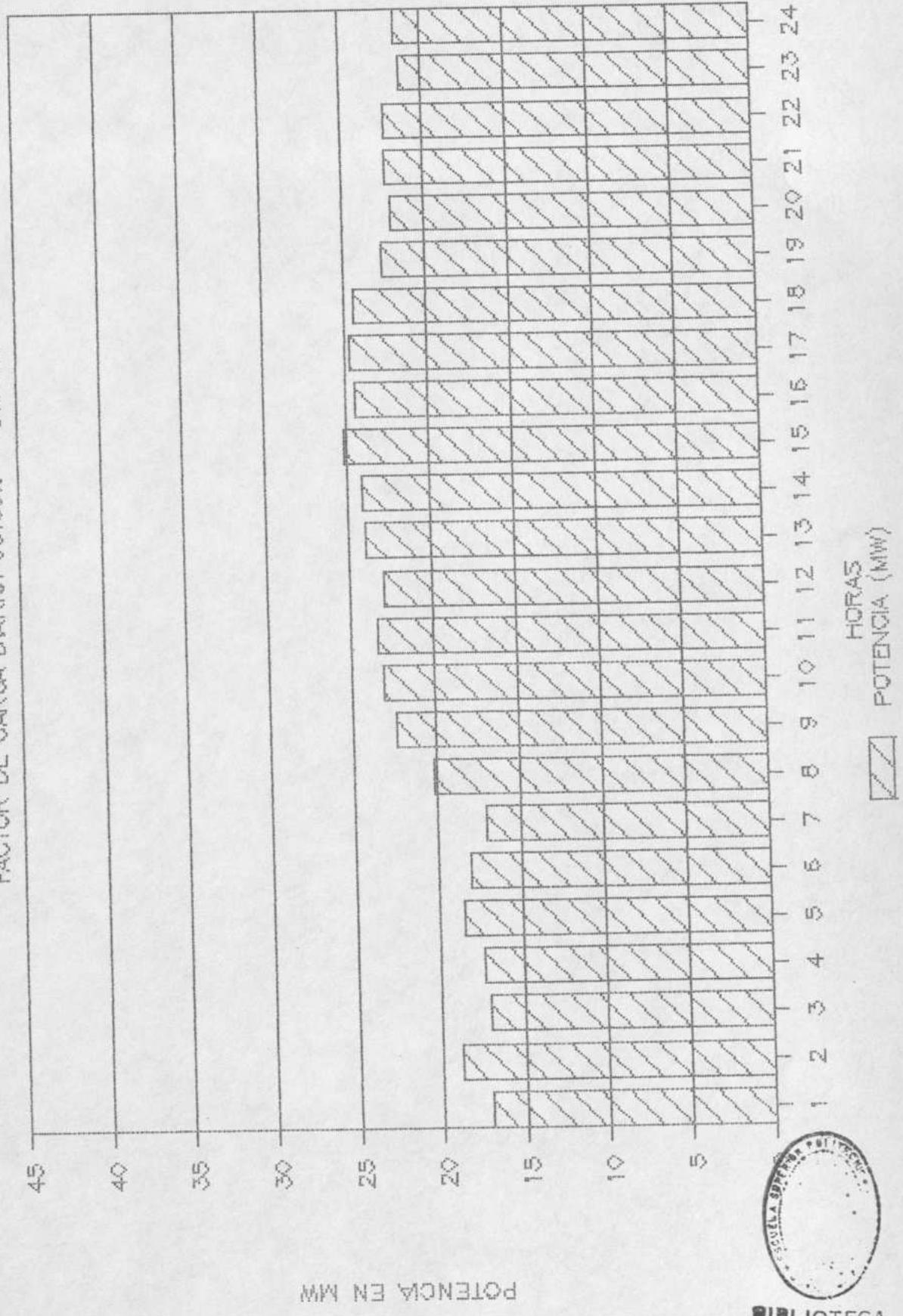


FIG. 3.18

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FACTOR DE CARGA DIARIO: 85.80% - 70.21%

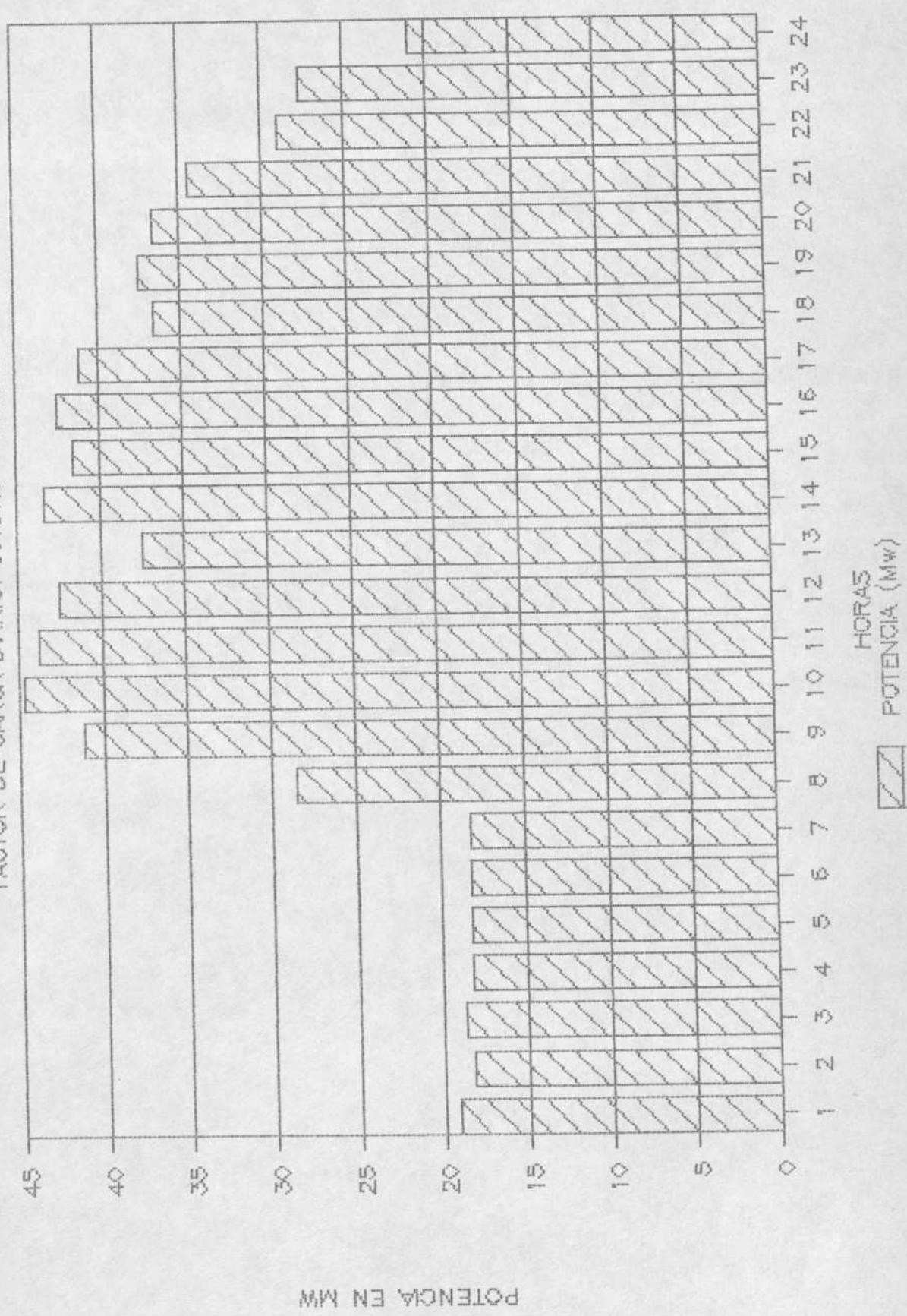


FIG. 3.19

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2

FACTOR DE CARGA DIARIO: 70.14% - 66.1%

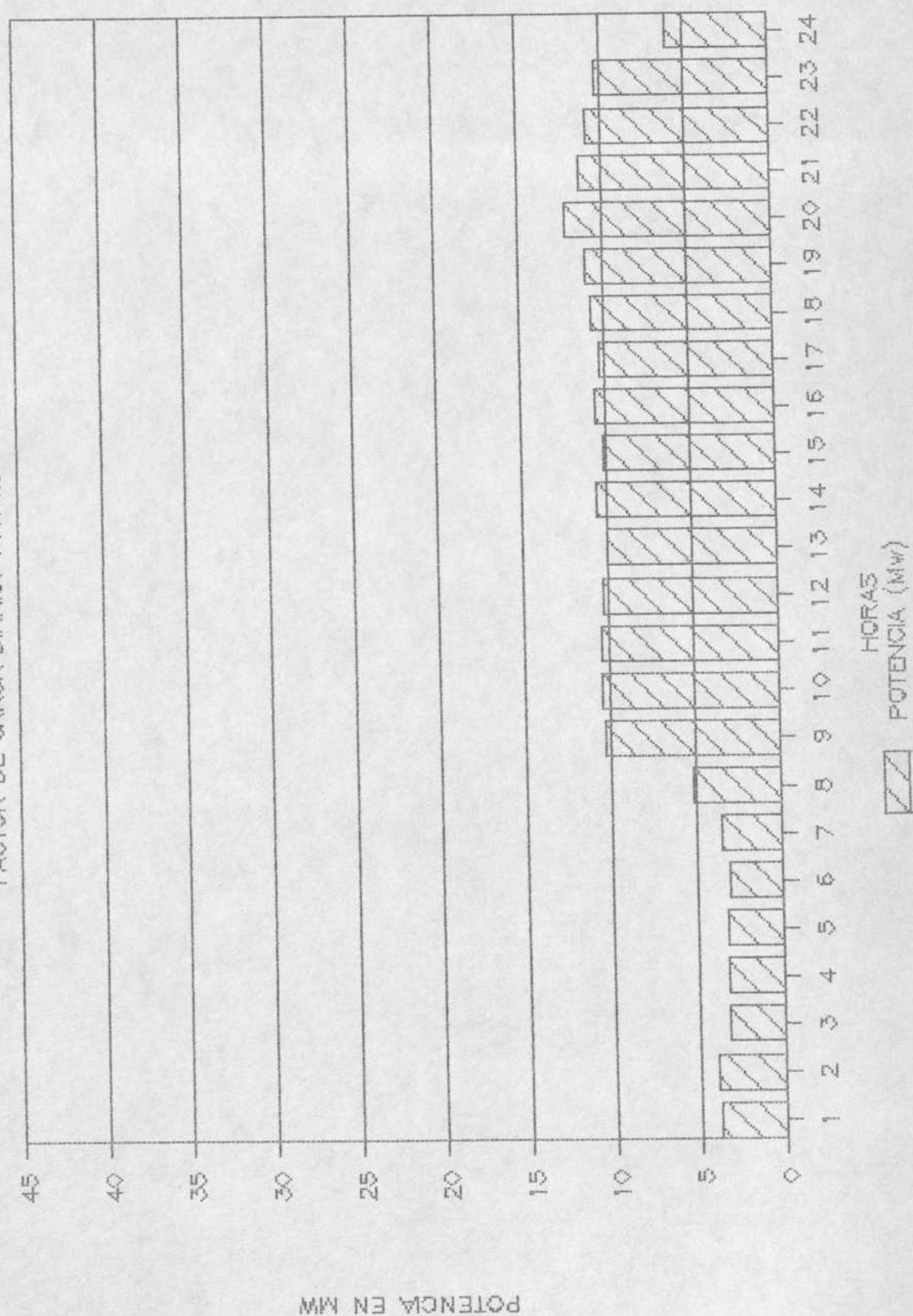
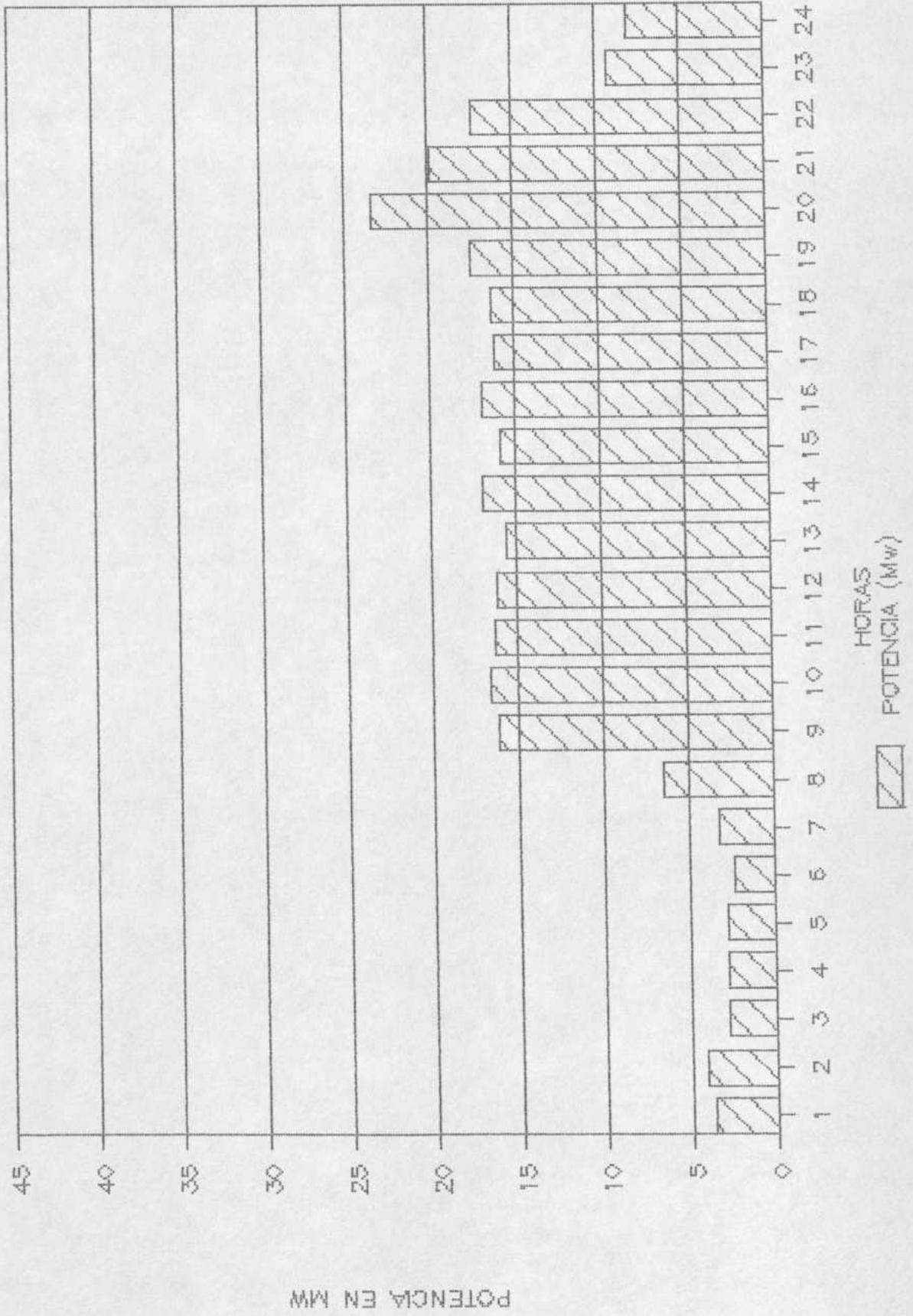


