

**ESCUELA POLITECNICA NACIONAL**

**FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA**

**"PLANEAMIENTO  
INTEGRAL DE LA  
EMPRESA ELECTRICA  
DEL NORTE S.A."**

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

**MARIO HUMBERTO ANDRADE NARVAEZ**

**QUITO, AGOSTO DE 1999**

**Certifico que bajo mi dirección  
la presente tesis fue realizada  
en su totalidad por el Señor  
Mario Humberto Andrade  
Narváez**



**Dr. Jesús Játiva  
Director**

## **DEDICATORIA**

**A mis Padres, a Caty mi  
esposa, a mis hijos Andrés y  
Santiago.**

**MARIO**

**AGRADECIMIENTO**

**Al Dr. Jesús Játiva por su  
acertada dirección.**

**A mis amigos Miguel y Rocío.**

# INDICE

## CAPITULO I. INTRODUCCION

	Página
<b>I.1 Generalidades</b>	1
<b>I.2 Antecedentes</b>	2
<b>I.3 Objetivo y Alcance</b>	4
<b>I.4 Importancia de la Planificación integral de EMELNORTE</b>	4
<b>I.5 Descripción del Sistema de Planificación Propuesto</b>	7

## CAPITULO II. METODOLOGIA PARA LA ELABORACION DEL ESTUDIO DE MERCADO

<b>II.1 Objetivo</b>	10
<b>II.2 Etapas básicas del Estudio de Mercado</b>	10
II.2.1 Recopilación y Análisis de Antecedentes	10
II.2.2 Proyección de la Demanda	13
<b>II.3 Modelos de Proyección de la Demanda</b>	14
II.3.1 Principios Básicos de los Modelos de Proyección	14
II.3.2 Modelos de Proyección	16
II.3.2.1 Modelos econométricos	16
II.3.2.2 Modelos Analíticos	19
II.3.3 Características de los Modelos de Proyección	22
<b>II.4 Determinación de la Técnica de Proyección para EMELNORTE</b>	24
II.4.1 Clasificación de los Estudios de Mercado	24
II.4.2 Niveles de Predicción de la Demanda	25
II.4.3 Razones para Definir la Técnica de Proyección	26

	Página
<b>II.5 Metodología de Proyección de la Demanda</b>	27
II.5.1 Esquema Básico de la Metodología Propuesta	27
II.5.2 Definición del Nivel de la Demanda	27
II.5.3 Zonificación del Area	30
II.5.4 Identificación y Caracterización de la Demanda	30
II.5.5 Cálculo y Proyección de la Demanda	32
II.5.6 Consideraciones respecto a la Metodología	37
<b>II.6 Proyección de la Demanda de EMELNORTE para el Año 2002</b>	39
II.6.1 Análisis de Características Socio Económicas	39
II.6.2 Análisis de Estadística de Clientes y Consumos	41
II.6.3 Cálculo de la Proyección de la Demanda para EMELNORTE	51
II.6.4 Resultados de la Proyección de la Demanda por Subestación	57
<b>CAPITULO III METODOLOGIA PARA DEFINIR EL EQUIPAMIENTO</b>	62
<b>III.1 Introducción</b>	62
III.1.1 Objetivo	63
III.1.2 Estructura	63
III.1.3 Períodos de Estudio	64
<b>III.2 Equipamiento para el Sistema de Distribución de EMELNORTE</b>	66
III.2.1 Equipamiento en Generación	67
III.2.1.1 Definición de Compra de Potencia y Energía	67
III.2.1.2 Balance de Potencia	68
III.2.1.3 Balance de Energía	68
III.2.2 Equipamiento para el Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE	69
III.2.2.1 Esquema del Sistema de Subtransmisión a 34.5 kV	69
III.2.2.2 Esquema del Sistema de Subtransmisión a 69 kV	70

	Página
<b>III.3 Estudio de Flujos de Potencia</b>	70
III.3.1 Metodología de los Estudios de Flujo de Potencia	71
<b>III.3.2 Resultados de los Estudios de Flujo de Potencia</b>	73
III.3.2.1 Resultados de Flujos de Potencia, Demanda Máxima Año 1998	73
III.3.2.2 Resultados de Flujos de Potencia, Demanda Máxima Año 1999	74
III.3.2.3 Resultados de Flujos de Potencia, Demanda Máxima Año 2000	76
III.3.2.4 Resultados de Flujos de Potencia, Demanda Máxima Año 2001	77
III.3.2.5 Resultados de Flujos de Potencia, Demanda Máxima Año 2002	79
III.3.2.6 Resultados de Flujos de Potencia, para Demanda Mínima	79
<b>CAPITULO IV METODOLOGIA PARA EL ANALISIS FINANCIERO</b>	 81
<b>IV.1 Introducción</b>	81
<b>IV.2 Esquema Básico para el Análisis Financiero</b>	81
IV.2.1 Balance General	82
IV.2.1.1 Activo Fijo	84
IV.2.1.2 Activo Corriente y Acumulado	85
IV.2.1.3 Débitos Diferidos	87
IV.2.1.4 Patrimonio	88
IV.2.1.5 Pasivos	90
IV.2.2 Estado de Perdidas y Ganancias	91
IV.2.2.1 Ingresos de Explotación	91
IV.2.2.2 Gastos de Explotación	92
IV.2.2.3 Ingresos Ajenos a la Explotación	93
IV.2.2.4 Gastos Ajenos a la Explotación	93
IV.2.3 Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos	94

	Página
<b>IV.3 Proyección del Estado de Pérdidas y Ganancias</b>	95
IV.3.1 Beneficio Neto de Operación	95
IV.3.2 Beneficio Neto de Explotación	96
IV.3.3 Ingresos de Explotación	96
IV.3.4 Gastos de Explotación	96
IV.3.5 Depreciación	98
IV.3.6 Beneficio Neto Ajeno a la Explotación	98
IV.3.7 Rentabilidad	99
<b>IV.4 Proyección de Fuentes y Usos de Fondos</b>	99
IV.4.1 Proyección de las Fuentes de Fondos	99
IV.4.2 Proyección de Fuentes y Uso de Fondos	100
<b>IV.5 Proyección Financiera de EMELNORTE</b>	100
IV.5.1 Proyección del Estado de Pérdidas y Ganancias de EMELNORTE	100
IV.5.2 Análisis de Resultados del Estado de Pérdidas y Ganancias	107
IV.5.3 Proyección de las “Fuentes y Usos de Fondos” de EMELNORTE	108
IV.5.4 Análisis de Resultados	110
<b>CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	111
V.1 Conclusiones	111
V.2 Recomendaciones	114
<b>Anexos</b>	116
<b>Bibliografía</b>	231



## I.1 Generalidades

En la actualidad numerosas empresas están desarrollando o implementando alguna forma de Planeamiento Integral en el marco de sus procesos productivos, en contraposición a la extendida costumbre de improvisar sus decisiones.

Es así que la Planificación tiene que convertirse en una rigurosa filosofía dentro de una empresa y un arma que permite al nivel ejecutivo ejercer un mayor control sobre el destino de su compañía. Esta actividad cobra relevancia durante períodos de incertidumbre económica y cambios tecnológicos significativos.

Por lo tanto la implementación de un sistema de planificación se constituye en un instrumento que permite establecer las metas y objetivos de una empresa, en todas las fases fundamentales de sus operaciones para períodos de corto, mediano o largo plazo.

Por su naturaleza la Planificación permite fijar metas bajo un análisis realista de los aspectos fuertes y débiles de la empresa, así como de su posición en su sector, además indica con detalle las actividades que cada departamento de la empresa habrá de realizar para contribuir a la realización de sus objetivos.

El proceso de la Planificación que conllevará a cumplir con las propuestas planteadas, requerirá el establecimiento de una organización que aplique las decisiones adoptadas, incluyendo un análisis de lo actuado y la posibilidad de establecer un circuito de realimentación con miras a introducir los cambios que se ameriten dentro del ciclo de funcionamiento.

Finalmente dentro de este proceso, la planificación puede definirse como la decisión

anticipada de lo que se hará, cuando hay que hacerlo, y como y quién tendrá que hacerlo.

## **I.2 Antecedentes**

La Empresa Eléctrica Regional Norte EMELNORTE S.A. se constituye en la ciudad de Ibarra el día 25 de Noviembre de 1975, con el propósito de superar: las deficiencias que en la región tenían los Municipios en la prestación del servicio eléctrico, reducir los niveles de pérdidas técnicas, comerciales, suministro y preponderantemente mejorar el suministro de energía a los clientes de las provincias de Carchi, Imbabura y Norte de Pichincha.

Inicialmente la conformación se realiza con el aporte de capital del INECEL como principal accionista, Municipios de Tulcán, Ibarra y Montufar, posteriormente en los siguientes años se fueron integrando los Municipios de Otavalo, Atuntaqui, Cotacachi, Cayambe, Bolívar, Mira, El Angel, Pimampiro, Urcuquí, Tabacundo y Sucumbios.

Estatutariamente la empresa para su dirección, administración y control se conformó de los siguientes organismos: Junta General de Accionistas, Directorio, Presidencia, Gerencia General y Divisiones: Técnica, Financiera y Comercial, a medida que la empresa creció se conformó la Dirección de Relaciones Industriales y Planificación.

Poco tiempo después de su conformación, para el año 1977 la empresa inicialmente prestó servicio eléctrico a 23.500 usuarios con un consumo total de 26'504.300 kWh, alcanzando su cobertura en el año 1997 para servir a 110.535 clientes con un consumo de 243'949.866 kWh.

La alimentación principal del sistema norte se realiza a través de la subestación Bellavista del SNI con dos transformadores de 34.5 kV y 69 kV y una capacidad instalada de 50 MVA, adicionándose a ésta la generación propia de las centrales El Ambi 8 MW, San Miguel de Car 3 MW y otras centrales menores.

El sistema de subtransmisión principal que sirve a la provincia del Carchi opera a 69 kV y alimenta a 4 subestaciones ubicadas en Tulcán 10 MVA, San Gabriel 10 MVA, El Angel 5 MVA y Chota 2.5 MVA.

Las provincias de Imbabura y Pichincha se sirven de un sistema de subtransmisión a niveles de voltaje de 69 kV y 34.5 kV, operando subestaciones en Ibarra 10 MVA a 69 kV y 4 MVA a 34.5 kV, Atuntaqui 4 MVA a 34.5 kV, Otavalo 10 MVA a 69 kV, Cayambe 10 MVA a 69 kV y Tabacundo 4 MVA a 34.5 kV. De estas subestaciones a través de alimentadores primarios a 13.8 kV se presta el servicio al resto de cantones del área.

El mercado de consumidores en el área, en número preponderante, es residencial con un consumo promedio bajo de 100 kWh/mes aproximadamente, conformando el 89% del total de usuarios. La diferencia, esto es el 11% lo conforman los usuarios comerciales, industriales, entidades oficiales y otros.

La facturación de la empresa contrariamente a los parámetros señalados, en porcentaje, se conforma de la siguiente manera: Residencial 45.0%, Comercial 9.4%, Industrial 33.0%, y Otros 12.6%.

Es necesario señalar que en los últimos años ha tenido un crecimiento importante el consumo de agroindustrias en los cantones de Cayambe y Tabacundo, donde además se ubican cargas importantes como INEDECA, Molinos La Unión, y oras dedicadas a procesar leche, adicionalmente se tiene que mencionar como carga importante para EMELNORTE la fábrica de Cemento Selva Alegre.

El crecimiento de la población en el área de servicio de EMELNORTE es de aproximadamente un 1,47%, la población que tiene acceso al servicio eléctrico se estima en un 85%.

A pesar del desarrollo que la empresa ha alcanzado en veinte y tres años de 1975 a 1998, no se ha prestado la atención debida para implementar un verdadero proceso de planificación integral de su sistema eléctrico, que permita realizar una adecuada gestión de sus áreas técnicas, comercial y financiera, al disponer de un Plan de Expansión perfectamente estructurado; adecuado seguimiento a sus inversiones y gastos; mejorar en la calidad del servicio, análisis de sensibilidad de variables como mano de obra, materiales, combustibles, y otros factores que inciden en la rentabilidad de la empresa.

### **I.3 Objetivo y Alcance**

El principal objetivo es desarrollar metodologías básicas y adecuadas para la planificación integral del sistema eléctrico de EMELNORTE y establecer procedimientos sistemáticos de planificación para los años 1998 - 2002.

El alcance del estudio esta orientado a realizar los siguientes procesos:

- Proyección de la demanda hasta el año 2002, tanto a nivel global como sectorial.
- Análisis de operación del sistema eléctrico actual y propuesta de mejoras para las condiciones de la demanda proyectada.
- Programación de obres y análisis financiero del nuevo plan de equipamiento.

### **I.4 Importancia de la Planificación Integral de EMELNORTE**

La planificación en el sector eléctrico toma cada vez más importancia a medida que los resultados operacionales y de gestión son deficientes.

Para destacar el porque de la importancia de la Planificación en el sector eléctrico, es necesario definir las principales características del mismo:

- a) Permanente expansión: El sector eléctrico crece permanentemente acorde con las exigencias del desarrollo económico y social de una región.
- b) Grandes capitales: Los costos de los componentes del equipamiento eléctrico, sea en generación, transmisión o distribución, son elevados. Agregándose a esto el gran volumen de obra que tiene que realizarse para cubrir las necesidades de una región, dando como resultado que el sector eléctrico tenga que invertir altos capitales en sus programas de obras.
- c) Largos períodos de maduración de proyectos: Las distintas etapas funcionales del sector eléctrico tienen períodos de ejecución relativamente largos, como los que se indican a continuación, en los que se incluyen también los tiempos de las distintas fases, desde la prefactibilidad hasta la puesta en marcha.

Centrales de Generación	10 años (Hidráulica) 1-5 años (Térmica)
Transmisión	5 años
Distribución	Variable (Mayor o igual al año)

- d) Nivel bajo de recuperación de las inversiones: Siendo la energía eléctrica un servicio público básico con finalidad social y productiva, es característico observar que en el sector eléctrico los niveles de utilidad son bajos o no los hay. Al ser un sector altamente endeudado en obligaciones financieras presentes en su gestión y la permanente inversión que debe efectuarse en la expansión (la actividad eléctrica es controlada políticamente por el Estado) llevan al desfinanciamiento de las empresas eléctricas.

Se hace necesario por lo tanto que una empresa eléctrica como EMELNORTE cuyas actividades se encuentran enmarcadas en las características anteriormente señaladas, realice estudios para establecer las causas de sus deficiencias y la formulación de soluciones a corto,

mediano y largo plazo para superarlas mediante una verdadera Planificación.

La importancia de la implementación de una Planificación Integral en la empresa eléctrica, radica principalmente en el hecho de dar cumplimiento con un solo y gran objetivo "Suministrar, en las mejores condiciones económicas, energía eléctrica en la cantidad y calidad requeridas para el desarrollo socioeconómico integral de la región y para el bienestar personal de todos sus habitantes".

En resumen, el planeamiento para abastecer de energía eléctrica al área de servicio de EMELNORTE, tiene por finalidad adecuar a un menor costo las futuras solicitudes o requerimientos del mercado consumidor, garantizando un suministro de energía en los mejores niveles de calidad compatibles con ese mercado.

Un proceso de Planificación en la empresa eléctrica tiene su importancia por cuanto:

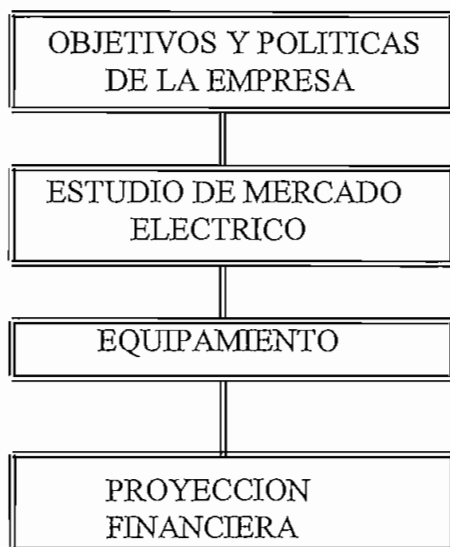
- a) Permitirá a la empresa disponer de un plan de obras perfectamente estructurado.
- b) Se podrá realizar un adecuado seguimiento tanto de avance físico como de inversiones, así como de su financiamiento, permitiendo a los directivos de la empresa, tomar decisiones adecuadas para que el plan de obras se realice dentro del programa establecido.
- c) Permitirá realizar estudios de sensibilidad sobre variables como combustible, materiales, mano de obra y equipos. Como incidencia de esto se puede determinar el efecto que se produce en la rentabilidad de la empresa, tarifas, costos de explotación, comercialización, y otros.
- d) Permitirá mantener la coordinación entre los diferentes departamentos de la empresa y como consecuencia se logran sus objetivos en forma ordenada y con buen uso de recursos humanos, técnicos y financieros.

- e) Permitirá el ajuste de programas de obras, financiamiento y ejecución de proyectos a las necesidades y condiciones económico financieras reales de la empresa.

De lo expuesto se puede concluir que el Planeamiento Integral, es un instrumento básico en el desarrollo de EMELNORTE, su implementación es de fundamental importancia.

#### **I.V. Descripción del Sistema de Planificación Propuesto**

El proceso general del Sistema de Planificación Integral propuesto para EMELNORTE está indicado en el gráfico N° 1, el mismo que tiene como punto de partida los Objetivos y Políticas de la empresa, para luego continuar con las etapas de estudio de Mercado Eléctrico, estudio de Equipamiento y Análisis y Proyección Financiera.



**GRÁFICO. 1**                      **PROCESO GENERAL DE PLANIFICACIÓN**

El punto de partida del Sistema de Planificación, constituyen los Objetivos y Metas de la empresa, que son considerados como la afirmación de los fines para los que fue creada.

De acuerdo con los objetivos específicos señalados en los diversos niveles de la empresa, se deben establecer guías generales para ayudar a los responsables de preparar los planes. Estas guías son llamadas política o plan de acción.

En EMELNORTE los objetivos y políticas están referidos a la expansión del sistema y a la calidad del servicio en el área de concesión, a la política tarifaria y de financiamiento de su programa de obras.

En los estudios de Planificación, la formulación de las diversas alternativas de abastecimiento de energía eléctrica para atender adecuadamente la demanda de una determinada área, se basan en la característica y comportamiento de la carga, así como en las características particulares de la región.

Basándose en lo expuesto, se torna importante la realización de la proyección de la carga, que determinará los requerimientos de potencia y energía en un período considerado, lo que se denomina Estudio de Mercado Eléctrico.

Siendo el estudio de mercado el punto de partida de la Planificación, es importante anotar que de sus conclusiones se pueden obtener los antecedentes necesarios para los análisis técnicos económicos y financieros.

Así, con las proyecciones de la demanda se define los requerimientos de las áreas de generación, subtransmisión y distribución de la empresa, así como las condiciones de operación y cálculo de ingresos por venta de energía.

En definitiva la finalidad del Estudio de Mercado es probar que existe un número suficiente de individuos, instituciones, empresas u otras entidades que, dadas ciertas condiciones, presentan una demanda que justifica la puesta en marcha de un determinado programa de producción, en este caso, de servicio de energía eléctrica en un determinado



período.

Definido el estudio de Mercado, la siguiente etapa consiste en realizar estudios técnicos, tendientes a definir el equipamiento del sistema de distribución.

Como la totalidad de las empresas eléctricas del país se encuentran integradas al Sistema Nacional Interconectado (SNI), se realizarán balances de potencia y energía, para definir los déficits y la estrategia de un despacho adecuado de energía y la compra en el mercado eléctrico.

Teniendo como información básica la proyección de la demanda a los niveles requeridos por una empresa, el estado actual de las instalaciones existentes, y la compra de energía al mercado eléctrico, se inicia la definición de alternativas o configuraciones del equipamiento de distribución.

En resumen, con las proyecciones de demanda de potencia y energía y con el conocimiento del sistema existente de centrales de generación y sistema de distribución, se definen alternativas de equipamiento, análisis económico financiero y programa de obras.

El estudio financiero es el análisis que comprende inversión, proyección de ingresos, gastos y formas de financiamiento para todo el período de ejecución y posterior operación.

La finalidad de realizar el estudio de la proyección financiera es la de conocer, en forma muy clara las alternativas de financiamiento que permitan que el programa de obras sea realizado acorde con el cronograma de ejecución previsto. En otros términos, el análisis y proyección financiera define cuanto será financiado a través de tarifas, endeudamiento interno o externo, a corto y largo plazo y nuevos aportes de los accionistas. Además el estudio permite racionalizar los gastos de explotación, establecer políticas tarifarias y rentabilidad de la empresa.

## **CAPITULO II      METODOLOGIAS PARA LA ELABORACION DEL ESTUDIO DE MERCADO**

### **II.1    Objetivo**

El objetivo del estudio de Mercado en un proyecto consiste en estimar la cuantía de bienes o servicios de una unidad de producción que la comunidad estaría dispuesta a adquirir o hacer uso a determinados precios.

El estudio de mercado para un sistema de potencia (SEP) consiste en determinar los requerimientos de potencia y energía eléctrica con el propósito de satisfacer las necesidades de los usuarios, siendo esta estimación fundamental para el dimensionamiento de la capacidad de generación, transmisión y distribución, así como para la determinación del tipo de equipamiento en un lugar y tiempo determinados, sujetándose este proceso a la vez, a los respectivos estudios y análisis económicos financieros.

### **II.2    Etapas Básicas del Estudio de Mercado**

Al igual que otros estudios, el de Mercado comprende de dos etapas: a) Recopilación y análisis de antecedentes, y b) Proyección de la demanda.

#### **II.2.1 Recopilación y análisis de Antecedentes**

El estudio de Mercado comienza con la recopilación de información, que se refiere tanto a datos estadísticos como a características del Mercado, en cuanto a elementos de incidencia sobre la magnitud de la demanda. La importancia de los diversos antecedentes

variará según el objetivo del estudio.

### **a) Usos y especificaciones del bien o servicio a producir**

Este aspecto de la investigación tiene por objeto precisar con exactitud el bien o servicio que se estudia y conocer los fines a que se destinan. También se deberá averiguar quienes lo usan y como lo usan.

Si bien es cierto para el sector eléctrico, el uso y fines de la energía eléctrica son conocidos, no basta simplemente establecer que hay una demanda de energía y potencia al año, sino que es necesario conocer cuales son los sectores de consumo, su evolución, curvas características de carga, número de abonados, consumos específicos, cargas especiales, entre otras características, con el fin de decidir la mejor alternativa o selección de equipamiento.

### **b) Precios y costos**

Es necesario conocer la evolución de los precios de venta y producción de los bienes o servicios con cuyos datos se podrá tener una idea acerca de márgenes de rentabilidad y la situación en que se encontraría la Empresa al futuro.

Dado que el sector eléctrico se financia sobre la base de tarifas que paga el usuario, las mismas que están diferenciadas por tipo de consumidor, cuya fijación impacta sobre el volumen de la demanda futura, se hace necesario realizar el análisis de la estructura tarifaria para obtener estimaciones del tamaño y de las características del mercado futuro.

### **c) Fuentes de abastecimiento**

Es indispensable conocer las fuentes actuales proveedoras del servicio y si estas son propias o externas, convendrá por lo tanto averiguar la capacidad de producción existente, en que medida se está utilizando, localización, características y rendimiento.

En este sentido para el sector eléctrico, el abastecimiento se relaciona con las formas usuales y previsibles en que la demanda será atendida por la oferta actual y futura, para lo cual es necesario hacer un análisis de la evolución del equipamiento instalado, como características de centrales de generación e instalaciones de transmisión, subtransmisión y distribución.

#### **d) Mecanismos de comercialización**

Se entiende por comercialización, el conjunto de actividades relacionadas con la atención de los servicios desde los sitios de producción hasta el consumidor final. Por lo tanto el estudio de la comercialización contribuye a especificar los servicios que necesita la comunidad y a conocer los mecanismos de atención de la demanda.

#### **e) Servicios competitivos**

El uso de un servicio puede ser sustituido con otro por efectos de cambios en precios, calidad, variación de gastos de los usuarios, facilidades de obtención, entre otras causas; conviene por lo tanto que el proyectista esté alerta a estas innovaciones que influirán en el estudio de la demanda.

#### **f) Económicos**

El conocimiento adecuado del mercado puede requerir un análisis separado de las influencias de factores macroeconómicos como crecimiento poblacional, producto interno bruto, renta nacional, importaciones, exportaciones, etc., aspectos que permiten establecer hipótesis con miras a la proyección de la demanda o diagnóstico de la actual.

Las fuentes de información más usadas en la recopilación de antecedentes son las estadísticas oficiales, censos, estudios especiales de institutos de investigación económica u otras entidades de desarrollo regional.

La insuficiencia de datos, da lugar a investigaciones de campo, cuya magnitud depende de los recursos destinados a este objeto, de la naturaleza del estudio y de la precisión de cifras con que se va a trabajar.

Las técnicas de recopilación de los antecedentes dependerán de la importancia del estudio y la especialización del personal, de acuerdo al grado de complejidad.

El objetivo del análisis de información es tener los elementos de juicio completos y en forma ordenada para realizar la proyección de la demanda. En los servicios como la energía eléctrica que esta destinada a la producción de otros servicios, su demanda generalmente se ve afectada por variaciones en su precio o ingreso de sus usuarios, pero en términos directos es función de los sectores de cuyo uso participan, además de la proporción de intervención.

Esta participación de este servicio en varias aplicabilidades exigirá que para la determinación de la demanda sea necesario conocer todo el sistema de relaciones en los que participa, lo más probable es que resulte muy difícil obtener los antecedentes completos de esta naturaleza, y de ahí que se suele limitar el estudio a los principales sectores o actividades que lo utilizan, en base a las recopilaciones de estadísticas y encuestas, que permiten establecer relaciones técnicas y económicas que en cada uno de los sectores rigen la demanda del servicio investigado.

## **II.2.2 Proyección de la Demanda**

La segunda etapa dentro del estudio de mercado, consiste en estimar o realizar la proyección de la demanda, basada en los dos pasos anteriores, los que abarcan en general factores resultantes de causas que actuaron en el pasado y posibles efectos de causas que pudieran ocurrir en el futuro.

Los métodos de proyección de la demanda varían de acuerdo al modelo que presente

la información y análisis de antecedentes. Generalmente las proyecciones se realizan basándose en modelos serie-tiempos o causales.

Un modelo serie-tiempo utiliza el tiempo como variable independiente, mientras que el modelo causal implica que otras variables independientes pueden ser usadas en la preparación de la proyección.

El grado de complejidad, en el uso de estos modelos, depende del objetivo o uso para el que va a ser utilizada la proyección.

## **II.3 Modelos de Proyección de la Demanda**

El primer paso en la Planificación de un sistema eléctrico de potencia, constituye el pronóstico de la demanda de potencia y energía.

La importancia que tiene el propósito en la toma de decisiones, ha llevado a la gente que se ocupa de este tema a tratar de encontrar modelos que permitan al planificador, tener una idea de lo que puede ser el futuro en cuanto a la magnitud de la demanda y a patrones esperados del comportamiento del consumidor.

### **II.3.1 Principios Básicos de los Modelos de Proyección**

Algunos principios básicos deben ser seguidos en cualquier metodología de predicción, de manera que el proceso provea al planificador de mayor exactitud e información más útil.

### **a) Identificación de causas**

Se refiere a la objetividad y señalamiento de las especificaciones de las causas que intervienen en el cambio de la demanda; así por ejemplo el número de usuarios conectados a la red y su acceso a los electrodomésticos, que determinan la demanda del sector residencial.

### **b) Reproductividad**

Se refiere a la objetividad en el proceso de pronóstico, el mismo que es reproducible el momento que es entendido y manejado por otra persona.

### **c) Funcionalidad**

Un pronóstico debe ser hecho de tal manera que esté de con el horizonte que se persiga, es decir corto, mediano o largo plazo.

### **d) Prueba de sensibilidad**

Todos los pronósticos están determinados por supuestas claves acerca del futuro, por ejemplo tasas de nacimiento, migraciones, desarrollo industrial y comercial. Si se considera una apreciación de incertidumbre, el impacto debe ser dirigido a través de varias alternativas de proyección, llamados escenarios, los cuales tienen diferentes supuestos referidos a variables que forman el pronóstico.

### **e) Simplicidad**

Cualquier actividad es más compleja de lo que se lo podría describir en un modelo, la simplicidad en este caso es una necesidad; un método simple requiere menos recursos en su desarrollo y es más fácil de comprenderlo.

## **II.3.2 Modelos de Proyección**

Se presentan en síntesis los modelos de proyección de la demanda, señalando sus características principales que deben ser observadas para su correcta aplicación en el corto, mediano y largo plazo, a la vez que se pretende escoger la metodología que en EMELNORTE y que a nivel de empresas distribuidoras de energía, sea el más apropiado.

### **a) Métodos analíticos:**

Consiste en el cálculo de valores futuros de los datos analizados mediante métodos de ajuste estadístico. Estas relaciones presentan los datos en cuestión como funciones del tiempo.

### **b) Métodos econométricos:**

Relacionan algunas variables explicativas con el crecimiento de la demanda. Estas variables explicativas generalmente son el PIB, valores agregados, índices de elasticidad, etc.

Variaciones que para su aplicación en la proyección de la demanda requieren conceptos de desarrollo económico generalmente son discutidas con las respectivas entidades especializadas.

### **II.3.2.1 Modelos Econométricos**

Son modelos de predicción de la demanda que presentan explícitamente las relaciones causales entre las variables dependientes (energía o demanda) y otras variables de tipo económico, tecnológico, demográfico, etc.



## a) Modelos Econométricos Globales

Los modelos globales se basan en la extrapolación del consumo de energía eléctrica total, según las tendencias registradas en el pasado o por correlaciones con parámetros macroeconómicos.

En los modelos econométricos globales todos los sectores socioeconómicos se consideran fusionados y no hay ningún tipo de desagregación a nivel de las variables intervinientes.

Los modelos pueden tener entre otras, las siguientes formas:

$$\text{a.1)} \quad \text{DE} = A \times (\text{PIB})^a \quad (2.1)$$

**DE** : demanda de electricidad (MWh)

**PIB** : producto interno bruto

**A,a** : constantes a estimar

El modelo es muy simple y puede presentar un ajuste muy bueno para una serie histórica considerada y puede servir además como referencia.

$$\text{a.2)} \quad \text{DE} = A \times (\text{PIB})^a \times e^{bt} \quad (2.2)$$

**DE** : demanda de electricidad (MWh)

**PIB** : producto interno bruto

**t** : tiempo en años

**A,a,b** : constantes a estimar

Básicamente se trata de un modelo similar al caso a.1). El coeficiente b trata de representar otros factores que influyen en la demanda de electricidad y que no son explicados

por la evolución de la actividad económica.

$$\text{a.3)} \quad DE = A \times (\text{PIB})^a \times DE_{t-1}^b \quad (2.3)$$

**DE** : demanda de electricidad (MWh)

**DE<sub>t-1</sub>**: demanda de electricidad en el período anterior

**PIB** : producto interno bruto

**a** : elasticidad de corto plazo (ecp)

$$\text{a.4)} \quad \text{elp} : a/(1-b) \text{ elasticidad de largo plazo} \quad (2.4)$$

Este modelo corresponde a un tipo de modelo dinámico. Al introducir una variable retardada ( $DE_{t-1}$ ) se trata de representar el hecho que no se puede alcanzar el nivel deseado de la demanda debido a limitaciones en la oferta, hábitos, rigideces en el y stock de equipamiento.

La introducción de elasticidades de corto y largo plazo permite representar un poco mejor fenómenos como el tiempo que transcurre entre la evolución de una variable explicativa y la respuesta, rigideces existentes en los hábitos de consumo y rigideces institucionales.

## **b) Modelos Econométricos Semiglobales**

Estos contemplan en su proceso una desagregación por sectores socioeconómicos (residencial, industrial, comercial, otros) y luego se aplican los modelos antes mencionados a cada sector individualmente. En este caso la variable explicada será la demanda de electricidad del sector y para obtener la demanda global, se adicionarán simplemente las demandas sectoriales.

En resumen para la aplicación de los modelos, a.1), a.2), y a.3), que se describieron

anteriormente, se hacen las siguientes transformaciones: para los sectores industrial y comercial se utilizan el valor agregado industrial y comercial respectivamente en lugar del PIB. Para el sector residencial se mantiene el PIB como variable explicativa.

$$\text{Así: } DE = A \times (\text{VAI})^a \quad (2.5)$$

para el sector industrial, donde **VAI** : valor agregado industrial

### **II.3.2.2 Modelos Analíticos o Autónomos**

Básicamente estos modelos utilizan una serie de tiempo para explicar la tendencia del crecimiento de la demanda.

Los métodos de previsión de carga más frecuentemente utilizados para determinar las tendencias de crecimiento son: Crecimiento medio anual, Regresiones (mínimos cuadrados), Método de Scheer, y Comparativo.

#### **a) Modelo de Crecimiento Medio Anual**

Con este modelo se determina la tasa media de crecimiento de la carga, tomando en cuenta los valores máximos de demanda de potencia o consumos registrados en los años inicial y final del período de observación.

La tasa media de crecimiento porcentual de la carga se obtiene a través de la aplicación de la siguiente fórmula:

$$i = (\text{DE}/\text{DO} - 1) \cdot 100 \quad (2.6)$$

**i** : tasa de crecimiento media anual (%)

**n** : número de años del período considerado

**DE** : demanda en el último año de observación

**DO** : demanda en el año inicial de observación

## b) **Modelo de Regresión Lineal**

El ajuste de las curvas se hace mediante la extrapolación de tendencias, siendo la única variable explicativa el tiempo, de las cuales las más utilizadas son:

$$\text{Lineal} \quad Y = a + bx \quad (2.7)$$

$$\text{Exponencial} \quad Y = ce^{dx} \quad (2.8)$$

$$\text{Logarítmica} \quad Y = a + ce^{dx} \quad (2.9)$$

$$\text{Potencial} \quad Y = ax^b \quad (2.10)$$

Para el ajuste de las curvas se emplea el procedimiento del método de los mínimos cuadrados.

## c) **Modelo de Scheer**

Este modelo permite efectuar la previsión de carga futura en función del aumento de la población y del crecimiento del consumo per cápita. La previsión se basa en la hipótesis de que los valores de factor de carga para un sistema dado se aproximen asintóticamente a 0.65.

El método ha sido desarrollado teniendo como base el crecimiento de la carga observado en más de un centenar de países, haciendo la constatación además de su utilidad en los mismos. La expresión matemática del método es la siguiente:

$$\text{Log } C = 1.28 + 0.05P - 0.151\text{og}V \quad (2.11)$$

donde:

- C** : crecimiento porcentual de consumo de un año para el año siguiente.
- P** : tasa de crecimiento de la población
- V** : consumo per cápita (kWh/hab)

Así conociendo la población de una área y el consumo en un determinado año, se puede determinar el consumo per cápita y posteriormente calcular el porcentaje de crecimiento del consumo.

Poseyendo este valor se determina el consumo del año siguiente y con el valor de la población del año correspondiente, proyectado a partir del índice demográfico, se determina el nuevo valor para el consumo per cápita; se vuelve nuevamente a la ecuación para calcular el porcentaje de crecimiento de consumo y se repite el procedimiento hasta el año deseado.

La demanda de cada año es deducida a partir del consumo y del factor de carga correspondiente, originándose la expresión siguiente:

$$FC\ ini = MWh / (8760 \times MW \times 0.90) \quad (2.12)$$

**FC ini** : factor de carga inicial

**MWh** : energía consumida en el año considerado

**MW** : demanda máxima anual

Para los demás años el factor de carga se obtiene de la siguiente relación:

$$FC = 65 - Y (65 - Z) \quad (2.13)$$

donde **Y** : parámetro que para cada año asume valores de tal modo que en 16 años, la diferencia entre 65% y el factor de carga del año inicial se reducirá a la mitad.

Z : factor de carga en el año inicial en %.

### Parámetro Y del Factor de Carga

Año	Y	Año	Y
0	1.00	9	0.68
1	0.96	10	0.65
2	0.92	11	0.62
3	0.88	12	0.60
4	0.84	13	0.57
5	0.80	14	0.55
6	0.77	15	0.52
7	0.74	16	0.50
8	0.71		

La aplicación directa de la ecuación de Sheer debe ser hecha con restricciones, donde existe la influencia considerable de cargas con comportamiento especial.

#### d) Método Comparativo

En relación a otras formas de predicción de la demanda, esta podría presentar una menor precisión, pues su utilización se hace necesaria cuando no se dispone de una gran variedad de datos históricos. Para su utilización se deben considerar regiones o zonas semejantes que posean actividades socioeconómicas y características geográficas análogas.

### II.3.3 Características de los Modelos de Proyección

La determinación del tipo de modelo que tiene la información del pasado es de fundamental importancia en el proceso de selección de la técnica a utilizarse en la proyección, ya que esto determinará en mejor forma la exactitud de los resultados.

Las múltiples decisiones del sector eléctrico requieren el conocimiento del nivel y

estructura de la demanda en los diferentes horizontes o tiempos de proyección, los que pueden ser clasificados en los siguientes períodos:

- **Corto plazo:** tiene una duración de 1 a 5 años, con resultados relativamente exactos y se consideran aspectos específicos de planificación, operación y control con la definición de metas que deberán cumplirse en el lapso del tiempo señalado.
- **Mediano plazo:** tiene una duración de 5 a 10 años, con resultados menos exactos por no disponer de información completa; se consideran aspectos más generales de la planificación, operación, control y definición de metas.
- **Largo plazo:** con una duración mayor a los diez años, no es posible predecir en forma exacta coeficientes que influyen en el crecimiento de la demanda, razón por la cual se toman como referencia efectos de los 5 últimos años para proyectar los siguientes. Los resultados son usados en planeamientos que permitan realizar, en forma general, gastos, inversiones, obtención de créditos, etc.,.

Otra de las características para el desarrollo de los modelos, son los costos, los que detallamos a continuación.

- a) **Costos de desarrollo de la técnica:** que incluyen definición del modelo, recursos para definir las variables, recopilación y análisis de la información.
- b) **Costo de almacenamiento:** que comprende los recursos para mantener la información estadística.
- c) **Costo de operación:** que se refiere a recursos asignados para mantener a personal y equipo en la elaboración y control de la proyección.

Definido el modelo que identifica a la información estadística, es necesario analizar las características del modelo que permitirá la proyección, ya que de su correlación dependerá

la bondad y exactitud de los resultados. Las características que deben considerarse se refieren a determinar si el método de proyección es un modelo serie-tiempo o causal.

El conocimiento de la aplicabilidad es la última característica de los modelos y se refiere a la facilidad con la cual el modelo puede ser aplicado en la práctica de acuerdo a los objetivos planteados por el proyectista de la demanda.

## **II.4 Determinación de la Técnica de Proyección para EMELNORTE**

Como antecedentes para definir la técnica de proyección de la demanda para EMELNORTE se esbozan características y situaciones de los diferentes estudios de mercado.

### **II.4.1 Clasificación de los Estudios de Mercado**

Básicamente se puede citar cuatro clases de estudios de mercado en la proyección de la demanda dentro del sector ecuatoriano:

- a) **Global Nacional/Regional:** proyecta parámetros del mercado nacional o regional como el consumo y demanda total, basándose en la tendencia histórica o por correlaciones de parámetros macroeconómicos.
- b) **Semiglobal:** proyecta la demanda en base a los análisis específicos de los diferentes parámetros que intervienen en la proyección de cada uno de los sectores de consumo.

Para el sector residencial, por ejemplo, se considera la población servida, consumos específicos, número de clientes, tarifa, y otros.

- c) **Analítico:** aplica en la proyección ciertos análisis individuales a cada tipo de consumo



residencial, cada clase de consumo comercial y cada rama del sector industrial.

- d) **Otros:** analiza a otros sectores que no se incluyen en los anteriores o considerados especiales como por ejemplo camaroneras, florícolas y otros.

## II.4.2 Niveles y características de Predicción de la Demanda

Los diferentes niveles de proyección de la demanda establecidos para satisfacer los requerimientos del sector eléctrico se han dividido de la siguiente forma:

### a) A nivel del Sistema Nacional Interconectado

- **Nacional:** sirve para definir el equipamiento y programación en la etapa de generación.
- El mercado de los diferentes consumo sectoriales responde a patrones más o menos estables de consumo, durante los últimos 10 años.
- La información estadística de los diferentes consumos es adecuada.
- Existe la información de censos de población y vivienda.
- La información macroeconómica existente es general.

### b) A nivel de Sistemas Regionales

- **Regional:** define el equipamiento en generación y/o compra de energía al SNI. Utilizado en la definición del programa de transmisión para el equipamiento de las líneas y subestaciones respectivas.
- La información sectorial a nivel de Sistema Regional de consumo eléctrico es adecuada.
- No existe información macroeconómica.
- Se tiene acceso a las informaciones de los censos de población y vivienda.

- Se tiene acceso a las informaciones de los censos de población y vivienda.
- **Subestaciones:** utilizado para definir programas de subtransmisión.
- Existe la información de consumo eléctrico, pero no siempre está sistematizada.
- No hay información macroeconómica.
- Existe información de los censos de población y vivienda, hasta nivel de parroquia urbana y rural, por lo que si una subestación abarca un ámbito extra parroquial se debe elaborar la información.
- **Población:** utilizado para establecer programas de distribución urbana y rural.
- Existe información de consumos a nivel de catastro eléctrico.
- No existe información macroeconómica.
- Existe información de censos limitada para unidades, poblaciones menores de la parroquia.
- Para nuevas áreas prácticamente no existe información de consumos.

### **II.4.3 Razones para Definir la Técnica de Proyección**

En base a lo expuesto, el modelo de proyección de la demanda para EMELNORTE es el Analítico, debido a:

- 1) La única información existente a nivel de área de concesión para realizar el estudio de mercado son los censos de población y vivienda, consumos y algunos datos socioeconómicos generales, careciendo a nivel de estas áreas de información macroeconómica.
- 2) La insuficiente cantidad de datos requeridos para la proyección de la hace sencillos los métodos de almacenamiento y cálculo de la demanda, con costos bajos de implementación y operación de la metodología.

e interpretar sus resultados.

- 4) Si bien es cierto la técnica no puede ser muy exacta para el largo plazo, el control periódico o alternativas planteadas por el proyectista, hará confiable la metodología.

Los cuatro puntos anotados anteriormente son los principales para elegir como técnica de proyección de la demanda para EMELNORTE al Método Analítico. No debe descartarse la aplicación de otras metodologías cuando la información disponible, los costos, aplicabilidad y exactitud así lo ameriten.

## **II.5 Metodología de la Proyección de la Demanda**

En la toma de decisiones es necesario conocer el nivel y la estructura de la demanda de electricidad para diferentes horizontes y diferentes áreas en las que presta servicio EMELNORTE.

### **II.5.1 Esquema Básico de la Metodología Propuesta**

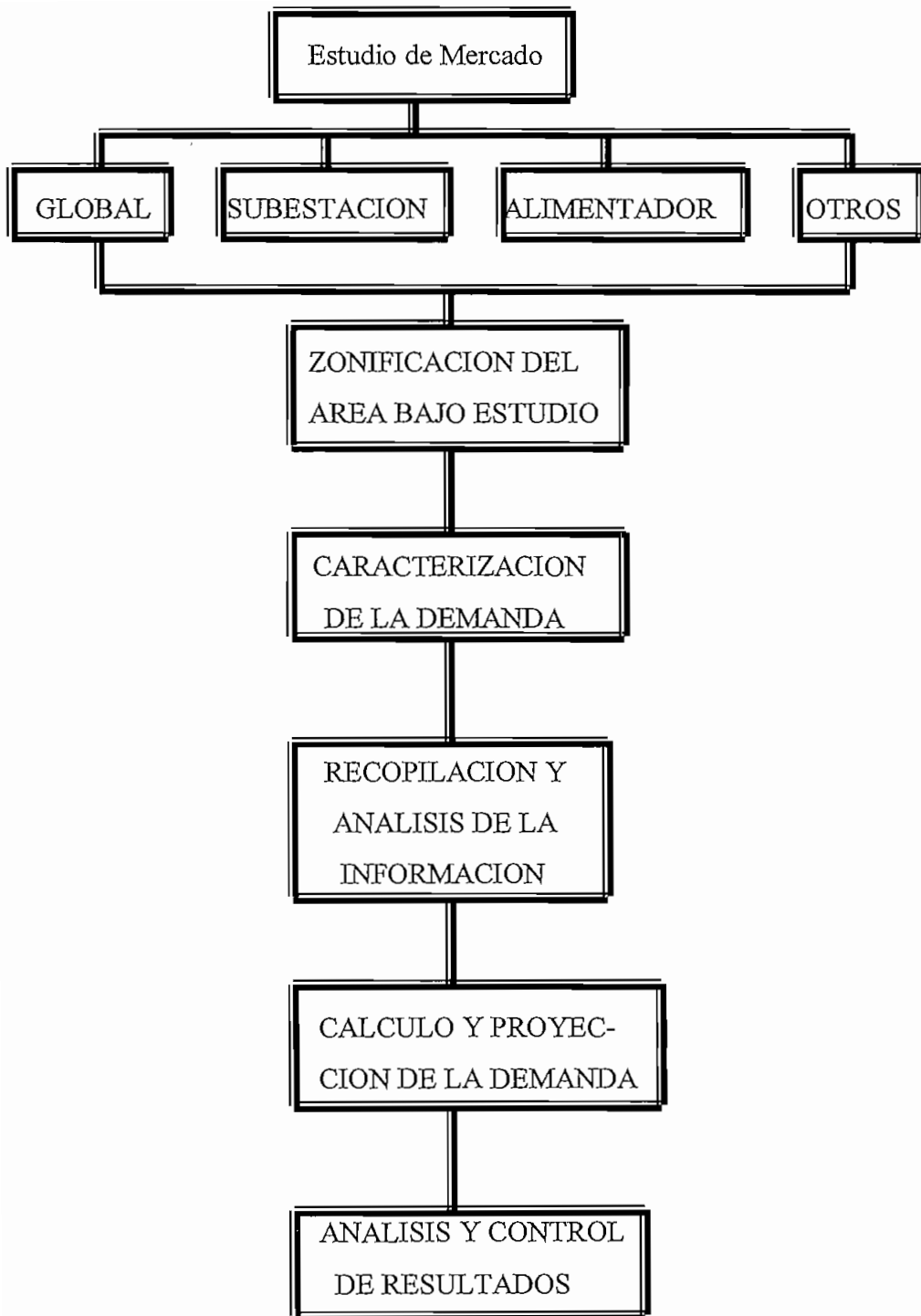
El proceso general propuesto para la elaboración del estudio de mercado en el área de servicio de EMELNORTE, se presenta en forma esquemática en el gráfico 2.

