

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

ESTUDIO TECNICO-ECONOMICO DEL  
AREA MILAGRO-NARANJAL PARA SU  
DESARROLLO AGRO-INDUSTRIAL

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE  
INGENIERO ELECTRICO CON LA ESPECIALIZACION  
EN SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA

JORGE ROBERTO VERGARA RIOFRIO

QUITO, AGOSTO DE 1990

Certifico que el presente trabajo  
de Tesis ha sido realizado en  
forma total por el Señor: JORGE  
ROBERTO VERGARA RIOFRIO.



Dng. Milton Toapanta O.  
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA :

A mis queridos padres, esposa e hijas.

#### A G R A D E C I M I E N T O :

Mi más sincero agradecimiento al Ing. Milton Toapanta O., por su valiosa ayuda y acertados consejos para el desarrollo de la tesis y, a cada una de las personas que de una u otra manera colaboraron desinteresadamente en la realización de este trabajo.

## I N D I C E   G E N E R A L

## PAGINA

## CAPITULO I : ASPECTOS GENERALES

I.1	La Electrificación en el País	1
	I.1.1 Antecedentes Históricos	1
	I.1.2 Plan Maestro de Electrificación	5
	I.1.3 Situación Actual del Sector Eléctrico	8
	I.1.4 Importancia del Sector Eléctrico	12
I.2	Importancia de la Electrificación Rural	15
	I.2.1 Antecedentes	15
	I.2.2 Programa Nacional de Electrificación Rural	17
	I.2.3 La Electrificación en el Agro	18
	I.2.4 Criterios de Selección de las Areas a Electrificarse	19
I.3	Decisiones y Políticas Implementadas en el Campo de la Electrificación Rural	20

CAPITULO II: DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL AREA  
MILAGRO - NARANJAL

II.1	Aspectos Geográficos y Físicos	22
II.2	Aspectos Demográficos	23
II.3	Aspectos Socio-Económicos	25
	II.3.1 Vivienda	25
	II.3.2 Educación	26
	II.3.3 Vialidad	27
	II.3.4 Salud y Salubridad	28
	II.3.5 Población Activa - Inactiva	29
	II.3.6 Principales Sectores de Desarrollo Económico	30

II.3.7 Pequeña Industria y Artesanía	36
CAPITULO III : LA EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO C.A.	
III.1 Características Generales	37
III.1.1 Constitución de la Empresa Eléctrica Milagro	37
III.1.2 Estructura	38
III.1.3 Area de Concesión	38
III.1.4 Análisis Económico Financiero	39
III.2 Análisis Actual del Sistema	48
III.2.1 Equipos e Instalaciones Existentes	49
III.2.2 Estudios de Flujos de Carga	49
III.2.3 Calidad de Servicio	56
III.3 Estudio de Mercado	65
III.4 Características Técnicas de las Alternativas para Ampliación del Sistema	68
III.4.1 Asignación de Cargas Proyectadas	68
III.4.2 Reconfiguración de Primarios	68
III.4.3 Sistemas de Subtransmisión	69
III.5 Costo de las Mejoras y Ampliaciones del Sistema	80
III.5.1 Inversiones	80
CAPITULO IV: ANALISIS TARIFARIO	
IV.1 Análisis de la Estructura Tarifaria Vigente	86
IV.1.1 Tipos de Servicio	87
IV.1.2 Estructura Tarifaria	90
IV.1.3 Reajustes Tarifarios	94
IV.1.4 Especificación de la Composición del Pliego Tarifario de la Empresa Eléc- trica Milagro	94

## PAGINA

IV.1.5	Comparación Tarifaria y Evolución del Precio Medio de la Empresa Eléctrica Milagro	105
IV.2	Estudio de Costo del Servicio	105
IV.2.1	Criterios para Ubicación de Costos	109
IV.2.2	Metodología del Estudio	112
IV.2.3	Resultados Generales	115
IV.3	Diseño del Nuevo Pliego Tarifario	154
IV.3.1	Condiciones Generales	155
IV.3.2	Alternativas Socio-Políticas	157
IV.3.3	Variantes Técnico-Económicas	158
IV.3.4	Pliego Tarifario Propuesto	162
IV.4	Análisis Financiero	179
IV.4.1	Estado de Resultados	180
IV.4.2	Fuentes y Usos de Fondos	181

## CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

V.1	Conclusiones	185
V.2	Recomendaciones	187

## ANEXO :

Diagrama Unifilar de Empresa Eléctrica Milagro ANEXO Nº 1

## BIBLIOGRAFIA

## C A P I T U L O I

ASPECTOS GENERALES:

## I.1 LA ELECTRIFICACION EN EL PAIS

## I.1.1 ANTECEDENTES HISTORICOS.-

La iniciación del desarrollo eléctrico del Ecuador, puede situarse a fines del siglo anterior, cuando el 13 de abril de 1890, se puso en servicio en la ciudad de Loja dos turbinas hidráulicas de 12 KW cada una, instaladas en el Río Malacatos y se procedió a la conformación de la Empresa Eléctrica Luz y Fuerza.

Posteriormente en el transcurso de las décadas de 1920 y 1930, se suscribieron contratos con compañías extranjeras especialmente norteamericanas como: La American Foreign Power Co., para abastecer de energía a las ciudades de Quito, Guayaquil y Riobamba, considerados los centros urbanos de mayor actividad económica, con lo cual marginaron al resto del país, que con escasez de fuerza motriz y alumbrado de carácter público, constituían verdaderas islas sin incorporación productiva a la Patria.

En la década de los años 40, con expedición de la Ley de Régimen Municipal, los Municipios se convierten en los responsables directos del suministro del servicio eléctrico en las áreas geográficas de su jurisdicción, quedando la electrificación a cargo de instituciones de carácter netamente político, este hecho acarreo limitaciones a la prestación de este servicio debido a:

1. Falta de autonomía administrativa y económica del organismo administrador, que era un simple Departamen-



to del Municipio, carente de personal técnico y especializado, sin visión de una planificación oportuna y de una organización eficiente.

2. Restringida disponibilidad de recursos financieros destinados a efectuar el mantenimiento, las renovaciones y expansión del sistema eléctrico local; este comportamiento se debía a la tradicional debilidad de los Municipios, que financiaban sus inversiones a base de impuestos, tasas y contribuciones del Gobierno Central, que casi nunca llegaban completas o con la debida oportunidad.
3. Limitación del área servida, que se concretaba exclusivamente a la jurisdicción legal de los Municipios, imposibilitando de esta forma la integración de los mercados.
4. Orientación de carácter eminentemente social que se dio a los suministros de energía eléctrica, descuidando fomentar el desarrollo industrial, siendo esto último, un factor determinante, que obligó a que los industriales instalen sus propios equipos, con las consiguientes desventajas que esta medida significaba saber:
  - mayor volumen de inversión;
  - mal aprovechamiento del recurso energético nacional;
  - costos de producción más elevados.

Este carácter aislado e inconexo de la organización municipal, no hizo posible que en materia de electrificación se cumpliera con la Ley de Régimen Municipal, ya que la actividad eléctrica se llevó a cabo sin basarse en estudios de amplitud, ni profundidad; igualmente no hubo planificación técnica, ni económica. La electrificación realizada por municipios carecía de una guía política glo-

bal que oriente su gestión y de un cuerpo legal que defina y norme sus actividades.

Esta situación se extiende por el lapso de 20 años, al cabo de los cuales, el estado ecuatoriano, se plantea la necesidad imperiosa de una reorientación global y estructural de fondo para solucionar la grave crisis por la que atravesaba el sector eléctrico del país, sumido en una total dispersión con un deficiente servicio y con altos costos de operación, por lo cual el Gobierno, determinó crear un organismo nacional que se encargue del desarrollo futuro del sector eléctrico, sobre todo con criterios de conveniencia nacional.

El primer censo nacional de electrificación, realizado en el año de 1963, da una clara visión de la precaria situación por la que atravesaba la electrificación nacional.

Hasta diciembre de 1962, se encontraban funcionando en el país mil ciento doce ( 1112 ) plantas eléctricas con una capacidad instalada de 160173 KW, lo que en otras palabras significa un promedio de 144 KW por planta instalada. Esta situación se torna mucho más pobre, si de estas 1112 plantas se excluyen aquellas que brindaban el servicio de Quito y Guayaquil, que para esa época por sí solas representaban una capacidad instalada de 70000 KW, disminuyéndose la capacidad media de las restantes plantas que se hallaban operando en el país, al orden de 72 KW cada una.

Los índices de electrificación que presentaba el Ecuador, dentro del contexto de la América Latina, eran de los más bajos, pues, apenas se contaba con 27 Vatios/Habitante, en lo relativo a disponibilidad de potencia, y, con 95 KWH/Habitante/Año, en lo que respecta a energía. Estos índices representaban en su orden apenas el 6% y el 3% de los promedios que por aquel tiempo se observaban en el resto de países de América Latina, los cuales eran:

- 611            Wattios/Habitante
- 2714           KWH/Habitante/Año

Ocupando nuestro país el décimo sexto lugar entre veinte y uno países del continente americano, en cuanto tiene relación a electrificación.

Es así como, el 23 de mayo de 1961, mediante Decreto Ley de Emergencia Nº 24, publicado el 31 del mismo mes y año en el Registro Oficial Nº 227 se establece la Ley Básica de Electrificación, la cual crea el Instituto Ecuatoriano de Electrificación ( INECEL ) como el organismo estatal encargado de llevar adelante el proceso de electrificación en el Ecuador.

La Ley Básica de Electrificación dota al Instituto de personería jurídica, de autonomía y administrativa.

La Ley establecía, como premisa fundamental, que la electrificación es una obra de carácter nacional y que el Gobierno asume la responsabilidad de la planificación, ejecución y control de tal actividad y que, en adelante, estas funciones serían ejercidas a través de la naciente Institución. INECEL habría de reemplazar paulatinamente a más de cien entidades municipales y locales, hasta esa fecha encargadas del suministro de servicio eléctrico en todas sus fases.

Como se puede apreciar, esta Ley Básica, quería encarar el problema de la electrificación nacional, responsabilizando la planificación y realización de obras eléctricas a una institución eminentemente técnica, dejando a un lado a los municipios, cuya carencia de recursos económicos, la limitación de la capacidad técnica y la endémica y negativa influencia política que afectaba a estas entidades, hicieron que proliferaban minúsculos sistemas eléctricos locales, totalmente antieconómicos, casi siempre inadecuados y frecuentemente incapaces de afrontar los re-

querimientos de consumo doméstico, alumbrado público o la creciente demanda de electricidad de la industria.

En la década de 1970, es donde se logran los cambios profundos y definitivos en la industria eléctrica, así mediante Decretos Supremos N.ºs. 1042 y 135 de fechas 10 de septiembre de 1973 y 12 de febrero de 1974, se dota al Instituto Ecuatoriano de Electrificación -INECEL- de una nueva configuración, a la vez que se lo provee de recursos suficientes para que la electricidad se convierta en un insumo indispensable para lograr el desarrollo integral del país, y es a partir de esta década que se inicia una época de realización de los grandes proyectos hidroeléctricos que constituyen la solución definitiva al déficit de energía eléctrica que soportaba el país, mediante la construcción de un Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica, y con lo cual se ha creado una infraestructura básica que permita promover y desarrollar la artesanía y la industria; y así llegar con ella a los más amplios y alejados sectores de la población.

#### I.1.2 PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACION.-

Desde la creación de INECEL se definió dentro del marco legal respectivo la responsabilidad de este Instituto el establecer el Plan Maestro de Electrificación, el cual debe ser permanentemente actualizado con la finalidad que las gestiones del sector eléctrico se encuadren dentro de las realidades del país. Con tal antecedente, el Instituto ha emitido tres planes de electrificación ( 1966-1972; 1973-1979 y 1980-1984), y continuas actualizaciones, que han cubierto períodos entre 5 y 7 años, y han sido ejecutados en la medida que las disponibilidades sobre todo de origen financiero lo han permitido.

El Plan Maestro de Electrificación, contempla los proyectos del sector eléctrico, incluidos dentro de los proyectos fundamentales del Plan Nacional de Desarrollo,

ya que se lo ha efectuado en concordancia con el mismo y en respuesta a la disposición que en todos los ministerios, entidades nacionales y regionales, etc., se formulen los programas específicos para la ejecución del Plan.<sup>1/</sup>.

Los planes de electrificación han tenido la finalidad de definir las líneas maestras dentro de las cuales deben desenvolverse las actividades del sector eléctrico, sin constituir naturalmente un instrumento inflexible que obviamente no permitiría su aplicación y acatamiento en los aspectos fundamentales contenidos en aquel.

En general todos los planes de electrificación han definidos:

- a) Los objetivos, políticos y estrategias globales a ser alcanzados;
- b) Las necesidades previstas de energía;
- c) Los recursos naturales estudiados y disponibles para su ejecución;
- d) Los programas de obras necesarios para cubrir la demanda energética;
- e) La factibilidad económica y financiera de ejecución del plan;
- f) Las políticas tarifarias;
- g) Las estructuras organizacionales requeridas; y,
- h) Las implementaciones o modificaciones legales necesarias para viabilizarlo.

Los tópicos indicados han sido en unos planes enfocados con más profundidad que en otros, sin embargo se considera que el último Plan Maestro de Electrificación publicado en 1980, por la misma experiencia alcanzada por INECEL, analiza en mejor forma los aspectos enunciados anteriormente.

---

<sup>1/</sup> Pág. 65 Plan Nacional de Desarrollo. Primera Parte (1979-1984).

El Plan Maestro de Electrificación conceptualmente busca ser una desagregación o ampliación del Plan Nacional de Desarrollo, de manera que pueda constituirse en un medio que objetivice en detalle los postulados del Plan Nacional, cuantificando sus políticas, metas y estrategias.

Es así como se puede apreciar que el Plan Maestro de Electrificación plantea que el sector eléctrico tiene un solo y gran objetivo que dice: " Suministrar, en las mejores condiciones económicas, energía eléctrica en la cantidad y calidad requeridas para el desarrollo socio-económico integral del país y para el bienestar personal de todos sus habitantes". 1/ .

Igualmente el plan establece políticas enunciadas de la siguiente manera:

- a) El suministro de energía eléctrica es potestad y atribución privativa del Estado, conforme lo establece la Constitución de la República.
- b) Las necesidades de energía eléctrica del país, se satisfarán mediante el aprovechamiento racional de los recursos naturales, dando preferencia a la explotación de los recursos hidroeléctricos.
- c) Propender a la entrega de energía eléctrica en igualdad de condiciones para todos los ecuatorianos, en forma confiable y en las cantidades requeridas para su desarrollo socio-económico.

Se debe puntualizar que el Plan Maestro de Electrificación plantea dos premisas estructurales básicas para el sector eléctrico:

---

1/ Plan Maestro de Electrificación, Tomo I: Compendio Período 1980 1984. Capítulo 1.

- a) La conformación de su Sistema Nacional de Generación formado por las grandes centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, las que se encuentran interconectadas mediante un Sistema Nacional de Transmisión, el mismo que transporta esta energía a través de un anillo de alto voltaje, hasta las denominadas "Subestaciones Principales", desde las cuales se distribuye la energía hasta los diferentes centros de consumo regional y local.
- b) La conformación de las empresas eléctricas regionales que agrupando a las empresas eléctricas locales existentes, permitan prestar el servicio a través de nueve empresas regionales para conformar un Sistema Nacional Único.

### I.1.3 SITUACION ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO.-

De acuerdo con los lineamientos básicos estructurados en el Plan Maestro de Electrificación, la generación y transmisión de la energía eléctrica a nivel nacional, corre a cargo de INECEL, a través de la conformación del Sistema Nacional Interconectado de Generación y Transmisión, constituido principalmente por la generación eléctrica, basado en la utilización de los recursos hidráulicos y por un sistema de transmisión tipo anillo de 230 KV, y la distribución de energía eléctrica debe realizarse en forma descentralizada a través de las empresas conformadas con sociedades anónimas, cuya gestión debe conducirse con el fin de conseguir el autofinanciamiento de su operación y la expansión del Sistema de Distribución de conformidad con las necesidades de potencia y energía que requieren las diferentes áreas de servicio.

El Sistema Nacional Interconectado, cuenta con una potencia efectiva de 951 MW, de los cuales el 60% corresponde a instalaciones hidroeléctricas, el 7,4% a instalaciones de gas, el 3,3% a centrales a diesel, y el 29,3% a

centrales a vapor. Las instalaciones de generación del Sistema Nacional representan el 57% de la capacidad instalada total del país (sin autoprodutores), como puede visualizarse en el Cuadro Nº 1 que a continuación se detalla:

CUADRO Nº 1

INSTALACIONES DEL  
SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

CENTRALES	TIPO	POTENCIA INSTALADA MW	
		NOMINAL	EFFECTIVA
PAUTE FASES A Y B	HIDRO	500,00	500,00
PIRAYAMBO	HIDRO	76,00	70,00
SALITRAL	GAS	30,94	20,00
SANTA ROSA	GAS	76,80	51,30
GUANGOPOLO	DIESEL	31,20	31,20
ESTERO SALADO	VAPOR	146,00	146,00
CENTRAL ESMERALDAS	VAPOR	132,50	132,50

El Sistema de Transmisión en servicio está integrado por 1293,4 KM de líneas de transmisión y 20 subestaciones con una capacidad total de 5023 MVA, de las cuales la capacidad disponible es de 4245,33 MVA, 777,66 corresponde a la reserva. Un resumen sobre líneas y subestaciones se pueden ver en los Cuadros Nº 2 y Nº 3 respectivamente.



CUADRO Nº 2  
LINEAS DE TRANSMISION

NOMBRE	TENSION	Nº DE CIRC.	LONG. KM
PUCARA - AMBATO	138,00	1	30,00
PUCARA - VICENTINA	138,00	1	123,00
VICENTINA - IBARRA	138,00	2†	80,00
GUANGOPOLO - VICENTINA	138,00	1	7,00
VICENTINA - SANTA ROSA	138,00	1	17,00
SANTA ROSA - STO. DOMINGO	230,00	2	139,00
STO. DOMINGO - ESMERALDAS	138,00	2	50,00
STO. DOMINGO - QUEVEDO	230,00	2	145,00
QUEVEDO - PORTOVIEJO	138,00	2†	107,00
QUEVEDO - PASCUALES	230,00	2	145,00
PASCUALES - SALITRAL	138,00	2	17,00
PAUTE - CUENCA	138,00	2	70,00
PASCUALES - MILAGRO	230,00	2	44,00
MILAGRO - PAUTE	230,00	2	139,60
TOTORAS - SANTA ROSA	230,00	1	105,00

† Instalado un solo circuito

## CUADRO Nº 3

## SUBESTACIONES

NOMBRE	CAPACIDAD MVA	RELACION DE TRANSFERENCIA (KV)
PUCARA	80	13,8/138
AMBATO	43	138/69/13,8
VICENTINA	86	138/46/13,8
GUANGOPOLO	40	6,6/138
IBARRA	50	138/34,5/13,8
C. ZEVALLOS VAPOR	172	13,8/69
G. ZEVALLOS GAS	34	13,8/69
SALITRAL	150	138/69/13,8
† RESERVA	50	138/69/13,8
SANTA ROSA	75	138/46/13,8
	375	230/138
† RESERVA	125	230/138
SANTA ROSA GAS	84	13,8/69/13,8
GUEVEDO	33,3	138/69/13,8
	166,5	230/138
† RESERVA	55,5	230/138
ESMERALDAS	75	138/69/13,8
CENTRAL ESMERALDAS	160	13,8/138
PORTOVIEJO	75	138/69/13,8
STO. DOMINGO	100	138/69
	166,5	230/138
PASCUALES	375	230/138
	150	138/69/13,8
MILAGRO	165,5	230/69/13,8
MOLINO	638,5	13,8/138
	750	138/230
CUENCA	100	138/69
TOTORAS	100	138/69/13,8

Fuente Información : Cuadros Nros. 1, 2 y 3 - Dirección de Planificación

Para atender la distribución de energía eléctrica en todo el país, el Plan Maestro de Electrificación, contempla la conformación de nueve sistemas regionales; a la presente fecha están operando 18 empresas eléctricas organizadas como sociedades anónimas con fondos públicos, y una empresa con capitales privados internacionales ( EMELEC ). Estas entidades cubren el servicio fundamentalmente en las provincias de la sierra y la costa, mientras que en las poblaciones de oriente y galápagos el servicio eléctrico está a cargo de unidades operacionales en las que participan los municipios correspondientes e INECEL.

Las empresas eléctricas cuentan estimativamente con las siguientes instalaciones en 1988:

GENERACION		POTENCIA	
Hidráulica		166,3	MW
Térmica		517,7	MW
TOTAL:.....		686,0	MW
TRANSFORMACION		1632	MVA
SUBTRANSMISION			
69	KV	1515	KM
46	KV	173	KM
34,5	KV	423	KM
22	KV	663	KM
TOTAL:...		2774	KM
DISTRIBUCION		1'160542 ABONADOS	

#### 1.1.4 IMPORTANCIA DEL SECTOR ELECTRICO.-

Ha sido norma común extendida por casi todo el mundo, el buscar definir el nivel de desarrollo alcanzado por un país en base a una serie de indicadores sean estos de naturaleza económica (como el producto interno bruto-PIB, la renta

percápita, el nivel del comercio exterior, la industrialización, etc.), cultural ( índices de alfabetismo, instituciones educativas), y otras afines, que por igual han recibido aceptación por parte de unos u observaciones por parte de otros, en consideración de que en varios momentos, o para determinadas circunstancias, algunos de aquellos, podrían omitir ciertos aspectos considerados relevantes, lo cual quitaba objetividad al mismo, y le restaba la practicidad como instrumento de medición efectiva.

Sin pretender decir que estos indicadores han comenzado a perder vigencia, es necesario mencionar el hecho que se ha empezado a popularizar desde hace algunos años atrás y en varios países, el uso del factor energético como instrumento de evaluación del nivel de desarrollo alcanzado por un país. Dentro de este factor, resalta nitidamente la energía eléctrica, por la serie de implicaciones positivas y negativas que acarrea su disponibilidad o carencia respectivamente, en los distintos conglomerados económicos y sociales que conforman una nación.

Es así como entonces se ha podido observar como varios países utilizan la potencia eléctrica instalada y disponible, o el consumo de energía obtenido en un determinado período de tiempo, sea en valores absolutos o percápita; como indicadores del nivel de desarrollo logrado.

Lo anterior se justifica plenamente por las apretadas correlaciones que se han podido lograr al analizar estos aspectos con otros parámetros de naturaleza macro o micro económicas; lo que ha inducido a concluir, que en consideración de la relativa mayor facilidad con que el sector eléctrico puede producir este tipo de información, permitirá disponer de un instrumento expeditivo y en primera instancia para evaluar el grado de desarrollo alcanzado en una determinada época, sin perjuicio de futuras y más completas evaluaciones con otro tipo de factores.

En el Ecuador estos indicadores como son: Watios per cápita o Kilowatios-hora anuales per cápita, etc., han sido utilizados para el fin antes mencionado, pero y sobre todo, para definir una serie de correlaciones que han permitido al sector eléctrico enmarcar sus objetivos, políticas y estrategias, en el contexto del desarrollo global previsto para el país, de manera que los logros y requerimientos del sector, guarden la más estrecha relación con las necesidades y posibilidades de la nación.

Lo últimamente señalado obedece al hecho que el sector eléctrico está ubicado dentro del sector denominado de infraestructura básica, por lo que se le ha dado la característica de industria matriz de la mayoría de los procesos productivos, así como de los mecanismos y procedimientos para lograr mayores niveles de confort y bienestar a la colectividad.

Para la mayoría de los usuarios del servicio eléctrico, es muy poco conocido todo el proceso que ha debido y debe seguirse para lograr que este transcendental servicio llegue a cada uno de los hogares, fábricas o comercios, donde apenas con una pequeña pulsación de un aparato eléctrico, puede lograrse una variedad de servicios como: luz, calor, sonido, movimiento, etc. Sin embargo dichos servicios han requerido del concurso simultáneo de una serie de factores como son: personal especializado, instituciones organizadas, procesos de planificación extensos y permanentes, procedimientos administrativos, recursos naturales y financieros, equipamientos nacionales y extranjeros, etc., en una conjunción de ideales y objetivos, tendientes a brindar este servicio en las mejores condiciones técnicas y económicas.

Todas las etapas que deben ser superadas y el producto final conseguido, así como su forma de entrega y comercialización configuran la caracterización del sector eléctrico como el de una verdadera y real industria, encargada

del suministro de uno de los más preciados, limpios e indispensables bienes: la energía eléctrica.

Y por qué tiene las características de una industria? Pues simplemente, porque es una actividad que requiere de todo un proceso productivo (materias primas y valor agregado) porque se obtiene una mercancía, que naturalmente tienen su costo, es medible, y demandable; por otro lado también por el hecho que la actividad eléctrica precisa de la aplicación de técnicas administrativas concretas y en general de una organización que poco a poco va conformándose con estructuras empresariales bien definidas .

Otra de las características del sector eléctrico es que por su mercancía se la utiliza en unos casos como producto final, mientras en otros como insumo para procesos productivos.

Lo anterior señalado configura el hecho que la energía eléctrica tiene dos tipos básicos de utilización:

- a) como mecanismo para lograr mayor confort o comodidad; Y;
- b) como instrumento básico e indispensable para sustentar o incrementar los procesos de producción industrial y comercial de un país.

Tales tipos de utilización de la energía eléctrica, así como la naturaleza industrial del sector, configuran una de las conceptualizaciones generales dadas al sector eléctrico: un servicio público con finalidad social y productiva que debe ser manejado con eficiente procedimientos técnicos, económicos y administrativos.

## I.2 IMPORTANCIA DE LA ELECTRIFICACION RURAL

### I.2.1 ANTECEDENTES.-

El desarrollo económico del país, se ha visto impulsado a través de la explotación y comercialización del petróleo, esta situación, de hecho presionó sobre la necesidad de la implementación de obras básicas de infraestructura capaces de promover y crear condiciones de desarrollo que permitan implementar transformaciones fundamentales en los campos: económico, social y político; los efectos que estos cambios produzcan en el desarrollo de otros sectores, así como en la consecución de los objetivos para el crecimiento de la economía nacional, empleo, redistribución y la contención de la inflación, no será posible alcanzarlos sino existe un suficiente aumento de la producción agropecuaria, consecuencia de una modernización e implementación de una infraestructura adecuada a todo el sector rural.

Esta es la razón por la cual se han estructurado 17 programas de desarrollo rural integral, cuyo objetivo básico es conformar un sistema social, de tal forma que el hombre ecuatoriano encuentre en el campo, un ambiente alternativo y en algunos aspectos preferible al medio urbano, que le impida una intensa movilización geográfica y, que no solo haga segura y satisfactoria la vida de sus habitantes, sino que permita a las nuevas generaciones criarse y educarse en él, desarrollando plenamente sus posibilidades físicas y mentales que hoy están limitadas solo por su capacidad individual.

El medio rural debe estar libre de sus actuales restricciones e insuficiencias en las que la hegemonía y el centralismo urbano, serán sustituidas por una relación armónica complementaria y equitativa entre el campo y la ciudad.

Uno de estos programas de desarrollo rural integral lo constituye el programa de electrificación rural que nace entonces, como una respuesta a las necesidades de la población y de la producción de los sectores rurales del Ecuador.

#### I.2.2 PROGRAMA NACIONAL DE ELECTRIFICACION RURAL.-

El Instituto Ecuatoriano de Electrificación, conciente de la necesidad de elaborar programas que permitan un desarrollo armónico de los diversos sectores del país, conforme lo establece el Plan Nacional de Desarrollo, y considerando que el sector agropecuario constituye una de sus mayores fuentes de producción y riqueza, ha procedido a elaborar el Programa Nacional de Electrificación Rural, el cual permitirá ir incorporando a la población rural ecuatoriana dentro de los beneficios sociales y económicos derivados del sector eléctrico.

Dicho programa persigue los siguientes objetivos principales:

- Elevar el nivel de vida de la población rural y contribuir a la orientación adecuada de las corrientes migratorias en el país.
- Propiciar el aumento de la productividad del sector agropecuario y estimular el establecimiento de la agroindustria.
- Sustituir el consumo de ciertos recursos energéticos que actualmente se utilizan en el agro, por energía eléctrica.

La primera definición del programa fue realizada con la colaboración de las Escuelas Politécnicas de Quito y Guayaquil y las empresas eléctricas, durante los años 1976 y 1977. Posteriormente se conformó la Unidad Ejecutora de



Programa de Electrificación Rural (UNEPER ), y al desaparecer ésta última, ha organizado INECEL la Unidad de Electrificación Rural, que realiza el estudio, definición y ejecución de los proyectos de electrificación rural, considerando la localización geográfica y el desarrollo eléctrico incipiente alcanzado por la población de este sector del país.

### I.2.3 LA ELECTRIFICACION EN EL AGRO.-

En el Ecuador, el habitante rural ha estado y está marginado de muchos de los beneficios que la modernización ha impuesto. La ciudad es para él, un polo de atracción y lo es más, cuando su condición socio-económica se hace más grave dentro de su medio.

De ahí, que todos los programas que se formulen en su beneficio, lleven implícitamente una serie de acciones que retribuyan la comodidad del centro poblado a la mayoría periférica.

La atención energética es una de las acciones básicas del mejoramiento social y la que presta una mayor asistencia al desarrollo de la unidad de producción familiar agrícola, aunque medido en términos globales de consistencia, es simplemente uno de los factores que concurren a fomentar ese bienestar.

Para satisfacer los objetivos previstos para electrificación rural se han establecido dos subprogramas: Subprograma Costa-Sierra, con los proyectos INECEL-BID, PROEXPO-INECEL, Distribución Decreto 124, Recursos Propios y Convenios, Generación Hidráulica, Generación Térmica y Operación y Mantenimiento de los sistemas eléctricos para las poblaciones aisladas de la costa y sierra del país. Subprograma Oriente-Galápagos con los proyectos de mini centrales hidráulicas generación térmica, distribución y

operación y mantenimiento de los sistemas eléctricos de las poblaciones de oriente y galápagos.

#### I.2.4 CRITERIOS DE SELECCION DE LAS AREAS A ELECTRIFICARSE.-

##### - IDENTIFICACION DE LAS AREAS

La identificación de áreas a electrificarse, responde a una metodología que utiliza el análisis de las variables consideradas más importantes, dentro del contexto rural ecuatoriano. Estas variables tratadas y analizadas individualmente y sobrepuestas posteriormente, señalan con bastante precisión, los sectores que podrían ser sujetos de electrificación .

Las variables consideradas son las siguientes:

- a. Concentración de la población
- b. Existencia de vías de comunicación, especialmente carreteras.
- c. Concentración de zonas productivas, por cultivos principales.
- d. Existencia de servicios de infraestructura básica como agua potable, alcantarillado y equipamiento de salud.
- e. Red eléctrica existente, en construcción y proyectada.

Con estos criterios, se procedió a elegir los sectores que pueden ser sujetos a electrificación.

##### - EVALUACION ECONOMICA DE LAS AREAS IDENTIFICADAS

La evaluación económica de las áreas se realiza en base al criterio de la tasa interna de retorno económica. Se entiende por TIR económico de subproyecto, la tasa que iguala la corriente de beneficios financieros y sociales, con

el monto de las inversiones y gastos a realizar en un sub-proyecto actualizado.

Para la evaluación económica, se intrducen precios sombra a la: inversión y los costos, los beneficios indirectos obtenidos por los usuarios, el Gobierno, el sector comercial privado, los agroindustriales y los beneficios atribuibles a la atención de poblaciones de bajos ingresos y el servicio de: escuelas, centros de salud y alumbrado público.

### I.3 DECISIONES Y POLITICAS IMPLEMENTADAS EN EL CAMPO DE LA ELECTRIFICACION RURAL

La electrificación rural es preocupación principal del Estado que, es el único económicamente capacitado para llevarla a cabo; pero implica el trabajo mancomunado de todas las instituciones nacionales y seccionales, y de los sectores beneficiados implicados.

La electrificación rural no es correr una línea sobre la choza del campesino, y esperar que ese simple hecho transforme su existencia; la electrificación rural implica acciones conjuntas, con una misma filosofía, y una misma dinámica; para transformar el campo y al campesino en entes productivos responsables.

La electrificación, y particularmente la electrificación rural, implica recursos porque las inversiones son millonarias, porque las necesidades son igualmente inmensas. La electrificación no es un sector privilegiado, es la infraestructura básica sobre la cual se desarrollarán los demás sectores productivos del país.

Si las precarias condiciones que afrontan quienes se han dedicado a las actividades agropecuarias son mejoradas al ser dotadas de un elemento básico para su bienestar como la energía eléctrica que le sirve no solo para la ilumina-

ción de su vivienda, sino también le permite el uso de la radio, televisión, plancha, etc., e incluso el uso de máquinas que le permiten desarrollar pequeñas industrias o artesanías domésticas y le permite tomar conciencia de su derecho a una mejor vida, la demanda de energía para el desarrollo económico y social se hace más apremiante y es obligación del Estado atender y hacer esfuerzos para satisfacerlos.

Todo esto permite colegir que la electrificación rural, en su concepción general para todo el país, procura el mejoramiento y el cambio socio-económico de la comunidad rural dotándole de una herramienta que no solo le dé comodidad, sino que mejore el nivel de vida, permitiendo al habitante el acceso a las técnicas, a fin de que cambie sus metodologías primitivas, con sistemas que incrementen su producción y productividad, gracias a un programa de promoción y desarrollo eléctrico que permitan a un gran sector dar una preparación adecuada en la mejor utilización y aprovechamiento de la energía.

## C A P I T U L O    I I

DESCRIPCION Y CARACTERISTICAS DEL AREA MILAGRO - NARANJAL:

## II.1 ASPECTOS GEOGRAFICOS Y FISICOS:

El área Milagro - Naranjal, se encuentra ubicada en su mayor parte en una planicie, dentro de la llamada "Llanura Central" de la Provincia del Guayas; y por tanto su orografía no presenta características importantes. Abarcando los Cantones Milagro, Naranjal, Naranjito, Yaguachi, El Triunfo de la Provincia del Guayas, así como también el Cantón La Troncal perteneciente a la Provincia del Cañar, siendo su superficie total aproximada de 4600 KM<sup>2</sup>.

Respecto a su hidrología, por la ciudad de Milagro corre el río Milagro dividiéndola en dos partes, otros ejes fluviabiles del sector son el río Yaguachi, el río Bulubulú, río Chimbo, río Amarillo, río Taura y otros de menor importancia.

Caracterizada la zona por sus planicies bajas de abundante riego y humedad, durante el invierno cae en esta zona una fuerte precipitación de lluvias, que alcanza hasta los tres metros cúbicos de agua, época invernal comprendida entre los meses de enero a abril; la precipitación anual promedio es de 1600 mm., y el área está sometida al efecto de las inundaciones debido a la baja capacidad portante de los ríos, a la topografía plana y al escaso drenaje de los suelos.

La humedad del terreno ha dado lugar a que la utilización de la tierra esté encaminada fundamentalmente a las

actividades agrícolas, siendo sus principales cultivos: la caña de azúcar, el arroz y la producción de cítricos; además grandes extensiones de tierra, han sido dedicadas al cultivo de pastizales para la crianza de ganado vacuno, caballar y porcino.

La fauna silvestre es nociva y peligrosa, y en las zonas pantanosas abundan lagartos y ofidios de gran tamaño, variedad y efectiva acción venenosa. Entre las víboras se destacan las variedades siguientes: equis, coral, voladora, cacaotera, cascabel, mataballo y papagayo.

El campesino ha sido víctima de la ferocidad de estos últimos que hasta años atrás ocasionaban la pérdida de muchas vidas, lo cual hoy se viene evitando merced a la acción salvadora de los sueros antiofídicos.

Muchas variedades de aves son características de esta zona tales como: patos, gaviotas, mirlos, garzas, águilas y gallaretas, esta última nace y se desarrolla en las enormes praderas dedicadas a las siembras de arroz.

La altitud sobre el nivel del mar es de 13 M., posee un clima cálido tropical, su temperatura media es de 26 grados centígrados, con amplitud de más o menos 3 grados.

El área en mención carece de recursos naturales no renovables como los minerales y recursos hidrocarburíferos que justifiquen económicamente su explotación.

## II.2 ASPECTOS DEMOGRAFICOS

El área Milagro-Naranjal, alcanza una población de 260898 habitantes según el censo de la población del año 1982, de los cuales el 51.85% se encuentran localizados en el área urbana y el 48.15% en el área rural, representando apenas el 3.20% de la población total del Ecuador en ese año.