FIG. 3.20

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2

FACTOR DE CARGA DIARIO: 66.03% - 51.51%



POTENCIA EN MW

HORAS
POTENCIA (MW)

FIG. 3.21
CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2
FACTOR DE CARGA DIARIO: 51.34% - 32.23%

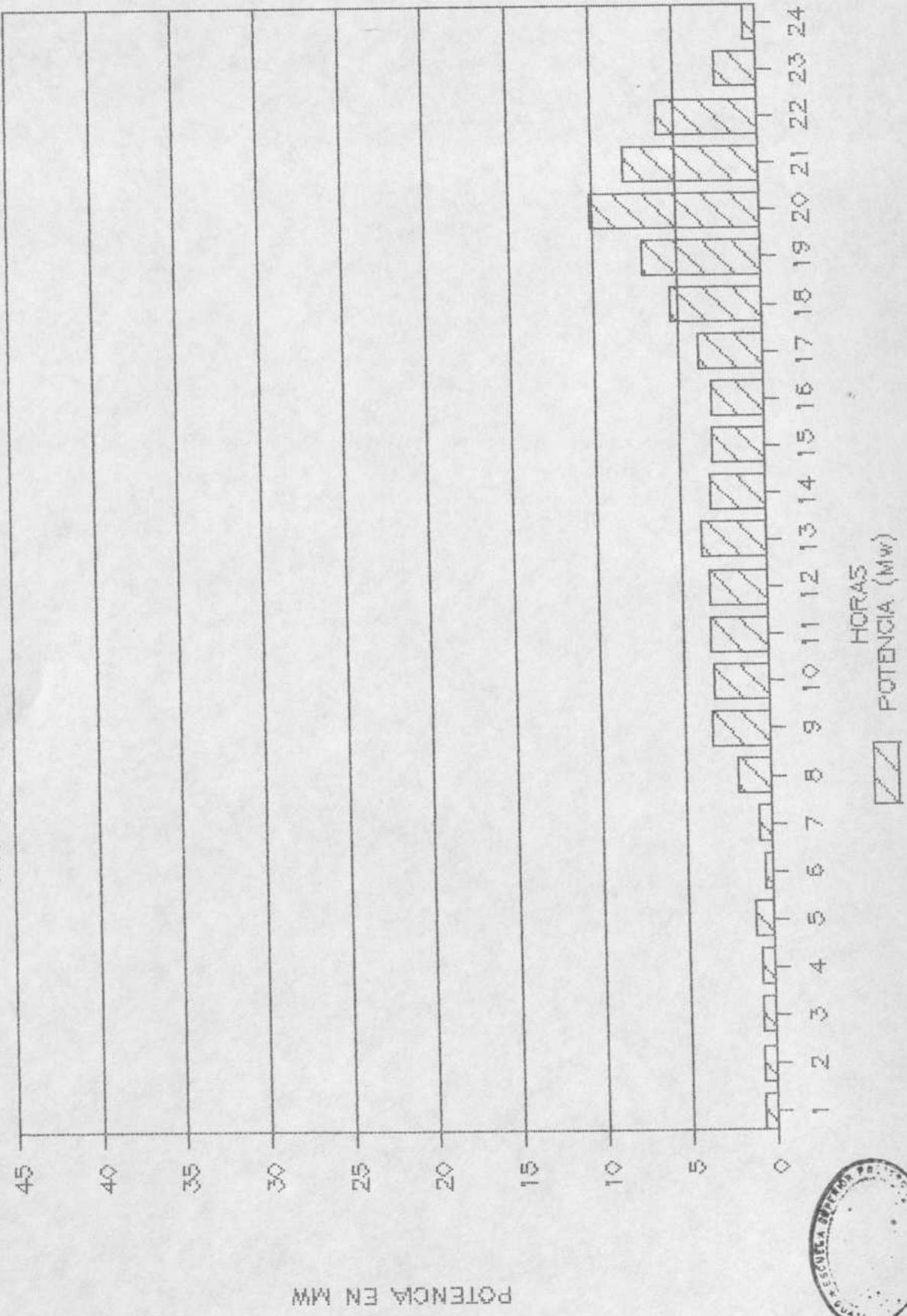
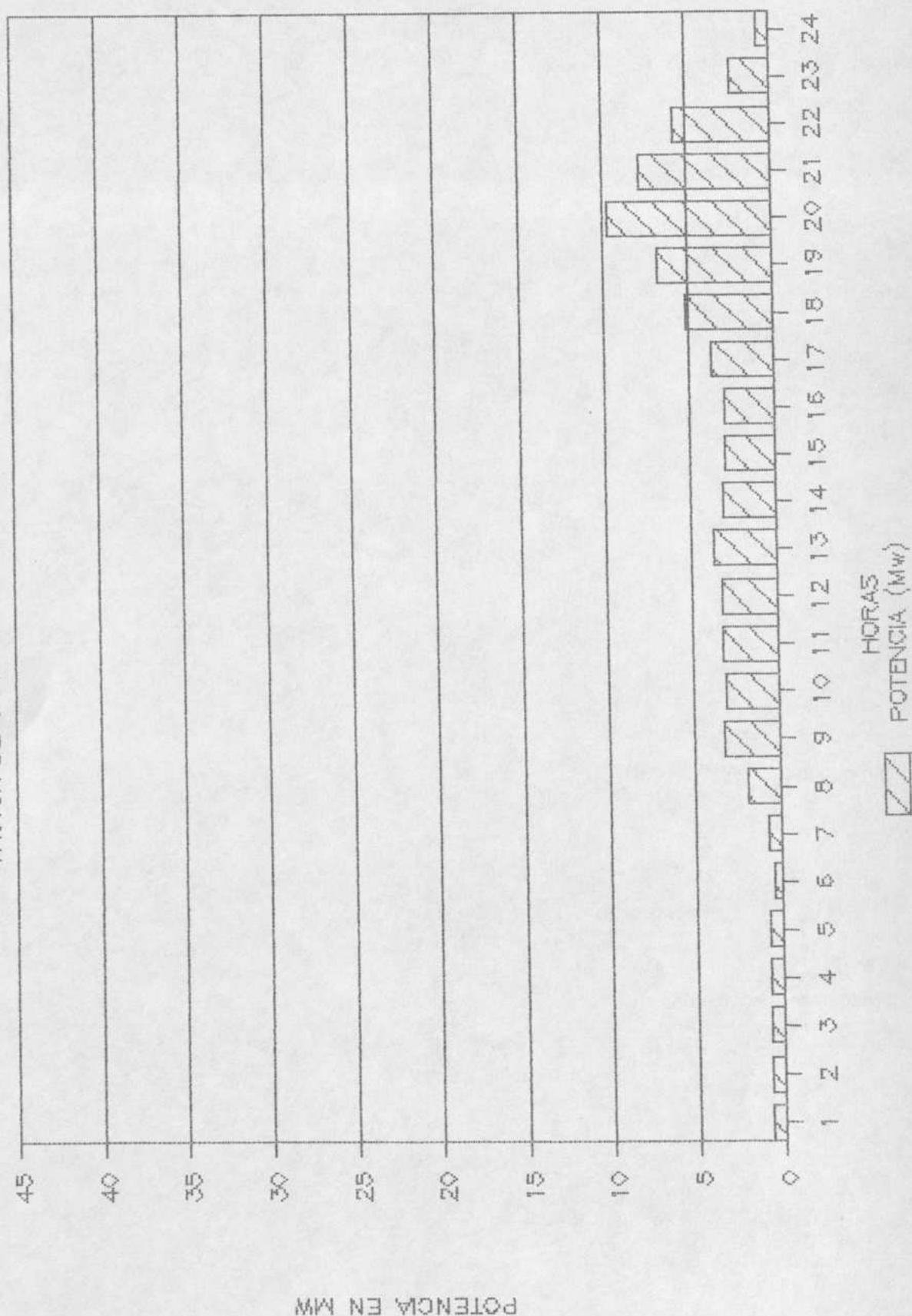


FIG. 3.22

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I2

FACTOR DE CARGA DIARIO: 31.96% - 0%



HORAS
 POTENCIA (MW)