### **II.5.2 Definición del Nivel de la Demanda**

Como primer paso se define el uso que se dará a la proyección de la demanda, esto es, será Demanda Total del Sistema cuando se utilice para definir la compra de potencia y energía por parte de la empresa; Demanda de Subestaciones cuando se utilice para el dimensionamiento de líneas y subestaciones de subtransmisión y demanda de alimentadores

para definir las características de los mismos.

Para otros usos el estudio dependerá del nivel de agregación de consumidores.



**GRÁFICO 2** *ESQUEMA BÁSICO DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA*

### II.5.3 Zonificación del Area

Para facilitar las tareas de previsión y desagregación de la demanda, así como para permitir la realización de un análisis particularizado de la expansión del servicio eléctrico, se hace necesario delimitar zonas en el área bajo estudio.

La división o delimitación de zonas en el área bajo estudio requiere tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Límites naturales de las áreas o zonas
- División política
- Estudios referentes a ordenamiento urbano
- Asentamiento actual y evolución previsible de diferentes sectores de consumo
- Censos de población y vivienda
- Estudios de caracterización general en lo que representa a geografía, economía, industria, transporte, etc.
- Grado de desagregación en que se encuentra la información histórica de la demanda de los sectores de consumo.

### II.5.4 Identificación y caracterización de la Demanda

Con el objeto de estudiar en forma sectorial la evolución de la demanda se han considerado como parte integrante de la misma a los sectores de consumo que dan origen a las tarifas vigentes de usuarios finales, según tiene establecido el sistema tarifario de las empresas eléctricas.

De conformidad con la información disponible en los catastros de las empresas, los tipos de consumos que se consideran son:

- a) **Residencial:** Representa la demanda de energía eléctrica utilizada en las habitaciones

de una unidad de residencia familiar.

- b) **Comercial:** Corresponde a la energía consumida por el abonado, en negocios, actividades profesionales, educacionales e industriales.
- c) **Industrial:** Constituido por la energía utilizada en talleres, fábricas, aserraderos y otros destinados a la elaboración o transformación de productos en cualquier proceso industrial.
- d) **Alumbrado Público:** Se refiere a la energía consumida en la iluminación de calles, parques, plazas, sitios de recreo, etc., que son de libre ocupación del público.
- e) **Otros:** Comprende la energía utilizada por los abonados ocasionales y de aquellos consumidores que no han sido considerados en los tipos de consumos antes mencionados o definidos.

En el proceso referente a la recopilación de la información deben considerarse dos aspectos para las estadísticas de consumos: tipo de información y período histórico.

En lo referente a información socioeconómica, se considerará el área de concesión de la empresa eléctrica con la finalidad de presentar una descripción e interpretación de la conformación de dicha área en sus diferentes órdenes: poblacional, económico, social, etc.

Una vez delimitadas las zonas en que se ha dividido el área de concesión de la empresa eléctrica, se hace fácil la recopilación de la información de consumos y abonados. La información estadística de los sectores de consumo puede ser anual o mensual según los requerimientos y es obtenida del listado de catastros disponibles.

La recopilación de la información socioeconómica del área de concesión de una empresa eléctrica, tiene la finalidad de presentar una descripción e interpretación de la

conformación de dicha área en una breve síntesis de las principales características y recursos de sus diferentes ordenes: población, clima, vivienda, comunicaciones, etc.

La recopilación y análisis de esta información pueden ser realizadas en el ámbito provincial, cantonal o parroquial. La información se lo puede obtener de datos oficiales que tiene el país a través del Instituto Nacional de Censos y Estadísticas, principalmente, y de diferentes estudios que hayan realizado las instituciones encargadas de la programación y/o ejecución de los programas de desarrollo económico y social.

### **II.5.5 Cálculo y Proyección de la Demanda**

Las proyecciones a nivel de la demanda de subestación y sistema de energía y en parroquias y zonas urbanas se agregan considerando los factores de carga y coincidencia de la demanda.

#### **a) Residencial**

Los parámetros fundamentales que determinan el consumo residencial son el número de abonados y consumo específico. El número de abonados está estrechamente vinculado con el crecimiento de la población y número de viviendas, mientras que el consumo específico depende del uso de aparatos electrodomésticos y evolución de las tarifas.

La ecuación de cálculo para el consumo residencial es la siguiente:

$$C(t) = (P(t)/ H(t)) S(t) \quad (2.14)$$

donde: **C(t)** : consumo residencial total (kWh) en el año t

**P(t)** : población (habitantes) en el año t

**H(t)** : número de habitantes por abonado residencial en el año t.



$S(t)$  : consumo específico (kWh/abonado) residencial en el año  $t$ .

La información requerida para el cálculo del consumo residencial es: población, Número de personas por familia, consumo residencial y número de abonados residenciales.

A continuación se realiza el análisis de lo que significa el porcentaje de electrificación en determinada área, mediante la relación habitante/abonado residencial tanto para el área urbana como rural en base de información y análisis anteriores.

En un tercer paso, con el número de abonados residenciales y consumos del área urbana y rural, se pasa a analizar las características y tendencias del consumo específico.

Para finalizar se realizan distintas agregaciones de acuerdo al objetivo del estudio en el área urbana o rural.

En la previsión de la demanda se pueden presentar diferencias con respecto al análisis histórico, así por ejemplo, previsiones demográficas de población del sector urbano, rural y zonal que consideran áreas con mayor posibilidad de asentamiento o crecimiento poblacional y las que pueden tener restringido crecimiento.

La fórmula de cálculo de la proyección de la población a utilizarse dependerá de la disponibilidad de datos históricos y el mejor criterio del proyectista, pudiendo citarse entre otras las siguientes fórmulas.

$$a) \quad P = P_0(1+i)^n \quad (2.15)$$

$$b) \quad P = P_0e^{at} \quad (2.16)$$

En este trabajo se utiliza la expresión (2.15).

Luego se calcula el número de habitantes por abonado residencial, que representa el

porcentaje de electrificación en determinado período. A continuación se calcula y proyecta los consumos específicos dividiendo el consumo residencial para el número de abonados. Con estos tres parámetros se evalúa el consumo residencial total mediante la expresión (2.16).

Los parámetros  $H(t)$  y  $S(t)$  son encontrados a partir de los cuatro modelos de proyección lineal, exponencial, logarítmica y potencial.

## **b) Comercial**

En este consumo los parámetros principales son: número de abonados comerciales y consumo específico por abonado comercial.

Los abonados comerciales son definidos en función de la relación de estos abonados con el número de abonados residenciales.

El consumo específico por abonado comercial depende del uso en las diferentes actividades que se encuentran conformando el sector comercial y de la evolución de las tarifas.

La ecuación de cálculo para el consumo comercial es la siguiente:

$$C(t) = R(t) \times U(t) \times S(t) \quad (2.17)$$

donde:  $C(t)$  : consumo comercial total (kWh) en el año  $t$

$R(t)$  : abonados residenciales en el año  $t$

$U(t)$  : relación de abonados comerciales y abonados residenciales en el año  $t$

$S(t)$  : consumo específico comercial

La información adicional a la del consumo residencial que se requiere es: Consumo comercial y abonados comerciales.

De acuerdo a la formulación para el cálculo del consumo comercial y del análisis del número de abonados residenciales se obtiene el primer parámetro histórico  $R(t)$ . Con este parámetro se pasa a continuación a realizar el cálculo del índice abonados comerciales/abonados residenciales, y su respectivo análisis de comportamiento y tendencia.

Finalmente con el análisis de la evolución del consumo específico, al igual que en el sector residencial, se procede a realizar las diferentes agregaciones de acuerdo al objetivo del estudio de mercado en una área determinada.

Con los resultados del número de abonados residenciales provenientes del módulo respectivo y con los datos del índice abonados comerciales/abonados residenciales calculados, así como con los resultados de la previsión de los consumos específicos, se calcula el consumo comercial de acuerdo a criterios y alternativas planteadas por el proyectista.

### **c) Industrial**

En general el consumo industrial tiene una participación importante en el consumo total y su proyección tiene mayor complejidad, por esta razón al sector industrial se lo divide en dos tipos de consumos, industrial artesanal e industrial con demanda.

El consumo industrial artesanal, se refiere al consumo de aquellos abonados pequeños y medianos, cuyo comportamiento es más o menos homogéneo.

El consumo de industriales con demanda se refiere al consumo de grandes industrias, como florícolas, fábricas de cemento, ensambladoras, etc. y por todas aquellas industrias que superen el límite de demanda establecido en el consumo industrial menor. El consumo de cada una de estas industrias depende de sus características particulares.

La ecuación de cálculo para el consumo del abonado industrial es la siguiente:

$$C(t) = S(t) + E(t) \quad (2.18)$$

donde:  $C(t)$  : consumo industrial total (kWh) en el año t

$S(t)$  : consumo industrial artesanal en el año t

$E(t)$  : consumo industrial con demanda en el año t

Para la previsión se tendrán que plantear hipótesis sobre la evolución, de la actividad industrial la misma que dependerá de la información estadística disponible así como de información sobre ampliaciones y cargas nuevas del sector.

#### **d) Alumbrado Público**

La previsión del consumo de alumbrado público está definida por el crecimiento de la población, expansiones del servicio y políticas a establecerse en programas de mejoramiento lumínico en calles, plazas, parques y lugares públicos.

La ecuación de cálculo para el consumo de alumbrado público es la siguiente:

$$C(t) = P(t) \times S(t) \quad (2.19)$$

donde:  $C(t)$  : consumo total de alumbrado público (kWh) en el año t.

$P(t)$  : población en el año t.

$S(t)$  : consumo específico de alumbrado público en el año t.

En el análisis histórico se calcula la relación kWh de alumbrado/habitante y se estudia su comportamiento y evolución.

#### **e) Otros Consumos**

En general, este sector es bastante irregular por lo que es difícil definir una ecuación

de cálculo; por lo tanto, su proyección se realiza en base al análisis de su comportamiento histórico utilizando los criterios que más se ajusten en cada caso.

#### **f) Consumo Total de Energía**

El consumo total de energía representa la energía facturada por la empresa y es el resultado de la sumatoria de los consumos antes mencionados.

#### **g) Demanda Máxima de Potencia**

Para definir las demandas de potencia y energía, deben realizar las ponderaciones de pérdidas y factor de carga en los diferentes niveles de agregación, las mismas que deben ser comparadas con valores obtenidos históricamente, al nivel que se disponga la información.

La fórmula de cálculo es la siguiente:

$$D(t) = C(t) / P(t) \times Fc(t) \times 8760 \quad (2.20)$$

donde: **D(t)** : demanda máxima de potencia en el año t

**C(t)** : consumo total de energía en el año t

**P(t)** : 1 - %pérdidas de energía en el año t

**Fc(t)** : factor de carga

**8760** : número de horas al año

### **II.5.6 Consideraciones respecto a la Metodología**

Es necesario destacar que la selección de la metodología de la proyección de la demanda para la empresa eléctrica, ha sido adoptada en base principalmente a la información existente; si bien su procedimiento de cálculo es sencillo y permite comprender de manera fácil sus resultados a la vez que definir rangos o hipótesis sobre escenarios de proyección, no

es menos cierto que el tratamiento que se requiere dar a los parámetros de cada uno de los sectores de consumo para el futuro, requieren del análisis de factores homogéneos que rigen en el comportamiento de la demanda, cuyas hipótesis dependerán de la experiencia del proyectista. Se presentan planteamientos que pueden tomarse en cuenta en el cálculo y proyección de la demanda, tanto para el período de proyección como para cada sector de consumo, así como para los factores de carga y porcentaje de pérdidas.

El período de proyección de la demanda y la frecuencia con que se realiza dependen de la finalidad que se persigan con esos estudios, bajo estas circunstancias, la previsión de la demanda puede realizarse para el corto, mediano y largo plazo.

- a) **A corto plazo:** Para el corto plazo, esto es para período de proyección que puede considerarse entre 1 y 5 años, la metodología es adecuada, puesto que factores que actuaron en el pasado más reciente condicionando la demanda de energía eléctrica, seguirán teniendo en el futuro una influencia análoga en la demanda del período señalado, anotando además que de acuerdo a la realidad de nuestro país, existe poca posibilidad de grandes cambios estructurales en el entorno socioeconómico.
- b) **A mediano plazo:** Para este período de proyección, considerando entre 5 y 10 años, la metodología escogida podría presentar resultados menos exactos que para el corto plazo, porque la influencia de factores históricos en la demanda es menor; si bien para el mediano plazo se consideran aspectos generales de la planificación, cualquier cambio en la estructura energética de la región puede ser incluido en la actualización de los estudios de mercado.
- c) **A largo plazo:** Para este período de proyección cuyo lapso es mayor que 10 años, la metodología que no presenta resultados exactos por la dificultad de plantearse hipótesis sobre la evolución futura de la demanda, pero al igual que en el caso anterior cualquier cambio significativo en su estructura sería tomado en cuenta con la revisión periódica del comportamiento del mercado eléctrico.

Una vez definida la proyección, es necesario que sus resultados sean analizados, para determinar si son razonables y por lo tanto aceptables. En caso de no serlo, se deberán corregirlos observando valores de los parámetros específicos hasta que los resultados sean satisfactorios.

El paso final consiste en revisar periódicamente, en los años posteriores, la proyección para determinar si en realidad se está cumpliendo o si tiene diferencias considerables, revisar el estudio de mercado.

## **II.6 Proyeccion de la Demanda de EMELNORTE para el año 2002**

### **II.6.1 Análisis de Características Socioeconómicas**

El breve análisis socio económico que a continuación se presenta, tiene el carácter de general y resumido, donde se pretende presentar las principales características que constituyen el marco referencial para la realización del estudio de mercado. Tiene carácter de referencial en razón a que los datos obtenidos no permiten realizar una correlación muy directa en el cálculo de la demanda.

De acuerdo a los censos de población realizados en los años 1982 y 1990, en el cuadro 1 se presenta el porcentaje de crecimiento cantonal y provincial registrado en este período.

CANTON/PROVINCIA	1,982	1,990	% CRECIMIENTO
TULCAN	59,474	63,158	0.754
BOLIVAR	14,355	15,157	0.682
ESPEJO	12,676	13,188	0.496
HUACA	5,917	6,485	1.152
MIRA	13,354	14,040	0.628
MONTUFAR	27,920	29,454	0.671
PROVINCIA DEL CARCHI	133,696	141,482	0.710
IBARRA	98,083	119,493	2.499
A. ANTE	26,339	27,375	0.483
COTACACHI	31,912	33,250	0.515
OTAVALO	63,160	73,361	1.889
PIMAMPIRO	14,265	15,359	0.928
URCUQUI	13,528	13,736	0.191
PROVINCIA DE IMBABURA	247,287	282,574	1.681
CAYAMBE	37,722	46,938	2.770
PEDRO MONCAYO	14,732	15,718	0.813
PROVINCIA DE PICHINCHA	52,454	62,656	2.246
SUCUMBIOS		1,879	
TOTAL EMELNORTE	433,437	488,591	1.509

### ***CUADRO 1 CENSOS DE POBLACIÓN Y VIVIENDA***

A nivel provincial el mayor crecimiento de la población se registra en Pichincha (Cayambe y Tabacundo) con un porcentaje del 2.24% anual, seguido por Imbabura con el 1.68% y Carchi con el crecimiento de 0.7%. Las proyecciones de la población a nivel cantonal se realizan en base a los crecimientos registrados en el período 1982 - 1990.

Para el año 2002 la población de acuerdo a las proyecciones realizadas, se concentrará en un mayor porcentaje en la provincia de Imbabura con un porcentaje del 60%, seguida por el Carchi con el 26% y finalmente por Pichincha con el 14% aproximadamente.

En el área de Servicio de EMELNORTE la población de más de seis años y que tiene instrucción primaria, secundaria o superior en conjunto alcanza el 80%.

La población económicamente activa en toda el área representa el 55%, el restante 45% corresponde a la inactiva como es de conocimiento general, a nivel nacional.

Es necesario señalar que en los últimos años, el nivel de empleo crece con mayor incidencia en los cantones de Cayambe y Tabacundo por el desarrollo de la agroindustria, debiendo destacar además que la mayoría de la población activa se encuentra concentrada en los centros



urbanos como Tulcán, Ibarra, Otavalo.

De datos registrados en revistas del INEC., se desprende que 45% de la población activa en el área de servicio de EMELNORTE está dedicada a la agricultura, 20% al comercio y servicios privados y 15% a la industria. Las actividades industriales tienen un crecimiento mayor en Cayambe y Tabacundo, mientras que en Carchi e Imbabura existe un crecimiento moderado en el desarrollo de esta actividad.

De fuentes estadísticas del INEC se observa que el crecimiento de viviendas es más acentuado en la Provincia de Imbabura, especialmente en la ciudad de Ibarra, mientras que en los otros cantones del área de servicio este crecimiento es menor.

Además, según el INEC, las cabeceras cantonales de Tulcán e Ibarra tienen índices altos de viviendas con disponibilidades de energía eléctrica y agua potable en un porcentaje de cobertura aproximado del 96%. Los servicios de alcantarillado y servicios higiénicos para los cantones antes mencionados tienen una cobertura del 75%.

El resto de cantones si bien disponen de luz eléctrica y agua potable como servicios básicos, de la vivienda, tienen deficiencia en la disponibilidad de servicios higiénicos y alcantarillado.

## **II.6.2 Análisis de Estadísticas de Clientes y Consumos**

Se realiza el análisis del comportamiento del mercado y las principales características que han incidido en su evolución desde 1992 hasta 1997.

Según el cuadro 2 se observa que el número de usuarios en EMELNORTE es predominantemente residencial con un componente del 89.2% frente al total, seguido por los usuarios comerciales con el 7.4% y la diferencia por el resto de categorías con el 3.6%, porcentajes que se mantienen o sufren ligeras variaciones en el período analizado.

USUARIO	1992	1993	1994	1995	1996	1997	% RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	75,633	80,380	111,698	90,299	94,468	98,592	89.20%	5.45
COMERCIAL	7,001	6,948	7,035	7,592	8,013	8,196	7.41%	3.20
INDUSTRIAL	1,095	1,072	1,440	1,613	1,838	1,924	1.74%	11.93
E.OFICIAL	611	670	710	725	665	660	0.60%	1.55
ALUMBRADO	14	14	14	14	14	14	0.01%	0.00
OTROS	582	585	812	931	1,080	1,149	1.04%	14.57
TOTAL	84,936	89,669	121,709	101,174	106,078	110,535	100.00%	5.41

## **CUADRO 2 NÚMERO DE USUARIOS A NIVEL DE SISTEMA TOTAL**

El crecimiento de usuarios a nivel residencial se mantiene constante con un aproximado de 5.000 usuarios por año, dando un porcentaje de crecimiento del 5.45% en el período.

El número de usuarios industriales crece en 11.93% en el período, en forma significativa a partir de 1994 hasta 1996 en Cayambe y Tabacundo y en menor escala en los otros cantones; a partir de los siguientes años posiblemente este crecimiento se irá atenuando por la saturación de industrias dedicadas al cultivo de flores.

El rubro Otros tiene un crecimiento del 14.57%, por el incremento de la actividad de bombeo de agua para ser usada en riego y por el aumento de entidades de beneficio público, al igual que los usuarios anteriores, en los próximos años se prevé la atenuación en el crecimiento de estos clientes.

La evolución del número de usuarios a nivel cantonal se observa en el anexo 1

### **a) Evolución de Usuarios en el Cantón Ibarra**

El crecimiento de usuarios en el cantón Ibarra a nivel total, es similar al global de EMELNORTE, el mercado local es predominantemente residencial, seguido por el componente de usuarios comerciales e industriales. Entre los años de 1994 y 1995 existe un crecimiento considerable de usuarios industriales del 22%, atenuándose en 1997, reflejándose en el período un crecimiento del 11%.

Los usuarios considerados como alumbrado público no tienen crecimiento, puesto que su número corresponde al número de cantones del área en la que presta servicio EMELNORTE. Los usuarios correspondientes a entidades oficiales, en número se mantienen similares a partir de 1993 no así los usuarios correspondiente al concepto de otros que crecen en el 9.51% y componen a las entidades de Asistencia Social, Beneficio Público y Bombeo de Agua.

#### **b) Evolución de Usuarios en el Cantón Otavalo**

El componente de usuarios mayoritariamente corresponde a los residenciales, seguido por los usuarios comerciales e industriales; el crecimiento global es ligeramente superior al promedio del sistema, notándose un mayor crecimiento en los usuarios industriales y otros.

En el período analizado, los usuarios correspondientes a entidades oficiales prácticamente se mantienen invariables.

#### **c) Evolución de Usuarios en el Cantón Antonio Ante**

El cantón Antonio Ante con su esquema de componentes similares a los cantones analizados anteriormente, tiene un aumento de usuarios menor que el global del sistema, notándose variaciones mayores en el crecimiento de usuarios industriales y otros.

El porcentaje decreciente de entidades oficiales, que en número corresponde a 7 en el período, se debe a la revisión y corrección tarifaria, realizada a estos consumidores.

#### **d) Evolución de Usuarios en el Cantón Cotacachi**

El crecimiento de usuarios residenciales supera al promedio total del sistema en aproximadamente 2 puntos debido a que durante 1995 y 1997, se realizaron obras de electrificación que incorporaron un mayor número de abonados especialmente en el sector

rural.

El asentamiento de comercios dedicados a la artesanía a partir de 1994 tiene un significativo desarrollo que da origen a que el porcentaje del período sea elevado, al igual que los usuarios industriales y otros.

#### **e) Evolución de Usuarios en el Cantón Urcuquí**

Urcuquí es el cantón que registra el menor crecimiento de usuarios a nivel global, en el año 1994 se registra un crecimiento significativo de usuarios industriales y se mantiene el número similar hasta 1997.

Las tendencias de crecimiento o decrecimiento significativo de los otros usuarios, se debe a la corrección tarifaria realizada en esta localidad.

El componente de usuarios a nivel residencial en este cantón es significativo, igual que en el resto del sistema.

#### **f) Evolución de Usuarios en el Cantón Pimampiro**

El cantón Pimampiro registra un crecimiento total de usuarios menor al total del sistema, su componente mayoritario es de usuarios residenciales, un crecimiento significativo se registra en los usuarios industriales y otros, aunque en número sean menores las incidencias, la variación de este tipo de usuarios se da entre el año de 1994 y 1996.

#### **g) Evolución de Usuarios en el Cantón Cayambe**

El cantón Cayambe registra un crecimiento de usuarios a nivel total mayor al del sistema. A excepción de la variación del crecimiento en entidades oficiales, los otros usuarios como residencial, industrial y otros crecen en forma elevada; los usuarios

residenciales debido a los programas de electrificación que fueron realizados prioritariamente en esta zona, los usuarios comerciales, industriales y otros debido al asentamiento de empresas florícolas registrado en el período.

#### **h) Evolución de Usuarios en el Cantón Tabacundo**

Las causas que inciden en el crecimiento de abonados en las diferentes categorías, son los que fueron anotados para Cayambe y el crecimiento a nivel global es ligeramente mayor a Cayambe.

#### **i) Evolución de Usuarios en el Cantón Tulcán**

Tulcán por ser un cantón fronterizo y por el movimiento comercial con Colombia, tiene el mayor número de usuarios comerciales del sistema, el crecimiento de usuarios en las categorías restantes es similar a las del sistema, el mayor número de usuarios crece en el sector residencial alcanzando el 85% del total.

#### **j) Evolución de Usuarios en el Cantón San Gabriel**

En lo correspondiente a San Gabriel se observa un decrecimiento de usuarios en el sector comercial, fenómeno que obedece a regulaciones tarifarias realizadas por la incorrecta aplicación, tarifas que fueron ubicadas en el sector residencial y otros.

El crecimiento menor en el sector residencial se debe a que en esta zona falta por electrificarse pequeños sectores por lo que su incidencia es menor.

#### **k) Evolución de Usuarios en el Cantón Espejo**

El crecimiento total de usuarios en El Angel alcanza el 2.36%, es un área caracterizada

por tener su componente de usuarios netamente residencial y su variación así como de las otras categorías en número es mínima.

#### **l) Evolución de Usuarios en el Cantón Bolívar**

El porcentaje de usuarios residenciales en el cantón Bolívar registra el más alto índice de su composición frente al total de todas las agencias, debido a que prácticamente el servicio se concede a clientes asentados en su mayoría en el sector rural. Las variaciones de los usuarios en las otras tarifas a excepción de otros y residenciales, prácticamente se mantienen constantes en el período.

#### **m) Evolución de Usuarios en el Cantón Mira**

El cantón Mira dentro del sistema total registra el menor número de usuarios. El sector de usuarios a nivel comercial e industrial en el período analizado disminuye, no así el sector de otros. Su mercado significativamente residencial, las variaciones en las otras categorías, porcentualmente altas en número no son significativas.

El consumo de clientes industriales especiales, tiene un crecimiento significativo del 19.4% en el período 1992 – 1997 debido principalmente al desarrollo de la actividad agroindustrial en los cantones de Cayambe y Tabacundo, mientras que el consumo industrial artesanal tiene un crecimiento del 8%, ver cuadro 3.

TIPO DE CONSUMIDOR	1992 [KwH]	1993 [KwH]	1994 [KwH]	1995 [KwH]	1996 [KwH]	1997 [KwH]	VARIACIÓN RESPECTO AL TOTAL [%]	CRECIMIENTO [%]
RESIDENCIAL	70,001,560	77,020,823	77,047,774	85,189,853	100,204,362	110,317,717	45.08%	9.52
COMERCIAL	17,066,858	17,191,495	16,610,304	17,923,680	20,359,415	22,998,203	9.40%	6.15
INDUSTRIAL	3,267,026	2,362,573	3,704,639	4,009,131	4,462,658	4,815,076	1.97%	8.07
INDUSTRIAL ESP.	19,136,338	25,813,207	29,492,070	34,500,049	40,358,980	46,341,768	18.94%	19.35
SELVA ALEGRE	35,750,000	20,535,260	35,342,390	34,852,290	24,340,160	29,230,360	11.94%	-3.95
E OFICIAL	3,540,311	4,162,689	3,977,346	3,934,932	4,012,899	4,028,678	1.65%	2.62
ALUMBRADO P.	12,440,000	14,750,000	15,900,000	14,700,000	16,900,000	17,700,000	7.23%	7.31
OTROS	8,105,250	7,010,834	7,532,071	7,454,977	8,911,599	9,284,856	3.79%	2.75
<b>TOTAL</b>	<b>169,307,343</b>	<b>168,846,881</b>	<b>189,606,594</b>	<b>202,564,912</b>	<b>219,550,073</b>	<b>244,716,658</b>	<b>100.00%</b>	<b>7.65</b>

### CUADRO 3 FACTURACIÓN A NIVEL DE SISTEMA TOTAL

El consumo industrial incluido la Cemento Selva Alegre e industriales artesanales, representa el 33% aproximadamente del componente total.

El consumo residencial tiene un crecimiento del 9.5%, y al igual que el número de los usuarios, el consumo de este sector es predominante frente al total, con un porcentaje del 45%.

Los consumos de alumbrado público y comercial tienen un crecimiento entre 6% y 7% respectivamente, quedando finalmente los consumos de entidades oficiales y otros (asistencia social, beneficio público y bombeo de agua) con un crecimiento del 3% aproximadamente.

Cabe destacar en este análisis la variación que tiene el comportamiento de los consumos de la fábrica de Cemento Selva Alegre, debido principalmente a factores como producción, mantenimientos largos, estiaje y auto producción de energía, aspectos que serán tomados en cuenta en la proyección de requerimientos por parte de la industria y que afectan significativamente en la proyección de la demanda de EMELNORTE, con sus respectivas incidencias en la compra de energía e ingresos.

En el anexo 2 se presentan tablas con la evolución de la facturación a nivel cantonal.

## **a) Consumo Residencial**

En los cuadros correspondientes al consumo histórico residencial registrados en cada una de las agencias, se observan tres grupos claramente identificados, que tienen relación con el porcentaje de crecimiento e incidencia del componente dentro del consumo total.

En el primer grupo los cantones El Angel, Urcuquí, Bolívar, Mira, y Pimampiro registran un crecimiento entre el 4% y 6% en el período analizado, representando este componente entre el 70% y 90% del consumo total.

En el segundo grupo que corresponde a los cantones Ibarra, Otavalo, Atuntaqui, Tulcán y San Gabriel, se tiene un crecimiento de consumo residencial de aproximadamente el 9% y el componente de este consumo está entre el 50% y 70% frente al total.

Finalmente en el tercer grupo que comprende las agencias Tabacundo, Cayambe y Cotacachi, se registra un crecimiento del consumo residencial entre los valores del 11% y 17%, siendo este rango el más alto dentro de los tres grupos antes mencionados, debido a que en estos cantones, en los tres últimos años, se realizaron obras de electrificación significativas y en mayor escala que en las otras agencias. A pesar del comportamiento del crecimiento de este consumo, el componente frente al total está entre el 23% y 49%, valores que dentro de los tres grupos es el más bajo.

## **b) Consumo Comercial**

De los cuadros de consumos por cantón, se observa que en Tulcán se registra el mayor porcentaje de incidencia de esta tarifa respecto al total cantonal, con un porcentaje del 23% aproximadamente, debido al gran movimiento comercial que existe en la frontera con Colombia. Un segundo grupo en cuyo total el componente comercial oscila entre el 7% y 11%, corresponde a los cantones de Cayambe, Ibarra, Cotacachi, Pimampiro, Otavalo, Atuntaqui, El Angel, San Gabriel y finalmente un tercer grupo en cuyo total este sector incide



entre el 3% y 5%, corresponde a los cantones de Tabacundo, Urcuquí, Bolívar y Mira.

El crecimiento del consumo comercial en el período analizado, tiene mayor incidencia que los otros, con un rango que oscila entre el 9% y 16% en los cantones de Tulcán, Cayambe y Tabacundo, por los factores anotados.

Un crecimiento moderado del consumo comercial que oscila entre el 4% y 7% tienen los cantones de Ibarra, Otavalo, Atuntaqui, Cotacachi, Urcuquí, Pimampiro y Bolívar.

Finalmente existen cantones como Mira, El Angel y San Gabriel que registran crecimientos menores al 2% y otros inclusive presentan valores negativos.

### **c) Consumo Industrial**

A partir de 1992 hasta 1997 se ha desagregado el consumo industrial en artesanal y el correspondiente a grandes consumidores, con el propósito de analizar su incidencia en la proyección de la demanda.

De los cuadros se observa que el componente del consumo industrial artesanal frente al total, registra valores entre 0.5% y 2.5% a excepción de Otavalo y Atuntaqui cuyo componente es de 5% y 11% respectivamente.

Existen cantones que registran crecimientos de consumo industrial negativos o valores menores que la unidad como El Angel, Urcuquí, Pimampiro, Bolívar y Mira, mientras que en el resto de cantones existe un crecimiento moderado a partir de 1993 y 1994 entre un 5% y 7%, siendo en los cantones de Ibarra, Otavalo y Atuntaqui donde se registran los valores más altos del consumo de energía en kWh.

En los cantones Cayambe y Tabacundo el componente del consumo industrial especial frente al total esta entre el 56% y 68% del total por el asentamiento mayoritario de la

agroindustria en la zona. En orden de porcentaje decreciente están los cantones de Cotacachi, Otavalo, Atuntaqui, Ibarra, San Gabriel, Tulcán, El Angel y Urcuquí.

El crecimiento mayor del consumo de clientes especiales está en el rango del 20% al 30% en los cantones Tabacundo, Atuntaqui, Ibarra, Cotacachi, Urcuquí y San Gabriel, según se puede observar en el anexo 2. Un segundo grupo de cantones registra un crecimiento del consumo entre los rangos del 11% al 16% y corresponde a los cantones Otavalo, El Angel, Pimampiro y Cayambe.

#### **d) Consumo Entidades Oficiales**

El componente del consumo de entidades oficiales en todos los cantones es relativamente bajo, porcentaje que varía entre 1% y 3% aproximadamente.

En general los porcentajes de crecimiento son relativamente bajos, existiendo aún casos en que se presenten negativos.

#### **e) Consumo Alumbrado Público**

El registro del consumo de alumbrado público para EMELNORTE se realiza en forma global para todo el sistema, su crecimiento está en el orden del 7% y su componente dentro del consumo total es del 8.21%.

#### **f) Consumo Otros**

Este consumo comprende el resto de tarifas que no se han analizado en párrafos anteriores, teniendo una consideración especial el bombeo de agua en Ibarra y Otavalo.

La incidencia de este consumo frente al total, a excepción de Ibarra y Otavalo, está entre el 2% y 3%. En los dos cantones mencionados la incidencia es mayor en porcentaje, entre 5% y 7%.

### **II.6.3 Calculo de la Proyección de la Demanda para EMELNORTE**

De acuerdo a la metodología de proyección de la demanda propuesta para EMELNORTE, se realiza para el corto plazo dos tipos de proyección: a) A nivel del Sistema Total, y b) A nivel cantonal o subestación, con lo que se define el equipamiento en generación o compra de energía y el equipamiento del sistema de subtransmisión.

Uno de los datos básicos para la proyección de la demanda es la población, parámetro obtenido de los censos de la población y vivienda de los años 1982 y 1990 y proyectados para el período 1998 – 2002 como se observa en el anexo 3.

A partir de los datos estadísticos de consumos y número de clientes de 6 años, entre 1992 y 1997, se obtiene los parámetros para la proyección de la demanda de EMELNORTE desde el año de 1998 hasta el año 2002. La información recopilada se observa en los anexos 1, y 2.

Adicionalmente a los datos estadísticos del área Comercial, se recopilaron datos globales del sistema para determinar la información complementaria como es energía generada, factor de carga, pérdidas y demandas máximas, datos que se muestran en el anexo 4.

El análisis y la proyección de los diferentes parámetros se efectúa mediante el método de los mínimos cuadrados, con el cual se obtienen regresiones de tipo lineal, exponencial, logarítmica y potencial.

El detalle de la proyección a nivel Cantonal o Subestación así como a nivel Global, se los puede observar en el anexo 5. Se analizan tres escenarios que varían considerablemente en resultados por la incidencia del consumo de la Fábrica de Cementos Selva Alegre.

El resumen de las proyecciones se muestra en los cuadros:

AÑO	Sistema Total			Por Subestación		
	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]
1998	266.423	49.0	62.069	270.941	49.0	63.121
1999	282.404	49.1	65.658	278.045	49.1	66.737
2000	300.606	49.2	69.748	306.846	49.2	71.195
2001	318.426	49.2	73.882	325.580	49.2	75.542
2002	339.349	49.2	78.737	345.095	49.2	80.070
% Crec.	6.23		6.13	6.23		6.13

#### **CUADRO 4 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA SIN SELVA ALEGRE**

AÑO	Sistema Total			Por Subestación		
	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]
1998	299.054	51.0	66.938	303.577	51.0	67.951
1999	297.866	51.1	66.542	302.513	51.1	67.580
2000	316.054	51.1	70.605	322.301	51.1	72.001
2001	333.859	51.2	74.437	341.022	51.2	76.034
2002	354.771	51.2	79.100	360.523	51.2	80.382
% Crec.	4.36		4.26	4.39		4.29

#### **CUADRO 5 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA CON SELVA ALEGRE CASO 1**

AÑO	Sistema Total			Por Subestación		
	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]	Energía [MWh]	Factor de Carga [%]	Demanda Máxima [MW]
1998	299.054	51.5	66.288	303.577	51.5	67.291
1999	314.863	51.5	69.793	319.509	51.5	70.823
2000	333.011	51.6	73.672	339.258	51.6	75.054
2001	350.777	51.6	77.603	357.939	51.6	79.187
2002	371.649	51.6	82.020	377.401	51.6	83.493
% Crec.	5.58		5.47	5.59		5.54

**CUADRO 6 PROYECCIONES DE ENERGÍA Y POTENCIA CON SELVA  
ALEGRE CASO 2**

Como particularidades se observan que la demanda máxima en las proyecciones por subestación es ligeramente superior a la proyección del sistema total, debido a que no se ha considerado el factor de coincidencia de las demandas máximas por subestación. El factor de carga proyectado del sistema de EMELNORTE mejora con un aumento de consumo de Selva Alegre.

De los resultados detallados en el anexo 5, correspondiente a la proyección del sistema total, se concluye lo siguiente:

**a) Crecimiento de la Población**

El porcentaje de crecimiento de la población para el período de estudio es 1.47%, valor similar al registrado entre 1982 y 1990 que fue 1.5%, según lo determinan los censos de población y vivienda de estos años.

Para determinar el porcentaje de población servida se considera que por cada cliente residencial existen 4.5 personas dependientes, con lo cual la meta de la empresa según el estudio es pasar de un porcentaje de población servida del 86% en 1998 al 93% en el año 2002.

## **b) Crecimiento del Consumo Residencial**

El crecimiento histórico de este consumo entre 1992 y 1997 va de 70.001 MWh a 110.318 MWh, equivalente a 9.52%, y lo proyectado para el período 1999 – 2002 va de 117.549 MWh a 155.707 MWh, equivalente a 7.28%. Esta proyección refleja un porcentaje menor, debido a que se asume la influencia del costo de la tarifa residencial para los próximos 5 años, situación que no se dio en el período anterior, puesto que la tarifa estuvo congelada y subsidiada por el Gobierno.

## **c) Crecimiento del Consumo Comercial**

El porcentaje de crecimiento de clientes comerciales y sus consumos para los próximos años se mantiene similar al reflejado en el período histórico, puesto que no se vislumbran despegues considerables en el crecimiento de este sector debido a la difícil situación económica que vive el país.

## **d) Crecimiento del Consumo Industrial**

Para la proyección de este consumo se consideró el comportamiento histórico tanto del consumo industrial menor o artesanal, el especial o grandes consumidores y la fábrica de Cementos Selva Alegre, puesto que cada uno requiere un análisis particular.

Así, en la proyección global del sistema se consideran tres casos posibles de requerimientos de energía de Selva Alegre, por las posibilidades que tiene esta industria de auto abastecerse con su propia energía y/o comprar en forma directa a Generadores en el mercado mayorista. Las compras anuales están reflejadas en cada uno de los casos y tienen su base en los procesos de producción.

El crecimiento del consumo industrial especial tiene una disminución drástica, pasando

del crecimiento histórico de 19.35% al 7.17% en el proyectado. Esta disminución se debe a que a partir de Noviembre de 1998 entre en operación la planta hidráulica de Molinos La Unión en Cayambe y dejando de ser atendido por EMELNORTE. Su consumo anual es de aproximadamente 3'000.000 kWh y una demanda de 800 kW.

Por lo tanto el crecimiento del sector industrial especial se debe al desarrollo del sector florícola en las zonas de Cayambe y Tabacundo y en menor escala al asentamiento o crecimiento de otras industrias.

Para el sector industrial menor, en forma conservadora, se ha considerado un crecimiento del 5.02%, menor al histórico que fue del 8%, siguiendo la tendencia de los sectores.

#### **e) Crecimiento del Consumo de Entidades Oficiales**

La proyección de este consumo se mantiene similar al de años anteriores, puesto que no se prevén cambios sustanciales en su comportamiento.

#### **f) Crecimiento del Consumo de Alumbrado Público**

El porcentaje de crecimiento del consumo de alumbrado público para el próximo quinquenio es del 2.93%, menor al histórico que fue del 7.31%, debido a que dentro de las políticas de conservación de energía se prevé la instalación y cambio de luminarias actuales por otras que tengan menor consumo y mejor rendimiento.

#### **g) Crecimiento de Otros Consumos**

Para este tipo de consumo se prevé que en los próximos años mantendrá su tendencia histórica, ya que no existen factores que influyan en variaciones considerables. Dentro de este grupo están consideradas la tarifa de asistencia social, bombeo de agua, suministros.

En resumen, la energía facturada de todos los sectores en el período de estudio refleja crecimientos del 6.57% para el caso de proyección de la demanda del sistema total sin Selva Alegre, 4.73% para el caso de Selva Alegre 1 y 5.93% para el caso de Selva Alegre 2.

#### **h) Pérdidas de Energía**

Para los próximos años se ha previsto disminuir las pérdidas de energía del 14.5% al 13.4%, para lo cual la empresa deberá emprender en programas de control y reducción de pérdidas que permitan cumplir con este objetivo o quizá llegar a niveles más bajos dependiendo de los recursos disponibles para el efecto.

La incidencia de Selva Alegre se observa en cada uno de los casos y será considerada en los estudios posteriores de equipamiento y análisis financieros.

#### **i) Factor de Carga**

De los cuadros de comportamiento histórico del factor de carga, se considera una proyección para los próximos cinco años, tomando en cuenta además la incidencia del consumo de Selva Alegre en los tres escenarios.

#### **j) Demanda Máxima**

En los cuadros de proyección se observa el comportamiento de la demanda máxima del sistema, la misma que tienen variaciones por el comportamiento de Selva Alegre, variaciones que serán cuantificadas en los análisis posteriores.



## **II.6.4 Resultados de la Proyección de la Demanda por Subestación.**

De la proyección de la demanda por subestación se obtienen los siguientes resultados:

### **a) Subestación Tabacundo**

El crecimiento de la demanda global de la subestación Tabacundo para los próximos cinco años va de 21.224 MWh en 1998 a 31.125 MWh en el año 2.002, equivalente al 10% aproximadamente.

Este crecimiento es ligeramente superior al del Sistema Global, puesto que en los próximos años se estima se emprenderán programas de electrificación rural, lo cual incidirá en el crecimiento de nuevos clientes y por el desarrollo del sector agroindustrial de la zona.

De entre los sectores de consumo, los que mayor incidencia tienen en el porcentaje de crecimiento son el industrial especial y bombeo de agua (otros).

La demanda de potencia en el período de análisis se incrementará de 5.084 kW a 7.335 kW, las pérdidas de energía al igual que en el resto del sistema se estima reducir las del 14.6% al 13.5% en el final del período.

El equipamiento para esta subestación se lo realizará de acuerdo a las corridas de flujo de carga, el mismo que estará previsto en el tiempo oportuno para servir al cantón Pedro Moncayo.

### **b) Subestación Cayambe**

El crecimiento estimado de la demanda de energía para el cantón Cayambe en el período de análisis, va de 35.719 MWh a 46.442 MWh, equivalente al 6.8% aproximadamente, la demanda máxima se incrementará de 8.377 kW en 1.998 a 10.715 kW en el 2.002.

La proyección de la demanda de energía se ve afectada en su crecimiento para los próximos cinco años, por la salida de Molino “La Unión” que tiene un consumo estimado anual de 4’800.000 kWh y una demanda de potencia de 1.200 kW. Los sectores residencial y comercial se proyectan con valores similares al 11% por el grado de electrificación que tendrá Cayambe y el desarrollo de su comercio.

### **c) Subestación Otavalo**

La proyección de la demanda para el cantón Otavalo en el período de 1.998 – 2.002, tiene un crecimiento del 6.8%, similar al crecimiento del sistema.

Los sectores que mayor crecimiento tendrán en el período de proyección son el residencial y comercial. La demanda de potencia crece en 6.3% de 8.544 kW a 10.908 kW. La meta de reducción de pérdidas de energía es llegar a 13.5% en el año 2.002.

### **d) Subestación Cotacachi**

La proyección de la demanda de energía para el cantón Cotacachi, se lo realizó con un crecimiento del 6.14%, dándonos como resultado el incremento de energía de 10.062 MWh en el año 1.998 a 12.772 MWh en el año 2.002; su demanda en el mismo período crece de 2.673 kW a 3.279 kW, la meta fijada en la reducción de pérdidas es similar a los casos anteriores.