Según los datos censales del año de 1974, la población del área de estudio era de 124786 habitantes, de los cuales el 47.25% está ubicada en el sector urbano y el 52.75% en el área rural.

Mirando el desarrollo presentado entre el período de 1974 a 1982, se puede manifestar que:

- La población ha tenido en 1982 un índice de crecimiento de 2.46% respecto al año 1974, el área urbana ha crecido al 3.66% y en el área rural al 1.30%, este mayor crecimiento en el área urbana demuestra que la población trata de ubicarse en los centros urbanos, buscando mayores posibilidades de empleo o mayores fuentes de trabajo que le permita mejorar sus ingresos, dejando así las actividades del campo, aumentando en muchos casos el desempleo y el subempleo de las ciudades más grandes.

El centro poblado más importante del área de estudio lo constituye la ciudad de Milagro con 86776 habitantes, luego El Triunfo con 19367, Naranjito con 17764, Naranjal con 15949, Yaguachi Nuevo con 14782, de los pertenecientes a la Provincia del Guayas y La Troncal con 17118 habitantes pertenecientes a la provincia del Cañar, anotándose que todas ellas son cabeceras cantonales. Es importante señalar que los datos puestos en consideración son los correspondientes al censo del año de 1982.

A nivel parroquial se encuentran asentamientos poblados que por sus características económicas y su ubicación geográfica tienen especial importancia dentro del desarrollo de la zona, los más representativos son: Pedro J. Montero, Simón Bolívar, Taura, Marcelino Maridueña, Roberto Astudillo, Mariscal Sucre.

La densidad de población promedio en el área es de 57 Hab/Km<sup>2</sup> que comparado con el total del país, se ve que ésta

es superior a la densidad nacional, lo cual indica que existe una buena concentración poblacional, característica también de toda la cuenca del río Guayas.

Dentro de los cantones destacan: Milagro con 404 Hab/Km<sup>2</sup>; Naranjito con 105 Hab/Km<sup>2</sup>, entre las parroquias: Pedro J. Montero con 94 Hab/Km<sup>2</sup>; Simón Bolívar con 90 Hab/Km<sup>2</sup>; Roberto Astudillo con 86 Hab/Km<sup>2</sup>, Mariscal Sucre con 84 Hab/Km<sup>2</sup>.

## II.3 ASPECTOS SOCIO-ECONOMICOS

### II.3.1 VIVIENDA .-

Los datos censales del año de 1982 señalan un total de 47688 viviendas que dan un promedio de cinco ocupantes por vivienda, de éstas el 42.54% se encuentran en el sector urbano y 57.48% en el sector rural. Distribuidas de la siguiente manera:

Caso o Villa	29214 viviendas que representa el 61.25% del total de vivienda.
Rancho o Covacha	8270 viviendas que representa el 17.34% del total de viviendas.
Departamento	3615 viviendas que representa el 7.58% del total de viviendas.
Cuartos en Casa de Inquilinato	3358 viviendas que representa el 7.04% del total de viviendas.
Mediagua	2548 viviendas que representa el 5.34% del total de viviendas.
No declarado	329 viviendas que representa el 0.69% del total de viviendas.



Otros	281 viviendas que representa el 0.59% del total de viviendas.
Locales no destinados	69 viviendas que representa el 0.15% total de viviendas.
Choza	4 viviendas que representa el 0.01% del total de viviendas.

Las casas o villas son el tipo de vivienda fundamental, abarcando un 61.25% del total de viviendas, encontrándose su mayor concentración también en el sector rural con un total de 16621, que representa el 34.85% respecto del total, luego tenemos el rancho o covacha que con 8270 representa el 17.34% del total como tipo de vivienda alternativa. En el cuadro de distribución observamos que las cifras subsiguientes no revisten mayor importancia.

Estos datos demuestran que, tanto a nivel urbano como rural, sus ocupantes se han preocupado por mejorar sus viviendas para dar mayores comodidades a sus familias, la mayor densidad tiene el Cantón Milagro con 78 viviendas por Km<sup>2</sup>, luego Naranjito con 21 viviendas por Km<sup>2</sup>; y dentro de las parroquias, Simón Bolívar con 17 viviendas por Km<sup>2</sup>; luego P.J. Montero, Mariscal Sucre y Roberto Astudillo con 16 viviendas por Km<sup>2</sup> c/u; y Marcelino Maridueña con 13 viviendas por Km<sup>2</sup>. Siendo el total de densidad en este año de 11 viviendas por Km<sup>2</sup>.

### II.3.2 EDUCACION.- 1/

El área Milagro - Naranjal, presenta para el año de 1982 una población analfabeta de 24333 habitantes que significa

---

1/ - Datos de educación primaria y secundaria tomados de publicación de Dirección Provincial de Educación del Guayas. - Educación Superior: Fuente Extensión Universitaria de facultad de filosofía - U. de Guayaquil en Milagro.

apenas un 13,11% del total de la población esto se justifica por la existencia de centros educacionales incluso a nivel superior y también la cercanía al Cantón Guayaquil, siendo bastante alta la migración diaria de la población estudiantil a la ciudad de Guayaquil.

Para el año lectivo 1984-1985 en el área Milagro-Naranjal, existían 401 escuelas primarias con 56299 alumnos y 1495 profesores. A nivel secundario habían colegios con 21131 alumnos y 1023 profesores; distribuidos en los diferentes cantones y parroquias que conforman el área bajo estudio.

Milagro cuenta también con una extensión universitaria de la Universidad de Guayaquil que comprende las Facultades de Filosofía, de Comunicación Social, de Agronomía y Medicina Veterinaria y tiene 1947 alumnos distribuidos entre ellas.

### II.3.3 VIALIDAD.- 1/

En el área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro, la vialidad existente es la siguiente:

En la red fundamental se encuentran 372.3 Km de carreteras asfaltadas y dentro de la red secundaria 39.1 Km de carreteras asfaltadas, 146.5 Km afirmadas o empedradas y 86.8 Km de caminos de tierra.

La ciudad de Milagro está atravesada por la línea férrea Durán-Quito, siendo este otro medio de comunicación entre algunas poblaciones del sector.

---

1/ Inventario de la Red Vial Nacional. Año 1985, Ministerio de obras Públicas y Comunicación. Estudios de CEDEGE.

La vía fluvial, por el río Milagro es poco utilizada por pequeñas embarcaciones (canoas), para comunicarse con Yaguachi.

En el Ingenio San Carlos, que se halla en la parroquia de Marcelino Maridueña, cuenta con un aeropuerto para avionetas.

#### II.3.4 SALUD Y SALUBRIDAD.- 1/

La infraestructura existente en el área de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro, en cuanto a servicios de salud, se podría sintetizar en el siguiente cuadro:

CUADRO Nº 4

SERVICIOS DE SALUD AREA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

ENTIDADES	ENTIDADES SIN FINES DE LUCRO	ENTIDADES CON FINES DE LUCRO	TOTAL
HOSPITALES	2	1	3
CENTROS DE SALUD	6	-	6
SUBCENTROS DE SALUD URBANO	5	-	5
SUBCENTROS DE SALUD RURAL	13	-	13
DISPENSARIOS	4	16	20
HOSPITALES - CLINICAS	-	11	11
PUESTOS DE SALUD	1	-	1
TOTAL EMPRESA ELECTRICA MILAGRO:	31	28	59
TOTAL PAIS :	1970	317	2287
% CON RELACION AL TOTAL DEL PAIS:	1,57%	8,83%	2,58%

1/ Directorio y codificación de los establecimientos de salud 1984. Ministerio de Salud Pública - Dirección Nacional de Estadística.

Los servicios de salubridad existentes constituyen el 2.58% del total nacional, cifra muy baja que nos demuestra el retraso de este sector especialmente a nivel rural que es donde mayores problemas ocasiona, cabe anotar que la mayoría de estas entidades de salud no pueden cumplir a cabalidad su cometido por no disponer del equipo adecuado y a duras penas están en condiciones de atender emergencias.

### II.3.5 POBLACION ACTIVA - INACTIVA.-

Se conoce como P.E.A. ( Población Económicamente Activa ), al índice al cual se hace referencia al hablar de la población que se puede considerar como netamente productiva y la población inactiva que es la dedicada a los quehaceres domésticos, a los estudios, los pensionistas o jubilados y otros. Para el año 1982 la población económicamente activa fue registrada en el 42.55% y la inactiva en el 54.20%.

La población económicamente activa del área Milagro-Naranjal se encuentra distribuida en las siguientes actividades de la economía:

46.32 %	Dedicados a actividades de agricultura, silvicultura, caza y pesca.
16.54 %	Dedicados a actividades de servicios
11.67 %	Dedicados a actividades manufactureras
10.10 %	Dedicados a actividades de comercio

Entendiéndose que la principal actividad es la agrícola, a pesar del proceso de emigración de sus habitantes a los centros poblados más cercanos.

Dentro de este análisis de población económicamente activa, se puede subdividir la misma por categorías ocupacionales de acuerdo al siguiente detalle:

Empleado o asalariado	53.24 %
Cuenta propia	31.52 %
Trabajador nuevo	4.65 %
Trabajador familiar sin remuneración	3.90 %
No declarado	3.37 %
Patrono o socio activo	2.48 %
Otros	0.84 %

Predominando el empleado o asalariado y luego el trabajador por cuenta propia.

### II.3.6 PRINCIPALES SECTORES DE DESARROLLO ECONOMICO.-

#### - Agropecuaria.-

El área Milagro-Naranjal de concesión de la Empresa Eléctrica Milagro C.A. es una zona de actividad agrícola intensa, en la que se destaca la producción de azúcar, cultivada y procesada industrialmente en el área. La extensión agrícola de la zona de Milagro es de 111032 hectáreas que representan el 42.10% de la superficie agrícola provincial y el 10% de la del país. Sus principales cultivos son: arroz ( 24.11 % ); cacao ( 22.96% ); caña de azúcar ( 21.77% ); café ( 15.68% ); banano ( 8,48% ); maíz duro (4.99% ); algodón ( 1.47% ) y soya ( 0.54%).

Estos cultivos cubren el 90% de la superficie zonal anotada anteriormente y se considera que el 10% restante está constituido por frutales ( especialmente piñas, naranjas) y legumbres. La zona aparenta ser bastante diversificada en cuanto al uso de la tierra, lo que no significa que tenga altos rendimientos en la producción o que utilice la tecnología agrícola moderna.

A nivel provincial registra cifras elevadas en lo referente al cultivo de caña de azúcar ( 97.2% ), café ( 48.35% ), babano ( 43.4% ), cacao ( 35% ) y arroz ( 28 %).

En relación con la producción a nivel nacional, la caña de azúcar representa el 45.10% el arroz el 17.8%, el banano el 14% y el cacao el 7.6%.

Debido a su alta productividad concentrada territorialmente alrededor de Milagro y en el Cantón La Troncal de la Provincia del Cañar, se la ha denominado zona cañera, se caracteriza por la presencia de grandes fincas articuladas con los ingenios azucareros existentes. Al encontrarse esta área dentro de la planicie inundable de la cuenca del río Guayas y favorecido por el clima sus terrenos también son aptos para el cultivo del arroz, tanto de invierno como de verano y constituyen en los cultivos de mayor importancia regional, junto con el cacao, no sólo por su ponderación en la producción sino también por la dinámica del movimiento campesino articulado a estos cultivos.

Sin embargo a pesar de que el nivel de lluvias es adecuado, se encuentra que el manejo y control de la variable agua no es el más propicio, por lo que se hace necesaria la sistematización del suelo y la provisión de una infraestructura adecuada para riego.

Existe un gran predominio de los minifundios, trayendo como consecuencia problemas de descomposición campesina, en la medida que las explotaciones sean pequeñas como para conseguir un ingreso familiar adecuado a las necesidades del productor. Predominan los niveles tradicionales y semitecnificados de producción, obteniéndose rendimientos medios y bajos, aunque en esta zona por la calidad del suelo para el cultivo del arroz, se encuentran explotaciones con altos rendimientos, que sin embargo satisfacen básicamente los requerimientos del consumo interno ante una constante expansión de la demanda nacional, significando por lo tanto que este cultivo tiene pocas posibilidades de exportación, las que, además están relacionadas con la

escaza capacidad de competencia con otros granos de mejor calidad y de más bajo precio.

Aunque en pequeña escala, se encuentra también en este sector, el cultivo de pastizales en algunas parroquias y recintos, donde se dedican a la crianza de ganado bovino, porcino, equino y caprino, igualmente se encuentra crianza de aves de corral con la existencia de algunos planteles avícolas e incluso una granja de INIAP en la parroquia Pedro J. Montero; últimamente se están instalando criaderos de camarones con buenos resultados en algunas parroquias y recintos como Naranjal, Santa Rosa de Flandes y fundamentalmente en Taura.

#### - Manufacturera.-

Cuatro ingenios azucareros se encuentran localizados en este sector: San Carlos, Aztra, Valdez y Luz María, siendo los tres primeros los más importantes del país; la caña de azúcar la logran tanto de sus cultivos como de la compra y financiamiento de la producción a pequeños y medianos productores, es decir usan materia prima 100% nacional, así como también emplean importantes contingentes de trabajadores transitorios durante el período de la zafra, dando origen a significativas migraciones temporales, en la fase de industrialización utilizan muy poca mano de obra, ya que es intensiva en bienes de capital.

La producción azucarera se destina tanto para el mercado interno como para el exterior, regulándose éste por medio de cuotas internacionales fijadas a las productores, desde luego cuando ha existido un excedente.

Del proceso productivo que corresponde a la elaboración de azúcar y que comprende operaciones tales como molienda, filtración, evaporación, cristalización, centrifugación, secado y envasado; además del azúcar se obtienen

productos como melaza, cachaza, bagazo y miel, siendo la más desarrollada la producción de melaza.

En la industria azucarera se presenta la característica de la cogeneración de energía eléctrica en base a vapor, producido este mediante la quema del bagazo en sus calderas para el proceso de elaboración del azúcar, adicionalmente el bagazo sobrante es entregado como materia prima en la industria del papel o para la fabricación de tableros aglomerados.

PRODUCCION DE AZUCAR DEL SECTOR POR INGENIOS ( T.M. )  
1978 - 1979

San Carlos	120413	
AZTRA	97693	
VALDEZ	74028	
LUZ MARIA	7313	
	<hr/>	
TOTAL:	299452	T.M.

Es decir de la producción total nacional de 328804 T.M., estos ingenios producen el 91.0% (Datos tomados del Diagnóstico Agropecuario Regional de CEDEGE, año 1983 ).

A pesar de no disponer de información precisa, se estima que la capacidad industrial utilizada está muy cercana a su potencial, de lo que se deduce que, en el mediano plazo será necesario ampliar la capacidad industrial instalada para satisfacer las necesidades de evolución del consumo futuro y, sobre todo, para mantener las posibilidades de exportación de este producto. En la Memoria Anual del Banco Central del año de 1986, se indica que para este año, la producción de caña de azúcar fue y seguirá ineficiente con costos de producción altos que deben ser pagados por el mercado interno.



El arroz, pese a tener diversas posibilidades de industrialización, su aprovechamiento solo se reduce en los actuales momentos al arroz pilado, arrocillo y polvillo, proceso de producción que se realiza en las piladoras existentes en la región, clasificándose según su capacidad de producción en de primera, segunda y tercera categorías.

#### PILADORAS POR CATEGORIAS

AGOSTO 1982

<u>CANTONES</u>	<u>1ra.</u>	<u>2da.</u>	<u>3ra.</u>	<u>TOTAL</u>
Milagro	13	17	2	32
Naranjal	4	12	1	17
Naranjito	1	6	-	7
Yaguachi	19	47	8	74
El Triunfo	6	4	1	11
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
	43	86	12	141

NOTA: 1ª categoría pilan 22 qq/hora  
 2ª categoría pilan 8.5 qq/hora  
 3ª categoría pilan 5 qq/hora

Es decir del total nacional de piladoras existentes que es de 1193, este sector abarca el 11.82%.

El uso de los subproductos y desperdicios no es total, es así que con el tamo o cáscara no se ha implementado ningún tipo de actividad industrial; siendo el polvillo y arrocillo utilizados solo parcialmente, el primero en las industrias de alimentos balanceados y el segundo en las industrias cerveceras.

Otro dato importante que conviene analizar es el correspondiente a la capacidad de almacenamiento de las piladoras, sea este en silos y/o bodegas, el cual se puede sintetizar en el cuadro siguiente:

CUADRO Nº 5  
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE LAS PILADORAS DEL SECTOR  
A FEBRERO DE 1982

CANTONES	Nº PILADORAS CON CAPAC. DE ALMACEN.	CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO		PROMEDIO ALMACENAMIENTO	
		qq.(PILADOS)	T.M.(PILADOS)	QUINTALES	T.M.
MILAGRO	21	220346	10016	10493	477
NARANJAL	8	11983	545	1498	68
NARANJITO	2	2929	133	1465	66
YAGUACHI	73	489014	22228	6699	304
<b>TOTAL:</b>	<b>104</b>	<b>724272</b>	<b>32922</b>	<b>20155</b>	<b>915</b>

Es importante anotar que para el cultivo del arroz en todos los niveles de producción es necesario em empleo de maquinaria, la misma que representa un porcentaje variable del costo de producción, dependiendo del nivel tecnológico de que se trate.

Debido al importante incremento en superficie sembrado para el año de 1986 se obtuvieron excedentes de producción de arroz que no fue posible exportarlos, debido a la política de subsidios y compra a bajo precios por países industrializados.

El proceso de comercialización de esta gramínea da empleo a muchas personas de distintas ramas como son comerciantes, mecánicos, casas comerciales, transportistas, fabricantes de sacos, etc., dando lugar a la dependencia económica de muchas familias.

Especial importancia en la zona tiene el desarrollo de la industria del papel con la Papelera Nacional, en cuyo proceso productivo la participación de la energía es superior al 35%.

#### II.3.7 PEQUEÑA INDUSTRIA Y ARTESANIA.-

La explotación forestal ( madera y balsa ), y la producción de balanceado, se realiza en pequeña escala, de tal manera que no alcanza a cubrir el consumo interno. Encontramos también una pequeña fábrica de baldosas que atiende la demanda de la zona.

Dentro de la pequeña industria las más sobresalientes son las que producen prendas de vestir, madera y ventanas metálicas, las cuales por su producción les permite no solo abastecer a la zona, sino también enviar a otras localidades para su comercialización, encontrándose localizadas y centralizadas en la ciudad de Milagro.

En cuanto a la artesanía existen aproximadamente 1000 talleres artesanales localizados en Milagro y que emplean alrededor de 3000 personas dedicadas a diversas actividades, dirigidas casi en su totalidad al mercado local, abasteciéndose de materias primas desde Guayaquil,

Estas actividades van cada vez más perdiendo dinamismo y presencia debido a la competencia de artículos producidos industrialmente de mejor calidad y menor precio.

## C A P I T U L O    I I I

### LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.

#### III.1 CARACTERISTICAS GENERALES

La característica de ser el servicio eléctrico una potestad del Estado está sustentada en la Constitución Política de la República del Ecuador, la misma que en el Artículo 469, numeral 1 dice: "... Son áreas de explotación económica reservadas al Estado: ...b) los servicios de agua potable, fuerza eléctrica y telecomunicaciones;". Este postulado descansa indudablemente en el hecho que estos servicios y preferentemente el de energía eléctrica, a más de su importancia en el desarrollo nacional y su carácter estratégico tenga características especiales como los requerimientos de inversiones cuantiosas, al ser un servicio sin fines de lucro, por lo cual la única solución efectivamente viable que queda, es que sea el Estado el que afronte esta responsabilidad en su totalidad, de ahí la creación de las empresas eléctricas, cuya organización económica, administrativa y operacional es la más conveniente, ya que cumple con los objetivos propuestos en forma monopólica.

#### III.1.1 CONSTITUCION DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.-

La Empresa se constituye legalmente el 30 de enero de 1970, con el objeto de proveer de servicio eléctrico a varios cantones y parroquias de la provincia del Guayas, ubicados en el área sur occidental de la provincia y que comprende los cantones: Milagro, Naranjal, Naranjito, Yaguachi, y, El Triunfo; así como también el cantón La Troncal perteneciente a la Provincia del Cañar.

Los accionistas de la Empresa lo constituyen el Instituto Ecuatoriano de Electrificación - INECEL -, con el 91% del Capital y el Ilustre Municipio de Milagro con el 9% restante.

El Capital Social es de S/. 537'660.000 para el año de 1989 distribuidos así:

Acciones Ordinarias	S/.	489'660.000
Pagadas por INECEL		
Acciones Ordinarias	S/.	44'689.908
Pagadas Municipio de Milagro		
Acciones Ordinarias	S/.	3'310.092
No pagadas Municipio de Milagro		
TOTAL:	S/.	537'600.000

### III.1.2 ESTRUCTURA.-

La Empresa está estructurada de la manera siguiente:

- La Junta de Accionistas a la cual concurren los representantes de los accionistas nombrados.
- El Directorio de la Empresa como organismo directivo.
- A nivel ejecutivo está nombrado el Gerente.
- A nivel operacional está conformado por las direcciones: técnica, financiera y comercial, con sus departamentos específicos.

### III.1.3 AREA DE CONCESION.-

La Empresa Eléctrica Milagro tiene como área de concesión una superficie total de 4600 Km<sup>2</sup> la misma que se puede -

visualizar en el Gráfico Nº 1, y al cual se lo está sirviendo mediante un sistema de líneas de transmisión de 69 KV y líneas de subtransmisión y distribución primaria de 13.8 KV como se ve en el Gráfico Nº 2.

#### III.1.4 ANALISIS ECONOMICO FINANCIERO.-

El análisis de la situación económica-financiero de la Empresa Eléctrica Milagro se lo efectuó en un proceso comparativo para un período de gestión de cinco años esto es entre el año base 1984 y el año 1988 en que la empresa tiene balances aprobados; de este análisis en general se puede anotar lo siguiente:

A partir del año de 1983 se incorporó la empresa al Sistema Nacional Interconectado, lo que permitió disminuir la generación propia y como consecuencia, reducir las inversiones en equipos de combustión interna, dando lugar, a la dedicación de un mayor porcentaje de sus recursos a incrementar los sistemas de subtransmisión y distribución, con el objeto de garantizar la eficiencia y continuidad del servicio, e incorporar nuevos abonados, esta circunstancia se ve reflejado en los resultados económicos financieros que se muestran en los Cuadros Nºs. 6, 7 y 8 que de su análisis se puede indicar:

#### Activo.-

El activo de la empresa que en el año de 1984 era de 1497,82 millones de Sucres, se ha convertido en 1988 en 8241,85 millones de Sucres presentando un incremento del 450% respecto al año base, siendo el activo fijo el que sufre el mayor incremento ya que de 1092,60 millones de Sucres en 1984 asciende a 7158,22 millones de Sucres en 1987, incremento del 555%, crecimiento este que se debe principalmente a la revalorización de activos en cumplimiento a disposiciones impartidas por la Superintendencia

GRAFICO Nº 1

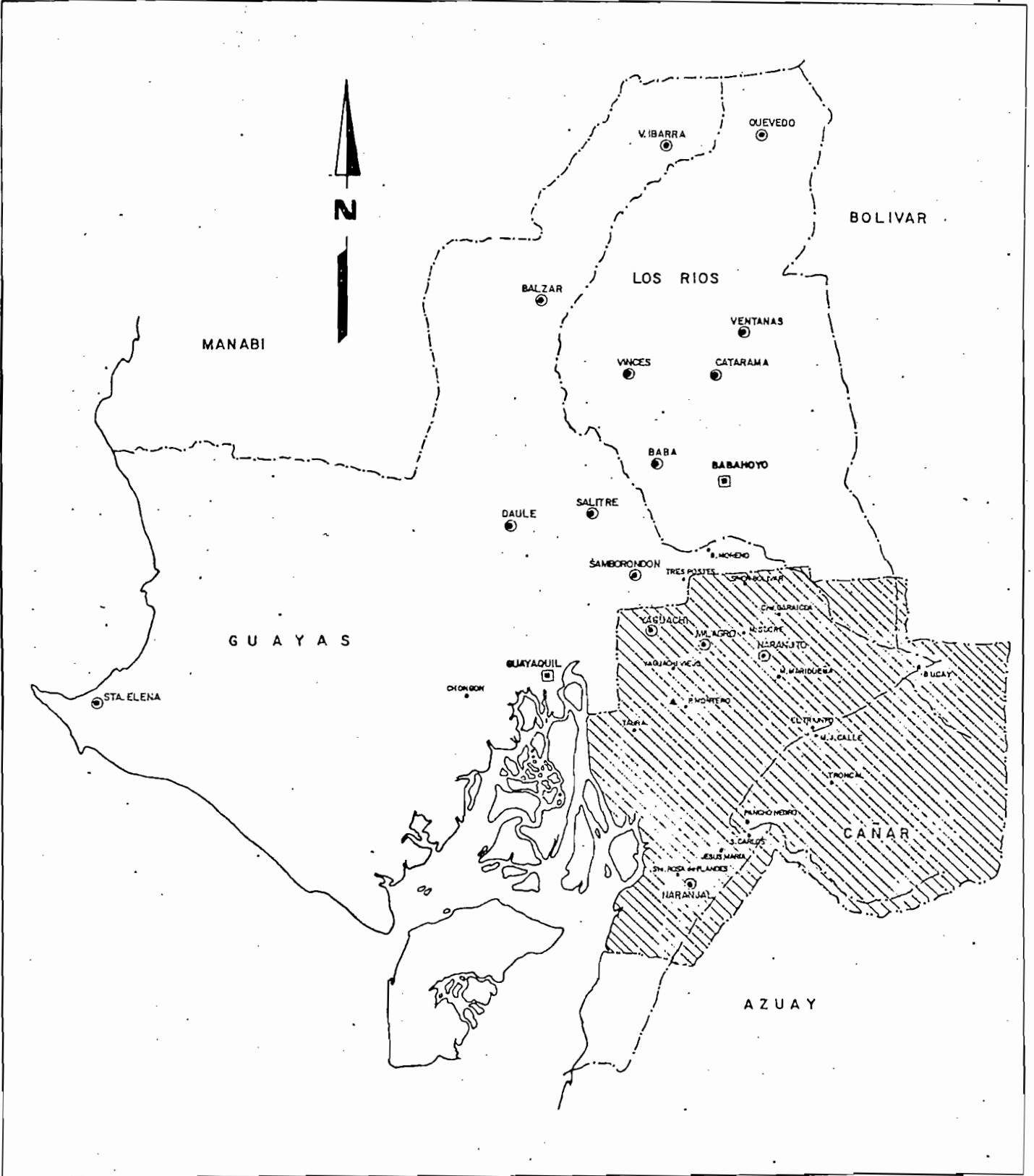
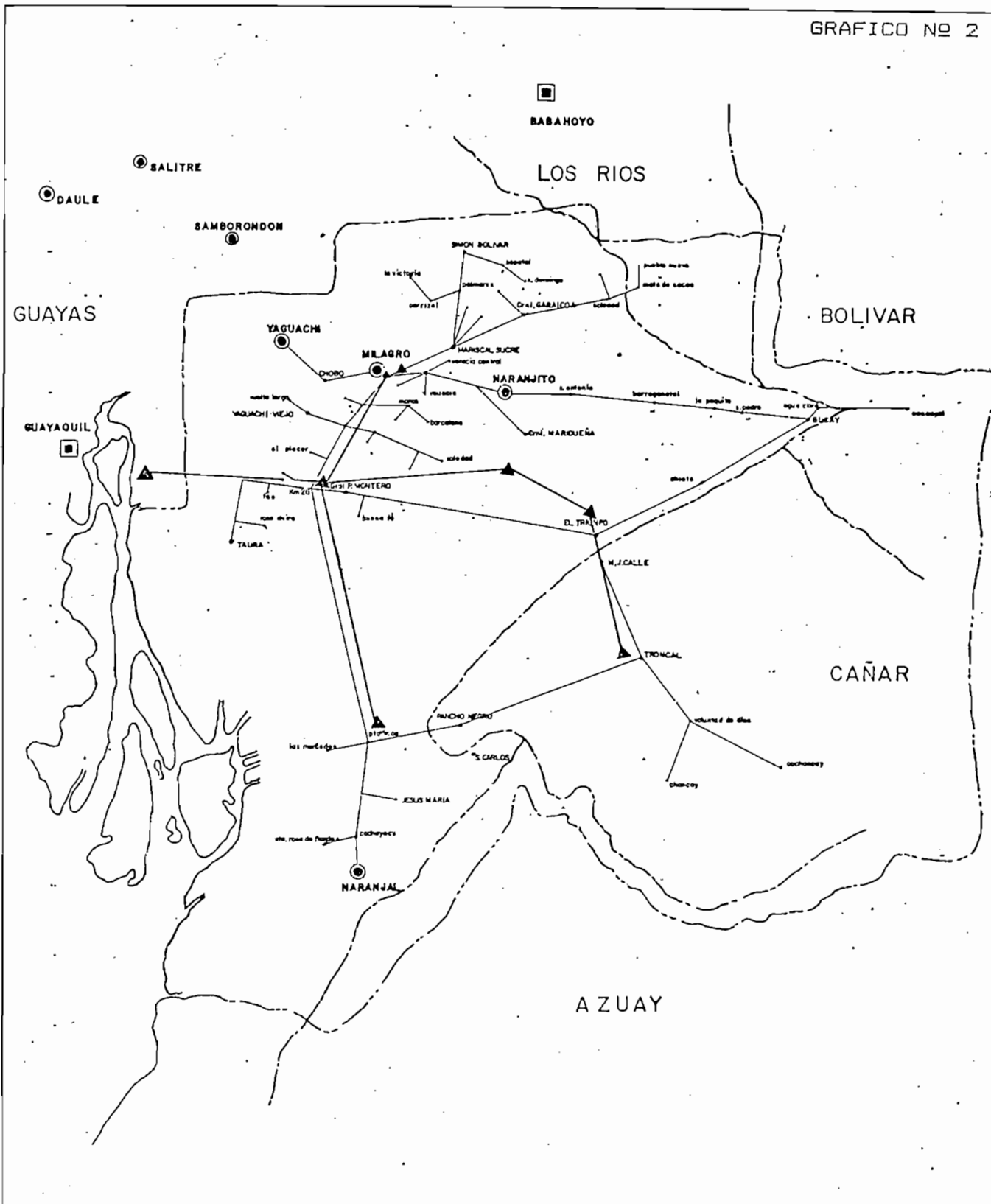


GRAFICO NO 2





EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ESTADO DE SITUACION ANIO 1984

MILES DE SURES

ACTIVO		PASIVO			
1.	ACTIVO FIJO	1,092,607	1.	PATRIMONIO	987,534
1.1	BIENES E INSTALACIONES	1,460,044	1.1	CAPITAL SOCIAL, APORTACIONES	315,335
	HISTORICO	464,248	1.2	RESERVAS, SUPERAVIT Y DONACIONES	672,199
	REVALORIZADO	995,796			
1.2	DEPRECIACION ACUMULADA	(511,009)	2.	PASIVO	510,291
	HISTORICO	(145,378)	2.1	OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	315,488
	REVALORIZADO	(365,631)	2.2	PASIVOS CORRIENTES Y ACUMULADOS	139,659
1.3	OBRAS EN CONSTRUCCION	108,193	2.3	PASIVOS DIFERIDOS	55,144
1.4	CONTRIBUCIONES PARA CONSTRUCCION	(28,907)			
1.5	AMORTIZACION ACUMULADA DE				
	CONTRIBUCION PARA CONSTRUCCIONES	6,991		TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	1,497,825
1.6	OTRAS PROPIEDADES E INMERSIONES	57,295			
2.	ACTIVOS CORRIENTES Y ACUMULADOS	341,152			
2.1	DISPONIBILIDADES (CAJA Y BANCOS)	72,119			
2.2	DOCUMENTOS POR COBRAR	124,909			
2.3	INVENTARIOS	144,124			
3.	DEBITOS DIFERIDOS	64,066			
3.1	ESTUDIOS Y OBRAS	191			
3.2	OTROS DEBITOS DIFERIDOS	63,875			
	TOTAL ACTIVO	1,497,825			

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

## ESTADO DE SITUACION ANIO 1988

MILES DE SURES

ACTIVO		PASIVO	
1. ACTIVO FIJO	7,158,227	1. PATRIMONIO	7,183,460
1.1 BIENES E INSTALACIONES	12,807,038	1.1 CAPITAL SOCIAL, APORTACIONES	639,694
HISTORICO	1,111,494	1.2 RESERVAS, SUPERAVIT Y DONACIONES	6,543,766
REVALORIZADO	11,695,543	2. PASIVO	1,058,394
1.2 DEPRECIACION ACUMULADA	(5,626,480)	2.1 OBLIGACIONES A LARGO PLAZO	179,282
HISTORICO	(313,863)	2.2 PASIVOS CORRIENTES Y ACUMULADOS	594,691
REVALORIZADO	(5,312,617)	2.3 PASIVOS DIFERIDOS	284,421
1.3 OBRAS EN CONSTRUCCION	24,586	TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	8,241,854
1.4 CONTRIBUCIONES PARA CONSTRUCCION	(69,742)		
1.5 AMORTIZACION ACUMULADA DE CONTRIBUCION PARA CONSTRUCCIONES	17,825		
1.6 OTRAS PROPIEDADES E INVERSIONES	5,000		
2. ACTIVOS CORRIENTES Y ACUMULADOS	1,022,571		
2.1 DISPONIBILIDADES (CAJA Y BANCOS)	171,281		
2.2 DOCUMENTOS POR COBRAR	656,654		
2.3 INVENTARIOS	194,635		
3. DEBITOS DIFERIDOS	61,057		
3.1 ESTUDIOS Y OBRAS	205		
3.2 OTROS DEBITOS DIFERIDOS	60,851		
TOTAL ACTIVO	8,241,854		

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ESTADO DE INGRESOS Y GASTOS

CONCEPTO	AÑO 1984	AÑO 1988
	MILES DE DÓLARES	
1. INGRESOS DE EXPLOTACION	191,733	724,656
1.1 INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA	188,154	718,978
1.2 OTROS QUE NO SON VENTA DE ENERGIA	3,579	5,678
2. GASTOS DE EXPLOTACION	286,898	1,044,395
2.1 DIRECTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	187,745	653,509
2.2 DEPRECIACION DE BIENES E INSTALACIONES	30,999	43,517
2.3 GASTOS PARA REPOSICION DE BIENES E INSTALACIONES	68,154	347,369
3. INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION	28,773	121,508
3.1 INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION	20,314	117,092
3.2 INGRESOS EXTRAORDINARIOS	8,459	4,416
4. GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION	12,407	22,110
4.1 GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION	5,394	8,912
4.2 PERDIDAS EXTRAORDINARIAS	3	6,066
4.3 GASTOS FINANCIEROS	7,010	7,132
<b>SUPERAVIT (DEFICIT)</b>	<b>(78,799)</b>	<b>(220,341)</b>

de Compañías y a la incorporación de nuevos activos al servicio eléctrico.

Dentro de los activos el rubro Cuentas por Cobrar se ha incrementado en el 426% con relación al año base siendo la principal deuda de la empresa, la de INECEL por la compra de dos equipos de generación, así como los Municipios de Milagro, Naranjito y Yaguachi por las liquidaciones por concepto de alumbrado público.

#### Pasivo y Patrimonio.-

En la evolución del Patrimonio, cabe señalar que este se ha incrementado en un 627% en el período de 5 años, debido principalmente a las reservas de revaluación de los activos fijos, ya que el Capital Social dentro del cual se han incluido las aportaciones y asignaciones fiscales recibidas por la Empresa, apenas se han incrementado en un 103%.

En la estructura del Pasivo de la Empresa se encuentra una alta incidencia de la cuenta de Pasivos Corrientes y acumulados cuyo incremento es del 326%, debido a la amortización e intereses del servicio de la deuda.

#### Estado de Resultados.-

Los ingresos por venta de energía son el fiel reflejo de los incrementos tarifarios que durante este período de comparación se han efectuado y de la incorporación de nuevos abonados siendo este incremento del orden del 282%.

Los gastos operacionales del sector han sufrido un incremento del orden del 264% y el impacto mayor es de los gastos para reposición de bienes e instalaciones que obedece a la actualización de valores por efecto de los índices de revalorización de activos.