FIG. 3.23

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

SIN MODIFICAR FACTOR DE CARGA DIARIO

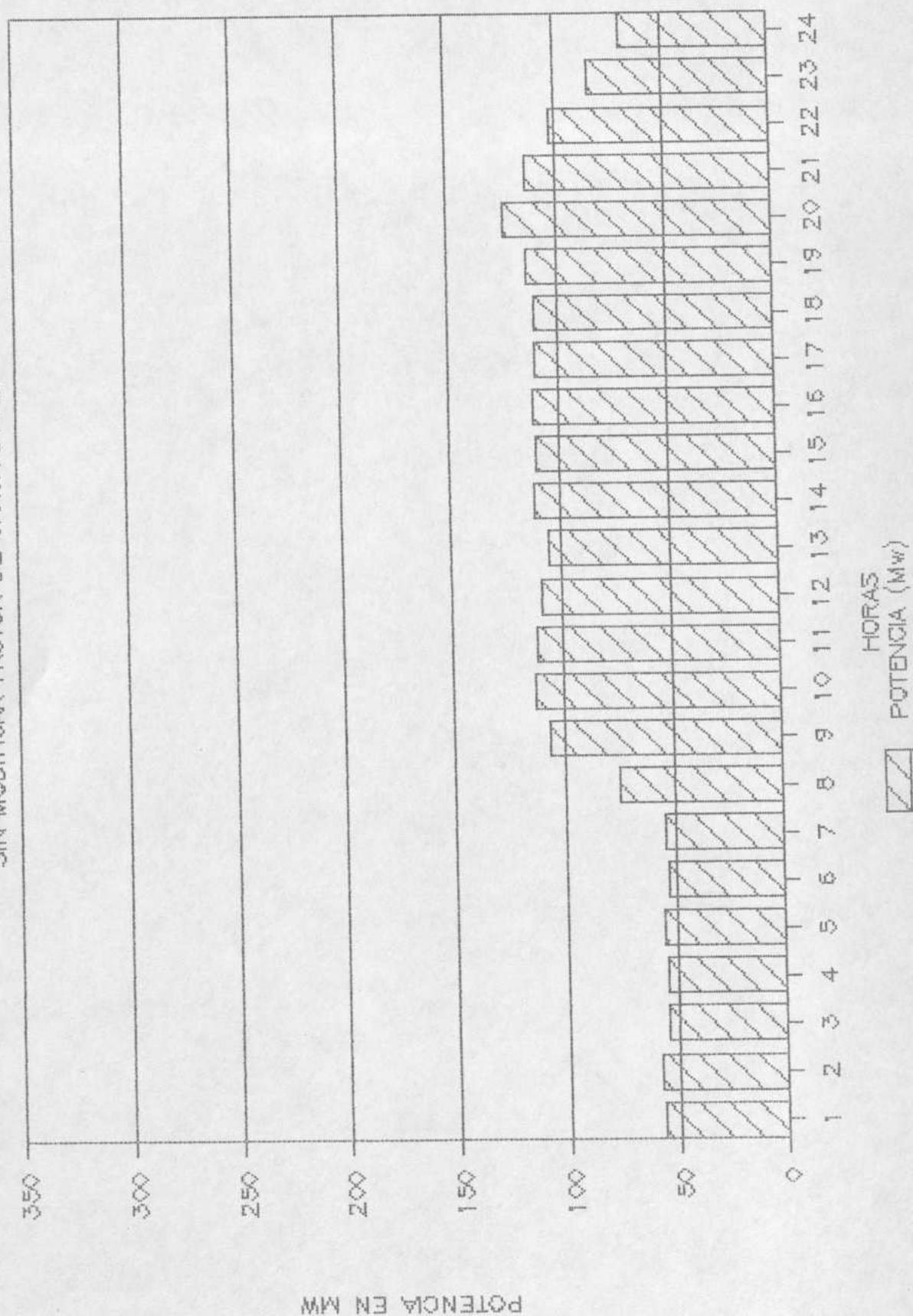


FIG. 3.24

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS I4 CIUDAD DE GUAYAQUIL (MES DE MARZO)

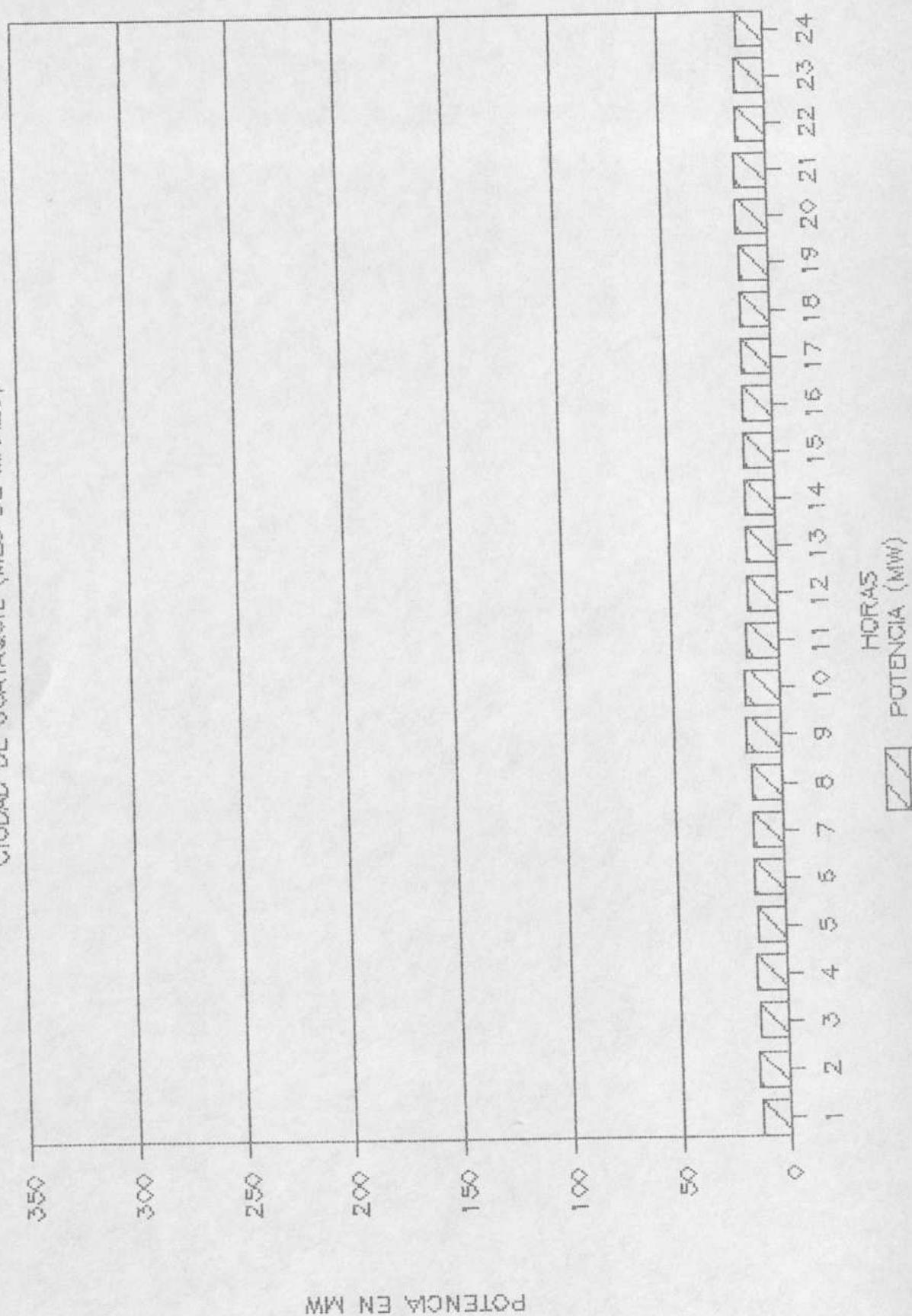


FIG. 3.25

CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA
CIUDAD DE GUATAGUIL (MES DE MARZO)

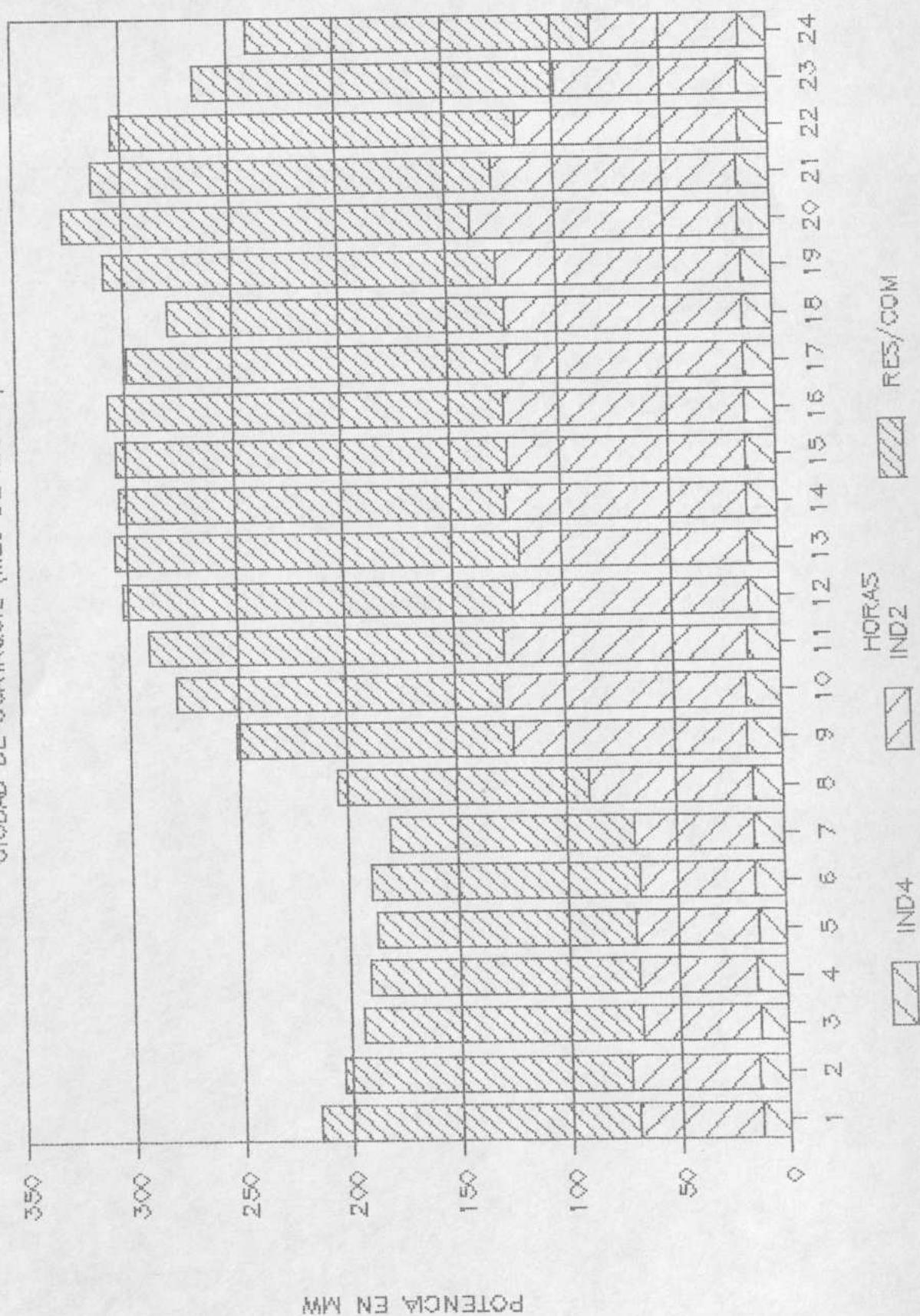
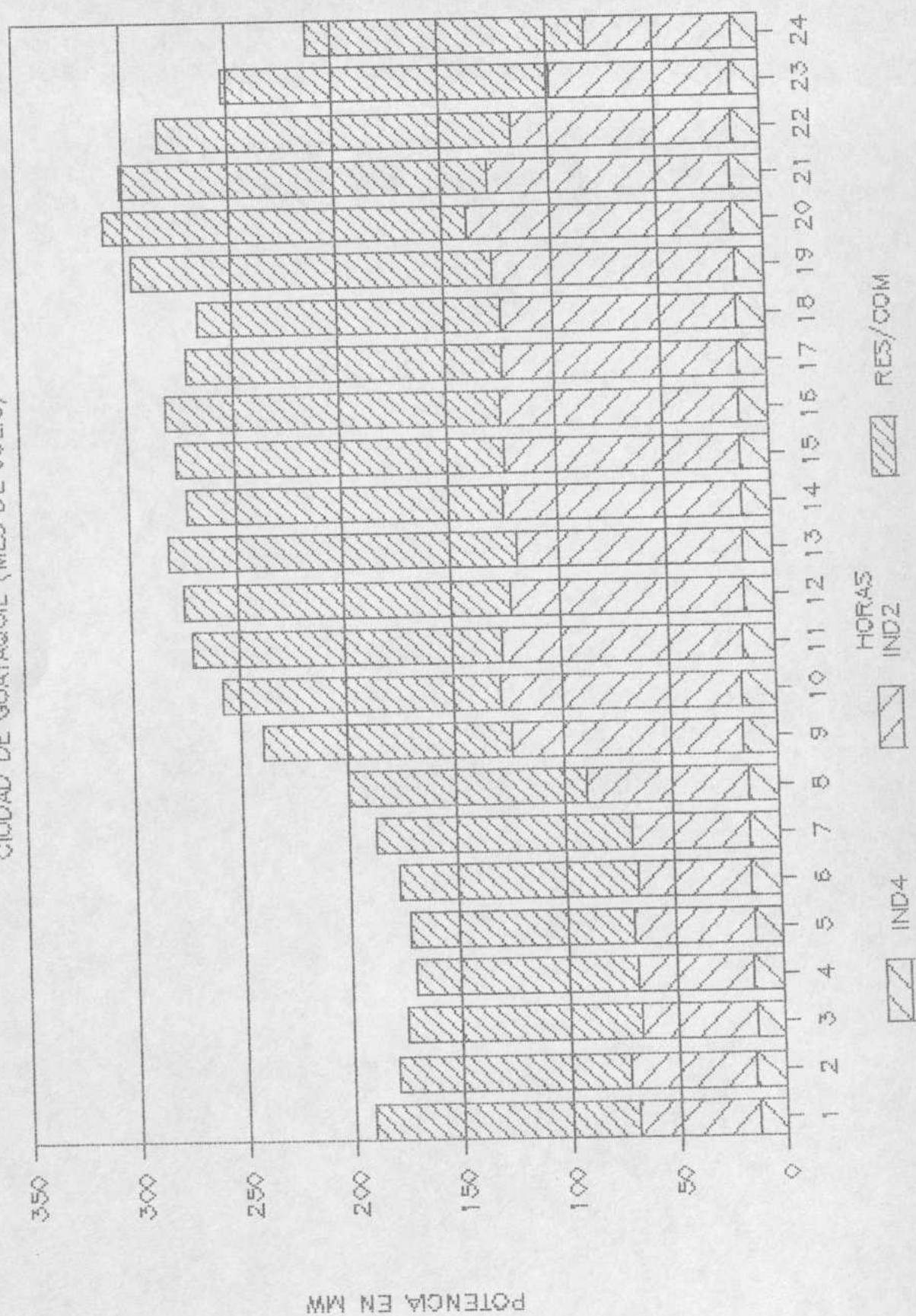


FIG. 3.26

CURVA DE CARGA DIARIA DEL SISTEMA
CIUDAD DE GUAYAQUIL (MES DE JULIO)



abonados de tarifa I2. La curva resultante se muestra en el gráfico No 3.23. En el gráfico No 3.24 se presenta la curva de carga diaria típica de los abonados de tarifa I4.