Los porcentajes de crecimiento de la demanda de los diferentes sectores se mantienen similares a los del sistema total.

### **e) Subestación Atuntaqui**

El equipamiento para la subestación se determina en base a los requerimientos de

energía que tendrá el cantón Antonio Ante en el período 1.998 – 2.002.

De los resultados de proyección, se obtienen un crecimiento de la demanda de energía del 6.61% y de la potencia del 6.16%. La energía anual inicial del período será de 12.966 MWh llegando a 16.746 MWh al final, esto es en el año 2.002.

En este cantón se destaca en mayor porcentaje, la proyección de la tarifa industrial, que llega a crecer en el 12.7% aproximadamente para el período.

#### **f) Subestación Diesel, Retorno y San Agustín**

Los requerimientos de energía de los cantones Ibarra, Pimampiro y Urcuquí para los próximos cinco años serán atendidos por las tres subestaciones. Las proyecciones se realizaron en base a la redistribución de alimentadores y por consiguiente de los clientes servidos por los mismos.

Los resultados de las proyecciones de la demanda de energía y potencia se pueden observar en el anexo 5.

#### **g) Subestación Chota**

La proyección de la demanda para esta subestación, considera a las zonas del Valle del Chota, parte del cantón Mira y el cantón Pimampiro.

Los porcentajes de crecimiento de la demanda son menores que la del Sistema Global en un 50%, su valor alcanza al 3.71% para el período de estudio y se consideran estos valores aceptables puesto que esta zona tiene pocas perspectivas de desarrollo.

La energía facturada para 1.998 es de 13.625 MWh y para el año 2.002 de 15.762 MWh; su potencia crecerá de 3.717 kW a 4.228 a final del período.

## **h) Subestación El Angel**

Los requerimientos de equipamiento para la subestación El Angel están determinados por la proyección de la demanda de energía del cantón Espejo y cantón Mira.

Estas áreas al igual que las analizadas en el literal anterior, tienen pocas posibilidades de desarrollo comercial o industrial, situación que se refleja en los resultados de las proyecciones del anexo 5.

El porcentaje de crecimiento de la demanda es 3.61% con valores que van de 4.324 MWh en 1.998 a 4.983 MWh en el año 2.002; la demanda de potencia evolucionará de 1.445 Kw a inicio del período hasta 1.636 en el final del mismo.

Como en los casos anteriores la meta de reducción de pérdidas para el año 2.002 es llegar al 13.5%.

## **i) Subestación San Gabriel**

El crecimiento de la demanda de energía de los cantones Montufar y Bolívar los cuales son atendidos por la subestación San Gabriel, va de 14.932 MWh en 1.998 a 18.666 MWh en el año 2.002. Su demanda de potencia en el mismo período crece de 4.636 kW a 5.702 kW.

En esta zona para los próximos años, se prevé un crecimiento considerable del sector industrial, por el asentamiento de industrias procesadoras de leche y derivados; los otros sectores tendrán un crecimiento normal.

## **j) Subestación Tulcán y Camal**

La demanda de energía que tendrán en los próximos cinco años los cantones Tulcán y Huaca, será atendida por las subestaciones Tulcán y El Camal.

La distribución de carga está relacionada con la disposición de alimentadores y por consiguiente de clientes servidos por los mismos. Los resultados de estos requerimientos se pueden observar en el anexo 5 y podemos comentar que el porcentaje de crecimiento de los diferentes sectores de consumo es aceptable y se encuentra dentro de los porcentajes de crecimiento de la proyección global del sistema.

Para estas áreas geográficas se consideró que EMELNORTE ejecutará programas de reducción de pérdidas de energía, para llegar a una reducción en el período del 14.6% al 13.5%.

# CAPITULO III. METODOLOGÍA PARA DEFINIR EL EQUIPAMIENTO

## III.1 Introducción

Siendo la energía eléctrica un elemento básico para el desarrollo de los pueblos y debido al crecimiento de los requerimientos de la demanda, el sector eléctrico tiene que enfrentar el reto de atender esta necesidad, mediante programas de expansión de su sistema, de tal manera de garantizar y asegurar el servicio en las mejores condiciones técnicas y económicas, no solo para cubrir los requerimientos actuales sino también los futuros.

Este reto impuesto al sector eléctrico y por las características que presenta el mismo, da lugar a que sea necesario abordar varias consideraciones en la definición de sistema eléctrico más adecuado, siendo las principales las siguientes:

- a) La necesidad de que el sistema eléctrico tenga una respuesta instantánea a las variaciones del consumo, lo que determina una fuerte dependencia entre oferta y demanda, y
- b) El grado de confiabilidad que hay que garantizar al usuario, trae como consecuencia la determinación de la alternativa de equipamiento más adecuada para llegar al cliente con el servicio.

Dentro de este contexto y tratándose de los medios de producción, existe en el sector eléctrico Ecuatoriano el propósito de dar mayor impulso a los recursos renovables y en particular el hidroeléctrico. La necesidad de realizar inventarios de estos recursos, ha cobrado gran importancia especialmente para estar en condiciones de efectuar las elecciones más racionales, aprovechando las construcciones de las obras económicamente más justificables.

Este procedimiento ha dado lugar al desarrollo de las redes de transporte entre centros

de producción y centros de consumo, es así que el INECEL para lograr estos objetivos se vio obligado a implementar una serie de directrices que le permitan disponer de herramientas ágiles para efectuar estudios de planificación de los sistemas eléctricos, encaminados a seleccionar las mejores alternativas de expansión, analizar el mercado eléctrico, definir un plan de obras y las políticas financieras para su ejecución.

En términos particulares se puede afirmar que a nivel de empresas eléctricas no ha existido un esquema determinado para la planificación de su expansión, razón por la cual uno de los objetivos de este capítulo es presentar directrices básicas concernientes a las actividades de planificación, en la parte referente a determinar el equipamiento de los sistemas eléctricos de distribución de energía.

### **III.1.1      Objetivo**

Los objetivos de un SEP son expresados en los siguientes puntos:

- a) Generar energía eléctrica en cantidades suficientes para suministrarla en cualquier lugar que se lo necesite dentro del área de servicio.
- b) Transmitir o suministrar la energía a los centros de consumo con la suficiente capacidad de atender las cargas variables de potencia y energía.
- c) Distribuir la energía eléctrica a los consumidores individuales en la forma más adecuada y al menor costo, esto es, cumplimiento de requisitos de calidad, determinados por frecuencia, voltaje y confiabilidad dentro de límites establecidos.

### **III.1.2      Estructura**

En forma amplia los tres componentes básicos de un sistema eléctrico de potencia son: Sistemas de generación, transmisión y distribución.

El sistema de generación está constituido por las centrales generadoras térmicas, hidráulicas, eólicas, solares, etc.; mientras que el sistema de transmisión está compuesto de subestaciones elevadoras y reductoras y líneas de transmisión que conectan las centrales con subestaciones importantes.

El sistema de distribución está formado por subestaciones transformadoras y líneas que conectan estas subestaciones con consumidores individuales de cierta región o área. Por lo tanto este es el sistema que corresponde analizar a nivel de empresas eléctricas, tanto en su comportamiento actual como en el futuro.

### **III.1.3 Períodos de Estudio**

Las diferentes dificultades que se presentan en la planificación de un SEP están determinadas por los altos costos de capital, largos tiempos de construcción y diferente vida útil de los equipos, situación que obliga a realizar análisis detallados para elegir la alternativa más adecuada de equipamiento, en base a un conjunto de estudios en períodos de corto, mediano y largo plazo.

#### **a) Corto Plazo**

En períodos de corto plazo los estudios de generación son realizados con mucho detalle considerando la proyección de la demanda y factores como costos de operación, mantenimiento y combustible para tomar las decisiones definitivas de la culminación de obras en construcción o la decisión de la ejecución de nuevas obras.

En la etapa de transmisión y subtransmisión y conociendo que el comportamiento de la demanda va a tener exactitud de acuerdo a su previsión, se puede disponer de un despacho económico de plantas de generación, los estudios de flujos de carga, cortos circuitos y estabilidad.



Los estudios para determinar la mejor alternativa de equipamiento se llevan a cabo con mayor exactitud o detalle a fin de buscar la opción que técnica y económicamente pueda llevarse a ejecución con el fin de preservar la estabilidad del sistema.

## **b) Mediano Plazo**

En este período se toma en cuenta la incertidumbre que afecta a la demanda, la oferta y los recursos económicos del país, es necesario recurrir a técnicas de estrategias operacionales que determinen una mayor flexibilidad del sistema eléctrico para atender los cambios de la demanda.

Así, tomando en cuenta el tiempo de ejecución de centrales hidroeléctricas mayores (10 años), los estudios técnico económico financieros, definen la entrada en operación de un nuevo proyecto que deba añadirse al sistema. El detalle de los estudios permite tener un amplio análisis de sensibilidad de los costos de combustible, equipos y maquinaria, mano de obra y cronogramas de ejecución, consumo eléctrico, etc.

Conociendo con cierta exactitud el comportamiento de la demanda y ubicación de centrales de generación, a la vez que el tiempo de construcción de las líneas, los estudios en la etapa de transmisión para el mediano plazo están orientados a conocer en forma exacta los niveles de voltaje requeridos, la transferencia de potencia en líneas y subestaciones, los costos de inversión y operación.

El análisis para el sistema de subtransmisión tiene las mismas características que para el sistema de transmisión.

## **c) Largo Plazo**

La finalidad de los estudios de largo plazo en generación es establecer lineamientos

de las características que el sistema tendrá en el futuro, de tal manera que permita tener una visión del tipo de planta y ubicación para cubrir el suministro de energía futuro. Los estudios toman en cuenta el comportamiento futuro de la demanda de acuerdo a los escenarios establecidos, según la tendencia de comportamiento socio económico del país.

Como el propósito es comparar grandes opciones, no se requiere de una gran precisión en los estudios, cuyas principales consideraciones son los criterios de seguridad y estimación de costos de inversión. Aunque los estudios no precisan los resultados, estos permiten escoger los proyectos económicamente más atractivos y por lo tanto se establece la conveniencia de continuar con los estudios de prefactibilidad o factibilidad.

En los estudios de largo plazo de la etapa de transmisión, se analizan las diferentes alternativas de equipamiento, tomando en cuenta el desarrollo que se va a dar al aprovechamiento de los recursos energéticos antes mencionados.

En esta etapa se definen los lineamientos generales respecto a la evolución de redes con niveles de voltaje, tipo de conexión, ampliaciones, etc.

El propósito de los estudios de subtransmisión es conocer las formas de acoplamiento a la estructura de la red principal del sistema establecido por el mediano plazo, con el fin de facilitar un crecimiento económico de las distintas etapas del sistema eléctrico.

## **III.2 Equipamiento para Sistemas de Distribución de EMELNORTE**

La fase de estudios para el equipamiento de los sistemas de distribución debe estar orientada a definir la mejor alternativa técnico económica y financiera en las etapas de subtransmisión. Considerando que la mayoría de empresas eléctricas se encuentran integradas al sistema nacional interconectado, en la fase de equipamiento en generación, únicamente se orientará el estudio a definir el déficit de las empresas que será cubierto por el

SNI.

El desenvolvimiento de los estudios en los niveles anotados, tendientes a definir el equipamiento del sistema de distribución, dependerá básicamente en igual forma de la información del estudio que se realice de la demanda o mercado eléctrico en los diferentes niveles.

### **III.2.1 Equipamiento en Generación**

Su definición se basa en los resultados que arrojen los balances de potencia y energía en primera instancia, luego de lo cual se pasará a determinar los déficit de estos dos conceptos, que serán cubiertos por los generadores o por una nueva central de generación.

#### **III.2.1.1 Definición de Compra de Potencia y Energía**

En la definición de la compra de potencia y energía en el Mercado Eléctrico Mayorista MEM, deben considerarse los siguientes lineamientos generales:

- a) Atender la necesidad de energía, utilizando al máximo la generación de sus centrales hidráulicas, hasta que se defina la nueva estructura de la empresa. En el análisis se considera que EMELNORTE continuará con sus unidades de generación disponibles, hasta su escisión.
- b) Comprar al MEM la potencia y energía que se necesite, en las mejores condiciones técnicas y económicas.

### **III.2.1.2 Balance de Potencia**

El primer paso en la definición de compra de potencia y energía en EMELNORTE será determinar el déficit o superávit de la potencia efectiva instalada, frente a la demanda requerida mediante el balance de potencia.

Estos balances se realizarán en forma anual, estacional, mensual u horaria, considerando además variaciones de las cargas especiales y la definición que a futuro se tendrá del mercado mayorista.

En el anexo 7 se encuentra el listado de las centrales de generación que dispone EMELNORTE, en el que se señala tanto la disponibilidad de potencia efectiva como su energía, valores que conjuntamente con las demandas del cuadro 5 permitirán determinar el déficit de potencia de EMELNORTE.

### **III.2.1.3 Balance de Energía**

Definidos los requerimientos de potencia, el siguiente paso es realizar los balances de energía, que definan los déficits y su posterior compra.

La determinación de los déficits de energía al igual que los de potencia, se los puede realizar en forma anual, estacional, mensual u horaria, considerando la influencia de cargas especiales.

En el anexo 7 se encuentra el listado de centrales con sus disponibilidades de generación actual.

La inclusión del factor de carga en el balance energético permite finalmente definir las compras de potencia y energía. El factor de carga utilizado es el resultante del análisis de su

comportamiento histórico y el proyectado para los próximos años.

En el anexo 4 se observa el factor de carga hasta 1998.

### **III.2.2 Equipamiento para el Sistema de Subtransmisión de EMELNORTE**

El objetivo del estudio de equipamiento de subtransmisión de EMELNORTE es definir técnica y económicamente el programa de obras del sistema de subtransmisión para el período 1998 – 2002 considerando como caso base, el esquema de 1998.

Para este efecto se utiliza la proyección de la demanda de EMELNORTE a nivel de subestaciones que es utilizada en los flujos de potencia, los mismos que se realizan en condiciones de demanda máxima y demanda mínima. Las alternativas a que se llegan toman en cuenta los aspectos técnicos dentro de condiciones económicamente razonables.

El programa de flujos de potencia que se utiliza es el POWERWORLD Versión 4.2 de propiedad de EMELNORTE.

El sistema actual de subtransmisión según el anexo x, tiene su soporte en las entregas que realiza el SNI en las subestaciones Bellavista de Ibarra y Tulcán de Tulcán, las mismas que son alimentadas a 138 kV partiendo de la S/E Vicentina de Quito.

#### **III.2.2.1 Esquema del Sistema de Subtransmision a 34.5 kV**

En Ibarra, la S/E Bellavista tiene un transformador de reducción de voltaje de 138 kV a 34.5 kV, con una capacidad de 30/40/50 MVA y presta servicio a la S/E Diesel ubicada en la ciudad de Ibarra con una capacidad instalada de 13 MVA; alimenta la fábrica de cemento

Selva Alegre cuyo transformador de llegada tiene una capacidad instalada de 10 MVA; alimenta a la S/E Atuntaqui ubicada en el cantón Antonio Ante, de donde se sirve a los cantones de Cotacachi y Antonio Ante, su capacidad instalada es de 7.5 MVA, finalmente a nivel de 34.5 se alimenta a la S/E de Tabacundo, cuya capacidad instalada es de 3.75 MVA para servir al cantón Pedro Moncayo.

Es necesario anotar además que las barras de 13.8 kV que alimentan a Atuntaqui y Cotacachi, disponen de generación local hidráulica de 360 kW y 380 kW respectivamente.

### **III.2.2.2 Esquema del Sistema de subtransmisión a 69 kV**

Las subestaciones de 69 kV de EMELNORTE están alimentadas del SNI a través de Bellavista y Tulcán.

La S/E Bellavista tiene instalado un transformador de 20/27/33 MVA, de relación de voltaje 138/69, al igual que en la S/E Tulcán. Con estos transformadores se presta servicio a las subestaciones Cayambe, Otavalo, El Retorno, San Gabriel y Tulcán, cuyas capacidades son 10/12.5 MVA, El Chota de 5 MVA, y El Angel de 2.5 MVA.

Al igual que en el sistema de 34.5 kV, en éste se dispone de generación local en San Miguel de Car y la Playa en Tulcán y mini centrales en San Gabriel y Espejo.

Las características de líneas de transmisión, transformadores y generadores se muestran en los anexos 7 y 8.

## **III.3 Estudios de Flujos de Potencia**

El objetivo principal de los flujos de potencia es calcular los niveles de estado,

módulos y ángulos de los voltajes de barra, del sistema eléctrico de potencia. Estos estudios se realizan para condiciones tanto normales como críticas, cuyos resultados permitirán tomar acciones tendientes a mejorar las condiciones de operación del sistema real y planificar la expansión del sistema de acuerdo al crecimiento de la demanda.

El alcance de los estudios para el desarrollo de la tesis está encaminado a definir el programa de expansión de los nuevos esquemas de subtransmisión de EMELNORTE hasta el año 2002. El área operativa será la encargada de realizar el análisis de contingencias a lo largo del tiempo.

### **III.3.1 Metodología del Estudio de Flujos de Potencia**

Considerando el esquema base de subtransmisión de 1998, se realizan flujos de potencia en condiciones normales de operación de máxima y mínima demanda.

En definitiva el estudio permite obtener los siguientes resultados:

- Flujos de potencia activa y reactiva en líneas y transformadores.
- Niveles de voltaje en todas las barras del sistema
- Pérdidas de potencia activa y reactiva
- Número de líneas o circuitos requeridos para suplir la demanda.
- Ubicación de capacitores.
- Operación de los taps de transformadores.

El estudio de flujos de potencia de un sistema eléctrico requiere de información refuida ala configuración topológica de la red, la distribución y magnitud de cargas y generadores, presentada en un diagrama unifilar para introducirlos en el programa computacional.

El diagrama unifilar debe indicar los siguientes elementos:

Las Barras de Generación y Carga, las Líneas de transmisión e interconexión, conexión reactiva y transformadores.

- a) Con esta información se determina el flujo de potencia para el caso base, en condiciones normales de operación, el mismo que una vez establecido, permitirá introducir cambios como los siguientes: Salida o ingreso de líneas, aumento de carga en barras, cambios de niveles de voltaje, cambios de taps, aumento o disminución de generación, aumento o disminución de reactivos de compensación, cambio de capacidad de transformadores, etc.

Se utiliza la siguiente información: Proyección de la demanda por subestación período 1998 – 2002, disponibilidades de generación según los respectivos anexos, y características eléctricas de los componentes del sistema.

Se establecen los principales aspectos técnicos con el propósito de conseguir adecuadas condiciones de operación del sistema eléctrico como las siguientes:

- a) **Capacidad de transferencia:** La máxima transferencia de potencia estará dada por el límite térmico de las líneas de transmisión y por la capacidad máxima permitida por los transformadores.
- b) **Generación:** Se ha considerado aquellos generadores locales que se encontrarán en operación en el período, y para cubrir el déficit se hará con el aporte del SNI y generadores privados.
- c) **Barra oscilante:** Para el balance de potencia activa y reactiva, será considerada como barra oscilante la de 138 kV de la subestación Bellavista, inicialmente, para luego considerar la barra de 138 kV denominada Chavespamba, ubicada en Tabacundo.
- d) **Compensación de reactivos:** El equipamiento para compensación reactiva se realizará mediante capacitores localizados en el sistema de distribución o barras a 13.8



kV.

- e) **Factor de potencia:** El factor de potencia promedio de la carga se adapta en un valor igual a 0.92 por no disponer de medidores y por ser el factor exigido por las regulaciones vigentes.
- f) **Regulación de voltaje:** Los límites de voltaje en condiciones normales a nivel de barras de 13.8 kV se definen en 1.05 p.u. como valor máximo y 0.95 p.u. como valor.
- g) **Demanda mínima:** Los valores de demanda mínima son definidos como el 30% de los valores de demanda máxima.

### **III.3.2 Resultados del Estudio de Flujos de Potencia en Componentes de Demanda**

Los resultados de flujos de potencia para los años 1998, 1999, 2000, 2001 y 2002 en condiciones de demanda máxima se detallan en los siguientes párrafos.

#### **III.3.2.1 Resultados de Flujos de Potencia del Año Base 1998**

En el anexo 9 se muestra en detalle los diagramas unifilares, valores de flujos de potencia, voltajes y ángulos, pérdidas de potencia, generación y cargas del sistema eléctrico de EMELNORTE.

Los resultados más importantes obtenidos de este análisis son los siguientes:

- No existen sobrecargas en ninguna de las líneas del sistema de 13.8 kV, 34.5 kV, 69 kV y 138kV, ni en equipos de transformación.
- Con el propósito de evitar cargas en los transformadores de subestaciones que tienen generación local propia, es necesario mantener en buenas condiciones de operación a estos equipos para su funcionamiento, especialmente en las horas de máxima

demanda.

- Los valores de voltaje a nivel de barras en su mayoría son buenos y cercanos a 1.0 p.u.
- La compensación de capacitores en las barras de 13.8 kV de las subestaciones El Retorno (1.8MVAR), Diesel (1.8MVAR), Cotacachi (1.8MVAR), Tabacundo (1.2MVAR), Otavalo (2.4MVAR) y Cayambe (3MVAR) a más de mejorar los niveles de voltaje de la barra permite disminuir el flujo de potencia reactiva a través de los transformadores, con lo que se consigue disminuir el riesgo de sobrepasar la capacidad nominal.
- En el anexo 10 se señala la operación de los taps fijos para 1998.
- Las pérdidas del sistema de distribución son admisibles y equivalentes al 2% de la carga como puede apreciarse en el anexo 11.
- Para este año el transformador de Bellavista 138/69 kV tiene una carga del 87% aproximadamente, mientras que el de Tulcán del mismo voltaje tiene una carga del 34%.

### **III.3.2.2 Resultados de Flujos de Potencia Año 1999**

Para este año, se tiene prevista la instalación de la subestación San Agustín a 69 kV en la ciudad de Ibarra con una capacidad nominal de 10 MVA y la instalación de la subestación Cotacachi en Cotacachi a un nivel de 69 kV y con una capacidad de 5 MVA.

Desde enero de 1999 se inyecta generación hidráulica a la barra de 13.8 kV de la S/E Cayambe, proveniente de la compra de energía a la fábrica Molinos la Unión con una potencia contratada de 0.8 MW, por dos años.

De los resultados obtenidos en el flujo de potencia se desprende lo siguiente:

- Mientras se realiza el montaje de las nuevas subestaciones, que se estima entrarán en funcionamiento el último trimestre de 1999, se debe transferir carga de la S/E

Cayambe a la S/E Tabacundo, para evitar sobrecarga en la primera y cargar en forma adecuada a la segunda. Los valores de carga a los que deben funcionar las subestaciones se señalan en el anexo 5.

- Los capacitores se deben reubicar como se señalan en el cuadro 7:

Subestación	Capacidad a instalarse	Observaciones
S/E Chota	1.2 MVAR	Sale de Tabacundo
S/E Diesel	1.8 MVAR	
S/E Atuntaqui	1.8 MVAR	
S/E Tabacundo	3.0 MVAR	Sale de Cayambe
S/E Otavalo	2.4 MVAR	
S/E Cayambe	1.8 MVAR	Sale del Retorno

### ***CUADRO 7 UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL AÑO 1999***

Estos capacitores deben funcionar en las horas de demanda máxima y salir de servicio con mínima demanda.

- Con la inclusión de las nuevas subestaciones se descargan los transformadores de la S/E Diesel y Atuntaqui y nos quedando dos opciones para ocupar el anillo de 69 kV, abierto o cerrado, en el sector norte de Ibarra, desde la subestación Chota hasta Tulcán.

Las opciones quedarían de la siguiente manera:

- a) Abrir la línea Ibarra - Chota, con lo cual el transformador de 69 kV de Bellavista llega a tener una carga del 94% y se registran pérdidas de potencia en el sistema de 1615 Kw, equivalente al 2.3%.
- b) Cerrar la línea Ibarra - Chota, opción con la cual el transformador de Bellavista funcionaría con una carga del 103% y las pérdidas de potencia para este caso disminuirían ligeramente a 1501 kW, equivalente al 2.1%.

Es Recomendable para este año funcionar con la línea abierta para evitar riesgos de

sobrecarga en el transformador antes mencionado, que de colapsar sería de graves consecuencias para EMELNORTE.

- No existen sobrecargas en las líneas y transformadores del sistema.
- Al igual que en el caso base (año 1998), es necesario señalar que se debe mantener en condiciones adecuadas el parque generador de EMELNORTE para su operación, especialmente, en las horas de máxima demanda.
- En este año, a excepción de la barra de Tabacundo a nivel de 34.5 kV, las otras barras especialmente las de carga, mantienen niveles adecuados de voltaje.
- En el anexo 10 se presentan los detalles de operación de los taps de transformadores.
- Las pérdidas de potencia para este año son aceptables, puesto que no sobrepasan el 3%, ver anexo 11.

### **III.3.2.3 Resultados de Flujos de Potencia Año 2000**

Considerando que hasta fines del año 1999 se instalaran las subestaciones de San Agustín y Cayambe a 69 kV, para el año 2000 se tiene previsto la reubicación del transformador disponible de la S/E Atuntaqui que servía al cantón Cotacachi, a la subestación Tabacundo, con lo cual se tendría una potencia instalada de 6.3 MVA.

Del análisis de flujo de potencia para el año 2000, se desprenden los siguientes resultados:

- No existen sobrecargas en líneas y transformadores del sistema.
- Los niveles de voltaje en las barras de carga son adecuados.
- Con la línea abierta Ibarra - Chota, el transformador de Bellavista a 69 kV, llega a tener una carga del 97% en máxima demanda, mientras que el transformador de Tulcán tiene una carga del 50%. El mantener cerrada la línea antes citada, significaría que el transformador de Bellavista a 69 kV se sobrecarge en el 108%.

- Se deben ubicar capacitores en las barras de carga para operar en máxima demanda y permanecer fuera de servicio en mínima demanda de acuerdo al siguiente detalle:

Subestación	Capacidad a instalarse	Observaciones
S/E Diesel	1.8 MVAR	
S/E Atuntaqui	1.8 MVAR	
S/E Tabacundo	3.0 MVAR	1.2 + 1.8 MVAR
S/E Otavalo	2.4 MVAR	
S/E Cayambe	3.0 MVAR	

### ***CUADRO 8 UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL AÑO 2000***

- En el anexo 10 se presentan los detalles de operación de taps de transformadores.
- Las pérdidas de potencia son aceptables puesto que no superan el 3%, según se aprecia en el anexo 11.

### **III.3.2.4 Resultados de Flujos de Potencia Año 2001**

A partir del año 1999 EMELNORTE debe realizar los trámites correspondientes para conseguir de la futura empresa de transmisión, que por ley tendrá que formarse, se construya la nueva subestación 138/69 kV en Tabacundo, sitio en el que para el período de estudio se considera debe instalarse una subestación de transformación de 20/27/33 MVA, que atienda el crecimiento de la carga de la zona de Cayambe y Tabacundo.

De igual forma EMELNORTE debe prever la construcción de la nueva línea Cayambe Tabacundo a 69 kV y la nueva subestación Tabacundo a 69 kV con una capacidad nominal de 10 MVA.

Cumplidos los objetivos antes señalados, en Otavalo debe rehabilitarse la S/E San Vicente que operará a 34.5 kV, en este sitio inicialmente se debe ubicar el transformador de 3.75 kVA que sale de Tabacundo y a medida que la carga crezca se debe instalar el

transformador de 2.5 kV que sale del mismo lugar, esta operación se realiza para utilizarlo en mejor forma el transformador 138/34.5 kV de Bellavista.

Con las implementaciones de los nuevos equipamientos, a partir de este año se cierra la línea Ibarra - Chota con lo cual se obtendría mayor confiabilidad en el sistema a más de disminuir las pérdidas de potencia de transmisión.

De los estudios de flujos de potencia se desprenden los siguientes resultados:

- No existen sobrecargas en líneas y transformadores.
- Los valores de voltaje a nivel de barras de carga son buenos y cercanos a 1 p.u.
- Es necesario mantener la generación hidráulica en condiciones de confiabilidad.

Se deben ubicar los capacitores de acuerdo al siguiente listado:

Subestación	Capacidad a instalarse	Observaciones
S/E la Playa	1.2 MVAR	Sale de Tabacundo
S/E Chota	1.8 MVAR	Sale de la Diesel
S/E Atuntaqui	1.8 MVAR	
S/E Otavalo	2.4 MVAR	
S/E Cayambe	3.0 MVAR	
S/E San Vicente	1.8 MVAR	Sale de Tabacundo

### ***CUADRO 9 UBICACIÓN DE CAPACITORES EN EL AÑO 2001***

- En el anexo 10 se presenta la ubicación de taps de los transformadores con los cuales se operará en este año para mantener los niveles de voltaje adecuados, especialmente en las barras de carga.
- Los niveles de pérdidas de potencia en este año son menores que los del año anterior y según el anexo 11 aceptables, puesto que no sobrepasan el 3%.
- El sistema puede operar con la línea Ibarra - Chota abierta, aunque las pérdidas de

potencia aumentan ligeramente de 1.821 kW x% a 2.046 kW x%, perdiendo cierto grado de confiabilidad, que no es recomendable.

### **III.3.2.5 Resultados de Flujos de Potencia Año 2002**

Para este año se mantiene el esquema de subtransmisión de EMELNORTE similar al año 2001.

De los resultados de flujos de potencia, se deduce lo siguiente:

- No existen sobrecargas en líneas y transformadores del sistema.
- Los niveles de voltaje en las barras de carga son adecuados y cercanos a 1 p.u.
- Debe mantenerse el parque generador en condiciones de confiabilidad para evitar sobrecargas en transformadores.
- Los capacitores deben permanecer en los sitios señalados en el caso anterior, conectados en carga máxima y desconectados en carga mínima.
- En este año, en caso de funcionar el sistema eléctrico con la línea Ibarra - Chota abierta, se debe instalar capacitores en la barra 42 de 69 kV de la S/E del SNI en Tulcán; los capacitores deben tener una capacidad de 5 MVAR.
- Los taps deben funcionar en las posiciones señaladas en el anexo 10.
- Los niveles de pérdidas son adecuados y no sobrepasan el 3%.
- Para descargar el transformador de Cayambe a nivel de alimentadores, se debe equilibrar la carga con la subestación Tabacundo.

### **III.3.2.6 Resultado del Estudio de Flujos de Potencia Demanda Mínima**

Los estudios de flujo de potencia en condiciones de demanda mínima se efectuaron para cada uno de los años del período 1998–2002, de los cuales se desprenden los siguientes

resultados:

- La compensación de capacitores que fue necesario realizarla para mantener los voltajes adecuados en carga máxima, debe desconectarse en condiciones de carga mínima.
- La posición de taps de los transformadores de 34.5 kV y 69 kV, se mantienen en la misma posición que cuando operan en condiciones de carga máxima.
- Los voltajes en las barras de carga se mantienen en un nivel adecuado y dentro de los límites fijados.
- Se puede dejar de operar centrales de generación locales en condiciones de funcionamiento del sistema de carga mínima.
- Las pérdidas de potencia son mínimas y están en el orden del 2%.

Los resultados de flujos de potencia en líneas y barras para condiciones de carga mínima se muestran en el anexo 9.



# **CAPITULO IV. METODOLOGIA PARA EL ANALISIS FINANCIERO**

## **IV.1 Introducción**

De acuerdo con el proceso integral de Planificación, indicado en el gráfico 1, una vez que los programas de la empresa han sido evaluados desde el punto de vista técnico y económico, se hace necesario someterlos a la factibilidad financiera. El análisis y proyección financiera de la empresa, proceso que tiene que mostrar en suma, inversiones, proyección de los ingresos, gastos y formas de financiamiento, determina los proyectos que se realizarán en un período.

Su proyección financiera tiene por objeto determinar el déficit o superávit de un ejercicio económico.

Este capítulo por lo tanto, tiene el objetivo de presentar en forma ordenada, los lineamientos y procedimientos generales que deben seguirse en la elaboración de la proyección financiera para una empresa eléctrica.

Los principales documentos financieros, conceptos y procedimientos empleados estarán reglamentados por el Sistema Uniforme de Cuentas, según resolución de la gerencia de INECEL No. 030 98 del 30 de marzo de 1998, decreto para la fijación de tarifas de suministro de energía eléctrica y otros reglamentos que rigen al sector eléctrico ecuatoriano.

## **IV.2 Esquema Básico para el Análisis Financiero**

El conjunto de documentos necesarios para el análisis financiero de la Empresa Eléctrica y utilizados para la realización de una proyección financiera, son aquellos

relacionados con los gastos e ingresos efectuados para la ejecución y funcionamiento de un plan de obras.

#### **IV.2.1 Balance General**

El balance general muestra la condición financiera y de patrimonio, versus los activos al final del período económico de una empresa.

Pasivos + Patrimonio = Activo

A continuación se presentan el formato del balance de la empresa:

### **EMPRESA ELECTRICA NORTE**

#### **BALANCE GENERAL**

**Al 31 de Diciembre de 1998**

##### **CUENTAS DEL ACTIVO**

##### **ACTIVOS CORRIENTES**

##### **DISPONIBLE**

101 CAJA GENERAL

102 BANCOS

105 FONDOS ROTATIVOS

106 INVERSIONES TEMPORALES DE CAJA

##### **EXIGIBLES**

111 DOCUMENTOS POR COBRAR

112 CUENTAS POR COBRAR CONSUMIDORES

113 OTRAS CUENTAS POR COBRAR

114 PROV. ACUM. PARA CUENTAS INCOBRABLES

##### **INVENTARIOS**

121 BODEGAS

122 COMBUSTIBLE Y LUBRICANTES  
125 COMPRAS LOCALES EN TRANSITO

**OTROS ACTIVOS CORRIENTES**

131 INTERESES Y DIVIDENDOS POR COBRAR  
139 OTROS ACTIVOS CORRIENTES

**ACTIVO FIJO**

**ACTIVO FIJO DEPRECIABLE**

141 BIENES E INSTALACIONES DE SERVICIO

**ACTIVO FIJO NO DEPRECIABLE**

147 OBRAS EN CONSTRUCCION DE B E I EN SERVICIO  
148 BIENES E INSTALACIONES EN PROCESO DE RECLASIFICACION

**DEPRECIACIÓN ACUMULADA**

151 DEPRECIACION ACUM. DE B E INST. EN SERVICIO

**OTROS ACTIVOS**

**ESTUDIOS Y OBRAS**

173 OBRAS POR CUENTA DE CONSUMIDORES  
177 ESTUDIO DE FACTIB. Y DISEÑO DE OBRAS

**ACTIVO DIFERIDO**

182 PAGOS ANTICIPADOS  
184 CUENTAS POR LIQUIDAR  
189 OTROS DEBITOS DIFERIDOS

**TOTAL ACTIVOS**

**CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS**

197 CUENTAS DE ORDEN DEUDORAS

**CUENTAS DEL PASIVO**

**PASIVO CORRIENTE**

201 DOCUMENTOS POR PAGAR  
203 CUENTAS POR PAGAR  
206 OBLIG. PATRON Y RET. A FAVOR DE TERCEROS  
209 OTROS PASIVOS CORRIENTES

### **PASIVOS A LARGO PLAZO**

223 PRESTAMOS POR PAGAR A INECEL

### **PASIVO DIFERIDO**

242 ANTICIPO PARA CONSTRUCCIONES

249 OTROS CREDITOS DIFERIDOS

### **CUENTAS DE PATRIMONIO**

#### **CAPITAL SOCIAL**

301 ACCIONES ORDINARIAS

#### **APORTACIONES Y ASIGNACIONES**

311 APORTAC. PARA FUTURA CAPITALIZACION

#### **RESERVAS**

321 RESERVA LEGAL

324 RESERVA POR REVAL. DE PATRIMONIO

#### **DONACIONES Y CONTRIBUCIONES**

335 DONACIONES DE CAPITAL Y CONTR. RECIB

#### **RESULTADOS**

341 RESULTADO DEL EJERCICIO CORRIENTE

### **TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO**

#### **CUENTAS DE ORDEN ACREEDORAS**

397 VALORES DEPOSITADOS EN GARANTIA

## **IV.2.1.1 Activo Fijo**

El Activo fijo esta constituido por todas las propiedades, instalaciones y equipos, los mismos que son utilizados en las actividades y operaciones regulares de la empresa. De los activos fijos se descuenta la depreciación acumulada para obtener activo fijo neto.

### **a) Bienes e Instalaciones**

La cuenta de bienes e instalaciones está conformada por las siguientes subcuentas:

- Los bienes e instalaciones en servicio comprenden recursos físicos utilizados en generación, subtransmisión, distribución, servicio a usuarios, e instalaciones generales, utilizados en la prestación del servicio eléctrico.
- Los bienes e instalaciones en proceso de reclasificación contienen aquellas obras que habiendo sido terminadas se encuentran pendientes de clasificación de acuerdo a su función.
- Obras en construcción muestran las obras que se encuentran en ejecución y que a futuro pasarán a formar parte de los bienes e instalaciones en servicio.
- Otros activos fijos contienen las instalaciones que no son de servicio eléctrico, los dados en arriendo, aquellas que la empresa mantiene para uso futuro y los que se encuentran en proceso de retiro.

#### **b) Otros Activos**

Esta cuenta comprende las donaciones en dinero, servicios, bienes y otras, procedentes del Gobierno, Municipios, Personas Naturales destinada a proyectos específicos de construcción, estos activos, cuando su vida útil es apreciable al igual que los anteriores y para que sean netos, deben ser disminuidos su depreciación acumulada.

#### **c) Otras Propiedades**

Estas cuentas muestran el costo de terrenos, edificios, equipos u otros bienes de propiedad de la empresa que no se usan en el servicio eléctrico.

### **IV.2.1.2 Activo Corriente**

Está constituido por el activo en circulación y comprende el dinero en efectivo, cheques, giros a la vista, depósitos en cuentas corrientes, ahorros, y aquellas que se

efectivizarán durante el ejercicio económico.

### **a) Disponibilidades**

Esta cuenta agrupa las siguientes subcuentas:

- Caja General contiene el dinero en efectivo y cheques, que están en caja, por las recaudaciones o ingresos realizados.
- Bancos muestra todos los fondos que se mantiene en los bancos, sea en cuenta corriente o de ahorros.
- Fondos Rotativos indica el valor total que se mantiene en fondos rotativos o de caja chica, bajo la custodia de empleados o agentes de la Empresa, para fines de inversión o gastos menores.
- Inversiones temporales de caja lleva el registro del valor nominal y el sobreprecio de las inversiones temporales realizadas con los fondos disponibles, tales como certificados y bonos del Estado.

### **b) Documentos y Cuentas por Cobrar**

Esta cuenta abarca las siguientes subcuentas:

- Documentos por cobrar muestra el valor nominal de los documentos por cobrar, por obligaciones que tienen los consumidores, empleados u otros por préstamos para instalaciones, o en pago de cuentas por cobrar, préstamos a la vista y a corto plazo.
- Cuentas de abonados comprende los valores adeudados por abonados por consumo de energía, servicios, venta de materiales, obras por contrato, impuestos, etc., que han sido facturados.
- Otras cuentas por cobrar son las cantidades adeudadas a la empresa por cuentas a terceros, excepto las de servicio, indicada en la cuenta de abonados.
- Provisión para cuentas incobrables esta cuenta comprende el valor de provisión para

cubrir pérdidas o documentos por cobrar vencidos, en cuentas incobrables por consumo y en otras cuentas por cobrar.

### c) **Inventarios**

Esta cuenta comprende las siguientes subcuentas:

- Almacén General indica los valores que se tienen en materiales y suministros en bodega para la construcción y mantenimiento del sistema.
- Combustibles y lubricantes muestra los valores que por este concepto se han comprado para la generación de energía eléctrica.
- Materiales en tránsito permite apreciar los valores de materiales y equipos que están en proceso de llegada o liquidación de bodega.
- Materiales en transformación indica los costos de fabricación de componentes.

### d) **Otros Activos Corrientes y Acumulados**

Esta cuenta está constituida por:

- Intereses y dividendos por cobrar contiene el valor de intereses de acciones, bonos, hipotecas, préstamos, etc.
- Otros activos corrientes y acumulados muestra el valor de los otros activos que no han sido clasificados.

### IV.2.1.3 **Débitos Diferidos**

Esta cuenta se halla conformada por las cuentas de estudios y obras y otros débitos diferidos.

## a) **Estudios y Obras**

Esta cuenta abarca las siguientes subcuentas:

- Obras por cuenta de abonados muestra los costos ocasionados en ejecución de obras que quedarán en propiedad de los abonados.
- Estudio de proyectos permite apreciar los costos empleados en estudios de prefactibilidad, factibilidad y diseño de proyectos.
- Estudios, servicios y obras menores abarca costos y gastos de obras que probablemente nunca serán reconocidos como activos.

## b) **Otros Débitos Diferidos**

Esta cuenta se halla constituida por las siguientes subcuentas:

- Pagos anticipados indica los valores de anticipos para construcción, estudios, servicios, etc.
- Cuentas por liquidar son los valores de saldos que no han sido distribuidos por los egresos realizados.
- Sueldos y salarios por liquidar comprende los valores devengados por funcionarios, empleados y trabajadores, de acuerdo a los roles de pago.
- Otros débitos diferidos indica las pérdidas de bienes que no han sido revalorizados.

### **IV.2.1.4 Patrimonio**

El patrimonio está compuesto por las cuentas principales conocidas como: Capital social, aportaciones y asignaciones, reservas, superávit y donaciones.



## a) **Capital Social**

El capital social está constituido por:

- Acciones ordinarias muestra el valor de las acciones suscritas, pagadas o no, sea en efectivo o mediante documentos.
- Acciones preferidas muestra el valor de las acciones pagadas o no, sea en efectivo, en bienes o documentos a cobrarse.

## b) **Aportaciones y Asignaciones**

Esta cuenta muestra los valores recibidos de los accionistas actuales o futuros para su conversión en acciones.

## c) **Reservas, Superávit y Donaciones**

Esta cuenta agrupa las siguientes subcuentas:

- Reserva legal indica los valores asignados por los accionistas de sus ganancias o por ley para este efecto.
- Reserva para revalorización de activos es la diferencia entre el costo de reposición depreciado y el costo original depreciado de bienes que han sido revalorizados.
- Superávit del ejercicio correcto es el beneficio o pérdida que resulte del cierre de las cuentas de ingresos y gastos de explotación y de los ajenos a la misma.
- Rentabilidad anual acumulada son los valores transferidos de la cuenta superávit del ejercicio corriente.
- Donaciones de capital comprende valores por donaciones recibidos de los accionistas o cualquier otra entidad.

#### **IV.2.1.5 Pasivos**

Los pasivos contienen las siguientes cuentas: Obligaciones a largo plazo, pasivos corrientes y acumulados y pasivos diferidos.

##### **a) Obligaciones a Largo Plazo**

Esta cuenta comprende:

- Obligaciones emitidas contiene el valor de cédulas o bonos emitidos y vendidos para garantizar una deuda.
- Obligaciones de préstamos al exterior indica el valor de deudas a largo plazo siempre que estas obligaciones tengan vencimiento posterior al año económico.
- Obligaciones a largo plazo contiene deudas que la empresa tiene en el país con un vencimiento superior al año corriente

##### **b) Pasivos Corrientes y Acumulados**

- Documentos por pagar muestra el valor de las obligaciones, por endeudamientos pagaderos a la vista o dentro de un plazo no mayor de un año.
- Cuentas por pagar comprende los valores por pagar por parte de la empresa dentro de un año.
- Cuotas o intereses vencidos son los valores de cuotas o intereses no pagados al cierre del balance.
- Depósito de abonados es el valor de los depósitos efectuados como garantías de consumo, medidor, acometida, etc.
- Obligaciones patronales representa las obligaciones de la empresa como pagos al IESS, pagos de sobresueldos, retenciones, etc.
- Otros pasivos corrientes y acumulados considera los valores de los pasivos que no tienen asignación en otras cuentas.

### c) **Pasivos Diferidos**

- Anticipos para construcciones son los valores depositados por los abonados para la construcción de obras.
- Otros créditos diferidos son aquellos valores que no están previstos en otras cuentas.

## **IV.2.2 Estado de Perdidas y Ganancias**

La información reflejada en el documento denominado ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS indica como una empresa eléctrica está produciendo pérdidas o ganancias en un ejercicio económico y que factores están afectando a la rentabilidad de la misma.

En el cuadro adjunto se indica la conformación o formato de los principales componentes los mismos que son los siguientes: Ingresos de Explotación, Gastos de Explotación, Ingresos ajenos a la Explotación y Gastos ajenos a la Explotación.

### **IV.2.2.1 Ingresos de Explotación**

Este concepto considera dos rubros:

- Venta de energía comprende los valores que se esperan recaudar por la venta de potencia y energía.
- Ingresos que no son venta de energía son valores a recaudarse por venta de transformadores, postes, líneas, conexiones, reconexiones, etc.