### Indicadores Financieros.-

Como reflejo fiel de una Empresa de cualquier índole, lo más importante del análisis de los estados financieros en conjunto, son los resultados que muestran los indicadores financieros, que no son sino diferentes tipos de relaciones (razones financieras), que se hacen destacar en un análisis, por lo cual es útil identificarlos en sus tipos fundamentales:

1. Razones de Liquidez.- Miden la capacidad de la empresa para cumplir sus obligaciones de vencimiento a corto plazo entre estos se tiene:

$$\text{SOLVENCIA} = \frac{\text{Activo Corriente}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

Es la medida generalmente más aceptada que muestra la capacidad que tiene la empresa para cubrir sus obligaciones en el corto plazo o lo que es lo mismo de como los derechos de los acreedores están cubiertos por activos que pueden convertirse en efectivo en un período correspondiente aproximadamente al vencimiento de esos derechos. En el caso de la Empresa Eléctrica Milagro este es de 1.72.

$$\text{LIQUIDEZ} = \frac{\text{Activo Corriente-Inventario}}{\text{Pasivo Corriente}}$$

Es también llamada razón rápida y mide la capacidad para pagar obligaciones a corto plazo sin tener que recurrir a la venta de los inventarios, ya que estos suelen ser la forma menos líquida del activo corriente de una empresa.

En el análisis este es de 1.39 lo que se considera aceptable.

2. Razones de apalancamiento .- Miden la dependencia financiera que tiene la empresa o en que medida ésta es financiada por medio de deudas.

$$\text{SOLIDEZ} = \frac{\text{Patrimonio}}{\text{Activo Total}}$$

Refleja la parte de los activos que son financiados con capital propio, en el caso de la empresa este es de 0.87 que refleja que casi no depende de terceros su financiamiento.

$$\text{ENDEUDAMIENTO} = \frac{\text{Pasivo a Largo Plazo}}{\text{Patrimonio}}$$

Indica la presión de terceros sobre el capital propio o sea la dependencia financiera de la empresa frente a sus acreedores, en nuestro caso este es del 2.5% aparentemente favorable por la apreciable incidencia de las reservas de revaluación de los activos fijos.

3. Razones de Lucratividad.- Proporcionan respuestas finales en cuanto a la eficiencia con que esta siendo administrada la empresa y puede ser analizado a través de las siguientes relaciones:

$$\frac{\text{Utilidad Neta}}{\text{Patrimonio}}$$

Demuestra el grado de eficiencia en la gestión y operación, en el caso de análisis esta es del -3%, siendo desfavorable por las pérdidas que arroja el ejercicio económico de 1988.

### Utilidad Neta

---

#### Venta de Energía

Indican la sensibilidad de la empresa ante la variación de los precios de cada KWH facturado y además el beneficio que proporciona cada Sucre facturado, en el estudio este coeficiente es del -30%, lo que muestra el déficit no cubierto de gastos vía tarifas.

Otro tipo de indicador necesario puede ser:

Capital de Trabajo = Activo Corriente - Pasivo Corriente

Indica el saldo resultante entre disponibilidad a corto plazo y obligaciones de corto plazo, en el análisis este es en miles de Sucres S/. 427880, aparentemente favorable como para permitir la realización de obras con recursos propios y evitar el endeudamiento, pero los documentos por cobrar que forman parte del activo corriente en su mayoría son cartera vencida del sector público.

### III.2 ANALISIS ACTUAL DEL SISTEMA

El sistema existente, está interconectado por medio de una línea de transmisión trifásica a 69 KV, la cual constituye la espina dorsal de la Empresa Eléctrica Milagro, existen siete subestaciones principales que sirven de punto de enlace y distribución.

La fuente principal de generación la constituye el Sistema Nacional Interconectado en los actuales momentos aunque, adicionalmente dispone de un parque generador propio con diez unidades tipo diesel, no todas en perfecto estado de funcionamiento pero que eventualmente significan un respaldo de la generación.

Para una visualización general del sistema eléctrico que compone la Empresa Eléctrica Milagro, se presenta como Anexo Nº 1 el diagrama unifilar de la misma.

### III.2.1 EQUIPOS E INSTALACIONES EXISTENTES.-

En los cuadros siguientes, se presentan en forma pormenorizada las instalaciones existentes en la empresa en estudio, los mismos que se muestran por etapa funcional del sistema esto es: generación ( Cuadro Nº 9 ), subestaciones (Cuadro Nº 10 ), líneas de transmisión y subtransmisión ( Cuadro Nº 11 ) y líneas de distribución ( Cuadros Nº 12 A y 12 B ).

### III.2.2 ESTUDIOS DE FLUJOS DE CARGA.-

Para realizar el estudio de diagnóstico de la Empresa Eléctrica Milagro, se toma como referencia los resultados obtenidos por el Plan Nacional de Distribución de INECEL.

El procedimiento utilizado para ese estudio divide la aproximación metodológica en dos secciones:

- Para subtransmisión se utiliza un flujo de carga de tipo matricial con una solución matemática Newton-Raphson, denominado ECHO.
- Para el sistema de distribución se emplea un flujo radial iterativo, que forma parte del sistema de análisis de primarios de distribución denominado DPA.

El objetivo de este análisis consiste en verificar las condiciones de operación del sistema, especialmente en lo que se refiere a caídas de voltaje y pérdidas de potencia.



1. EQUIPOS DE GENERACION TERMOELECTRICAS

CENTRAL	UNIDAD	MARCA	MOTOR	GENERADOR	TIPO	POTENCIA (KW)	POTENCIA NOMINAL	ELECTIVA	VOLTAJE (V)	FACTOR DE POTENCIA	VELOCIDAD (T.P.M.)	ANIO DE INSTALACION	CONDICION
MILAGRO I	1	MIIGATA	TOSHIBA	DIESEL	1500	1000	1000	4160	0.8	600	1972	FUNCIONA	
	2	MIIGATA	TOSHIBA	DIESEL	1500	1000	1000	4160	0.8	600	1972	FUNCIONA	
	3	G-MOTORS	G.M.	DIESEL	2500	2000	2000	4160	0.8	900	1974	FUNCIONA	
	4	H.H.ALLEN	BRUSH	DIESEL	1140	(1140)	(1140)	13800	0.8	720	1974	REPARACION	
	5	G.M.	G.M.	DIESEL	2500	(2500)	(2500)	4160	0.8	900	1976	REPARACION	
	6	G.M.	G.M.	DIESEL	2500	2000	2000	4160	0.8	900	1977	FUNCIONA	
	7	G.M.	G.M.	DIESEL	2500	(2500)	(2500)	4160	0.8	900	1979	REPARACION	
	8	G.M.	G.M.	DIESEL	2500	2000	2000	4160	0.8	900	1979	FUNCIONA	
	9												
	10	G.M.	G.M.	DIESEL	2	2000	2000	4160	0.8	900	1979	FUNCIONA	

( > ) Posible Potencia Efectiva de los grupos luego de que sean reparados.

## 2. SUBESTACIONES REDUCTORAS Y ELEVADORAS

UBICACION	MARCA	RELACION DE VOLTAJE (KV)	CAPACIDAD (MVA)	NUMERO DE FASES	TIPO DE REFRIGEC.	NUMERO DE INSTALACION	ANIO DE
S/E MILAGRO SUR	YORKSHIRE	66	12/16	3	OR/FA	3	1979
S/E MONTERO	SINDELEN	67	3.75/5.25	3	OR/FA	3	1980
S/E PUERTO INCA		67	2.5/2.8	3	OR/FA	3	
S/E EL TRIUNFO	SINDELEN	67	3.75/5.25	3	OR/FA	3	1980
S/E LA TRONCAL		69	5	3	OR	3	
S/E MILAGRO I	ALCHI	4.16	3.75	3	OR	3	1972
	WARD	4.16	3	3	OR	3	1974
	NIAGARA	4.16	2x3.75	3	OR	3	1976
	NIAGARA	4.16	2x3.75	3	OR	3	1979
S/E MILAGRO II	VANTRAN	4.16	3.125	3	OR	3	1979

CUADRO Nº 10

CUADRO Nº 11

3. LINEAS DE TRANSMISION Y SUBESTACIONES

UBICACION	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	CONDUCTOR	TIPO	ESTRUCTURA
S/E MILAGRO SNI - S/E MILAGRO SUR	69	10	477	ACSR	HORMIGON
S/E MILAGRO SNI - S/E H.MARID.	69	12	266.8	ACSR	HORMIGON
S/E H.MARIJUEÑA - BODEGA	69	13	3/0 AWG	ACSR	HORMIGON
S/E MILAGRO SUR - S/E MONTERO	69	15	266.8	ACSR	HORMIGON
S/E MONTERO - S/E PTO.INCA	69	35	266.8	ACSR	HORMIGON
S/E MONTERO - BODEGA	69	20	266.8	ACSR	HORMIGON
BODEGA - S/E EL TRIUF.	69	10	266.8	ACSR	HORMIGON
S/E EL TIEMPO - S/E LA TRON.	69	14	266.8	ACSR	HORMIGON

## 4. LINEAS DE DISTRIBUCION

UBICACION	TENSION (KV)	LONGITUD (KM)	NUMERO DE FASES	CONDUCTOR	ESTRUCTURA
DE	(KV)	(KM)	FASES	No. (AMG)	MATERIAL : TIPO : MATERIAL
S/E MILAGRO SUR - CENTRAL DIESEL	13.8	3	3	336.4 HCM	ACSR : POSTES : HORMIGON
S/E MILAGRO SUR - CENTRAL DIESEL	13.8	3	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
CENTRAL DIESEL - R. ASTUDILLO	13.8	7	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
R. ASTUDILLO - NARANJITO	13.8	8	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
CENTRAL DIESEL - BARRA ING. VAL.	13.8	3	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
BARRING. VALDEZ - YAGUACHI	13.8	12	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
CENTRAL DIESEL - MARISCAL SUCRE	13.8	11	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
MARISCAL SUCRE - SIMON BOLIVAR	13.8	14	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
MARISCAL SUCRE - LOR DE GARRICOA	13.8	12	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
LOR DE GARRICOA - SOLEDAD	13.8	9.8	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
SOLEDAD - MATA DE CACAO	13.8	6.8	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
MATA DE CACAO - PUEBLO NUEVO	13.8	6.2	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
S/E MONTERO - PARROQ. TAURA	13.8	15.9	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
S/E MONTERO - BASE TAURA	13.8	2	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
S/E MONTERO/KM26 - MILAGRO SUR	13.8	15	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON
KM 26 - PUERTO INCA	13.8	34.5	3	2/0	ACSR : POSTES : HORMIGON

CUADRO No. 12 B

4. LINEAS DE DISTRIBUCION

UBICACION	NUMERO DE	CONDUCTOR	ESTRUCTURA
DE	FASES	MATERIAL	TIPO
A	No. (ANG)	MATERIAL	TIPO
TENSION (KV)	LONGITUD (KMS)		
PUERTO IHCA	3	ACSR	POSTES
13.8	4		
- PANCHO NEGRO			
13.8	14.6	ACSR	POSTES
- LA PUNTILLA			
13.8	3.5	ACSR	POSTES
- LA TRONCAL			
13.8	6.8	ACSR	POSTES
- COCHARCAY			
13.8	2.4	ACSR	POSTES
- INGENIO AZTRA			
13.8	1.2	ACSR	POSTES
- BOLIVAR			
13.8	32.9	ACSR	POSTES
- EL TRIUNFO			
13.8	37.1	ACSR	POSTES
- BUCAY			
13.8	6	ACSR	POSTES
- M.-J.CALLE			
13.8	10.5	ACSR	POSTES
- ING. AZTRA			
13.8	0.5	ACSR	POSTES
- PAPELERA NAC.			
13.8	6.3	ACSR	POSTES
- NARANJITO			
13.8	9.2	ACSR	POSTES
- SAN ANTONIO			
13.8	15.4	ACSR	POSTES
- SAN PEDRO			
13.8	8.6	ACSR	POSTES
- BUCAY			
13.8	6	ACSR	POSTES
- MATILDE ESTHER			

a) Niveles admisibles de regulación de Voltaje.-

El Plan Nacional de Distribución analizó previamente un perfil de voltaje que satisfaga adecuadamente la operación del sistema, considerando que se requiere un voltaje nominal para el sistema secundario de 120 voltios y una frecuencia de 60 Hz., para lo cual se toma como referencia las normas ANSI C 84-1, las que establecen "zonas de operación", la primera denominada favorable con límites entre los 110 y 125 voltios y la segunda denominada tolerable que se encuentra entre los 107 y 127 voltios.

Si se reserva un valor de 1% para la caída de voltaje en las acometidas, los márgenes indicados se reducen a los siguientes valores:

Zona favorable: 92.7% - 104.2%

Zona tolerable: 90.2% - 105.8%

Considerando que las zonas rurales son de alto costo de inversión y que estas deben ser minimizadas para cubrir áreas más extensas, se recomienda adoptar los límites de la zona tolerable para los sectores rurales y los de la zona favorable para áreas urbanas, sin sacrificar las condiciones de servicio.

b) Información del Sistema requerida para el Diagnóstico.-

El estudio recopiló la configuración general de los sistemas de subtransmisión y distribución, de manera que cuenta con las características eléctricas de los generadores, líneas, transformadores de potencia, primarios y transformadores de distribución. De esta manera se tiene una base de datos detallada y completa sobre la topología e impedancias de los diferentes elementos que conforman el sistema.

### c) Asignación de cargas.-

Para el estudio del Plan Nacional de Distribución se realizó un proceso de medición de cargas a la salida de los primarios en las subestaciones de distribución. Estos datos se ajustan luego de modelar el sistema de subtransmisión a través del programa ECHO, que permite obtener la demanda máxima del sistema para producir un valor similar al dato estadístico registrado para el año 1989. Los resultados constan en el Cuadro Nº 13.

### d) Metodología de Cálculo.-

Con las referencias indicadas, se procede a analizar a los sistemas mediante los modelos computacionales de flujo de carga. A partir del modelo ECHO se obtienen los niveles de voltaje en cada barra de subestación y las pérdidas acumuladas de potencia en líneas de subtransmisión (ver Cuadros Nºs. 14-A, 14-B y 14-C) y con el sistema DFA se determinan las caídas máximas que se producen en los primarios y las pérdidas de potencia correspondientes. El cómputo general de pérdidas se complementa con dos procesos adicionales para determinar las pérdidas totales (bajo carga y en el núcleo), en transformadores de potencia y de distribución. Los resultados se muestran en los Cuadros Nºs. 15-A y 15-B.

### III.2.3 CALIDAD DE SERVICIO.-

En esta parte y una vez obtenidos los resultados de la modelación del sistema, se analizan las condiciones preva-  
lecientes en lo que tiene relación a niveles de voltaje y pérdidas.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C A

## DEMANDAS DE POTENCIA

(CONDICION DE DEMANDA MAXIMA ANUAL DE 1989)

SUBESTACION	PRIMARIO	VOLTAJE KV	DEMANDA DE POTENCIA				
			POR PRIMARIO		POR SUBESTACION		COEFI
			(KW)	(KVAR)	(KW)	(KVAR)	
MILAGRO SUR	B-9	13.2	4,257	2,750			
	B-6	13.2	6,972	4,288	11,229	7,038	0.847
MONTENO	PUERTO INCA	13.2	940	435			
	BASE TAURA	13.2	453	219			
	PARROQ TAURA	13.2	350	169	1,742	844	0.900
EL TRIUNFO	BUCAY	13.2	808	391			
	LA TRONCAL	13.2	1,422	689	2,230	1,080	0.900
M MARIDUEVA	LOS PARQUES	13.2	75	37			
	PAPELERA	13.2	1,461	708			
	M. MARIDUEVA	13.2	1,701	824	3,237	1,568	0.900
NARANJAL	NARANJAL-TRIP	13.2	501	243			
	VILLANUEVA	13.2	809	392			
	NARANJAL	13.2	377	183	1,687	817	0.900
LA TRONCAL	LA TRONCAL	13.2	1,324	641			
	AZTRA	13.2	274	133			
	PUNTILLA	13.2	418	203	2,017	977	0.900
DEMANDA TOTAL (CARGA A NIVEL DE PRIMARIO)					22,142	10,529	0.903
					TOTAL	24518	MVA



CUADRO No. 14-A

FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - DATOS GENERALES

PND-INECEL EMPRESA ELECTRICA E.E. MILAGRO  
 CONFIGURACION 1989 LECTURAS DICIEMBRE 1989  
 DEMANDA MAXIMA

AREA	NOMBRE DE LOS NODOS									
1	BODEB1	DURAN	MILSUR	MMARID	MONTER	NARANJ	PTOINC	SNI	TRIUNF	TRONCA
2	BODEGA	MILS13	MMAR13	MDNT13	NARA13	TRON13				
3	TRIU13									

TRANSFORMADORES									
N	NOMBRES		RELACION	TIPD	N	NOMBRES		RELACION	TIPD
1	MILSUR	- MILS13	0.996	1	2	MMARID	- MMAR13	1.000	1
3	TRIUNF	- TRIU13	0.985	1	4	MONTER	- MDNT13	0.985	1
5	TRONCA	- TRON13	1.000	1	6	NARANJ	- NARA13	1.000	1

NODOS ESPECIALES							
N	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE INICIAL	GENERACION			
				MINIMA REACTIVA	INICIAL REACTIVA	MAXIMA REACTIVA	
1	SNI	3	68.4	5.0	0.0	10.0	



CUADRO No 14-C

FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - BALANCE DE POTENCIACONFIGURACION 1989  
DEMANDA MAXIMA

INTERCAMBIOS DE POTENCIA								
AREA	POTENCIA ACTIVA (MW)				POTENCIA REACTIVA (MVAR)			
	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT
1	23.125	0.690	0.244	22.191	10.109	0.260	-1.483	11.332
2	0.000	19.931	0.018	-19.949	0.000	9.842	0.308	-10.150
3	0.000	2.242	0.000	-2.242	0.000	1.134	0.048	-1.182
TOTAL	23.125	22.863	0.262	0.000	10.109	11.236	-1.128	0.000
	MVAR GENERADOS POR CAPACITORES			0.00				

CUADRO NO 15-A

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

## PERDIDAS DEL SISTEMA PRIMARIO DE DISTRIBUCION

SUBESTACION	VOLTAJE NOMINAL	POTENCIA REAL	DEMANDA INSTALADA	PERDIDAS (KVA)	PERDIDAS EN KW	PERDIDAS DE ENERGIA MWh						
PRIMARIO	KV	KV	(KVA)	LINEAS	TRANSFORMADORES	TOTAL						
				NUCLEO	TOTAL	LINEAS						
				RESIS.	TOTAL	TRANSF.						
						TOTALES						
MILAGRO SUR	13.2	12.83	112 077.0	7 569.5	523.7	72.46	80.65	153.12	676.82	1586.23	879.06	2465.28
B9	13.2	12.83	5 987.0	4 361.5	453.9	35.32	54.93	90.25	544.15	1374.81	475.80	1850.61
MONTERO	13.2	12.98	5 400.0	886.3	12.3	32.40	2.47	34.87	47.17	37.26	291.31	328.57
PARR, TAURA	13.2	12.98	790.0	390.9	3.6	4.74	3.29	8.03	11.58	10.75	51.48	62.23
BASE TAURA	13.2	12.98	564.0	178.0	4.5	3.38	0.96	4.34	8.84	13.63	32.54	46.17
BUCAV	13.2	12.73	5 965.0	1 603.7	37.8	35.79	7.33	43.12	80.92	114.49	335.72	450.21
LA TRONCAL	13.2	12.73	1 576.0	908.7	18.0	9.46	8.91	18.36	36.36	54.52	109.81	164.33
H. MARTIDUERA	13.2	13.46	150.0	83.2	0.0	0.90	0.78	1.68	1.68	0.00	10.26	10.26
PAPELERA	13.2	13.46	30.0	72.5	12.1	0.18	2.98	3.16	15.26	36.65	10.60	47.25
NARANJITO BUC	13.2	13.46	3 272.0	1 847.3	113.1	19.63	17.73	37.36	150.46	342.57	225.68	568.25
NARANJAL	13.2	13.01	549.5	561.7	1.0	3.30	9.76	13.06	14.04	2.97	58.45	61.41
VILLANUEVA	13.2	13.01	1 551.0	852.5	26.9	9.31	7.97	17.27	44.17	81.48	105.65	187.12
NARANJAL	13.2	13.01	475.5	420.4	0.4	2.85	6.32	9.17	9.57	1.21	44.13	45.34
LA TRONCAL	13.2	13.53	2 204.0	1 478.5	13.2	13.22	16.86	30.08	43.28	39.98	166.91	206.89
AZIRA	13.2	13.53	25.0	72.5	0.7	0.15	3.57	3.72	4.42	2.12	12.14	14.26
PUNTILLA	13.2	13.53	864.5	468.2	6.4	5.19	4.31	9.50	15.90	19.38	58.49	77.88
TOTAL			41 381 121 755.4	227.5	248.3	228.8	477.1	1704.64	3 718.0	2 868.0	6 586.1	

## EMPRESA ELECTRICA KILAGRO C. A.

## CONFIGURACION 1 9 8 9 PERDIDAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

SUBESTACION	VOLTAJE (KV) NOMINAL	REGIST.	MVA	POT. NOM. MVA	IDEM. MAX. MVA	FACTOR UTILIZ.	PERDIDAS DE POTENCIA KW	NUCLEO RESIST.	TOTAL RESIST.	PERDIDAS DE ENERGIA	
										MWh	TOTAL
MILLAGRO SUR 66/13,8	66	68.32	16.00	12.98	78.35%	49.6	45.2	94.8	434.5	136.8	571.3
M. MARIQUENA 69/13,8	69	68.51	12.00	3.64	30.53%	37.2	5.1	42.3	325.9	15.6	341.5
DEL TRIUNFO 67/13,2	67	67.56	5.25	2.56	48.30%	20.5	8.5	28.9	179.4	25.6	205.0
LA TRONCAL 69/13,8	69	68.52	5.00	2.28	45.92%	15.0	6.3	21.3	131.4	19.2	150.6
MONTERO 67/13,2 KV	67	67.95	3.75	1.92	50.35%	14.6	6.6	21.2	128.1	19.9	148.0
MARANJAL 69,0/13,8 KV	69	67.04	5.00	1.90	39.01%	15.0	4.6	19.6	131.4	13.8	145.2
TOTAL			47.00	25.26	53.75%	151.9	76.2	228.1	1330.6	230.9	1561.5

#### a) Niveles de voltaje.-

Uno de los factores determinantes para limitar la operación en cuanto a niveles de voltaje, constituye la falta de un mecanismo de regulación automática bajo carga asociado a los autotransformadores de la subestación Milagro del S.N.I., lo que se complementa con la utilización de una de las salidas de 69 KV., como condición normal de operación. La otra salida se encuentra limitada por el calibre de conductor existente en el tramo S/E Marcelino Maridueña y Bodegas, por lo que únicamente se la aprovecha para conectar a la S/E Marcelino Maridueña.

En consecuencia se presentan caídas de voltaje algo superiores al 3% en las Subestación el Triunfo por estar al extremo del ramal que se utiliza intensivamente. En cambio, en mínima carga se presentan voltajes que superan en un 7.7% el voltaje nominal, como ocurre en la subestación Milagro Sur, con lo que se presenta una condición inadecuada del control de la regulación de voltaje en el sistema.

En cuanto al sistema de distribución, en la tabla del Cuadro Nº 16, se presentan las máximas caídas de voltaje en cada uno de los primarios, se indica el sitio aproximado en donde ocurre y adicionalmente, consta el porcentaje de la carga instalada del primario que excede los límites de caída de voltaje admisible.

#### b) Balance de Potencia y Energía.-

Los cálculos de pérdidas de potencia analizados permiten determinar la participación de las pérdidas técnicas del sistema y convertidas a pérdidas de energía, obtener un balance general de la utilización de la potencia y energía disponibles para la Empresa Eléctrica Milagro para el año 1989.

CUADRO Nº 16

## EMPRESA ELECTRICA KILAGRO C. A.

RESUMEN DE LOS PERFILES DE VOLTAJE DEL SISTEMA PRIMARIO 1989

SUBSTACION	VOLTAJE	DEMANDA	CAIDA MAXIMA DE VOLTAJE	%	NIVEL DE	CAIDA DE VOLTAJE	% DEL PRIMARIO EN K
PRIMARIO	KV	KW	UBICACION	%	VOLTAJE (X)	>6.5% URB	<95% RURA
KILAGRO SUR	13.2	6 953	Pueblo Nuevo	26.57	71.73	59.2	33.1
	13.2	4 262	Cone	25.13	72.07	53.3	19.7
MONTERO	13.2	942	Barcelona	2.94	95.39		
PARROR TAURA	13.2	350	H. Angelito	1.77	96.56		
BASE TAURA	13.2	469	Base Taura	1.19	97.14		
EL TRIUNFO	13.2	1 426	La Victoria	5.66	90.86	12.64	38.98
	13.2	811	Gen Nicanor Zabra	4.31	92.21		10.34
M HARIDUEÑA	13.2	75	Los Parques	0.01	101.96		
PAPELERA	13.2	1 466	Papelera	1.08	100.88		
NARANJITO-BUC	13.2	1 705	Choque	12.47	89.5	39.43	15.63
NARANJAL	13.2	503	Tripoli	0.87	97.66		
	13.2	809	Rey Rancho	6.62	91.94		29.25
	13.2	376	El Triunfo	0.23	98.37		
LA TRONCAL	13.2	1 325	Martha Lorena	2.87	99.63		
AZIRA	13.2	274	Ingenio Azira	0.33	102.17		
PUNTILLA	13.2	419	H. Santa Clara	2.61	99.89		
MAXIMA CAIDA				26.57	71.73		

Los valores correspondientes se presentan en el Cuadro Nº 17, del que se desprende que del 28% de pérdidas de energía obtenidas para el año analizado, 13% corresponden a pérdidas técnicas y el 15% restantes son pérdidas de comercialización.

### III.3 ESTUDIO DE MERCADO

La metodología general para el estudio de mercado y la consecuente proyección de la demanda corresponde a un análisis sectorial en base a una información estadística histórica y al probable desarrollo futuro de las características del uso del servicio eléctrico.

El Plan Nacional de Distribución ha realizado una proyección de demanda facturable hasta el año 2000 desagregada geográficamente a nivel de parroquia en las zonas rurales y a nivel de sector en el área de Milagro. Esta proyección se ha fundamentado en datos estadísticos provenientes de los procesos de comercialización, complementados con información obtenida del Instituto Nacional de Estadística y Censos, respecto a proyecciones de población y la distribución zonal.

Considerando que los resultados obtenidos son adecuados y guardan consistencia con el proceso general de planificación a realizarse para la Empresa Eléctrica Milagro, se adoptan como referencia directa para el desarrollo de la presente tesis.

La proyección de la demanda total para la Empresa consta en el Cuadro Nº 18.



## CUADRO Nº 17

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C.A.

## BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA

BALANCE DE POTENCIA	PARCIAL		SUBTOTAL	PORCENTAJES DEL TOTAL	
	KW	%		KW	PARCIALES
	DEL SUBTOT				
PI SISTEMA DE SUBTRANSMISION:			490		2.1
EI Lineas	262	53.5		1.1	
RI Transformadores de potencia	228	46.5		1.0	
DI					
II SISTEMA PRIMARIO:			1 705		7.4
DI Lineas	1 228	72.0		5.3	
AI Transformadores de distribucion	477	28.0		2.1	
SI					
SECUNDARIOS:	1 841		1 841		8.0
- TOTAL PERDIDAS TECNICAS			4 036		17.5
- OTRAS PERDIDAS	3 466			15.0	
TOTAL DE PERDIDAS			7 502		32.4
CARGA:	15 618				67.6
TOTAL DEL SISTEMA (GENERADO):	23 120				100.0
BALANCE DE ENERGIA	PARCIAL		SUBTOTAL	PORCENTAJES DEL TOTAL	
	MWh	%		MWh	PARCIALES
	DEL SUBTOT				
PI SISTEMA DE SUBTRANSMISION:			2 355		2.1
EI Lineas	794	33.7		0.7	
RI Transformadores de potencia	1 562	66.3		1.4	
DI					
II SISTEMA PRIMARIO:			6 586		6.0
DI Lineas	3 718	56.5		3.4	
AI Transformadores de distribucion	2 868	43.5		2.6	
SI					
SECUNDARIOS:	5 577		5 577		5.1
- TOTAL PERDIDAS TECNICAS			14 518		13.2
- OTRAS PERDIDAS	16 523			15.0	
TOTAL DE PERDIDAS			31 041		28.2
CARGA:	79 179				71.8
TOTAL DEL SISTEMA (GENERADO):	110 220				100.0

CUADRO Nº 18

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
RESUMEN DE LA PROYECCION DE LA DEMANDA

AÑO	ENERGIA FACTURADA			COMERCIALES			PERDIDAS			TOTAL			ENERG.			DEMANDA		
	DISTR. GWH	PUNTAJAL GWH	TOTAL GWH	TASA %	GWH	% (1)	GWH	% (2)	GWH	% (1)	GWH	% (2)	TASA %	GWH	F.C. %	POTEN. MW	TASA %	
1989	62.28	16.90	79.18	16.53	20.87	14.52	18.33	31.04	39.20	28.16	110.22	54.42	23.12					
1990	67.53	17.36	84.89	7.21	17.72	20.87	14.57	17.17	32.29	38.04	117.17	6.31	24.60	6.42				
1991	72.70	17.63	90.33	6.42	18.85	20.87	14.52	16.07	33.37	36.95	123.70	5.57	26.00	5.68				
1992	77.72	17.91	95.63	5.87	19.96	20.87	14.39	15.05	34.35	35.92	129.98	5.08	27.35	5.19				
1993	83.21	18.20	101.41	6.04	21.16	20.87	14.29	14.09	35.46	34.97	136.86	5.29	28.83	5.40				
1994	88.98	18.49	107.47	5.98	22.43	20.87	14.18	13.20	36.61	34.07	144.08	5.27	30.38	5.38				
1995	95.05	18.78	113.83	5.92	23.76	20.87	14.79	12.99	38.55	33.86	152.38	5.76	32.08	5.61				
1996	100.15	19.08	119.23	4.74	24.89	20.87	15.25	12.79	40.13	33.66	159.36	4.58	33.88	5.61				
1997	107.69	19.39	127.08	6.58	26.52	20.87	15.99	12.58	42.52	33.46	169.59	6.42	35.79	5.61				
1998	114.69	19.70	134.39	5.75	28.05	20.87	16.65	12.39	44.70	33.26	179.09	5.60	37.79	5.61				
1999	122.02	20.02	142.04	5.69	29.64	20.87	17.32	12.19	46.96	33.06	189.00	5.54	39.91	5.61				
2000	130.10	20.34	150.44	5.92	31.40	20.87	18.05	12.00	49.45	32.87	199.89	5.76	42.15	5.61				
ECR.																		
89/2000	6.93	1.45	5.34		5.34		1.97		3.95		1.98		5.02					

NOTAS:

(1) PORCENTAJE FRENTE A LA ENERGIA FACTURADA

(2) PORCENTAJE FRENTE A LA DEMANDA DE ENERGIA

### III.4 CARACTERISTICAS TECNICAS DE LAS ALTERNATIVAS PARA AMPLIACION DEL SISTEMA

#### III.4.1 ASIGNACION DE CARGAS PROYECTADAS.-

El horizonte para el estudio de planificación corresponde a un periodo de corto plazo y es el año 1994. Se asume que no existirá un cambio sustancial en la estructura de la carga, por lo cual, el factor de carga variará muy poco durante los cinco años considerados, lo que implica que el incremento de la demanda de energía se pueda reflejar directamente en el crecimiento de la demanda de potencia.

Igualmente se ha asumido, que la distribución geográfica de la carga se mantiene constante y por lo tanto, se puede generalizar la asignación de cargas en función de las demandas proyectadas a nivel de sector y parroquia. En consecuencia, el incremento previsto en la proyección de la demanda para cada área, afectará a la carga inicial (1989) asignada a todos los tramos de primarios en ella contenidos.

#### III.4.2 RECONFIGURACION DE PRIMARIOS.-

Contando con la información y procedimientos básicos hasta aquí definidos, que principalmente se componen de: la topología actual de los primarios de distribución, las recomendaciones resultantes del diagnóstico, las cargas proyectadas y asignadas al año 1994, se procedió a reestructurar el sistema primario, a fin de determinar una configuración que opere adecuadamente, al final del periodo.

Este proceso que involucra el tratamiento individualizado de cada uno de los primarios, se ejecuta con otras opciones del sistema DPA, que permite realizar cambios sobre la base de datos para permitir entre otros los siguientes aspectos:

- Incremento en la sección del conductor
- Incremento del número de fases del circuito
- Transferencia de tramos de un primario a otro
- Instalación de reguladores o capacitores
- Creación de nuevos primarios de refuerzo

Los resultados de este análisis pormenorizado permite obtener una reconfiguración que cumple con las premisas de operación previstas y define un plan concreto de obras que deberán incorporarse dentro del período de cinco años.

La evaluación de las nuevas condiciones de operación por primarios y el detalle del plan de obras correspondiente aparecen en los Cuadros NQs. 19-A y 19-B . .

#### III.4.3 SISTEMA DE SUBTRANSMISION.-

El reordenamiento del sistema primario define los nuevos requerimientos de magnitud y ubicación de las cargas en las subestaciones. Esto introduce modificaciones, tanto en la ubicación, como en la asignación de demandas de las subestaciones existentes y de aquellas programadas (incluyendo el posible sitio de implantación), generado por la transferencia de carga entre subestaciones.

Como resultado de lo anterior se han previsto incorporar las subestaciones Milagro Norte y Bucay a partir del año 1990.