La integración, según el tipo de consumo, de las curvas de carga diaria de las industrias con tarifas tipo I2 e I4, da como resultado la curva de carga típica de un día normal de trabajo de las industrias en el área de Guayaquil, para el mes de marzo y julio como lo muestra la figura 3.25 y 3.26 respectivamente.

3.3 MODULACION DE LA CURVA DE CARGA

Si se toma en cuenta que la capacidad instalada de generación para poder satisfacer la demanda de las horas pico más un cierto margen de seguridad, es mucho mayor que las de las horas no pico, por un lado existe una capacidad no utilizada durante un largo periodo anual y por otro de que las tarifas al no tener una valoración por horas en las que

FIG. 3.27

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FCD anterior 70.21% FCD actual 86.03%

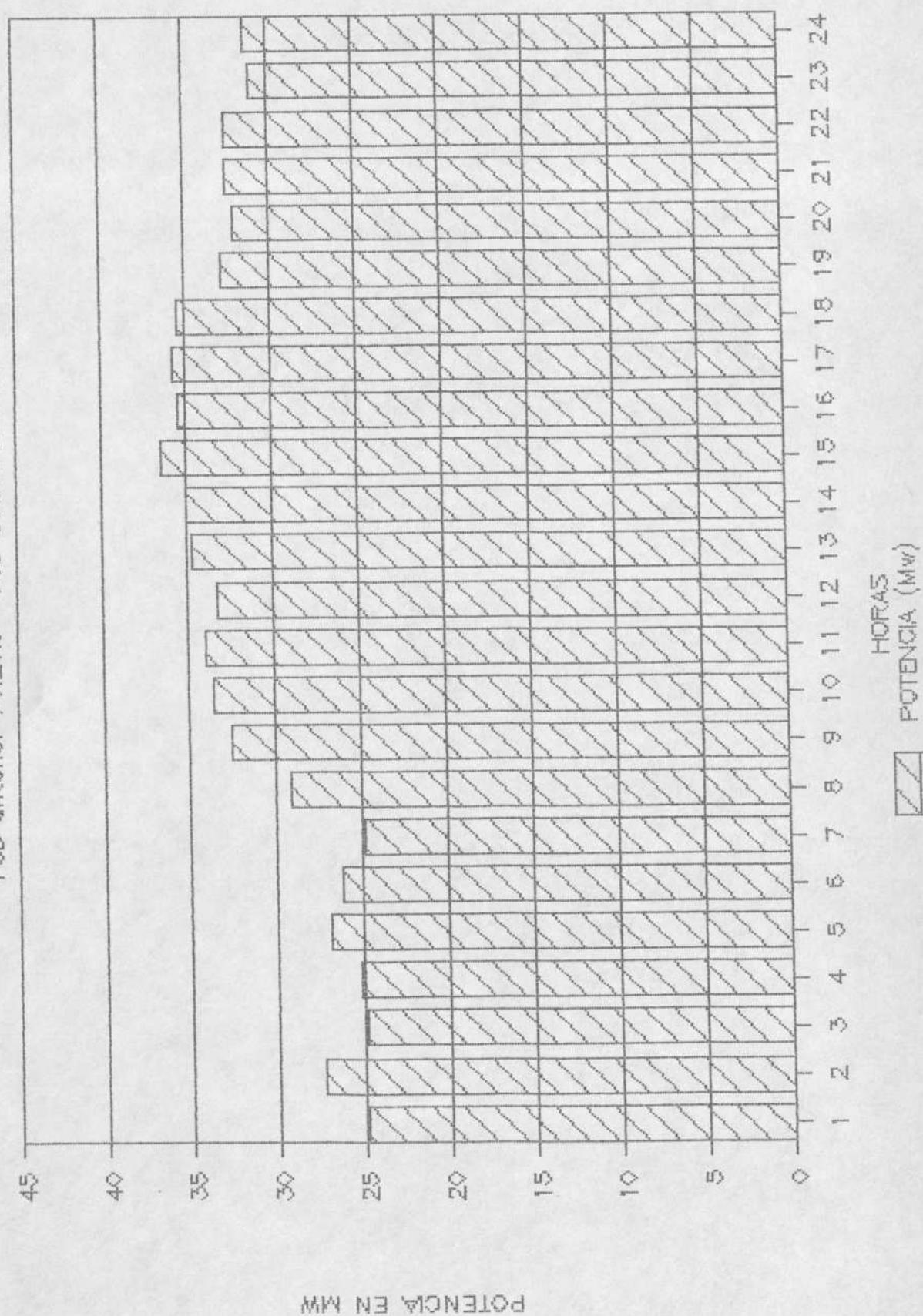


FIG. 3.28

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FCD anterior 66.1% FCD actual 86.03%

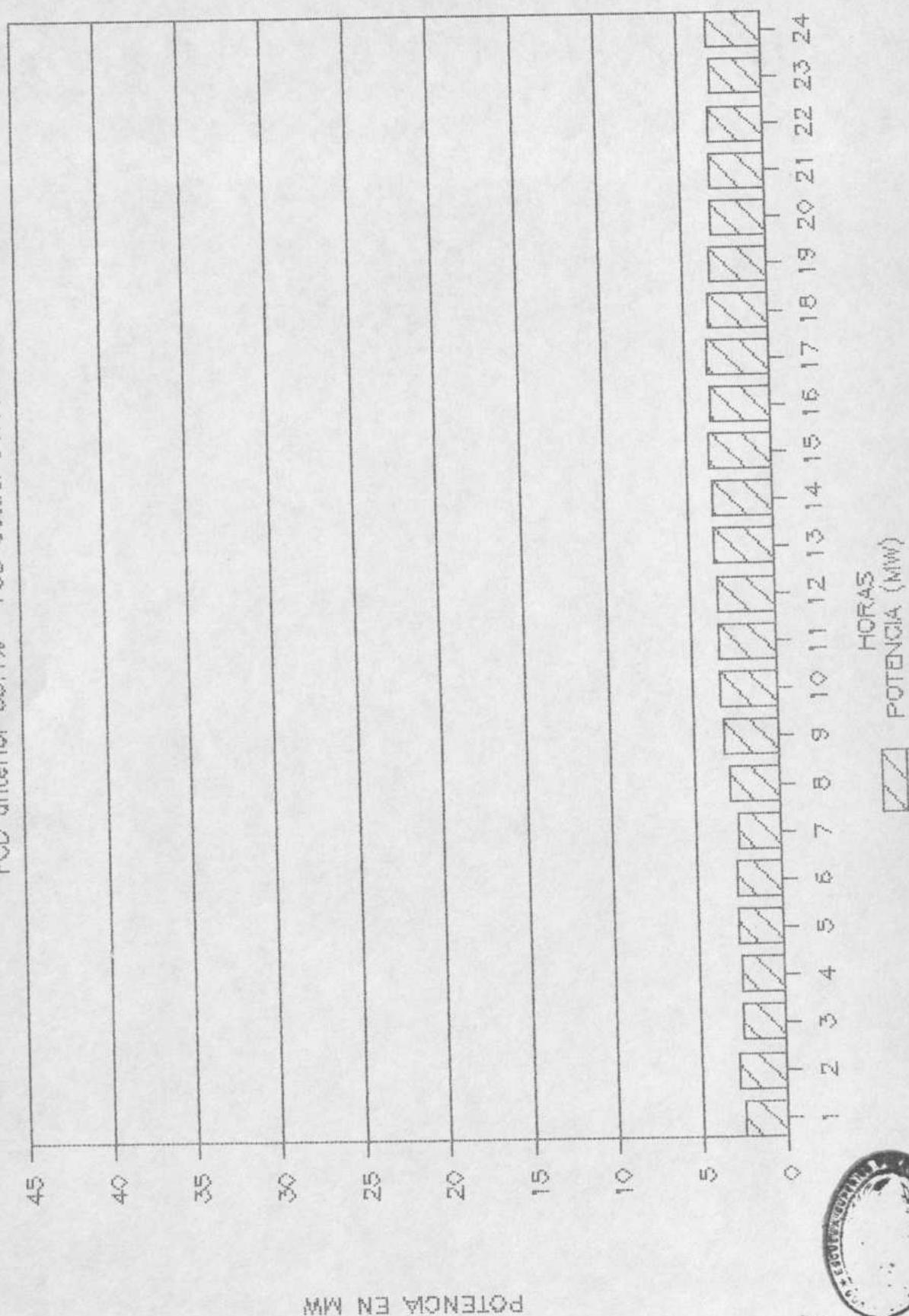


FIG. 3.29

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FCD anterior 51.51% FCD actual 85.03%