## ***ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS***

**I INGRESOS DE EXPLOTACION**

VENTA DE ENERGIA

ING. QUE NO SON VENTA DE ENERGIA

**II GASTOS DE EXPLOTACION**

GASTOS DIRECTOS DE EXPLOTACION

DEPRECIACION

GASTOS DE REPOSICION

**BENEFICIO NETO DE EXPLOTACION (I – II)**

**III INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION**

INGRESOS AJENOS A LA EXPLOTACION

INGRESOS EXTRAORDINARIOS

**IV GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION**

GASTOS AJENOS A LA EXPLOTACION

PERDIDAS EXTRAORDINARIAS

GASTOS PARA REPOSICION

GASTOS FINANCIEROS

**BENEFICIO NETO AJENO A LA EXPLOTACION (III – IV)**

**BENEFICIO NETO DE OPERACIÓN [(I – II) + (III – IV)]**

### **IV.2.2.2 Gastos de Explotación**

La conformación de los gastos de explotación está dada por los siguientes conceptos:

- Gastos directos de explotación muestra los gastos incurridos en la supervisión, ingeniería, operación y mantenimiento en las actividades de: generación, subtransmisión, distribución, comercialización, administración.
- Gastos de depreciación comprende los gastos correspondientes a la depreciación de bienes e instalaciones del servicio.

- Gastos de reposición comprende el valor equivalente al gasto autorizado durante el ejercicio económico corriente, para acumular la provisión de reposición de bienes e instalaciones.

#### **IV.2.2.3 Ingresos Ajenos a la Explotación**

- Ingresos ajenos a la explotación registra los ingresos recibidos por operaciones que no son de servicio eléctrico como: venta de materiales, intereses y otros.
- Ingresos extraordinarios representan los ingresos extraordinarios que no tienen disposición en otra cuenta.

#### **IV.2.2.4 Gastos Ajenos a la Explotación**

Este concepto está constituido por las siguientes cuentas:

- Gastos ajenos a la explotación contiene los gastos en actividades ajenas al servicio eléctrico como: ventas de mercaderías en el comisariato, fabricación de postes, etc.
- Pérdidas extraordinarias valores provenientes de pérdidas extraordinarias que no tienen disposición en otras cuentas.
- Depreciación de bienes e instalaciones que no son de servicio contiene gastos no afines al servicio eléctrico.
- Reposición de bienes e instalaciones que no son de servicio son los gastos autorizados durante el ejercicio económico corriente para reposiciones de bienes no relacionados con el servicio eléctrico.
- Gastos financieros gastos resultantes de transacciones financieras de la empresa.

### **IV.2.3 Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos**

La conformación del cuadro de fuentes y usos de fondos, como documento financiero básico de una empresa eléctrica, permite analizar el flujo de caja causado por la operación, plan de inversiones y plan de financiamiento de la empresa. El resultado básico de este proceso es la determinación del déficit o superávit de un ejercicio económico anual.

Este documento mostrado en el cuadro adjunto está dividido en dos categorías de fondos, los fondos: a) fuentes y b) usos.

#### ***CUADRO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS***

##### **I FUENTES**

1. FONDOS GENERADOS INTERNAMENTE
2. APORTACIONES DE CAPITAL
3. CREDITOS

**TOTAL FUENTES DE FONDOS (1+2+3)**

##### **II USOS**

1. INVERSIONES
2. OROS USOS

**TOTAL USO DE FONDOS (1+2)**

##### **III VARIACION DE CAPITAL DE TRABAJO**

#### **a) Fuentes**

Los fondos generalmente están constituidos por:

- Fondos generados internamente son los ingresos constituidos por beneficios netos de operación, cuota anual de depreciación y la cuota de revalorización, obtenidos del cuadro de pérdidas y ganancias.

- Aportaciones de capital son montos aportados por los accionistas y usuarios.
- Créditos son los montos obtenidos por la empresa para su operación dentro o fuera del país.

## **b) Usos**

La categoría de los usos se encuentra definida principalmente las inversiones que se realizan en generación, subtransmisión, distribución, inversiones generales, servicio de la deuda y otros usos.

- Inversiones constituye el rubro destinado a ejecutar el plan de inversiones programado por la empresa.
- Servicio de la deuda conforman los recursos para cancelar amortizaciones e intereses de préstamos para el período de estudio.
- Otros usos son rubros destinados a pago de ganancias programadas de inversiones que no se encuentran dentro de las destinadas al servicio eléctrico.

## **IV.3 Proyección del Estado de Pérdidas y Ganancias**

Definidos los conceptos que conforman el estado de pérdidas y ganancias de una Empresa Eléctrica a continuación se establecen los criterios y mecanismos que deben seguirse para su proyección.

### **IV.3.1 Beneficio Neto de Operación**

De acuerdo al esquema del cuadro de pérdidas y ganancias establecido para el sector eléctrico ecuatoriano, corresponde en su parte final calcular el beneficio neto de operación que está dado por la siguiente expresión;

Beneficio neto de operación = Beneficio neto de explotación + Beneficio neto ajeno a la explotación

### **IV.3.2 Beneficio Neto de Explotación**

El beneficio neto de explotación muestra el resultado positivo o negativo de la operación, dado por la diferencia entre ingresos y gastos de explotación. Representa la eficiencia de la gestión de operación por parte de una empresa en la producción de potencia y energía eléctricas.

La expresión que regula este rubro es la siguiente:

Benef.neto de explot= Ingresos de explot. - Gastos de explot.

### **IV.3.3 Ingresos de Explotación**

La proyección de estos ingresos toma en cuenta las variaciones de demanda y de energía, analizados en el estudio de mercado así como la variación del precio del kWh analizado en base a la política tarifaria establecida por la empresa, el CONELEC o en función de una rentabilidad deseada. De igual forma los otros ingresos serán previstos de acuerdo a políticas establecidas por la empresa, a criterios analizados de su evolución histórica así como de su posible comportamiento futuro.

### **IV.3.4 Gastos de Explotación**

Son el resultado de la suma de los gastos de explotación (gastos directos), más los



valores previstos para depreciación y reposición de bienes e instalaciones en servicio. Su expresión es la siguiente:

$$\text{Gastos de explotación (costos directos)} = \text{Gastos de explotación} + \text{Depreciación} + \text{Reposición de bienes}$$

Los gastos de explotación directos son el resultado de sumar los gastos incurridos en operación y mantenimiento del sistema de generación, subtransmisión, distribución, compra de energía para la venta, compra de combustible, gastos de comercialización y administración central. Su proyección puede realizarse considerando sus costos totales o considerando como porcentaje de los activos revalorizados. En esta proyección de gastos no se incluye el costo de combustible con el propósito de mirar su incidencia dentro del total de gastos de explotación.

La proyección de los gastos de operación y mantenimiento de los sistemas de subtransmisión, distribución, administración y comercialización puede ser realizada teniendo en cuenta su comportamiento histórico, como función de la evolución de activos o en base a políticas que tenga la empresa para optimizarlos.

La proyección de los gastos que tiene que incurrir la empresa por compra de energía para la venta, será el resultado del balance energético entre la potencia y energía que debe comprar al Sistema Nacional Interconectado o generadores particulares.

Su demanda se calcula sobre la base de la operación más óptima y a los pliegos tarifarios vigentes y futuros que el CONELEC prevea para la venta de las empresas distribuidoras.

### **IV.3.5 Depreciación**

Los valores de depreciación son costos determinados a mantener la integridad del capital invertido en la empresa.

El cálculo de la depreciación durante un período de estudio se realiza de los porcentajes establecidos en el Sistema Uniforme de Cuentas y en función de la evolución de activos, esta depreciación es lineal.

### **IV.3.6 Beneficio Neto Ajeno a la Explotación**

El beneficio neto ajeno a la explotación es el resultado de la diferencia entre los ingresos ajenos a la explotación y los gastos ajenos a la explotación. Su expresión es la siguiente:

$$\text{Beneficio neto ajeno a explotación} = \text{Ingresos ajenos a la explotación} - \text{Gastos ajenos a la explotación}$$

Los ingresos ajenos a la explotación son el resultado de sumar los ingresos que provienen de la diferencia cambiaria de monedas, por venta de mercaderías, por obras, contratos, etc. y los ingresos extraordinarios que corresponderán a aquellos provenientes de las ganancias extraordinarias que no tienen disposición en otra parte, como la amortización de créditos diferidos.

La previsión de estos rubros dependerá del análisis histórico de su comportamiento y de la estimación futura con el mejor criterio del proyectista.

Los gastos ajenos a la explotación son aquellos en que incurre la Empresa en asuntos que no tienen carácter de servicio eléctrico y se obtiene sumando las pérdidas extraordinarias,

depreciación de bienes o instalaciones que no son de servicio eléctrico y gastos financieros.

La previsión de estos gastos debe seguirse la misma política que para los ingresos.

### **IV.3.7 Rentabilidad**

La rentabilidad de una empresa, como parámetro de medida de gestión de un ejercicio económico, es la capacidad de un capital colocado o invertido para producir un bien o servicio.

La rentabilidad se calcula como la razón entre las ganancias netas de explotación y el promedio del capital neto invertido:

$$R = \frac{\text{Ganancias netas de explotación}}{\text{Promedio capital neto invertido}}$$

## **IV.4 Proyección de Fuentes y Usos de Fondos**

### **IV.4.1 Proyección de las Fuentes de Fondos**

La proyección de fuentes de fondos, comprende los siguientes pasos:

- Cálculo del superávit o déficit que permita conocer si la empresa, con sus fondos generados internamente, puede o no satisfacer las inversiones para cumplir con el plan de obras y
- Cálculo de los aportes de los accionistas, usuarios y créditos.

## **IV.4.2 Proyección de los Usos de los Fondos**

Tomando en cuenta que en la proyección del estado de pérdidas y ganancias, ya se consideraron como gastos, los gastos financieros, los usos quedan conformados por las inversiones en generación, subtransmisión, distribución e inversiones generales y por la amortización del servicio de la deuda.

$$\text{TOTAL USOS DE FONDOS} = \text{INVERSIONES} + \text{OTROS USOS}$$

## **IV.5 Proyección Financiera de Emelnorte**

### **IV.5.1 Proyección del Estado de Pérdidas y Ganancias de EMELNORTE**

De acuerdo al esquema del cuadro formato señalado en la página 92, a continuación se presentan las diferentes etapas a seguirse para la elaboración del cuadro Estado de Pérdidas y Ganancias de EMELNORTE para el período 1999 – 2002.

#### **a) Proyección de los Ingresos de Explotación**

Estos ingresos corresponden a la sumatoria de los valores recaudados por venta de energía y aquellos que no son venta de energía.

#### **b) Proyección de los Ingresos por Venta de Energía**

En el anexo 5 se muestran los resultados del estudio de mercado para EMELNORTE, considerando tres casos de comportamiento de Selva Alegre.

Para el estudio se tomará como referencia el caso 1 que es el escenario con mayor

posibilidad de ocurrencia.

El valor del precio medio de venta para los próximos años, variará considerando a los agentes externos, como el índice de precios al consumidor, combustibles, variación del precio del dólar entre otros, e internos como mano de obra por ejemplo, según lo estipula el nuevo pliego tarifario para el sector eléctrico ecuatoriano y que será regulado por el CONELEC.

Por lo expuesto y en razón a que no existe información en el CONELEC referente a los valores futuros de tarifas, para el caso de EMELNORTE se proyecta el precio medio de venta, de acuerdo a valores que nos permitan mantener una rentabilidad 0 a partir del año 2000.

En el anexo 12 se muestra el valor de los resultados de la proyección de los ingresos por venta de energía, resultados que se incrementan de S/. 163.710'540.000 en 1999 a S/. 370.728'061.000 en el año 2002, con un crecimiento equivalente al 31%.

### **c) Proyección de Ingresos que no son Venta de Energía**

En el anexo 13 se encuentra la evolución del valor histórico de ingresos que no son venta de energía. Como se puede observar los valores por este concepto tienen un crecimiento considerable en los tres primeros años, esto es a partir de S/. 1.389'092.000 en 1995 a S/. 4.518'128.000 en 1997, período después del cual se atenúa y en la proyección desde 1999 al año 2002 se estima un porcentaje de crecimiento del 10% que lo consideramos razonable para obtener ingresos entre S/.5.454'425.000 y S/. 7.7259'840.000 en el período.

### **d) Proyección de Ingresos de Explotación**

Con los resultados de la proyección de los dos conceptos anteriores, se obtienen los ingresos de explotación de EMELNORTE para el período 1999 – 2002, como se puede ver en el anexo 14. Los valores de estos ingresos van de S/. 169.164'965.000 en 1999 a S/.

377.987'901.000 en el año 2002, equivalente a un crecimiento del 32% en el período.

## **e) Proyección de Gastos de Explotación**

Como se anotó anteriormente, estos gastos son el resultado de la sumatoria de los gastos directos de explotación, gastos de depreciación y reposición.

### **e.1) Proyección de los Gastos Directos de Explotación**

#### **e.1.1) Proyección de Gastos de Operación y Mantenimiento en Generación**

Los gastos de operación y mantenimiento de centrales de generación en el período histórico tienen un comportamiento regular en su evaluación con valores que van de S/. 1.576'663.000 en 1995 a S/. 3.347'101.000 en el año 1998 como se puede observar en el anexo 13, llegándose a observar un crecimiento en el período del 29% aproximadamente.

En la proyección de egresos para 1999 se tiene presupuestado realizar el gasto de S/. 6.533'266.000 en esta etapa funcional, mientras no se de la división de EMELNORTE en las empresas, de generación y distribución, situación que se tiene prevista ocurrirá a fines de 1999.

Por esta nueva conformación legal de las dos empresas, en el estudio no se consideran los gastos de operación de centrales a partir del año 2000.

#### **e.1.2) Proyección de Gastos de Operación y Mantenimiento de Subtransmisión**

En el anexo 13 correspondiente a los gastos históricos de operación y mantenimiento en subtransmisión, observamos un incremento entre el año 1995 y 1997, en el siguiente año

existe una disminución considerable, puesto que varios conceptos de este rubro fueron contablemente asignados a las cuentas de distribución.

En la proyección, a partir de 1999 se valoraron en forma correcta los gastos, por lo que para este año se considera el monto de S/. 719'593.000 como un valor real.

Según el anexo 15 correspondiente a la proyección de gastos de explotación, en el rubro mano de obra, en todas las etapas funcionales se observan disminuciones en las variaciones en el año 2000, debido a que en el año de 1999 se estima el retiro de 92 personas, por jubilaciones o retiros voluntarios, no así en otros conceptos, los mismos que mantienen un crecimiento normal aceptable. Con estos antecedentes, en el período considerado, los gastos de operación y mantenimiento en subtransmisión crecen de S/. 719'593.000 en 1999 a S/. 840'633.000 en el año 2002, crecimiento equivalente al 53%.

Es necesario anotar que a pesar de los retiros de personal que se darán hasta el año 2002, el rubro mano de obra crece por la incidencia de contratación colectiva.

### **e.1.3) Proyección de Gastos de Operación y Mantenimiento en Distribución**

El crecimiento de gastos en la etapa de distribución entre 1995 y 1998 va de S/. 1.822'051.000 a S/. 5.613'883.000 equivalente al 46% aproximadamente.

Entre el año 1999 y el 2002 se estima un crecimiento de gastos del 35%, de S/. 11.273'619.000 a S/. 13.169'917.000. Según el anexo 15 referente a la proyección de gastos de explotación, al igual que en la etapa de Subtransmisión, el rubro mano de obra disminuye en el año 2000 por el retiro de trabajadores en 1999 y crece en menor proporción por igual motivo hasta el año 2002. Como se analizó en la etapa anterior, los porcentajes de crecimiento de la mano de obra para el año 2000, 2001 y 2002, están afectados por el contrato colectivo vigente y por los futuros que puedan firmarse, para los que se estima un incremento del 30% para el año 2001 y 20% para el año 2002.

Los rubros correspondientes a materiales y otros muestran un crecimiento razonable, calculados en base a estimaciones de volúmenes de trabajo e inflación.

## **e.2) Proyección de Compra de Energía para la Reventa**

Como se anotó anteriormente, EMELNORTE a partir del año 2000 se dividirá en dos empresas: una de generación y otra de distribución, por esta razón la compra total de su energía a partir de este año lo realizará en el mercado mayorista.

Contando únicamente con el precio del kWh de venta para el año 1999, se proyectó el valor de kWh de compra con un crecimiento similar, ya que es imposible conseguir precios referenciales en el CONELEC para los próximos años; estos valores nos permiten tener una rentabilidad cercana a 0 y nos da la posibilidad de realizar las inversiones necesarias para mantener el sistema eléctrico.

Según el anexo 16 el crecimiento de los valores por compra de energía será del 35%, esto es para el año 1999 se estiman egresos de S/. 104.259'900.000 y para el año 2002 de S/. 258.513'334.000.

El detalle de la proyección de la compra de energía se encuentra en el respectivo anexo.

## **e.3) Proyección de Gastos para la Instalación del Servicio a Usuarios**

Analizando el comportamiento de los gastos entre 1995 y 1998, se observa un crecimiento del 30%.

Según el anexo 15 referente a la proyección de gastos para el período 1999 – 2002, se estima el mismo crecimiento para los rubros materiales y otros, no así para el rubro



correspondiente a mano de obra, el mismo que sufre una disminución por cuanto varias actividades se entregarán a terceros, situación que a su vez genera disminución de personal de planta.

En el anexo de proyección de pérdidas y ganancias se tiene como resultado un crecimiento de gastos del 8% aproximadamente, de S/6.289'352.000 en 1999 a S/7.894'494.000 en el año 2002.

#### **e.4) Proyección de Gastos de Comercialización y Administración General**

En el anexo 13 correspondiente al histórico de pérdidas y ganancias, se observa que la relación de gastos por este concepto es de 2.15 veces entre los valores de egresos de S/6.172'788.000 correspondiente a 1995 y S/13.316'920.000 correspondiente al año 1998.

Para el período 1999 – 2002 la relación de gastos crece en 1.25 veces, por la reducción de personal que se tiene previsto realizar, a parte de los retiros voluntarios por compra de renuncias o jubilaciones.

Los gastos van de S/18.868'057.000 en 1999 a S/23.683'483.000 en el año 2002, con un crecimiento del 8% aproximadamente.

#### **e.5) Proyección de la Cuota Anual de Depreciación**

En la proyección de la cuota anual de depreciación se tomó en cuenta básicamente el plan de obras a ejecutarse en el período, como se lo detalla en el anexo 17, considerando además lo siguiente.

- Revalorización o corrección monetaria, partiendo del año 1988; los índices de corrección correspondiente a la inflación proyectada en el período.

Como porcentajes de depreciación se tomarán en cuenta para:

Generación	3.24%
Subtransmisión	3.36%
Distribución	3.92%
Inst. servicio Usuarios	6.72%
Instalaciones generales	10%

El resumen de resultados de corrección monetaria y depreciación se lo puede mirar en el anexo 18. Su crecimiento es del 35% aproximadamente en el período y sus valores calculados son de S/. 30.382'317.000 en 1999 y S/. 73.822'655.000 en el año 2002.

#### **f) Proyección de Ingresos Ajenos a la Explotación**

Comprenden los ingresos por intereses y otros ajenos a la explotación. En el anexo 14 que corresponde a la proyección del estado de pérdidas y ganancias del año 1999, se observa un valor alto por este concepto, debido a que en este rubro consta el valor de S/. 8.000'000.000, que el Fondo de Solidaridad tiene que liquidar a EMELNORTE, por la compra de energía a Colombia en 1998.

Si bien el crecimiento en el período es negativo, a partir del año 2000 estos ingresos crecen de S/. 11.721'230.000 a S/. 14.707'936.000 en el año 2002.

#### **g) Proyección de Gastos Ajenos a la Explotación**

Estos gastos comprenden los gastos financieros y otros como el impuesto a la renta, su proyección en el período se estimó tendrá un crecimiento del 19%, esto es de S/.3.412'271.000 en 1999 a S/. 5.730'599.000 en el año 2002.

## **IV.5.2      Análisis de Resultados**

Con los resultados obtenidos según las proyecciones que constan en el anexo 14, correspondiente al estado de pérdidas y ganancias período 1999 – 2002, se realizan los siguientes comentarios:

### **a)      Beneficio Neto de Explotación**

El beneficio neto de explotación para el año 1999 presenta un considerable déficit, debido principalmente al retiro masivo de personal, que implica un gasto aproximado de S/.12.000'000.000, rubro que no fue presupuestado como provisión para estos gastos en base al cálculo actuarial existente.

Para los siguientes años, la situación cambia y a partir del año 2000 existe un superávit mínimo, debido a eliminación de gastos de operación y mantenimiento en generación y reducción controlada de personal.

### **b)      Beneficio Neto Ajeno a la Explotación**

El beneficio neto ajeno a la explotación presenta un considerable superávit en el año de 1999 debido a la inyección de S/. 8.000'000.000 que realizará el fondo de EMELNORTE, lo cual genera que el beneficio para este año sea de S/.16.055'184.000.

### **c)      Beneficio Neto de Operación**

Como resultado de la operación de los dos literales anteriores, el beneficio neto de operación para EMELNORTE crece de S/. 6.894'045.000 en 1999 a S/. 9.040'719.000 en el año 2002, en un porcentaje equivalente al 9.36%. En estos valores positivos tiene gran incidencia el beneficio neto ajeno a la explotación, mientras que el beneficio neto de explotación es mínimo para obtener valores mayores por este último concepto, se requerirá

de un aumento considerable en las tarifas, situación que se vuelve delicada por la condición socio-económica crítica que vive el país.

### **IV.5.3 Proyección de las “Fuentes y Usos de Fondos” de EMELNORTE**

La Proyección del cuadro de Fuentes y Usos de Fondos es el resultado de proyectar la generación interna de fondos, las contribuciones de Capital y los desembolsos de los créditos, como Fuentes y por otro lado proyectar las inversiones como Usos.

#### **a) Proyección de las Fuentes de Fondos**

##### **a.1) Generación Interna de Fondos**

Según el anexo 19 la generación interna de fondos contempla los ingresos provenientes de la operación de la Empresa y las cuotas anuales de depreciación.

El crecimiento de la generación interna de fondos para el período 1999 – 2002 es del 30% y sus valores van de S/. 37.276'362.000 en el año 1999 a S/.82.863'374.000 en el año 2002. En este rubro tiene una gran incidencia, la cuota anual de depreciación, con un porcentaje del 89%.

##### **a.2) Contribuciones de Capital**

De acuerdo a la conformación presentada en el anexo 19, el mayor contribuyente de capital se constituye el Fondo de Solidaridad, luego los Municipios, Consejos Provinciales y clientes.

Para el año 1999 se consiguió del Fondo una importante asignación, la que dará como resultado la construcción de un volumen significativo de obras de distribución.

A partir del año 2000 se estima que las aportaciones que tendrá la Empresa estarán entre S/. 7.200'000.000 y S/. 10.600'000.000 a finales del período.

### **a.3) Desembolsos de Créditos**

Unicamente en el año 1999 se prevé un préstamo para la implementación del sistema SCADA, para los siguientes años hasta el año 2002, no se requieren de desembolsos por créditos.

## **b) Proyección de los Usos**

### **b.1) Proyección de las Inversiones**

En el anexo 17 se presenta el programa de obras que se realizará en el período 1999 – 2002. Los presupuestos consideran los costos directos, indirectos y escalamiento.

Las obras han sido establecidas de acuerdo al programa de expansión en generación, subtransmisión, distribución, comercialización e inversiones generales.

En el año 1999 el programa de obras alcanza la cantidad de S/. 56.457'000.000. A partir del año 2000 las inversiones crecen de S/. 40.600'000.000 a S/. 45.150'000.000 en el año 2002.

#### **IV.5.4 Análisis de Resultados**

##### **a) Generación Interna de Fondos**

De los valores presentados en el anexo 19 correspondiente al cuadro de Fuentes y Usos de Fondos podemos concluir lo siguiente:

- La generación interna de fondos permite obtener una contribución importante a las inversiones a lo largo de todo el período, iniciando en un 66% hasta llegar al 180%.
- Como se anotó anteriormente el aporte de capital a partir del 2000 es más o menos constante. El financiamiento puede variar y ser ajustado si las políticas tarifarias varían sustancialmente frente a los valores proyectados, o frente a la posibilidad de ejecutar obras emergentes frente a siniestros por ejemplo.

##### **b) Flujo de Inversiones**

Si bien el flujo de inversiones está relacionado con el programa de obras, en el cuadro anexo respectivo observamos que puede variar este programa por tener a partir del año 1999 una variación del capital de trabajo positiva, lo que puede permitirnos realizar nuevas obras.

##### **b) Variación del Capital de Trabajo**

La variación del capital de trabajo en el período es positiva, situación que nos puede permitir realizar una propuesta de ajuste a las tarifas, financiamiento y plan de obras, si se mantienen las condiciones constantes en los parámetros propuestos a lo largo del estudio.

## CAPITULO V CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### V.I Conclusiones

El modelo de Planeamiento Integral propuesto para EMELNORTE requiere la realización de estudios de Mercado, Equipamiento y Financieros.

El estudio de Mercado se constituye en la base fundamental de información para la Planificación de un Sistema Eléctrico de Potencia, así como para la estimación de recursos financieros para la institución. Se determina que el Método Analítico es el más apropiado para definir la proyección de potencia y energía, a nivel global y por subestación, de acuerdo con la información disponible en EMELNORTE.

De acuerdo a la metodología propuesta, se estima que se pueden llegar a realizar proyecciones de los requerimientos de energía, a nivel de desagregación que la empresa estime conveniente, por simplicidad del modelo, costo de implementación y disponibilidad de información.

Los resultados obtenidos permitirán definir el equipamiento en el sistema de subtransmisión hasta el año 2002, con inversiones de S/. 13.340'000.000 en 1999, S/. 5.850'000.000 en 2000, S/. 3.450'000.000 en 2001 y S/. 2.500'000.000 en 2002.

De los estudios de flujos de potencia realizados para el período 1999 – 2002, se concluye que tanto en condiciones de máxima demanda como de mínima demanda, los voltajes se mantienen dentro de los rangos establecidos, especialmente para las barras de carga. No existen sobrecarga en líneas ni transformadores, las pérdidas de potencia son aceptables y no pasan del 3%, debiendo mantener la generación en todos los casos funcionando en horas de máxima demanda, a fin de evitar sobrecarga en transformadores.

Considerando que la proyección de la demanda por subestaciones presupone un

crecimiento acelerado en la zona de Cayambe y Tabacundo, es necesario que EMELNORTE consiga de la empresa de transmisión, la construcción en el año 2001 de la nueva subestación Tabacundo de 138 kV a 69 kV con una capacidad nominal inicial de 20 MVA.

A fin de mantener los voltajes en las barras de carga dentro de los márgenes permitidos, se debe instalar y mover los capacitores de acuerdo a los cuadros señalados en los párrafos pertinentes.

Para cumplir con lo señalado en el párrafo anterior y lograr una distribución más exacta de carga a nivel de alimentadores primarios, EMELNORTE tiene que realizar estudios de proyección de la demanda a estos niveles.

Es prioritario realizar un programa de control de pérdidas de energía tanto técnicas como no técnicas para reducir su porcentaje del 14.6% en el año 1999, al 13.5% en el año 2002. Estas medidas permitirán a la empresa obtener beneficios al recuperar la energía por un monto aproximado de 15'931.775 kWh en el período, equivalente a S/. 15.408'624.970, sobre el supuesto de mantener en el período un porcentaje de pérdidas constantes equivalente al 14.6%. Esta situación sería crítica si el porcentaje total de pérdidas aumenta.

Los principales lineamientos y procedimientos para realizar la Proyección Financiera, mediante la elaboración del Cuadro de Estado de Pérdidas y Ganancias, así como el Cuadro de Fuentes y Usos de Fondos, permitirán a la Empresa disponer de una herramienta de gestión muy importante de cumplimiento de sus políticas de expansión, dentro de la real capacidad económica y financiera.

La empresa, dentro de la política de reducción de gastos, debe prestar especial atención a la tercerización de actividades que sean viables realizarlas. A través de este mecanismo se logrará reducir la nomina de 480 personas en 1999 a 300 en el año 2002. Tomando en cuenta que a finales de 1999, se escindirá la empresa en generación y distribución, a finales del período la empresa de Generación estará constituida por 51 personas



y la de Distribución por 250 personas.

De los resultados, con las hipótesis planteadas, se obtienen los índices siguientes:

**Energía Facturada/Energía Comprada:** En el período este índice crece de 86.0% en 1999 al 86.5% en el año 2002, debido al control de pérdidas de energía que debe realizar la Empresa.

**Mano de Obra/Gastos de Explotación:** Este índice decrece de 0.19 a 0.07, como resultado de la reducción de personal previsto en el período 1999-2002, por jubilación, renunciaciones voluntarias y tercerización de servicios.

**Compra de Energía/Gastos de Explotación:** El rubro de compra de energía en el período es incidente frente a los gastos de explotación y crece del 58.5% al 68.4%, por el aumento en el precio del kWh comprado y la racionalización que se prevé realizar en los gastos de explotación.

**Ingresos de Explotación/Gastos de Explotación:** A excepción del año 1999 cuyo índice es del 95%, esta relación prácticamente se mantiene constante y con un valor de 100% durante el período, debido a que se planteo la hipótesis de fijar una rentabilidad de 0 y mantener equilibrio entre ingresos y gastos.

**Generación Interna de Fondos/Usos de Fondos:** El índice crece del 66% en el año 1999 al 184% en el año 2002, situación que permitirá a la empresa cubrir sus programas de inversión y cubrir en parte la reposición de activos.

**Contribución de Capital/Usos de Fondos:** A excepción del año 1999 cuyo índice de contribución de capital sobre las inversiones es del 34%, por la inyección extraordinaria de fondos, en el resto del período se lo mantiene constante con un valor medio del 21%.

Finalmente de conformidad con el modelo de planteamiento integral y las hipótesis planteadas en las diferentes etapas de los estudios realizados, se puede concluir que la situación financiera de EMELNORTE para el período es buena, debiéndose señalar que se debe realizar además un adecuado control del gasto corriente y una buena utilización del capital de trabajo.

## **V.2 Recomendaciones**

Manejar en forma sistemática un banco de datos sobre estadísticas de la gestión de las áreas: técnica, comercial, financiera y administrativa a nivel interno, además de información a nivel externo, que permitan planificar la operación y expansión del sistema eléctrico en forma eficiente.

Implementar las metodologías propuestas u otras que sean de interés de EMELNORTE, para la realización de los estudios de Mercado, Técnicos, Financieros y Administrativos de corto, mediano y largo plazo.

Realizar en forma continua, evaluaciones y ajustes del comportamiento de la demanda en los diferentes niveles de desagregación, para analizar su incidencia en las inversiones y gestión financiera de la empresa.

Priorizar la ejecución del programa de obras, especialmente en subtransmisión y cumplir con la ejecución de obras en las otras etapas funcionales, como son las correspondientes a las áreas de distribución, atención a clientes e inversiones generales.

Con el propósito de no sobrecargar el transformador de Otavalo, se debe rehabilitar la S/E San Vicente a 34.5 kV con los transformadores de 3.8 MVA y 2.5 MVA que salen de Tabacundo, este trabajo debe realizarse para el año 2001.

Con el objeto de descargar el transformador de Cayambe, se debe aumentar la capacidad de transformación de Tabacundo para el año de 1999 con el transformador de 2.5 MVA que sale de Atuntaqui.

Para conseguir una adecuada utilización del transformador de 30 MVA a 34.5 kV de Bellavista, se recomienda aumentar la capacidad de equipamiento de Otavalo al nivel de voltaje de 34.5 kV y gestionar la compra de mayor energía a la fábrica de cementos Selva Alegre.

A fin de distribuir la carga en las dos subestaciones Cayambe y Tabacundo es necesario realizar estudios de flujos de potencia a nivel de alimentadores y evitar posibles sobrecargas en uno de ellos, igual procedimiento debe realizarse en Ibarra, San Gabriel, El Angel, Chota y otros.

Establecer por parte de la empresa, políticas claras para entrar en un proceso de racionalización del gasto general y especialmente en la reubicación y reducción de personal.

Considerando que el nivel de pérdidas de la empresa va del orden de aproximadamente 15%, se debería realizar estudios de diagnóstico que establezcan programas de reducción de pérdidas.

Realizar estudios en el área financiera, para proceder al manejo de las actividades o procesos por centro de costos, lo que permitirá en forma oportuna ajusten la asignación de recursos.

Ante la falta de información de los organismos gubernamentales, sobre la política tarifaria en el Ecuador de los próximos años, EMELNORTE debe insistir ante ellos la definición de parámetros que permitan realizar estimaciones en los rubros de compra y venta de energía, adquisición de materiales y equipos, remuneración de la nómina, con el propósito de realizar estudios financieros de corto, mediano y largo plazo.

# **ANEXO 1**

**Evolución de usuarios de EMELNORTE,  
período 1992 -1997**

**EVOLUCION DE USUARIOS DE "EMELNORTE"**  
PERIODO 1992-1997

**CANTON IBARRA**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	22,946	24,586	25,819	27,197	28,290	28,853	88.00%	4.69
COMERCIAL	2,523	2,462	2,561	2,958	3,044	3,018	9.20%	3.65
INDUSTRIAL	233	223	286	350	375	394	1.20%	11.08
E.OFICIAL	182	238	245	245	236	224	0.68%	4.24
ALUMBRADO	14	14	14	14	14	14	0.04%	0.00
OTROS	203	158	212	248	292	284	0.87%	6.95
<b>TOTAL</b>	<b>26,101</b>	<b>27,681</b>	<b>29,137</b>	<b>31,012</b>	<b>32,251</b>	<b>32,787</b>	<b>100.00%</b>	<b>4.29</b>

**CANTON OTAVALO**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	10,076	10,712	11,394	12,090	12,775	13,688	88.95%	6.32
COMERCIAL	899	857	844	896	970	1,024	6.65%	2.64
INDUSTRIAL	322	360	435	472	540	541	3.52%	10.93
E.OFICIAL	35	37	38	37	34	34	0.22%	-0.58
OTROS	51	57	77	89	93	102	0.66%	14.87
<b>TOTAL</b>	<b>11,383</b>	<b>12,023</b>	<b>12,788</b>	<b>13,584</b>	<b>14,412</b>	<b>15,389</b>	<b>100.00%</b>	<b>6.22</b>

**CANTON ATUNTAQUI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	5,049	5,264	5,503	5,670	5,860	6,240	90.36%	4.33
COMERCIAL	308	324	298	307	333	318	4.60%	0.64
INDUSTRIAL	177	172	214	213	255	260	3.76%	7.99
E.OFICIAL	31	32	30	29	26	28	0.41%	-2.02
OTROS	33	32	43	47	52	60	0.87%	12.70
<b>TOTAL</b>	<b>5,598</b>	<b>5,824</b>	<b>6,088</b>	<b>6,266</b>	<b>6,526</b>	<b>6,906</b>	<b>100.00%</b>	<b>4.29</b>

**CANTON COTACACHI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	2,877	3,026	3,247	3,459	3,844	4,083	87.96%	7.25
COMERCIAL	255	315	321	330	345	359	7.73%	7.08
INDUSTRIAL	37	48	56	78	97	96	2.07%	21.01
E.OFICIAL	27	32	33	33	31	29	0.62%	1.44
OTROS	18	21	37	45	56	75	1.62%	33.03
<b>TOTAL</b>	<b>3,214</b>	<b>3,442</b>	<b>3,694</b>	<b>3,945</b>	<b>4,373</b>	<b>4,642</b>	<b>100.00%</b>	<b>7.63</b>

**CANTON URCUQUI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	2,404	2,277	2,353	2,430	2,512	2,641	94.09%	1.90
COMERCIAL	48	42	37	46	62	68	2.42%	7.21
INDUSTRIAL	7	5	28	32	30	29	1.03%	32.88
E.OFICIAL	24	18	21	26	18	16	0.57%	-7.79
OTROS	20	22	28	27	35	53	1.89%	21.52
<b>TOTAL</b>	<b>2,503</b>	<b>2,364</b>	<b>2,467</b>	<b>2,561</b>	<b>2,657</b>	<b>2,807</b>	<b>100.00%</b>	<b>2.32</b>

CANTON PIMAMPIRO

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	1,962	2,023	2,071	2,134	2,215	2,275	91.51%	3.00
COMERCIAL	79	78	75	78	87	134	5.39%	11.15
INDUSTRIAL	9	7	12	14	18	24	0.97%	21.67
E.OFICIAL	20	20	26	26	22	19	0.76%	-1.02
OTROS	10	10	14	18	27	34	1.37%	27.73
<b>TOTAL</b>	<b>2,080</b>	<b>2,138</b>	<b>2,198</b>	<b>2,270</b>	<b>2,369</b>	<b>2,486</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.63</b>

CANTON CAYAMBE

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	5,217	5,874	6,649	7,434	7,946	8,581	89.64%	10.46
COMERCIAL	525	535	533	557	616	707	7.39%	6.13
INDUSTRIAL	61	45	98	112	137	164	1.71%	21.87
E.OFICIAL	37	36	38	34	32	34	0.36%	-1.68
OTROS	28	40	66	78	85	87	0.91%	25.45
<b>TOTAL</b>	<b>5,868</b>	<b>6,530</b>	<b>7,384</b>	<b>8,215</b>	<b>8,816</b>	<b>9,573</b>	<b>100.00%</b>	<b>10.28</b>

CANTON TABACUNDO

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	2,503	2,662	3,225	3,610	3,833	4,069	91.98%	10.21
COMERCIAL	75	70	81	95	117	135	3.05%	12.47
INDUSTRIAL	60	32	83	99	125	146	3.30%	19.46
E.OFICIAL	22	24	26	27	25	26	0.59%	3.40
OTROS	21	21	32	41	44	48	1.08%	17.98
<b>TOTAL</b>	<b>2,681</b>	<b>2,809</b>	<b>3,447</b>	<b>3,872</b>	<b>4,144</b>	<b>4,424</b>	<b>100.00%</b>	<b>10.54</b>

CANTON TULCAN

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	10,353	11,183	12,201	12,772	13,347	13,890	85.70%	6.05
COMERCIAL	1,530	1,570	1,613	1,649	1,759	1,799	11.10%	3.29
INDUSTRIAL	105	109	134	150	165	175	1.08%	10.76
E.OFICIAL	120	117	133	133	121	135	0.83%	2.38
OTROS	122	137	194	204	239	208	1.28%	11.26
<b>TOTAL</b>	<b>12,230</b>	<b>13,116</b>	<b>14,275</b>	<b>14,908</b>	<b>15,631</b>	<b>16,207</b>	<b>100.00%</b>	<b>5.79</b>

CANTON SAN GABRIEL

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	5,400	5,598	5,797	5,912	6,080	6,264	92.33%	3.01
COMERCIAL	463	439	429	405	396	367	5.41%	-4.54
INDUSTRIAL	35	29	46	43	42	40	0.59%	2.71
E.OFICIAL	41	44	45	49	47	49	0.72%	3.63
OTROS	33	38	49	57	63	64	0.94%	14.17
<b>TOTAL</b>	<b>5,972</b>	<b>6,148</b>	<b>6,366</b>	<b>6,466</b>	<b>6,628</b>	<b>6,784</b>	<b>100.00%</b>	<b>2.58</b>

**CANTON EL ANGEL**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	2,744	2,861	2,935	2,938	2,985	3,069	91.64%	2.26
COMERCIAL	162	155	152	173	171	167	4.99%	0.61
INDUSTRIAL	31	26	32	35	36	37	0.00%	3.60
E.OFICIAL	33	33	33	33	34	29	0.87%	-2.55
OTROS	11	12	16	19	23	47	1.40%	33.70
<b>TOTAL</b>	<b>2,981</b>	<b>3,087</b>	<b>3,168</b>	<b>3,198</b>	<b>3,249</b>	<b>3,349</b>	<b>100.00%</b>	<b>2.36</b>

**CANTON BOLIVAR**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	2,202	2,303	2,419	2,500	2,579	2,677	96.26%	3.98
COMERCIAL	55	54	46	44	52	42	1.51%	-5.25
INDUSTRIAL	7	7	6	6	8	8	0.29%	2.71
E.OFICIAL	22	23	22	32	20	17	0.61%	-5.03
OTROS	11	11	12	16	21	37	1.33%	27.46
<b>TOTAL</b>	<b>2,297</b>	<b>2,398</b>	<b>2,505</b>	<b>2,598</b>	<b>2,680</b>	<b>2,781</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.90</b>

**CANTON MIRA**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	1,900	2,011	2,085	2,153	2,202	2,262	94.25%	3.55
COMERCIAL	79	47	45	54	61	58	2.42%	-5.99
INDUSTRIAL	11	9	10	9	10	10	0.42%	-1.89
E.OFICIAL	17	16	20	21	19	20	0.83%	3.30
OTROS	21	26	32	42	50	50	2.08%	18.95
<b>TOTAL</b>	<b>2,028</b>	<b>2,109</b>	<b>2,192</b>	<b>2,279</b>	<b>2,342</b>	<b>2,400</b>	<b>100.00%</b>	<b>3.43</b>

**TOTAL EMPRESA**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	75,633	80,380	85,698	90,299	94,468	98,592	89.20%	5.45
COMERCIAL	7,001	6,948	7,035	7,592	8,013	8,196	7.41%	3.20
INDUSTRIAL	1,095	1,072	1,440	1,613	1,838	1,924	1.74%	11.93
E.OFICIAL	611	670	710	725	665	660	0.60%	1.55
ALUMBRADO	14	14	14	14	14	14	0.01%	0.00
OTROS	582	585	812	931	1,080	1,149	1.04%	14.57
<b>TOTAL</b>	<b>84,936</b>	<b>89,669</b>	<b>95,709</b>	<b>101,174</b>	<b>106,078</b>	<b>110,535</b>	<b>100.00%</b>	<b>5.41</b>

## **ANEXO 2**

**Evolución de consumos de EMELNORTE,  
período 1992 -1997**



**EVOLUCION DE CONSUMOS DE "EMELNORTE"  
PERIODO 1992 - 1997**

**CANTON IBARRA**

(con SELVA ALEGRE)

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	23,532,061	25,001,373	25,588,540	28,396,796	32,734,180	36,355,292	35.10%	9.09
COMERCIAL	6,408,923	6,473,534	6,629,018	7,062,765	7,677,698	8,611,083	8.31%	6.09
INDUSTRIAL	724,635	406,439	584,395	758,334	860,962	1,013,007	0.98%	6.93
INDUSTRIAL ESP.	1,276,172	1,663,750	2,051,328	2,355,559	2,601,246	3,342,441	3.23%	21.24
SELVA ALEGRE	35,750,000	20,535,260	35,342,390	34,852,290	24,340,160	29,230,360	28.22%	-3.95
E.OFICIAL	1,575,725	2,170,577	1,850,632	1,758,474	1,829,094	2,143,799	2.07%	6.35
ALUMBRADO P.	12,440,000	14,750,000	15,900,000	14,700,000	16,900,000	17,700,000	17.09%	7.31
OTROS	5,659,947	4,427,927	4,111,860	4,512,674	4,882,013	5,174,204	5.00%	-1.78
<b>TOTAL</b>	<b>87,367,463</b>	<b>75,428,860</b>	<b>92,058,163</b>	<b>94,396,892</b>	<b>91,825,353</b>	<b>103,570,186</b>	<b>100.00%</b>	<b>10.27</b>

**CANTON IBARRA**

(sin SELVA ALEGRE)

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	23,532,061	25,001,373	25,588,540	28,396,796	32,734,180	36,355,292	48.90%	9.09
COMERCIAL	6,408,923	6,473,534	6,629,018	7,062,765	7,677,698	8,611,083	11.58%	6.09
INDUSTRIAL	724,635	406,439	584,395	758,334	860,962	1,013,007	1.36%	6.93
INDUSTRIAL ESP.	1,276,172	1,663,750	2,051,328	2,355,559	2,601,246	3,342,441	4.50%	21.24
E.OFICIAL	1,575,725	2,170,577	1,850,632	1,758,474	1,829,094	2,143,799	2.88%	6.35
ALUMBRADO P.	12,440,000	14,750,000	15,900,000	14,700,000	16,900,000	17,700,000	23.81%	7.31
OTROS	5,659,947	4,427,927	4,111,860	4,512,674	4,882,013	5,174,204	6.96%	-1.78
<b>TOTAL</b>	<b>51,617,463</b>	<b>54,893,600</b>	<b>56,715,773</b>	<b>59,544,602</b>	<b>67,485,193</b>	<b>74,339,826</b>	<b>100.00%</b>	<b>15.92</b>

**CANTON OTAVALO**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	10,390,277	10,845,286	11,234,473	12,187,436	14,656,573	15,812,659	56.64%	8.76
COMERCIAL	2,373,469	2,215,382	2,137,970	2,352,546	2,727,320	2,992,025	10.72%	4.74
INDUSTRIAL	1,044,178	520,697	1,454,555	1,389,454	1,440,974	1,445,912	5.18%	6.73
INDUSTRIAL ESP.	2,796,267	3,577,483	4,358,698	4,491,937	5,160,247	5,976,746	21.41%	16.41
E.OFICIAL	169,413	231,988	329,729	353,755	340,443	324,989	1.16%	13.92
OTROS	1,071,283	1,020,518	1,385,714	1,585,734	1,428,627	1,363,449	4.88%	4.94
<b>TOTAL</b>	<b>17,844,887</b>	<b>18,411,354</b>	<b>20,901,139</b>	<b>22,360,862</b>	<b>25,754,184</b>	<b>27,915,780</b>	<b>100.00%</b>	<b>9.36</b>