De esta manera, el estudio del sistema de subtransmisión para el año horizonte del plan, se limita a verificar la condición de operación de líneas y transformadores de potencia de acuerdo a los nuevos requerimientos de carga y establecer las modificaciones sobre la topología existente para eliminar las posibles deficiencias causadas principalmente por sobrecargas.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

PERFILES DE VOLTAGE DEL SISTEMA PRIMARIO

1994

CUADRO Nº 19-A

SUBESTACION PRIMARIO	VOLTAGE KV	DEMANDA KW	CAIDA MAXIMA DE VOLTAGE			PERDIDAS DE POTENCIA	
			UBICACION	% NIVEL DE VOLTAGE (X)	(KW)	(%)	
MILAGRO SUR B6	13.2	3 373	CLUB NACIONAL	3.86	97.43	84.61	2.51%
B8	13.2	4 231	ENTRADA A YAGUACHI	5.28	96.01	152.26	3.60%
B9	13.2	1 528	SALIDA AV ROLDOS	2.73	98.56	26.76	1.75%
MILAGRO NORTE No.1	13.2	1 907	LDS ANGELES	7.29	94.23	94.15	4.94%
No.2	13.2	2 999	GUAYAQUIL Y M VALV	2.77	98.75	41.51	1.38%
No.3	13.2	1 584	BOLIVAR Y CALLE 6	1.76	99.74	14.89	0.94%
M. MARIDUEÑA LOS PARQUES	13.2	75	LOS PARQUES	0.01	101.28	0.00	0.00%
PAPELERA	13.2	1 477	PAPELERA	1.10	100.19	12.36	0.84%
NARANJITO-BUCAY	13.2	1 619	J. G. PODER	8.11	93.18	85.12	5.26%
EL TRIUNFO BUCAY	13.2	1 193	PIEDRITAS	2.43	99.31	14.17	1.19%
LA TRONCAL	13.2	941	PACURUCU	4.43	97.31	19.98	2.12%
BUCAY No. 1	13.2	323	SECCION 975	1.30	99.00	2.81	0.87%
No. 2	13.2	643	SAN JUAN BOSCO	4.75	95.55	14.91	2.32%
LA TRONCAL LA TRONCAL	13.2	1 629	MARTHA LORENA	3.49	97.27	18.95	1.16%
LA PUNTILLA	13.2	330	LA ENVIDIA	1.26	99.50	2.63	0.80%
AZTRA	13.2	290	AZTRA	0.37	100.39	0.66	0.23%
PUERTO INCA No.1	13.2	464	REY RANCHO	0.91	99.01	2.14	0.46%
No.2	13.2	595	EMP. SAN JOSE	1.03	98.89	2.80	0.47%
MONTERO PARROQUIA TAURA	13.2	448	H. ANGELITO	2.20	99.47	5.49	1.23%
KM26-PTO. INCA	13.2	1 090	BARCELONA	3.28	98.39	14.95	1.37%
BASE TAURA	13.2	509	BASE TAURA	1.24	100.43	4.81	0.94%
NARANJAL TRIPOLI	13.2	729	TRIPOLI	1.25	98.60	2.03	0.28%
VILLA NUEVA	13.2	218	EL NUEVO PORVENIR	0.38	99.47	0.26	0.12%
NARANJAL	13.2	544	EL TRIUNFO	0.37	99.48	0.83	0.15%
MAXIMA CAIDA		28 739		8.11	93.18	619.08	2.15%

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

## OBRAS POR REALIZARSE EN PRIMARIOS

CUADRO Nº 19-B

S/E	PRIMARIO	SECCION	CONSTRUCCION (KM DE PRIMARIO) TRIFASICO				MODIFICACION					REGULAD	CAPACIT	
			266	2/0	1/0	2	3x270 a 3x336	3x170 3x266	11x270 3x266	11x170 3x266	11x2 a 3x2/0			
MILAGRO NORTE	ALIM # 3	72					1.6							
		87					0.16							
		89					0.2							
		91					0.32							
		92					0.4							
		98					0.38							
		99					0.33							
		102					0.2							
		118					0.36							
		122					0.1							
		124					0.27							
		125					0.21							
		126					0.1							
		131					0.19							
		132					0.31							
		133					0.2							
		1219	1.6											
		103						0.2						
		104						0.3						
		105						0.1						
		106						0.1						
		107						0.2						
		1232	0.16											
		149					0.2							
		147					0.1							
		1233	0.2											
		146							0.1					
		1234	0.32											
		1235	0.4											
		1236	0.38											
		1237	0.33											
		189								0.1				
		187								0.2				
	ALIM. # 1	1238		3.6										
		448										2.7		
		452										0.9		
		453										0.9		
		454										0.9		
		531										1.5		
		528										1.3		
		526										0.6		
MILAGRO SUR	B6 (1)	132												300
		643												
	B9 (1)	318												
	B8 (1)	378												
		372											180	
TOTAL (KM)			3.39	3.6	0	0	5.63	0.9	0.1	0.3	8.8	180	300	
COSTO/KM EN MILES (S./KM)			10,386	8,376	17,354	16,101	8,074	17,444	18,711	18,915	7,156			
COSTO/UNITARIO EN MILES (S./.)												50	40	
COSTO TOTAL EN MILES (S./)			35,208	30,154	0	0	45,456	16,700	871	12,675	62,971	9,000	12,000	
TOTAL GENERAL EN MILES DE SUCRES (S./)			205,034											

NOTAS: (1) EQUIPOS REUBICADOS QUE EEMCA TIENE INSTALADOS ACTUALMENTE  
(2) NO SE INCLUYEN LOS COSTOS DE LAS OBRAS QUE SE EJECUTAN DENTRO DEL PROYECTO BID

Este proceso se obtiene a partir de la utilización del programa de flujo de carga ECHO. Se han planteado varias alternativas las cuales se han evaluado en dos períodos 1989-1994 y 1994-2000, considerando que el sistema de subtransmisión debe ser estudiado por lo menos a mediano plazo, es decir diez años.

Como resultado de este análisis, se desprende que la mejor alternativa es una configuración radial que plantea las siguientes modificaciones sobre la existente (los flujos de carga tanto de máxima como de mínima demanda se presentan en los Cuadros N<sup>os</sup>. 20-A, 20-B, 20-C, 20-D, 20-E y 20-F ).

- Instalar una nueva salida en la subestación del SNI, para conectar a la subestación programada Milagro Norte, para mejorar el servicio del área urbana.
- Utilizando las salidas existentes de la subestación del SNI se forman dos ramales radiales: el primero con las subestaciones Milagro Sur, Montero, Puerto Inca y Naranjal; el segundo con las subestaciones Marcelino Maridueña, el Triunfo, Bucay y la Troncal.
- Cambiar el conductor del tramo Marcelino Maridueña-Bodegas de 3/0 AWG a 266 MCM.

Lo anterior conlleva a la realización de obras tanto en subestaciones de distribución, como es la incorporación de nuevas subestaciones y la rehabilitación de existentes, como la construcción de un total de 55 KM de líneas a 69 KV, como parte de un plan básico de expansión y adicionalmente el cambio de conductor para el tramo antes mencionado.

Un detalle de este programa se presenta en el Cuadro N<sup>o</sup> 21.

FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - DATOS GENERALES

PND-INECEL EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
 CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
 INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAY Y PUERTO INCA  
 DEMANDA MAXIMA

AREA	NOMBRE DE LOS NODOS										
1	BODEG1 TRIUNF	BUCAY TRONCA	DURAN	MILNOR	MILSUR	MMARID	MONTER	NARANJ	PTOINC	SNI	
2	BODEGA	MILN13	MILS13	MMAR13	MONT13	NARA13	PTO113	TRON13			
3	BUCA13	TRIU13									

TRANSFORMADORES									
N	NOMBRES		RELACION	TIPO	N	NOMBRES		RELACION	TIPO
1	MILSUR	- MILS13	0.996	1	2	MILNOR	- MILN13	1.000	1
3	MMARID	- MMAR13	0.996	1	4	TRIUNF	- TRIU13	1.009	1
5	BUCAY	- BUCA13	1.000	1	6	MONTER	- MONT13	1.009	1
7	TRONCA	- TRON13	1.000	1	8	NARANJ	- NARA13	1.000	1
9	PTOINC	- PTO113	1.00	1					

NODOS ESPECIALES							
N	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE INICIAL	GENERACION			
				MINIMA REACTIVA	INICIAL REACTIVA	MAXIMA REACTIVA	
1	SNI	3	68.9	5.0	0.0	10.0	





## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - RESULTADOS

CUADRO No 20-C

CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAY Y PUERTO INCA  
DEMANDA MAXIMA

BUS AREA NUMERO	KV	GRADO	GENERACION			CARGA		BUS AREA NOMBRE	RAMA				FLUJO NOM. FLUJ			RELAC	
			REAL MW	REACTIVA MVAR	CAPA. MVAR	MW	MVAR		FLUJO MW	MVAR	PERDIDAS MW	MVAR	MVA	MVA	%		
2 MONT13	13.42	-3.29	0.000	0.000	0.000	2.047	1.004	1 MONTE	0	-2.047	-1.004	0.000	0.099	2.280	3	62	1.009
2 NARA13	13.18	-3.29	0.000	0.000	0.000	1.491	0.756	1 NARANJ	0	-1.491	-0.756	0.000	0.045	1.672	5	35	1.000
2 PTOI13	13.19	-3.52	0.000	0.000	0.000	1.059	0.536	1 PTDINC	0	-1.059	-0.536	0.000	0.043	1.187	2	44	1.000
2 TRON13	13.30	-2.52	0.000	0.000	0.000	2.249	1.104	1 TRONCA	0	-2.249	-1.104	0.000	0.070	2.505	7	37	1.000
3 BUCA13	13.24	-2.79	0.000	0.000	0.000	0.966	0.555	1 BUCAY	0	-0.966	-0.555	0.000	0.038	1.114	2	46	1.000
3 TRIU13	13.43	-2.61	0.000	0.000	0.000	2.134	1.069	1 TRIUNF	0	-2.134	-1.069	0.000	0.077	2.387	5	46	1.009

## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - BALANCE DE POTENCIA

CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAY Y PUERTO INCA  
DEMANDA MAXIMA

INTERCAMBIOS DE POTENCIA								
AREA	POTENCIA ACTIVA (MW)				POTENCIA REACTIVA (MVAR)			
	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT
1	30.380	1.380	0.261	28.739	11.824	0.545	-2.415	13.694
2	0.000	25.639	0.000	-25.639	0.000	11.583	0.430	-12.013
3	0.000	3.100	0.000	-3.100	0.000	1.624	0.058	-1.682
TOTAL	30.380	30.119	0.261	0.000	11.824	13.752	-1.928	0.000
	MVAR GENERADOS POR CAPACITORES				0.00			

CUADRO No 20-D

## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO -DATOS GENERALES

PND-INECEL EMPRESA ELECTRICA E.E. MILAGRO  
 CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
 INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAY Y PTO INCA  
 DEMANDA MINIMA

AREA	NOMBRE DE LOS NODOS									
1	BODES1 TRIUNF	BUCAY TRONCA	DURAN	MILNOR	MILSUR	MMARID	MONTER	NARANJ	PTOINC	SNI
2	BODES2	MILN13	MILS13	MMAR13	MONT13	NARA13	PTOI13	TRON13		
3	BUCA13	TRIU13								

TRANSFORMADORES									
N	NOMBRES		RELACION	TIPO	N	NOMBRES		RELACION	TIPO
1	MILSUR	- MILS13	0.996	1	2	MILNOR	- MILN13	1.000	1
3	MMARID	- MMAR13	0.996	1	4	TRIUNF	- TRIU13	1.009	1
5	BUCAY	- BUCA13	1.000	1	6	MONTER	- MONT13	1.009	1
7	TRONCA	- TRON13	1.000	1	8	NARANJ	- NARA13	1.000	1
9	PTOINC	- PTOI13	1.00	1					

NODOS ESPECIALES									
N	NOMBRE	TIPO	VOLTAJE INICIAL	GENERACION					
				MINIMA	REACTIVA	INICIAL	REACTIVA	MAXIMA	REACTIVA
1	SNI	3	68.0		5.0		0.0		10.0

## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - RESULTADOS

CUADRO No 20-E

CONFIGURACION 1994 - TRES RAMPALES SALIENDO DEL SNI  
INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAY Y PTO INCA  
DEMANDA MINIMA

BUS AREA NUMERO	KV	GRADO	GENERACION			CARGA		BUS AREA NUMERO	RAMA				FLUJO NOM. FLUJ RELAC				
			REAL MW	REACTIVA MVAR	CAPA. MVAR	MW	MVAR		FLUJO MW	MVAR	PERDIDAS MW	MVAR	MVA	MVA	%		
1 BODEG1	67.79	-0.32	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 MMARID	0	-1.875	0.041	0.002	-0.224	1.875	55	3	
			0.000	0.000				1 TRIUNF	0	1.875	-0.041	0.002	-0.162	1.875	55	3	
1 BUCAY	67.70	-0.51	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3 BUCAI3	0	0.338	0.199	0.000	0.004	0.392	2	15	1.000
			0.000	0.000				1 TRIUNF	0	-0.338	-0.199	0.000	-0.612	0.392	55	0	
1 DURAN	67.88	-0.48	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 MONTER	0	0.000	0.000	0.000	-0.431	0.000	55	0	
1 MILNOR	67.88	-0.12	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2 MILN13	0	2.271	1.085	0.000	0.045	2.517	12	21	1.000
			0.000	0.000				1 SNI	0	-2.271	-1.085	0.002	-0.216	2.517	80	3	
1 MILSUR	67.88	-0.26	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2 MILS13	0	3.196	1.331	0.000	0.052	3.462	16	21	0.996
			0.000	0.000				1 MONTER	0	2.100	-0.925	0.004	-0.256	2.295	55	4	
								1 SNI	0	-5.297	-0.406	0.008	-0.159	5.312	80	6	
1 MMARID	67.86	-0.18	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 BODEG1	0	1.877	-0.264	0.002	-0.224	1.896	55	3	
			0.000	0.000				2 MMAR13	0	1.110	0.561	0.000	0.016	1.244	7	18	0.996
								1 SNI	0	-2.987	-0.297	0.006	-0.199	3.002	55	5	
1 MONTER	67.84	-0.47	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2 BODEGA	0	0.000	-0.333	0.000	-0.333	0.333	55	0	
			0.000	0.000				1 DURAN	0	0.000	-0.431	0.000	-0.431	0.431	55	0	
								1 MILSUR	0	-2.097	0.669	0.004	-0.256	2.201	55	4	
								2 MONT13	0	0.716	0.363	0.000	0.012	0.803	3	21	1.009
								1 PTOINC	0	1.380	-0.268	0.003	-0.611	1.406	55	2	
1 NARANJ	67.56	-0.81	0.000	0.000	0.000	0.483	0.191	2 NARA13	0	0.522	0.270	0.000	0.005	0.587	5	12	1.000
			0.000	0.000				1 PTOINC	0	-1.005	-0.461	0.001	-0.311	1.105	55	2	
1 PTOINC	67.66	-0.72	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 MONTER	0	-1.377	-0.342	0.003	-0.611	1.419	55	2	
			0.000	0.000				1 NARANJ	0	1.006	0.150	0.001	-0.311	1.017	55	1	
								2 PTO113	0	0.371	0.193	0.000	0.005	0.418	2	15	1.000
1 SNI	68.00	0.00	10.571	1.212	0.000	0.000	0.000	1 MILNOR	0	2.274	0.868	0.002	-0.216	2.434	80	3	
	SL		0.000	0.000				1 MILSUR	0	5.305	0.246	0.008	-0.159	5.311	80	6	
								1 MMARID	0	2.993	0.098	0.006	-0.199	2.994	55	5	
1 TRIUNF	67.72	-0.43	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 BODEG1	0	-1.873	-0.122	0.002	-0.162	1.877	55	3	
			0.000	0.000				1 BUCAY	0	0.338	-0.413	0.000	-0.612	0.534	55	0	
								3 TRIU13	0	0.747	0.383	0.000	0.009	0.840	5	16	1.009
								1 TRONCA	0	0.788	0.151	0.001	-0.243	0.802	55	1	
1 TRONCA	67.65	-0.47	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 TRIUNF	0	-0.787	-0.395	0.001	-0.243	0.881	55	1	
			0.000	0.000				2 TRON13	0	0.787	0.395	0.000	0.008	0.881	7	12	1.000

## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - RESULTADOS

CUADRO No 20-F

PND-INECEL EMPRESA ELECTRICA E.E. MILAGRO  
 CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
 INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCA Y PTO INCA  
 DEMANDA MINIMA

BUS AREA NUMERO	KV	GRADO	GENERACION			CARGA		BUS AREA NOMBRE	RAMA				FLUJO NOM. MVA	FLUJO MVA	RELAC %		
			REAL MW	REACTIVA MVAR	CAPA. MVAR	MW	MVAR		FLUJO MW	MVAR	PERDIDAS MW	MVAR					
2 BODEGA	67.86	-0.48	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	1 MONTER	0	0.000	0.000	0.000	-0.333	0.000	55	0	
2 MILN13	13.47	-1.04	0.000	0.000	0.000	2.271	1.040	1 MILNOR	0	-2.271	-1.040	0.000	0.045	2.498	12	21	1.000
2 MILS13	13.44	-1.07	0.000	0.000	0.000	3.196	1.279	1 MILSUR	0	-3.196	-1.278	0.000	0.052	3.442	16	22	0.996
2 MMAR13	13.44	-0.85	0.000	0.000	0.000	1.110	0.545	1 MMARID	0	-1.110	-0.545	0.000	0.016	1.237	7	18	0.996
2 MONT13	13.60	-1.23	0.000	0.000	0.000	0.716	0.351	1 MONTER	0	-0.716	-0.351	0.000	0.012	0.798	3	21	1.009
2 NARA13	13.46	-1.27	0.000	0.000	0.000	0.522	0.265	1 NARANJ	0	-0.522	-0.265	0.000	0.005	0.585	5	12	1.000
2 PTOI13	13.46	-1.34	0.000	0.000	0.000	0.371	0.188	1 PTOINC	0	-0.371	-0.188	0.000	0.005	0.415	2	15	1.000
2 TRON13	13.47	-0.96	0.000	0.000	0.000	0.787	0.386	1 TRONCA	0	-0.787	-0.386	0.000	0.008	0.877	7	12	1.000
3 BUCA13	13.46	-1.08	0.000	0.000	0.000	0.338	0.194	1 BUCAV	0	-0.338	-0.194	0.000	0.004	0.390	2	15	1.000
3 TRIU13	13.60	-0.99	0.000	0.000	0.000	0.747	0.374	1 TRIUNF	0	-0.747	-0.374	0.000	0.009	0.835	5	16	1.009

## FLUJOS DE CARGA - PROGRAMA ECHO - BALANCE DE POTENCIA

PND-INECEL EMPRESA ELECTRICA E.E. MILAGRO  
 CONFIGURACION 1994 - TRES RAMALES SALIENDO DEL SNI  
 INGRESAN S/E MILAGRO NORTE, BUCAV Y PTO INCA  
 DEMANDA MINIMA

INTERCAMBIOS DE POTENCIA								
AREA	POTENCIA ACTIVA (MW)				POTENCIA REACTIVA (MVAR)			
	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT	GENERACION	CARGA	PERDIDA	EXPORT
1	10.571	0.483	0.029	10.059	1.212	0.191	-3.513	4.535
2	0.000	8.974	0.000	-8.974	0.000	4.054	-0.094	-3.960
3	0.000	1.085	0.000	-1.085	0.000	0.568	0.007	-0.575
TOTAL	10.571	10.542	0.029	0.000	1.212	4.813	-3.601	0.000
	MVAR GENERADOS POR CAPACITORES				0.00			

CUADRO Nº 21

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

## OBRAS EN SUBTRANSMISION

SUBESTACIONES DE DISTRIBUCION					
OBRA	DESCRIPCION	A	R	M	
MILAGRO NORTE	OBRA SEGUN FASE B.1 (1990)				
	- 3 Posiciones de linea con disyuntor a 69 KV	X			X
	- Posicion de Transformador de 10/12 MVA 69/13,8 KV	X			X
	- Salida de Transformador con disyuntor a 13,8 KV	X			X
BUCAY	OBRA SEGUN FASE B.1 (1990)				
	- Posicion de Transformador de 2,5 MVA	X			X
	- Posicion de linea terminal con seccionador 69 KV	X			X
	- Salida de transformador con disyuntor 13,8 kv	X			X
	- Tres posiciones de salida de alimentador con disyuntor a 13,8 KV	X			X
LINEAS DE SUBTRANSMISION					
LINEAS	CONSTRUCCION	LONG KM.	CALIB.	ANIO	PROGR.
MILAGRO SUR-MILAGRO NORTE	Nueva (Fase B)	6	477		1990
EL TRIUNFO-BUCAY	Nueva (Fase B)	37	266		1990
MILAGRO SNI-MILAGRO NORTE	Nueva	12	477		1992
M. MARIDUENIA-BODEGAS	Cambio de Conductor	13	266		1992

A = ADQUISICION  
 B = REUBICACION  
 C = MONTAJE

### III.5 COSTO DE LAS MEJORAS Y AMPLIACIONES DEL SISTEMA

#### III.5.1 INVERSIONES.-

Para valorar el costo actual que debe realizarse como parte de la expansión del equipamiento previsto en el plan a corto plazo, se ha recurrido a la información disponible en las diferentes áreas de INECEL, actualizada a junio de 1988, y que ha sido utilizada para la estimación de los costos tanto del equipamiento como del montaje.

Esta información ha sido compendiada para las diferentes características y sus resultados se resumen a continuación.

##### a) Primarios de Distribución.-

La valoración de las inversiones a realizarse en el sistema de distribución a nivel de primario ha sido dividida en tres rubros principales: incremento de primarios, modificaciones o adecuaciones a primarios existentes e instalación de reguladores de voltaje y bancos de capacitores.

Dentro del primer rubro se incluyen todas las nuevas extensiones que deben ejecutarse y han sido valoradas en función del calibre del conductor de fase del primario. Las modificaciones contemplan los cambios de configuración y en general se refieren, a sustitución de la red monofásica o trifásica y en algunos casos, reforzando el calibre de los conductores de fase. Cabe anotar que dentro del costo se ha contemplado el desmontaje y montaje de los elementos involucrados y en el caso de retiro de conductores, la reutilización de un 20% del total del material.

En el Cuadro Nº 19-B, se presentó un detalle de los tramos que, asociados con los planos de secciones y nodos, han sido reformados en relación con la configuración ac-

tual, la longitud del tramo afectado y la totalización de las modificaciones por tipo. Se indica también el costo unitario de las reformas y el costo total de la inversión.

b) Subestaciones y Líneas de Subtransmisión.-

La estimación de las inversiones de subestaciones contempla obras que se encuentran dentro de la Fase B.1 de subtransmisión.

Dentro del rubro líneas de subtransmisión, se han incluido las líneas que componen el grupo básico resultante del plan general de equipamiento. Constan los costos unitarios por kilómetro de línea en base a información obtenida para la Fase B-1 e igualmente el costo estimado total para el tramo lo que se muestran en el Cuadro N° 22.

Los datos sobre las obras contempladas en el Programa de Subtransmisión Fase B1 se tabulan a continuación:

OBRAS DE SUBTRANSMISION FASE B1

LINEAS

TRAMO ENTRE SUBESTACIONES	KV	LONGITUD KM	CALIBRE (MCM O AWG)	CONDUCTOR
------------------------------	----	----------------	------------------------	-----------

Milagro Sur - Milagro Norte	6.0	477.0		ACSR
El Triunfo - Bucay	37.0	266.8		ACSR
Milagro SNI - Milagro Norte	12.0	477.0		ACSR

SUBESTACIONES

Como parte del equipamiento previsto en la Fase B-1, se incorporan las siguiente subestaciones:

SUBESTACION	RELACION ( KV )	Nº	TRANSFORMADOR (MVA)
Milagro Norte	69/13,8	1	10/12
Bucay	69/13,8	1	2.5



## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

## CUADRO NO 22

## PRESUPUESTO TOTAL

OBRAS	TASA CAMBIARIA: 4.67 Sucres/Yen				
	MONEDA EXTRANJERA	MONEDA LOCAL (SUCRES)		TOTAL	
	C. I. F. (Yenes)	COSTOS DIRECTOS	TASAS E IMPUESTOS (% CIF)	IMPUESTOS VALOR	(SUCRES)
LINEAS :					
L.1 Linea S/E Milagro Norte - Milagro Sur	21,142,446	32,640,000	31.28	30,883,418	162,258,642
L.2 Linea S/E Milagro Norte - S/E Milagro (SNI)	42,284,892	65,280,000	31.28	61,766,837	324,517,283
L.3 Linea S/E Bucay - S/E Triunfo	83,709,009	206,720,000	31.28	122,276,312	719,917,384
L.4 Linea S/E M. Mariduela - Bodegas (Cambio de conductor 3x3/0 a 3x266.8	28,412,980	14,300,000	31.28	41,503,709	188,492,324
SUBESTACIONES :					
SUBESTACION MILAGRO NORTE					
S.1 Transformador 10/12.5 MVA	27,310,000		18.00	22,956,786	150,494,486
S.2 BIS 69 KV, tres posiciones	81,110,000		21.00	79,544,577	458,328,277
S.3 Cubiculos de 13.8 KV. Cinco salidas	40,230,000		14.50	27,241,745	215,115,845
S.4 Cables y accesorios	4,120,000		38.50	7,407,554	26,647,954
S.5 Transporte Maritimo	3,950,000				18,446,500
S.6 Montaje y Obras Civiles					
Transporte Interno		37,000,000			37,000,000
TOTAL S/E MILAGRO NORTE					906,033,062
SUBESTACION BUCAY					
S.1 Transformador 2.5 MVA	16,830,000		18.00	14,147,298	92,743,398
S.2 Una posicion de 69 KV	5,250,000		21.00	5,148,675	29,666,175
S.3 Cubiculos de 13.8 KV. Tres salidas	28,940,000		14.50	19,596,721	154,746,521
S.4 Cables y accesorios	2,702,000		38.50	4,858,061	17,476,401
S.5 Transporte Maritimo	3,620,000				16,905,400
S.6 Montaje y Obras Civiles					
Transporte Interno		21,000,000			21,000,000
TOTAL S/E BUCAY					332,537,895
				TOTAL	2,633,756,589

## c) Resumen General de Inversiones.-

Con el propósito de obtener un resultado global de las inversiones que deben ejecutarse para llevar a cabo las diversas obras del Plan de Equipamiento hasta 1994, en la siguiente tabla se presenta un resumen general que integra los costos resultantes.

<u>RUBRO</u>	<u>MILLONES DE SUCRES</u>
Primarios	
- Nuevos	65,3
- Modificaciones	118,7
- Capacitores	12,0
- Reguladores	9,0
	<hr/>
SUBTOTAL	205,0
Subestaciones	1238,6
Líneas de Subtransmisión	1395,2
TOTAL	2838,8

Finalmente se presenta como Cuadros N<sup>os.</sup> 23 y 24 el programa de ejecución de obras de saneamiento y rehabilitación y el calendario de inversiones para los sistemas de Subtransmisión y de alimentadores primarios de distribución del sistema de la Empresa Eléctrica Milagro.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

## CRONOGRAMA DE EJECUCION DE OBRAS

OBRAS	1989	1990	1991	1992	1993	1994
LINEAS :						
L.1 Linea S/E Milagro Norte - S/E Milagro Sur						
- Disenio	xxx					
- Suministro de Materiales		xxxxxx				
- Construccion y Montaje			xxxxxx			
L.2 Linea S/E Milagro Norte-S/E Milagro (S.N.I.)						
- Disenio				xxx		
- Suministro de Materiales					xxxxxx	
- Construccion y Montaje						xxxxxx
L.3 Linea S/E Bucay - S/E Triunfo						
- Disenio	xxx					
- Suministro de Materiales	xxx	xxx				
- Construccion y Montaje		xxx				
L.4 Linea S/E M. Mariduela - Bodégas (Cambio de conductor - 3x3/0 a 3x266.8 KCM)						
- Suministro de Materiales						xxx
- Construccion y Montaje						xxx
SUBESTACIONES :						
SUBESTACION MILAGRO NORTE						
- Disenio		xxx				
- Suministro de Materiales		xxx	xxx			
- Construccion y Montaje			xxx			
SUBESTACION BUCAY						
- Disenio	xxx					
- Suministro de Materiales	xxx	xxx				
- Construccion y Montaje		xxx				

## EMPRESA ELECTRICA HILABRO C. A.

CALENDARIO DE INVERSIONES  
EN MILES DE SUEDOS

TASA CUMULADA 4.67 SUEDOS/AÑO

	1989		1990		1991		1992		1993		1994		TOTAL	
	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.	M.L.	M.E.
OBROS														
LÍNEAS :														
L.1 Lima SVE H. Norte - SVE H. Sur			30,883	21,142	38,640									152,259
L.2 Lima SVE H. Norte-SVE H. Lago O. H. I. O														324,517
L.3 Lima SVE Bucay - SVE Trilunfo	122,276	41,853	206,720	41,853										733,517
L.4 Lima SVE H. Huancayo-Bodopas (Cambio de conductor - 3x3/0 a 3x254.8 KCM)							35,804	29,413						188,452
SUBESTACIONES :														
SUBESTACION TELABRO NORTE			137,131	79,360	37,000	79,360								906,033
SUBESTACION BUCAY	43,731	29,671	21,000	29,671										332,338
ALIMENTADORES PRIMARIOS :														
CONSTRUCCIONES NUEVAS Y MODIFICACIONES			102,517		102,517									205,034
TOTAL	156,027	70,526	498,271	170,028	172,137	79,360	35,804	29,413	61,767	42,285	63,280	0	2,838,731	
TOTAL MONEDA LOCAL	495,381		11,292,302		539,098		188,452		259,237		63,280		2,838,731	

M.L. : MONEDA LOCAL

M.E. : MONEDA EXTRANJERA

## C A P I T U L O    I V

ANALISIS TARIFARIO:

## IV.1 ANALISIS DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA VIGENTE

El Reglamento para la Fijación de las Tarifas de Suministro de Energía Eléctrica, expedido mediante Decreto Ejecutivo Nº 2310 del 15 de diciembre de 1983, y publicado en el Registro Oficial Nº 644 del mismo mes y año, es el marco legal bajo el cual se desarrolla el análisis económico-financiero de las Empresas Eléctricas y de cuyos resultados se procede a la determinación de las tarifas de detalle para los usuarios, siendo potestad del Directorio de INECEL la aprobación de las tarifas. Aprueba mediante Resolución Nº 263 del 8 de septiembre de 1988 la nueva "Política Tarifaria para el Sector Eléctrico del Ecuador", lo cual ratifica una política de protección social para las clases más desposeídas de la población y para esto establece en la estructura tarifaria vigente determinados niveles de subsidio al costo de la energía entregada a los usuarios y cargos crecientes según el nivel de consumo. Adicionalmente es de interés de las autoridades de Gobierno el que todos los abonados del país reciban un trato igualitario, para similares niveles de consumo en lo relativo al precio que deben pagar por la energía consumida, independientemente de su localización geográfica.

La viabilización de los planteamientos anteriores a llevado a la aplicación de una estructura tarifaria única a nivel nacional y la aplicación de cargos tarifarios iguales para todo el país.

#### IV.1.1 TIPOS DE SERVICIO.-

Se reconocen los siguientes tipos de abonados y en consecuencia de servicios, a los que se suministrará potencia y energía eléctricas y de acuerdo a lo que establece el Reglamento de Tarifas en su Artículo 239 mencionado anteriormente:

##### a) Residencial.-

Son los servicios destinados exclusivamente a uso doméstico en las habitaciones y anexos que normalmente constituyen la residencia de una unidad familiar. Se clasifican también en esta categoría los abonados de pequeños consumos y bajos recursos económicos que tengan integrada a su vivienda una pequeña actividad de comercio o pequeños talleres de artesanía ( como tienda-vivienda, zapatería-vivienda, etc).

##### b) Comercial.-

Son los servicios de energía eléctrica suministrados a casas, edificios, departamentos, etc., destinados por el abonado o sus inquilinos para fines de negocios o actividades profesionales, y a locales destinados a cualquier otra actividad por la cual sus propietarios o sus arrendatarios perciban alguna remuneración del público que a ellos concorra. Se clasifican, por lo tanto, dentro del servicio comercial, el suministro de energía a tiendas, almacenes, salas de cine, hoteles y afines, clínicas particulares y todos aquellos usuarios que no pueden considerarse como residencias o industrias. En caso de que la casa, departamento, etc., de un consumidor de mayores recursos económicos, o parte de ellos sirva a la vez como residencia de los abonados o sus inquilinos y si sólo existe un medidor de energía, todo el consumo de energía se lo considerará como servicio comercial.

En este caso el abonado podrá solicitar la instalación de un medidor independiente para el consumo de energía en la parte del edificio usado como residencia, siempre que la misma esté separada del área destinada a servicios comerciales por medio de tabiques o paredes permanentes y que las instalaciones interiores de cada área sean completamente independientes unas de otras, sin posibilidades de interconexión entre ambas. En general, deberá restringirse este tipo de instalación.

c) Industrial.-

Se denomina así al servicio de energía eléctrica suministrado a locales tales como fábricas, talleres, aserraderos, molinos, etc., destinados a la elaboración o transformación de productos por medio de cualquier proceso industrial. Se incluye en este servicio el suministro de energía eléctrica para usos industriales de los Municipios, Consejos Provinciales y otras entidades de servicio público. Constituye parte del servicio industrial, el servicio de alumbrado a los locales destinados a la elaboración del producto.

Si el mismo local se destinare también para el uso de otros fines ajenos al proceso industrial, tales como salas de ventas, residencias, etc., las empresas eléctricas podrán exigir la instalación de un medidor independiente para estos servicios y se aplicará la tarifa que corresponda. Se incluirá dentro de este servicio a los usuarios que sean calificados como tales, mediante leyes especiales por el Ministerio de Industrias, Comercio e Integración.

d) Alumbrado Público.-

Se denominará así al suministro de energía eléctrica para alumbrado de calles, plazas, sitios de recreo, parques, pilas luminosas, etc., que son de libre ocupación para el público.

e) Entidades Oficiales.-

Se denominará así al suministro de energía eléctrica para usos generales en las oficinas o dependencias de los Municipios, Consejos Provinciales y de las Funciones Ejecutiva, Legislativa y Judicial.. No se clasificará dentro de este servicio el suministro de energía eléctrica a edificios, departamentos, oficinas y otras propiedades de las instituciones definidas anteriormente, cuando se las arriende o ceda a particulares:

f) Entidades de Asistencia Social y de Beneficio Público.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica para usos generales en entidades de Asistencia Social sin fines de lucro; de instituciones de beneficencia, de carácter social y público; de instituciones educacionales como: escuelas, colegios, universidades y politécnicas; y, de iglesias, cuyo funcionamiento se halle financiado exclusivamente por contribuciones de la comunidad o por fondos provenientes del Estado; y,

g) Otros.-

Se denomina así al suministro de energía eléctrica para todos los casos que no estén considerados en las clases anteriores, como por ejemplo: bombeo de agua potable para servicio público, bombeo de agua para riego, abonados con contratos especiales, y, se reconocerá también como servicio de energía eléctrica el referente a venta para reventa que se produzca entre empresas o sistemas eléctricos del país, de acuerdo a lo que al respecto establece el Artículo 229 del Reglamento de Tarifas.



#### IV.1.2 ESTRUCTURA TARIFARIA.-

Para los servicios mencionados en el numeral anterior se ha definido la siguiente estructura tarifaria:

##### a) Servicio Residencial.-

Todos los abonados a este servicio, tienen un cargo mínimo en Suces con derecho a 20 KWH de consumo mensual y 10 cargos crecientes en Suces/ KWH en función del consumo de energía restante. Estos abonados son identificados con la letra "R".

##### b) Servicio Comercial.-

A los abonados de este servicio se los ha denominado en función de la carga instalada:

Comercial sin Demanda.- Cuya carga instalada sea de hasta 10 KW, tienen un cargo mínimo en Suces, con derecho a 20 KWH de consumo de energía mensual y 5 crecientes en Suces-/KWH en función del consumo de energía restante. Estos abonados son identificados con la letra "C".

Comercial con Demanda.- Para los abonados cuya carga instalada es superior a 10 KW, existe un cargo por demanda ( Suces/KW) y un cargo único por energía ( Suces/KWH ), Estos abonados son identificados con las letras "C-D".

##### c) Servicio Industrial.-

Para este servicio se agrupan los abonados en función de su carga instalada y de su demanda facturable, de la siguiente manera:

c.1. Carga Instalada hasta 10 KW.- Estos abonados definidos como industriales artesanales, tienen un cargo mínimo en Suces, con derecho a 100 KWH de consumo de energía -

mensual y 3 cargos crecientes en Sucres/KWH en función de su consumo de energía restante. Estos abonados son identificados con las letras "I-A".

c.2. Carga Instalada mayor a 10 KW y demanda facturable hasta 1000 KW.- Estos abonados definidos como Industriales con Demanda I, tienen un cargo por demanda en Sucres/KW, y un cargo por energía en Sucres/KWH. Estos abonados son identificados con las siglas "I-D1".

c.3.- Demanda Facturable mayor a 1000 KW.- Para estos abonados definidos como industriales con Demanda II, se ha establecido un cargo por demanda en Sucres/KW aplicable a la demanda máxima de la industria, este cargo es modificado con un factor de corrección, el cual se determina con la relación existente entre la demanda máxima de la industria en las horas de pico de la empresa eléctrica y la demanda máxima de la industria y 3 cargos por energía en Sucres/KWH, decrecientes en relación a las horas de uso de la demanda. Estos abonados son identificados con las siglas "I-D2".

c.4.- Consumos Estacionales.- Se ha definido esta tarifa para aquellos usuarios industriales, cuyos requerimientos de potencia y energía son de tipo estacional, y se les aplicará las tarifas industriales correspondientes, incrementadas únicamente en el cargo por demanda, son identificados estos servicios con las siglas "I-CE".

d) Servicio de Bombeo de Agua.-

Este tipo de servicio cubre los requerimientos energéticos para usos agrícolas, piscícolas y los de las Empresas de Agua Potable. Para este servicio se ha definido un cargo por demanda en Sucres/KW y un cargo único por energía en Sucres/KWH. Este servicio es identificado con las siglas "B-A".

e) Servicio a Entidades Oficiales.-

A estos abonados se les aplica las tarifas comerciales correspondientes. Son identificados con las siglas "E-O".

f) Servicio a Entidades de Asistencia Social.-

Los organismos que deseen acogerse a este servicio, son calificados previamente como tales por cada Empresa Eléctrica, en base a un instructivo con requerimientos específicos. Estos abonados son facturados con tarifa residencial a la misma que se aplica un porcentaje de descuentos en la planilla final del 30%. Los usuarios a este servicio son identificados con la sigla "A-S".

g) Servicio a Entidades de Beneficio Público.-

Este servicio es brindado a las instituciones educativas tanto fiscales como privadas de carácter gratuito y a las salas de culto religioso que hayan independizado sus circuitos del resto de áreas no relacionadas al culto. Este servicio se factura con las tarifas del servicio residencial a las mismas que se aplica un porcentaje de descuento del 30% definido para la planilla total. Estos abonados son identificados con las siglas "B-F".

h) Servicio de Alumbrado.-

Para este servicio se han establecido los siguientes dos tipos de requerimientos:

h.1 Alumbrado Publico.- Este servicio tiene un cargo único por energía en Sucres/KWH, y es aplicado a los Municipios por el alumbrado de calles y plazas públicas. Este servicio se identificará con las siglas "A-PU".

h.2. Alumbrado y Servicios Comunitarios.- Para este servicio se aplica un cargo único en Sucres/KWH por energía y

se lo identifica con las siglas "A-SC", y es el entregado al interior de conjuntos habitacionales.

i) Servicios Ocasionales.-

Estos servicios son aquellos que se brindan a circos, parques de diversión, etc., que en forma temporal se instalan en lugares públicos o privados o para usos industriales temporales como construcciones. Para efectos de la facturación de estos servicios se aplican las tarifas comerciales o industriales correspondientes, con un recargo definido de 50% al valor de la planilla por consumo de energía eléctrica. Estos abonados son identificados con las siglas "S-O".

j) Servicio a Abonados con Contratos Especiales.-

Estos abonados son aquellos a los cuales, por sus características de consumo y/o de equipamiento, ameritan establecerseles tarifas específicas que permitan optimizar el parque generador del país. Las tarifas correspondientes que se les aplica son definidas en forma particular para cada caso concreto y aprobadas por el Directorio de INECEL.

k) Venta para la Reventa.-

Este servicio está destinado al suministro de potencia y energía eléctricas por parte de empresas o sistemas eléctricos a otros similares. Para este servicio se aplica una tarifa que corresponde al precio medio al cual le vende el SNI de INECEL a la empresa suministradora, incrementado en un porcentaje que depende del nivel de tensión que entregue, y que le permita cubrir las pérdidas eléctricas en líneas y gastos propios de comercialización.