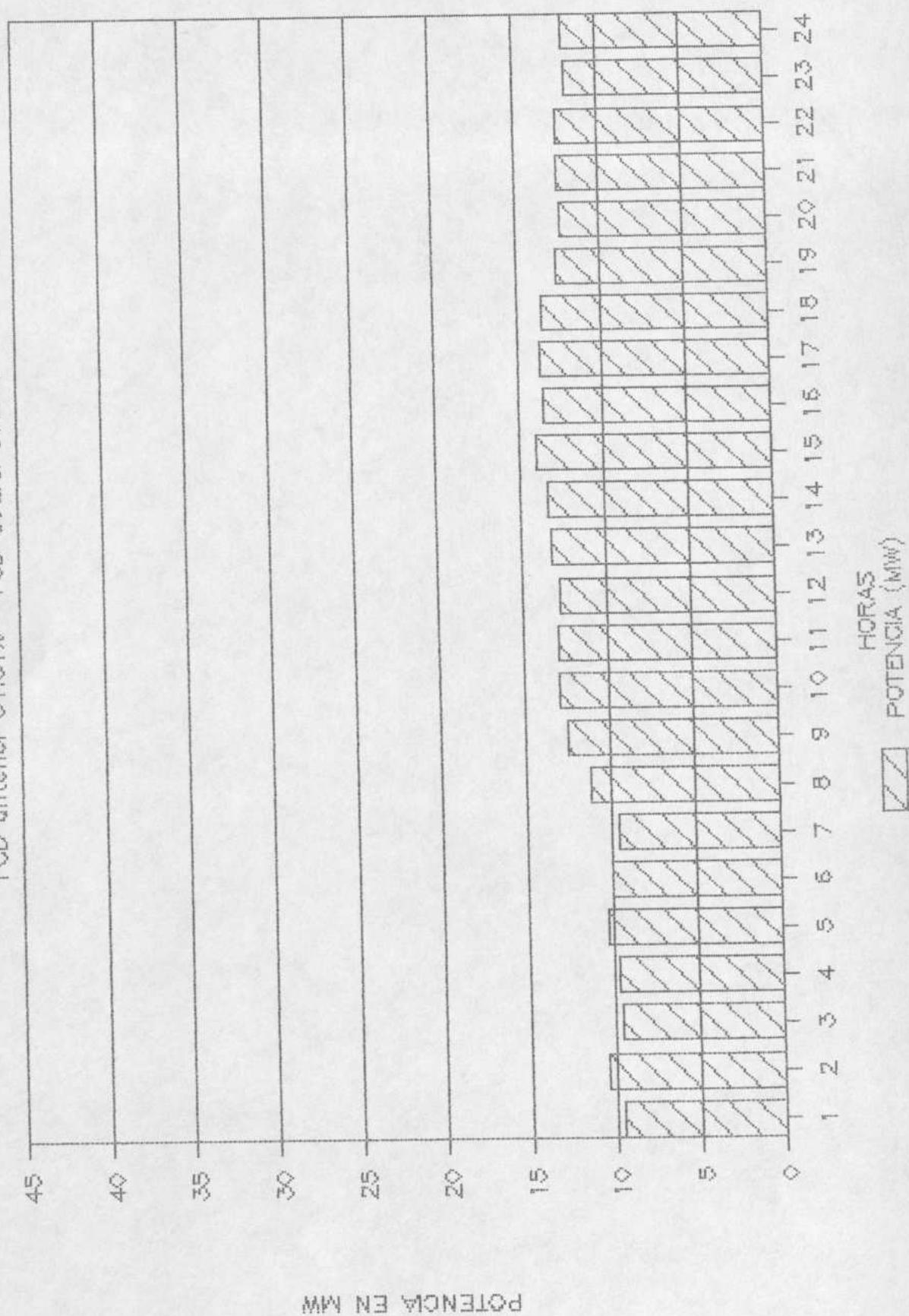


FIG. 3.30

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

FCD anterior < 30% FCD actual 86.03%

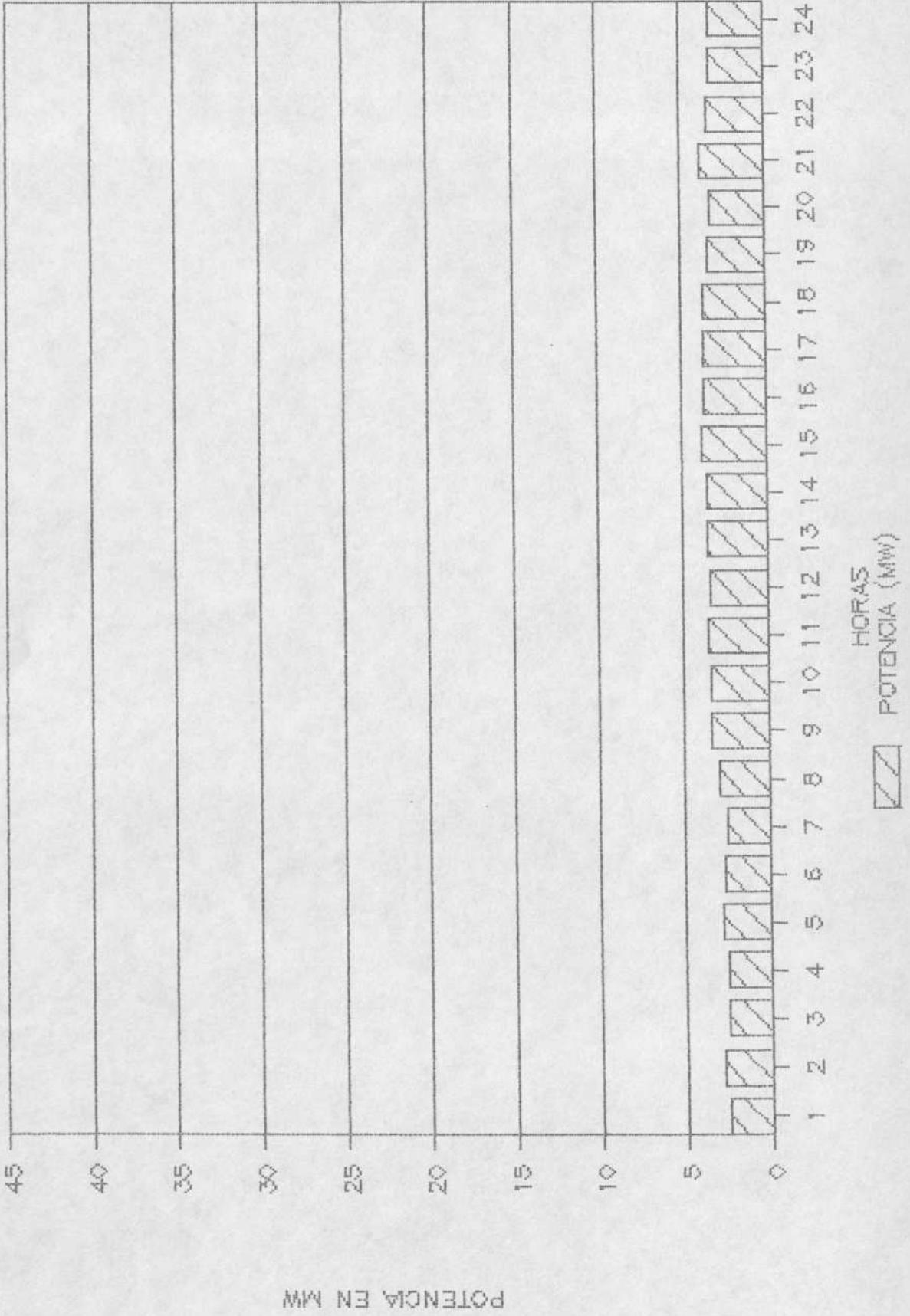
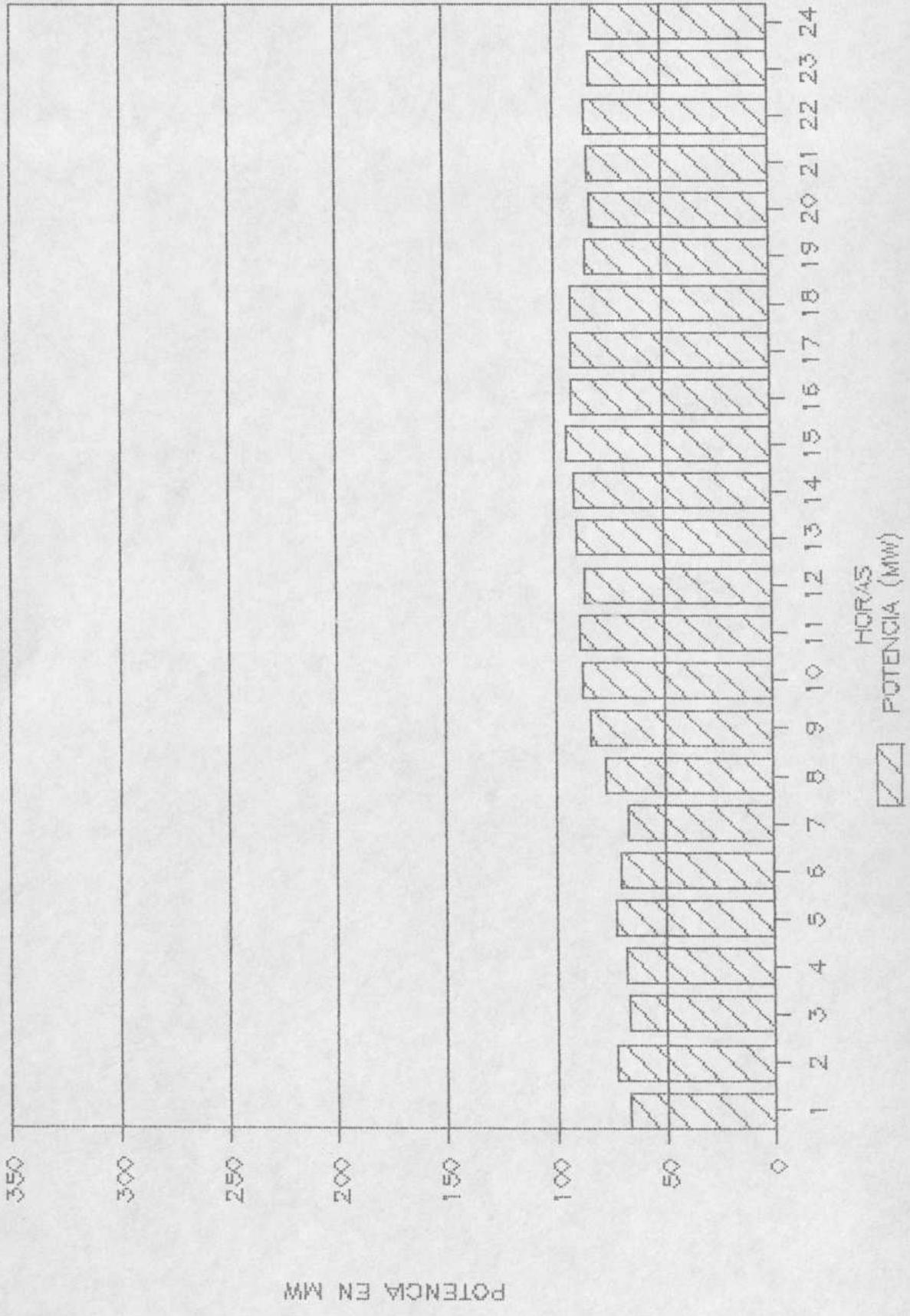


FIG. 3.31

CURVA DE CARGA DIARIA DE INDUSTRIAS 12

MODIFICANDO EL FACTOR DE CARGA DIARIO



POTENCIA EN MW

HORAS
POTENCIA (MW)

se hace el consumo son el resultado de la parte que le toca a las inversiones para un horario de mayor exigencia que la real.

El abonado al pedir le suministren energía eléctrica : obliga a la empresa a realizar inversiones para satisfacer la demanda máxima; y la empresa se obliga a incurrir en gastos de producción, operación y mantenimiento, etc., que son función de los KWH consumidos por los abonados.

El elemento que liga la demanda facturable y el consumo de Kwh es el Factor de Carga. Razón por la cual se ha procedido para modular la curva de carga del sistema fijar a un valor de factor de carga diario igual a 86.06 % a aquellos abonados industriales IND2 que tienen un bajo factor de carga diario lográndose con esto mejorar su factor de carga diario como se muestra en los gráficos No 3.27 al No 3.30 obteniéndose una curva de abonados industriales IND2 resultante como se muestra en el gráfico No 3.31 .

Los abonados industriales IND4 no han sido considerados por tener un buen factor de carga diario igual a 87.72 % .

Obteniéndose como resultado final una curva de carga modulada del Sistema con una disminución de demanda como se muestra en los gráficos No 3.32 y 3.33 del mes de Marzo y Julio respectivamente.

FIG. 3.32

CURVA DE CARGA DIARIA MODIFICADA
 CIUDAD DE GUAYAQUIL (MARZO)