**CANTON ATUNTAQUI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	4,644,181	5,074,073	4,950,576	5,566,581	6,691,742	7,109,865	64.52%	8.89
COMERCIAL	773,880	754,768	670,908	720,355	853,615	930,650	8.45%	3.76
INDUSTRIAL	677,023	580,921	832,149	872,550	1,152,226	1,205,544	10.94%	12.23
INDUSTRIAL ESP.	421,469	518,205	614,940	685,155	976,948	1,472,178	13.36%	28.42
E.OFICIAL	66,115	58,612	64,143	82,178	88,526	60,710	0.55%	-1.69
OTROS	175,737	174,772	224,626	337,481	228,838	240,276	2.18%	6.46
<b>TOTAL</b>	<b>6,758,405</b>	<b>7,161,351</b>	<b>7,357,342</b>	<b>8,264,300</b>	<b>9,991,895</b>	<b>11,019,223</b>	<b>100.00%</b>	<b>10.27</b>

**CANTON COTACACHI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	2,414,020	2,598,802	2,821,573	3,121,022	3,616,125	4,121,509	48.59%	11.29
COMERCIAL	1,219,074	746,263	753,002	710,456	862,597	875,015	10.32%	-6.42
INDUSTRIAL	92,565	57,854	145,979	183,543	186,384	206,033	2.43%	17.35
INDUSTRIAL ESP.	146,212	750,289	1,354,365	2,860,117	2,968,893	2,947,750	34.75%	82.35
E.OFICIAL	70,301	75,260	91,723	89,837	99,439	73,699	0.87%	0.95
OTROS	109,660	142,980	217,967	-840,502	245,900	258,406	3.05%	18.70
<b>TOTAL</b>	<b>4,051,832</b>	<b>4,371,448</b>	<b>5,384,609</b>	<b>6,124,473</b>	<b>7,979,338</b>	<b>8,482,412</b>	<b>100.00%</b>	<b>15.92</b>

**CANTON URCUQUI**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	1,504,544	1,431,988	1,368,352	1,368,761	1,612,478	1,802,512	72.15%	3.68
COMERCIAL	94,746	76,280	55,622	72,232	97,476	131,860	5.28%	6.83
INDUSTRIAL	35,617	10,781	67,765	24,206	24,497	24,305	0.97%	-7.36
INDUSTRIAL ESP.	136,260	142,530	334,800	530,276	631,155	484,830	19.41%	28.90
E.OFICIAL	45,327	31,628	32,949	25,830	29,753	18,302	0.73%	-16.59
OTROS	16,517	24,952	40,643	49,017	29,179	36,327	1.45%	17.07
<b>TOTAL</b>	<b>1,833,011</b>	<b>1,718,159</b>	<b>1,900,131</b>	<b>2,070,322</b>	<b>2,424,538</b>	<b>2,498,136</b>	<b>100.00%</b>	<b>6.39</b>

**CANTON PIMAMPIRO**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	1,266,136	1,500,779	1,342,916	1,385,931	1,594,519	1,668,538	87.20%	5.67
COMERCIAL	105,565	106,796	88,478	83,640	103,082	148,299	7.75%	7.03
INDUSTRIAL	31,514	14,122	14,990	20,401	20,221	27,539	1.44%	-2.66
INDUSTRIAL ESP.		9,379	18,757	16,350	13,003	14,422	0.75%	8.99
E.OFICIAL	24,537	26,843	26,196	91,629	35,837	26,721	1.40%	1.72
OTROS	14,653	13,118	20,419	21,703	25,905	27,855	1.46%	13.71
<b>TOTAL</b>	<b>1,442,405</b>	<b>1,671,037</b>	<b>1,511,756</b>	<b>1,619,654</b>	<b>1,792,567</b>	<b>1,913,374</b>	<b>100.00%</b>	<b>5.81</b>

**CANTON CAYAMBE**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	5,138,133	5,525,027	6,318,710	7,789,340	9,931,396	11,186,014	33.69%	16.84
COMERCIAL	1,339,663	1,359,174	1,470,834	1,543,283	1,877,240	2,310,758	6.96%	11.52
INDUSTRIAL	131,250	56,952	44,382	137,984	162,989	226,333	0.68%	11.51
INDUSTRIAL ESP.	10,236,951	14,041,521	13,246,090	14,812,002	17,031,031	18,415,467	55.46%	12.46
E.OFICIAL	264,467	270,207	268,720	259,271	251,382	293,935	0.89%	2.14
OTROS	299,977	419,273	594,261	688,828	789,301	769,536	2.32%	20.73
<b>TOTAL</b>	<b>17,410,441</b>	<b>21,672,154</b>	<b>21,942,997</b>	<b>25,230,708</b>	<b>30,043,339</b>	<b>33,202,043</b>	<b>100.00%</b>	<b>13.78</b>

## CANTON TABACUNDO

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	2,004,141	1,951,977	2,365,340	2,846,812	3,763,687	4,351,506	24.80%	16.77
COMERCIAL	249,848	252,423	293,215	343,604	444,444	528,627	3.01%	16.17
INDUSTRIAL	56,756	290,643	190,701	160,243	163,472	175,892	1.00%	25.39
INDUSTRIAL ESP.	3,105,014	4,128,806	6,272,598	7,371,050	9,351,446	11,927,100	67.96%	30.89
E.OFICIAL	80,986	58,380	64,766	75,803	99,878	100,192	0.57%	4.35
OTROS	198,622	78,085	122,870	248,630	331,488	465,843	2.65%	18.59
<b>TOTAL</b>	<b>5,695,367</b>	<b>6,760,314</b>	<b>9,309,490</b>	<b>11,046,142</b>	<b>14,154,415</b>	<b>17,549,160</b>	<b>100.00%</b>	<b>25.24</b>

## CANTON TULCAN

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	10,540,561	13,543,568	11,661,007	12,728,192	14,519,724	15,975,973	68.62%	8.67
COMERCIAL	3,328,286	3,979,261	3,491,199	4,029,512	4,565,036	5,216,533	22.41%	9.40
INDUSTRIAL	253,123	256,025	201,792	264,584	257,153	289,831	1.24%	2.75
INDUSTRIAL ESP.	391,480	428,864	466,247	398,469	369,745	368,167	1.58%	-1.22
E.OFICIAL	1,048,126	1,061,120	1,054,617	971,424	1,005,248	786,192	3.38%	-5.59
OTROS	406,855	517,589	581,428	619,920	685,241	643,918	2.77%	9.62
<b>TOTAL</b>	<b>15,968,431</b>	<b>19,786,427</b>	<b>17,456,290</b>	<b>19,012,101</b>	<b>21,402,147</b>	<b>23,280,614</b>	<b>100.00%</b>	<b>7.83</b>

## CANTON SAN GABRIEL

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	3,718,023	4,197,610	4,047,120	4,266,558	4,919,716	5,477,914	73.07%	8.06
COMERCIAL	774,440	845,406	716,827	704,456	769,182	850,124	11.34%	1.88
INDUSTRIAL	77,023	67,262	109,416	95,707	99,657	95,738	1.28%	4.45
INDUSTRIAL ESP.	334,773	325,870	316,967	520,241	797,333	835,203	11.14%	20.06
E.OFICIAL	51,994	53,808	69,902	77,902	84,200	83,493	1.11%	9.94
OTROS	97,669	122,879	118,000	138,526	143,108	153,894	2.05%	9.52
<b>TOTAL</b>	<b>5,053,922</b>	<b>5,612,835</b>	<b>5,378,232</b>	<b>5,803,390</b>	<b>6,813,196</b>	<b>7,496,366</b>	<b>100.00%</b>	<b>8.20</b>

## CANTON EL ANGEL

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECI- MIENTO
RESIDENCIAL	1,878,294	2,056,364	2,055,779	2,029,835	2,282,856	2,448,872	70.83%	5.45
COMERCIAL	247,469	213,231	189,973	174,699	239,173	235,404	6.81%	-0.99
INDUSTRIAL	118,286	80,111	41,206	79,183	77,462	83,943	0.00%	-6.63
INDUSTRIAL ESP.	291,740	226,510	457,280	458,893	457,933	557,464	0.00%	13.83
E.OFICIAL	66,697	48,897	50,284	71,598	63,477	47,805	1.38%	-6.44
OTROS	23,398	42,145	47,502	46,199	69,845	84,125	2.43%	29.17
<b>TOTAL</b>	<b>2,625,884</b>	<b>2,667,258</b>	<b>2,842,024</b>	<b>2,860,407</b>	<b>3,190,746</b>	<b>3,457,613</b>	<b>100.00%</b>	<b>5.66</b>

**CANTON BOLIVAR**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	1,484,281	1,667,112	1,658,588	1,790,329	1,934,050	2,061,003	93.51%	6.79
COMERCIAL	59,857	82,002	66,275	55,470	57,945	72,892	3.31%	4.02
INDUSTRIAL	12,304	9,985	6,486	7,662	6,697	7,776	0.35%	-8.77
E.OFICIAL	48,941	48,221	47,116	58,186	55,935	40,766	1.85%	-3.59
OTROS	5,945	9,023	37,515	9,391	11,986	21,537	0.98%	29.36
<b>TOTAL</b>	<b>1,611,328</b>	<b>1,816,343</b>	<b>1,815,980</b>	<b>1,921,038</b>	<b>2,066,613</b>	<b>2,203,974</b>	<b>100.00%</b>	<b>6.46</b>

**CANTON MIRA**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	1,486,908	1,626,864	1,634,800	1,712,260	1,947,316	1,946,060	91.46%	5.53
COMERCIAL	91,638	86,975	46,983	70,662	84,607	94,933	4.46%	0.71
INDUSTRIAL	12,752	10,781	10,823	15,280	9,964	13,223	0.62%	0.73
E.OFICIAL	27,682	27,148	26,569	19,045	29,687	28,075	1.32%	0.28
OTROS	24,987	17,573	29,266	37,376	40,168	45,486	2.14%	12.73
<b>TOTAL</b>	<b>1,643,967</b>	<b>1,769,341</b>	<b>1,748,441</b>	<b>1,854,623</b>	<b>2,111,742</b>	<b>2,127,777</b>	<b>100.00%</b>	<b>5.29</b>

**TOTAL SISTEMA CON SELVA ALEGRE**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	70,001,560	77,020,823	77,047,774	85,189,853	100,204,362	110,317,717	45.08%	9.52
COMERCIAL	17,066,858	17,191,495	16,610,304	17,923,680	20,359,415	22,998,203	9.40%	6.15
INDUSTRIAL	3,267,026	2,362,573	3,704,639	4,009,131	4,462,658	4,815,076	1.97%	8.07
INDUSTRIAL ESP.	19,136,338	25,813,207	29,492,070	34,500,049	40,358,980	46,341,768	18.94%	19.35
SELVA ALEGRE	35,750,000	20,535,260	35,342,390	34,852,290	24,340,160	29,230,360	11.94%	-3.95
E.OFICIAL	3,540,311	4,162,689	3,977,346	3,934,932	4,012,899	4,028,678	1.65%	2.62
ALUMBRADO P.	12,440,000	14,750,000	15,900,000	14,700,000	16,900,000	17,700,000	7.23%	7.31
OTROS	8,105,250	7,010,834	7,532,071	7,454,977	8,911,599	9,284,856	3.79%	2.75
<b>TOTAL</b>	<b>169,307,343</b>	<b>168,846,881</b>	<b>189,606,594</b>	<b>202,564,912</b>	<b>219,550,073</b>	<b>244,716,658</b>	<b>100.00%</b>	<b>7.65</b>

**TOTAL SISTEMA SIN SELVA ALEGRE**

TARIFA	1992	1993	1994	1995	1996	1997	%RESPECTO AL TOTAL	% CRECIMIENTO
RESIDENCIAL	70,001,560	77,020,823	77,047,774	85,189,853	100,204,362	110,317,717	45.08%	9.52
COMERCIAL	17,066,858	17,191,495	16,610,304	17,923,680	20,359,415	22,998,203	9.40%	6.15
INDUSTRIAL	3,267,026	2,362,573	3,704,639	4,009,131	4,462,658	4,815,076	1.97%	8.07
INDUSTRIAL ESP.	19,136,338	25,813,207	29,492,070	34,500,049	40,358,980	46,341,768	18.94%	19.35
E.OFICIAL	3,540,311	4,162,689	3,977,346	3,934,932	4,012,899	4,028,678	1.65%	2.62
ALUMBRADO P.	12,440,000	14,750,000	15,900,000	14,700,000	16,900,000	17,700,000	7.23%	7.31
OTROS	8,105,250	7,010,834	7,532,071	7,454,977	8,911,599	9,284,856	3.79%	2.75
<b>TOTAL</b>	<b>133,557,343</b>	<b>148,311,621</b>	<b>154,264,204</b>	<b>167,712,622</b>	<b>195,209,913</b>	<b>215,486,298</b>	<b>88.06%</b>	<b>10.04</b>

## **ANEXO 3**

**Proyección de la población de EMELNORTE, .  
período 1991 -2002**

PROYECCION DE LA POBLACION DE "EMELNORTE"

AGENCIAS	1,991	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	2,003
CAYAMBE TOTAL	63,815	64,998	66,205	67,437	68,694	69,978	71,288	72,625	73,989	75,381	77,070	78,796	80,561
CAYAMBE	47,970	49,025	50,103	51,205	52,331	53,482	54,658	55,860	57,088	58,343	59,650	60,986	62,352
TABACUNDO	15,845	15,973	16,102	16,232	16,363	16,496	16,630	16,765	16,901	17,038	17,420	17,810	18,209
OTAVALO	74,685	76,044	77,428	78,837	80,271	81,731	83,218	84,732	86,274	87,844	89,337	90,856	92,401
ATUNTAQUI TOTAL	60,927	61,230	61,535	61,842	62,150	62,461	63,074	63,388	63,704	64,027	65,115	66,222	67,348
ATUNTAQUI	27,507	27,639	27,772	27,906	28,040	28,175	28,311	28,447	28,584	28,727	29,215	29,712	30,217
COTACACHI	33,420	33,591	33,763	33,936	34,110	34,286	34,463	34,641	34,820	35,000	35,900	36,510	37,131
IBARRA TOTAL	136,122	139,084	142,117	144,965	147,866	150,840	153,878	156,983	160,155	163,397	166,175	169,000	171,873
IBARRA	122,360	125,296	128,303	131,125	134,000	136,948	139,960	143,039	146,185	149,401	151,941	154,524	157,151
URUCUQUI	13,762	13,788	13,814	13,840	13,866	13,892	13,918	13,944	13,970	13,996	14,234	14,476	14,722
PIMAMPIRO	15,501	15,644	15,789	15,935	16,082	16,231	16,381	16,532	16,685	16,839	17,125	17,416	17,712
EL ANGEL TOTAL	27,381	27,535	27,690	27,845	28,002	28,159	28,317	28,476	28,636	28,797	29,028	29,260	29,493
EL ANGEL	13,253	13,319	13,385	13,451	13,518	13,585	13,652	13,719	13,787	13,855	13,966	14,078	14,190
MIRA	14,128	14,216	14,305	14,394	14,484	14,574	14,665	14,757	14,849	14,942	15,062	15,182	15,303
SAN GABRIEL TOTAL	44,930	45,250	45,573	45,808	46,226	46,556	46,888	47,223	47,560	47,889	48,272	48,658	49,047
SAN GABRIEL	29,670	29,887	30,106	30,236	30,548	30,772	30,997	31,224	31,453	31,683	31,936	32,192	32,449
BOLIVAR	15,260	15,363	15,467	15,572	15,678	15,784	15,891	15,999	16,107	16,206	16,336	16,466	16,598
TULCAN TOTAL	63,634	64,113	64,596	65,083	65,573	66,067	66,567	67,069	67,574	68,038	68,582	69,131	69,684
TULCAN	63,634	64,113	64,596	65,083	65,573	66,067	66,567	67,069	67,574	68,038	68,582	69,131	69,684
TOTAL	486,995	493,898	500,933	507,752	514,864	522,323	529,611	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	578,119

## **ANEXO 4**

**Evolución de Potencia, Energía,  
Factor de Carga, Pérdidas de EMELNORTE,  
período 1991 -2002**

**Evolución de Potencia, Energía, Factor de Carga, Pérdidas**  
**Período 1992 - 1997**

CONCEPTO	1,992	1,993	1,994	1,995	1,996	1,997
Demanda Máxima	45,620	44,370	51,040	54,180	60,410	64,550
Energía Generada (MWH)	195,816	195,778	229,237	236,475	255,303	279,374
Energía Facturada (MWH)	169,307	168,847	189,607	202,565	219,550	244,717
Energía Perdida (MWH)	26,509	26,931	39,630	33,910	35,735	34,657
Pérdidas (%)	13.53	13.75	17.28	14.33	13.99	12.40
Factor de Carga (%)	49.00	50.40	51.30	49.80	48.30	49.50



## **ANEXO 5**

**Proyección de la Demanda de EMELNORTE,  
por Subestación y Sistema Total,  
período 1998 -2002**

## PROYECCION DE LA DEMANDA TABACUNDO

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	16,765	16,901	17,038	17,420	17,810	1.52
Hab/Abore	4.05	4.05	4.05	4.04	4.04	
Abon.Residencial	4,140	4,173	4,207	4,312	4,408	1.59
Cons/Abore kwh-abore	1,066	1,127	1,188	1,250	1,311	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>4,412,714</b>	<b>4,703,068</b>	<b>4,997,813</b>	<b>5,389,851</b>	<b>5,779,433</b>	<b>6.98</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	4,140	4,173	4,207	4,312	4,408	
Abocom/Abore	0.034	0.035	0.036	0.037	0.038	
Abon.Comerciales	141	146	151	160	168	4.45
Cons/Abocomer	4,009	4,120	4,235	4,353	4,474	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>564,240</b>	<b>601,759</b>	<b>641,386</b>	<b>694,476</b>	<b>749,484</b>	<b>7.36</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	191,322	196,570	201,819	207,068	212,317	2.64
Cons.Indus.Especial	14,938,322	16,938,322	18,938,322	20,938,322	22,938,322	11.32
<b>Consumo Industrial</b>	<b>15,129,644</b>	<b>17,134,892</b>	<b>19,140,141</b>	<b>21,145,390</b>	<b>23,150,639</b>	<b>11.22</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>101,157</b>	<b>102,773</b>	<b>103,389</b>	<b>104,205</b>	<b>105,621</b>	<b>1.09</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	16,765	16,901	17,038	17,420	17,810	
Kwhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>553,245</b>	<b>574,634</b>	<b>579,292</b>	<b>609,700</b>	<b>623,350</b>	<b>3.03</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>463,132</b>	<b>526,620</b>	<b>590,108</b>	<b>653,596</b>	<b>717,084</b>	<b>11.55</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>21,224,131</b>	<b>23,643,746</b>	<b>26,052,129</b>	<b>28,597,218</b>	<b>31,125,611</b>	<b>10.05</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>24,852,613</b>	<b>27,524,734</b>	<b>30,257,990</b>	<b>33,136,985</b>	<b>35,983,365</b>	<b>9.69</b>
FACTOR DE CARGA	0.558	0.559	0.559	0.560	0.560	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>5,084</b>	<b>5,621</b>	<b>6,179</b>	<b>6,755</b>	<b>7,335</b>	<b>9.60</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA CAYAMBE

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	55,860	57,088	58,343	59,650	60,986	2.22
Hab/Abore	6.15	5.92	5.72	5.54	5.37	
Abon.Residencial	9,083	9,643	10,200	10,767	11,357	5.74
Cons/Abore kWh-abore	1,341	1,416	1,491	1,566	1,641	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>12,180,205</b>	<b>13,654,832</b>	<b>15,207,939</b>	<b>16,861,354</b>	<b>18,636,504</b>	11.22
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	9,083	9,643	10,200	10,767	11,357	
Abocom/Abore	0.083	0.083	0.083	0.083	0.083	
Abon.Comerciales	754	800	847	894	943	5.74
Cons/Abocomer	3,349	3,497	3,645	3,793	3,941	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>2,524,754</b>	<b>2,798,961</b>	<b>3,085,804</b>	<b>3,389,703</b>	<b>3,714,842</b>	10.14
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	251,957	276,957	301,957	326,957	351,957	8.72
Cons.Indus.Especial	17,781,975	18,498,394	19,154,240	19,760,594	20,325,627	3.40
<b>Consumo Industrial</b>	<b>18,033,932</b>	<b>18,775,351</b>	<b>19,456,197</b>	<b>20,087,551</b>	<b>20,677,584</b>	3.48
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>295,000</b>	<b>300,000</b>	<b>302,000</b>	<b>304,000</b>	<b>305,000</b>	0.84
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	55,860	57,088	58,343	59,650	60,986	
kWhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>1,843,380</b>	<b>1,940,992</b>	<b>1,983,662</b>	<b>2,087,750</b>	<b>2,134,510</b>	3.73
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>842,122</b>	<b>881,204</b>	<b>915,677</b>	<b>946,514</b>	<b>974,409</b>	3.71
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>35,719,393</b>	<b>38,351,340</b>	<b>40,951,279</b>	<b>43,676,872</b>	<b>46,442,849</b>	6.78
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>41,825,987</b>	<b>44,646,496</b>	<b>47,562,462</b>	<b>50,610,512</b>	<b>53,691,155</b>	6.44
FACTOR DE CARGA	0.570	0.571	0.571	0.572	0.572	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>8,377</b>	<b>8,926</b>	<b>9,509</b>	<b>10,100</b>	<b>10,715</b>	6.35

# PROYECCION DE LA DEMANDA OTAVALO

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	84,732	86,274	87,844	89,337	90,856	1.76
Hab/Abore	5.85	5.61	5.38	5.15	4.94	
Abon.Residencial	14,484	15,379	16,328	17,347	18,392	6.15
Cons/Abore kWh-abore	1,161	1,191	1,221	1,251	1,281	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>16,816,043</b>	<b>18,315,924</b>	<b>19,936,343</b>	<b>21,701,085</b>	<b>23,560,028</b>	<b>8.80</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	14,484	15,379	16,328	17,347	18,392	
Abocom/Abore	0.081	0.080	0.079	0.078	0.078	
Abon.Comerciales	1173	1230	1290	1353	1435	5.16
Cons/Abocomer	2,904	2,967	3,029	3,091	3,154	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>3,407,009</b>	<b>3,650,267</b>	<b>3,907,115</b>	<b>4,182,325</b>	<b>4,524,629</b>	<b>7.35</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	1,523,475	1,571,820	1,614,463	1,652,609	1,687,116	2.58
Cons.Indus.Especial	6,551,543	6,912,284	7,246,932	7,559,991	7,854,821	4.64
<b>Consumo Industrial</b>	<b>8,075,018</b>	<b>8,484,104</b>	<b>8,861,395</b>	<b>9,212,600</b>	<b>9,541,937</b>	<b>4.26</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>335,000</b>	<b>345,000</b>	<b>355,000</b>	<b>365,000</b>	<b>375,000</b>	<b>2.86</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	84,732	86,274	87,844	89,337	90,856	
kWhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>2,796,156</b>	<b>2,933,316</b>	<b>2,986,696</b>	<b>3,126,795</b>	<b>3,179,960</b>	<b>3.27</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>1,488,753</b>	<b>1,529,966</b>	<b>1,567,266</b>	<b>1,601,401</b>	<b>1,632,920</b>	<b>2.34</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>32,917,979</b>	<b>35,258,577</b>	<b>37,613,815</b>	<b>40,189,206</b>	<b>42,814,473</b>	<b>6.79</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>38,545,642</b>	<b>41,046,073</b>	<b>43,686,196</b>	<b>46,569,184</b>	<b>49,496,501</b>	<b>6.45</b>
FACTOR DE CARGA	0.515	0.516	0.516	0.517	0.518	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>8,544</b>	<b>9,081</b>	<b>9,665</b>	<b>10,283</b>	<b>10,908</b>	<b>6.30</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA COTACACHI

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	34,941	35,120	35,300	35,900	36,510	1.10
Hab/Abore	8.20	7.80	7.60	7.50	7.40	
Abon.Residencial	4,261	4,503	4,645	4,787	4,934	3.73
Cons/Abore kWh-abore	1,019	1,056	1,094	1,133	1,173	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>4,342,058</b>	<b>4,754,708</b>	<b>5,081,342</b>	<b>5,423,293</b>	<b>5,787,328</b>	<b>7.45</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	4,261	4,503	4,645	4,787	4,934	
Abocom/Abore	0.089	0.088	0.087	0.085	0.084	
Abon.Comerciales	379	396	404	407	414	2.24
Cons/Abocomer	2,448	2,478	2,507	2,536	2,565	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>928,374</b>	<b>981,847</b>	<b>1,013,059</b>	<b>1,031,814</b>	<b>1,063,033</b>	<b>3.44</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	210,185	220,371	229,356	237,393	244,664	3.87
Cons.Indus.Especial	3,070,373	3,337,436	3,573,002	3,783,723	3,974,344	6.66
<b>Consumo Industrial</b>	<b>3,280,558</b>	<b>3,557,807</b>	<b>3,802,358</b>	<b>4,021,116</b>	<b>4,219,008</b>	<b>6.49</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>91,505</b>	<b>92,783</b>	<b>93,910</b>	<b>94,919</b>	<b>95,831</b>	<b>1.16</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	34,941	35,120	35,300	35,900	36,510	
kWhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>1,153,053</b>	<b>1,194,080</b>	<b>1,200,200</b>	<b>1,256,500</b>	<b>1,277,850</b>	<b>2.60</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>267,166</b>	<b>284,144</b>	<b>300,013</b>	<b>314,958</b>	<b>329,117</b>	<b>5.35</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>10,062,714</b>	<b>10,865,369</b>	<b>11,490,882</b>	<b>12,142,600</b>	<b>12,772,167</b>	<b>6.14</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>11,783,038</b>	<b>12,648,858</b>	<b>13,345,972</b>	<b>14,070,220</b>	<b>14,765,511</b>	<b>5.80</b>
FACTOR DE CARGA	0.510	0.512	0.512	0.513	0.514	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>2,637</b>	<b>2,820</b>	<b>2,976</b>	<b>3,131</b>	<b>3,279</b>	<b>5.60</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA ATUNTAQUI

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	28,447	28,584	28,727	29,215	29,712	1.09
Hab/Abore	4.45	4.42	4.39	4.36	4.33	
Abon.Residencial	6,393	6,467	6,544	6,701	6,862	1.79
Cons/Abore kWh-abore	1,179	1,228	1,277	1,326	1,375	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>7,536,857</b>	<b>7,941,437</b>	<b>8,356,351</b>	<b>8,885,112</b>	<b>9,435,104</b>	<b>5.78</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	6,393	6,467	6,544	6,701	6,862	
Abocom/Abore	0.053	0.053	0.054	0.054	0.055	
Abon.Comerciales	339	343	353	362	377	2.73
Cons/Abocomer	2,935	3,086	3,236	3,387	3,538	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>994,398</b>	<b>1,057,724</b>	<b>1,143,479</b>	<b>1,225,542</b>	<b>1,335,256</b>	<b>7.65</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	1,172,354	1,231,517	1,286,176	1,337,122	1,384,945	4.25
Cons.Indus.Especial	1,972,000	2,272,000	2,572,000	2,872,000	3,172,000	12.62
<b>Consumo Industrial</b>	<b>3,144,354</b>	<b>3,503,517</b>	<b>3,858,176</b>	<b>4,209,122</b>	<b>4,556,945</b>	<b>9.72</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
Consumo Ent. Oficial	74,821	75,746	76,571	77,317	77,998	1.05
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	28,447	28,584	28,727	29,215	29,712	
kWhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>938,751</b>	<b>971,856</b>	<b>976,718</b>	<b>1,022,525</b>	<b>1,039,920</b>	<b>2.59</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	276,504	283,770	290,178	295,911	301,097	2.15
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	12,965,685	13,834,051	14,701,472	15,715,530	16,746,320	6.61
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>15,182,301</b>	<b>16,104,832</b>	<b>17,074,881</b>	<b>18,210,347</b>	<b>19,359,907</b>	<b>6.27</b>
FACTOR DE CARGA	0.501	0.502	0.502	0.503	0.503	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>3,459</b>	<b>3,662</b>	<b>3,883</b>	<b>4,133</b>	<b>4,394</b>	<b>6.16</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA DIESEL

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	81,631	60,859	62,091	63,147	64,220	1.79
Abon.Residencial	18,475	14,317	14,732	15,117	15,484	2.62
<b>Consumo Residencial</b>	<b>20,791,110</b>	<b>16,866,524</b>	<b>18,035,481</b>	<b>19,227,800</b>	<b>20,456,384</b>	<b>6.57</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	2,394	1,675	1,723	1,767	1,809	2.57
<b>Consumo Comercial</b>	<b>4,357,681</b>	<b>3,213,176</b>	<b>3,475,656</b>	<b>3,731,719</b>	<b>3,985,345</b>	<b>7.37</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	544,889	429,896	461,603	493,310	525,017	6.82
Cons.Indus.Especial	2,504,829	2,695,753	2,904,649	3,112,464	3,319,154	7.11
<b>Consumo Industrial</b>	<b>3,049,719</b>	<b>3,125,648</b>	<b>3,366,252</b>	<b>3,605,773</b>	<b>3,844,171</b>	<b>7.07</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>1,203,895</b>	<b>896,879</b>	<b>913,989</b>	<b>931,099</b>	<b>948,209</b>	<b>1.85</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	81,631	60,859	62,091	63,147	64,220	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>2,693,828</b>	<b>2,069,203</b>	<b>2,111,089</b>	<b>2,210,128</b>	<b>2,247,700</b>	<b>2.77</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	2,907,732	2,211,293	2,297,705	2,384,116	2,470,528	3.73
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>35,003,966</b>	<b>28,382,723</b>	<b>30,200,171</b>	<b>32,090,635</b>	<b>33,952,336</b>	<b>6.09</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>40,988,250</b>	<b>33,041,587</b>	<b>35,075,693</b>	<b>37,184,977</b>	<b>39,251,255</b>	<b>5.85</b>
FACTOR DE CARGA	0.515	0.521	0.521	0.522	0.523	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>9,085</b>	<b>7,240</b>	<b>7,685</b>	<b>8,132</b>	<b>8,567</b>	<b>5.71</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA RETORNO

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	75,352	41,640	42,483	43,206	43,940	1.79
Abon.Residencial	15,633	8,711	8,963	9,193	9,409	2.57
<b>Consumo Residencial</b>	<b>17,175,794</b>	<b>9,996,880</b>	<b>10,750,391</b>	<b>11,518,498</b>	<b>12,309,987</b>	<b>7.11</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	798	525	541	554	567	2.57
<b>Consumo Comercial</b>	<b>1,452,560</b>	<b>1,008,055</b>	<b>1,090,402</b>	<b>1,170,735</b>	<b>1,250,304</b>	<b>7.37</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	502,975	407,269	437,308	467,346	497,385	6.82
Cons.Indus.Especial	1,475,323	1,351,635	1,522,162	1,691,807	1,860,534	11.12
<b>Consumo Industrial</b>	<b>1,978,298</b>	<b>1,758,904</b>	<b>1,959,470</b>	<b>2,159,153</b>	<b>2,357,918</b>	<b>10.16</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
Consumo Ent. Oficial	1,111,287	613,654	625,361	637,068	648,774	1.85
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	75,352	41,640	42,483	43,206	43,940	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>2,486,611</b>	<b>1,415,770</b>	<b>1,444,429</b>	<b>1,512,193</b>	<b>1,537,900</b>	<b>2.77</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	2,684,061	1,512,990	1,572,114	1,631,237	1,690,361	3.73
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>26,888,611</b>	<b>16,306,253</b>	<b>17,442,167</b>	<b>18,628,884</b>	<b>19,795,245</b>	<b>6.61</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>31,485,493</b>	<b>18,982,833</b>	<b>20,258,034</b>	<b>21,586,193</b>	<b>22,884,677</b>	<b>6.36</b>
FACTOR DE CARGA	0.490	0.501	0.501	0.502	0.502	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>7,335</b>	<b>4,325</b>	<b>4,616</b>	<b>4,909</b>	<b>5,204</b>	<b>6.29</b>



# PROYECCION DE LA DEMANDA SAN AGUSTIN

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población		57,656	58,823	59,823	60,840	1.79
Abon.Residencial		12,062	12,410	12,728	13,028	2.57
<b>Consumo Residencial</b>		<b>13,841,834</b>	<b>14,885,157</b>	<b>15,948,690</b>	<b>17,044,598</b>	7.11
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales		1,084	1,115	1,143	1,170	2.57
<b>Consumo Comercial</b>		<b>2,079,114</b>	<b>2,248,954</b>	<b>2,414,642</b>	<b>2,578,752</b>	7.37
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor		407,269	437,308	467,346	497,385	6.82
Cons.Indus.Especial		371,700	418,595	465,247	511,647	11.12
<b>Consumo Industrial</b>		<b>778,969</b>	<b>855,902</b>	<b>932,593</b>	<b>1,009,031</b>	8.91
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>		<b>849,675</b>	<b>865,884</b>	<b>882,094</b>	<b>898,303</b>	1.85
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población		57,656	58,823	59,823	60,840	
<b>Consumo Alum. Público</b>		<b>1,960,297</b>	<b>1,999,979</b>	<b>2,093,805</b>	<b>2,129,400</b>	2.77
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>		<b>2,094,909</b>	<b>2,176,773</b>	<b>2,258,636</b>	<b>2,340,500</b>	3.73
<b>ENERGIA FACTURADA</b>		21,604,798	23,032,650	24,530,460	26,000,584	6.30
PERDIDAS %		14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>		<b>25,151,103</b>	<b>26,751,045</b>	<b>28,424,635</b>	<b>30,058,479</b>	6.06
FACTOR DE CARGA		0.500	0.521	0.521	0.522	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>		<b>5,742</b>	<b>5,861</b>	<b>6,228</b>	<b>6,573</b>	4.56

## PROYECCION DE LA DEMANDA EL CHOTA

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	27,353	27,567	27,782	28,156	28,535	1.06
Abon.Residencial	4,387	4,484	4,584	4,709	4,843	2.50
	3,300,000	3,432,000	3,569,280	3,712,051	3,860,533	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>6,706,305</b>	<b>6,981,498</b>	<b>7,269,430</b>	<b>7,581,824</b>	<b>7,913,795</b>	<b>4.23</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	238	243	253	261	269	3.14
	4,180,000	4,305,400	4,434,562	4,567,599	4,704,627	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>4,476,956</b>	<b>4,613,392</b>	<b>4,758,143</b>	<b>4,903,738</b>	<b>5,050,641</b>	<b>3.06</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	64,048	67,365	70,507	73,509	76,398	4.51
Cons.Indus.Especial	1,342,290	1,395,683	1,451,157	1,508,806	1,568,726	3.97
	1,326,303	1,379,355	1,434,529	1,491,910	1,551,587	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>1,406,338</b>	<b>1,463,048</b>	<b>1,521,664</b>	<b>1,582,315</b>	<b>1,645,124</b>	<b>4.00</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>56884</b>	<b>57564</b>	<b>58144</b>	<b>59324</b>	<b>59524</b>	<b>1.14</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	27353	27567	27782	28156	28535	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>902645</b>	<b>937267</b>	<b>944583</b>	<b>985447</b>	<b>998718</b>	<b>2.56</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	76185	81342	86185	90765	95121	5.71
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	13,625,314	14,134,111	14,638,150	15,203,414	15,762,922	3.71
<b>PÉRDIDAS %</b>	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>15,954,700</b>	<b>16,454,146</b>	<b>17,001,336</b>	<b>17,616,934</b>	<b>18,223,032</b>	<b>3.38</b>
<b>FACTOR DE CARGA</b>	0.490	0.491	0.491	0.492	0.492	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>3,717</b>	<b>3,826</b>	<b>3,953</b>	<b>4,088</b>	<b>4,228</b>	<b>3.27</b>

## PROYECCION DE LA DEMANDA EL ANGEL

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	17,655	17,754	17,854	17,997	18,141	0.68
Abon.Residencial	3,337	3,382	3,427	3,474	3,529	1.41
<b>Consumo Residencial</b>	<b>2,780,097</b>	<b>2,888,036</b>	<b>3,001,963</b>	<b>3,120,006</b>	<b>3,247,063</b>	<b>3.96</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	147	149	154	156	159	1.98
<b>Consumo Comercial</b>	<b>217,335</b>	<b>226,173</b>	<b>237,484</b>	<b>245,466</b>	<b>249,512</b>	<b>3.51</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	61,243	64,215	67,188	70,160	73,133	4.54
Cons.Indus.Especial	556,376	568,243	588,864	608,622	628,804	3.11
<b>Consumo Industrial</b>	<b>617,619</b>	<b>632,458</b>	<b>656,052</b>	<b>678,782</b>	<b>701,937</b>	<b>3.25</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
Consumo Ent. Oficial	47,616	48,236	48,856	49,476	49,477	0.96
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	28,476	28,636	28,797	29,028	29,260	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>582,619</b>	<b>603,647</b>	<b>607,041</b>	<b>629,908</b>	<b>634,942</b>	<b>2.17</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	78,427	84,266	89,777	95,010	100,007	6.27
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>4,323,713</b>	<b>4,482,816</b>	<b>4,641,172</b>	<b>4,818,648</b>	<b>4,982,938</b>	<b>3.61</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>5,062,896</b>	<b>5,218,645</b>	<b>5,390,444</b>	<b>5,583,601</b>	<b>5,760,622</b>	<b>3.28</b>
FACTOR DE CARGA	0.400	0.401	0.402	0.402	0.402	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>1,445</b>	<b>1,486</b>	<b>1,531</b>	<b>1,586</b>	<b>1,636</b>	<b>3.15</b>

## PROYECCION DE LA DEMANDA SAN GABRIEL

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	50,395	50,795	51,189	51,638	52,091	0.83
	3172	3,235	3,300	3,366	3,433	
Abon.Residencial	12,413	12,767	13,134	13,529	13,943	2.95
	3,100,000	3,255,000	3,417,750	3,588,638	3,768,069	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>10,890,409</b>	<b>11,547,024</b>	<b>12,248,206</b>	<b>12,999,137</b>	<b>13,783,420</b>	<b>6.07</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	434	438	443	447	452	1.00
<b>Consumo Comercial</b>	<b>1,020,701</b>	<b>1,074,151</b>	<b>1,128,391</b>	<b>1,184,951</b>	<b>1,197,985</b>	<b>4.09</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	109960	111638	113119	114443	115641	1.27
Cons.Indus.Especial	933713	1051422	1169131	1286840	1404549	10.75
<b>Consumo Industrial</b>	<b>1,043,673</b>	<b>1,163,060</b>	<b>1,282,250</b>	<b>1,401,283</b>	<b>1,520,190</b>	<b>9.86</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>138,802</b>	<b>142,180</b>	<b>145,228</b>	<b>148,010</b>	<b>150,573</b>	<b>2.06</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	50395	50795	51189	51638	52091	
Kwhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>1,663,035</b>	<b>1,727,045</b>	<b>1,740,431</b>	<b>1,807,335</b>	<b>1,823,202</b>	<b>2.33</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>175,036</b>	<b>179,771</b>	<b>183,949</b>	<b>187,685</b>	<b>191,066</b>	<b>2.21</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>14,931,655</b>	<b>15,833,231</b>	<b>16,728,455</b>	<b>17,728,401</b>	<b>18,666,436</b>	<b>5.74</b>
PERDIDAS %	14.7	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>17,504,872</b>	<b>18,432,166</b>	<b>19,429,100</b>	<b>20,542,759</b>	<b>21,579,695</b>	<b>5.37</b>
FACTOR DE CARGA	0.431	0.431	0.431	0.431	0.432	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>4,636</b>	<b>4,882</b>	<b>5,146</b>	<b>5,441</b>	<b>5,702</b>	<b>5.31</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA TULCAN

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	42,680	42,981	43,255	43,581	43,910	0.71
	1586	1,618	1,650	1,683	1,717	
Abon.Residencial	7,876	8,145	8,376	8,630	8,847	2.95
	1,550,000	1,627,500	1,708,875	1,794,319	1,884,035	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>9,851,730</b>	<b>10,580,820</b>	<b>11,235,771</b>	<b>11,917,561</b>	<b>12,535,447</b>	<b>6.21</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	1478	1512	1541	1572	1597	1.97
<b>Consumo Comercial</b>	<b>4,458,183</b>	<b>4,748,696</b>	<b>5,025,575</b>	<b>5,320,592</b>	<b>5,601,566</b>	<b>5.87</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	195107	200101	205095	210090	215084	2.47
Cons.Indus.Especial	306315	307125	308745	310365	310366	0.33
<b>Consumo Industrial</b>	<b>501,422</b>	<b>507,226</b>	<b>513,840</b>	<b>520,455</b>	<b>525,450</b>	<b>1.18</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>753,185</b>	<b>84,660</b>	<b>931,600</b>	<b>1,016,600</b>	<b>1,016,601</b>	<b>7.79</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	42,680	42,981	43,255	43,581	43,910	
Kwhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>1,408,425</b>	<b>1,461,358</b>	<b>1,470,670</b>	<b>1,525,337</b>	<b>1,536,840</b>	<b>2.21</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>575,284</b>	<b>591,495</b>	<b>605,792</b>	<b>618,583</b>	<b>630,153</b>	<b>2.30</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>17,548,229</b>	<b>17,974,255</b>	<b>19,783,249</b>	<b>20,919,128</b>	<b>21,846,057</b>	<b>5.63</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>20,548,277</b>	<b>20,924,628</b>	<b>22,977,060</b>	<b>24,240,009</b>	<b>25,255,557</b>	<b>5.29</b>
FACTOR DE CARGA	0.425	0.425	0.425	0.426	0.426	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>5,519</b>	<b>5,620</b>	<b>6,172</b>	<b>6,496</b>	<b>6,768</b>	<b>5.23</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA CAMAL

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	21,217	21,357	21,483	21,635	21,788	0.67
	1,586	1,618	1,650	1,683	1,717	
Abon.Residencial	3,252	3,374	3,477	3,591	3,685	3.17
	1,550,000	1,627,500	1,708,875	1,794,319	1,884,035	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>4,065,777</b>	<b>4,385,553</b>	<b>4,666,846</b>	<b>4,959,294</b>	<b>5,218,098</b>	6.44
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	324	332	338	345	351	1.97
<b>Consumo Comercial</b>	<b>725,751</b>	<b>773,044</b>	<b>818,117</b>	<b>866,143</b>	<b>911,883</b>	5.87
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	83617	85757	87898	90038	92179	2.47
Cons.Indus.Especial	71852	72042	72422	72802	72802	0.33
<b>Consumo Industrial</b>	<b>155,469</b>	<b>157,799</b>	<b>160,320</b>	<b>162,840</b>	<b>164,981</b>	1.50
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
Consumo Ent. Oficial	132,915	14,940	164,400	179,400	179,400	7.79
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	21,217	21,357	21,483	21,635	21,788	
Kwhap/Población	33	34	34	35	35	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>700,176</b>	<b>726,153</b>	<b>730,417</b>	<b>757,218</b>	<b>762,573</b>	2.16
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	126,282	129,840	132,979	135,786	138,326	2.30
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	5,906,370	6,187,329	6,673,078	7,060,681	7,375,261	5.71
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>6,916,124</b>	<b>7,202,944</b>	<b>7,750,381</b>	<b>8,181,554</b>	<b>8,526,313</b>	5.37
FACTOR DE CARGA	0.425	0.425	0.425	0.426	0.426	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>1,858</b>	<b>1,935</b>	<b>2,082</b>	<b>2,192</b>	<b>2,285</b>	5.31

# PROYECCION DE LA DEMANDA SISTEMA TOTAL SIN S.A.

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Abon.Residencial	103,735	107,406	111,026	114,884	118,720	3.43
<b>Consumo Residencial</b>	<b>117,549,100</b>	<b>126,458,139</b>	<b>135,673,035</b>	<b>145,533,506</b>	<b>155,707,188</b>	<b>7.28</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	8,598	8,874	9,153	9,421	9,710	3.09
<b>Consumo Comercial</b>	<b>25,127,941</b>	<b>26,826,360</b>	<b>28,573,563</b>	<b>30,361,846</b>	<b>32,213,232</b>	<b>6.41</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	4,911,132	5,270,745	5,513,796	5,747,391	5,973,220	5.02
Cons.Indus.Especial	51,504,911	55,772,038	59,920,221	63,971,583	67,941,695	7.17
Cons. Selva Alegre	0	0	0	0	0	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>56,416,043</b>	<b>61,042,783</b>	<b>65,434,017</b>	<b>69,718,974</b>	<b>73,914,915</b>	<b>6.99</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,342,067</b>	<b>3,624,090</b>	<b>4,684,332</b>	<b>4,848,511</b>	<b>4,910,311</b>	<b>3.12</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
Kwhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>9,960,684</b>	<b>10,391,610</b>	<b>10,808,515</b>	<b>11,214,199</b>	<b>11,610,689</b>	<b>3.91</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>231,654,788</b>	<b>246,858,600</b>	<b>264,500,883</b>	<b>281,301,676</b>	<b>298,852,540</b>	<b>6.57</b>
PERDIDAS %	14.50	14.00	13.80	13.60	13.40	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>270,941,272</b>	<b>287,044,884</b>	<b>306,845,572</b>	<b>325,580,644</b>	<b>345,095,312</b>	<b>6.23</b>
FACTOR DE CARGA	0.490	0.491	0.492	0.492	0.492	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>63,121</b>	<b>66,737</b>	<b>71,195</b>	<b>75,542</b>	<b>80,070</b>	<b>6.13</b>