#### IV.1.3 REAJUSTES TARIFARIOS.-

El sector eléctrico experimenta un incremento de sus costos ya que para su equipamiento requiere la importación de los mismos y en casos de equipos adquiridos en mercados locales, los mismos son fabricados con insumos importados, de tal manera que los costos de operación y mantenimiento son superiores a los ingresos que por la venta de la energía se obtienen. Esto a obligado a que se mantenga una política de reajustes tarifarios mensual del 3% acumulativo a todos los cargos tarifarios menos para los consumos de los abonados residenciales y comerciales, cuyos consumos mensuales no superan los 80 KWH, los mismos que únicamente se reajustarán en el mismo porcentaje en el que se incremente el salario mínimo vital del sector público. Estos incrementos se han puesto en vigencia a partir del mes de febrero de 1989 y se siguen aplicando hasta la presente fecha.

#### IV.1.4 ESPECIFICACION DE LA COMPOSICION DEL PLIEGO TARIFARIO DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO.-

Referencia Mes de Junio año 1990:

##### A. Servicio Residencial (R)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que se definen como tales en el Artículo 239 literal a) del Reglamento de Tarifas.

<b>CARGOS :</b>	S/.	55,00	mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 20 KWH.
	S/.	3,04	por cada uno de los siguientes 30 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	7,95	por cada uno de los siguientes 30 KWH de consumo durante el mes.

S/.	15,70	por cada uno de los siguientes 20 KWH de consumo durante el mes.
S/.	20,66	por cada uno de los siguientes 20 KWH de consumo durante el mes.
S/.	22,48	por cada uno de los siguientes 30 KWH de consumo durante el mes.
S/.	23,14	por cada uno de los siguientes 50 KWH de consumo durante el mes.
S/.	23,97	por cada uno de los siguientes 100 KWH de consumo durante el mes.
S/.	25,12	por cada uno de los siguientes 200 KWH de consumo durante el mes.
S/.	26,69	por cada uno de los siguientes 500 KWH de consumo durante el mes.
S/.	28,26	por cada KWH de consumo adicional en el mes.

En el caso de que el medidor de un abonado no haya sido leído por alguna causa justificada, la factura mensual se calculará en base al consumo promedio de los tres últimos meses facturados. Si en dos meses consecutivos no es posible efectuar la medición por causas atribuibles al usuario, la empresa le notificará de esta circunstancia, pidiéndole dar facilidades para tal medición. En todo caso la facturación que se efectúe hasta que se regularice esta situación, seguirá realizándose siempre con el promedio de consumo de los tres últimos meses facturados.

B. Servicio Comercial.-

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio comercial que se definen como tales en el Artículo 239 literal b) del Reglamento de Tarifas.

B.1 Tarifa Comercial sin Demanda (C)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados comerciales cuya carga instalada sea de hasta 10 KW.

<b>CARGOS:</b>	S/.	83,00	mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 20 KWH.
	S/.	9,67	por cada uno de los siguientes 60 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	22,15	por cada uno de los siguientes 70 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	28,26	por cada uno de los siguientes 350 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	29,83	por cada uno de los siguientes 500 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	31,40	por cada KWH de consumo adicional en el mes.

Aquellos abonados cuyos consumos sean superiores a 2000 KWH, la empresa deberá revisar necesariamente la carga instalada, para proceder a un ajuste en su ubicación tarifaria si el caso amerita.

## B.2 Tarifa Comercial con Demanda (C-D)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados comerciales cuya carga instalada sea mayor a 10 KW.

**CARGOS:** S/. 826,00 mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo. Esta demanda se la define en el literal j).  
S/. 28,26 por cada KWH de consumo durante el mes.

En caso de que el medidor de un abonado no haya sido leído por alguna causa justificada, la factura mensual se calculará en base al consumo promedio de los tres últimos meses facturados. Para este caso se aplicará el mismo procedimiento detallado para los abonados residenciales.

## C. Servicio Industrial.-

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial que se definen como tales en el Artículo 239 literal c) del Reglamento de Tarifas.

### C.1 Tarifa Industrial Artesanal (I-A)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial, que utilicen el servicio eléctrico en trabajos de artesanía o pequeña industria y cuya carga instalada sea de hasta 10 KW.

**CARGOS:** S/. 1405,00 mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 100 KWH.



S/.	21,98	por cada uno de los siguientes 400 KWH de consumo durante el mes.
S/.	24,30	por cada uno de los siguientes 500 KWH de consumo durante el mes.
S/.	28,59	por cada KWH de consumo adicional en el mes.

Aquellos abonados cuyos consumos sean superiores a 2000 KWH, la empresa deberá revisar necesariamente la carga instalada, para proceder a un ajuste en su ubicación tarifaria si el caso amerita.

### C.2 Tarifa Industrial con Demanda I (I-D1)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial cuya carga instalada sea mayor a 10 KW y hasta una demanda facturable de 1000 KW.

**CARGOS:**

S/.	744,00	mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.
S/.	25,62	por cada KWH consumido durante el mes.

### C.3 Tarifa Industrial con Demanda II (I-D2)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial cuya demanda facturable sea mayor a 1000 KW y cuente con los equipos de medición necesarios para establecer la demanda máxima de la industria durante las horas de pico de la empresa eléctrica ( 18H00 a 21H00) y la demanda máxima de la

industria. En el caso de no disponerse de este equipamiento se le facturará como "I-DI".

CARGOS: S/. 826,00 mensuales por cada KW de demanda máxima como Mínimo de pago, sin derecho a consumo, multiplicando por un factor de corrección ( FC ), que se lo obtiene de la relación:

$$FC = DP/DM \quad \text{donde:}$$

DP: Demanda máxima registrada en la industria en las horas de pico de la empresa eléctrica ( 18H00 a 21H00 ).

DM: Demanda máxima de la industria durante el mes.

En ningún caso este factor de corrección deberá ser menor que 0.60.

La demanda máxima a facturarse no podrá ser menor al 70% de la demanda facturable de la industria definida en el literal J1.

S/. 25,62 por cada KWH de consumo durante el mes, correspondiente a los primeros 200 KWH/KW de demanda máxima registrada en el mes.

S/. 23,06 por cada KWH de consumo durante el mes, correspondiente a los siguientes 200 KWH/KW de demanda máxima registrada en el mes.

S/. 20,76 por cada KWH de consumo adicional en el mes.

#### C.4 Tarifas para Consumos Estacionales.-

**APLICACION:** Los usuarios industriales que tengan un consumo de tipo estacional podrán opcionalmente acogerse a esta tarifa, la cual será aplicada únicamente en el período de utilización que hayan acordado con la empresa.

**CARGOS:** Se aplicarán los cargos de la tarifa industrial que le corresponda, incrementando el cargo por demanda en el 100%. En esta tarifa la demanda facturable será la demanda máxima registrada en el mes, la cual no podrá ser inferior a la demanda contratada.

#### D. Tarifa de Bombeo de Agua (B-A)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para bombeo de agua utilizada para usos agrícolas, piscícolas y por las Empresas de Agua Potable.

**CARGOS:** S/. 744,00 mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.

S/. 16,53 por cada KWH de consumo durante el mes.

#### E. Servicio a Entidades Oficiales (E-0)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados oficiales y municipales que se definen como tales en el Artículo 230 literal e) del Reglamento de Tarifas.

CARGOS: Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes.

F. Servicio a Entidades de Asistencia Social y de Beneficio Público.-

F.1 Tarifa de Asistencia Social (A-S).

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a las entidades de Asistencia Social sin fines de lucro y de Beneficiencia de carácter social y público, las mismas que deben ser calificadas previamente como tales cumpliendo lo que al respecto determina el instructivo al que se sujetará las Instituciones de Asistencia Social, adjunto al presente pliego tarifario.

CARGOS: Se aplicará los cargos correspondientes de la tarifa residencial con un descuento del 30% en el valor de la planilla.

F.2 Tarifa de Beneficio Público (B-P)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a las instituciones educacionales: fiscales y privadas de carácter gratuito; y, a las salas de culto religioso, que tengan circuitos eléctricos independientes del resto de áreas de servicio.

CARGOS: Se aplicarán los cargos correspondientes de la tarifa residencial con un descuento del 30% al valor de la planilla.

## G. Servicio de Alumbrado.-

### G.1 Tarifa de Alumbrado Público ( A-PU)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a la energía suministrada para el servicio de Alumbrado Público de calles, plazas, monumentos y fachadas de edificios históricos.

CARGOS: S/. 27,24 por cada KWH consumido en el mes.

### G.2 Tarifa de Alumbrado y Servicio Comunitario (A-SC)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a la energía registrada por un medidor para el alumbrado de espacios comunales particulares y para los servicios comunitarios correspondientes.

CARGOS: Se aplicarán los cargos correspondientes de la tarifa residencial.

## H. Servicios Ocasionales (S-O)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a aquellos abonados que tomen energía eléctrica para realizar actividades comerciales e industriales transitorias en la vía pública o en lugares particulares.

CARGOS: Se aplicarán las tarifas comerciales o industriales correspondientes con un recargo del 50% sobre el valor de la planilla.

## I. Servicio de Venta de Energía para Reventa (V-R)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica que una empresa o sistema

entregue a otra empresa o sistema eléctrico, para el servicio de los abonados de esta última a los niveles de voltaje inferiores a 46 KV.

**CARGOS:** El precio de venta de cada KWH entregado por la entidad suministradora será determinado con la siguientes relación:

$$FV = 1.2 (Pe/Ee) \quad \text{donde:}$$

FV= Precio de venta de la energía suministradora para reventa.

Pe= Valor de la planilla en Sucres emitida por INECEL a la entidad suministradora 1/ en el mes correspondiente

Ee= Energía entregada por INECEL a la entidad suministradora en el mismo período.

Este precio medio de venta, se multiplicará por el monto de energía entregada en el mes correspondiente.

NOTA 1/ Incluye penalizaciones y descuentos.

## J. Demanda Facturable.-

### J.1 Con Registrador de Demanda

**DEFINICION:** La demanda facturable es la máxima demanda registrada en el respectivo medidor de demanda en los últimos 12 meses incluido el de facturación.

### J.2 Sin Registrador de Demanda

**DEFINICION:** a) La demanda facturable para aquellos abonados cuyos consumos de energía sean

Para la facturación de los abonados sin medidor durante el mencionado período, las empresas eléctricas procederán a estimar el consumo en base a la carga instalada con un factor de 100 horas/uso.

#### IV.1.5 COMPARACION TARIFARIA Y EVOLUCION DEL PRECIO MEDIO DE LA EMPRESA ELECTRICA MILAGRO.-

Con el objeto de poder visualizar el efecto que tiene la estructura tarifaria vigente que en resumen es una estructura con cargos crecientes, lo que significa que al que más usa la energía su precio medio de KWH es más alto, se presenta a continuación los Cuadros N<sup>os</sup>. 25-A y B de evolución tarifaria para los meses: enero de 1989, que es el punto de partida de esta nueva estructura, enero 1990 y a la fecha junio de 1990, para que conjuntamente con el gráfico N<sup>o</sup> 3 de comparación tarifaria se vea como ha sido el crecimiento sostenido de las tarifas con los ajustes tarifarios respectivos.

#### IV.2 ESTUDIO DE COSTOS DEL SERVICIO

En una empresa de producción de energía eléctrica es importante prestar el cuidado y atención necesarios a dos problemas íntimamente relacionados que son: el cálculo de los costos del servicio y la estructuración de las tarifas, sin embargo es a estos problemas a los que menos atención se los presta.

Cualquier tarifa de precios que no se desprenda del debido conocimiento de los costos es en todo caso arbitraria, ya que las mismas lo único que buscarían sería obtener ingresos totales suficientes para cubrir la totalidad de los gastos, sin apoyarse sobre ningún sistema racional de distribución de costos entre los diversos tipos de consumidores.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

## EVOLUCION TARIFARIA DEL PRECIO MEDIO DE VENTA

CONSUMO KWH	ENERO 1989		ENERO 1990		JUNIO 1990	
	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S/./KWH	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S/./KWH	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S/./KWH
20	38.00	1.90	55.00	2.75	55.00	2.75
25	48.45	1.94	70.20	2.81	70.20	2.81
30	58.90	1.96	85.40	2.85	85.40	2.85
35	69.35	1.98	100.60	2.87	100.60	2.87
40	79.80	2.00	115.80	2.90	115.80	2.90
45	90.25	2.01	131.00	2.91	131.00	2.91
50	100.70	2.01	146.20	2.92	146.20	2.92
55	135.05	2.46	185.95	3.38	185.95	3.38
60	169.40	2.82	225.70	3.76	225.70	3.76
65	203.75	3.13	265.45	4.08	265.45	4.08
70	238.10	3.40	305.20	4.36	305.20	4.36
75	272.45	3.63	344.95	4.60	344.95	4.60
80	306.80	3.84	384.70	4.81	384.70	4.81
85	354.30	4.17	452.40	5.32	463.20	5.45
90	401.80	4.46	520.10	5.78	541.70	6.02
95	449.30	4.73	587.80	6.19	620.20	6.53
100	496.80	4.97	655.50	6.56	698.70	6.99
105	596.80	5.68	755.50	7.20	802.00	7.64
110	696.80	6.33	855.50	7.78	905.30	8.23
115	796.80	6.93	955.50	8.31	1,008.60	8.77
120	896.80	7.47	1,055.50	8.80	1,111.90	9.27
125	996.80	7.97	1,155.50	9.24	1,224.30	9.79
130	1,096.80	8.44	1,255.50	9.66	1,336.70	10.28
135	1,196.80	8.87	1,355.50	10.04	1,449.10	10.73
140	1,296.80	9.26	1,455.50	10.40	1,561.50	11.15
145	1,396.80	9.63	1,555.50	10.73	1,673.90	11.54
150	1,496.80	9.98	1,655.50	11.04	1,786.30	11.91
155	1,566.80	10.11	1,755.30	11.32	1,902.00	12.27
160	1,636.80	10.23	1,855.10	11.59	2,017.70	12.61
165	1,706.80	10.34	1,954.90	11.85	2,133.40	12.93
170	1,776.80	10.45	2,054.70	12.09	2,249.10	13.23
175	1,846.80	10.55	2,154.50	12.31	2,364.80	13.51
180	1,916.80	10.65	2,254.30	12.52	2,480.50	13.78
185	1,986.80	10.74	2,354.10	12.72	2,596.20	14.03
190	2,056.80	10.83	2,453.90	12.92	2,711.90	14.27
195	2,126.80	10.91	2,553.70	13.10	2,827.60	14.50
200	2,196.80	10.98	2,653.50	13.27	2,943.30	14.72
210	2,341.80	11.15	2,860.20	13.62	3,183.00	15.16
220	2,486.80	11.30	3,066.90	13.94	3,422.70	15.56



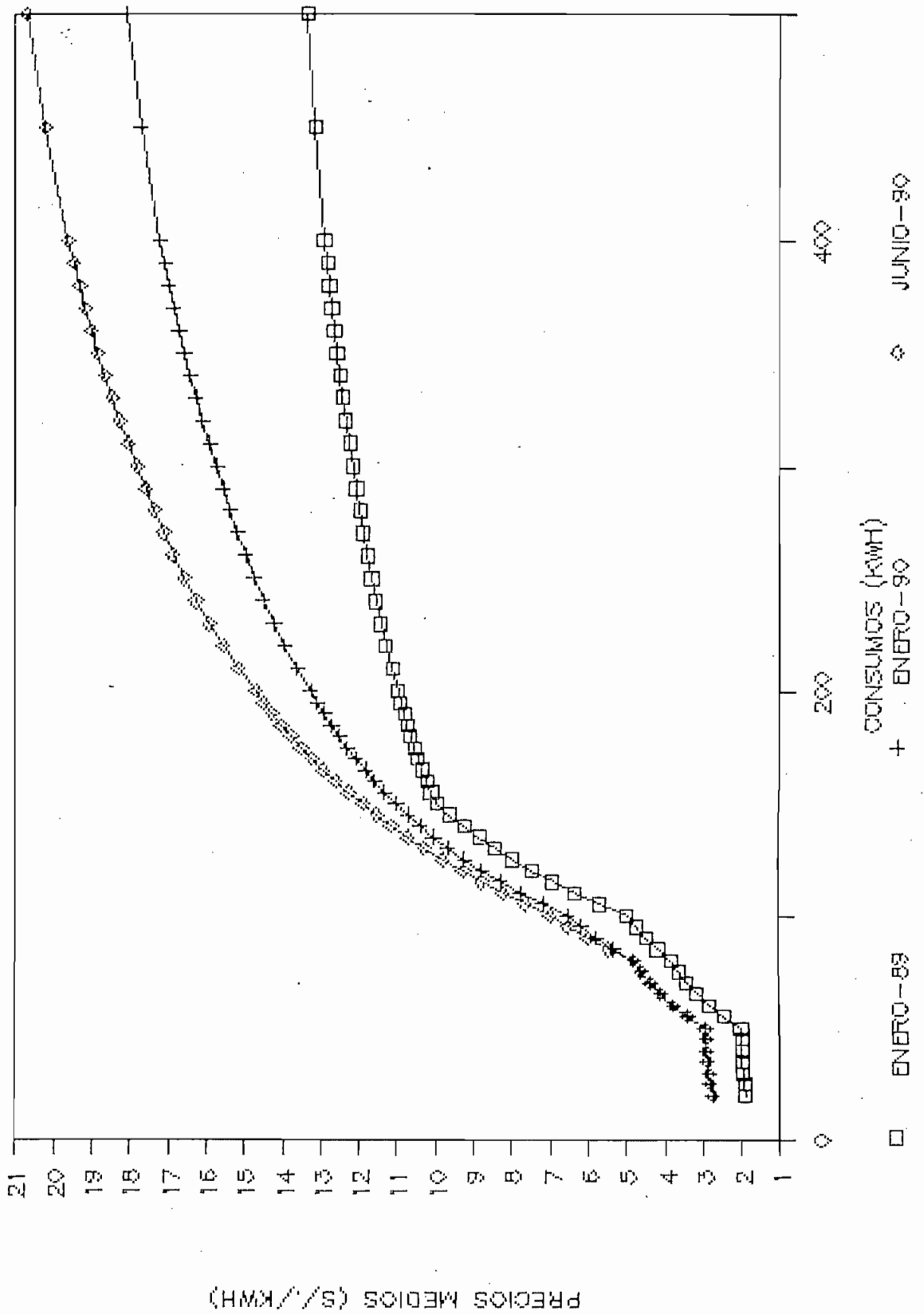
## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.

## EVOLUCION TARIFARIA DEL PRECIO MEDIO DE VENTA

CONSUMO KWH	ENERO 1989		ENERO 1990		JUNIO 1990	
	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S./KWH	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S./KWH	PLANILLA SUCRES	PRECIO MEDIO S./KWH
230	2,631.80	11.44	3,273.60	14.23	3,662.40	15.92
240	2,776.80	11.57	3,480.30	14.50	3,902.10	16.26
250	2,921.80	11.69	3,687.00	14.75	4,141.80	16.57
260	3,066.80	11.80	3,893.70	14.98	4,381.50	16.85
270	3,211.80	11.90	4,100.40	15.19	4,621.20	17.12
280	3,356.80	11.99	4,307.10	15.38	4,860.90	17.36
290	3,501.80	12.08	4,513.80	15.56	5,100.60	17.59
300	3,646.80	12.16	4,720.50	15.74	5,340.30	17.80
310	3,798.80	12.25	4,937.20	15.93	5,591.50	18.04
320	3,950.80	12.35	5,153.90	16.11	5,842.70	18.26
330	4,102.80	12.43	5,370.60	16.27	6,093.90	18.47
340	4,254.80	12.51	5,587.30	16.43	6,345.10	18.66
350	4,406.80	12.59	5,804.00	16.58	6,596.30	18.85
360	4,558.80	12.66	6,020.70	16.72	6,847.50	19.02
370	4,710.80	12.73	6,237.40	16.86	7,098.70	19.19
380	4,862.80	12.80	6,454.10	16.98	7,349.90	19.34
390	5,014.80	12.86	6,670.80	17.10	7,601.10	19.49
400	5,166.80	12.92	6,887.50	17.22	7,852.30	19.63
450	5,926.80	13.17	7,971.00	17.71	9,108.30	20.24
500	6,686.80	13.37	9,054.50	18.11	10,364.30	20.73
550	7,494.30	13.63	10,206.00	18.56	11,698.80	21.27
600	8,301.80	13.84	11,357.50	18.93	13,033.30	21.72
650	9,109.30	14.01	12,509.00	19.24	14,367.80	22.10
700	9,916.80	14.17	13,660.50	19.51	15,702.30	22.43
750	10,724.30	14.30	14,812.00	19.75	17,036.80	22.72
800	11,531.80	14.41	15,963.50	19.95	18,371.30	22.96
850	12,339.30	14.52	17,115.00	20.14	19,705.80	23.18
900	13,146.80	14.61	18,266.50	20.30	21,040.30	23.38
950	13,954.30	14.69	19,418.00	20.44	22,374.80	23.55
1000	14,761.80	14.76	20,569.50	20.57	23,709.30	23.71
1100	16,471.80	14.97	23,007.50	20.92	26,535.30	24.12
1200	18,181.80	15.15	25,445.50	21.20	29,361.30	24.47
1300	19,891.80	15.30	27,883.50	21.45	32,187.30	24.76
1400	21,601.80	15.43	30,321.50	21.66	35,013.30	25.01
1500	23,311.80	15.54	32,759.50	21.84	37,839.30	25.23
1600	25,021.80	15.64	35,197.50	22.00	40,665.30	25.42
1700	26,731.80	15.72	37,635.50	22.14	43,491.30	25.58
1800	28,441.80	15.80	40,073.50	22.26	46,317.30	25.73
1900	30,151.80	15.87	42,511.50	22.37	49,143.30	25.86
2000	31,861.80	15.93	44,949.50	22.47	51,969.30	25.98

# CURVAS DE COMPARACION TARIFARIA

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO



El cálculo de costos no se limita a una nueva recolección de información que permita establecer una tarifa de precios sobre una base lógica, una estructura de precios bien formulada puede reducir las pérdidas y promover una utilización eficiente de los recursos nacionales, beneficiando en su conjunto a la empresa, a los consumidores y a la nación entera, ya que esta actividad se halla monopolizada por sus características propias.

Debe quedar claro que el cálculo de costos en una empresa eléctrica, debe necesariamente basarse sobre un sistema y unas suposiciones previamente determinados.

No existe ningún método de cálculo de costos que sea a la vez racional y totalmente ecuánime.

En el mejor de los casos a lo único que se puede aspirar es que los sistemas de cálculo de costos reflejen las tendencias comunes de los usuarios individuales que en su conjunto constituyen una categoría o tipos de usuarios, ya que en muchas ocasiones el usuario individual no coincide con el promedio de su categoría y, sin embargo, debe necesariamente considerarse que así fuera; el ser ecuánime resulta aun más difícil, pues la fijación de precios es un proceso comercial en la cual las empresas eléctricas se desarrollan y que en muchos casos el nivel de precios habrá de fijarse de acuerdo con lo que el mercado pueda admitir y no con el que ésta debería poder admitir.

#### IV.2.1 CRITERIOS PARA UBICACION DE COSTOS.-

Un rasgo fundamental del suministro de electricidad es el hecho de que la empresa proporciona al usuario dos servicios distintos:

- a) La energía que consume en realidad ( medida en kilovatios-hora); y,

- b) La posibilidad de suministrar la energía que precise cuando la necesita el usuario.

Este último servicio es continuo y cuesta dinero aun cuando esa energía no sea consumida.

Así resulta que el costo bruto de una empresa eléctrica se compone de dos partes principales: el costo variable y el costo fijo.

El costo variable incluye el costo efectivo de la energía suministrada en tanto que el fijo representa el costo que supone el estar siempre en condiciones operativas para suministrar la energía, cuando ésta sea requerida.

La componente variable del costo, como se desprende de su definición puede considerarse como directamente proporcional al número de kilovatios-hora suministrados es decir a la energía consumida ( KWH ).

La componente fija no es realmente proporcional a ningún factor, si bien es evidente que en gran medida dependerá de la máxima demanda de potencia en kilovatios, ya que una gran parte de estos gastos fijos provienen de la financiación y operación del equipo necesario para la generación y distribución de la energía eléctrica, es decir en función de la potencia requerida (KW ).

Esta resolución de los costos en fijos y variables puede expresarse en la forma siguiente:

$$C = A + B$$

donde:

C = Costos del Servicio

A = Costo de disposición para el suministro ( costos fijos )

B = Costos de la energía realmente suministrada ( costos variables ).

Ambas componentes cuestan dinero, aun cuando solo la segunda al quedar reflejada en la medición del contador, puede aperecer tangible, ya que en el supuesto de que la energía suministrada fuese nula los costos no caerían por debajo de un mínimo irreductible que representa precisamente la componente fija de los costos.

Lo anteriormente manifestado es lo que se conoce como costo binomio en la teoría del cálculo de costos aplicado al suministro de electricidad; pero el mismo no es perfecto, sin embargo puede considerársele suficientemente exacto, pues algunos elementos de la componente fija de costos no son proporcionales a la máxima demanda de potencia como por ejemplo los gastos de administración de las cuentas de abonados como son: las inversiones en acometidas, medidores y parte de la red de distribución que requiere cada abonado; posteriormente los gastos de lectura, facturación, cobro de planillas, etc., todos los cuales son imputables al abonado como tal.

Así aparece el concepto del costo trimonio que no es sino un refinamiento de la teoría del costo binomio, y la base de esta nueva teoría reside en el concepto de que cada usuario entraña una serie de gastos que pueden analizarse en tres partes y que se resumen en los requerimientos de los usuarios; siendo estos:

- a) En cualquier cantidad ( demanda de potencia en KW );
  - b) Para cualquier tiempo ( consumo de energía en KWH );
- Y,
- c) En cualquier lugar.

Todo lo anterior obliga a las empresas a hacer inversiones en centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión y distribución, de capacidad tal que permita satisfacer la demanda máxima de todos los abonados ( costo potencia).

Obliga también a mantener personal las 24 horas del día, diseminado en todas sus instalaciones, para operar el sistema en forma ininterrumpida y a gastos de combustibles, lubricantes y materiales de operación y mantenimiento, los cuales son función de la energía consumida ( costo de energía).

Y por fin la empresa tiene que también hacer inversiones en acometidas, medidores, etc.; como se indicó anteriormente y que son imputables a los abonados ( costo del consumidor )

Todo lo anterior permite concluir que el costo total será representado por la siguiente expresión:

$$C = A + B + D$$

donde: C = Costo del Servicio  
 A = Costo Potencia  
 B = Costo de Energía  
 D = Costo del Consumidor

#### IV.2.2 METODOLOGIA DEL ESTUDIO.-

La metodología del estudio utilizada se le conoce como convencional y está basada en tres pasos fundamentales que son la funcionalización, clasificación y distribución de los costos del servicio.

##### Funcionalización.-

Consiste en un ordenamiento de las inversiones y gastos de la empresa, siguiendo el orden natural del flujo de electricidad desde su generación hasta su utilización por el consumidor. Así se han distinguido las siguientes funciones: generación, transmisión, distribución primaria, distribución secundaria y conexión al consumidor.

### Clasificación.-

Consiste en asignar las inversiones y gastos de la empresa ya funcionalizados a los elementos del costo, analizando de acuerdo a la naturaleza, tanto de la inversión o gasto efectuado a que elemento pertenecen, así: los gastos fijos a demanda y consumidor y los gastos variables a energía .

### Distribución.-

Es el paso final y consiste en distribuir los costos ya funcionalizados y clasificados a cada clase de abonados de la Empresa Eléctrica Milagro, es decir, a las clases residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros de la siguiente manera:

a. La distribución de los costos asignados a la demanda se realizan en tres etapas principales:

a.1 Generación y Suministro de Potencia.- Se distribuye entre las clases de usuarios utilizando la contribución de cada clase a la demanda máxima del sistema ( Demanda Coincidente, DC ).

a.2 Transmisión y Subtransmisión.- Se distribuye entre las clases en base a las demandas máximas de cada clase ( NDC de clase ).

a.3 Distribución.- Se distribuye entre las clases en base a la suma de las demanda individuales de los miembros de cada clase (  $\Sigma$  NDC ).

b. La distribución de los costos e inversiones asignadas al elemento energía se distribuyen entre las clases de consumidores en base a la energía consumida por cada clase.

- c. La distribución de los costos asignados al elemento consumidor se distribuyen entre las diferentes clases de consumidores utilizando el número ponderado de consumidores para cada clase. La ponderación se basó en un análisis del costo de la instalación de medidores y acometidas para usuarios típicos de cada clase.

Para el punto a es necesario el explicar en que consiste estos factores de distribución del elemento demanda utilizados, ya que generalmente esta información se la obtiene de estudios de carga que deben efectuarse en las empresas eléctricas, pero los costos de los mismos son elevados y en nuestro país recién se está intentando por parte de algunas empresas el realizar un estudio de carga que permita identificar en forma exacta estos factores de distribución .

Como la Empresa Eléctrica Milagro no dispone de los mismos la determinación de los factores se la realiza en base a la experiencia de los funcionarios de la empresa y a consideraciones especiales como la capacidad total instalada en subestaciones y la capacidad total instalada en transformadores de distribución, adicionando al mismo las horas uso diarias de los sectores industriales, comerciales y de alumbrado público, así:

- a. Las demandas coincidentes de cada clase ( DC ) se determinan analizando las características de los diferentes grupos de consumidores. Especial consideración se da a la contribución a la demanda máxima de los consumidores industriales, fácilmente identificable por lo que funcionan a las horas de demanda máxima, al alumbrado público que está con toda la carga instalada y se asigna la contribución de las otras clases por diferencia con la demanda de pico del sistema.



- b. Las demandas de clase no coincidentes con el pico ( NDC de clase ), se estima mediante una apreciación del factor de coincidencia de las demandas de clase frente a las demandas de clase coincidentes con la demanda máxima del sistema. Estos factores de coincidencia fueron adoptados en base a la experiencia de la empresa y considerando las características locales de los usuarios.
- c. La suma de las demandas máximas individuales ( $\sum$  NDC ) de los usuarios de la Empresa, para los grupos residenciales, comerciales, industriales, alumbrado público y otros, se realiza determinando factores de carga promedios de los consumidores de cada clase y con ello se calcula la sumatoria de demanda no coincidente para cada clase.

#### IV.2.3 RESULTADOS GENERALES.-

Tomando en consideración los puntos inmediatos anteriores, se ha procedido a efectuar la tabulación de resultados mediante esta funcionalización, clasificación y distribución de las inversiones y gastos, obteniéndose para cada tipo de servicio y para cada elemento del costo ( demanda, energía y consumidor), el capital base de tarifas y los gastos de explotación totales. Trabajo que se desarrolla de la siguiente manera:

##### 1. Información Técnico-Económica.-

Para la realización del Estudio de Costos de la Empresa Eléctrica Milagro, primero se efectúa una recopilación de información económica en base a la liquidación presupuestaria del año de 1989 de la Empresa y al balance provisorio para el mismo año, la cual se proyecta para los años de 1990-1991 de estudio, tomando en consideración los índices

de revalorización de activos aprobados para el sector eléctrico, índice de precios al consumidor, y otros índices de tipo económico.

El Cuadro Nº 26 resume a las inversiones o activo fijo de la Empresa y las depreciaciones acumuladas consideradas por etapa funcional de acuerdo a los Asientos Contables y al Código del Sistema Uniforme de Cuentas para organismos del sector eléctrico.

El Cuadro Nº 27 en cambio resume los gastos de explotación, igualmente considerados por etapa funcional y encuadrados de acuerdo al Sistema Uniforme de Cuentas.

Luego se procede a la recopilación de la información técnica requerida y proyectada para los años 1990 y 1991 en estudio, en base a la información real que dispone la Empresa como son los abonados, consumos, curvas de carga, y de los resultados de los flujos de carga realizados, y adicionalmente a criterios de los funcionarios de la Empresa sobre las características del mercado eléctrico del área de concesión, y al comportamiento que presentan los usuarios en el Cuadro de Distribución por Frecuencia. Todo esto se recopila en los Cuadros Nºs. 28 y 29, donde se procede además a una identificación de los factores de distribución respectivos, lo que originalmente debían obtenerse en función de los estudios de la curva de carga e identificación de los curvas características de los diferentes tipos de usuarios.

## 2. Clasificación y Distribución.-

Con la información de base de los Cuadros Nºs. 30-A y B, 31-A y B, se procede a efectuar una clasificación por elemento del costo, tanto de las inversiones como de las depreciaciones anuales y al mismo tiempo se distribuye entre los diferentes tipos de consumidores.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

INVERSIONES Y DEPRECIACION ACUMULADA  
MILES DE S/.

ETAPA FUNCIONAL	ANIO 1989		ANIO 1990		ANIO 1991	
	INVERSIONES	DEP. ACUM.	INVERSIONES	DEP. ACUM.	INVERSIONES	DEP. ACUM.
GENERACION	2,364,465	2,229,633	3,463,941	3,266,412	4,735,207	4,465,185
TRANSMISION	5,594,784	1,263,810	8,257,901	1,865,384	11,379,387	2,570,499
DISTRIBUCION PRIMARIA	3,045,602	1,102,473	4,641,498	1,680,169	6,600,210	2,389,200
SUBTOTAL	11,004,851	4,595,916	16,363,340	6,811,965	22,714,804	9,424,884
ALUMBRADO PUBLICO	578,197	276,024	881,172	420,661	1,253,026	598,180
DISTRIBUCION SECUNDARIA	4,901,431	1,831,352	7,469,780	2,790,981	10,622,028	3,968,775
COMETIDAS Y MEDIDORES	2,264,162	1,610,246	3,450,582	2,454,015	4,906,728	3,489,609
INSTALACIONES GENERALES	350,281	190,867	518,766	282,674	716,935	390,656
TOTAL	19,098,921	8,504,406	28,683,640	12,760,296	40,213,521	17,872,105

INFORMACION 1989 DE BALANCE PROVISIONAL, TOMADA COMO BASE PARA PROYECCION ANIOS 1990 Y 1991

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

GASTOS DE EXPLOTACION  
MILES DE S/.