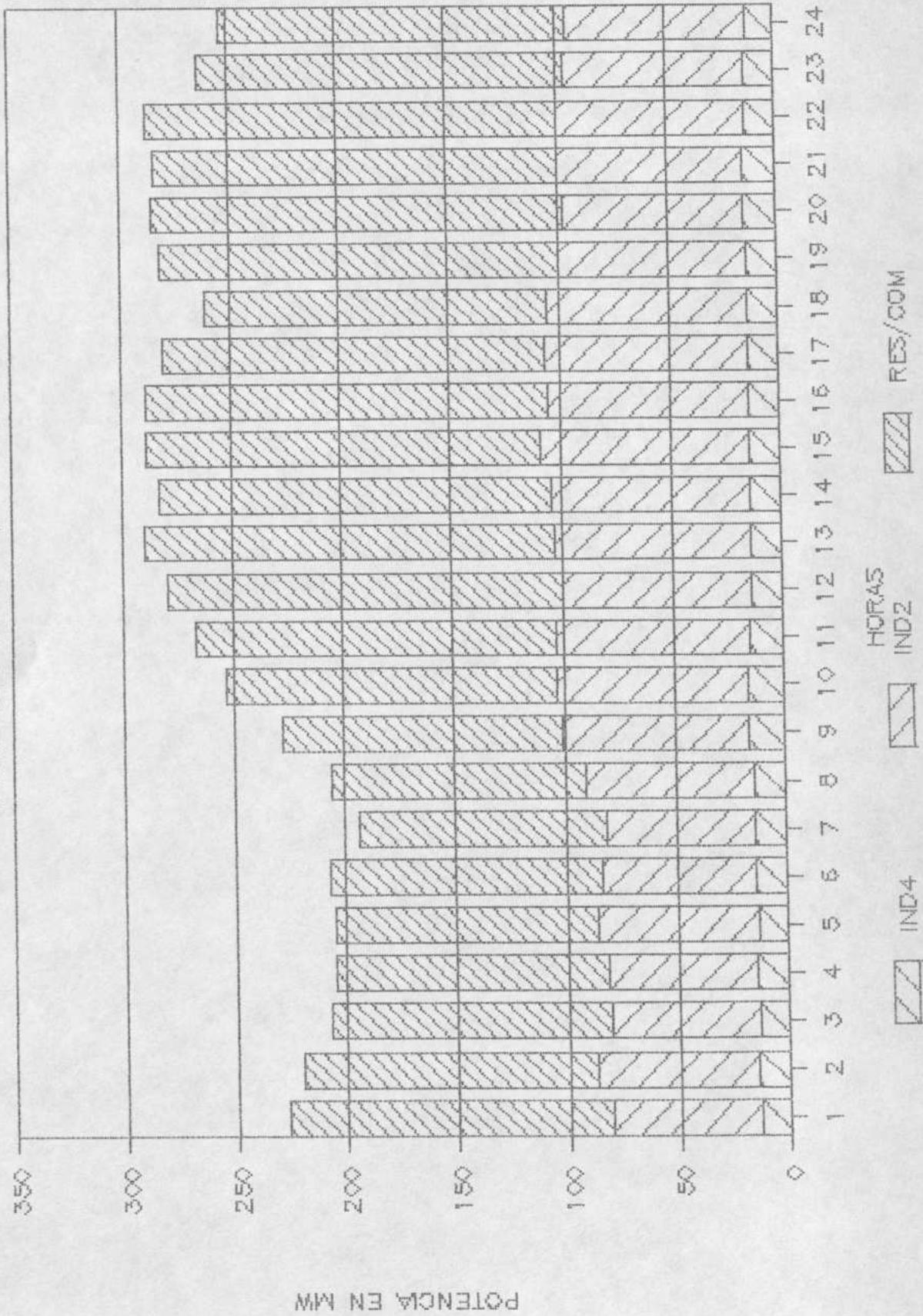
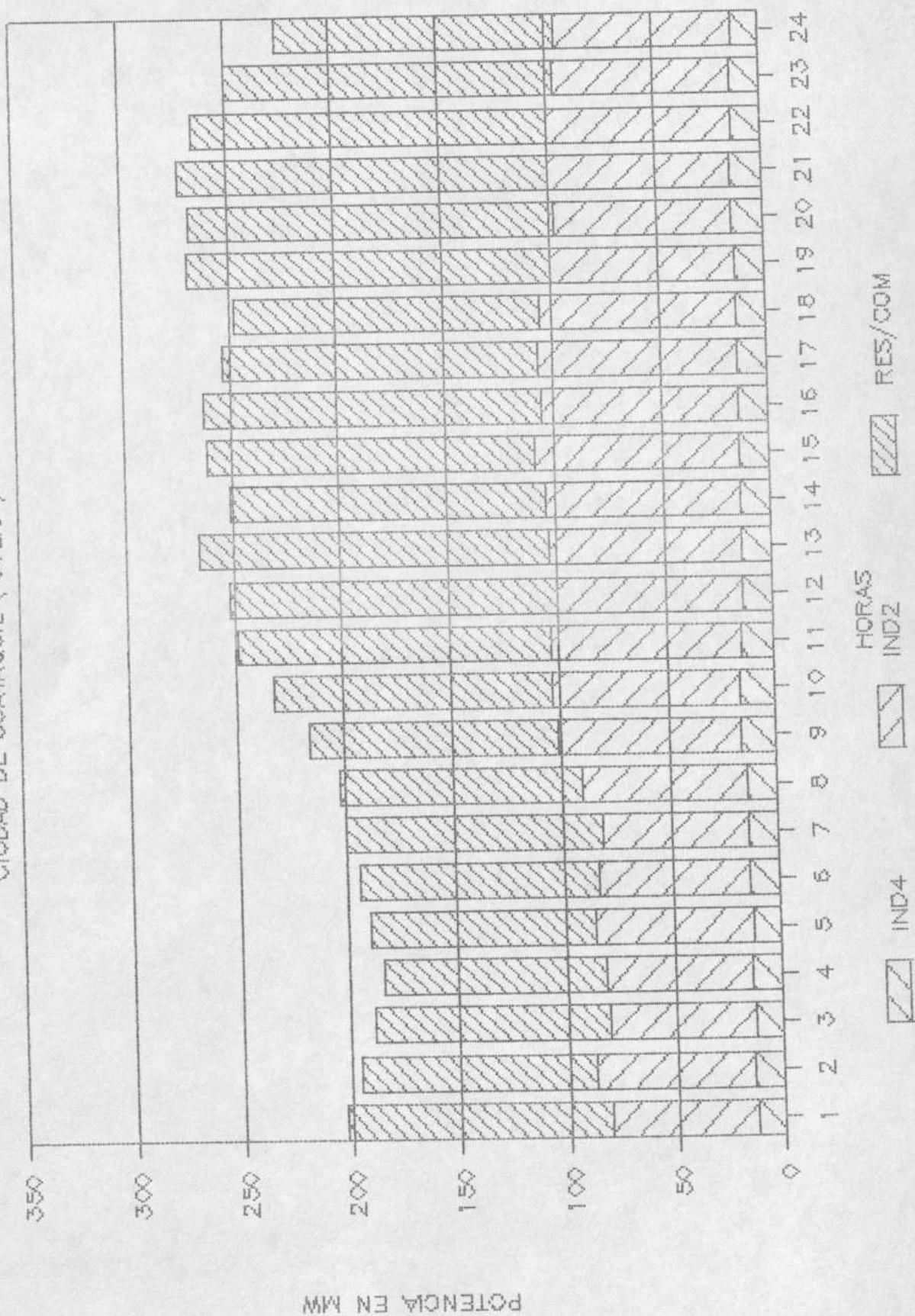


FIG. 3.33
 CURVA DE CARGA DIARIA MODIFICADA
 CIUDAD DE GUAYAQUIL (JULIO)



CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO DE LA METODOLOGIA PROPUESTA

4.1 REAJUSTE DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA

El Sector Eléctrico del país atraviesa por una crisis económica-financiera que afecta severamente al cumplimiento de los objetivos de servicio al país en dicho sector. Ante esta situación, es necesario disponer de criterios adecuados para superar la crisis, y adoptar las medidas más convenientes en relación a la administración del sector y las tarifas eléctricas.

Por otro lado la estructura de los pliegos tarifarios determina cómo se distribuirán entre las diferentes categorías de usuarios los pagos que corresponden al consumo de energía eléctrica.

Adicionalmente, esta estructura puede contribuir al uso más eficiente de la energía incentivando ciertos consumos o desincentivando otros, desplazando los consumos a horas o estaciones más convenientes para una mejor utilización de equipos,



BIBLIOTECA

y demás arbitrios para reducir costos y mejorar la eficacia del sector.

Es por ello que en base a los resultados logrados en el análisis del capítulo anterior surge la necesidad de un reajuste de la estructura tarifaria, especialmente para el sector industrial I2, promoviéndose el uso de energía fuera de las horas de máxima demanda, a través de un sistema multitarifario.

En el Capítulo III se logra obtener la curva de carga de los abonados industriales I2 e I4 cuyos resultados se muestran en la Tabla No.4.1 y 4.2 respectivamente.

Los pliegos tarifarios actuales hasta el mes de Mayo de 1988 establecen para los abonados industriales I2 lo siguiente:

S/. 209.28 mensuales por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.

S/. 8.0346 por cada Kwh de consumo durante el mes.

Un abonado será reclasificado de tarifa I2 a tarifa I4 cuando tenga una demanda facturable de más de

TABLA No. 4.1

DATOS DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES I2

CARACTERISTICAS DE ABONADOS INDUSTRIALES IND2						TARIFA ACTUAL		
FACTOR DE CARGA DIARIO	NUMERO EMPRESA	JORNADAS DE TRABAJO	DEMANDA Kw	CONSUMO Mwh	ENERGIA Mwh	TARIFA POR DEMANDA S/.	TARIFA POR CONSUMO S/.	TOTAL S/.
100% - 96.65%	22	3	5165	3083.95	3594.22	1,080,931.20	24,778,304.67	25,859,235.87
96.54% - 94.03%	16	3	5695	2725.53	3855.61	1,191,849.60	21,898,543.34	23,090,392.94
93.65% - 86.03%	84	3	25219	10109.71	15621.05	5,277,832.32	81,227,475.97	86,505,308.29
85.80% - 70.21%	238	2	44760	12653.27	22626.72	9,367,372.80	101,663,963.14	111,031,335.94
70.14% - 66.1%	120	2	12297	2329.61	5852.39	2,573,516.16	18,717,484.51	21,291,000.67
66.03% - 51.51%	381	2	23478	3087.81	8707.33	4,913,475.84	24,809,318.23	29,722,794.07
51.34% - 32.23%	244	1	10163	650.93	2358.39	2,126,912.64	5,229,962.18	7,356,874.82
31.96% - 0%	330	1	9774	109.01	70.37	2,045,502.72	875,851.75	2,921,354.47
TOTAL IND2	1435		136551	34750	62686	28,577,393.28	279,200,903.77	307,778,297.05

TABLA No. 4.2

DATOS DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES I4

CARACTERISTICAS DE LOS ABONADOS INDUSTRIALES IND4						TARIFA ACTUAL				
NOMBRE DE LA EMPRESA	FCD	CONSUMO	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA FACTURAC.	FACTOR POTENC.	FACTOR CORRECC	TARIFA DEMANDA	TARIFA CONSUMO	TARIFA TOTAL
	(%)	(Mwh)	(Kw)	(Mwh)	(Kw)			S/.	S/.	S/.
PICA	86.40	921.20	2128.00	1323.78	2296	0.95	0.92	1,116,255.50	7,078,161.16	8,194,416.66
CERVECERIA	79.30	1192.80	3192.00	1822.50	3486	0.97	0.92	1,694,802.56	7,512,905.40	9,207,707.96
ANDEC	73.20	1442.70	4200.00	2213.56	4620	0.98	0.70	1,709,007.30	9,424,233.21	11,133,240.51
OLEICA	82.90	886.20	2100.00	1253.44	2268	0.93	0.94	1,126,613.12	5,312,729.94	6,439,343.06
CRIDESA	98.70	1798.40	2688.00	1910.20	3232	0.94	1.00	1,707,950.40	11,898,229.12	13,606,179.52
CEMENTO S/E	90.50	2995.20	5376.00	3503.00	5424	0.97	0.97	2,780,323.42	19,879,484.16	22,659,807.58
CEMENTO C/B	88.70	10656.00	18720.00	11955.34	18720	0.87	0.96	9,496,880.64	69,839,164.80	79,336,045.44
TOTAL IND4		19892.50		23981.84	40046			19,631,832.95	130,944,907.79	150,576,740.74

2000 Kw en tres meses consecutivos o cuando el usuario lo solicite, siempre que cumpla las condiciones de demanda establecidas por las tarifas I2 ò I4, respectivamente.

Para los abonados industriales I4 el pliego tarifario hasta el mes de Mayo de 1988 establece :

S/. 528.45 mensuales por cada Kw de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo, multiplicado por un factor de corrección que se calculará en la siguiente forma: El valor mensual de la demanda más alta que haya registrado la industria durante las horas de máxima demanda de potencia de la Empresa (18H00 a 21H00) dividido por la demanda máxima registrada por la industria dentro del mes.

El factor de corrección en ningún caso será inferior a 0.60 y la demanda mínima a facturarse no podrá ser inferior al 70 % de la demanda máxima registrada en los últimos 12 meses.

S/. 8.0346 por cada Kwh de consumo durante el mes correspondiente a los primeros 200 Kwh por Kw de demanda facturada.

S/. 7.3560 por cada Kwh de consumo durante el mes

correspondiente a los siguientes 200 Kwh por Kw de demanda facturada.

S/. 3.8563 por cada Kwh de exceso en el consumo durante el mes.

Un abonado será reclasificado de tarifa I4 a tarifa I2 cuando el cliente lo solicite y éste cumpla con las condiciones de demanda facturable establecidas para la tarifa I2.

Por demanda facturable se entiende la máxima demanda registrada en el respectivo medidor de demanda durante los últimos 12 meses incluido el de facturación.

Cuando la instalación del abonado no tenga medidor de demanda máxima, la demanda facturable se computará de la siguiente manera:

- El 100 % de los primeros 20 Kw de carga instalada.
- El 80 % de los siguientes 30 Kw de carga instalada.
- El 70 % de los siguientes 50 Kw de carga instalada.
- El 60 % del exceso.

Para la aplicación de la tarifas EMELEC considera horas de máxima demanda del sistema las comprendidas entre las 18H00 y 21H00 y como horas

de mínima demanda del sistema, entre las 02H00 y 06H00.

Como conclusión se establece que el costo del servicio entregado mensualmente a cada abonado está compuesto por :

$$TD = (Pkw) * Kw$$

$$TC = (Pkwh) * Kwh$$

TD : Tarifa por Demanda

TC : Tarifa por Consumo

Pkw : Precio del Kw

Pkwh : Precio del Kwh

El sistema tarifario debe buscar la racionalización de la utilización de la energía eléctrica, para ello deben establecerse incentivos tarifarios que induzcan al usuario a programar su demanda de electricidad en horas y estaciones del año.