# PROYECCION DE LA DEMANDA SISTEMA TOTAL CON S.A. 1

PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Abon.Residencial	103,735	107,406	111,026	114,884	118,720	3.43
<b>Consumo Residencial</b>	<b>117,549,100</b>	<b>126,458,139</b>	<b>135,673,035</b>	<b>145,533,506</b>	<b>155,707,188</b>	<b>7.28</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	8,598	8,874	9,153	9,421	9,710	3.09
<b>Consumo Comercial</b>	<b>25,127,941</b>	<b>26,826,360</b>	<b>28,573,563</b>	<b>30,361,846</b>	<b>32,213,232</b>	<b>6.41</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	4,911,132	5,270,745	5,513,796	5,747,391	5,973,220	5.02
Cons.Indus.Especial	51,504,911	55,772,038	59,920,221	63,971,583	67,941,695	7.17
Cons. Selva Alegre	27,600,000	13,000,000	13,000,000	13,000,000	13,000,000	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>84,016,043</b>	<b>74,042,783</b>	<b>78,434,017</b>	<b>82,718,974</b>	<b>86,914,915</b>	<b>0.85</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,342,067</b>	<b>3,624,090</b>	<b>4,684,332</b>	<b>4,848,511</b>	<b>4,910,311</b>	<b>3.12</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
Kwhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	9,960,684	10,391,610	10,808,515	11,214,199	11,610,689	3.91
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>259,254,788</b>	<b>259,858,600</b>	<b>277,500,883</b>	<b>294,301,676</b>	<b>311,852,540</b>	<b>4.73</b>
PERDIDAS %	14.60	14.10	13.90	13.70	13.50	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>303,577,035</b>	<b>302,512,922</b>	<b>322,300,677</b>	<b>341,021,641</b>	<b>360,523,167</b>	<b>4.39</b>
FACTOR DE CARGA	0.510	0.511	0.511	0.512	0.512	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>67,951</b>	<b>67,580</b>	<b>72,001</b>	<b>76,034</b>	<b>80,382</b>	<b>4.29</b>



**PROYECCION DE LA DEMANDA SISTEMA TOTAL CON S.A. 2**  
 PERIODO 1998 - 2002

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Abon.Residencial	103,735	107,406	111,026	114,884	118,720	3.43
<b>Consumo Residencial</b>	<b>117,549,100</b>	<b>126,458,139</b>	<b>135,673,035</b>	<b>145,533,506</b>	<b>155,707,188</b>	<b>7.28</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Comerciales	8,598	8,874	9,153	9,421	9,710	3.09
<b>Consumo Comercial</b>	<b>25,127,941</b>	<b>26,826,360</b>	<b>28,573,563</b>	<b>30,361,846</b>	<b>32,213,232</b>	<b>6.41</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	4,911,132	5,270,745	5,513,796	5,747,391	5,973,220	5.02
Cons.Indus.Especial	51,504,911	55,772,038	59,920,221	63,971,583	67,941,695	7.17
Cons. Selva Alegre	27,600,000	27,600,000	27,600,000	27,600,000	27,600,000	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>84,016,043</b>	<b>88,642,783</b>	<b>93,034,017</b>	<b>97,318,974</b>	<b>101,514,915</b>	<b>4.84</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,342,067</b>	<b>3,624,090</b>	<b>4,684,332</b>	<b>4,848,511</b>	<b>4,910,311</b>	<b>3.12</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
Kwhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
Cons. Otros	9,960,684	10,391,610	10,808,515	11,214,199	11,610,689	3.91
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>259,254,788</b>	<b>274,458,600</b>	<b>292,100,883</b>	<b>308,901,676</b>	<b>326,452,540</b>	<b>5.93</b>
PERDIDAS %	14.60	14.10	13.90	13.70	13.50	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>303,577,035</b>	<b>319,509,430</b>	<b>339,257,703</b>	<b>357,939,370</b>	<b>377,401,780</b>	<b>5.59</b>
FACTOR DE CARGA	0.515	0.515	0.516	0.516	0.516	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>67,291</b>	<b>70,823</b>	<b>75,054</b>	<b>79,187</b>	<b>83,493</b>	<b>5.54</b>

**PROYECCION GLOBAL DEMANDA SISTEMA TOTAL SIN S.A.**  
**PERIODO 1998 - 2002**

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Hab/Abore	5.21	5.11	5.01	4.93	4.81	
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	3.52
Cons/Abore kwh-abore	1,118	1,160	1,204	1,250	1,297	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>115,239,406</b>	<b>123,622,176</b>	<b>132,707,235</b>	<b>142,166,329</b>	<b>153,520,308</b>	<b>7.43</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	
Abocom/Abore	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	
Abon.Comerciales	8246	8526	8818	9099	9469	3.52
Cons/Abocomer	3,000	3,200	3,400	3,600	3,800	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>24,738,334</b>	<b>27,282,135</b>	<b>29,980,372</b>	<b>32,755,122</b>	<b>35,983,172</b>	<b>9.82</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	5,197,290	5,397,018	5,579,552	5,748,059	5,904,873	3.24
Cons.Indus.Especial	50,658,091	53,994,034	57,118,424	60,066,178	62,863,585	5.54
<b>Consumo Industrial</b>	<b>55,855,381</b>	<b>59,391,052</b>	<b>62,697,976</b>	<b>65,814,237</b>	<b>68,768,458</b>	<b>5.34</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,395,345</b>	<b>4,422,474</b>	<b>4,446,404</b>	<b>4,467,809</b>	<b>4,487,173</b>	<b>0.52</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
kWhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>9,304,645</b>	<b>9,633,880</b>	<b>9,963,115</b>	<b>10,292,350</b>	<b>10,621,585</b>	<b>3.36</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>227,792,063</b>	<b>242,867,336</b>	<b>259,122,522</b>	<b>275,120,487</b>	<b>293,876,900</b>	<b>6.58</b>
PERDIDAS %	14.50	14.00	13.80	13.60	13.40	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>266,423,465</b>	<b>282,403,879</b>	<b>300,606,174</b>	<b>318,426,489</b>	<b>339,349,769</b>	<b>6.24</b>
FACTOR DE CARGA	0.490	0.491	0.492	0.492	0.492	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>62,069</b>	<b>65,658</b>	<b>69,748</b>	<b>73,882</b>	<b>78,737</b>	<b>6.13</b>

**PROYECCION GLOBAL DEMANDA SISTEMA TOTAL CON S.A.1**  
**PERIODO 1998 - 2002**

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Hab/Abore	5.21	5.11	5.01	4.93	4.81	
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	3.52
Cons/Abore kWh-abore	1,118	1,160	1,204	1,250	1,297	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>115,239,406</b>	<b>123,622,176</b>	<b>132,707,235</b>	<b>142,166,329</b>	<b>153,520,308</b>	<b>7.43</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	
Abocom/Abore	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	
Abon.Comerciales	8246	8526	8818	9099	9469	3.52
Cons/Abocomer	3,000	3,200	3,400	3,600	3,800	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>24,738,334</b>	<b>27,282,135</b>	<b>29,980,372</b>	<b>32,755,122</b>	<b>35,983,172</b>	<b>9.82</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	5,197,290	5,397,018	5,579,552	5,748,059	5,904,873	3.24
Cons.Indus.Especial	50,658,091	53,994,034	57,118,424	60,066,178	62,863,585	5.54
Cons. Selva Alegre	27,600,000	13,000,000	13,000,000	13,000,000	13,000,000	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>83,455,381</b>	<b>72,391,052</b>	<b>75,697,976</b>	<b>78,814,237</b>	<b>81,768,458</b>	<b>-0.51</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,395,345</b>	<b>4,422,474</b>	<b>4,446,404</b>	<b>4,467,809</b>	<b>4,487,173</b>	<b>0.52</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
kWhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>9,304,645</b>	<b>9,633,880</b>	<b>9,963,115</b>	<b>10,292,350</b>	<b>10,621,585</b>	<b>3.36</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>255,392,063</b>	<b>255,867,336</b>	<b>272,122,522</b>	<b>288,120,487</b>	<b>306,876,900</b>	<b>4.70</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>299,053,938</b>	<b>297,866,514</b>	<b>316,054,033</b>	<b>333,859,197</b>	<b>354,770,983</b>	<b>4.36</b>
FACTOR DE CARGA	0.510	0.511	0.511	0.512	0.512	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>66,938</b>	<b>66,542</b>	<b>70,605</b>	<b>74,437</b>	<b>79,100</b>	<b>4.26</b>

**PROYECCION GLOBAL DEMANDA SISTEMA TOTAL CON S.A.2**  
**PERIODO 1998 - 2002**

CATEGORIA	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002	% CREC.
<b>CONSUMO RESIDENCIAL</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	1.47
Hab/Abore	5.21	5.11	5.01	4.93	4.81	
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	3.52
Cons/Abore kWh-abore	1,118	1,160	1,204	1,250	1,297	
<b>Consumo Residencial</b>	<b>115,239,406</b>	<b>123,622,176</b>	<b>132,707,235</b>	<b>142,166,329</b>	<b>153,520,308</b>	<b>7.43</b>
<b>CONSUMO COMERCIAL</b>						
Abon.Residencial	103,076	106,571	110,222	113,733	118,366	
Abocom/Abore	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	
Abon.Comerciales	8246	8526	8818	9099	9469	3.52
Cons/Abocomer	3,000	3,200	3,400	3,600	3,800	
<b>Consumo Comercial</b>	<b>24,738,334</b>	<b>27,282,135</b>	<b>29,980,372</b>	<b>32,755,122</b>	<b>35,983,172</b>	<b>9.82</b>
<b>CONSUMO INDUSTRIAL</b>						
Cons.Indus.Menor	5,197,290	5,397,018	5,579,552	5,748,059	5,904,873	3.24
Cons.Indus.Especial	50,658,091	53,994,034	57,118,424	60,066,178	62,863,585	5.54
Cons. Selva Alegre	27,600,000	27,600,000	27,600,000	27,600,000	27,600,000	
<b>Consumo Industrial</b>	<b>83,455,381</b>	<b>86,991,052</b>	<b>90,297,976</b>	<b>93,414,237</b>	<b>96,368,458</b>	<b>3.66</b>
<b>ENTIDAD OFICIAL</b>						
<b>Consumo Ent. Oficial</b>	<b>4,395,345</b>	<b>4,422,474</b>	<b>4,446,404</b>	<b>4,467,809</b>	<b>4,487,173</b>	<b>0.52</b>
<b>ALUMBRADO PUBLICO</b>						
Población	537,028	544,577	552,212	560,704	569,339	
kWhap/Población	34	34	35	35	36	
<b>Consumo Alum. Público</b>	<b>18,258,952</b>	<b>18,515,618</b>	<b>19,327,420</b>	<b>19,624,640</b>	<b>20,496,204</b>	<b>2.93</b>
<b>OTROS CONSUMOS</b>						
<b>Cons. Otros</b>	<b>9,304,645</b>	<b>9,633,880</b>	<b>9,963,115</b>	<b>10,292,350</b>	<b>10,621,585</b>	<b>3.36</b>
<b>ENERGIA FACTURADA</b>	<b>255,392,063</b>	<b>270,467,336</b>	<b>286,722,522</b>	<b>302,720,487</b>	<b>321,476,900</b>	<b>5.92</b>
PERDIDAS %	14.6	14.1	13.9	13.7	13.5	
<b>ENERGIA TOTAL</b>	<b>299,053,938</b>	<b>314,863,022</b>	<b>333,011,059</b>	<b>350,776,926</b>	<b>371,649,595</b>	<b>5.58</b>
FACTOR DE CARGA	0.515	0.515	0.516	0.516	0.516	
<b>DEMANDA MAXIMA</b>	<b>66,288</b>	<b>69,793</b>	<b>73,672</b>	<b>77,603</b>	<b>82,220</b>	<b>5.53</b>

## **ANEXO 6**

**Ejemplo de la proyección de la Demanda de EMELNORTE**

## CONSUMO RESIDENCIAL DE OTAVALO HAB/ABORES

AÑO	DATOS		DATOS PROYECTADOS			
	HISTORICOS	LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL	
1,992	7.55	7.53	7.67	7.71	7.55	
1,993	7.23	7.24	7.12	7.11	7.23	
1,994	6.92	6.95	6.80	6.78	6.93	
1,995	6.64	6.66	6.57	6.56	6.65	
1,996	6.40	6.37	6.39	6.39	6.37	
1,997	6.04	6.09	6.25	6.26	6.11	
1,998		5.80	6.13	6.15	5.85	
1,999		5.51	6.02	6.05	5.61	
2,000		5.22	5.93	5.97	5.38	
2,001		4.93	5.84	5.90	5.15	
2,002		4.64	5.77	5.83	4.94	
% CRECIMIENTO	-4.23	-4.72	-2.82	-2.75	-4.15	

### COEFICIENTE DE DETERMINACION R2

LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
0.9983	0.9489	0.9342	0.9987

Según los datos de los cuadros, se escoge el valor de proyección EXPONENCIAL para el parámetro HAB/ABORES por representar el mayor valor de coeficiente de determinación y estar más próximo su crecimiento al valor de la serie histórica

## CONSUMO RESIDENCIAL DE OTAVALO KWH/ABO.RESIDENCIAL

AÑO	DATOS		DATOS PROYECTADOS		
	HISTORICOS	LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
1,992	1,031	987	983	986	984
1,993	1,012	1,011	1,029	1,028	1,011
1,994	986	1,041	1,056	1,054	1,039
1,995	1,008	1,071	1,076	1,073	1,068
1,996	1,147	1,101	1,090	1,088	1,098
1,997	1,155	1,131	1,103	1,100	1,129
1,998		1,161	1,113	1,110	1,160
1,999		1,191	1,122	1,119	1,193
2,000		1,221	1,130	1,128	1,226
2,001		1,251	1,137	1,135	1,260
2,002		1,281	1,143	1,141	1,295
<b>% CRECIMIENTO</b>	<b>2.30</b>	<b>2.69</b>	<b>1.52</b>	<b>1.48</b>	<b>2.79</b>

### COEFICIENTE DE DETERMINACION R2

LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
0.5613	0.3507	0.3410	0.5514

Según los datos de los cuadros, se escoge el valor de proyección LINEAL para el parámetro KWH/AB.RES, por representar el mayor valor de coeficiente de determinación y estar más próximo su crecimiento al valor de la serie histórica

## CONSUMO RESIDENCIAL DE OTAVALO CONSUMO RESIDENCIAL

AÑO	DATOS		DATOS PROYECTADOS			
	HISTORICOS	LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL	
1,992	10,390,277	10,000,000	9,000,000	10,000,000	9,826,234	
1,993	10,845,266	11,000,000	11,079,441	11,700,741	10,728,319	
1,994	11,234,473	12,000,000	12,295,836	12,826,721	11,713,219	
1,995	12,187,436	13,000,000	13,158,883	13,690,735	2,788,537	
1,996	14,656,573	14,000,000	13,828,313	14,400,799	13,962,573	
1,997	15,812,659	15,000,000	14,375,278	15,008,216	15,244,390	
1,998		16,000,000	14,837,730	15,541,724	16,643,883	
1,999		17,000,000	15,238,324	16,019,176	18,171,855	
2,000		18,000,000	15,591,673	16,452,479	19,840,100	
2,001		19,000,000	15,907,755	16,850,003	21,661,496	
2,002		20,000,000	16,193,685	17,217,876	23,650,103	
<b>% CRECIMIENTO</b>	<b>8.76</b>	<b>7.18</b>	<b>6.05</b>	<b>5.58</b>	<b>9.18</b>	

### COEFICIENTE DE DETERMINACION R2

LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
0.9093	0.7378	0.7707	0.9293

Según los datos de los cuadros, se escoge el valor de proyección EXPONENCIAL para el parámetro KWH/AB.RES, por representar el mayor valor de coeficiente de determinación y estar más próximo su crecimiento al valor de la serie histórica



## CONSUMO COMERCIAL DE OTAVALO ABOCOM/ABORE

AÑO	DATOS		DATOS PROYECTADOS		
	HISTORICOS	LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
1,992	0.089	0.084	0.087	0.098	0.084
1,993	0.080	0.082	0.081	0.092	0.081
1,994	0.074	0.079	0.078	0.088	0.079
1,995	0.074	0.077	0.076	0.086	0.077
1,996	0.076	0.074	0.074	0.084	0.075
1,997	0.075	0.072	0.072	0.082	0.072
1,998		0.070	0.071	0.081	0.070
1,999		0.067	0.070	0.080	0.068
2,000		0.065	0.069	0.079	0.066
2,001		0.062	0.068	0.078	0.064
2,002		0.060	0.068	0.078	0.062
<b>% CRECIMIENTO</b>	<b>-3.46</b>	<b>-3.31</b>	<b>-2.47</b>	<b>-2.32</b>	<b>-2.91</b>

### COEFICIENTE DE DETERMINACION R2

LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
0.5796	0.7999	0.7992	0.5812

Según los datos de los cuadros, se escoge el valor de proyección POTENCIAL para el parámetro ABOCOM/ABORE por representar el mayor valor de coeficiente de determinación y estar más próximo su crecimiento al valor de la serie histórica

## CONSUMO COMERCIAL DE OTAVALO CONCOM/ABOCOM

ANO	DATOS		DATOS PROYECTADOS			
	HISTORICOS	LINEAL	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL	
1,992	2,640	2,530	2,535	2,540	2,534	
1,993	2,585	2,592	2,630	2,629	2,592	
1,994	2,533	2,655	2,686	2,683	2,651	
1,995	2,626	2,717	2,726	2,721	2,712	
1,996	2,812	2,779	2,756	2,752	2,774	
1,997	2,922	2,842	2,781	2,777	2,838	
1,998		2,904	2,802	2,799	2,903	
1,999		2,966	2,821	2,817	2,969	
2,000		3,028	2,837	2,834	3,037	
2,001		3,091	2,852	2,849	3,107	
2,002		3,153	2,865	2,862	3,178	
<b>% CRECIMIENTO</b>	<b>2.05</b>	<b>2.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.20</b>	<b>2.29</b>	

### COEFICIENTE DE DETERMINACION R2

	LOGARITMICA	POTENCIAL	EXPONENCIAL
	0.6137	0.3743	0.6066

Según los datos de los cuadros, se escoge el valor de proyección LINEAL para el parámetro CONCOM/ABOCOM por representar el mayor valor de coeficiente de determinación y estar más próximo su crecimiento al valor de la serie histórica

## **ANEXO 7**

**Evolución de Potencia y Energía de las centrales de generación de EMELNORTE**

# Evolución de Potencia efectiva de Centrales de "EMELNORTE"

Período 1998 - 2002

Nombre de la Central	Potencia Instalada	Potencia Efectiva	(kW)				
			1,998	1,999	2,000	2,001	2,002
Ambi	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000	8,000
Otavalo 1	400	0	0	0	0	0	0
Otavalo 2	400	400	400	400	400	400	400
Cotacachi	440	380	380	380	380	380	380
Atuntaqui	400	380	380	380	380	380	380
San Miguel de Car	2,950	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900	2,900
La Playa	1,320	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Espejo	470	180	180	180	180	180	180
San Gabriel	300	200	200	200	200	200	200
Potencia Total	14,680	13,740	13,740	13,740	13,740	13,740	13,740

## ENERGIA GENERADA POR LAS CENTRALES DE "EMELNORTE"

CENTRAL	1,996	1,997	1,998
AMBI	26,140,700	28,804,900	28,313,000
SAN MIGUEL DE CAR	14,401,800	19,456,300	18,687,400
LA PLAYA	6,108,700	8,866,000	7,784,300
OTAVALO 2	2,201,830	2,645,090	2,506,500
COTACACHI	1,750,350	2,817,570	3,087,190
ATUNTAQUI	2,080,350	2,065,630	2,424,280
ESPEJO	1,098,840	1,241,960	1,066,940
SAN GABRIEL	631,995	378,250	542,730
<b>T O T A L</b>	<b>54,414,565</b>	<b>66,275,700</b>	<b>64,412,340</b>

## **ANEXO 8**

**Características de Líneas y Transformadores de Subtransmisión  
de EMELNORTE**

## Sistema de Subtransmisión de "EMELNORTE S.A." Características de las líneas de subtransmisión

Nombre de la línea	Longitud Km	Voltaje kV	Capacidad MVA	Conductores		
				R pu	X pu	B/2 pu
<b>138 KV</b>						
Ibarra - Tulcán	70	138	160.1	0.049344	0.179823	0.022257
Chavezpamba - Ibarra	39	138	80.1	0.026990	0.090000	0.010068
Chavezpamba - Tabacundo	20	138	80.1	0.013800	0.046100	0.006709
<b>69 KV</b>						
Ibarra - El Retorno	8	69	80.1	0.031016	0.099638	0.000997
Ibarra - Otavalo	19.4	69	80.1	0.054702	0.175726	0.001757
Ibarra - Cotacachi	13.2	69	80.1	0.365000	0.121900	0.001130
Ibarra - San Agustín	8	69	80.1	0.022200	0.073900	0.000685
San Agustín - El Retorno	5.5	69	80.1	0.015200	0.050800	0.000470
Otavalo - Cayambe	26.5	69	55	0.133184	0.252146	0.002281
Ibarra - El Chota	20.6	69	80.1	0.076295	0.190485	0.001824
Chota - El Angel	20.5	69	63.3	0.081888	0.191310	0.001801
El Angel - San Gabriel	13.8	69	63.3	0.055125	0.128784	0.001212
San Gabriel - Tulcán	30.7	69	63.3	0.122632	0.286499	0.002697
Tulcán - El Rosal	5.6	69	80.1	0.015790	0.050725	0.000507
Tabacundo - Cayambe	7	69	80.1	0.019370	0.064600	0.000623
<b>34.5 KV</b>						
Ibarra - Alpachaca	3.7	34.5	31.7	0.059119	0.125125	0.000090
Alpachaca - El Ambi	5	34.5	13.7	0.292411	0.222609	0.000109
Alpachaca - Diesel	1.3	34.5	16.1	0.060754	0.056860	0.000029
Alpachaca - Der. Atuntaquí	11	34.5	31.7	0.175760	0.371993	0.000268
Der. Atuntaquí - San Vicente	11	34.5	16.1	0.233668	0.218693	0.000111
Der. Atuntaquí - Atuntaquí	5	34.5	27.5	0.040207	0.069097	0.000871
San Vicente - Tabacundo	26.8	34.5	17.9	1.232829	1.524241	0.000027
Ibarra - Selva Alegre	22	34.5	40	0.024813	0.919862	0.000554
El Rosal - S. Miguel de Car	14	34.5	16.1	0.654270	0.612341	0.000311
<b>13.8 KV</b>						
Tulcán - S/E La Playa	2	13.8	4.3	1.076960	0.538982	0.000007
S. Gabriel - C.S. Gabriel	5	13.8	4.3	2.692401	1.347454	0.000017
El Angel - C. Espejo	4	13.8	4.3	2.153921	1.077963	0.000014
Atuntaquí - C. Atuntaquí	3	13.8	4.3	1.615441	0.808473	0.000010
Cotacachi - C. Cotacachi	8	13.8	4.3	4.307841	2.155927	0.000027
S/E Otavalo - C. Otavalo	8.5	13.8	4.3	3.124000	2.312000	0.000009
<b>6.3 KV</b>						
S/E La Playa - C. La Playa	6	6.3	5.3	3.213200	5.972000	0.000005

**TRANSFORMADORES DE SUBESTACIONES DE EMELNORTE**

SUBESTACION	V. Alta Kv	V. Baja Kv	CAPACIDAD			CONEXION	PROTOCOLO DE PRUEBAS			IMP. BASE 100 MVA R (p.u.)	X (p.u.)	PERDIDAS EN EL HIERRO watos	OBS.
			OA MVA	FA MVA	FOA MVA		R (%)	X (%)	BASE				
CAYAMBE	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.36	7.58	12.5	0.0288	0.6064	12,910	PP
OTAVALO	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.35	7.60	12.5	0.0280	0.6080	12,430	PP
TULCAN	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.36	7.64	12.5	0.0288	0.6112	12,930	PP
EL CHOTA	69	13.8	5.00	5.00		Dy-l	0.49	6.89	5.0	0.0980	1.3780	6,540	PP
SAN GABRIEL	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.35	7.60	12.5	0.2800	0.6080	12,400	PP
EL ANGEL	69	13.8	2.50	2.50		Dy-l	0.59	6.64	2.5	0.2360	2.6560	3,830	PP
EL RETORNO	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.35	7.65	12.5	0.2800	0.6120	12,900	PP
EL ROSAL	69	34.5	10.00	12.5		t-YDY-t				0.5300	0.6480	18,426	E
SAN AGUSTIN	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.36	7.58	12.5	0.0288	0.6064	12,910	E
COTACACHI	69	13.8	5.00	5.00		Dy-l	0.49	6.89	5.0	0.0980	1.3780	6,540	E
TABACUNDO	69	13.8	10.00	12.5		Dy-l	0.35	7.60	12.5	0.0280	0.6080	12,430	E
LA PLAYA	13.8	6.3	1.50			t-Yd				0.5200	3.6667	3,038	E
DIESEL (1)	34.5	13.8	4.00			Yy-l				0.1625	1.7500	7,470	E
DIESEL (2)	34.5	13.8	4.00			Yy-l				0.1625	1.7500	7,470	E
DIESEL	34.5	13.8	1.00			t-Yy-t				0.9600	5.5000	2,075	E
DIESEL	34.5	13.8	4.00			t-YDY-t				0.1625	1.7500	7,470	E
ATUNTAQUI (1)	34.5	13.8	2.50			Dy-l				0.2920	2.0240	5,312	E
ATUNTAQUI (2)	34.5	13.8	2.50			Dy-l				0.2920	2.0240	5,312	E
ATUNTAQUI	34.5	13.8	2.00			t-Yy-t				0.2920	2.0240	5,312	E
ATUNTAQUI	34.5	13.8	2.00			Dy-l				0.3850	3.5000	4,530	E
TABACUNDO	34.5	13.8	3.75			Dy-l				0.1760	1.8600	6,795	E

Notas:

PP=Protocolo de pruebas

E=Estimado

NN=No se necesita



## Transformadores de subestaciones de "INECEL"

Subestación	Voltaje Alta kV	Voltaje Baja kV	Capacidad			Conexión	Protocolo de Pruebas		Impedancia base 100 MVA		Pérdidas en Hierro vatios	OBS.
			OA MVA	FA MVA	FOA MVA		R (%)	X (%)	R(p.u.)	X(p.u.)		
Tulcán	138	69	20.000	27	33	t-YDy-t			0.0000	0.2140	0	NN
Ibarra	138	69	20.000	27	33	t-YDy-t			0.0000	0.2141	0	NN
Ibarra	138	34,5	30.000	40	50	t-YDy-t			0.0000	0.3048	0	NN
Tabacundo	138	69	20.000	27	33	t-YDy-t			0.0000	0.2140	0	NN

## Transformadores de centrales de Generación

Subestación	Voltaje Alta kV	Voltaje Baja kV	Capacidad			Conexión	Protocolo de Pruebas		Impedancia base 100 MVA		Pérdidas en Hierro vatios	OBS.
			OA MVA	FA MVA	FOA MVA		R (%)	X (%)	R(p.u.)	X(p.u.)		
San Miguel de Car	34,5	4,16	5.545			t-Yd			0.1082	1.2890	9728	E
San Gabriel	13,8	0,4	0.350			t-Yd			6.4100	10.5000	607	E
Espejo	13,8	0,4	0.400			t-Yd			5.0600	9.5000	773	E
Otavalo	13,8	0,4	0.550			Dy-t			3.7000	9.0900	939	E
Ambi 1	34,5	4,16	5.000			t-Yd			0.1200	1.4000	9.728	E
Ambi 2	34,5	4,16	5.000			t-Yd			0.1200	1.4000	9.728	E
Cotacachi	13,8	0,4	0.600			t-Yd			3.0400	8.0000	1.051	E
Atuntaqui	13,8	0,4	0.500			t-Yd			3.7000	9.0000	939	E

**PROYECCIONES DE LAS DEMANDAS MAXIMAS DE "EMELNORTE"  
PERIODO 1998 - 2002**

NOMBRE DE LA S/E		1,998	1,999	2,000	2,001	2,002
TABACUNDO	MW	1.4	3.3	2.1	5.1	5.7
	MVAR	0.6	1.4	1.1	2.2	2.4
N. TABACUNDO	MW			1.9		
	MVAR			0.9		
CAYAMBE	MW	9.7	9.8	9.7	10.3	10.9
	MVAR	4.1	4.1	4.1	4.4	4.6
OTAVALO	MW	8.5	9.1	9.7	8.0	8.3
	MVAR	3.6	3.9	4.1	3.4	3.5
SAN VICENTE	MW				2.3	3.1
	MVAR				1.0	1.3
COTACACHI	MW	2.6	2.8	3.0	3.1	3.3
	MVAR	1.1	1.2	1.3	1.3	1.4
ATUNTAQUI	MW	1.5	2.1	2.3	2.3	2.5
	MVAR	0.7	0.9	1.0	1.0	1.1
ATUNTAQUI	MW	1.9	1.5	1.6	1.9	1.9
	MVAR	0.8	0.6	0.7	0.8	0.8
DIESEL	MW	7.0	5.6	5.6	4.8	5.3
	MVAR	3.0	2.4	2.4	2.1	2.2
DIESEL	MW	2.0	2.8	3.0	3.3	3.3
	MVAR	0.9	0.9	1.3	1.4	1.4
EL RETORNO	MW	7.0	4.3	4.6	4.9	5.2
	MVAR	3.1	1.8	2.0	2.1	2.2
SAN AGUSTIN	MW		4.5	5.0	6.2	6.6
	MVAR		1.9	2.1	2.7	2.8
EL CHOTA	MW	3.7	3.8	4.0	4.1	4.2
	MVAR	1.6	1.6	1.7	1.7	1.8
EL ANGEL	MW	1.4	1.5	1.5	1.5	1.6
	MVAR	0.6	0.6	0.7	0.7	0.7
SAN GABRIEL	MW	4.6	4.9	5.1	5.4	5.7
	MVAR	2.0	2.1	2.2	2.3	2.4
TULCAN	MW	5.5	5.6	6.2	6.5	6.8
	MVAR	2.4	2.4	2.6	2.8	2.9
CAMAL	MW	1.9	1.9	2.1	2.2	2.3
	MVAR	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0

## **ANEXO 9**

**Diagramas Unifilares y resultados de flujos de Potencia máxima y mínima  
de EMELNORTE**

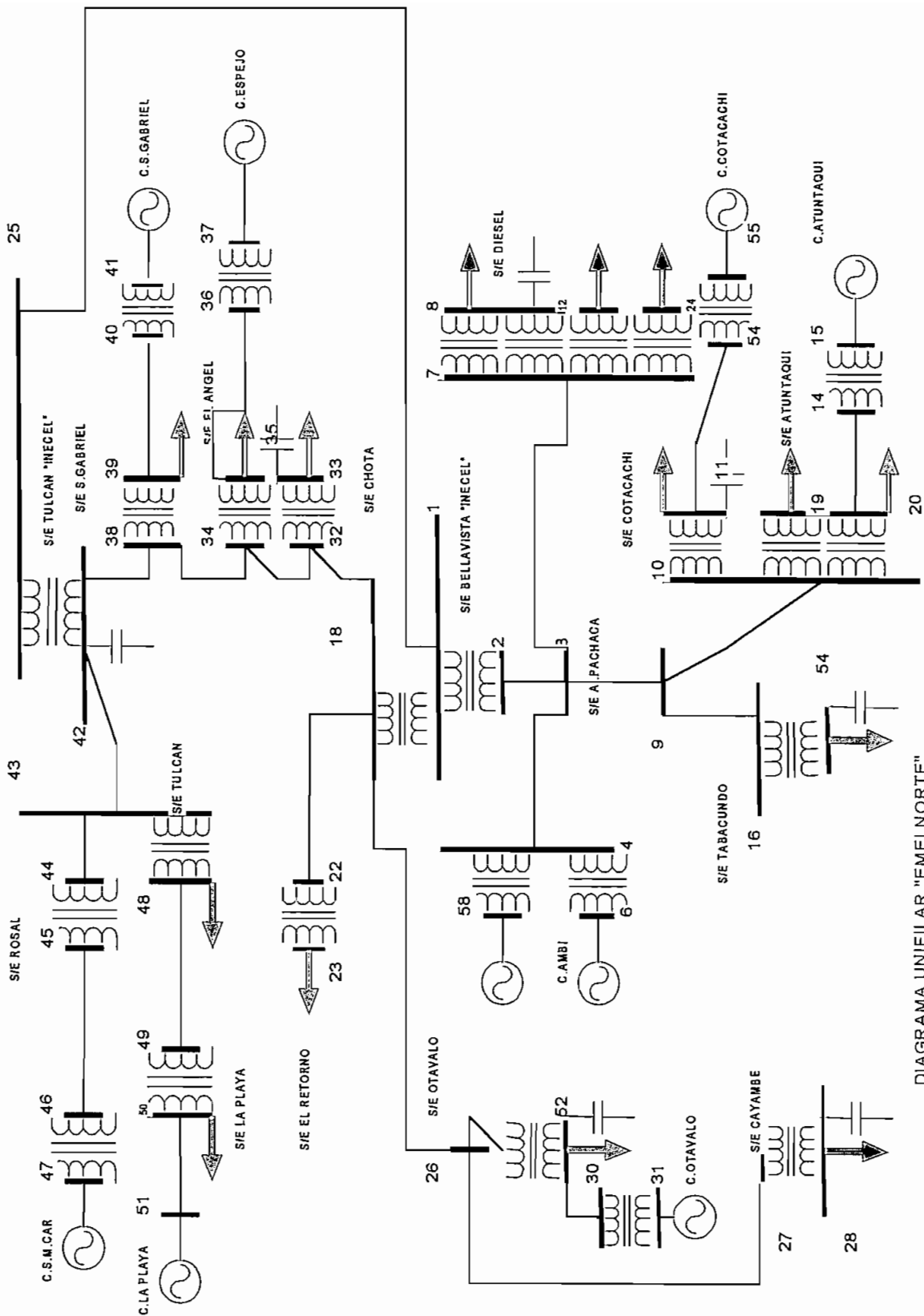


DIAGRAMA UNIFILAR "EMELNORTE"  
PERIODO 1.998







RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1998

LINEAS Y TRANSFORMADORES

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MVA	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-15.3	-7.9	17.2	34.4	50		0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-28.1	-7.9	29.2	88.6	33		0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	10.3	1.1	10.4	6.5	160.1		0.06
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	8.8	5.2	10.2	25.5	40		0.062
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	1.5	7.9	56.6	14		0.19
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	9.6	2.8	10	62.7	16		0.063
3	ALPACHAC	9	de at	1	6.9	0.7	6.9	21.6	32		0.087
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	-4	0.7	4	80.8	5		0.019
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	0.7	4	80.8	5		0.019
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	3.5	0.8	3.6	90.4	4		0.021
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	3.5	0.8	3.6	90.4	4		0.021
7	DIESEL34	21	DIES13.8	2	0.5	0.2	0.5	54.8	1		0.003
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	2	0.9	2.2	55.4	4		0.008
9	de at	10	ATUN34.5	1	5.3	1.1	5.5	19.5	28		0.013
9	de at	16	TABAC345	1	1.4	-0.6	1.5	8.6	18		0.037
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	2.3	-0.3	2.3	45.6	5		0
10	ATUN34.5	19	ATUNT13.	1	1.6	0.7	1.7	68.7	2.5		0.008
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	1.5	0.9	1.8	87.9	2		0.012
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	-0.4	0.3	0.5	12.1	4		0.01
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	-0.4	0.3	0.5	82.2	0.6		0.007
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0	0.4	79.4	0.5		0.006
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0	0.4	9.9	4		0.003
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0	0	4		0
16	TABAC345	54	Tab13.8	1	1.4	-0.6	1.5	39.8	3.8		0.004
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	7.4	1.6	7.5	9.4	80.1		0.013
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	18.2	3.8	18.6	23.2	80.1		0.193
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	-2.6	-2.9	3.9	4.8	80.1		0.011
22	RETOR69	23	RETOR138	1	7.4	1.7	7.5	58	13		0.016
53	Tr69	25	TULCN138	1	-10.3	-4.8	11.3	34.3	33		0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	9.9	1.7	10	18.2	55		0.141
26	OTAV69	52	otav13.8	1	8.1	1.8	8.3	66.7	12.5		0.019
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	9.7	1.8	9.9	79	12.5		0.029
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.4	87.1	0.5		0.007
52	otav13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10.8	4		0.006
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	3.7	1.8	4.2	83	5		0.016
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-1.1	1.1	1.6	2.5	63.3		0.002
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	1.3	0.8	1.5	59.1	2.5		0.005
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-2.4	0.6	2.5	3.9	63.3		0.004
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.1	0.2	5.3	4.3		0.001
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.1	0.2	56.7	0.4		0.003
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	4.4	2.2	5	39.8	12.5		0.007
53	Tr69	38	SGBRL69	1	6.9	1	7	11	63.3		0.061
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.1	0.2	5.1	4.3		0.001
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.1	0.2	62.7	0.3		0.003
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	-0.1	2.8	3.5	80.1		0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	6.2	3.9	7.3	56	13		0.015
53	Tr69	43	TCN69	1	3.3	3.8	5	8	63.3		0.002
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0	2.8	21.8	13		0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0	2.8	17.6	16.1		0.055
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0	2.9	52.6	5.5		0.009
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	-0.6	-1.2	1.3	31.2	4.3		0.02
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	0.6	1.2	1.3	89.5	1.5		0
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.3	1.3	24.2	5.3		0.056



RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 1998

LINEAS Y TRANSFORMADORES

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA Lim B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-3.1	-7.9	8.5	16.9	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-7.5	-3.6	8.3	25.2	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	0.7	-2.8	2.9	1.8	160.1	0.001
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	-3.4	5.1	6.1	15.3	40	0.022
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	2.5	8.1	58.2	14	0.197
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	2.9	1.3	3.1	19.5	16	0.006
3	ALPACHAC	9	de at	1	1.5	1.4	2	6.3	32	0.007
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	1.1	0.5	1.2	28.8	4	0.002
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	1.1	0.5	1.2	28.8	4	0.002
7	DIESEL34	21	DIES13.8	2	0.2	0.1	0.2	16.2	1	0
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	0.6	0.3	0.7	16.4	4	0.001
9	de at	10	ATUN34.5	1	1.1	1.2	1.6	5.8	28	0.001
9	de at	16	TABAC345	1	0.4	0.2	0.5	2.5	18	0.003
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	0.4	0.6	0.8	15.3	5	0
10	ATUN34.5	19	ATUNT13.	1	0.5	0.2	0.5	20.3	2.5	0.001
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	0.2	0.6	0.6	29.6	2	0.001
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	-0.4	0.3	0.5	12.2	4	0.01
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	-0.4	0.3	0.5	83.2	0.6	0.007
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.3	0.5	99.3	0.5	0.009
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.3	0.5	12.4	4	0.004
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0	0	4	0
16	TABAC345	54	Tab13.8	1	0.4	0.2	0.5		0	0
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	2.2	0.8	2.3	2.9	80.1	0.001
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	5.3	1.9	5.6	7	80.1	0.018
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	0	-1.2	1.2	1.5	80.1	0.001
22	RETOR69	23	RETOR138	1	2.2	1	2.4	18.4	13	0.002
53	Tr69	25	TULCN138	1	-0.7	-1.4	1.6	4.9	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	2.9	0.9	3.1	5.5	55	0.013
26	OTAV69	52	n	1	2.4	1.4	2.7	21.8	12.5	0.002
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	2.9	1.3	3.2	25.5	12.5	0.003
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.2	0.2	0.3	61.2	0.5	0.003
52	n	30	C.OTA.13	1	-0.2	0.2	0.3	7.6	4	0.003
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	1.1	0.5	1.2	24.4	5	0.001
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-1.1	0.7	1.3	2.1	63.3	0.002
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	0.2	0.5	0.6	22.6	2.5	0.001
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.4	0.5	1.5	2.3	63.3	0.001
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.3	0.4	8.6	4.3	0.003
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.3	0.4	92.5	0.4	0.007
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	1.2	0.9	1.5	11.9	12.5	0.001
53	Tr69	38	SGBRL69	1	2.6	-0.4	2.6	4.1	63.3	0.008
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.3	0.3	7.7	4.3	0.003
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.3	0.3	94.3	0.3	0.007
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0	2.8	3.5	80.1	0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	1	1.9	2.1	16.9	12.5	0.001
53	Tr69	43	TCN69	1	-1.8	1.9	2.6	4.1	63.3	0.001
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.1	2.8	22.7	12.5	0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0.1	2.8	17.6	16.1	0.055
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0.1	2.9	52.6	5.5	0.009
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	0.7	-1.1	1.3	30.3	4.3	0.018
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	-0.7	1.1	1.3	86.9	1.5	0
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.8	1.5	27.7	5.3	0.007

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1998

BARRAS

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.98	135.2	0			53.7	19.9
2	IBRRA345	1	0.99512	34.3	-2.86	6.5	2.8		
3	ALPACHAC	1	0.98343	33.9	-3.32				
4	AMBI 34.	1	1.00334	34.6	-2.06				
5	AMBI G1	1	1	4.2	1.18			4	-0.5
6	AMBI G2	1	1	4.2	1.18			4	-0.5
7	DIESEL34	1	0.97585	33.7	-3.54				
8	DIES13.8	1	0.99593	13.7	-6.97	7	3		
9	de at	1	0.96867	33.4	-4.78				
10	ATUN34.5	1	0.96559	33.3	-4.98				
11	ATUN13.8	1	1.00041	13.8	-6.29	2.6	1.1		
12	C-COTA1	1	1.01081	13.9	-5.1				
13	C.COTA2	1	1.00007	0.4	-2.8			0.4	-0.3
14	C-ATUN1	1	0.98144	13.5	-7.72				
15	C-ATUN2	1	0.99998	0.4	-5.71			0.4	0
16	TABAC345	1	0.95615	33	-6.69				
17	TABAC138	1	0	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.99035	68.3	-3.67				
19	ATUNT13.	1	0.9913	13.7	-6.66	1.5	0.7		
20	ATUN13.8	1	0.97467	13.5	-7.88	1.9	0.8		
21	DIES13.8	1	0.9977	13.8	-4.99	0.5	0.2		
22	RETOR69	1	0.98747	68.1	-3.97				
23	RETOR138	1	0.995	13.7	-6.52	7.3	3.1		
24	DIES13.8	1	1.00184	13.8	-5.43	2	0.9		
25	TULCN138	1	0.96905	133.7	-1.02	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.97379	67.2	-5.44				
27	CAYAM69	1	0.95574	65.9	-6.82				
28	CAYAM13.	1	0.98084	13.5	-10.25	9.7	4.1		
30	C.OTA.13	1	1.00106	13.8	-7.4				
31	C-OTAV0.	1	1.00001	0.4	-4.95			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.9831	67.8	-3.84				
33	CHOTA13.	1	0.99456	13.7	-6.65	3.7	1.6		
34	ANGEL69	1	0.98166	67.7	-3.65				
35	ANGL13.8	1	0.99709	13.8	-5.43	1.4	0.6		
36	C-ESPJO	1	1.00016	13.8	-5.17				
37	C-SPJO-0	1	0.99999	0.4	-3.77			0.2	-0.1
38	SGBRL69	1	0.98204	67.8	-3.45				
39	SGBRL13.	1	0.99293	13.7	-4.96	4.6	2		
40	C-SGAB	1	0.99697	13.8	-4.66				
41	C-SGAB1	1	1.00001	0.4	-3.12			0.2	-0.1
43	TCN69	1	0.99305	68.5	-2.4				
44	ROSAL69	1	0.99351	68.6	-2.31				
45	ROSAL345	1	0.97676	33.7	-1.27				
46	C-SMIG2	1	0.9959	34.4	-0.25				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	1.9			2.9	0.1
48	TCN13.8	1	0.98749	13.6	-4.5	5.5	2.4		
49	PLYA13.8	1	0.97405	13.4	-3.93				
50	PLYA6.3	1	0.97588	6.1	-5.23	1.9	0.8		
51	C-PLAYA	1	1.00004	6.3	-0.22			1.3	-0.2
52	otav13.8	1	0.99305	13.7	-8.25	8.5	3.6		
53	Tr69	1	0.99404	68.6	-2.38				170
54	Tab13.8	1	1.00186	13.8	-8.25	1.4	0.6		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 1998