ETAPA FUNCIONAL	ANIO 1989	ANIO 1990	ANIO 1991
GENERACION.-			
TERMICA	9,088	22,891	36,626
COMBUSTIBLES	10,000	60,000	72,000
COMPRA ENERGIA	746,493	1,148,827	1,630,973
DEPRECIACION	256,719	451,814	749,316
TRANSMISION.-			
LINEAS Y S/E	32,190	59,571	95,314
DEPRECIACION	115,930	199,823	327,090
DISTRIBUCION.-			
SUBESTACIONES	305	8,146	13,034
REDES	109,203	141,964	227,142
DEPRECIACION	196,773	339,368	535,716
ALUMBRADO PUBLICO.-			
OPERAC. Y MANT.	37,265	52,171	83,473
DEPRECIACION	18,271	31,725	52,170
SERVICIO CLIENTES Y MEDIDORES			
OPERAC. Y MANT.	44,738	58,160	93,055
DEPRECIACION	92,927	159,529	260,466
COMERCIALIZACION Y AD. GENERAL			
OPER. Y ADMIN.	284,839	495,043	792,068
DEPRECIACION	30,462	46,316	69,407
TOTAL GASTOS EXPLOTACION.-	1,985,203	3,275,347	5,057,850

INFORMACION 1989 DE BALANCE PROVISIONAL, TOMADA COMO BASE  
PARA PROYECCION 1990 Y 1991.

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

RESUMEN DE DEMANDAS POR CLASES DE SERVICIOS Y FACTORES DE DISTRIBUCION  
AÑO 1990

CLASE DE SERVICIO	DEMANDA COINCIDENTE		DEMANDA MAXIMA DE CLASE		SUMA DEMANDAS INDIVIDUAL	
	D.C. (KW)	FACTOR	N.D.C. (KW)	FACTOR	N.D.C. (KW)	FACTOR
RESIDENCIAL	12,600	0.525	15,750	0.447	25,930	0.498
COMERCIAL	6,300	0.263	9,380	0.266	12,730	0.244
INDUSTRIAL	3,300	0.138	8,250	0.234	11,596	0.223
ALUMBRADO PUBLICO	1,400	0.058	1,400	0.040	1,400	0.027
OTROS	400	0.017	450	0.013	460	0.009
TOTAL	24,000	1.000	35,230	1.000	52,116	1.000

\* PERDIDAS DE POTENCIA= 32.4

RESUMEN DE DEMANDAS POR CLASES DE SERVICIOS Y FACTORES DE DISTRIBUCION  
AÑO 1991

CLASE DE SERVICIO	DEMANDA COINCIDENTE		DEMANDA MAXIMA DE CLASE		SUMA DEMANDAS INDIVIDUAL	
	D.C. (KW)	FACTOR	N.D.C. (KW)	FACTOR	N.D.C. (KW)	FACTOR
RESIDENCIAL	12,950	0.498	16,190	0.419	26,650	0.468
COMERCIAL	7,200	0.277	10,720	0.277	14,550	0.256
INDUSTRIAL	3,900	0.150	9,750	0.252	13,704	0.241
ALUMBRADO PUBLICO	1,500	0.058	1,500	0.039	1,500	0.026
OTROS	450	0.017	500	0.013	530	0.009
TOTAL	26,000	1.000	38,660	1.000	56,934	1.000

\* PERDIDAS DE POTENCIA= 29.2

## EMPRESA ELECTRICA MILAGRO

RESUMEN DE ABONADOS Y CONSUMOS POR CLASES DE SERVICIOS Y FACTORES DE DISTRIBUCION  
A N I O 1 9 9 0

CLASE DE SERVICIO	ABONADOS				CONSUMO	
	NUMERO	PONDERACION	PONDERADOS	FACTOR	MWH	FACTOR
RESIDENCIAL	32,931	1	32,931	0.640	33,624	0.396
COMERCIAL	8,735	2	17,470	0.339	25,885	0.305
INDUSTRIAL	153	7	1,071	0.021	18,883	0.222
ALUMBRADO PUBLICO	1	0	0	0.000	6,048	0.071
OTROS	16	0	0	0.000	450	0.005
TOTAL	41,836		51,472	1.000	84,890	1.000

\*PERDIDAS DE ENERGIA= 28.2

RESUMEN DE ABONADOS Y CONSUMOS POR CLASES DE SERVICIOS Y FACTORES DE DISTRIBUCION  
A N I O 1 9 9 1

CLASE DE SERVICIO	ABONADOS				CONSUMO	
	NUMERO	PONDERACION	PONDERADOS	FACTOR	MWH	FACTOR
RESIDENCIAL	33,673	1	33,673	0.642	34,633	0.383
COMERCIAL	8,822	2	17,644	0.337	26,660	0.295
INDUSTRIAL	157	7	1,099	0.021	22,093	0.245
ALUMBRADO PUBLICO	1	0	0	0.000	6,480	0.072
OTROS	18	0	0	0.000	464	0.005
TOTAL	42,671		52,416	1.000	90,330	1.000

\*PERDIDAS DE ENERGIA= 25.4

EMPRESA ELECTRICA MILNORO  
DISTRIBUCION DE INVERSIONES-ESTUDIO DE COSTOS  
AÑO 1990

ETAPA FUNCIONAL	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			ALUMBRADO PUBLICO			OTROS			MILES DE DOLARES			
	TOTAL INVERSION	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL
GENERACION	3,163,941	1,818,569	1,818,569	1,818,569	909,285	909,285	176,292	176,292	202,063	202,063	57,732	57,732	3,163,941	0	0	3,163,941	0	0	3,163,941
TRANSMISION	8,237,901	3,691,795	3,691,795	2,198,669	2,198,669	1,933,797	1,933,797	328,160	328,160	328,160	105,480	105,480	8,237,901	0	0	8,237,901	0	0	8,237,901
DISTRIBUCION PRIMARIA	4,641,198	2,209,349	2,209,349	1,133,745	1,133,745	1,032,750	1,032,750	124,685	124,685	124,685	40,968	40,968	4,641,198	0	0	4,641,198	0	0	4,641,198
SUBTOTAL	16,363,340	7,919,713	7,919,713	4,241,699	4,241,699	3,142,839	3,142,839	654,908	654,908	654,908	204,180	204,180	16,363,340	0	0	16,363,340	0	0	16,363,340
ALUMBRADO PUBLICO	881,172	0	0	0	0	0	0	0	0	881,172	881,172	881,172	0	0	881,172	0	0	881,172	
DISTRIBUCION SECUNDARIA	7,469,780	4,779,051	4,779,051	2,535,302	2,535,302	155,427	155,427	0	0	0	0	0	7,469,780	0	0	7,469,780	0	0	7,469,780
ACOMETIDAS Y RECIDORES	3,450,582	2,207,630	2,207,630	1,171,155	1,171,155	71,798	71,798	0	0	0	0	0	3,450,582	0	0	3,450,582	0	0	3,450,582
INSTALACIONES GENERALES	518,766	247,908	247,908	134,474	134,474	109,148	109,148	20,763	20,763	20,763	6,473	6,473	518,766	0	0	518,766	0	0	518,766
TOTAL	28,683,640	9,067,621	9,067,621	8,082,629	8,082,629	3,551,998	3,551,998	675,671	675,671	675,671	210,653	210,653	28,683,640	0	0	28,683,640	0	0	28,683,640

EMPRESA ELECTRICA RILAGRO  
DISTRIBUCION DE DEPRECIACION ACUMULADA-ESTUDIO DE COSTOS  
PRIMO 1990

CATEGORIA FUNCIONAL	TOTAL DEPRECIACION ACUMULADA		RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		ALUMBRADO PUBLICO		OTROS		TOTAL	
	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA
GENERACION	3,266,412	1,714,866	1,714,866	857,433	857,433	449,132	180,541	190,541	190,541	51,440	51,440	3,266,412	0	3,266,412
TRANSMISION	1,865,384	833,943	833,943	496,659	496,659	436,827	74,128	74,128	74,128	23,827	23,827	1,865,384	0	1,865,384
DISTRIBUCION PRIMARIA	1,680,169	835,958	835,958	410,403	410,403	373,944	45,135	45,135	45,135	14,830	14,830	1,680,169	0	1,680,169
SUBTOTAL	6,811,965	3,384,767	3,384,767	1,764,495	1,764,495	1,259,902	309,804	309,804	309,804	93,097	93,097	6,811,965	0	6,811,965
ALUMBRADO PUBLICO	420,661	0	0	0	0	0	420,661	420,661	420,661	0	0	420,661	0	420,661
DISTRIBUCION SECUNDARIA	2,790,981	1,785,627	1,785,627	947,281	947,281	58,073	0	58,073	58,073	0	0	2,790,981	0	2,790,981
CONEXIONES Y MEDIDORES	2,454,015	1,570,041	1,570,041	832,912	832,912	51,062	0	51,062	51,062	0	0	2,454,015	0	2,454,015
INSTALACIONES GENERALES	282,674	140,457	140,457	73,221	73,221	52,278	12,956	12,956	12,956	3,863	3,863	282,674	0	282,674
TOTAL	12,760,296	3,525,224	3,525,224	1,837,716	1,837,716	1,421,215	743,320	743,320	743,320	96,960	96,960	12,760,296	0	12,760,296



EMPRESA ELECTRICA NARANJO

DISTRIBUCION DE INVERSIONES-ESTUDIO DE COSTOS  
AÑO 1991

... MILES DE DOLARES

ETAPA FUNCIONAL	RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			ALUMBRADO PUBLICO			OTROS			TOTAL			
	TOTAL INVERSION	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL	DEMANDA	CLIENTES	TOTAL
GENERACION	4,735,207	2,485,964	2,485,964	1,242,992	1,242,992	651,091	651,091	276,220	276,220	78,920	78,920	4,735,207	0	4,735,207					
TRANSMISION	11,379,387	5,087,293	5,087,293	3,029,744	3,029,744	2,664,773	2,664,773	452,204	452,204	145,351	145,351	11,379,387	0	11,379,387					
DISTRIBUCION PRIMARIA	6,600,210	3,283,895	3,283,895	1,612,186	1,612,186	1,468,571	1,468,571	177,302	177,302	58,257	58,257	6,600,210	0	6,600,210					
SUBTOTAL	22,714,804	10,857,172	10,857,172	5,884,941	5,884,941	4,784,435	4,784,435	905,727	905,727	282,328	282,328	22,714,804	0	22,714,804					
ALUMBRADO PUBLICO	1,253,026	0	0	0	0	0	0	1,253,026	1,253,026	0	0	1,253,026	0	1,253,026					
DISTRIBUCION SECUNDARIA	10,622,028	6,795,810	6,795,810	3,605,199	3,605,199	221,017	221,017	0	0	1	1	10,622,028	0	10,622,028					
PROYECTOS Y MEDIDORES	1,906,728	3,139,249	3,139,249	1,665,382	1,665,382	102,096	102,096	0	0	1	1	1,906,728	0	1,906,728					
INSTALACIONES GENERALES	716,935	342,679	342,679	185,743	185,743	151,008	151,008	28,587	28,587	8,917	8,917	716,935	0	716,935					
TOTAL	40,213,521	11,199,851	9,935,060	21,134,910	5,070,687	5,270,581	11,541,268	1,935,443	323,113	5,258,556	934,314	1,253,026	2,187,340	291,445	291,447	23,431,739	16,781,782	40,213,521	

EMPRESA ELECTRICA MILBARD  
DISTRIBUCION DE DEPRECIACION ACUMULADA-ESTUDIO DE COSTOS  
AÑO 1991

CATEGORIA FUNCIONAL	TOTAL DEPRECIACION ACUMULADA		RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		ALUMBRADO PUBLICO		OTROS		TOTAL	
	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA	DEPRECIACION ACUMULADA	DEMANDA
GENERACION	1,465,185	2,344,222	2,344,222	1,172,111	1,172,111	613,963	613,963	260,469	260,469	74,420	74,420	1,155,185	1,155,185	0
TRANSMISION	2,570,499	1,149,173	1,149,173	694,396	694,396	601,998	601,998	102,179	102,179	32,834	32,834	2,570,499	2,570,499	0
DISTRIBUCION PRIMARIA	2,389,200	1,188,732	1,188,732	583,593	583,593	531,606	531,606	64,181	64,181	21,088	21,088	2,389,200	2,389,200	0
SUBTOTAL	9,424,894	4,682,127	4,682,127	2,490,100	2,490,100	1,747,516	1,747,516	426,799	426,799	128,341	128,341	9,424,894	9,424,894	0
ALUMBRADO PUBLICO	598,180	0	0	0	0	0	0	598,180	598,180	0	0	598,180	598,180	0
DISTRIBUCION SECUNDARIA	3,968,775	2,579,161	2,579,161	1,547,033	1,547,033	82,580	82,580	0	0	0	0	3,968,775	3,968,775	0
CONEXIONES Y MEDIDORES	3,489,609	2,232,598	2,232,598	1,184,401	1,184,401	72,610	72,610	0	0	0	0	3,489,609	3,489,609	0
INSTALACIONES GENERALES	390,656	194,072	194,072	101,141	101,141	72,434	72,434	17,691	17,691	5,320	5,320	390,656	390,656	0
TOTAL	17,872,105	1,876,199	1,771,760	2,541,241	2,531,434	1,975,140	1,975,140	441,490	441,490	133,663	133,663	17,872,105	17,872,105	0

MILES DE DOLARES

En los Cuadros N<sup>os</sup>. 32 y 33 se efectúa la clasificación y distribución de los Gastos de Explotación de los años 1990 y 1991 con la aplicación de los mismos criterios.

Con los resultados así obtenidos se procede a identificar el costo total del servicio y por tipo de usuario, haciendo dos consideraciones generales, la una que permite obtener una rentabilidad ( Contribución a la Inversión) que cubra el déficit operacional de la Empresa y la otra con una rentabilidad cero que no cubriría este déficit. Los resultados finales se presentan para el total del sistema y para cada tipo de usuario, al final del numeral IV.2, ordenados desde el Cuadro N<sup>o</sup> 34 hasta el Cuadro N<sup>o</sup> 57 y de los cuales se extracta lo siguiente:

#### COSTOS DEL SERVICIO ( S/./KWH )

	AÑO 1990		AÑO 1991	
RENTABILIDAD	5.57%	0%	5.36%	0%
TIPO DE SERVICIO				
Residencial	61.64	47.85	87.87	69.74
Comercial	45.48	35.67	66.92	54.04
Industrial	33.15	26.04	44.99	36.82
Alumbrado Público	44.73	37.01	62.95	53.17
Otros	75.73	61.35	113.24	94.59
COSTO TOTAL:	49.25	38.58	169.54	55.99

De los resultados obtenidos al comparar el costo total S/. 49.25/KWH con el precio medio de venta estimado para el año de 1990 de S/. 21,00/KWH, en base al pliego tarifario vigente, se determina el porque del constante proceso de deterioro de la situación económica de la Empresa, si producir le cuesta en términos generales el doble de lo que actualmente como precio medio anual factura a sus usuarios.

El costo total obtenido para el año 1990 de S/. 49.25/KWH, se presenta aun inferior que el costo marginal

EMPRESA ELÉCTRICA MILAGRO  
ESTUDIO DE COSTOS-CONTINUIDAD DE GASTOS POR TIPO DE SERVICIO  
AÑO 1990

ESTADO FUNCIONAL	TOTAL UNIDADES DE EMPLOYAMIENTO		RESIDENCIAL		COMERCIAL		INDUSTRIAL		ALUMBRADO PUBLICO		DEMOS	
	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA	DEMANDA	ENERGIA
CONSTRUCCION--												
TERMINA	805,118	872,314	170,481	211,874	284,137	179,284	110,712	179,284	304,074	109,541	13,427	4,454
CONSTRUYENTES	14,124	13,235	10,217	2,784	1,138	3,023	1,233	3,023	1,314	1,513	153	73
COSTOS ENERGIA	40,000	0	23,263	0	18,275	13,236	13,236	13,236	13,236	5,273	0	318
DEPRECIACION	1,189,827	0	479,287	90,470	2,912,113	178,882	221,271	178,882	221,271	21,278	5,744	0
TOTAL	1,583,232	885,549	237,202	112,054	3,104,326	178,166	242,504	178,166	242,504	25,094	6,062	4,772
OPERACION--												
LINEAS Y S/E	251,274	251,274	115,865	115,865	55,064	40,744	40,744	40,744	40,744	10,208	3,313	0
DEPRECIACION	31,571	0	28,432	15,061	13,851	13,851	13,851	13,851	13,851	2,367	741	741
TOTAL	179,803	251,274	89,333	130,916	68,915	54,595	54,595	54,595	54,595	13,841	2,572	741
OPERACION--												
SUBSTANCIAS	274,582	190,896	122,133	72,332	55,792	70,408	55,792	70,408	55,792	9,021	2,625	0
DEPRECIACION	84,139	0	25,422	1,215	1,078	1,172	1,172	1,172	1,172	133	44	44
TOTAL	207,015	190,896	96,711	73,547	56,870	71,580	56,870	71,580	56,870	10,193	2,669	44
SUBTOTAL	1,983,274	1,277,119	423,913	285,961	3,171,197	199,284	319,379	199,284	319,379	49,243	11,614	5,216
ALUMBRADO PUBLICO--												
DEMANDA	83,896	32,171	0	0	0	0	0	0	83,896	32,171	0	0
ENERGIA	31,723	31,723	0	0	0	0	0	0	31,723	31,723	0	0
TOTAL	115,619	63,894	0	0	0	0	0	0	115,619	63,894	0	0
OPERACION Y MANTENIMIENTO--												
DEMANDA	251,274	251,274	122,133	72,332	55,792	70,408	55,792	70,408	55,792	9,021	2,625	0
ENERGIA	40,000	0	23,263	0	18,275	13,236	13,236	13,236	13,236	5,273	0	318
DEPRECIACION	1,189,827	0	479,287	90,470	2,912,113	178,882	221,271	178,882	221,271	21,278	5,744	0
TOTAL	1,583,232	885,549	237,202	112,054	3,104,326	178,166	242,504	178,166	242,504	25,094	6,062	4,772
SUBTOTAL	1,415,306	1,113,319	340,711	197,915	3,171,197	199,284	319,379	199,284	319,379	49,243	11,614	5,216
TOTAL UNIDADES DE EMPLOYAMIENTO	1,415,306	1,113,319	340,711	197,915	3,171,197	199,284	319,379	199,284	319,379	49,243	11,614	5,216
TOTAL UNIDADES DE EMPLOYAMIENTO	1,415,306	1,113,319	340,711	197,915	3,171,197	199,284	319,379	199,284	319,379	49,243	11,614	5,216
DEPRECIACION	1,189,827	0	479,287	90,470	2,912,113	178,882	221,271	178,882	221,271	21,278	5,744	0
TOTAL	1,583,232	885,549	237,202	112,054	3,104,326	178,166	242,504	178,166	242,504	25,094	6,062	4,772

EMPRESA ELECTRICA ELIANDU  
ESTUDIO DE COSTOS-DETERMINACION DE INGRESOS POR TIPO DE SERVICIO  
AÑO 1971

ETAPA OPERACIONAL	TOTAL INGRESOS DE EXPLORACION			RESIDENCIAL			COMERCIAL			INDUSTRIAL			ALUMBRADO PUBLICO			OTROS			
	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTES	
<b>DEMANDA</b>	1,273,278	1,229,555	2,984,515	1,017,316	973,737	1,017,316	347,074	28,512	711,798	187,981	302,218	77,303	99,142	166,796	21,531	6,377	79,028		
<b>ENERGIA</b>	15,150	21,375	36,525	15,222	8,423	10,543	1,097	1,986	10,543	2,198	3,375	940	1,375	2,827	294	113	364		
<b>CLIENTES</b>	981,272	1,151,689	1,526,973	851,912	437,170	437,170	135,490	336,749	471,290	73,379	17,150	78,228	5,145	10,153	370	1,098	13,323		
<b>TOTAL</b>	1,273,278	1,229,555	2,984,515	1,017,316	973,737	1,017,316	347,074	28,512	711,798	187,981	302,218	77,303	99,142	166,796	21,531	6,377	79,028		
<b>DEMANDA</b>	427,403	427,403	207,090	178,475	178,475	178,475	117,179	117,179	117,179	106,330	117,179	117,179	117,179	117,179	117,179	117,179	117,179		
<b>ENERGIA</b>	327,090	327,090	207,090	128,319	128,319	128,319	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178	80,178		
<b>CLIENTES</b>	310,238	310,238	179,492	179,492	179,492	179,492	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072	134,072		
<b>TOTAL</b>	1,273,278	1,229,555	2,984,515	1,017,316	973,737	1,017,316	347,074	28,512	711,798	187,981	302,218	77,303	99,142	166,796	21,531	6,377	79,028		
<b>DEMANDA</b>	1,018,365	473,737	179,492	179,492	179,492	179,492	388,294	38,512	194,485	411,377	302,218	5,308	770,103	101,483	99,142	190,178	31,374	0	
<b>ENERGIA</b>	175,544	83,473	32,170	27,106	31,790	167,329	119,000	7,432	1,931	1,931	1,931	9,461	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	1,931	
<b>CLIENTES</b>	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	232,331	
<b>TOTAL</b>	1,018,365	473,737	179,492	179,492	179,492	179,492	388,294	38,512	194,485	411,377	302,218	5,308	770,103	101,483	99,142	190,178	31,374	0	
<b>DEMANDA</b>	400,419	38,451	47,717	792,084	173,273	274,773	108,973	108,973	153,150	74,274	274,773	4,844	65,031	18,898	18,898	18,898	18,898	18,898	
<b>ENERGIA</b>	38,451	38,451	47,717	792,084	173,273	274,773	108,973	108,973	153,150	74,274	274,773	4,844	65,031	18,898	18,898	18,898	18,898	18,898	
<b>CLIENTES</b>	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	33,215	
<b>TOTAL</b>	2,841,379	1,229,555	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	1,240,315	
<b>DEMANDA</b>	1,110,114	1,229,555	1,071,485	374,729	473,737	374,729	302,373	28,512	208,480	294,219	302,218	12,493	313,379	23,741	99,142	225,098	15,153	0	
<b>ENERGIA</b>	1,110,114	1,229,555	1,071,485	374,729	473,737	374,729	302,373	28,512	208,480	294,219	302,218	12,493	313,379	23,741	99,142	225,098	15,153	0	
<b>CLIENTES</b>	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	1,071,485	
<b>TOTAL</b>	1,110,114	1,229,555	1,071,485	374,729	473,737	374,729	302,373	28,512	208,480	294,219	302,218	12,493	313,379	23,741	99,142	225,098	15,153	0	

medio a nivel de usuario que se estima para el mismo año que es de S/. 62.39/KWH.

La ventaja de esta funcionalización, clasificación y distribución, radica en que de los resultados se obtiene el costo real, tanto de demanda, energía y consumidor, como se presenta a continuación para el año 1990

#### COSTOS DEL SERVICIO AÑO 1990

TIPO DE USUARIO	DEMANDA S/./KW/MES	ENERGIA S/./KWH	CONSUMIDOR S/./ABON/MES
Residencial	5090.11	0.87	1647.42
Comercial	5440.13	0.87	3294.83
Industrial	4334.01	0.87	11532.20
Alumbrado Público	8573.66	0.87	9167370,24
Otros	7873.62	0.87	---
<b>COSTO TOTAL:</b>	<b>5125.52</b>	<b>0.87</b>	<b>1825.20</b>

Todo el proceso de estudio efectuado y cuyos resultados se analizan están en función de que actualmente la Empresa Milagro es una Empresa considerada solamente distribuidora de energía y no generadora, ya que la generación la realiza el S.N.I. y la Empresa se limita a la compra en bloque de la misma, lo que se ve en el Costo de Energía que aparece bajo, ya que si la Empresa también generaría este costo de energía por generación térmica, sería mucho más alto.

El proceso de cálculo efectuado y los resultados obtenidos son probablemente razonables y lógicos como el que más, en cualquier intento de cálculo de costos hay que determinar el grado de exactitud deseable basándose no solo en la máxima exactitud, sino también en el costo que supone conseguir la misma, lo importante es tener conciencia del costo real en que incurre la Empresa en comercializar su energía, y que no existe un método de cálculo que sea perfectamente exacto, siempre se requiere adoptar ciertos

parámetros lógicos que dependen exclusivamente de las características propias del mercado del área servida.

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

TOTAL SISTEMA	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE	
A. - BASE TARIFARIA					
INVERSIONES	128,683,640.00	116,882,106.00		11,801,534.00	
RESERVA DE DEPRECIACION	112,760,296.00	7,094,639.00		5,665,657.00	
CAPITAL NETO	115,923,344.00	9,787,467.00	0.00	6,135,877.00	
CAPITAL DE TRABAJO	341,128.00	122,110.00	146,319.00	72,699.00	
TOTAL BASE TARIFARIA	116,264,472.00	9,909,577.00	146,319.00	6,208,576.00	
IB. - RENDIMIENTO	5.57%	905,157.00	551,491.80	8,143.00	345,522.19
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	3,275,348.00	1,615,398.00	877,914.00	782,036.00	
INGRESOS REQUERIDOS	4,180,505.00	2,166,889.80	886,057.00	1,127,558.19	
IKW. NIVEL DE PRODUCCION					
		52,116			
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION					
		41,578.21			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
		3,464.85			
IKW. NIVEL DE CONSUMO					
		35,230			
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO					
		61,506.22			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO					
		5,125.52			
IKWH NIVEL DE PRODUCCION					
			118,231		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
			0.62		
IKWH NIVEL DE CONSUMO					
			84,890		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO					
			0.87		
NUMERO DE ABONADOS					
				51,472	
ISUCRES/ABONADO/AÑO					
				21,906.24	
ISUCRES/ABONADO/MES					
				1,825.52	
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH					
		49.25			



EMPRESA ELECTRICA MILABRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

RESIDENCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
<b>IA. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	15,054,302.00	8,067,621.00		6,986,681.00
RESERVA DE DEPRECIACION	6,880,892.00	3,523,224.00		3,355,668.00
CAPITAL NETO	8,173,410.00	4,542,397.00	0.00	3,631,013.00
CAPITAL DE TRABAJO	161,028.00	62,124.00	57,953.00	40,949.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>8,334,438.00</b>	<b>4,604,521.00</b>	<b>57,953.00</b>	<b>3,671,962.00</b>
<b>IB. - RENDIMIENTO:</b>	<b>5.57%</b>	<b>463,831.53</b>	<b>256,252.67</b>	<b>3,225.34</b>
<b>IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION:</b>	<b>1,608,813.00</b>	<b>814,422.00</b>	<b>347,732.00</b>	<b>446,659.00</b>
<b>INGRESOS REQUERIDOS:</b>	<b>2,072,644.53</b>	<b>1,070,674.67</b>	<b>350,957.34</b>	<b>651,012.52</b>
<b>IKW. NIVEL DE PRODUCCION:</b>		<b>25,930</b>		
SUCRES/KW/AÑO=NIVEL DE PRODUCCION:		<b>41,290.96</b>		
SUCRES/KW/MES=NIVEL DE PRODUCCION:		<b>3,440.91</b>		
<b>IKW. NIVEL DE CONSUMO:</b>		<b>17,529</b>		
SUCRES/KW/AÑO=NIVEL DE CONSUMO:		<b>61,081.31</b>		
SUCRES/KW/MES=NIVEL DE CONSUMO:		<b>5,090.11</b>		
<b>IMMH NIVEL DE PRODUCCION</b>			<b>46,830</b>	
SUCRES/KWH/MES=NIVEL DE PRODUCCION			<b>0.62</b>	
<b>IMMH NIVEL DE CONSUMO</b>			<b>33,624</b>	
SUCRES/KWH/MES=NIVEL DE CONSUMO			<b>0.87</b>	
<b>INUMERO DE ABONADOS</b>				<b>32,931</b>
SUCRES/ABONADO/AÑO				<b>19,768.99</b>
SUCRES/ABONADO/MES				<b>1,647.42</b>
<b>COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH</b>	<b>61.64</b>			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

COMERCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	8,082,629.00	4,376,173.00		3,706,456.00
RESERVA DE DEPRECIACION	3,617,909.00	1,837,716.00		1,780,193.00
CAPITAL NETO	4,464,720.00	2,538,457.00	0.00	1,926,263.00
CAPITAL DE TRABAJO	98,028.00	31,688.00	44,616.00	21,724.00
TOTAL BASE TARIFARIA	4,562,748.00	2,570,145.00	44,616.00	1,947,987.00
IB. - RENDIMIENTO	5.57%	253,927.90	143,034.75	2,482.99
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	923,395.00	418,744.00	267,697.00	236,954.00
INGRESOS REQUERIDOS	1,177,322.90	561,778.75	270,179.99	345,364.16
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		12,730		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		44,130.30		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		3,677.53		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		8,605		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		65,281.51		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		5,440.13		
IMMH NIVEL DE PRODUCCION				
			36,052	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
IMMH NIVEL DE CONSUMO				
			25,885	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.87	
NUMERO DE ABONADOS				
				8,735
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				39,537.97
ISUCRES/ABONADO/MES				
				3,294.83
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	45.48			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

INDUSTRIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
<b>IA. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	3,779,213.00	3,551,988.00		227,225.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,421,215.00	1,312,080.00		109,135.00
CAPITAL NETO	2,357,998.00	2,239,908.00	0.00	118,090.00
CAPITAL DE TRABAJO	54,331.00	20,452.00	32,547.00	1,332.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>2,412,329.00</b>	<b>2,260,360.00</b>	<b>32,547.00</b>	<b>119,422.00</b>
<b>IB. - RENDIMIENTO</b>	<b>5.57%</b>	<b>134,251.91</b>	<b>1,811.32</b>	<b>6,646.12</b>
<b>IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION</b>				
	491,703.00	281,892.00	195,284.00	14,527.00
<b>INGRESOS REQUERIDOS</b>				
	625,954.91	407,686.47	197,095.32	21,173.12
<b>IKW. NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		11,596		
<b>ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		35,157.51		
<b>ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		2,929.79		
<b>IKW. NIVEL DE CONSUMO</b>				
		7,839		
<b>ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO</b>				
		52,008.15		
<b>ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO</b>				
		4,334.01		
<b>IKWH NIVEL DE PRODUCCION</b>				
			26,299	
<b>ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
			0.62	
<b>IKWH NIVEL DE CONSUMO</b>				
			18,883	
<b>ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO</b>				
			0.87	
<b>NUMERO DE ABONADOS</b>				
				153
<b>ISUCRES/ABONADO/AÑO</b>				
				138,386.42
<b>ISUCRES/ABONADO/MES</b>				
				11,532.20
<b>ICOSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH</b>				
	33.15			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
<b>A. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	1,556,843.00	675,671.00		881,172.00
RESERVA DE DEPRECIACION	743,320.00	322,659.00		420,661.00
CAPITAL NETO	813,523.00	353,012.00	0.00	460,511.00
CAPITAL DE TRABAJO	25,182.00	6,062.00	10,425.00	8,695.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>838,705.00</b>	<b>359,074.00</b>	<b>10,425.00</b>	<b>469,206.00</b>
<b>B. - RENDIMIENTO</b>	<b>5.57%</b>	<b>46,675.95</b>	<b>19,983.33</b>	<b>580.18</b>
<b>IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION:</b>	<b>223,829.00</b>	<b>77,386.00</b>	<b>62,547.00</b>	<b>83,896.00</b>
<b>INGRESOS REQUERIDOS:</b>	<b>270,504.95</b>	<b>97,369.33</b>	<b>63,127.18</b>	<b>110,008.44</b>
<b>KW. NIVEL DE PRODUCCION:</b>		<b>1,400</b>		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION		69,549.52		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION		5,795.79		
<b>KW. NIVEL DE CONSUMO</b>		<b>946</b>		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO		102,883.91		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO		8,573.66		
<b>MWH NIVEL DE PRODUCCION</b>			<b>8,423</b>	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION			0.62	
<b>MWH NIVEL DE CONSUMO</b>			<b>6,048</b>	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO			0.87	
<b>NUMERO DE ABONADOS</b>				<b>1</b>
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
ISUCRES/ABONADO/MES				9,167,370.24
<b>COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH</b>	<b>44.73</b>			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

OTROS	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR	
IA. - BASE TARIFARIA					
INVERSIONES	210,654.00	210,653.00		1.00	
RESERVA DE DEPRECIACION	96,961.00	96,960.00		1.00	
CAPITAL NETO	113,693.00	113,693.00	0.00	0.00	
CAPITAL DE TRABAJO	2,560.00	1,784.00	776.00	0.00	
TOTAL BASE TARIFARIA	116,253.00	115,477.00	776.00	0.00	
IB. - RENDIMIENTO	5.57%	6,469.76	6,426.57	43.19	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	27,608.00	22,954.00	4,654.00	0.00	
INGRESOS REQUERIDOS	34,077.76	29,380.57	4,697.19	0.00	
IKW. NIVEL DE PRODUCCION					
		460			
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION					
		63,870.81			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
		5,322.57			
IKW. NIVEL DE CONSUMO					
		311			
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO					
		94,483.45			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO					
		7,873.62			
IKWH NIVEL DE PRODUCCION					
			627		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
			0.62		
IKWH NIVEL DE CONSUMO					
			450		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO					
			0.87		
NUMERO DE ABONADOS					
				16	
ISUCRES/ABONADO/AÑO					
				0.00	
ISUCRES/ABONADO/MES					
				0.00	
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH					
	75.73				

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

TOTAL SISTEMA	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
<b>A. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	128,683,640.00	116,882,106.00		11,801,534.00
RESERVA DE DEPRECIACION	112,760,296.00	7,094,639.00		5,665,657.00
CAPITAL NETO	115,923,344.00	9,787,467.00	0.00	6,135,877.00
CAPITAL DE TRABAJO	341,128.00	122,110.00	146,319.00	72,699.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>116,264,472.00</b>	<b>9,909,577.00</b>	<b>146,319.00</b>	<b>6,208,576.00</b>
<b>B. - RENDIMIENTO</b>	<b>0.00%</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>	<b>0.00</b>
<b>IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION</b>	<b>3,275,348.00</b>	<b>1,615,398.00</b>	<b>877,914.00</b>	<b>782,036.00</b>
<b>INGRESOS REQUERIDOS</b>	<b>3,275,348.00</b>	<b>1,615,398.00</b>	<b>877,914.00</b>	<b>782,036.00</b>
<b>KW. NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		52,116		
<b>SUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		30,996.20		
<b>SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
		2,583.02		
<b>KW. NIVEL DE CONSUMO</b>				
		35,230		
<b>SUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE CONSUMO</b>				
		45,852.37		
<b>SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO</b>				
		3,821.03		
<b>MWH NIVEL DE PRODUCCION</b>				
			118,231	
<b>SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION</b>				
			0.62	
<b>MWH NIVEL DE CONSUMO</b>				
			84,890	
<b>SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO</b>				
			0.86	
<b>NUMERO DE ABONADOS</b>				
				51,472
<b>SUCRES/ABONADO/ANIO</b>				
				15,193.43
<b>SUCRES/ABONADO/MES</b>				
				1,266.12
<b>COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH</b>	<b>38.58</b>			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

RESIDENCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	115,054,302.00	8,067,621.00		6,986,681.00
RESERVA DE DEPRECIACION	6,880,892.00	3,525,224.00		3,353,668.00
CAPITAL NETO	8,173,410.00	4,542,397.00	0.00	3,631,013.00
CAPITAL DE TRABAJO	161,028.00	62,124.00	57,955.00	40,949.00
TOTAL BASE TARIFARIA	8,334,438.00	4,604,521.00	57,955.00	3,671,962.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	1,608,813.00	814,422.00	347,732.00	446,659.00
INGRESOS REQUERIDOS	1,608,813.00	814,422.00	347,732.00	446,659.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		25,930		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		31,408.48		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		2,617.37		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		17,529		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		46,462.26		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		3,871.85		
IKWH NIVEL DE PRODUCCION				
			46,830	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
IKWH NIVEL DE CONSUMO				
			33,624	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.86	
INUMERO DE ABONADOS				
				32,931
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				13,563.48
ISUCRES/ABONADO/MES				
				1,130.29
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	47.85			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

COMERCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	8,082,629.00	4,376,173.00		3,706,456.00
RESERVA DE DEPRECIACION	3,617,909.00	1,837,716.00		1,780,193.00
CAPITAL NETO	4,464,720.00	2,538,457.00	0.00	1,926,263.00
CAPITAL DE TRABAJO	98,028.00	31,688.00	44,616.00	21,724.00
TOTAL BASE TARIFARIA	4,562,748.00	2,570,143.00	44,616.00	1,947,987.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	923,395.00	418,744.00	267,697.00	236,954.00
INGRESOS REQUERIDOS	923,395.00	418,744.00	267,697.00	236,954.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		12,730		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		32,894.27		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		2,741.19		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		8,605		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		48,660.16		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		4,055.01		
IMMH NIVEL DE PRODUCCION				
			36,052	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
IMMH NIVEL DE CONSUMO				
			25,885	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.86	
INUMERO DE ABONADOS				
				8,735
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				27,126.96
ISUCRES/ABONADO/MES				
				2,260.58
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	35.67			



EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

INDUSTRIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	3,779,213.00	3,551,988.00		227,225.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,421,215.00	1,312,080.00		109,135.00
CAPITAL NETO	2,357,998.00	2,239,908.00	0.00	118,090.00
CAPITAL DE TRABAJO	54,331.00	20,452.00	32,547.00	1,332.00
TOTAL BASE TARIFARIA	2,412,329.00	2,260,360.00	32,547.00	119,422.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	491,703.00	281,892.00	195,284.00	14,527.00
INGRESOS REQUERIDOS	491,703.00	281,892.00	195,284.00	14,527.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		11,596		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		24,309.42		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		2,025.78		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		7,839		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		35,960.68		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		2,996.72		
IMWH NIVEL DE PRODUCCION				
			26,299	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
IMWH NIVEL DE CONSUMO				
			18,883	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.86	
NUMERO DE ABONADOS				
				153
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				94,947.71
ISUCRES/ABONADO/MES				
				7,912.31
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	26.04			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	1,556,843.00	675,671.00		881,172.00
RESERVA DE DEPRECIACION	743,320.00	322,659.00		420,661.00
CAPITAL NETO	813,523.00	353,012.00	0.00	460,511.00
CAPITAL DE TRABAJO	25,182.00	6,062.00	10,425.00	8,695.00
TOTAL BASE TARIFARIA	838,705.00	359,074.00	10,425.00	469,206.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	223,829.00	77,386.00	62,547.00	83,896.00
INGRESOS REQUERIDOS	223,829.00	77,386.00	62,547.00	83,896.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		1,400		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		55,275.71		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		4,606.31		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		946		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		81,768.81		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		6,814.07		
IMWH NIVEL DE PRODUCCION				
			8,423	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
IMWH NIVEL DE CONSUMO				
			6,048	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.86	
INUMERO DE ABONADOS				
				1
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
ISUCRES/ABONADO/MES				
				6,991,333.33
ICOSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	37.01			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1990

OTROS	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
I.A. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	210,654.00	210,653.00		1.00
RESERVA DE DEPRECIACION	96,961.00	96,960.00		1.00
CAPITAL NETO	113,693.00	113,693.00	0.00	0.00
CAPITAL DE TRABAJO	2,560.00	1,784.00	776.00	0.00
TOTAL BASE TARIFARIA	116,253.00	115,477.00	776.00	0.00
I.B. - RENDIMIENTO 0.00%				
	0.00	0.00	0.00	0.00
I.C. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION				
	27,608.00	22,954.00	4,654.00	0.00
INGRESOS REQUERIDOS				
	27,608.00	22,954.00	4,654.00	0.00
I.KW. NIVEL DE PRODUCCION				
		460		
I.SUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE PRODUCCION				
		49,900.00		
I.SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		4,158.33		
I.KW. NIVEL DE CONSUMO				
		311		
I.SUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE CONSUMO				
		73,816.57		
I.SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		6,151.38		
I.MWH NIVEL DE PRODUCCION				
			627	
I.SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.62	
I.MWH NIVEL DE CONSUMO				
			450	
I.SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			0.86	
I.NUMERO DE ABONADOS				
				16
I.SUCRES/ABONADO/ANIO				
				0.00
I.SUCRES/ABONADO/MES				
				0.00
I.COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	61.35			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

TOTAL SISTEMA	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
<b>A. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	40,213,521.00	23,431,739.00		16,781,782.00
RESERVA DE DEPRECIACION	117,872,105.00	9,815,541.00		8,056,564.00
CAPITAL NETO	22,341,416.00	113,616,198.00	0.00	8,725,218.00
CAPITAL DE TRABAJO	507,281.00	185,019.00	205,943.00	116,319.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>22,848,697.00</b>	<b>113,801,217.00</b>	<b>205,943.00</b>	<b>8,841,537.00</b>
<b>B. - RENDIMIENTO</b>	5.36% 1,223,666.00	739,126.61	11,029.31	473,510.07
<b>C. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION</b>	<b>5,057,850.00</b>	<b>2,561,599.00</b>	<b>1,235,656.00</b>	<b>1,260,595.00</b>
<b>INGRESOS REQUERIDOS</b>	<b>6,281,516.00</b>	<b>3,300,725.61</b>	<b>1,246,685.31</b>	<b>1,734,105.07</b>
<b>KW. NIVEL DE PRODUCCION</b>		56,934		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION		57,974.60		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION		4,831.22		
<b>KW. NIVEL DE CONSUMO</b>		40,309		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO		81,885.02		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO		6,823.75		
<b>KWH NIVEL DE PRODUCCION</b>			121,086	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION			0.86	
<b>KWH NIVEL DE CONSUMO</b>			90,330	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO			1.15	
<b>NUMERO DE ABONADOS</b>				52,416
ISUCRES/ABONADO/AÑO				33,083.51
ISUCRES/ABONADO/MES				2,756.96
<b>COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH</b>	<b>69.54</b>			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

RESIDENCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	121,134,911.00	111,199,851.00		9,935,060.00
RESERVA DE DEPRECIACION	9,647,959.00	4,876,199.00		4,771,760.00
CAPITAL NETO	111,486,952.00	6,323,652.00	0.00	5,163,300.00
CAPITAL DE TRABAJO	233,559.00	88,811.00	78,960.00	65,788.00
TOTAL BASE TARIFARIA	111,720,511.00	6,412,463.00	78,960.00	5,229,088.00
IB. - RENDIMIENTO	5.36%	627,694.03	343,420.59	4,228.72
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	2,415,359.00	1,218,913.00	473,757.00	722,689.00
INGRESOS REQUERIDOS	3,043,053.03	1,562,333.59	477,985.72	1,002,733.73
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION		26,650		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION		58,624.15		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION		4,885.35		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO		18,868		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO		82,802.47		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO		6,900.21		
IMMH NIVEL DE PRODUCCION				
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION			46,425	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION			0.86	
IMMH NIVEL DE CONSUMO				
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO			34,633	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO			1.15	
INUMERO DE ABONADOS				
SUCRES/ABONADO/AÑO				33,673
SUCRES/ABONADO/AÑO				29,778.57
SUCRES/ABONADO/MES				2,481.55
ICOSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
		87.87		

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991 -

COMERCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR	
IA. - BASE TARIFARIA					
INVERSIONES	11,341,268.00	6,070,687.00		5,270,581.00	
RESERVA DE DEPRECIACION	5,072,675.00	2,541,241.00		2,531,434.00	
CAPITAL NETO	6,268,593.00	3,529,446.00	0.00	2,739,147.00	
CAPITAL DE TRABAJO	145,687.00	50,433.00	60,782.00	- 34,472.00	
TOTAL BASE TARIFARIA	6,414,280.00	3,579,879.00	60,782.00	2,773,619.00	
IB. - RENDIMIENTO	5.36%	343,517.90	191,721.05	3,255.19	148,541.66
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION					
	1,440,622.00	697,255.00	364,692.00	378,675.00	
INGRESOS REQUERIDOS					
	1,784,139.90	888,976.05	367,947.19	527,216.66	
IKW. NIVEL DE PRODUCCION					
		14,550			
ISUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE PRODUCCION					
		61,098.01			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
		5,091.50			
IKW. NIVEL DE CONSUMO					
		10,301			
ISUCRES/KW/ANIO-NIVEL DE CONSUMO					
		86,296.62			
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO					
		7,191.39			
IMWH NIVEL DE PRODUCCION					
			35,737		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION					
			0.86		
IMWH NIVEL DE CONSUMO					
			26,660		
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO					
			1.15		
INUMERO DE ABONADOS					
				8,822	
ISUCRES/ABONADO/ANIO					
				59,761.58	
ISUCRES/ABONADO/MES					
				4,980.13	
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH					
	66.92				

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

INDUSTRIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	5,258,556.00	4,935,443.00		323,113.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,975,140.00	1,819,950.00		155,190.00
CAPITAL NETO	3,283,416.00	3,115,493.00	0.00	167,923.00
CAPITAL DE TRABAJO	86,558.00	34,041.00	50,370.00	2,147.00
TOTAL BASE TARIFARIA	3,369,974.00	3,149,534.00	50,370.00	170,070.00
IB. - RENDIMIENTO	5.36%	180,479.55	168,673.85	2,697.57
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	813,406.00	487,601.00	302,218.00	23,587.00
INGRESOS REQUERIDOS	993,885.55	656,274.85	304,915.57	32,695.13
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		13,704		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		47,889.29		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		3,990.77		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		9,702		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		67,640.24		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		5,636.69		
IKWH NIVEL DE PRODUCCION				
			29,615	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.86	
IKWH NIVEL DE CONSUMO				
			22,093	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.15	
NUMERO DE ABONADOS				
				157
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				208,249.23
ISUCRES/ABONADO/MES				
				17,354.10
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	44.99			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	2,187,340.00	934,314.00		1,253,026.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,042,670.00	444,490.00		598,180.00
CAPITAL NETO	1,144,670.00	489,824.00	0.00	654,846.00
CAPITAL DE TRABAJO	37,643.00	8,957.00	14,774.00	13,912.00
TOTAL BASE TARIFARIA	1,182,313.00	498,781.00	14,774.00	668,758.00
IB. - RENDIMIENTO	5.36%	63,318.98	791.22	35,815.45
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	344,573.00	120,287.00	88,642.00	135,644.00
INGRESOS REQUERIDOS	407,891.98	146,999.30	89,433.22	171,459.45
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		1,500		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		97,999.54		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		8,166.63		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		1,062		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		138,417.42		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		11,534.79		
IKWH NIVEL DE PRODUCCION				
			8,686	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.86	
IKWH NIVEL DE CONSUMO				
			6,480	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.15	
INUMERO DE ABONADOS				
				1
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
ISUCRES/ABONADO/MES				
			14,288,287.73	
ICOSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	62.95			



EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

OTROS	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	291,447.00	291,445.00		2.00
RESERVA DE DEPRECIACION	133,662.00	133,661.00		1.00
CAPITAL NETO	157,785.00	157,784.00	0.00	1.00
CAPITAL DE TRABAJO	3,834.00	2,776.00	1,058.00	0.00
TOTAL BASE TARIFARIA	161,619.00	160,560.00	1,058.00	1.00
IB. - RENDIMIENTO	5.36x1 8,655.53	8,598.82	56.66	0.05
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION				
	43,889.00	37,542.00	6,347.00	0.00
INGRESOS REQUERIDOS				
	52,544.53	46,140.82	6,403.66	0.05
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		530		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		87,058.15		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		7,254.85		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		375		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		122,963.49		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		10,246.96		
IKWH NIVEL DE PRODUCCION				
			622	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.86	
IKWH NIVEL DE CONSUMO				
			464	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.15	
INUMERO DE ABONADOS				
				18
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				2.98
ISUCRES/ABONADO/MES				
				4.46
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	113.24			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

TOTAL SISTEMA	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
<b>A. - BASE TARIFARIA</b>				
INVERSIONES	140,213,521.00	123,431,739.00		16,781,782.00
RESERVA DE DEPRECIACION	117,872,105.00	9,815,541.00		8,056,564.00
CAPITAL NETO	122,341,416.00	113,616,198.00	0.00	8,725,218.00
CAPITAL DE TRABAJO	507,281.00	185,019.00	205,943.00	116,319.00
<b>TOTAL BASE TARIFARIA</b>	<b>122,848,697.00</b>	<b>113,801,217.00</b>	<b>205,943.00</b>	<b>8,841,537.00</b>
<b>B. - RENDIMIENTO</b>	0.00%	0.00	0.00	0.00
<b>IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION</b>	<b>5,057,850.00</b>	<b>2,561,599.00</b>	<b>1,235,656.00</b>	<b>1,260,595.00</b>
<b>INGRESOS REQUERIDOS</b>	<b>5,057,850.00</b>	<b>2,561,599.00</b>	<b>1,235,656.00</b>	<b>1,260,595.00</b>
<b>KW. NIVEL DE PRODUCCION</b>		56,934		
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION		44,992.43		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION		3,749.37		
<b>KW. NIVEL DE CONSUMO</b>		40,309		
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO		63,548.63		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO		5,295.72		
<b>KWH NIVEL DE PRODUCCION</b>			121,086	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION			0.85	
<b>KWH NIVEL DE CONSUMO</b>			90,330	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO			1.14	
<b>NUMERO DE ABONADOS</b>				52,416
SUCRES/ABONADO/AÑO				24,049.81
SUCRES/ABONADO/MES				2,004.15
<b>COSTO PROMEDIO: SUCCRES/KWH</b>	<b>55.99</b>			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

RESIDENCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CLIENTE
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	121,134,911.00	111,199,851.00		9,935,060.00
RESERVA DE DEPRECIACION	9,647,959.00	4,876,199.00		4,771,760.00
CAPITAL NETO	111,486,952.00	6,323,652.00	0.00	5,163,300.00
CAPITAL DE TRABAJO	233,559.00	88,811.00	78,960.00	65,788.00
TOTAL BASE TARIFARIA	111,720,511.00	6,412,463.00	78,960.00	5,229,088.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	2,415,359.00	1,218,913.00	473,757.00	722,689.00
INGRESOS REQUERIDOS	2,415,359.00	1,218,913.00	473,757.00	722,689.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		26,650		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		45,737.82		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		3,811.49		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		18,868		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		64,601.45		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		5,383.45		
IMWH NIVEL DE PRODUCCION				
			46,425	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.85	
IMWH NIVEL DE CONSUMO				
			34,633	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.14	
INUMERO DE ABONADOS				
				33,673
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				21,461.97
ISUCRES/ABONADO/MES				
				1,788.50
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	69.74			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

COMERCIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	11,341,268.00	6,070,687.00		5,270,581.00
RESERVA DE DEPRECIACION	5,072,675.00	2,541,241.00		2,531,434.00
CAPITAL NETO	6,268,593.00	3,529,446.00	0.00	2,739,147.00
CAPITAL DE TRABAJO	145,687.00	50,433.00	60,782.00	34,472.00
TOTAL BASE TARIFARIA	6,414,280.00	3,579,879.00	60,782.00	2,773,619.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	1,440,622.00	697,255.00	364,692.00	378,675.00
INGRESOS REQUERIDOS	1,440,622.00	697,255.00	364,692.00	378,675.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		14,550		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		47,921.31		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		3,993.44		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		10,301		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		67,685.46		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		5,640.46		
IMMH NIVEL DE PRODUCCION				
			35,737	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.85	
IMMH NIVEL DE CONSUMO				
			26,660	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.14	
NUMERO DE ABONADOS				
				8,822
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				42,923.94
ISUCRES/ABONADO/MES				
				3,577.00
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	54.04			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

INDUSTRIAL	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	5,258,556.00	4,935,443.00		323,113.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,975,140.00	1,819,950.00		155,190.00
CAPITAL NETO	3,283,416.00	3,115,493.00	0.00	167,923.00
CAPITAL DE TRABAJO	86,558.00	34,041.00	50,370.00	2,147.00
TOTAL BASE TARIFARIA	3,369,974.00	3,149,534.00	50,370.00	170,070.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	813,406.00	487,601.00	302,218.00	23,587.00
INGRESOS REQUERIDOS	813,406.00	487,601.00	302,218.00	23,587.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		13,704		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		35,580.93		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		2,965.08		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		9,702		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		50,255.54		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		4,187.96		
IMWH NIVEL DE PRODUCCION				
			29,615	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.85	
IMWH NIVEL DE CONSUMO				
			22,093	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.14	
NUMERO DE ABONADOS				
				157
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
				150,235.67
ISUCRES/ABONADO/MES				
				12,519.64
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	36.82			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

ALUMBRADO PUBLICO	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
IA. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	2,187,340.00	934,314.00		1,253,026.00
RESERVA DE DEPRECIACION	1,042,670.00	444,490.00		598,180.00
CAPITAL NETO	1,144,670.00	489,824.00	0.00	654,846.00
CAPITAL DE TRABAJO	37,643.00	8,957.00	14,774.00	13,912.00
TOTAL BASE TARIFARIA	1,182,313.00	498,781.00	14,774.00	668,758.00
IB. - RENDIMIENTO	0.00%	0.00	0.00	0.00
IC. - TOTAL GASTOS DE EXPLOTACION	344,573.00	120,287.00	88,642.00	135,644.00
INGRESOS REQUERIDOS	344,573.00	120,287.00	88,642.00	135,644.00
IKW. NIVEL DE PRODUCCION				
		1,500		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		80,191.33		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		6,682.61		
IKW. NIVEL DE CONSUMO				
		1,062		
ISUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		113,264.60		
ISUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		9,438.72		
IKWH NIVEL DE PRODUCCION				
			8,686	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.85	
IKWH NIVEL DE CONSUMO				
			6,480	
ISUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.14	
INUMERO DE ABONADOS				
				1
ISUCRES/ABONADO/AÑO				
ISUCRES/ABONADO/MES				
				11,303,666.67
COSTO PROMEDIO: SUCCRES/KWH				
	53.17			

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO  
ELEMENTOS DEL COSTO DEL SERVICIO  
AÑO 1991

OTROS	TOTAL	DEMANDA	ENERGIA	CONSUMIDOR
A. - BASE TARIFARIA				
INVERSIONES	291,447.00	291,445.00		2.00
RESERVA DE DEPRECIACION	133,662.00	133,661.00		1.00
CAPITAL NETO	157,785.00	157,784.00	0.00	1.00
CAPITAL DE TRABAJO	3,834.00	2,776.00	1,058.00	0.00
TOTAL BASE TARIFARIA	161,619.00	160,560.00	1,058.00	1.00
B. - RENDIMIENTO 0.00%				
	0.00	0.00	0.00	0.00
C. - TOTAL GASTOS DE EXPLDTACION				
	43,889.00	37,542.00	6,347.00	0.00
INGRESOS REQUERIDOS				
	43,889.00	37,542.00	6,347.00	0.00
KW. NIVEL DE PRODUCCION				
		530		
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE PRODUCCION				
		70,833.96		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
		5,902.83		
KW. NIVEL DE CONSUMO				
		375		
SUCRES/KW/AÑO-NIVEL DE CONSUMO				
		100,047.97		
SUCRES/KW/MES-NIVEL DE CONSUMO				
		8,337.33		
KWH NIVEL DE PRODUCCION				
			622	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE PRODUCCION				
			0.85	
KWH NIVEL DE CONSUMO				
			464	
SUCRES/KWH/MES-NIVEL DE CONSUMO				
			1.14	
NUMERO DE ABONADOS				
				18
SUCRES/ABONADO/AÑO				
				0.00
SUCRES/ABONADO/MES				
				0.00
COSTO PROMEDIO: SUCRES/KWH				
	94.59			

#### IV.3 DISEÑO DEL NUEVO PLIEGO TARIFARIO

Para mucha gente la electricidad es solamente fuente de luz, de calor, de frío, de fuerza motriz y que tiene que ser suministrada en forma continua y en buenas condiciones para que sus aparatos funcionen correctamente.

Para la mayor parte de los políticos y un importante sector de la población, el suministro de energía eléctrica es considerado como un servicio público de beneficio social que debe ser entregado preferentemente en forma gratuita a pretexto de procurar el desarrollo económico-social del país.

Para las personas que se encargan de la generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica, consideran a esta actividad como cualquier industria y la denominan "Industria Eléctrica", porque suministran una mercancía como cualquier otra, que es el kilovatio-hora, que es medible y que tiene su costo; y que como elemento o valor agregado en cualquier proceso de producción, forma parte de los precios de venta de estas mercancías (energía productiva) y como elemento de confort, de comodidad, de distracción y descanso, o sea de bien vivir forma parte del costo de vida, por cuya razón el suministro de estas mercancías deben tener un precio que es la tarifa eléctrica que no es sino el precio en que la industria eléctrica vende la energía que proporciona.

Una característica peculiar de la industria eléctrica y diferente de cualquier otra industria, es la de ser un monopolio, ya que no es posible justificar económicamente la competencia de empresas en una misma área con la consiguiente duplicación de esfuerzos y de inversiones, estas últimas muy altas implicando necesidades de financiamientos no habituales en las demás industrias.



Lo anterior nos permite concluir que las Empresas Eléctricas son servidores de la colectividad a través del suministro de energía eléctrica y que deben operar con criterio empresarial y con tarifas justas y razonables que permitan el financiamiento de la expansión del servicio y el público o usuario debe comprender que se trata de un servicio cuya mercancía se entrega a domicilio y cuyo costo debe ser pagado por el que usa, ya que cuando esto no sucede o el servicio es suministrado con tarifas deficitarias, es susceptible de abuso en el uso, principalmente por parte de usuarios de mayores recursos económicos, como ocurren en el suministro de un servicio similar como el agua potable. Por tanto las tarifas de energía eléctrica deben considerarse como un instrumento de justicia social y desarrollo y no como un instrumento político de servicios paternalistas. Una tarifa deficitaria hace más rico al rico, produce consunción de los capitales destinados a esta industria, imposibilita el financiamiento de la expansión y concluye en el deterioro del servicio y en el estancamiento del proceso de producción y desarrollo económico de la región.

#### IV.3.1 CONDICIONES GENERALES.-

Existe un único esquema económico operativo para las empresas eléctricas, esto es que deben satisfacer, con la venta de la energía eléctrica, la ecuación económica de la empresa y que se resume en la siguiente expresión.

$$IR = E + D + ( AF - DA ) R$$

IR = Ingresos anuales requeridos de la venta del servicio

E = Gastos anuales de operación y administración

D = Depreciación anual de las instalaciones en operación

( AF - DA ) = Base Tarifaria

AF = Activo fijo total más capital de trabajo

DA = Depreciación acumulada

R = Rendimiento del capital

La ecuación antes indicada quiere expresar, que toda Empresa, bajo una eficiente y económica administración, requiere ingresos por venta de energía, que cubran no solamente los gastos directos de operación y administración del servicio más la cuota anual de depreciación, sino también una ganancia razonable sobre la Base Tarifaria.

Para el caso de inversiones del Estado o de entidades de servicio público, la ganancia sirva para la reinversión en programas de ampliación del servicio, y para el caso de inversiones privadas, es una remuneración justa por el uso del capital en un servicio a la colectividad y sirve para atraer a nuevos inversionistas en los programas de expansión.

Estos valores de ingresos requeridos fueron los obtenidos en estudios de costos y cuyos resultados se visualizan a continuación:

INGRESOS REQUERIDOS  
( Miles de Sucres )

	AÑO 1990	AÑO 1991
Servicio Residencial	2'072644.53	3'043053.03
Servicio Comercial	1'177322.90	1'784139.90
Servicio Industrial	625954.91	993885.55
Servicio Alumb. Púb.	270504.95	407891.98
Otros	34077.76	52544.53
TOTAL REQUERIDO:	4'180505.00	6'281516.00

Lo ideal para cualquier empresa sería el poder vender el servicio con una sola tarifa; los abonados la entenderían fácilmente; los empleados la aplicarían sindicatada y el costo de facturación y de relaciones públicas se reduciría. Sin embargo de ello, las empresas no pueden aprovechar fácilmente este tipo de tarifa, debido a que en ella no se consideran la gran variedad de características téc-

nicas y exigencias de los consumidores, que son los responsables, en gran parte, de la modulación de la curva de carga, con sus dos elementos básicos que son demanda de pico (KW ) y consumo de energía ( KWH ).

#### IV.3.2 ALTERNATIVAS SOCIO-POLITICAS.-

Al considerar la estructura de las tarifas, debe tenerse en cuenta ciertos aspectos sociales que no pueden ser enfocados con un criterio técnico-económico como por ejemplo la expansión de los servicios de las áreas rurales, un subsidio interno para que tengan al servicio a un costo menor a personas de escasos recursos económicos, aplicación de cargos crecientes para los servicios considerados suntuarios, todo esto hace que al diseñar una tarifa esta se encuadre en la forma más acorde posible con las características del mercado y que las tarifas que se pongan a consideración de los usuarios sirvan también como mecanismos idóneos de una justa redistribución de ingresos, política actual tarifaria.

Además es importante tomar en consideración que una justa distribución de costos, también se debe considerar al subsidio o subvención que debe tenerse entre las diferentes clases de abonados, o sea dotar a la tarifa de una cierta elasticidad como para redistribuir los costos entre las diferentes clases o tipos de usuarios, lo que podría llamarse como una política de subsidiación interna, lo cual es inevitable, ya que la fijación de los precios no pueden llegar a ser tan perfecto como para que la contribución de cada categoría de consumidores a los ingresos de la compañía sea exactamente proporcional a la parte de los costos que le corresponde.

#### IV.3.3 VARIANTES TECNICO-ECONOMICAS.--

Las empresas deben realizar tres gestiones empresariales básicas que son:

- a. Gestión expansión o equipamiento para atender el sumatorio de los requerimientos coincidentes de los abonados de cualquier cantidad ( Demanda de pico);
- b. Gestión producción y operación para atender el sumatorio de los requerimientos de los abonados para cualquier tiempo ( consumo de energía );
- c. Gestión comercialización para entregar el servicio en el lugar que el cliente ha decidido.

Cada una de las tres gestiones empresariales antes indicadas tiene un costo propio que debe reflejarse en el costo del servicio de cada abonado estadístico, en los cuales se prorratean los costos indirectos y generales de administración.

Los factores técnicos y económicos resultantes de las exigencias de los consumidores se reflejan mejor en la ecuación básica de tarifas, que se puede resumir en la siguiente expresión:

El costo de una planilla de cualquier consumidor está conformado por:

- a. Un costo o cargo por demanda;
- b. Un costo o cargo por energía, y
- c. Un costo o cargo por consumidor

$$S = Ax + BY + C$$

Siendo:

$S =$  Costo del servicio por abonado

$Ax =$  Cargo por Demanda con los siguientes significados:

$A =$  Sucres por cada KW de demanda imputable al abonado ( S/./ KW )

$x =$  Número de KW de demanda del abonado

$By =$  Cargo por Energía con el siguiente significado:

$B =$  Sucres por cada KWH consumido por el abonado ( S/./KWH )

$y =$  Número de KWH consumidos por el abonado

$C =$  Cargo por consumidor que es un valor fijo independiente de los dos valores anteriores que depende de la ubicación del abonado.

$Ax =$  El cargo por demanda varía con la demanda del abonado e incluye los cargos fijos de inversión relacionados con las centrales generadoras, subestaciones, líneas de transmisión y parte de la red de distribución no incluida en el cargo por consumidor, calculados en función de la potencia ( KW ) que el abonado demanda a la empresa.

$By =$  El cargo por energía varía con el número de kilovatio-hora consumidos por el abonado y cubre los gastos en combustible, lubricantes y otros materiales de operación y mantenimiento, mano de obra y administración general y son calculados en función de la energía ( KWH ) consumida por cada abonado.

$C =$  El cargo por consumidor es un valor fijo imputable a cada abonado e incluye los cargos fijos de inversión

de la acometida, medidor y parte de la red de distribución no incluida en el cargo por demanda, más los costos de lectura, facturación, cobro, contabilidad y otras factibilidades imputables directamente a cada abonado.

En esta forma cada abonado pagaría el valor justo por el servicio que demanda, sin embargo la inconveniencia práctica de aplicar la ecuación básica de tarifas a todos los abonados ha llevado a la creación de muchos tipos de tarifas, cuya utilización depende del tamaño, del tipo de consumidor y del uso que den a la energía eléctrica.

La diversidad de tarifas existentes puede ser mejor analizada si primeramente estudiamos el siguiente "Triángulo de Tarifas".

$Ax + By + C$	Ecuación básica de tarifas o tarifa trinomia
$A'X + By$	Ecuación binomia. En el cargo por demanda $A'$ está incluido y distribuido el cargo por consumidor
$B'y$	Tarifa plana o por energía. En el cargo por energía $B$ están incluidos y distribuidos los cargos por demanda y por consumidor.

Al hacer un ligero análisis de este triángulo, se concluye que las dos primeras tarifas consideran muy claramente el factor de carga, esto es la forma de utilización de la potencia demandada, mientras que la última descuida totalmente este hecho.

Las tarifas trinomias y binomias son las más justas en cuanto a la ubicación de costos de las dos componentes principales del servicio eléctrico que son: la potencia demanda ( kilovatio ) y la energía consumida ( kilovatio-

hora ) y por razones económicas se usan solamente para clientes importante como son los industriales y comerciales grandes.

La tarifa por energía se usa para clientes de poco consumo relativo, como son los residenciales y comerciales medianos y pequeños. En este caso la facturación es simple pero no es promocional.

Para resolver los inconvenientes que presenta la tarifa plana, para hacerla más justa en cuanto a la ubicación de costos causados por el mismo consumidor; para dar mayor estabilidad de ingresos a la empresa, y para hacerla promocional en el uso, se introducen los costos de demanda y los costos del consumidor, creándose los cargos mínimos y los bloques de energía con costos unitario decrecientes.

El mínimo teóricamente deberá cubrir el cargo por demanda y el cargo por consumidor ( $Ax + C$ ) de la ecuación básica de tarifas y no le da derecho a ningún consumo de energía. Es el costo que el abonado debe pagar por la autorización que la empresa le ha dado de usar la energía eléctrica a voluntad sin previo aviso; es el costo de un derecho adquirido.

Si en el mínimo antes enunciado no ha sido posible incluir su costo total, se crean en la tarifa los bloques de energía con costos unitarios decrecientes, en los cuales se distribuyen los valores no cobrados en el mínimo teórico. Se acepta como recomendación saludable para la economía de las Empresa, que en sus tarifas por energía el mínimo nunca sea inferior el Cargo por Consumidor  $C$  y que el precio de cada bloque de energía no sea inferior al valor  $B$  de la ecuación básica de tarifas.

Explica en esta forma la metodología básica de fijación de tarifas, se podrá comprender el por qué de la clasificación de los usuarios en:

- a. Residencial,
- b. Comercial,
- c. Industrial,
- d. Alumbrado Público, etc.

ya que cada uno de estos grupos tienen participación más o menos homogénea en la conformación de la curva de carga, con demanda coincidente y usos de energía características para cada cargo.

#### IV.3.4 PLIEGO TARIFARIO PROPUESTO.-

Se considera en el análisis la misma estructura tarifaria vigente, la cual es buena en la medida que conlleva cargos tarifarios crecientes, que obliga a que los usuarios, especialmente los residenciales controlen el consumo de energía eléctrica; lo que se plantea en este estudio es una simplificación de la estructura con la reducción de cargos tarifarios a ser aplicados a los usuarios y un incremento inicial del 62% a los cargos vigentes y la mantención de una política de gradualismo de ajustes mensuales, que permiten mantener el valor adquisitivo y asegurar un equilibrio económico-financiero de la empresa, esto es que las tarifas cubran, la totalidad de los costos de explotación y permitan una adecuada contribución a la inversión.

Con el objeto de que la nueva estructura de precios cumpla con su cometido se ha procedido a evaluar los ingresos que se obtendrían mediante la aplicación de los nuevos cargos tarifarios propuestos que junto con el pliego tarifario se presentan a continuación.

#### PLIEGO TARIFARIO PROPUESTO:

##### A. Servicio Residencial (R)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados al servicio residencial que se definen como



tales en el Artículo 239 literal a) del Reglamento de Tarifas.

CARGOS :	S/.	300,00	mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 50 KWH.
	S/.	25,00	por cada uno de los siguientes 50 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	35,00	por cada uno de los siguientes 200 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	45,00	por cada uno de los siguientes 200 KWH de consumo durante el mes.
	S/.	55,00	por cada KWH de consumo adicional en el mes.

#### B. Servicio Comercial.-

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio comercial que se definen como tales en el Artículo 239 literal b) del Reglamento de Tarifas.

##### B.1 Tarifa Comercial sin Demanda (C)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados comerciales cuya carga instalada sea de hasta 10 KW.

CARGOS:	S/.	500,00	mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 50 KWH.
	S/.	30,00	por cada uno de los siguientes 50 KWH de consumo durante el mes.

- S/. 40,00 por cada uno de los siguientes 200 KWH de consumo durante el mes.
- S/. 50,00 por cada uno de los siguientes 200 KWH de consumo durante el mes.
- S/. 60,00 por cada KWH de consumo adicional en el mes.

## B.2 Tarifa Comercial con Demanda ( C-D)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados comerciales cuya carga instalada sea mayor a 20 KW.

- CARGOS: S/. 1500,00 mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago, sin derecho a consumo.
- S/. 40,00 por cada KWH de consumo durante el mes.

## C. Servicio Industrial.-

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial que se definen como tales en el Artículo 239 literal c) del Reglamento de Tarifas.

### C.1 Tarifa Industrial Artesanal (I-A)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial, que utilicen el servicio eléctrico en trabajos de artesanía o pequeña industria y cuya carga instalada sea de hasta 20 KW.

CARGOS:	S/. 1500,00	mensuales como mínimo de pago con derecho a un consumo de hasta 100 KWH.
	S/. 40,00	por cada uno de los siguientes 400 KWH de consumo durante el mes.
	S/. 50,00	por cada uno de los siguientes 500 KWH de consumo durante el mes.
	S/. 60,00	por cada KWH de consumo adicional en el mes.

### C.2 Tarifa Industrial con Demanda I (I-D1)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial cuya carga instalada sea mayor a 20 KW y hasta una demanda facturable de 1000 KW.

CARGOS:	S/. 1300,00	mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.
	S/. 40,00	por cada KWH consumido durante el mes.

### C.3. Tarifa Industrial con Demanda II (I-D2).

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a los abonados del servicio industrial cuya demanda facturable sea mayor a 1000 KW y cuente con los equipos de medición necesarios para establecer la demanda máxima de la industria durante las horas de pico de la empresa eléctrica ( 18H00 a 21H00) y la demanda máxima de la industria. En el caso de no disponerse de este equipamiento se le facturará como "I-D1".

CARGOS:	S/. 1500,00	<p>mensuales por cada KW de demanda máxima como mínimo de pago, sin derecho a consumo, multiplicando por un factor de corrección ( FC ), que se lo obtiene de la relación:</p>
		<p><math>FC = DP/DM</math>            donde:</p> <p>DP: Demanda máxima registrada en la industria en las horas de pico de la empresa eléctrica ( 18H00 a 21H00 ).</p> <p>DM: Demanda máxima de la industria durante el mes.</p> <p>En ningún caso este factor de corrección deberá ser menor que 0.60.</p>
		<p>La demanda máxima a facturarse no podrá ser menor al 70% de la demanda facturable de la industria definida en el literal J1.</p>
	S/. 40,00	<p>por cada KWH de consumo durante el mes, correspondiente a los primeros 200 KWH/KW de demanda máxima registrada en el mes.</p>
	S/. 35,00	<p>por cada KWH de consumo durante el mes, correspondiente a los siguientes 200 KWH/KW de demanda máxima registrada en el mes.</p>
	S/. 30,00	<p>por cada KWH de consumo adicional en el mes.</p>

#### C.4 Tarifas para Consumos Estacionales.-

**APLICACION:** Los usuarios industriales que tengan un consumo de tipo estacional podrán opcionalmente acogerse a esta tarifa, la cual será aplicada únicamente en el período de utilización que hayan acordado con la empresa.

**CARGOS:** Se aplicarán los cargos de la tarifa industrial que le corresponda, incrementando el cargo por demanda en el 100%. En esta tarifa la demanda facturable será la demanda máxima registrada en el mes, la cual no podrá ser inferior a la demanda contratada.

#### D. Tarifa de Bombeo de Agua (B-A)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica para bombeo de agua utilizada para usos agrícolas, piscícolas y por las Empresas de Agua Potable.

**CARGOS:** S/. 1300,00 mensuales por cada KW de demanda facturable como mínimo de pago sin derecho a consumo.

S/. 20,00 por cada KWH de consumo durante el mes.

#### E. Servicio a Entidades Oficiales (E-O)

**APLICACION:** Esta tarifa se aplicará a los abonados oficiales y municipales que se definen como tales en el Artículo 239 literal e) del Reglamento de Tarifas.

**CARGOS:** Se aplicarán las tarifas comerciales correspondientes.

F. Servicio a Entidades de Asistencia Social y de Beneficio Público.-

F.1 Tarifa de Asistencia Social (A-S).

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a las entidades de Asistencia Social sin fines de lucro y de Beneficiencia de carácter social y público, las mismas que deben ser calificadas previamente como tales, por las empresas eléctricas respectivas.

CARGOS: Se aplicará los cargos correspondientes de la tarifa residencial con un descuento del 30% en el valor de la planilla.