Bajo este delineamiento, la tarifa eléctrica debe tener un costo dependiendo de la estación hidrológica y el horario en que es usada.

4.2 ANALISIS ECONOMICO

4.2.1 Punto de vista del Abonado

Desde el punto de la colectividad, la eficiencia económica es compatible con el principio de la igualdad de tratamiento, puesto que ello implica recuperar de cada cliente los costos que el ocasiona en el Sistema Eléctrico. En razón de este costo explicitado por la tarifa, cada cliente decide de manera descentralizada si ha de mantener su demanda o si ha de modificarla.

Los grandes industriales pueden responder mucho mejor que los clientes domésticos a una señal tarifaria sofisticada, puesto que el modo de empleo de sus aplicaciones eléctricas es el resultado de la optimización global de sus procedimientos de producción.

Para determinar una estructura tarifaria óptima, será necesario agregar los costos marginales en algunos periodos horoestacionales lo cual conduce naturalmente a adoptar el consumo en cada uno de estos periodos como uno de los

parámetros de la tarifa.

Sin embargo, el parámetro del consumo no basta para definir por completo una señal tarifaria eficaz. Por ejemplo, no permite hacer la discriminación entre dos clientes con un mismo consumo en cada periodo horoestacional pero que solicitan, uno, una potencia regular y, el otro, potencias concentradas en periodos más breves.

Para garantizar a un cliente una potencia determinada, significará para la empresa eléctrica un costo diferente según que las solicitudes de potencia de dicho cliente esten más o menos correlacionadas con el resto de la demanda. Esta dificultad sólo podrá resolverse aplicando varias versiones tarifarias a diferentes grados de correlación

En la práctica, la empresa eléctrica no conoce las características precisas de la demanda de cada uno de sus clientes y por lo tanto no puede imponer a cada uno de ellos la versión tarifaria que mejor refleje el costo de su abastecimiento. En cambio, tiene

un conocimiento estadístico de su clientela suficiente para permitirle determinar dichas versiones. Un sistema de este tipo debe, forzosamente, ser indicativo o sea que un cliente debe verse naturalmente llevado a elegir él mismo la versión tarifaria que mejor refleje su costo.

Así pues, sustituimos una tarifa única, basada en precios contingentes, por un sistema opcional constituido por varias versiones tarifarias.

Entonces de acuerdo a lo establecido tenemos que el nuevo costo de servicio será:

$$TD = (Pkw) * Kw$$

$$TC = TCp + TCfp$$

$$TCp = Pkw_{hp} * Kw$$

$$TCfp = Pkw_{hfp} * Kw$$

TCp : Tarifa por consumo en horas pico

TCfp : Tarifa por consumo en horas fuera de pico.

Pkw_{hp} : Precio del Kwh en el pico

Pkw_{hfp}: Precio del Kwh en horas fuera de pico.

Donde la sensibilidad del precio del Kwh en horas pico seria igual a 1,3,5,7 veces el precio del Kwh en las horas fuera del pico. Cuyos factores reflejarían los costos de servicio del sector eléctrico el cual permite definir lo que le cuesta a la empresa eléctrica suministrar el servicio, tanto en capacidad de suministro como en consumo de energía en las diversas horas del día y en los diferentes niveles de suministro.

Se han considerado en el presente análisis económico dos alternativas para la modificación de la tarifa de los abonados industriales, cabe anotar que la tarifa por demanda se ha mantenido constante para cada caso y lo que va cambiando es la tarifa por consumo.

Además se establece como horas pico las comprendidas entre las 18h00 a las 21h00.

Ahora bien, en la primera alternativa se asume que los abonados industriales no se desplazan de las horas pico o de máxima demanda y tienen un horario de trabajo

acostumbrado, por lo que en la tarifa por consumo se les cobra un precio especial por Kwh pico, que consiste en aumentarle 1,3,5,7 veces el precio del Kwh.

En la segunda alternativa se asume que el abonado industrial ha aceptado el desplazarse fuera de las horas pico, llevando ese consumo el cual puede ser total o parcial a otras horas del día, por lo que su pago por tarifa de consumo se ve reducida por la menor cantidad de consumo de Kwh a esas horas críticas del día.

Los resultados son mostrados en la tabla No. 4.3 y su correspondiente gráfico está dado en la fig. No. 4.1

4.2.2 Punto de vista de la Empresa Eléctrica

Mediante el contrato de Intercambio Eléctrico entre INECEL y la Empresa se establece el término y las condiciones técnicas y económicas bajo las cuales se efectuará el suministro de Potencia y Energía Eléctrica. El presente contrato tendrá vigencia desde la fecha de su suscripción hasta el 31 de Octubre de 1988.

TABLA No. 4.3

RESULTADOS DE LA MODIFICACION DE LA TARIFA A LOS ABONADOS INDUSTRIALES I2

INCREMENTOS	TARIFA M O D I F I C A D A (1)			TARIFA M O D I F I C A D A (2)		
	TARIFA DEMANDA S/.	TARIFA CONSUMO S/.	TOTAL S/.	TARIFA DEMANDA S/.	TARIFA CONSUMO S/.	TOTAL S/.
Pkwhp = 1 Pkwh	28,577,393.28	279,200,903.80	307,778,297.08	25,877,744.08	252,778,928.80	278,656,672.88
Pkwhp = 3 Pkwh	28,577,393.28	286,608,660.40	315,186,053.68	25,877,744.08	258,315,250.30	284,192,994.38
Pkwhp = 5 Pkwh	28,577,393.28	294,016,416.90	322,593,810.18	25,877,744.08	263,851,571.80	289,729,315.88
Pkwhp = 7 Pkwh	28,577,393.28	301,424,081.30	330,001,474.58	25,877,744.08	269,387,824.40	295,265,568.48
	114,309,573.12	1,161,250,062.40	1,275,559,635.52	103,510,976.32	1,044,333,575.30	1,147,844,551.62

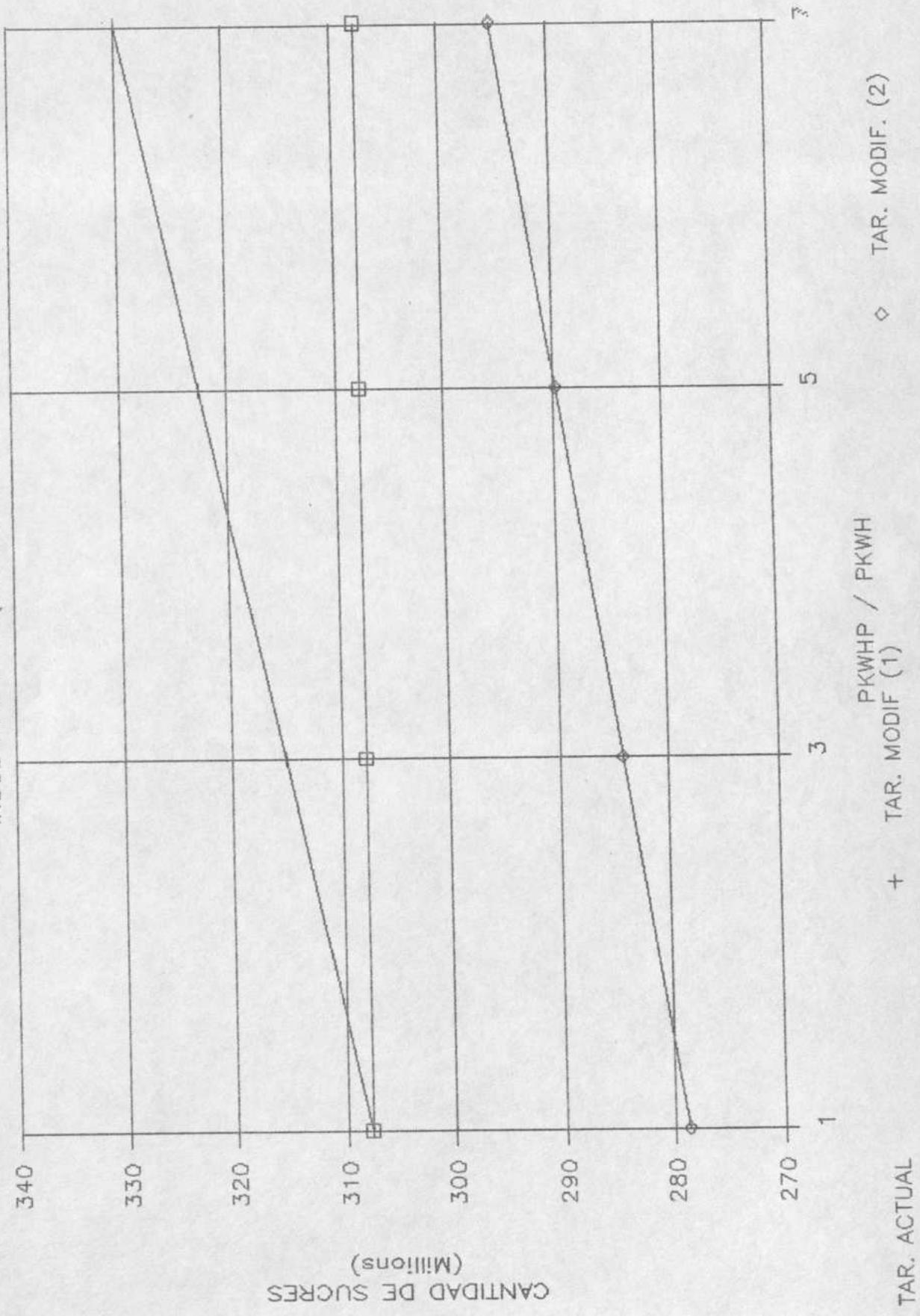


BIBLIOTECA

FIG. 4.1

GRAFICO DE LAS ALTERNATIVAS DE TARIFAS

INDUSTRIAS IND2 (MES DE MARZO)



TAR. ACTUAL

PKWHP / PKWH

TAR. MODIF. (2)

TAR. MODIF. (1)

En la cláusula décima referente a Tarifas se establece que el precio aplicable al suministro de potencia y energía eléctrica será el que a esa fecha se encuentre en vigencia.

Para la coordinación de la aplicación de los reajustes tarifarios que se presenten a los efectos de la Empresa, INECEL en la aplicación del Reglamento Nacional de Tarifas para efectos del Contrato de Compra-Venta de potencia y energía se sujetará a los mecanismos que la Empresa viene obligada a cumplir según el Decreto-Ley 580 de Marzo 10 de 1966, contenido del contrato entre el Gobierno del Ecuador y la Empresa, en tal virtud, y en el caso de que haya de producirse algún incremento en los precios o tarifas del Sistema Nacional Interconectado, la Empresa usará los mecanismos legales a fin de que pueda efectuar a su vez los reajustes o revisión de sus tarifas para ser compensada de los incrementos que experimente de sus costos.

Por tratarse de una transferencia en bloque de energía para que la Empresa la distribuya a sus usuarios, la Empresa en ningún momento

se constituye en usuario del servicio eléctrico y en consecuencia, INECEL no incluirá en las facturaciones que en virtud de este contrato haga a la empresa cargos por la aportación, y demás disposiciones relacionadas con el Fondo para el Desarrollo de la Electrificación Rural. Así mismo, dada la índole de la transferencia de energía, la misma está exenta del impuesto sobre las transacciones mercantiles.

A continuación se presenta la manera del cobro de planilla por suministro de energía, esto es sin modular la curva de carga del Sistema :

Fecha: 1 Marzo - 31 Marzo 1988

ENERGIA ENTREGADA:	149'919.218 KWH
ENERGIA DE PROCESAMIENTO:	4'605.320 KWH
ENERGIA A FACTURARSE:	145'313.898 KWH
POTENCIA CONTRATADA:	250.000 KW
DEMANDA MAXIMA:	255.678 KW
DEMANDA FACTURABLE :	255.678 KW

CARGOS:

1.- Por Servicio General

Por Potencia:

255.678 KW * 356.63 S/./KW : 91'182.445

Por Energia:Primer Bloque

63'919.500 KWH * 2.674 S/./KWH: 170'920.743

Segundo Bloque

63'919.500 KWH * 3.092 S/./KWH: 197'639.094

Bloque Exceso

17'474.898 KWH * 2.379 S/./KWH: 41'572.782

PLANILLA SUMINISTRO ENERGIA S/. 501'315 064

NOTA (1) : El valor de Energia de procesamiento está sujeto a reliquidación hasta que se defina el procedimiento.