BARRAS

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.98000	135.2	0			11.4	9.1
2	IBRRA345	1	0.99658	34.4	-0.58	6.5	2.8		
3	ALPACHAC	1	0.99218	34.2	-0.16				
4	AMBI 34.	1	1.00982	34.8	1.24				
5	AMBI G1	1	0.99999	4.2	4.48			4	-0.9
6	AMBI G2	1	0.99999	4.2	4.48			4	-0.9
7	DIESEL34	1	0.98971	34.1	-0.21				
8	DIES13.8	1	1.01878	14.1	-1.18	2.1	0.9		
9	de at	1	0.98432	34	-0.34				
10	ATUN34.5	1	0.98295	33.9	-0.35				
11	ATUN13.8	1	1.00169	13.8	-0.59	0.8	0.3		
12	C-COTA1	1	1.01174	14	0.63				
13	C.COTA2	1	1.00000	0.4	2.94			0.4	-0.3
14	C-ATUN1	1	1.01188	14	-0.13				
15	C-ATUN2	1	1.00000	0.4	2.5			0.4	-0.3
16	TABAC345	1	0.97522	33.6	-0.59				
17	TABAC138	1	0.00000	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.99619	68.7	-0.97				
19	ATUNT13.	1	1.01595	14	-0.84	0.5	0.2		
20	ATUN13.8	1	1.00811	13.9	-0.59	0.6	0.2		
21	DIES13.8	1	1.02361	14.1	-0.63	0.2	0.1		
22	RETOR69	1	0.99503	68.7	-1.05				
23	RETOR138	1	1.00768	13.9	-1.78	2.2	0.9		
24	DIES13.8	1	1.02291	14.1	-0.76	0.6	0.3		
25	TULCN138	1	0.98088	135.4	-0.1	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.98957	68.3	-1.44				
27	CAYAM69	1	0.98286	67.8	-1.79				
28	CAYAM13.	1	1.01279	14	-2.74	2.9	1.2		
30	C.OTA.13	1	1.01350	14	-1.55				
31	C-OTAV0.	1	1.00000	0.4	-0.05			0.2	-0.2
32	CHOTA69	1	0.99424	68.6	-0.92				
33	CHOTA13.	1	1.02549	14.2	-1.73	1.1	0.5		
34	ANGEL69	1	0.99347	68.5	-0.76				
35	ANGL13.8	1	1.01853	14.1	-1.05	0.4	0.2		
36	C-ESPJO	1	1.01924	14.1	-0.56				
37	C-SPJO-0	1	1.00000	0.4	1.37			0.2	-0.3
38	SGBRL69	1	0.99336	68.5	-0.63				
39	SGBRL13.	1	1.01331	14	-1.03	1.4	0.6		
40	C-SGAB	1	1.01484	14	-0.48				
41	C-SGAB1	1	1.00000	0.4	1.64			0.2	-0.3
43	TCN69	1	0.99585	68.7	-0.17				
44	ROSAL69	1	0.99626	68.7	-0.08				
45	ROSAL345	1	0.97880	33.8	0.96				
46	C-SMIG2	1	0.99726	34.4	2.02				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	4.17			2.9	0
48	TCN13.8	1	1.00343	13.8	-0.48	1.7	0.7		
49	PLYA13.8	1	1.00452	13.9	0.41				
50	PLYA6.3	1	1.00465	6.3	1.76	0.6	0.2		
51	C-PLAYA	1	1.00001	6.3	7.46			1.3	-0.7
52	n	1	1.01285	14	-2.21	2.5	1.1		
53	Tr69	1	0.99606	68.7	-0.2				
54	Tab13.8	1	1.00918	13.9	-1.01	0.4	0.2		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1999

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MVA	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-11.6	-4	12.2	24.5	50		0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-29.4	-9.6	30.9	93.6	33		0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	13.6	3.7	14.1	8.8	160.1		0.113
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	7.6	2.2	7.9	24.9	31.7		0.037
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	1.5	7.9	57.8	13.7		0.19
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	8.5	1.9	8.7	54	16.1		0.047
3	ALPACHAC	9	de at	1	6.8	-1.4	7	22	31.7		0.089
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	0.7	4	80.9	5		0.019
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	0.7	4	80.9	5		0.019
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	2.8	0.4	2.8	70.9	4		0.013
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	2.8	0.4	2.8	70.9	4		0.013
7	DIESEL34	21	Dies13.8	1	0	0	0		0		0
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	2.8	1.1	3	75.1	4		0.014
9	de at	10	ATUN34.5	1	3.2	-0.4	3.2	11.8	27.5		0.004
9	de at	16	TABAC345	1	3.5	-1.1	3.7	20.6	18		0.212
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	2.1	-1.1	2.4	47	5		0
10	ATUN34.5	19	ATUNT13.	1	0	0	0	0	2.5		0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	1.1	0.8	1.4	69.1	2		0.007
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0		0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0		0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.1	0.4	81.8	0.5		0.006
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.1	0.4	9.5	4.3		0.003
16	TABAC345	17	Tab13.8	1	3.3	-1.3	3.6	94.2	3.8		0.024
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	3.9	1.6	4.2		0		0.006
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	18.1	4.6	18.7	23.3	80.1		0.194
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	0	0	0	0	80.1		0
18	IBARRA69	52	Cot69	1	2.4	1.4	2.8	3.5	80.1		0.003
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	4.9	2.1	5.4	6.7	80.1		0.007
22	RETOR69	23	RETOR138	1	4.3	2	4.8	38.1	12.5		0.006
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.4	0.1	0.5	0.6	80.1		0
59	Int69	25	TULCN138	1	-13.5	-6.9	15.2	46	33		0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	9.1	2.1	9.4	17.1	55		0.125
26	OTAV69	29	Ot13.8	1	8.7	2.2	9	72.1	12.5		0.022
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	9	2.3	9.3	74.5	12.5		0.024
29	Ot13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10.4	4.3		0.006
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.5	90.4	0.5		0.007
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	3.8	0.7	3.9	78	5		0.015
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-3.8	-0.7	3.9	6.2	63.3		0.013
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	1.3	0.7	1.5	59.6	2.5		0.005
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-5.1	-1.1	5.3	8.3	63.3		0.016
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0	0.2	4.7	4.3		0.001
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0	0.2	51	0.4		0.002
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	4.7	2.3	5.2	41.8	12.5		0.008
59	Int69	38	SGBRL69	1	10	3.1	10.4	16.5	63.3		0.138
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.1	0.2	4.8	4.3		0.001
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.1	0.2	59.2	0.3		0.003
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	-0.1	2.8	3.5	80.1		0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	6.4	4	7.5	57.8	13		0.016
59	Int69	43	TCN69	1	3.5	3.9	5.3	8.3	63.3		0.002
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0	2.8	22.7	12.5		0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0	2.8	17.6	16.1		0.055

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1999

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2  
MVA

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0	2.9	52.6	5.5	0.009
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	-0.7	-1.3	1.4	33.6	4.3	0.024
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	0.7	1.3	1.4	96.2	1.5	0
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.4	1.3	24.5	5.3	0.057
52	Cot69	53	Cot13.8	1	2.4	1.6	2.9	57.9	5	0.008
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.3	0.5	11	4.3	0.01
54	C.Cot13.	55	C.Cot.4	1	-0.4	0.3	0.5		0	0.007
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	4.5	2.1	5	39.6	12.5	0.007

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 1999

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-0.5	-6.2	6.3	12.5	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-7.6	-6	9.7	29.4	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	0.9	-1.4	1.7	1.1	160.1	0.001
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	-3.5	4.4	5.7	17.8	31.7	0.019
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	2.5	8.2	59.6	13.7	0.198
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	2.5	1.1	2.8	17.1	16.1	0.005
3	ALPACHAC	9	de at	1	1.7	0.8	1.9	6	31.7	0.006
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	1.2	4.2	83.1	5	0.02
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	1.2	4.2	83.1	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	0.8	0.4	0.9	22.9	4	0.001
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	0.8	0.4	0.9	22.9	4	0.001
7	DIESEL34	21	Dies13.8	1	0	0	0		0	0
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	0.8	0.4	0.9	23	4	0.001
9	de at	10	ATUN34.5	1	0.7	0.4	0.8	2.9	27.5	0
9	de at	16	TABAC345	1	1	0.4	1.1	6.1	18	0.019
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	0.6	0.1	0.6	12.7	5	0
10	ATUN34.5	19	ATUNT13.	1	0	0	0	0	2.5	0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	0.1	0.5	0.5	25	2	0.001
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.3	0.5	98.2	0.5	0.009
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.3	0.5	11.4	4.3	0.004
16	TABAC345	17	Tab13.8	1	1	0.4	1.1	28.6	3.8	0.002
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	1.2	0.3	1.2		0	0
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	4.5	4.8	6.6	8.2	80.1	0.025
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	0	0	0	0	80.1	0
18	IBARRA69	52	Cot69	1	0.5	0.5	0.7	0.9	80.1	0
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	1.5	0.4	1.5	1.9	80.1	0.001
22	RETOR69	23	RETOR138	1	1.3	0.6	1.4	11.3	12.5	0.001
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.1	0	0.1	0.2	80.1	0
59	Int69	25	TULCN138	1	-0.9	-2.8	3	9	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	2.1	3.6	4.2	7.6	55	0.027
26	OTAV69	29	Ot13.8	1	2.3	1.4	2.7	21.9	12.5	0.002
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	2.1	4	4.5	36.2	12.5	0.006
29	Ot13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10.2	4.3	0.006
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.4	88.3	0.5	0.007
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	1.2	0.5	1.3	25.2	5	0.001
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-1.2	-0.5	1.3	2	63.3	0.001
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	0.3	0.5	0.5	21.5	2.5	0.001
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.4	-0.6	1.5	2.4	63.3	0.001
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.3	0.3	7.8	4.3	0.002
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.3	0.3	84	0.4	0.006
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	1.3	0.9	1.5	12.4	12.5	0.001
59	Int69	38	SGBRL69	1	2.7	0.8	2.8	4.4	63.3	0.01
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.2	0.3	7.1	4.3	0.002
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.2	0.3	87.7	0.3	0.006
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0	2.8	3.5	80.1	0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	1.1	2	2.3	18.2	12.5	0
59	Int69	43	TCN69	1	-1.8	2	2.7	4.3	63.3	0.001
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.1	2.8	22.7	12.5	0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0.1	2.8	17.6	16.1	0.055

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 1999

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To Bus		MVA						
Bus #	From Name	#	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
46	C-SMIG2		47 C-SMIG1	1	-2.9	0.1	2.9	52.6	5.5	0.009
49	PLYA13.8		48 TCN13.8	1	0.6	-1.3	1.4	35.5	4	0.022
49	PLYA13.8		50 PLYA6.3	1	-0.6	1.3	1.4	94.8	1.5	0
50	PLYA6.3		51 C-PLAYA	1	-1.2	0.9	1.5	29.2	5.3	0.075
52	Cot69		53 Cot13.8	1	0.5	0.8	0.9		0	0.001
53	Cot13.8		54 C.Cot13.	1	-0.4	0.4	0.5	12.8	4.3	0.013
54	C.Cot13.		55 C.Cot.4	1	-0.4	0.4	0.6		0	0.009
56	S.AG69		57 S.AG13.8	1	1.4	0.6	1.5	11.8	12.5	0.001

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1999

BARRAS

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	Pag. 1 de 2	
								MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.98	135.2	0			54.6	20
2	IBRRA345	1	0.99099	34.2	-2.14	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.98376	33.9	-2.62				
4	AMBI 34.	1	1.00358	34.6	-1.35				
6	AMBI G2	1	1	4.2	1.88			4	-0.5
7	DIESEL34	1	0.97741	33.7	-2.83				
8	DIES13.8	1	0.99818	13.8	-5.59	5.6	2.4		
9	de at	1	0.97708	33.7	-4.28				
10	ATUN34.5	1	0.97598	33.7	-4.42				
11	ATUN13.8	1	0.99936	13.8	-5.65	2.1	0.9		
12	C-COTA1	1	1.00361	13.8	-6.15				
13	C.COTA2	1	1.01929	0.4	-6.49			0	0.2
14	C-ATUN1	1	0.99462	13.7	-6.17				
15	C-ATUN2	1	1	0.4	-3.89			0.4	-0.1
16	TABAC345	1	0.94489	32.6	-8.8				
17	Tab13.8	1	0.99692	13.8	-12.58	3.3	1.4		
18	IBARRA69	1	0.99216	68.5	-3.84				
19	ATUNT13.	1	0	0	90	0	0		
20	ATUN13.8	1	0.98914	13.7	-6.46	1.5	0.6		
21	Dies13.8	1	0	0	90	0	0		
22	RETOR69	1	0.98928	68.3	-4.04				
23	RETOR138	1	0.99531	13.7	-5.52	4.3	1.8		
24	DIES13.8	1	0.98722	13.6	-5.57	2.8	0.9		
25	TULCN138	1	0.96273	132.9	-1.31	0	0		
26	OTAV69	1	0.97413	67.2	-5.57				
27	CAYAM69	1	0.95576	65.9	-6.8				
28	CAYAM13.	1	0.9977	13.8	-9.87	9.8	4.1	0.8	0.5
29	Ot13.8	1	0.99769	13.8	-8.55	9.1	3.9		
30	C.OTA.13	1	1.0047	13.9	-7.64				
31	C-OTAV0.	1	1.00004	0.4	-5.13			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.96382	66.5	-5.39				
33	CHOTA13.	1	0.98311	13.6	-8.45	3.8	1.6		
34	ANGEL69	1	0.96813	66.8	-4.96				
35	ANGL13.8	1	0.99054	13.7	-6.82	1.5	0.6		
36	C-ESPJO	1	0.99431	13.7	-6.64				
37	C-SPJO-0	1	1.00002	0.4	-5.41			0.2	0
38	SGBRL69	1	0.97242	67.1	-4.59				
39	SGBRL13.	1	0.9889	13.6	-6.2	4.9	2.1		
40	C-SGAB	1	0.99343	13.7	-5.95				
41	C-SGAB1	1	1.00003	0.4	-4.52			0.2	-0.1
43	TCN69	1	0.99294	68.5	-3.15				
44	ROSAL69	1	0.9934	68.5	-3.07				
45	ROSAL345	1	0.97669	33.7	-2.03				
46	C-SMIG2	1	0.99586	34.4	-1.01				
47	C-SMIG1	1	1	4.2	1.14			2.9	0.1
48	TCN13.8	1	0.98659	13.6	-5.32	5.6	2.4		
49	PLYA13.8	1	0.97185	13.4	-4.72				
50	PLYA6.3	1	0.97786	6.2	-6.18	1.9	0.8		
51	C-PLAYA	1	1.00001	6.3	-1.12			1.3	-0.3



RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 1999

BARRAS

Pag. 1 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
52	Cot69	1	0.98945	68.3	-3.99				
53	Cot13.8	1	0.99817	13.8	-5.78	2.8	1.2		
54	C.Cot13.	1	1.00901	13.9	-4.63				
55	C.Cot.4	1	1.00003	0.4	-2.37			0.4	-0.3
56	S.AG69	1	0.98945	68.3	-4.03				
57	S.AG13.8	1	0.98858	13.6	-5.58	4.5	1.9		
58	AMBI G1	1	1	4.2	1.88			4	-0.5
59	Int69	1	0.99396	68.6	-3.13				

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 1999

BARRAS

No.	Name	Area	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
1	S.N.I.IB	1	0.98000	135.2	0			9	11.2
2	IBRRA345	1	0.99620	34.4	-0.09	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.99271	34.2	0.31				
4	AMBI 34.	1	1.01020	34.9	1.72				
6	AMBI G2	1	0.99998	4.2	4.97			4	-1
7	DIESEL34	1	0.99053	34.2	0.27				
8	DIES13.8	1	1.00832	13.9	-0.52	1.7	0.7		
9	de at	1	0.98661	34	0.03				
10	ATUN34.5	1	0.98599	34	0.01				
11	ATUN13.8	1	0.99782	13.8	-0.36	0.6	0.3		
12	C-COTA1	1	1.00208	13.8	-0.86				
13	C.COTA2	1	1.01778	0.4	-1.2			0	0.2
14	C-ATUN1	1	1.01104	14	0.44				
15	C-ATUN2	1	1.00000	0.4	3.06			0.4	-0.3
16	TABAC345	1	0.96433	33.3	-0.55				
17	Tab13.8	1	0.98558	13.6	-1.58	1	0.4		
18	IBARRA69	1	0.99063	68.4	-0.99				
19	ATUNT13.	1	0.00000	0	90	0	0		
20	ATUN13.8	1	1.00719	13.9	-0.01	0.4	0.2		
21	Dies13.8	1	0.00000	0	90	0	0		
22	RETOR69	1	0.98988	68.3	-1.05				
23	RETOR138	1	1.00505	13.9	-1.48	1.3	0.5		
24	DIES13.8	1	1.01489	14	-0.51	0.8	0.4		
25	TULCN138	1	0.97821	135	-0.08	0	0		
26	OTAV69	1	0.97939	67.6	-1.29				
27	CAYAM69	1	0.96661	66.7	-1.31				
28	CAYAM13.	1	1.00000	13.8	-1.96	2.9	1.2	0.8	-2.7
29	Ot13.8	1	0.99541	13.7	-2.09	2.7	1.2		
30	C.OTA.13	1	1.00289	13.8	-1.21				
31	C-OTAV0.	1	1.00000	0.4	1.26			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.98692	68.1	-0.78				
33	CHOTA13.	1	1.01085	13.9	-1.63	1.2	0.5		
34	ANGEL69	1	0.98853	68.2	-0.66				
35	ANGL13.8	1	1.01424	14	-0.98	0.4	0.2		
36	C-ESPJO	1	1.01543	14	-0.54				
37	C-SPJO-0	1	1.00000	0.4	1.29			0.2	-0.3
38	SGBRL69	1	0.98999	68.3	-0.58				
39	SGBRL13.	1	1.00982	13.9	-1	1.5	0.6		
40	C-SGAB	1	1.01178	14	-0.49				
41	C-SGAB1	1	1.00000	0.4	1.53			0.2	-0.2
43	TCN69	1	0.99605	68.7	-0.17				
44	ROSAL69	1	0.99646	68.8	-0.09				
45	ROSAL345	1	0.97895	33.8	0.95				
46	C-SMIG2	1	0.99735	34.4	2.02				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	4.16			2.9	0
48	TCN13.8	1	1.00293	13.8	-0.53	1.7	0.7		
49	PLYA13.8	1	1.00291	13.8	0.44				
50	PLYA6.3	1	1.01192	6.4	1.71	0.6	0.2		
51	C-PLAYA	1	1.00002	6.3	7.59			1.3	-0.8
52	Cot69	1	0.98965	68.3	-1				
53	Cot13.8	1	1.01077	13.9	-1.32	0.8	0.4		
54	C.Cot13.	1	1.01863	14.1	0.1				
55	C.Cot.4	1	1.00000	0.4	2.53			0.4	-0.4
56	S.AG69	1	0.98992	68.3	-1.04				
57	S.AG13.8	1	0.99856	13.8	-1.5	1.4	0.6		
58	AMBI G1	1	0.99998	4.2	4.97			4	-1
59	Int69	1	0.99631	68.7	-0.2				

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2000

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA	
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-13.6	-5.6	14.7	29.5	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-30.8	-9	32.1	97.2	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	14.8	4.6	15.5	9.7	160.1	0.135
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	9.6	3.8	10.3	32.6	31.7	0.064
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	1.9	8	58.4	13.7	0.192
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	8.7	2.4	9	56.1	16.1	0.051
3	ALPACHAC	9	de at	1	8.6	-0.5	8.6	27.2	31.7	0.134
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	0.9	4.1	81.6	5	0.02
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	0.9	4.1	81.6	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	2.8	0.4	2.8	71.2	4	0.013
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	2.8	0.4	2.8	71.2	4	0.013
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	3	1.5	3.4	84.5	4	0.018
9	de at	10	ATUN34.5	1	3.5	-0.2	3.6		0	0.005
9	de at	16	TABAC345	1	4.9	-0.5	5	22	22.5	0.381
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	2.3	-1	2.5	50.2	5	0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	1.2	0.9	1.5	75.3	2	0.008
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.1	0.4	83	0.5	0.006
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.1	0.4	9.6	4.3	0.003
16	TABAC345	17	Tab13.8	1	2.6	-0.5	2.7	70.9	3.8	0.013
16	TABAC345	59	N.TAB13.	1	1.9	-0.3	1.9	75.2	2.5	0.011
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	4.2	1.7	4.6		0	0.007
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	18.5	3.5	18.9	23.6	80.1	0.198
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	0	0	0	0	80.1	0
18	IBARRA69	52	Cot69	1	2.6	1.4	3	3.7	80.1	0.003
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	5.4	2.3	5.9	7.4	80.1	0.008
22	RETOR69	23	RETOR138	1	4.6	2.1	5.1	40.7	12.5	0.007
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.4	0.1	0.4	0.5	80.1	0
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-14.7	-7.6	16.5	50	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	9	0.7	9.1	16.5	55	0.115
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	9.3	2.5	9.6	77.1	12.5	0.026
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	8.9	0.9	9	69.1	13	0.023
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10	4.3	0.006
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.4	86.6	0.5	0.007
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	4	1.9	4.4	88.5	5	0.019
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-4	-1.9	4.4	7	63.3	0.017
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	1.3	0.7	1.5	60.9	2.5	0.005
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-5.3	-2.4	5.8	9.2	63.3	0.02
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0	0.2	4.6	4.3	0.001
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0	0.2	50	0.4	0.002
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	4.9	2.3	5.4	43.5	12.5	0.008
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	10.4	4.4	11.3	17.8	63.3	0.161
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	-0.1	0.2	4.9	4.3	0.001
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	-0.1	0.2	70	0.3	0.003
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	4.2	3.2	5.3	8.4	63.3	0.003
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0	2.8	3.5	80.1	0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	7.1	4.2	8.2	65.7	12.5	0.019
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.1	2.8	22.7	12.5	0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0	2.8	17.6	16.1	0.055

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2000

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA	
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B	MW Loss
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0	2.9	52.6	5.5	0.009
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	-0.8	-1.2	1.4	33.5	4.3	0.023
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	0.8	1.2	1.4	96.1	1.5	0
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.2	1.3	23.8	5.3	0.055
52	Cot69	53	Cot13.8	1	2.6	1.6	3.1	61.2	5	0.009
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.2	0.4	10.3	4.3	0.009
54	C.Cot13.	55	C.Cot0.4	1	-0.4	0.2	0.4	74.9	0.6	0.006
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	5	2.3	5.5	44.1	12.5	0.009

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2000

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From		To Bus		MVA						
Bus #	From Name	#	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lím B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-1.1	-6.3	6.4	12.8	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-8	-4.1	9	27.4	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	1.3	-2.6	2.9	1.8	160.1	0.001
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	-2.9	4.5	5.4	17	31.7	0.017
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	2.4	8.1	59.4	13.7	0.197
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	2.6	1.1	2.8	17.6	16.1	0.005
3	ALPACHAC	9	de at	1	2.2	0.9	2.4	7.6	31.7	0.01
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	0.8	0.4	0.9	23	4	0.001
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	0.8	0.4	0.9	23	4	0.001
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	0.9	0.4	1	24.6	4	0.001
9	de at	10	ATUN34.5	1	0.8	0.4	0.9	3.1	27.5	0
9	de at	16	TABAC345	1	1.4	0.6	1.5	6.8	22.5	0.036
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	0.7	0.1	0.7	14	5	0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	0.1	0.4	0.4	21.9	2	0.001
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.2	0.4	89.8	0.5	0.007
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.2	0.4	10.4	4.3	0.003
16	TABAC345	17	Tab13.8	1	0.8	0.4	0.9	23.2	3.8	0.001
16	TABAC345	59	N.TAB13.	1	0.6	0.2	0.6	24.8	2.5	0.001
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	1.3	0.3	1.3		0	0.001
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	4.6	2.7	5.4	6.7	80.1	0.017
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	0	0	0	0	80.1	0
18	IBARRA69	52	Cot69	1	0.5	0.6	0.8	1	80.1	0
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	1.6	0.5	1.7	2.1	80.1	0.001
22	RETOR69	23	RETOR138	1	1.4	0.6	1.5	12.1	12.5	0.001
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.1	0	0.1	0.2	80.1	0
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-1.3	-1.7	2.1	6.3	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	2.1	1.5	2.6	4.7	55	0.01
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	2.5	1.6	3	23.7	12.5	0.002
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	2.1	1.9	2.8	22.6	12.5	0.002
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.3	0.5	11	4.3	0.007
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.3	0.5	94.7	0.5	0.008
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	1.2	0.5	1.3	25.9	5	0.002
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-1.2	-0.5	1.3	2	63.3	0.001
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	0.3	0.5	0.5	21.4	2.5	0.001
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.5	-0.6	1.6	2.5	63.3	0.001
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.3	0.3	7.5	4.3	0.002
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.3	0.3	81.2	0.4	0.005
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	1.4	0.8	1.6	12.7	12.5	0.001
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	2.8	0.7	2.9	4.6	63.3	0.011
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.2	0.3	6	4.3	0.002
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.2	0.3	86.5	0.3	0.004
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	-1.6	0.9	1.8	2.9	63.3	0
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0	2.8	3.5	80.1	0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	1.3	1.9	2.3	18.4	12.5	0.001
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.1	2.8	22.7	12.5	0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0	2.8	17.6	16.1	0.055

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2000

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To Bus		MVA						
Bus #	From Name	#	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
46	C-SMIG2		47 C-SMIG1	1	-2.9	0	2.9	52.6	5.5	0.009
49	PLYA13.8		48 TCN13.8	1	0.6	-1.1	1.3	29.3	4.3	0.017
49	PLYA13.8		50 PLYA6.3	1	-0.6	1.1	1.3	84.1	1.5	0
50	PLYA6.3		51 C-PLAYA	1	-1.2	0.8	1.5	27.6	5.3	0.068
52	Cot69		53 Cot13.8	1	0.5	0.8	1	19.6	5	0.001
53	Cot13.8		54 C.Cot13.	1	-0.4	0.4	0.6	13.4	4.3	0.014
54	C.Cot13.		55 C.Cot0.4	1	-0.4	0.4	0.6	97.2	0.6	0.01
56	S.AG69		57 S.AG13.8	1	1.5	0.6	1.6	12.8	12.5	0.001

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2000

BARRAS

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	Pag. 1 de 2	
								MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.98	135.2	0			59.2	22.3
2	IBRRA345	1	0.99723	34.4	-2.52	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.98676	34	-3.09				
4	AMBI 34.	1	1.00582	34.7	-1.78				
5	AMBI G1	1	0	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	1.00001	4.2	1.46			4	-0.6
7	DIESEL34	1	0.98004	33.8	-3.3				
8	DIES13.8	1	1.00089	13.8	-6.05	5.6	2.4		
9	de at	1	0.97391	33.6	-5.05				
10	ATUN34.5	1	0.97257	33.6	-5.21				
11	ATUN13.8	1	1.00131	13.8	-6.56	2.3	1		
12	C-COTA1	1	1.00556	13.9	-7.05				
13	C.COTA2	1	1.02122	0.4	-7.39			0	0.2
14	C-ATUN1	1	0.99538	13.7	-7.14				
15	C-ATUN2	1	1.00004	0.4	-4.83			0.4	-0.1
16	TABAC345	1	0.91198	31.5	-10.61				
17	Tab13.8	1	0.99274	13.7	-13.54	2.7	1.1		
18	IBARRA69	1	0.99336	68.5	-4.03				
20	ATUN13.8	1	0.98993	13.7	-7.44	1.6	0.7		
22	RETOR69	1	0.99021	68.3	-4.24				
23	RETOR138	1	0.98884	13.6	-5.84	4.6	2		
24	DIES13.8	1	0.98924	13.7	-6.19	3	1.3		
25	TULCN138	1	0.96052	132.6	-1.42	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.97709	67.4	-5.83				
27	CAYAM69	1	0.96255	66.4	-7.14				
28	CAYAM13.	1	0.99977	13.8	-10.21	9.7	4.1	0.8	0.6
29	OTAV13.8	1	0.99255	13.7	-9.03	9.7	4.1		
30	C.OTA.13	1	1.00065	13.8	-8.19				
31	C-OTAV0.	1	0.99995	0.4	-5.75			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.95678	66	-5.56				
33	CHOTA13.	1	0.97807	13.5	-8.64	4	1.7		
34	ANGEL69	1	0.96376	66.5	-5.18				
35	ANGL13.8	1	0.98626	13.6	-7.13	1.5	0.7		
36	C-ESPJO	1	0.99049	13.7	-6.99				
37	C-SPJO-0	1	0.99999	0.4	-5.87			0.2	0
38	SGBRL69	1	0.96985	66.9	-4.84				
39	SGBRL13.	1	0.97318	13.4	-6.58	5.1	2.2		
40	C-SGAB	1	0.97958	13.5	-6.53				
41	C-SGAB1	1	1.00001	0.4	-5.56			0.2	0.1
42	TCN69SNI	1	0.99573	68.7	-3.4				
43	TCN69	1	0.99468	68.6	-3.43				
44	ROSAL69	1	0.99511	68.7	-3.35				
45	ROSAL345	1	0.97795	33.7	-2.3				
46	C-SMIG2	1	0.9967	34.4	-1.26				
47	C-SMIG1	1	1.00001	4.2	0.89			2.9	0.1
48	TCN13.8	1	0.99378	13.7	-5.8	6.2	2.6		
49	PLYA13.8	1	0.97808	13.5	-5.32				
50	PLYA6.3	1	0.96739	6.1	-7.12	2.1	0.9		
51	C-PLAYA	1	1.00006	6.3	-2.32			1.3	-0.1

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2000

BARRAS

Pag. 2 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
52	Cot69	1	0.99056	68.3	-4.18				
53	Cot13.8	1	0.9922	13.7	-6.13	3	1.3		
54	C.Cot13.	1	1.00442	13.9	-5.11				
55	C.Cot0.4	1	1	0.4	-2.94			0.4	-0.2
56	S.AG69	1	0.99037	68.3	-4.23				
57	S.AG13.8	1	0.9815	13.5	-5.97	5	2.1		
58	AMBI G1	1	1.00001	4.2	1.46			4	-0.6
59	N.TAB13.	1	0.98779	13.6	-12.87	1.9	0.8		



RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2000

BARRAS

No.	Name	Area	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW	Mvar	MW	Mvar
1	S.N.I.IB	1	0.98000	135.2	0			10.3	8.2
2	IBRRA345	1	0.99589	34.4	-0.2	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.99196	34.2	0.17				
4	AMBI 34.	1	1.00965	34.8	1.57				
5	AMBI G1	1	0.00000	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	0.99999	4.2	4.81			4	-0.9
7	DIESEL34	1	0.98972	34.1	0.13				
8	DIES13.8	1	1.00745	13.9	-0.66	1.7	0.7		
9	de at	1	0.98446	34	-0.21				
10	ATUN34.5	1	0.98383	33.9	-0.23				
11	ATUN13.8	1	1.00173	13.8	-0.63	0.7	0.3		
12	C-COTA1	1	1.00597	13.9	-1.13				
13	C.COTA2	1	1.02161	0.4	-1.46			0	0.2
14	C-ATUN1	1	1.02524	14.1	0.05				
15	C-ATUN2	1	1.02123	0.4	2.43			0.4	-0.2
16	TABAC345	1	0.95331	32.9	-1.02				
17	Tab13.8	1	1.01592	14	-1.81	0.8	0.3		
18	IBARRA69	1	0.99496	68.7	-1.04				
20	ATUN13.8	1	1.02078	14.1	-0.31	0.5	0.2		
22	RETOR69	1	0.99415	68.6	-1.1				
23	RETOR138	1	0.99636	13.7	-1.58	1.4	0.6		
24	DIES13.8	1	1.02019	14.1	-0.7	0.9	0.4		
25	TULCN138	1	0.98018	135.3	-0.15	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.98732	68.1	-1.42				
27	CAYAM69	1	0.98018	67.6	-1.6				
28	CAYAM13.	1	1.00000	13.8	-2.3	2.9	1.2	0.8	-0.6
29	OTAV13.8	1	1.00271	13.8	-2.26	2.9	1.2		
30	C.OTA.13	1	1.00859	13.9	-1.27				
31	C-OTAVO.	1	1.00000	0.4	1.31			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.98529	68	-0.92				
33	CHOTA13.	1	1.02921	14.2	-1.77	1.2	0.5		
34	ANGEL69	1	0.98695	68.1	-0.8				
35	ANGL13.8	1	1.01280	14	-1.13	0.5	0.2		
36	C-ESPJO	1	1.01415	14	-0.7				
37	C-SPJO-0	1	1.00001	0.4	1.09			0.2	-0.3
38	SGBRL69	1	0.98844	68.2	-0.71				
39	SGBRL13.	1	1.00190	13.8	-1.16	1.5	0.7		
40	C-SGAB	1	1.00484	13.9	-0.75				
41	C-SGAB1	1	1.00000	0.4	1.05			0.2	-0.2
42	TCN69SNI	1	0.99481	68.6	-0.31				
43	TCN69	1	0.99466	68.6	-0.28				
44	ROSAL69	1	0.99509	68.7	-0.2				
45	ROSAL345	1	0.97794	33.7	0.84				
46	C-SMIG2	1	0.99668	34.4	1.89				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	4.03			2.9	0.1
48	TCN13.8	1	1.00827	13.9	-0.68	1.9	0.8		
49	PLYA13.8	1	1.00874	13.9	0.17				
50	PLYA6.3	1	1.00255	6.3	1.4	0.6	0.3		
51	C-PLAYA	1	1.00001	6.3	7.06			1.3	-0.7
52	Cot69	1	0.99389	68.6	-1.06				
53	Cot13.8	1	1.01436	14	-1.41	0.9	0.4		
54	C.Cot13.	1	1.02138	14.1	0.08				
55	C.Cot0.4	1	1.00000	0.4	2.57			0.4	-0.4
56	S.AG69	1	0.99419	68.6	-1.1				
57	S.AG13.8	1	1.00254	13.8	-1.59	1.5	0.6		
58	AMBI G1	1	0.99999	4.2	4.81			4	-0.9
59	N.TAB13.	1	1.02419	14.1	-1.61	0.6	0.2		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2001

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA		MW Loss
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B	MVA	
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-10.7	-6.7	12.6	25.2	50	0	
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-25.9	-9.5	27.6	83.7	33	0	
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	11.2	-0.1	11.2	7	160.1	0.068	
59	CHAVEZ13	1	S.N.I.IB	1	48.5	19	52.1	65.1	80.1	0.744	
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	6.7	4.9	8.3	26.1	31.7	0.041	
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	1.6	7.9	58	13.7	0.19	
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	8.2	4	9.1	56.8	16.1	0.052	
3	ALPACHAC	9	de at	1	6.2	-0.8	6.2	19.6	31.7	0.07	
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0	
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	0.8	4.1	81	5	0.02	
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	0.8	4.1	81	5	0.02	
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	2.4	1.2	2.7	67.3	4	0.011	
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	2.4	1.2	2.7	67.3	4	0.011	
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	3.3	1.6	3.7	92.5	4	0.021	
9	de at	10	ATUN34.5	1	3.8	-0.2	3.8	13.8	27.5	0.006	
9	de at	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0	
9	de at	66	Ota34.5	1	2.3	-0.7	2.4	15	16.1	0.014	
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	2.3	-1	2.5	49.9	5	0	
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	1.5	0.9	1.8	87.8	2	0.011	
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002	
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001	
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0	0.4	79.4	0.5	0.006	
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.1	0.4	9.2	4.3	0.003	
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0	
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	4.8	2	5.2		0	0.009	
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	7.7	1.7	7.9	9.8	80.1	0.035	
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	-4.3	-1.8	4.6	5.8	80.1	0.016	
18	IBARRA69	52	Cot69	1	2.8	1.5	3.2	3.9	80.1	0.004	
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	6.4	2.8	7	8.7	80.1	0.011	
22	RETOR69	23	RETOR138	1	4.9	2.3	5.4	43.3	12.5	0.008	
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.1	0	0.1	0.2	80.1	0	
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-11.1	-3.6	11.7	35.4	33	0	
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	0	0	0		0	0	
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	7.6	1.6	7.8	62.3	12.5	0.017	
64	CAY69	26	OTAV69	1	0	-0.7	0.7	1.4	55	0	
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	0	0	0		0	0	
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10.1	4.3	0.006	
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.4	87.6	0.5	0.007	
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	4.1	0.2	4.1	82.2	5	0.016	
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	0.2	1.6	1.6	2.6	63.3	0.003	
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	1.3	0.8	1.6	63.1	2.5	0.006	
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.2	1.1	1.6	2.6	63.3	0.002	
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.1	0.2	5.3	4.3	0.001	
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.1	0.2	57.3	0.4	0.003	
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	5.3	2.6	5.9	46.9	12.5	0.009	
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	6.5	0.8	6.5	10.3	63.3	0.054	
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.1	0.2	4.9	4.3	0.001	
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.1	0.2	71	0.3	0.003	
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	4.7	2.8	5.4	8.6	63.3	0.003	
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0.1	2.8	3.5	80.1	0.001	
43	TCN69	48	TCN13.8	1	7.5	3.6	8.3	66.5	12.5	0.019	

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2001

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA		MW Loss
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B		
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.2	2.8	22.7	12.5	0.004	
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0.2	2.8	17.7	16.1	0.055	
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0.2	2.9	52.7	5.5	0.009	
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	-1	-0.4	1.1	24.4	4.3	0.012	
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	1	0.4	1.1	70	1.5	0.006	
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.6	1.4	26.3	5.3	0.063	
52	Cot69	53	Cot13.8	1	2.8	1.7	3.3	65.2	5	0.01	
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.3	0.5	10.8	4.3	0.009	
54	C.Cot13.	55	C.Cot0.4	1	-0.4	0.3	0.5	78.9	0.6	0.007	
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	6.2	2.9	6.9	55.2	12.5	0.013	
59	CHAVEZ13	60	TINEC138	1	15.5	3.7	15.9	19.9	80.1	0.036	
61	T.INEC69	60	TINEC138	1	-15.4	-4.2	16	48.5	33	0	
61	T.INEC69	62	Tab13.8	1	5.1	2.4	5.6	45.1	12.5	0.009	
61	T.INEC69	64	CAY69	1	10.3	1.9	10.5	13.1	80.1	0.022	
64	CAY69	65	CAY 13.8	1	10.3	2	10.5	84.2	12.5	0.031	
66	Ota34.5	67	Ota13.8	1	2.3	-0.7	2.4	63.9	3.8	0.01	

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2001

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-1.3	-6.2	6.3	12.7	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-7	-3.5	7.9	23.8	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	1.1	-3.2	3.4	2.1	160.1	0.001
59	CHAVEZ13	1	S.N.I.IB	1	9.4	4.9	10.6	13.2	80.1	0.033
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	-2.7	4.4	5.2	16.3	31.7	0.016
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	2.6	8.2	59.7	13.7	0.198
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	2.5	1.1	2.7	16.6	16.1	0.004
3	ALPACHAC	9	de at	1	2.6	0.8	2.7	8.5	31.7	0.013
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	1.2	4.2	83.2	5	0.02
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	1.2	4.2	83.2	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	0.7	0.3	0.8	19.8	4	0.001
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	0.7	0.3	0.8	19.8	4	0.001
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	1	0.4	1.1	27.1	4	0.002
9	de at	10	ATUN34.5	1	0.9	0.4	1	3.5	27.5	0
9	de at	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0
9	de at	66	Ota34.5	1	1.7	0.3	1.7	10.8	16.1	0.007
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	0.7	0.1	0.7	14	5	0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	0.2	0.5	0.5	27.4	2	0.001
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.3	0.5	95.4	0.5	0.008
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.3	0.5	11	4.3	0.004
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	1.4	0.4	1.5		0	0.001
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	2.7	1.2	2.9	3.6	80.1	0.005
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	-0.4	-1.1	1.1	1.4	80.1	0.001
18	IBARRA69	52	Cot69	1	0.6	0.6	0.8	1	80.1	0
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	1.9	0.6	2	2.5	80.1	0.001
22	RETOR69	23	RETOR138	1	1.5	0.6	1.6	12.9	12.5	0.001
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0	0	0.1	0.1	80.1	0
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-1.1	-1.1	1.5	4.7	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	0	0	0		0	0
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	2	1.3	2.4	19.3	12.5	0.002
64	CAY69	26	OTAV69	1	-0.6	-0.7	0.9	1.7	55	0.001
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	0	0	0		0	0
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.3	0.5	11	4.3	0.007
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.3	0.5	95.3	0.5	0.008
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	1.2	0.5	1.3	26.9	5	0.002
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-0.8	0.5	0.9	1.5	63.3	0.001
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	0.3	0.5	0.6	23.5	2.5	0.001
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.1	0.3	1.1	1.7	63.3	0.001
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.3	0.4	8.6	4.3	0.003
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.3	0.4	92.9	0.4	0.007
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	1.4	0.9	1.7	13.7	12.5	0.001
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	2.5	-0.2	2.5	4	63.3	0.008
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.2	0.3	6.7	4.3	0.002
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.2	0.3	96.6	0.3	0.005
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	-1.4	1.3	1.9	3	63.3	0
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0.3	2.8	3.6	80.1	0.001
43	TCN69	48	TCN13.8	1	1.4	2	2.4	19.3	12.5	0.002

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2001

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To Bus		MVA						
Bus #	From Name	#	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	0.4	2.9	22.9	12.5	0.004
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	0.4	2.9	17.8	16.1	0.055
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	0.4	2.9	53	5.5	0.009
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	0.6	-1.1	1.2	28.7	4.3	0.016
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	-0.6	1.1	1.2	82.2	1.5	0.007
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.8	1.4	27.3	5.3	0.067
52	Cot69	53	Cot13.8	1	0.6	0.8	1	19.6	5	0.001
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.4	0.5	12.6	4.3	0.013
54	C.Cot13.	55	C.Cot0.4	1	-0.4	0.4	0.6	91.9	0.6	0.009
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	1.9	0.8	2	16.3	12.5	0.001
59	CHAVEZ13	60	TINEC138	1	4	0	4	5	80.1	0.002
61	T.INEC69	60	TINEC138	1	-4	-1.3	4.2	12.7	33	0
61	T.INEC69	62	Tab13.8	1	1.5	0.7	1.7	13.4	12.5	0.001
64	CAY69	61	T.INEC69	1	-2.5	-0.7	2.6	3.2	80.1	0.001
64	CAY69	65	CAY 13.8	1	3.1	1.4	3.4	27.1	12.5	0.003
66	Ota34.5	67	Ota13.8	1	1.7	0.4	1.7	45.9	3.8	0.005

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2001

BARRAS

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	Pag. 1 de 2	
								MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.96961	133.8	-2.26			0	0
2	IBRRA345	1	0.99479	34.3	-4.29	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.98465	34	-4.61				
4	AMBI 34.	1	1.00424	34.6	-3.33				
5	AMBI G1	1	0	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	1	4.2	-0.09			4	-0.5
7	DIESEL34	1	0.97728	33.7	-4.74				
8	DIES13.8	1	0.99243	13.7	-7.06	4.8	2.1		
9	de at	1	0.9768	33.7	-6.05				
10	ATUN34.5	1	0.9753	33.6	-6.21				
11	ATUN13.8	1	0.99772	13.8	-7.57	2.3	1		
12	C-COTA1	1	1.00197	13.8	-8.07				
13	C.COTA2	1	1.01768	0.4	-8.41			0	0.2
14	C-ATUN1	1	0.98906	13.6	-8.73				
15	C-ATUN2	1	1	0.4	-6.57			0.4	0
16	TABAC345	1	0	0	90				
17	TABAC138	1	0	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.99366	68.6	-5.73				
20	ATUN13.8	1	0.98303	13.6	-8.97	1.9	0.8		
22	RETOR69	1	0.99005	68.3	-5.97				
23	RETOR138	1	1.00085	13.8	-7.63	4.9	2.1		
24	DIES13.8	1	0.9903	13.7	-7.89	3.3	1.4		
25	TULCN138	1	0.96034	132.5	-3.44	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.98626	68.1	-6.46				
27	CAYAM69	1	0	0	90				
28	CAYAM13.	1	0	0	90	0	0		
29	OTAV13.8	1	0.99441	13.7	-9.1	8	3.4		
30	C.OTA.13	1	1.00209	13.8	-8.23				
31	C-OTAV0.	1	1	0.4	-5.78			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.98721	68.1	-6.14				
33	CHOTA13.	1	1.00138	13.8	-9.35	4.1	1.7		
34	ANGEL69	1	0.98359	67.9	-6.07				
35	ANGL13.8	1	0.99774	13.8	-7.96	1.5	0.7		
36	C-ESPJO	1	1.00073	13.8	-7.69				
37	C-SPJO-0	1	1.00001	0.4	-6.28			0.2	-0.1
38	SGBRL69	1	0.98261	67.8	-5.94				
39	SGBRL13.	1	0.99113	13.7	-7.73	5.4	2.3		
40	C-SGAB	1	0.99538	13.7	-7.45				
41	C-SGAB1	1	1.00002	0.4	-5.96			0.2	-0.1
42	TCN69SNI	1	0.99365	68.6	-4.93				
43	TCN69	1	0.99265	68.5	-4.97				
44	ROSAL69	1	0.993	68.5	-4.88				
45	ROSAL345	1	0.98094	33.8	-3.84				
46	C-SMIG2	1	0.99869	34.5	-2.74				
47	C-SMIG1	1	1	4.2	-0.59			2.9	-0.1
48	TCN13.8	1	0.99528	13.7	-7.5	6.5	2.8		
49	PLYA13.8	1	0.98242	13.6	-7.53				
50	PLYA6.3	1	0.99416	6.3	-9.4	2.2	0.9		
51	C-PLAYA	1	1.00001	6.3	-3.94			1.3	-0.5