F.2 Tarifa de Beneficio Público (B-P)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a las instituciones educacionales: fiscales y privadas de carácter gratuito; y, a las salas de culto religioso, que tengan circuitos eléctricos independientes del resto de áreas de servicio.

CARGOS: Se aplicarán los cargos correspondientes de la tarifa residencial con un descuento del 30% al valor de la planilla.

G. Servicio de Alumbrado.-

G.1 Tarifa de Alumbrado Público (A-PU)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a la energía suministrada para el servicio de Alumbrado Público de calles, plazas, monumentos y fachadas de edificios históricos.

CARGOS: S/. 27,24 por cada KWH consumido en el mes.

#### G.2 Tarifa de Alumbrado y Servicio Comunitario (A-SC)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a la energía registrada por un medidor para el alumbrado de espacios comunales particulares y para los servicios comunitarios correspondientes.

CARGOS: Se aplicarán los cargos correspondientes de la tarifa residencial.

#### H. Servicios Ocasionales (S-O)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará a aquellos abonados que tomen energía eléctrica para realizar actividades comerciales e industriales transitorias en la vía pública o en lugares particulares.

CARGOS: Se aplicarán las tarifas comerciales o industriales correspondientes con un recargo del 50% sobre el valor de la planilla.

#### I. Servicio de Venta de Energía para Reventa (V-R)

APLICACION: Esta tarifa se aplicará al suministro de energía eléctrica que una empresa o sistema entregue a otra empresa o sistema eléctrico, para el servicio de los abonados de esta última a los niveles de voltaje inferiores a 46 KV.

CARGOS: El precio de venta de cada KWH entregado por la entidad suministradora será determinado con la siguientes relación:





K. Factor de Potencia,-

**PENALIZACION:** En el caso de que el factor de potencia medio mensual registrado por un abonado sea menor a 0.9, la facturación mensual será recargada en un factor igual a la relación por cuociente entre 0.9 y el factor de potencia registrado.

La penalización por bajo factor de potencia es parte integrante de la planilla por venta de energía.

Una vez ubicados los cargos tarifarios iniciales se presentan tres alternativas de reajustes mensuales, ya que no se puede forzar al público a aceptar cambios demasiado bruscos y que se mantengan constantes en un período de tiempo, las tarifas deben encuadrarse dentro de la política general económica del país aun más cuando lo mismo conlleva un proceso inflacionario.

Estas tres alternativas de reajustes mensuales son del 3% de incremento acumulativo mensual en los cargos tarifarios menos en los mínimos del residencial y comercial sin demanda indexados con la variación del salario mínimo vital general, el 4% bajo las mismas condiciones y el 5% igual; política ésta que debe ser mantenida hasta diciembre de 1991 horizonte del estudio de costos.

La evaluación de estas Alternativas al ser aplicadas se muestran en los cuadros N<sup>os</sup>. 58 al 64, y de los cuales se resume lo siguiente:

INGRESOS A OBTENERSE ( Miles de Sucres)	AÑO 1990	AÑO 1991
PLIEGO TARIFARIO VIGENTE	2'217752	
ALTERNATIVA 1 ( 3% )	2'914027	4'909846
ALTERNATIVA 2 ( 4% )	2'960090	5'486667
ALTERNATIVA 3 ( 5% )	3'007370	6'133755

EMPRESA ELECTRICAHILABURO INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1990 ( Miles de Sucres )													
T A R I F A	POLITICA TARIFARIA VICENTE												
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
RESIDENCIAL	35,441.70	35,972.99	36,660.04	37,391.39	38,149.72	39,053.03	39,903.45	40,941.77	41,928.85	42,945.53	43,992.72	45,071.32	477,540.51
COMERCIAL	28,331.23	29,046.61	29,783.45	30,542.39	31,324.10	32,129.26	32,958.58	33,812.77	34,692.60	35,598.81	36,532.22	37,493.62	392,245.63
COMERCIAL CON DEMANDA	4,806.03	4,949.80	5,098.27	5,251.56	5,408.71	5,570.91	5,738.27	5,910.92	6,087.91	6,270.46	6,458.68	6,652.71	68,204.20
TOTAL COMERCIAL	33,137.26	33,996.40	34,881.71	35,793.94	36,732.81	37,700.17	38,696.85	39,723.69	40,780.51	41,869.27	42,990.89	44,146.33	460,449.83
INDUSTRIAL ARTESANAL	557.52	574.22	591.49	609.19	627.49	646.32	665.69	685.63	706.23	727.41	749.27	771.76	7,912.22
INDUSTRIAL I-01	25,636.83	26,404.13	27,197.41	28,010.37	28,850.47	29,718.35	30,607.67	31,526.04	32,474.12	33,445.63	34,448.23	35,482.66	363,801.95
INDUSTRIAL I-02	39,719.27	40,909.52	42,136.74	43,401.93	44,702.73	46,043.61	47,425.66	48,850.03	50,314.48	51,823.61	53,378.66	54,980.90	563,687.14
TOTAL INDUSTRIAL	65,913.63	67,887.87	69,925.66	72,021.49	74,180.69	76,408.27	78,699.03	81,061.71	83,494.83	85,996.65	88,576.16	91,235.32	935,401.31
ENTIDADES OFICIALES	1,224.44	1,567.07	1,610.99	1,656.22	1,702.81	1,750.80	1,800.23	1,851.14	1,903.58	1,957.59	2,013.22	2,070.52	21,408.61
EMFIO. OFIC. CON DEMANDA	8,874.93	9,140.72	9,414.92	9,697.74	9,988.25	10,287.82	10,596.71	10,915.16	11,242.25	11,579.42	11,926.92	12,285.02	125,949.87
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	10,399.36	10,707.80	11,025.91	11,353.96	11,691.06	12,038.62	12,396.94	12,766.30	13,145.83	13,537.91	13,940.14	14,355.54	147,358.48
BENEFICIO PUBLICO	668.02	685.41	704.19	723.58	743.62	764.88	786.78	809.33	832.56	856.49	881.13	906.52	9,362.51
BOMBEO DE AGUA	1,423.74	1,466.40	1,510.43	1,555.66	1,602.33	1,650.46	1,699.91	1,750.91	1,803.50	1,857.54	1,913.24	1,970.66	20,204.79
ALUMBRADO PUBLICO	11,797.82	12,151.76	12,516.31	12,891.80	13,278.55	13,676.91	14,087.22	14,509.84	14,945.13	15,393.48	15,855.29	16,330.93	167,435.07
T O T A L	158,781.53	162,868.61	167,232.26	171,731.83	176,378.77	181,292.35	186,350.17	191,563.55	196,931.20	202,455.96	208,149.57	214,016.65	2,217,732.19

EMPRESA ELECTRICA MILLARDO INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1990 ( Miles de Sucesos )													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
RESIDENCIAL	35,442	33,373	36,668	37,391	38,130	39,053	72,709	74,556	76,539	78,541	80,604	82,728	688,393.31
COMERCIAL	28,331	29,047	29,783	30,542	31,324	32,129	54,315	55,023	57,577	59,177	60,826	62,524	531,798.51
COMERCIAL CON DEMANDA	1,806	1,950	3,038	3,252	5,409	5,571	8,236	8,483	8,737	8,939	9,269	9,519	84,356.62
TOTAL COMERCIAL	33,137	33,996	34,822	35,794	36,733	37,700	62,750	64,506	66,314	68,177	70,095	72,071	616,155.14
INDUSTRIAL ARTESANAL	558	574	581	609	627	616	1,164	1,199	1,234	1,272	1,310	1,349	11,132.88
INDUSTRIAL I-01	25,637	26,404	27,197	28,010	28,850	29,718	47,363	48,764	50,246	51,758	53,307	54,906	472,182.26
INDUSTRIAL I-02	39,719	40,910	42,137	43,402	44,703	46,044	70,749	72,071	75,056	77,309	79,628	82,018	714,545.24
TOTAL INDUSTRIAL	65,914	67,888	69,926	72,021	74,181	76,408	119,276	122,834	126,537	130,339	134,244	138,273	1,197,860.38
EMISORES OFICIALES	1,524	1,567	1,611	1,656	1,703	1,751	3,341	3,437	3,537	3,640	3,746	3,855	31,368.18
EMITID. OFIC. CON DEMANDA	8,875	9,141	9,415	9,698	9,998	10,288	14,943	15,391	15,823	16,329	16,818	17,323	154,061.64
TOTAL EMISORES OFICIALES	10,399	10,708	11,026	11,354	11,691	12,039	18,284	18,829	19,390	19,969	20,564	21,178	188,429.82
BENEFICIO PUBLICO	669	685	704	724	744	765	1,444	1,486	1,529	1,573	1,619	1,666	13,604.97
BOMBEO DE AGUA	1,424	1,466	1,510	1,556	1,602	1,650	2,069	2,132	2,195	2,261	2,329	2,399	22,595.14
ALUMBRADO PUBLICO	11,798	12,152	12,516	12,892	13,279	13,677	17,574	18,101	18,644	19,203	19,779	20,373	189,987.00
TOTAL	158,782	162,869	167,232	171,732	176,379	181,292	294,106	302,503	311,149	320,063	329,234	338,687	2,914,026.56

T R I F A	I M G R E S O S E S T I M A D O S A F A C T U R A R P A R A 1 9 9 1												ALTERNATIVA 1
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
RESIDENCIAL	84,915	87,168	89,439	91,890	94,342	96,878	99,490	102,181	104,952	107,807	110,747	113,775	1,183,625.70
COMERCIAL	64,272	66,074	67,929	69,840	71,808	73,835	72,090	78,074	80,289	82,571	84,921	87,342	999,045.56
COMERCIAL COM DEMANDA	9,834	10,129	10,433	10,746	11,068	11,400	11,743	12,095	12,457	12,831	13,216	13,612	139,562.68
TOTAL COMERCIAL	74,106	76,203	78,361	80,585	82,876	85,235	83,833	90,169	92,747	95,402	98,137	100,954	1,038,608.24
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,389	1,431	1,474	1,518	1,564	1,611	1,659	1,709	1,760	1,813	1,867	1,923	19,718.56
INDUSTRIAL I-01	56,552	58,252	60,020	61,797	63,651	65,585	67,525	69,554	71,638	73,789	76,003	78,286	802,611.18
INDUSTRIAL I-02	84,478	87,013	89,622	92,311	95,081	97,932	100,872	103,899	107,015	110,225	113,531	116,936	1,198,914.23
TOTAL INDUSTRIAL	142,419	146,696	151,036	155,626	160,296	165,108	170,057	175,161	180,413	185,825	191,402	197,146	2,021,243.97
ENTIDADES OFICIALES	3,967	4,083	4,232	4,325	4,451	4,581	4,715	4,853	4,996	5,142	5,293	5,448	56,055.77
ENTIO. OFIC. COM DEMANDA	17,843	18,378	18,929	19,497	20,082	20,684	21,306	21,945	22,603	23,281	23,979	24,698	253,225.77
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	21,810	22,461	23,131	23,822	24,533	25,265	26,021	26,798	27,598	28,423	29,272	30,147	309,281.54
BENEFICIO PUBLICO	1,714	1,764	1,815	1,868	1,923	1,979	2,037	2,096	2,157	2,221	2,286	2,353	24,211.35
BOMBEO DE AGUA	2,471	2,545	2,622	2,700	2,781	2,865	2,950	3,039	3,130	3,224	3,321	3,421	35,068.97
ALUMBRADO PUBLICO	20,984	21,511	22,052	22,600	23,158	24,326	25,056	25,808	26,582	27,379	28,201	29,047	297,806.32
TOTAL	348,420	358,451	368,776	379,411	390,370	401,656	409,444	425,251	437,580	450,281	463,365	476,842	4,909,846.09

EMPRESA ELECTRICA MLAGRO INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1990 ( Miles de Sucesos )													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
T A R I F A													
RESIDENCIAL	35,442	35,973	36,668	37,391	38,150	39,053	72,709	75,225	77,842	80,563	83,393	86,337	698,745.05
COMERCIAL	28,331	29,047	29,783	30,542	31,324	32,129	54,515	56,526	58,618	60,793	63,056	65,409	540,073.10
COMERCIAL CON DEMANDA	4,806	4,950	5,098	5,252	5,409	5,571	8,236	8,565	8,907	9,264	9,635	10,020	85,712.10
TOTAL COMERCIAL	33,137	33,936	34,882	35,794	36,733	37,700	62,750	65,091	67,525	70,057	72,691	75,429	625,785.50
INDUSTRIAL ARTESANAL	558	574	591	609	627	646	1,164	1,210	1,259	1,309	1,361	1,416	11,324.38
INDUSTRIAL I-01	25,637	26,404	27,197	28,010	28,850	29,718	47,363	49,258	51,227	53,275	55,409	57,627	479,977.05
INDUSTRIAL I-02	39,719	40,910	42,137	43,402	44,703	46,044	70,749	73,579	76,521	79,582	82,767	86,077	726,188.60
TOTAL INDUSTRIAL	65,914	67,888	69,926	72,021	74,181	76,408	119,276	124,047	129,007	134,166	139,538	145,120	1,217,490.04
ENTIDADES OFICIALES	1,524	1,587	1,611	1,656	1,703	1,751	3,341	3,470	3,604	3,744	3,889	4,040	31,899.49
ENTID. OFIC. CON DEMANDA	9,875	9,141	9,415	9,698	9,988	10,288	11,943	15,541	16,162	16,809	17,482	18,181	156,520.93
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	10,399	10,708	11,026	11,354	11,691	12,039	18,284	19,011	19,766	20,552	21,371	22,221	188,450.43
BENEFICIO PUBLICO	668	685	704	724	744	765	1,444	1,500	1,557	1,618	1,680	1,745	13,834.05
ROMBO DE AGUA	1,424	1,466	1,510	1,556	1,602	1,650	2,069	2,152	2,238	2,328	2,421	2,518	22,935.72
ALUMBRADO PUBLICO	11,798	12,152	12,516	12,892	13,279	13,677	17,574	18,277	19,008	19,768	20,559	21,381	192,879.84
TOTAL	158,782	162,869	167,232	171,722	176,379	181,292	291,106	305,302	316,943	329,052	341,652	354,751	2,960,090.62

ALTERNATIVA 2

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO PARA 1991													
INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1991													
(Millas de Suaves)													
T A R I F A	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
RESIDENCIAL	89,398	92,582	95,893	99,336	102,918	106,642	110,516	114,544	118,734	123,091	127,622	132,335	1,313,610.12
COMERCIAL	67,856	70,401	73,048	75,800	78,663	81,640	84,732	87,937	91,306	94,789	98,411	102,178	1,001,373.43
COMERCIAL CON DEMORA	10,421	10,838	11,271	11,722	12,190	12,678	13,186	13,713	14,262	14,832	15,425	16,043	156,581.48
TOTAL COMERCIAL	78,277	81,239	84,319	87,522	90,853	94,319	92,512	101,670	105,568	109,620	113,836	118,221	1,157,954.90
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,472	1,531	1,592	1,656	1,722	1,791	1,863	1,938	2,015	2,096	2,179	2,267	22,123.09
INDUSTRIAL I-01	59,930	62,329	64,819	67,410	70,107	72,911	75,828	78,856	82,016	85,297	88,711	92,257	900,480.60
INDUSTRIAL I-02	89,520	93,101	96,825	100,698	104,725	108,914	113,273	117,804	122,516	127,414	132,510	137,813	1,345,112.11
TOTAL INDUSTRIAL	150,923	156,961	163,237	169,765	176,554	183,617	190,964	198,607	206,547	214,806	223,400	232,336	2,267,715.80
ENTIDADES OFICIALES	4,197	4,361	4,531	4,707	4,891	5,082	5,281	5,488	5,703	5,927	6,159	6,401	62,727.37
ENTID. OFIC. CON DEMORA	18,908	19,664	20,451	21,269	22,119	23,004	23,925	24,882	25,877	26,911	27,988	29,108	284,104.77
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	23,105	24,025	24,981	25,976	27,010	28,086	29,206	30,370	31,580	32,838	34,147	35,509	346,832.14
BENEFICIO PUBLICO	1,813	1,884	1,957	2,033	2,112	2,195	2,281	2,370	2,462	2,559	2,659	2,763	27,087.80
BOMBEO DE AGUA	2,619	2,723	2,832	2,945	3,063	3,186	3,313	3,446	3,584	3,727	3,876	4,031	39,345.27
ALUMBRADO PUBLICO	22,236	23,126	24,051	25,013	26,014	27,054	28,136	29,262	30,432	31,649	32,915	34,232	334,121.06
TOTAL	368,371	382,539	397,270	412,591	428,524	445,098	462,927	480,268	498,907	518,290	538,456	559,427	5,486,667.08

ALTERNATIVA 2

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO FACTURAR PARA 1990 CINCE, SUGRO													
INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1990													
ALTERNATIVA 3	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
RESIDENCIAL	35,442	35,973	36,668	37,391	38,150	39,053	72,709	75,854	79,156	82,624	86,265	90,080	709,371.79
COMERCIAL	28,331	29,047	29,783	30,542	31,324	32,129	54,515	57,029	59,669	62,441	65,351	68,407	548,568.12
COMERCIAL CON DEMANDA	4,806	4,950	5,098	5,252	5,409	5,571	8,236	8,648	9,080	9,533	10,010	10,511	87,102.99
TOTAL COMERCIAL	33,137	33,996	34,882	35,794	36,733	37,700	62,750	65,676	68,749	71,974	75,361	78,919	635,671.11
INDUSTRIAL ARTESANAL	558	574	591	609	627	646	1,164	1,222	1,283	1,347	1,414	1,485	11,520.93
INDUSTRIAL I-01	25,637	26,404	27,197	28,010	28,850	29,718	47,363	49,731	52,216	54,829	57,569	60,448	487,974.15
INDUSTRIAL I-02	39,719	40,910	42,137	43,402	44,703	46,044	70,749	74,286	78,002	81,899	85,995	90,294	738,139.37
TOTAL INDUSTRIAL	65,914	67,889	69,326	72,021	74,101	76,408	119,276	125,210	131,501	138,076	144,978	152,227	1,237,634.45
ENTIDADES OFICIALES	1,324	1,567	1,611	1,656	1,703	1,751	3,341	3,502	3,672	3,849	4,036	4,233	32,144.92
ENTID. OFIC. CON DEMANDA	8,875	9,141	9,415	9,698	9,988	10,288	14,943	15,690	16,475	17,298	18,163	19,071	159,044.91
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	10,399	10,709	11,026	11,354	11,691	12,039	19,284	19,192	20,147	21,147	22,199	23,304	191,489.83
BENEFICIO PUBLICO	668	685	704	724	744	765	1,441	1,513	1,587	1,663	1,744	1,828	14,069.21
ROMBO DE AGUA	1,424	1,466	1,510	1,556	1,602	1,650	2,069	2,173	2,282	2,396	2,515	2,641	23,285.21
ALUMBRADO PUBLICO	11,798	12,152	12,516	12,892	13,279	13,677	17,574	18,453	19,375	20,344	21,361	22,429	195,848.72
TOTAL	159,782	162,869	167,232	171,732	176,379	181,292	294,106	308,101	322,796	338,224	354,424	371,435	3,007,370.32

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO INGRESOS ESTIMADOS A FACTURAR PARA 1991 ( Miles de Suces )													
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	TOTAL
T R A F A													ALTERNATIVA 3
RESIDENCIAL	94,102	98,317	102,742	107,389	112,268	117,391	122,771	128,119	134,350	140,577	147,116	153,981	1,159,422.16
COMERCIAL	71,616	74,985	78,523	82,237	86,138	90,233	97,368	99,048	103,789	108,767	113,993	119,482	1,116,177.64
COMERCIAL CON DEMANDA	11,037	11,589	12,166	12,776	13,115	14,086	14,790	15,529	16,306	17,121	17,977	18,876	175,671.04
TOTAL COMERCIAL	82,652	86,574	90,690	95,011	99,552	104,319	102,158	114,577	120,095	125,888	131,971	138,358	1,291,848.69
INDUSTRIAL ARTESANAL	1,559	1,637	1,719	1,805	1,895	1,990	2,090	2,194	2,301	2,419	2,540	2,667	21,820.30
INDUSTRIAL I-01	63,470	66,643	69,979	73,478	77,153	81,004	85,060	89,308	93,776	98,467	103,390	108,560	1,010,287.77
INDUSTRIAL I-02	94,810	99,552	104,528	109,755	115,242	121,006	127,056	133,406	140,079	147,081	154,435	162,158	1,509,107.15
TOTAL INDUSTRIAL	159,840	167,833	176,226	185,038	194,289	204,001	214,206	224,908	236,159	247,967	260,365	273,385	2,544,215.22
ENTIDADES OFICIALES	4,439	4,655	4,882	5,121	5,371	5,634	5,910	6,200	6,504	6,824	7,160	7,512	70,211.35
ENTID. OFIC. CON DEMANDA	20,025	21,027	22,078	23,182	24,340	25,558	26,836	28,177	29,586	31,065	32,619	34,250	318,742.13
TOTAL ENTIDADES OFICIALES	24,464	25,682	26,960	28,302	29,711	31,192	32,746	34,377	36,091	37,889	39,778	41,762	388,953.48
BENEFICIO PUBLICO	1,917	2,011	2,108	2,211	2,319	2,433	2,552	2,677	2,808	2,946	3,090	3,242	30,314.51
BOMBEO DE AGUA	2,773	2,912	3,058	3,210	3,371	3,539	3,717	3,902	4,097	4,302	4,517	4,743	44,142.81
ALUMBRADO PUBLICO	23,551	24,728	25,965	27,263	28,626	30,057	31,560	33,138	34,795	36,535	38,361	40,280	374,857.77
TOTAL	389,298	408,055	427,749	448,427	470,138	492,933	509,709	511,998	568,395	596,104	625,198	655,751	6,133,754.92



Analizados estos resultados con el de ingresos requeridos en el estudio de costos bajo las dos condiciones encontradas esto es de rentabilidad del 5.7% para 1990 y de 5.36% para 1991 y lo segundo de 0% para 1990 y 1991, se encuentra que de las tarifas propuestas las Alternativas 2 y 3 se encuadren en los requerimientos indicados.

#### IV.4 ANALISIS FINANCIERO

Desde el punto de vista de la economía de la Empresa, tanto la parte de ingresos que corresponden a las cuotas anuales de depreciación, como lo que corresponde a la rentabilidad de la inversión inmovilizada neta, constituyen las únicas fuentes de fondos autogenerados por la empresa que se obtienen a través de las tarifas, es decir que los fondos con que cuenta la empresa para su continuidad y expansión, están directamente vinculados al valor de las instalaciones en servicio en el momento en que la tarifa se calcula; pero son ajenos totalmente a los valores de inversión que significan nuevos proyectos, mientras estos no entran en servicio.

En este período de tiempo de ejecución de un proyecto, el recurso financiero es capaz de hacer frente a los diversos gastos del proyecto, es decir que necesita un volumen de dinero equivalente al valor económico del proyecto, pero como la empresa no es capaz de afrontarlo hay que recurrir al financiamiento externo de la empresa.

Con qué garantiza la empresa este financiamiento, pues precisamente con los ingresos que producen tarifas que impliquen una actividad económica sólida.

En una empresa eléctrica, el equilibrio económico se alcanza en general, cuando las tarifas cubren, por lo menos, la totalidad de los costos incurridos para la prestación de los servicios a su cargo, pero esto no es condición suficiente para obtener el equilibrio financiero,

que se obtiene cuando los recursos efectivos necesarios se encuentran disponibles, en cantidad suficiente, para hacer frente a los compromisos que son o se van haciendo exigibles oportunamente.

#### IV.4.1 ESTADO DE RESULTADOS.-

El estado de resultados no es sino la presentación detallada de los ingresos de explotación con los gastos totales de explotación de las empresas para ver si existe utilidad operacional o no, es decir si la empresa tiene un equilibrio económico. En el caso de estudio los gastos completamente detallados se presentan en el estudio de costos y los ingresos por venta de energía se obtuvieron del análisis del pliego tarifario propuesto y los resultados se presentan a continuación.

#### ESTADO DE RESULTADOS

PERIODO:	(Miles de Sucres)	
	1990	1991
INGRESOS POR VENTA DE ENERGIA		
ALTERNATIVA 1	2'914027	4'909846
ALTERNATIVA 2	2'960090	5'486667
ALTERNATIVA 3	3'007370	6'133755
GASTOS DE EXPLOTACION	3'257347	5'057850
UTILIDAD OPERACIONAL		
ALTERNATIVA 1	(343320)	(148004)
ALTERNATIVA 2	(297257)	428817
ALTERNATIVA 3	(249977)	1'075905

Siendo el estudio de costos en su conjunto para un horizonte de dos años, por los problemas de la inflación, devaluaciones monetarias, medidas económicas, etc., los resultados más halagadores los encontramos en las Alternativas 2 y 3 respectivamente, pues si bien en el año de 1990 presentan un déficit operacional, los resultados del

año 1991 se presentan positivos y cubren el déficit del año anterior.

#### IV.4.2 FUENTES Y USOS DE FONDOS.-

Para la elaboración del estado de fuentes y usos debemos conocer en primer lugar, cuales son todas las fuentes de fondos, tales como los ingresos del ejercicio, que esta compuesto fundamentalmente por los ingresos por venta de energia, la depreciación anual y reposición; para las empresas eléctricas es importante el aporte de sus accionistas para futura capitalización, especialmente de INECEL, Municipios y de los Concejos Provinciales, a través del Decreto Nº 124 de Electrificación Rural.

Otros rubros importantes son los préstamos como el 459-B que sirve para la realización de obras en el sector rural, en cuentas de depósito que realizan los abonados, por la utilización del medidor y acometidas para el servicio eléctrico a su domicilio; así como contribuciones de los usuarios para construcciones, contribuciones que ofrece el Estado para la realización de ciertas obras y ocasionalmente donaciones.

Como contrapartida, se tiene los usos que se da a esos recursos o fuentes de fondos que la empresa ha logrado obtener para ese período económico.

Fundamentalmente y los más importantes son los gastos de explotación, las inversiones en obras que la empresa puede realizar y la amortización de capital de los préstamos.

Normalmente tanto las fuentes como los usos, las empresas tienen definidos para cada período, pero las inversiones son un colchón de ajuste de estas fuentes y usos de fondos ya que las mismas obedecen a la disponibilidad de

recursos de las empresas, luego del pago de sus gastos directos, servicio de la deuda y otras egresos.

En este trabajo se presenta los Cuadros N<sup>os</sup>. 65 y 66, en el cual se ve que de las Alternativas propuestas, las Alternativa 2 y 3 se encuadran en los parámetros resultantes de las condiciones presentadas en el estudio de costos, lo cual es coherente con el estado de resultados.

EMPRESA ELECTRICA MILAGRO C. A.			
ESTADO DE FUENTES Y USOS			
1990			
(MILES DE SUCRES)			
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
INGRESOS DEL EJERCICIO	2,914,027	2,960,091	3,007,370
DEPRECIACION Y REPOSICION	1,228,575	1,228,575	1,228,575
CUENTAS ABONADOS	20,000	20,000	20,000
APORTES ACCIONISTAS	1,209,989	1,209,989	1,209,989
PRESTAMOS	50,000	50,000	50,000
DEPOSITOS PARA ABONADOS	70,000	70,000	70,000
CONTRIBUCIONES	30,000	30,000	30,000
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>5,522,591</b>	<b>5,568,655</b>	<b>5,615,934</b>
GASTOS DEL EJERCICIO	3,275,347	3,275,347	3,275,347
INVERSIONES DE OBRA	1,741,056	1,787,120	1,834,399
AMORTIZACION DE PRESTAMOS	12,188	12,188	12,188
CUENTAS POR PAGAR	494,000	494,000	494,000
<b>TOTAL USOS</b>	<b>5,522,591</b>	<b>5,568,655</b>	<b>5,615,934</b>

EMPRESA ELECTRICA MILABRO C. A.			
ESTADO DE FUENTES Y USOS			
1991			
(MILES DE SURES)			
	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3
INGRESOS DEL EJERCICIO	4,909,846	5,486,667	6,133,755
DEPRECIACION Y REPOSICION	2,014,165	2,014,165	2,014,165
CUENTAS ABONADOS	20,000	20,000	20,000
APORTES ACCIONISTAS	1,374,673	1,374,673	1,374,673
PRESTAMOS	50,000	50,000	50,000
DEPOSITOS PARA ABONADOS	90,000	90,000	90,000
CONTRIBUCIONES	35,000	35,000	35,000
<b>TOTAL FUENTES</b>	<b>8,493,684</b>	<b>9,070,505</b>	<b>9,717,593</b>
GASTOS DEL EJERCICIO	5,057,850	5,057,850	5,057,850
INVERSIONES DE OBRA	3,193,881	3,770,702	4,417,790
AMORTIZACION DE PRESTAMOS	12,188	12,188	12,188
CUENTAS POR PAGAR	229,765	229,765	229,765
<b>TOTAL USOS</b>	<b>8,493,684</b>	<b>9,070,505</b>	<b>9,717,593</b>

## C A P Í T U L O V

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES:

Dentro de los capítulos estudiados, se consideró procedente el efectuar comentarios y sugerencias, pues su oportunidad permite una mejor comprensión del estudio efectuado, sin embargo de ello, como parte final de la presente tesis, se presentan las siguientes conclusiones y recomendaciones.

#### V.1 CONCLUSIONES.

La historia del sector eléctrico ecuatoriano, puede dividirse en dos etapas claramente identificables; antes de INECEL, época catacterizada por la falta de una planificación global del sector y de alta ingerencia política sectorial y despues de INECEL con el establecimiento de una política eléctrica nacional, con el aprovechameinto de los grandes recursos naturales en el desarrollo de los grandes proyectos hidroeléctricos y la planificación global de los sistemas eléctricos regionales.

En un principio las grandes inversiones se desarrollan con el objeto de dotar de buen servicio a las áreas urbanas, y a partir del año de 1976 se ha dado el impulso por parte del sector eléctrico nacional al desarrollo de las zonas rurales del país, con una característica especial y es el hecho de que a pesar de significar inversiones no rentables al sector, sin embargo constituyen un polo de desarrollo de la economía nacional.

Una característica del área Milagro-Naranjal es la de ser una zona de desarrollo eminentemente agro-industrial con una implantación de servicio rural bastante amplia, lo que ha significado altas inversiones de recursos pero sin ninguna recuperación de los mismos como se muestran en los estados financieros .

El área Milagro-Naranjal, zona netamente agrícola, ha permitido el desarrollo intensivo de actividades industriales relacionadas con sus productos como son el azúcar, arroz y cacao, con la implantación de ingenios, piladoras y la papelera, sin embargo los ingenios son los que menos uso intensivo realizan de la energía eléctrica primero por su actividad cíclica y segundo por la cogeneración que realizan cuyo costo de combustible tiene un valor residual de 0, ya que la materia prima de cogeneración es el bagazo.

Se puede apreciar que la Empresa Eléctrica Milagro, se encuentra empleada en reforzar el sistema de subtransmisión con la inclusión de las subestaciones Milagro Norte y Bucay, con lo que se estima el mejorar los niveles de voltaje de su sistema en los ramales rurales que existen actualmente .

Porcentualmente las pérdidas técnicas se estiman en 17.5% en potencia y 13.2% en energía, relacionadas a la demanda máxima y energía total facturada respectivamente, pero estos valores son superiores a lo admisible para un sistema mediano . Las pérdidas en Subtransmisión son aceptables, no así las pérdidas en distribución.

A pesar de que los valores calculados permiten afirmar que las pérdidas técnicas son altas, sin embargo es de destacar la magnitud de las pérdidas comerciales que alcanzan al 15% de la energía total de pérdidas.



Luego de los resultados de los flujos de carga, tomando en consideración los elementos que han sido objeto de la planificación, o sea el reforzamiento de la Subtransmisión y de primarios de distribución, se consigue una reducción porcentual significativa de pérdidas de potencia para el período 1989-1994, cuyos resultados se presentan en el estudio.

La política tarifaria vigente con la estructura de costos que mantiene la empresa refleja la situación económica-financiera deficitaria de la que obliga a una consunción de los capitales invertidos.

El estudio de costos efectuado muestra un alto subsidio por parte de la empresa hacia los usuarios de tipo residencial, quienes tienen una alta incidencia en horas de máxima demanda representando aproximadamente el 50% de la demanda máxima de la empresa.

Los resultados económicos de la empresa se muestran deficitarios como lo indican los balances del período 1984-1988, por lo cual siempre ha requerido de la inyección de recursos a través de INECEL, para solventar su proceso de expansión.

Del pliego tarifario propuesto se visualiza que las Alternativa 2 y 3, son las más adecuadas para un equilibrio económico-financiero de la empresa.

## V.2 RECOMENDACIONES

Es importante el fortalecer financieramente al sector eléctrico ecuatoriano para que pueda continuar con el desarrollo de los grandes proyectos eléctricos nacionales, ya que los mismos significan el hacer uso de una economía de escala y un eficiente uso de los escasos recursos económicos del país.

Para el caso de la Empresa Eléctrica Milagro, se recomienda que ejecute el plan de obras propuesto para el período a corto plazo, ya que el mismo mejora el sistema, optimizando su funcionamiento y reduce las pérdidas técnicas de la misma a pesar de que su demanda crece.

Es necesario una revisión de las políticas futuras de control de operación y la definición de acciones de gestión empresarial para un proceso de reducción de pérdidas comerciales.

Tomando en consideración que los ingenios son cogeneradores de energía en la época de zafra y esta en su proceso de industrialización adquiere un carácter secundario, se recomienda realizar un estudio para la compra de los excedentes de energía que tienen los ingenios, cuyos costos de producción que no superan los S/.8,00/KWH, se presentan inferiores a los de compra al Sistema Nacional.

Para el mejoramiento de la situación económica de la empresa y tomando en consideración que el producto KWH tiene ya un subsidio implícito en los valores de compra al SNI se recomienda la Alternativa 2 como la más adecuada, o sea la aplicación del pliego tarifario propuesto con un incremento acumulativo mensual del 4%, lo que producirá un mejor desarrollo económico de la empresa y una posibilidad de poder cumplir con su programa de inversiones a corto plazo.

## B I B L I O G R A F I A

1. La Ley Básica de Electrificación y sus Reformas.- Decreto Ley de Emergencia Nº 24 R.O. 227 del 31 de mayo de 1961.
2. Plan Nacional de Desarrollo. Primera Parte ( 1979-1984) CONADE.
3. Plan Maestro de Electrificación, Tomo I Compendio período 1980 - 1984, Planificación - INECEL.
4. Plan Nacional de Electrificación Rural.- UNEPER.
5. Plan Nacional de Distribución.- Diagnóstico Empresas Eléctricas - INECEL.
6. Reglamento al que se Sujetará la Fijación de Tarifas de los Servicios Eléctricos.- Decreto Ejecutivo Nº 2310, publicado en el R.O. Nº 644 del 21 de diciembre de 1982.
7. Costos y Tarifas de la Electricidad- Estudio General.- Naciones Unidas 1973.
8. Análisis de Costos Marginales y Diseño de Tarifas de Electricidad y Agua . Yves Albouy - BID - 1983.
9. Principles of Public Utility Rates.- James C. Bonbrigt. Banco Mundial.
10. Electricity Economics- Essays and Case Studies.- Ralph Turvey and Dennis Anderson. Banco Mundial.
11. Tarifas Eléctricas: Estudios de Caso en América Latina y el Caribe.- Mohan Munasinghe y Collin Warren. Banco Mundial.

12. The Economics of Power System Reliability and Planning.-Mohan Munasinghe. Banco Mundial.
13. Nueva Tarifa de Energía Eléctrica.- Metodología y Aplicación.- Roberto Bitu. DNAEE.
14. Curso de Ingeniería y Administración de Empresas Eléctricas.- Módulo de Tarifas y Estructuras Tarifarias. EDF - 1987.
15. Las Tarifas del Servicio Eléctrico, su Incidencia Socio-económica en el Usuario y su papel como racionalizador en el Consumo de Energía. Ing. Bolívar Lucio. IAEN.
16. Consideraciones Generales de los Servicios Eléctricos. Ing. Guido Soria 1986.
17. Tarifas Justas y Razonables que Permitan el Desarrollo y Expansión de las Empresas Eléctricas. Patricio Jaramillo B. 1975. Tesis de Grado de Economista.
18. Boletines Económicos y Estadísticos de INECEL .
19. Documentos varios.- Dirección de Estudios y Control de Tarifas INECEL.