El cobro de planilla por suministro de energia considerando la curva de carga modulada del Sistema sería:

ENERGIA ENTREGADA:	149'919.218	KWH
ENERGIA DE PROCESAMIENTO:	4'605.320	KWH
ENERGIA A FACTURARSE:	145'313.898	KWH
POTENCIA CONTRATADA:	250.000	KW
DEMANDA MAXIMA:	226.658	KW
DEMANDA FACTURABLE :	226.658	KW

CARGOS:

1.- Por Servicio General

Por Potencia:

226.658 KW * 356.63 S/./KW : 98'833.042

Por Energia:

Primer Bloque

56'664.500 KWH * 2.674 S/./KWH: 151'520.873

Segundo Bloque

56'664.500 KWH * 3.092 S/./KWH: 175'206.634

Bloque Exceso

31'984.898 KWH * 2.379 S/./KWH: 76'092.072

PLANILLA SUMINISTRO ENERGIA S/. 483'652 621

Si se analiza el punto de vista de la Empresa con relación a la tarifa de los abonados industriales se concluye que se logra una mayor recaudación por el pago de consumo en caso de que el abonado industrial insista en trabajar en las horas de demanda máxima de acuerdo al tipo del precio de Kwh en horas pico, el cual como se mencionó anteriormente refleja los costos de servicio del sector eléctrico y que permite definir lo que le cuesta a la empresa eléctrica suministrar el servicio.

Si el abonado Industrial es sensible a la aplicación de este parámetro tarifario, consigue reducir el pago por consumo de energía, saliéndose de las horas pico o de demanda máxima, lo que trae como consecuencia mejorar el factor de carga diario del Sistema y con ello reducir los costos de generación de las unidades de gas o vapor en dichas horas. Cabe anotar que esta reducción del pago de los abonados industriales no traen pérdidas a la Empresa Eléctrica ya que en base al análisis económico desde el punto de vista del abonado y de la empresa se establece que el incremento de la tarifa por consumo debería ser de cinco veces el precio del Kwh, con lo que se cubrirían los costos operación. Pero con solo un incremento dentro del rango de tres a cinco veces el precio del Kwh en horas fuera de pico se alcanzaría a cubrir dichos costos sin afectar en mayor grado el aumento de los insumos en los productos de los abonados industriales. En el gráfico 4.2 se aprecia los costos de referencia para los diferentes niveles de tensión.

De esta manera a más de reducir EMELEC su compra de energía en bloque a INECEL se está



FIG. 4.2

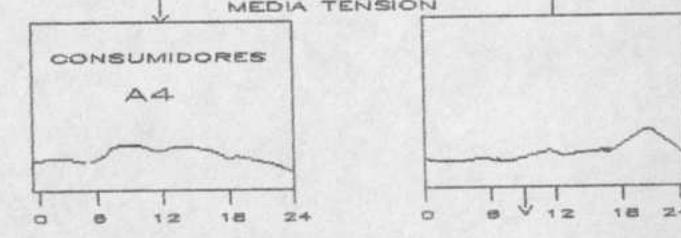
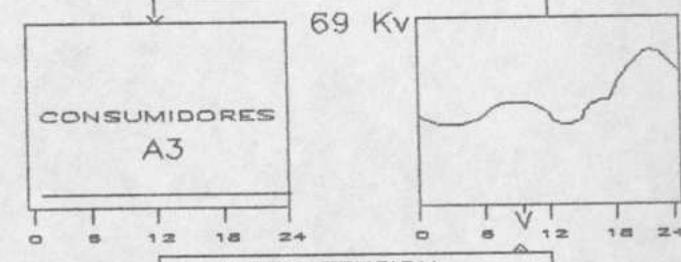
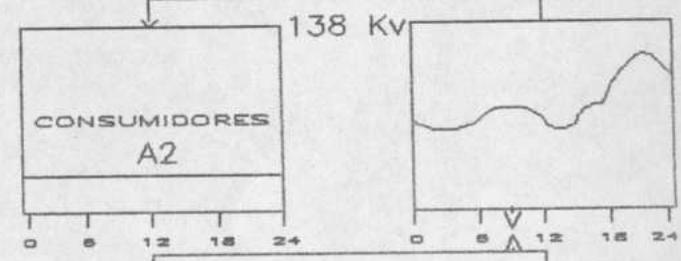
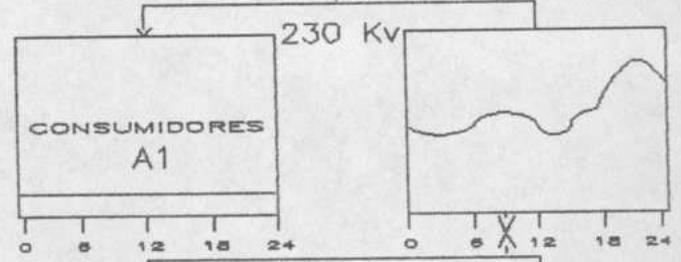
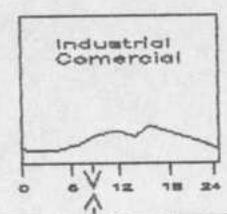
PRODUCCION	PUNTA		FUERA DE PUNTA		TOTAL
	US\$/MWh	NUMERO	US\$/MWh	NUMERO	
US\$/MWh	62.2	60.7	14.5	12.7	19.2
	61.6		13.7		

ALTA TENSION	PUNTA		FUERA DE PUNTA		TOTAL
	US\$/MWh	NUMERO	US\$/MWh	NUMERO	
US\$/MWh	81.1	79.6	16.7	14.9	21.7
	80.5		15.9		

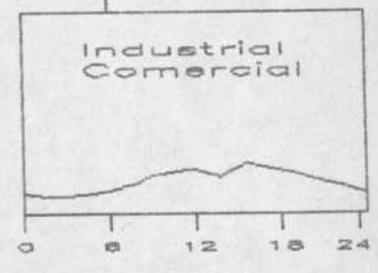
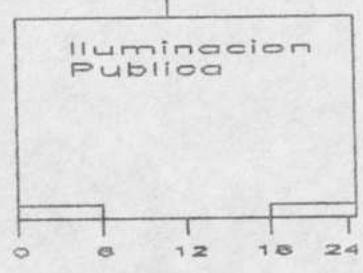
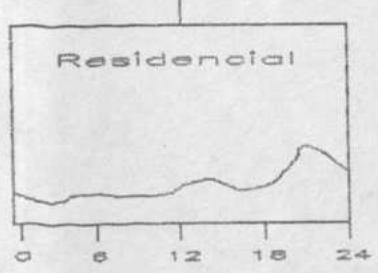
MEDIA TENSION	PUNTA		FUERA DE PUNTA		TOTAL
	US\$/MWh	NUMERO	US\$/MWh	NUMERO	
US\$/MWh	95.6	94.3	17.2	15.3	23.4
	95.1		16.4		

BAJA TENSION	PUNTA		FUERA DE PUNTA		TOTAL
	US\$/MWh	NUMERO	US\$/MWh	NUMERO	
US\$/MWh	124.7	123.7	17.9	16.0	26.7
	124.3		17.1		

TOTAL	PUNTA		FUERA DE PUNTA		TOTAL
	US\$/MWh	NUMERO	US\$/MWh	NUMERO	
US\$/MWh	172.3	170.0	23.5	21.6	38.3
	171.4		22.7		



Baja Tension



	PUNTA	FUERA DE PUNTA	TOTAL
US\$/MWh	300.4	18.1	66.1

	PUNTA	FUERA DE PUNTA	TOTAL
US\$/MWh	301.0	17.5	59.6

	PUNTA	FUERA DE PUNTA	TOTAL
US\$/MWh	169.2	23.3	37.1

COSTOS DE REFERENCIA PARA PRODUCCION, ALTA, MEDIA Y BAJA TENSION

dando opciones al abonado industrial a decidir si ha de mantener su demanda o si ha de modificarla.

4.2.3 Punto de vista del Sistema Eléctrico Nacional

Las Empresas Eléctricas al adquirir, en bloque, la energía generada por INECEL tienen la responsabilidad directa del suministro de la misma a los abonados residenciales, comerciales, e industriales dentro de su jurisdicción. Por ello las alternativas estudiadas para reducir cargas pico, pueden ser utilizadas para minimizar los altos costos de generación o compra de potencia del Sistema Nacional, lo que involucra una disminución de costos de operación (mejor utilización del agua); se logra además la disminución del consumo de combustible en las horas pico y por último se obtiene una mejor programación de obras de equipamiento.

TABLA No. 4.4

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

TARIFAS VIGENTES PARA SUMINISTRO A NIVEL 69 KV

1988

MES	CARGOS POR DEMANDA		CARGOS POR ENERGIA				CARGOS POR POTENCIA REACTIVA	
	CONTRATADA S./KW/MES	EXCESO S./KW/MES	250KWH/KW S./KWH	250KWH/KW S./KWH	EXCESO S./KWH	SUSTITUCION S./KWH	EMERGEN. S./KWH	S./KVAR
ENE.	342.78	485.62	2.57	2.97	2.29	2.24	3.56	74.26
FEB.	349.64	495.33	2.62	3.03	2.33	2.29	3.64	75.75
MAR.	356.63	505.24	2.67	3.09	2.38	2.33	3.71	77.27
ABR.	363.76	515.34	2.73	3.15	2.43	2.38	3.78	78.82
MAY.	371.04	525.65	2.78	3.22	2.48	2.43	3.86	80.40
JUN.	378.46	536.16	2.84	3.28	2.53	2.48	3.94	82.01
JUL.	386.03	546.88	2.90	3.35	2.58	2.53	4.01	83.65
AGO.	393.75	557.82	2.95	3.41	2.63	2.58	4.09	85.32
SEP.	401.63	568.98	3.01	3.48	2.68	2.63	4.18	87.03
OCT.	409.66	580.36	3.07	3.55	2.74	2.68	4.26	88.77
NOV.	417.85	591.97	3.13	3.62	2.79	2.74	4.35	90.55
DIC.	426.21	603.81	3.20	3.70	2.85	2.79	4.43	92.36



BIBLIOTECA

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El sistema tarifario actual no refleja la responsabilidad del usuario en la curva de carga, además no permite dar señales o indicaciones al usuario de manera que este pueda ser elemento activo en el proceso de prestación de servicio y mas bien se constituye en un ente pasivo que poco contribuye o no le interesa mejorar la utilización racional del servicio eléctrico.

De la información obtenida de los 1442 abonados industriales I2 e I4 se establece que la curva de carga diaria industrial tendrá la forma que le den el consumo de estos abonados.

Además si se considera que la capacidad instalada de generación para poder satisfacer la demanda de las horas pico mas un cierto margen de seguridad, es mucho mayor que en las horas no pico, existe pues una capacidad no utilizada durante un gran período y si además se considera que las tarifas al no tener una valoración por horas en las que se hace el consumo, se establece la necesidad de modular la curva de carga del sistema aplicando una tarifa que induzca al abonado industrial a

trabajar en horas fuera de demanda máxima y castigar al abonado industrial con una tarifa mas dura si insisten en trabajar en dichas horas. Lográndose con ello que el abonado tenga alternativas para decidir cuanto quiere pagar por consumo.

Conviene indicar que para lograr óptimos resultados en el mejoramiento del factor de carga del País, será necesario lograr que los consumidores residenciales y comerciales reduzcan su consumo en las horas críticas de cada día lo cual traería como consecuencia la disminución de la generación local tipo térmica en las horas pico y con ello un ahorro en los gastos por compra de combustible.

Del análisis realizado acerca de la incidencia de la curva de carga de las industrias en el factor de carga de la empresa eléctrica se concluye que se pueden lograr mejores resultados para un sistema eléctrico si se modula la curva de carga residencial y comercial.

Una mejor utilización de los recursos hidroeléctricos permitan atender a más usuarios sin realizar incrementos importantes de las instalaciones existentes, lo que se podría lograr estableciendo incentivos tarifarios tales como un menor costo de energía fuera de las horas de máxima demanda o picos (18h00-21h00).

BIBLIOGRAFIA

Gellings, Clark. " The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities ", Proceedings of the IEEE, Vol. 73, No.10, Oct. 1985, p.p. 1468-1470.

Delgado, Reynolds . " Demand-Side Management Alternatives" , Proceedings of the IEEE, Vol. 73, No.10, Oct. 1985, p.p. 1471- 1488.

Figueroa, Roberto. "Formulación de un modelo Financiero para Empresas Eléctricas del Ecuador" (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, ESPOL, 1985)

Trujillo, Paulson. "Gestión Empresarial y Política Tarifaria" (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, 1982).

Edison Electric Institute, "Economic Growth in the Future", Mc Graw-Hill Book Company, 1976, p.p. 270-271.

Fremaux , Victor y Lederer ,Pierre " La Planificación del Sector Electrico" Seminario Latinoamericano, Buenos Aires.

"Planificación de Sistemas Eléctricos". Seminario
Latinoamericano, Tomo VII, Buenos Aires, 1987.



A.F. 142230