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2001

BARRAS

Pag. 2 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
52	Cot69	1	0.99064	68.4	-5.89				
53	Cot13.8	1	0.9972	13.8	-7.93	3.1	1.3		
54	C.Cot13.	1	1.00825	13.9	-6.81				
55	C.Cot0.4	1	1	0.4	-4.57			0.4	-0.2
56	S.AG69	1	0.99009	68.3	-5.97				
57	S.AG13.8	1	0.99686	13.8	-8.06	6.2	2.7		
58	AMBI G1	1	1	4.2	-0.09			4	-0.5
59	CHAVEZ13	1	1	138	0			64	22.7
60	TINEC138	1	0.99589	137.4	-0.38				
61	T.INEC69	1	0.99708	68.8	-2.55				
62	Tab13.8	1	1.00089	13.8	-4.26	5.1	2.2		
64	CAY69	1	0.98488	68	-6.43				
65	CAY 13.8	1	1.0036	13.8	-9.92	10.3	4.4		
66	Ota34.5	1	0.97289	33.6	-6.46				
67	Ota13.8	1	0.9954	13.7	-9.02	2.3	1		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2001

BARRAS

Pag. 1 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.99220	136.9	-0.4			0	0
2	IBRRA345	1	0.99704	34.4	-0.63	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.99310	34.3	-0.29				
4	AMBI 34.	1	1.01050	34.9	1.13				
5	AMBI G1	1	0.00000	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	0.99999	4.2	4.37			4	-1
7	DIESEL34	1	0.99099	34.2	-0.33				
8	DIES13.8	1	1.02310	14.1	-0.99	1.5	0.6		
9	de at	1	0.98559	34	-0.77				
10	ATUN34.5	1	0.98487	34	-0.79				
11	ATUN13.8	1	0.99646	13.8	-1.2	0.7	0.3		
12	C-COTA1	1	1.00072	13.8	-1.7				
13	C.COTA2	1	1.01644	0.4	-2.04			0	0.2
14	C-ATUN1	1	1.00887	13.9	-0.59				
15	C-ATUN2	1	1.00000	0.4	1.99			0.4	-0.3
16	TABAC345	1	0.00000	0	90				
17	TABAC138	1	0.00000	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.99673	68.8	-1.28				
20	ATUN13.8	1	1.00480	13.9	-1.01	0.6	0.2		
22	RETOR69	1	0.99577	68.7	-1.35				
23	RETOR138	1	1.01708	14	-1.85	1.5	0.6		
24	DIES13.8	1	1.02069	14.1	-1.24	1	0.4		
25	TULCN138	1	0.99359	137.1	-0.54	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.99284	68.5	-1.51				
27	CAYAM69	1	0.00000	0	90				
28	CAYAM13.	1	0.00000	0	90	0	0		
29	OTAV13.8	1	1.00333	13.8	-2.18	2.4	1		
30	C.OTA.13	1	1.00908	13.9	-1.19				
31	C-OTAV0.	1	1.00000	0.4	1.41			0.4	-0.3
32	CHOTA69	1	0.99470	68.6	-1.29				
33	CHOTA13.	1	1.00524	13.9	-2.21	1.2	0.5		
34	ANGEL69	1	0.99403	68.6	-1.17				
35	ANGL13.8	1	1.01873	14.1	-1.5	0.5	0.2		
36	C-ESPJO	1	1.01942	14.1	-1				
37	C-SPJO-0	1	1.00001	0.4	0.93			0.2	-0.3
38	SGBRL69	1	0.99402	68.6	-1.08				
39	SGBRL13.	1	1.00710	13.9	-1.56	1.6	0.7		
40	C-SGAB	1	1.00939	13.9	-1.08				
41	C-SGAB1	1	1.00000	0.4	0.86			0.2	-0.2
42	TCN69SNI	1	0.99737	68.8	-0.67				
43	TCN69	1	0.99714	68.8	-0.65				
44	ROSAL69	1	0.99741	68.8	-0.56				
45	ROSAL345	1	0.98423	34	0.47				
46	C-SMIG2	1	1.00087	34.5	1.63				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	3.79			2.9	-0.3
48	TCN13.8	1	1.01061	13.9	-1.09	2	0.8		
49	PLYA13.8	1	1.01073	13.9	-0.26				
50	PLYA6.3	1	1.00112	6.3	1.21	0.7	0.3		
51	C-PLAYA	1	1.00001	6.3	6.83			1.3	-0.6
52	Cot69	1	0.99568	68.7	-1.31				
53	Cot13.8	1	1.00988	13.9	-1.69	0.9	0.4		
54	C.Cot13.	1	1.01796	14	-0.3				
55	C.Cot0.4	1	1.00000	0.4	2.13			0.4	-0.4
56	S.AG69	1	0.99578	68.7	-1.35				
57	S.AG13.8	1	1.01598	14	-1.97	1.9	0.8		
58	AMBI G1	1	0.99999	4.2	4.37			4	-1



RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2001

BARRAS

Pag. 2 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
59	CHAVEZ13	1	1.00000	138	0			13.4	4.9
60	TINEC138	1	0.99913	137.9	-0.1				
61	T.INEC69	1	0.99588	68.7	-0.65				
62	Tab13.8	1	1.01054	13.9	-1.16	1.5	0.6		
64	CAY69	1	0.99090	68.4	-1.57				
65	CAY 13.8	1	1.01397	14	-2.58	3.1	1.3		
66	Ota34.5	1	0.98075	33.8	-0.94				
67	Ota13.8	1	0.98396	13.6	-2.76	1.7	0.3		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2002

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA		MW Loss
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B	MVA	
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-12.2	-7.3	14.2	28.5	50	0	
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-27.4	-10.9	29.5	89.3	33	0	
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	11.9	1.2	12	7.5	160.1	0.081	
59	CHAVEZ13	1	S.N.I.IB	1	52.4	23.3	57.3	71.6	80.1	0.9	
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	8.2	5.5	9.9	31.2	31.7	0.059	
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	1.3	7.9	57.5	13.7	0.189	
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	8.7	4.2	9.6	59.9	16.1	0.059	
3	ALPACHAC	9	de at	1	7.3	-0.1	7.3	22.9	31.7	0.096	
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0	
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	0.6	4	80.5	5	0.019	
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	0.6	4	80.5	5	0.019	
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	2.6	1.3	2.9	73.4	4	0.014	
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	2.6	1.3	2.9	73.4	4	0.014	
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	3.3	1.6	3.7	92.5	4	0.021	
9	de at	10	ATUN34.5	1	4	0	4	14.7	27.5	0.007	
9	de at	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0	
9	de at	66	S.Vic34.	1	3.1	-0.3	3.2	19.6	16.1	0.025	
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	2.5	-0.8	2.7	53.4	5	0	
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	1.5	0.9	1.8	87.5	2	0.011	
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002	
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001	
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0	0.4	79.2	0.5	0.006	
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0	0.4	9.2	4.3	0.003	
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0	
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	5.1	2.2	5.5		0	0.01	
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	8.1	2.4	8.5	10.6	80.1	0.04	
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	-4.5	-2.1	5	6.2	80.1	0.019	
18	IBARRA69	52	Cot69	1	2.9	1.6	3.3	4.2	80.1	0.004	
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	6.7	3	7.4	9.2	80.1	0.012	
22	RETOR69	23	RETOR138	1	5.2	2.4	5.7	45.9	12.5	0.009	
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0.1	0	0.1	0.2	80.1	0	
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-11.8	-4.6	12.7	38.4	33	0	
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	0	0	0		0	0	
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	7.9	1.8	8.1	65.1	12.5	0.018	
64	CAY69	26	OTAV69	1	-0.1	-1.3	1.3	2.3	55	0.002	
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	0	0	0		0	0	
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.2	0.4	10.2	4.3	0.006	
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.2	0.4	88	0.5	0.007	
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	4.2	0.2	4.3	85	5	0.017	
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	0.2	1.9	1.9	3	63.3	0.004	
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	1.4	0.9	1.7	69	2.5	0.007	
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.2	1.3	1.8	2.8	63.3	0.002	
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.2	0.3	6	4.3	0.001	
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.2	0.3	64.7	0.4	0.003	
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	5.5	2.7	6.1	49.1	12.5	0.01	
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	6.8	0.8	6.8	10.8	63.3	0.058	
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0	0.2	4.6	4.3	0.001	
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0	0.2	66.7	0.3	0.003	
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	5	3.8	6.3	10	63.3	0.004	
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	0.9	3	3.7	80.1	0.001	
43	TCN69	48	TCN13.8	1	7.9	3.9	8.8	70.3	12.5	0.021	

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2002

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To		Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	MVA	
Bus #	From Name	Bus #	To Name						Lim B	MW Loss
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	1	3	24	12.5	0.005
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	1	3	18.5	16.1	0.059
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	1	3	55.4	5.5	0.01
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	-1.1	-0.6	1.2	28	4.3	0.016
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	1.1	0.6	1.2	80.1	1.5	0.007
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.7	1.4	27.2	5.3	0.067
52	Cot69	53	Cot13.8	1	2.9	1.8	3.4	68.7	5	0.011
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.3	0.5	11	4.3	0.01
54	C.Cot13.	55	C.Cot0.4	1	-0.4	0.3	0.5	80.4	0.6	0.007
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	6.6	3.1	7.3	58.3	12.5	0.015
59	CHAVEZ13	60	TINEC138	1	16.6	3.9	17	21.3	80.1	0.041
61	T.INEC69	60	TINEC138	1	-16.6	-4.4	17.1	51.9	33	0
61	T.INEC69	62	Tab13.8	1	5.7	2.7	6.3	50.3	12.5	0.011
61	T.INEC69	64	CAY69	1	10.9	1.8	11	13.7	80	0.024
64	CAY69	65	CAY 13.8	1	11	2.4	11.2	89.8	12.5	0.035
66	S.Vic34.	67	S.Vic13.	1	3.1	-0.3	3.1	82.4	3.8	0.018

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2002

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 1 de 2

From Bus #	From Name	To Bus #	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
2	IBRRA345	1	S.N.I.IB	1	-0.7	-6.2	6.3	12.6	50	0
18	IBARRA69	1	S.N.I.IB	1	-7.4	-3.5	8.2	25	33	0
1	S.N.I.IB	25	TULCN138	1	1.4	-2	2.4	1.5	160.1	0.001
59	CHAVEZ13	1	S.N.I.IB	1	9.5	6.2	11.4	14.2	80.1	0.039
2	IBRRA345	3	ALPACHAC	1	-3.3	4.4	5.5	17.4	31.7	0.018
3	ALPACHAC	4	AMBI 34.	1	-7.8	2.4	8.1	59.4	13.7	0.197
3	ALPACHAC	7	DIESEL34	1	2.6	1.1	2.8	17.5	16.1	0.005
3	ALPACHAC	9	de at	1	1.9	0.8	2.1	6.5	31.7	0.008
4	AMBI 34.	5	AMBI G1	1	0	0	0		0	0
4	AMBI 34.	6	AMBI G2	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
4	AMBI 34.	58	AMBI G1	1	-4	1.2	4.1	82.9	5	0.02
7	DIESEL34	8	DIES13.8	1	0.8	0.3	0.9	21.6	4	0.001
7	DIESEL34	8	DIES13.8	2	0.8	0.3	0.9	21.6	4	0.001
7	DIESEL34	24	DIES13.8	1	1	0.4	1.1	27.1	4	0.002
9	de at	10	ATUN34.5	1	0.9	0.5	1.1	3.8	27.5	0
9	de at	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0
9	de at	66	S.Vic34.	1	0.9	0.4	1	6.3	16.1	0.002
10	ATUN34.5	11	ATUN13.8	1	0.8	0.1	0.8	15.4	5	0
10	ATUN34.5	20	ATUN13.8	1	0.2	0.5	0.6	27.7	2	0.001
11	ATUN13.8	12	C-COTA1	1	0	-0.2	0.2		0	0.002
12	C-COTA1	13	C.COTA2	1	0	-0.2	0.2		0	0.001
14	C-ATUN1	15	C-ATUN2	1	-0.4	0.3	0.5	96.1	0.5	0.008
20	ATUN13.8	14	C-ATUN1	1	-0.4	0.3	0.5	11.1	4.3	0.004
17	TABAC138	16	TABAC345	1	0	0	0		0	0
18	IBARRA69	22	RETOR69	1	1.5	0.4	1.6		0	0.001
18	IBARRA69	26	OTAV69	1	2.8	1.2	3.1	3.9	80.1	0.006
32	CHOTA69	18	IBARRA69	1	-0.4	-1	1.1	1.4	80.1	0.001
18	IBARRA69	52	Cot69	1	0.6	0.6	0.8	1	80.1	0
18	IBARRA69	56	S.AG69	1	2	0.7	2.1	2.7	80.1	0.001
22	RETOR69	23	RETOR138	1	1.6	0.7	1.7	13.6	12.5	0.001
56	S.AG69	22	RETOR69	1	0	0	0.1	0.1	80.1	0
42	TCN69SNI	25	TULCN138	1	-1.4	-2.4	2.7	8.3	33	0
26	OTAV69	27	CAYAM69	1	0	0	0		0	0
26	OTAV69	29	OTAV13.8	1	2.1	1.4	2.5	20.1	12.5	0.002
64	CAY69	26	OTAV69	1	-0.7	-0.6	1	1.7	55	0.001
27	CAYAM69	28	CAYAM13.	1	0	0	0		0	0
29	OTAV13.8	30	C.OTA.13	1	-0.4	0.3	0.5	10.8	4.3	0.007
30	C.OTA.13	31	C-OTAV0.	1	-0.4	0.3	0.5	93.8	0.5	0.008
32	CHOTA69	33	CHOTA13.	1	1.3	0.6	1.4	27.8	5	0.002
32	CHOTA69	34	ANGEL69	1	-0.8	0.4	0.9	1.5	63.3	0.001
34	ANGEL69	35	ANGL13.8	1	0.3	0.5	0.6	24.2	2.5	0.001
34	ANGEL69	38	SGBRL69	1	-1.1	0.3	1.2	1.8	63.3	0.001
35	ANGL13.8	36	C-ESPJO	1	-0.2	0.3	0.4	8.4	4.3	0.003
36	C-ESPJO	37	C-SPJO-0	1	-0.2	0.3	0.4	90.5	0.4	0.006
38	SGBRL69	39	SGBRL13.	1	1.5	1	1.8	14.3	12.5	0.001
42	TCN69SNI	38	SGBRL69	1	2.7	0	2.7	4.2	63.3	0.009
39	SGBRL13.	40	C-SGAB	1	-0.2	0.2	0.3	6.6	4.3	0.002
40	C-SGAB	41	C-SGAB1	1	-0.2	0.2	0.3	94.5	0.3	0.005
42	TCN69SNI	43	TCN69	1	-1.3	2.4	2.7	4.3	63.3	0.001
43	TCN69	44	ROSAL69	1	-2.8	1.3	3.1	3.9	80.1	0.002
43	TCN69	48	TCN13.8	1	1.5	2.1	2.6	21	12.5	0.002

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2002

LINEAS Y TRANSFORMADORES

Pag. 2 de 2

From		To Bus		MVA						
Bus #	From Name	#	To Name	Circuit	MW	Mvar	MVA	Percent	Lim B	MW Loss
44	ROSAL69	45	ROSAL345	1	-2.8	1.4	3.1	25.1	12.5	0.005
45	ROSAL345	46	C-SMIG2	1	-2.8	1.3	3.1	19.3	16.1	0.064
46	C-SMIG2	47	C-SMIG1	1	-2.9	1.3	3.2	57.7	5.5	0.011
49	PLYA13.8	48	TCN13.8	1	0.5	-1.2	1.3	31	4.3	0.019
49	PLYA13.8	50	PLYA6.3	1	-0.5	1.2	1.3	88.9	1.5	0.008
50	PLYA6.3	51	C-PLAYA	1	-1.2	0.9	1.5	28.4	5.3	0.072
52	Cot69	53	Cot13.8	1	0.6	0.8	1	20.2	5	0.001
53	Cot13.8	54	C.Cot13.	1	-0.4	0.4	0.5	12.4	4.3	0.012
54	C.Cot13.	55	C.Cot0.4	1	-0.4	0.4	0.5	90.2	0.6	0.009
56	S.AG69	57	S.AG13.8	1	2	0.9	2.2	17.2	12.5	0.001
59	CHAVEZ13	60	TINEC138	1	4.3	0.2	4.3	5.3	80.1	0.003
61	T.INEC69	60	TINEC138	1	-4.3	-1.5	4.5	13.7	33	0
61	T.INEC69	62	Tab13.8	1	1.7	0.7	1.9	14.9	12.5	0.001
64	CAY69	61	T.INEC69	1	-2.5	-0.9	2.7	3.4	80.1	0.001
64	CAY69	65	CAY 13.8	1	3.3	1.5	3.6	28.8	12.5	0.004
66	S.Vic34.	67	S.Vic13.	1	0.9	0.4	1	26.8	3.8	0.002

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2002

BARRAS

Pag. 1 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.96488	133.2	-2.41			0	0
2	IBRRA345	1	0.99334	34.3	-4.77	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.98153	33.9	-5.18				
4	AMBI 34.	1	1.00193	34.6	-3.95				
5	AMBI G1	1	0	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	1	4.2	-0.72			4	-0.4
7	DIESEL34	1	0.97372	33.6	-5.32				
8	DIES13.8	1	0.98646	13.6	-7.87	5.3	2.2		
9	de at	1	0.96934	33.4	-6.82				
10	ATUN34.5	1	0.96763	33.4	-6.99				
11	ATUN13.8	1	0.98859	13.6	-8.51	2.5	1.1		
12	C-COTA1	1	0.99288	13.7	-9.02				
13	C.COTA2	1	1.00873	0.4	-9.37			0	0.2
14	C-ATUN1	1	0.98812	13.6	-9.53				
15	C-ATUN2	1	1	0.4	-7.39			0.4	0
16	TABAC345	1	0	0	90				
17	TABAC138	1	0	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.9966	68.8	-6.12				
20	ATUN13.8	1	0.982	13.6	-9.75	1.9	0.8		
22	RETOR69	1	0.99278	68.5	-6.38				
23	RETOR138	1	1.00278	13.8	-8.13	5.2	2.2		
24	DIES13.8	1	0.98645	13.6	-8.49	3.3	1.4		
25	TULCN138	1	0.95292	131.5	-3.65	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.98776	68.2	-6.87				
27	CAYAM69	1	0	0	90				
28	CAYAM13.	1	0	0	90	0	0		
29	OTAV13.8	1	0.99497	13.7	-9.61	8.3	3.5		
30	C.OTA.13	1	1.00253	13.8	-8.73				
31	C-OTAV0.	1	1	0.4	-6.27			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.98933	68.3	-6.53				
33	CHOTA13.	1	1.00253	13.8	-9.84	4.2	1.8		
34	ANGEL69	1	0.9851	68	-6.46				
35	ANGL13.8	1	1.00325	13.8	-8.47	1.6	0.7		
36	C-ESPJO	1	1.00564	13.9	-8.14				
37	C-SPJO-0	1	1	0.4	-6.59			0.2	-0.2
38	SGBRL69	1	0.98392	67.9	-6.32				
39	SGBRL13.	1	0.98542	13.6	-8.23	5.7	2.4		
40	C-SGAB	1	0.99035	13.7	-8.02				
41	C-SGAB1	1	1	0.4	-6.7			0.2	0
42	TCN69SNI	1	0.99508	68.7	-5.26				
43	TCN69	1	0.99384	68.6	-5.3				
44	ROSAL69	1	0.9938	68.6	-5.2				
45	ROSAL345	1	0.99555	34.3	-4.18				
46	C-SMIG2	1	1.0084	34.8	-2.82				
47	C-SMIG1	1	1	4.2	-0.65			2.9	-0.8
48	TCN13.8	1	1.00146	13.8	-7.91	6.8	2.9		
49	PLYA13.8	1	0.9868	13.6	-7.89				
50	PLYA6.3	1	1.00012	6.3	-9.9	2.3	1		
51	C-PLAYA	1	1	6.3	-4.3			1.3	-0.6

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MAXIMA AÑO 2002

BARRAS

Pag. 2 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
52	Cot69	1	0.99342	68.5	-6.29				
53	Cot13.8	1	0.99881	13.8	-8.43	3.3	1.4		
54	C.Cot13.	1	1.00949	13.9	-7.27				
55	C.Cot0.4	1	1.00001	0.4	-5.01			0.4	-0.3
56	S.AG69	1	0.99283	68.5	-6.37				
57	S.AG13.8	1	1.00535	13.9	-8.54	6.6	2.8		
58	AMBI G1	1	1	4.2	-0.72			4	-0.4
59	CHAVEZ13	1	1	138	0			69	27.1
60	TINEC138	1	0.99564	137.4	-0.4				
61	T.INEC69	1	0.99646	68.8	-2.74				
62	Tab13.8	1	0.99205	13.7	-4.67	5.7	2.4		
64	CAY69	1	0.98491	68	-6.81				
65	CAY 13.8	1	1.00154	13.8	-10.52	10.9	4.6		
66	S.Vic34.	1	0.96238	33.2	-7.28				
67	S.Vic13.	1	0.98839	13.6	-10.72	3.1	1.3		

RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2002

BARRAS

Pag. 1 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
1	S.N.I.IB	1	0.99094	136.7	-0.38			0	0
2	IBRRA345	1	0.99566	34.4	-0.51	4	1.8		
3	ALPACHAC	1	0.99205	34.2	-0.12				
4	AMBI 34.	1	1.00972	34.8	1.28				
5	AMBI G1	1	0.00000	0	90			0	0
6	AMBI G2	1	0.99999	4.2	4.52			4	-0.9
7	DIESEL34	1	0.98982	34.1	-0.17				
8	DIES13.8	1	1.02130	14.1	-0.89	1.6	0.7		
9	de at	1	0.98550	34	-0.44				
10	ATUN34.5	1	0.98472	34	-0.47				
11	ATUN13.8	1	0.99599	13.7	-0.91	0.8	0.3		
12	C-COTA1	1	1.00026	13.8	-1.41				
13	C.COTA2	1	1.01599	0.4	-1.76			0	0.2
14	C-ATUN1	1	1.02208	14.1	-0.26				
15	C-ATUN2	1	1.00001	0.4	2.33			0.4	-0.3
16	TABAC345	1	0.00000	0	90				
17	TABAC138	1	0.00000	0	90	0	0		
18	IBARRA69	1	0.99539	68.7	-1.32				
20	ATUN13.8	1	1.01811	14	-0.68	0.6	0.2		
22	RETOR69	1	0.99437	68.6	-1.4				
23	RETOR138	1	1.01540	14	-1.92	1.6	0.7		
24	DIES13.8	1	1.01947	14.1	-1.08	1	0.4		
25	TULCN138	1	0.98988	136.6	-0.52	0	0	0	0
26	OTAV69	1	0.99141	68.4	-1.57				
27	CAYAM69	1	0.00000	0	90				
28	CAYAM13.	1	0.00000	0	90	0	0		
29	OTAV13.8	1	1.00167	13.8	-2.27	2.5	1.1		
30	C.OTA.13	1	1.00778	13.9	-1.3				
31	C-OTAV0.	1	1.00000	0.4	1.27			0.4	-0.2
32	CHOTA69	1	0.99349	68.6	-1.33				
33	CHOTA13.	1	1.00369	13.9	-2.29	1.3	0.5		
34	ANGEL69	1	0.99301	68.5	-1.21				
35	ANGL13.8	1	1.01751	14	-1.58	0.5	0.2		
36	C-ESPJO	1	1.01834	14.1	-1.1				
37	C-SPJO-0	1	1.00001	0.4	0.8			0.2	-0.3
38	SGBRL69	1	0.99316	68.5	-1.12				
39	SGBRL13.	1	1.00604	13.9	-1.62	1.7	0.7		
40	C-SGAB	1	1.00847	13.9	-1.16				
41	C-SGAB1	1	1.00000	0.4	0.75			0.2	-0.2
42	TCN69SNI	1	0.99703	68.8	-0.69				
43	TCN69	1	0.99658	68.8	-0.66				
44	ROSAL69	1	0.99635	68.7	-0.57				
45	ROSAL345	1	1.00230	34.6	0.45				
46	C-SMIG2	1	1.01288	34.9	1.92				
47	C-SMIG1	1	0.99999	4.2	4.11			2.9	-1.2
48	TCN13.8	1	1.00898	13.9	-1.14	2	0.9		
49	PLYA13.8	1	1.00801	13.9	-0.24				
50	PLYA6.3	1	1.00742	6.3	1.17	0.7	0.3		
51	C-PLAYA	1	1.00002	6.3	6.94			1.3	-0.7
52	Cot69	1	0.99431	68.6	-1.35				
53	Cot13.8	1	1.00837	13.9	-1.77	1	0.4		
54	C.Cot13.	1	1.01681	14	-0.41				
55	C.Cot0.4	1	1.00000	0.4	2			0.4	-0.4
56	S.AG69	1	0.99438	68.6	-1.4				
57	S.AG13.8	1	1.01425	14	-2.05	2	0.8		
58	AMBI G1	1	0.99999	4.2	4.52			4	-0.9



RESULTADO FLUJO DE CARGA EMELNORTE DEMANDA MINIMA AÑO 2002

BARRAS

Pag. 2 de 2

No.	Name	Area Name	PU Volt	Volt (kV)	Angle (Deg)	MW Load	Mvar Load	MW Gen	Mvar Gen
59	CHAVEZ13	1	1.00000	138	0			13.8	6.5
60	TINEC138	1	0.99899	137.9	-0.11				
61	T.INEC69	1	0.99524	68.7	-0.7				
62	Tab13.8	1	1.00291	13.8	-1.27	1.7	0.7		
64	CAY69	1	0.98942	68.3	-1.65				
65	CAY 13.8	1	1.01190	14	-2.73	3.3	1.4		
66	S.Vic34.	1	0.98239	33.9	-0.51				
67	S.Vic13.	1	0.99854	13.8	-1.45	0.9	0.4		

# **ANEXO 10**

**Posición de Taps de Transformadores de EMELNORTE  
Período 1998 - 2002**

# POSICION DE LOS TAPS DE LOS TRANSFORMADORES

PERIODO 1998 - 2002

SUBESTACION	1,998	1,999	2,000	2,001	2,002
EL ROSAL	1.02	1.02	1.02	1.01	0.99
TULCAN	0.98	0.98	0.97	0.97	0.97
LA PLAYA	0.96	0.95	0.97	0.97	0.96
SAN GABRIEL	0.97	0.97	0.98	0.97	0.98
EL ANGEL	0.96	0.96	0.96	0.96	0.96
CHOTA	0.96	0.97	0.95	0.98	0.98
RETORNO	0.98	0.98	0.99	0.97	0.97
SAN AGUSTÍN		0.99	0.99	0.97	0.97
COTACACHI	0.97	0.97	0.97	0.97	0.97
DIESEL	0.96	0.97	0.97	0.96	0.96
DIESEL	0.96				
DIESEL	0.96	0.97	0.96	0.96	0.96
ATUNTAQUI	0.96	0.99	0.98	0.99	0.99
ATUNTAQUI	0.96	0.96	0.95	0.96	0.95
SAN VICENTE				0.99	0.97
OTAVALO	0.97	0.96	0.97	0.98	0.98
CAYAMBE	0.96	0.94	0.96	0.97	0.97
TABACUNDO	0.96	0.97	0.93	0.98	0.99

# **ANEXO 11**

**Pérdidas de Potencia de EMELNORTE  
Período 1998 - 2002**

**CUADRO DE PERDIDAS DE POTENCIA DE "EMELNORTE"**  
**PERIODO 1998 - 2002**  
**DEMANDA MAXIMA**

<b>AÑO</b>	<b>Demanda Máxima (MW)</b>	<b>Pérdidas (MW)</b>	<b>Pérdidas (%)</b>
1,998	67.50	1.35	2.00
1,999	69.20	1.61	2.30
2,000	73.90	1.95	2.60
2,001	77.80	1.82	2.30
2,002	82.80	2.12	2.60

## **ANEXO 12**

**Proyección de Ingresos de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**

**PROYECCION DE INGRESOS DE EMELNORTE**

**PERIODO 1999 - 2002**

CONCEPTO	Miles de sucres				%
	1,999	2,000	2,001	2,002	
Energía Facturada en MWh	259,858	277,501	294,301	311,852	CREC. 6.20
Sucres por KWh	630	794	1,016	1,189	23.31
Porcentaje de Crecimiento Tarifa		26%	28%	17%	
Tasa de Inflación	55%	40%	30%	20%	
<b>FACTURACION SUCRES</b>	<b>163,710,540</b>	<b>220,280,294</b>	<b>299,028,651</b>	<b>370,728,061</b>	<b>30.96</b>

## **ANEXO 13**

**Estado de Pérdidas y Ganancias de EMELNORTE  
Período 1995 - 1998**



<b>ESTADO DE PERDIDAS Y GANANCIAS DE EMELNORTE</b>					
<b>PERIODO 1995 - 1998</b>					
CONCEPTO	En miles de sucres				%
	1,995	1,996	1,997	1,998	CREC.
<b>Ingresos de Explotación</b>					
Ingresos venta energía	23,893,559	26,063,725	72,468,839	85,947,898	53.2
Ingresos no son Vta. Energía	1,389,092	2,522,812	4,518,128	5,014,222	53.4
<b>Total Ingresos Explotación</b>	<b>25,282,651</b>	<b>28,586,537</b>	<b>76,986,967</b>	<b>90,962,120</b>	<b>53.2</b>
<b>Gastos de Explotación</b>					
Oper. y Mtto. Generación	1,576,663	2,289,578	2,801,580	3,347,101	28.5
Oper. y Mtto. Subtransmisión	267,554	352,554	524,368	261,431	-0.8
Oper. y Mtto. Distribución	1,822,051	2,465,456	3,994,254	5,613,883	45.5
Energía Comprada para Reventa	16,199,886	17,239,558	37,754,778	46,140,757	41.7
Inst. Servicio Usuarios	1,995,588	2,902,748	3,153,730	4,417,378	30.3
Comercialización y Adm. Gral.	6,172,788	9,948,330	10,550,731	13,316,920	29.2
<b>Gastos Directos Explotación</b>	<b>28,034,530</b>	<b>35,198,224</b>	<b>58,779,441</b>	<b>73,097,470</b>	<b>37.6</b>
Gastos de Depreciación	9,157,662	11,060,565	14,648,122	19,981,867	29.7
<b>Total Gastos Explotación</b>	<b>37,192,192</b>	<b>46,258,789</b>	<b>73,427,563</b>	<b>93,079,337</b>	<b>35.8</b>
<b>Beneficio Neto Explotación</b>	<b>(11,909,541)</b>	<b>(17,672,252)</b>	<b>3,559,404</b>	<b>(2,117,217)</b>	
<b>Ingresos Ajenos a la Expl.</b>					
Intereses y otros	4,703,869	5,792,431	5,832,717	6,776,185	12.9
Otros ingresos y ajustes.	1,915,281	2,641,395	1,520,445	4,043,868	28.3
<b>Total Ingresos Ajenos a la Expl</b>	<b>6,619,150</b>	<b>8,433,826</b>	<b>7,353,162</b>	<b>10,820,053</b>	<b>17.8</b>
<b>Gastos Ajenos a la Explotación</b>					
Gastos financieros	1,720,078	590,376	927,422	8,624	-82.9
Otros gastos.	1,103,685	4,436,208	1,192,045	1,282,425	5.1
<b>Total Gastos Ajenos Expl.</b>	<b>2,823,763</b>	<b>5,026,584</b>	<b>2,119,467</b>	<b>646,373</b>	<b>-38.8</b>
<b>Ben. Neto Ajeno Explotación</b>	<b>3,795,387</b>	<b>3,407,242</b>	<b>5,233,695</b>	<b>10,173,680</b>	<b>38.9</b>
<b>Ben. Neto de Operación</b>	<b>(8,114,154)</b>	<b>(14,265,010)</b>	<b>8,793,099</b>	<b>8,056,463</b>	

## **ANEXO 14**

**Estado de Pérdidas y Ganancias de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**

**ESTADO DE PERDIDAS Y GANACIAS DE EMELNORTE  
PERIODO 1999 - 2002**

CONCEPTO	En miles de sucres				% CREC.
	1999*	2,000	2,001	2,002	
<b>Ingresos de Explotación</b>					
Ingresos venta energía	163,710,540	220,280,294	299,028,651	370,728,061	31.3
Ingresos no son Vta. Energía	5,454,425	5,999,868	6,599,854	7,259,840	10.0
<b>Total Ingresos Explotación</b>	<b>169,164,965</b>	<b>226,280,161</b>	<b>305,628,506</b>	<b>377,987,901</b>	<b>30.7</b>
<b>Gastos de Explotación</b>					
Oper. y Mtto. Generación	6,533,266				
Oper. y Mtto. Subtransmisión	719,593	643,704	773,303	840,633	5.3
Oper. y Mtto. Distribución	11,273,619	10,084,699	12,115,075	13,169,917	5.3
Energía Comprada para Reventa	104,259,900	154,317,719	209,000,107	258,513,334	35.3
Inst. Servicio Usuarios	6,289,352	5,898,378	7,160,328	7,894,494	7.9
Comercialización y Adm. Gral.	18,868,057	17,695,134	21,480,985	23,683,483	7.9
<b>Gastos Directos Explotación</b>	<b>147,943,787</b>	<b>188,639,634</b>	<b>250,529,797</b>	<b>304,101,862</b>	<b>27.1</b>
Gastos de Depreciación	30,382,317	37,548,563	54,987,747	73,822,655	34.4
<b>Total Gastos Explotación</b>	<b>178,326,104</b>	<b>226,188,197</b>	<b>305,517,544</b>	<b>377,924,518</b>	<b>28.4</b>
<b>Beneficio Neto Explotación</b>	<b>-9,161,139</b>	<b>91,965</b>	<b>110,961</b>	<b>63,383</b>	
<b>Ingresos Ajenos a la Expl.</b>					
Intereses y otros	7,792,613	8,805,652	9,950,387	11,243,938	13.0
Otros ingresos y ajustes.	11,674,842	2,915,578	3,177,980	3,463,998	-33.3
<b>Total Ingresos Ajenos a la Exp</b>	<b>19,467,455</b>	<b>11,721,230</b>	<b>13,128,367</b>	<b>14,707,936</b>	
<b>Gastos Ajenos a la Explotación</b>					
Gastos financieros	95,952				
Otros gastos.	3,316,319	3,979,583	4,775,499	5,730,599	20.0
<b>Total Gastos Ajenos Expl.</b>	<b>3,412,271</b>	<b>3,979,583</b>	<b>4,775,499</b>	<b>5,730,599</b>	<b>18.9</b>
<b>Ben. Neto Ajeno Explotación</b>	<b>16,055,184</b>	<b>7,741,647</b>	<b>8,352,868</b>	<b>8,977,336</b>	<b>-17.6</b>
<b>Ben. Neto de Operación</b>	<b>6,894,045</b>	<b>7,833,612</b>	<b>8,463,829</b>	<b>9,040,719</b>	

# **ANEXO 15**

**Proyección de Gastos de Explotación de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**

**PROYECCION DE GASTOS DE EXPLOTACION  
PERIODO 1999 - 2002**

Miles de sucres

	1,999	2,000	2,001	2,002
<b>GENERACION</b>				
Mano de Obra	5,703,379	0	0	0
Materiales	435,000			
Otros	394,887			
<b>Total:</b>	<b>6,533,266</b>			
<b>SUBTRANSMISION</b>				
Mano de Obra	583,765.98	453,546.78	526,097.97	543,987.42
Materiales	111,670.74	156,339.04	203,240.75	243,888.90
Otros	24,156.00	33,818.40	43,963.92	52,756.70
<b>total:</b>	<b>719,592.72</b>	<b>643,704.21</b>	<b>773,302.64</b>	<b>840,633.02</b>
<b>DISTRIBUCION</b>				
Mano de Obra	9,145,667.01	7,105,566.15	8,242,201.59	8,522,469.62
Materiales	1,749,508.26	2,449,311.56	3,184,105.03	3,820,926.04
Otros	378,444.00	529,821.60	688,768.08	826,521.70
<b>total</b>	<b>11,273,619.27</b>	<b>10,084,699.31</b>	<b>12,115,074.71</b>	<b>13,169,917.35</b>
<b>INSTAL. SERV. CLIENTES</b>				
Mano de Obra	4,665,169	3,624,522	4,204,315	4,347,279
Materiales	204,113	285,758	371,485	445,782
Otros	1,420,071	1,988,099	2,584,528	3,101,434
<b>total</b>	<b>6,289,352</b>	<b>5,898,378</b>	<b>7,160,328</b>	<b>7,894,494</b>
<b>COMERCIALIZAC. Y AD. G</b>				
Mano de Obra	13,995,508	10,873,565	12,612,945	13,041,836
Materiales	612,338	857,273	1,114,454	1,337,345
Otros	4,260,212	5,964,296	7,753,585	9,304,302
<b>total</b>	<b>18,868,057</b>	<b>17,695,134</b>	<b>21,480,985</b>	<b>23,683,483</b>
TOTAL MANO OBRA	34,093,489.00	22,057,200.00	25,585,560.00	26,455,572.00
TOTAL MATERIALES	2,677,629.00	3,748,680.60	4,873,284.78	5,847,941.74
TOTAL OTROS	6,082,882.00	8,516,034.80	11,070,845.24	13,285,014.29
<b>TOTAL COSTOS</b>	<b>42,854,000.00</b>	<b>34,321,915.40</b>	<b>41,529,690.02</b>	<b>45,588,528.02</b>

# **ANEXO 16**

**Proyección de Compra de Energía  
Período 1999 - 2002**

**PROYECCION DEL COSTO DE COMPRA DE ENERGIA  
PERIODO 1999 - 2002**

CONCEPTO	Miles de sucrez			
	1,999	2,000	2,001	2,002
Generación Propia en MWh	60,000			
Compra Energía en MWh	302,513	322,301	341,022	360,523
Porcentaje de Crecimiento Tarifa		26%	28%	17%
Costo por KWh	380	479	613	717
Tasa de Inflación	55%	40%	30%	20%
Venta de Energía	10,688,640			
Costo Compra Energía	104,266,300	154,317,719	209,000,107	258,513,334

# **ANEXO 17**

**Programa de Obras de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**



**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 1999**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>I. Generación Hidráulica</b>			
1. La Playa	0	2,000,000	2,000,000
2. San Miguel de Car	45,000	400,000	445,000
3. Espejo	60,000	0	60,000
4. Atuntaqui	20,000	0	20,000
5. Cotacachi	20,000	0	20,000
6. Otavalo	54,000	0	54,000
7. Ambi	0	4,280,000	4,280,000
8. S. Francisco	0	50,000	50,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>199,000</b>	<b>6,730,000</b>	<b>6,929,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 1999**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>II. Subtransmisión</b>			
1. Equip. S/E La Playa	400,000	1,000,000	1,400,000
2. Equip S/E El Rosal	0	700,000	700,000
3. Equip S/E El Angel	60,000	0	60,000
4. Equip S/E Alpachaca	150,000	2,000,000	2,150,000
5. Equip S/E Diesel	300,000	0	300,000
6. Equip S/E San Agustín	300,000	1,100,000	1,400,000
7. Equip S/E Chota	80,000	0	80,000
8. Equip S/E Atuntaqui	170,000	0	170,000
9. Equip S/E S. Vicente	150,000	0	150,000
10. Equip S/E Otavalo	100,000	0	100,000
11. Equip S/E Cayambe	0	350,000	350,000
12. Equip S/E Tabacundo	0	1,180,000	1,180,000
13. Equip S/E Cotacachi	300,000	3,200,000	3,500,000
14. Equip S/E S. Gabriel	100,000	0	100,000
15. Cons. L/T Bellavista- Cotacachi 69 Kv.	1,500,000	0	1,500,000
16. Cons. L/T Bellavista-S. Agustín 69 Kv.	200,000	0	200,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>3,810,000</b>	<b>9,530,000</b>	<b>13,340,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2000**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>II. Subtransmisión</b>			
1. Aumento Pot. S/E Tabacundo 34.5 Kv.	500,000	0	500,000
2. Compra seccionadores Tabacundo	150,000	0	150,000
3. Compra Equip. Cuminicación	200,000	0	200,000
4. Equip. S/E Alpachaca		5,000,000	5,000,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>850,000</b>	<b>5,000,000</b>	<b>5,850,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2001**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>II. Subtransmisión</b>			
1. Construcción S/E Tabacundo 69 Kv.	200,000	2,000,000	2,200,000
2. Rehab. S/E S. Vicente 34.5 Kv.	300,000	0	300,000
3. Const. L/T Tabacundo-Cayambe 69 Kv.	380,000	0	380,000
4. Compra Equip. Comunicación	220,000	0	220,000
5. Compra Seccionadores	350,000	0	350,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>1,450,000</b>	<b>2,000,000</b>	<b>3,450,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2002**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>II. Subtransmisión</b>			
1. Compra de Equip.y repuestos menores	2,500,000	0	2,500,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>2,500,000</b>	<b>0</b>	<b>2,500,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 1999**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>III. Distribución</b>			
1. Alumbrado Público	913,600	0	913,600
2. Acometidas y Medidores	6,600,000	0	6,600,000
3. Construcción de Alimentadores	1,040,000	0	1,040,000
4. Construcción y Readequación Redes	2,000,000	0	2,000,000
5. FERUM	11,300,000	0	11,300,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>21,853,600</b>	<b>0</b>	<b>21,853,600</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2000**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>III. Distribución</b>			
1. Alumbrado Público	1,300,000	0	1,300,000
2. Acometidas y Medidores	7,950,000	0	7,950,000
3. Construcción de Alimentadores	1,800,000	0	1,800,000
4. Construcción y Readequación Redes	4,200,000	0	4,200,000
5. FERUM	9,000,000	0	9,000,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>24,250,000</b>	<b>0</b>	<b>24,250,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2001**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>III. Distribución</b>			
1. Alumbrado Público	1,600,000	0	1,600,000
2. Acometidas y Medidores	10,120,000	0	10,120,000
3. Construcción de Alimentadores	800,000	0	800,000
4. Construcción y Readequación Redes	4,100,000	0	4,100,000
5. FERUM	9,000,000	0	9,000,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>25,620,000</b>	<b>0</b>	<b>25,620,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2002**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>III. Distribución</b>			
1. Alumbrado Público	1,400,000	0	1,400,000
2. Acometidas y Medidores	11,000,000	0	11,000,000
3. Construcción de Alimentadores	750,000	0	750,000
4. Construcción y Readequación Redes	6,100,000	0	6,100,000
5. FERUM	13,000,000	0	13,000,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>32,250,000</b>	<b>0</b>	<b>32,250,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 1999**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>IV. Inversiones Generales</b>			
1. Vehículos	2,450,000	0	2,450,000
2. Edificios	1,685,000	0	1,685,000
3. Equipos	4,700,000	0	4,700,000
4. SCADA	3,000,000	2,500,000	5,500,000
5. Otros	0	0	0
<b>SUBTOTAL</b>	<b>11,835,000</b>	<b>2,500,000</b>	<b>14,335,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2000**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>IV. Inversiones Generales</b>			
1. Vehículos	1,200,000	0	1,200,000
2. Edificios	1,250,000	0	1,250,000
3. Equipos	4,250,000	0	4,250,000
4. SCADA	1,900,000	2,500,000	4,400,000
5. Otros	400,000	0	400,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>9,000,000</b>	<b>2,500,000</b>	<b>11,500,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2001**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>IV. Inversiones Generales</b>			
1. Vehículos	1,400,000	0	1,400,000
2. Edificios	4,000,000	0	4,000,000
3. Equipos	3,100,000	0	3,100,000
4. SCADA	500,000	0	500,000
5. Otros	350,000	0	350,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>9,350,000</b>	<b>0</b>	<b>9,350,000</b>

**PRESUPUESTO ESTIMADO PARA EL PROGRAMA DE OBRAS DE "EMELNORTE"  
AÑO 2002**

(MILES DE SUCRES)

OBRAS	MONEDA LOCAL	MONEDA EXTRANJERA	TOTAL
<b>IV. Inversiones Generales</b>			
1. Vehículos	2,600,000	0	2,600,000
2. Edificios	1,300,000	0	1,300,000
3. Equipos	3,750,000	0	3,750,000
4. SCADA	1,000,000	0	1,000,000
5. Otros	1,750,000	0	1,750,000
<b>SUBTOTAL</b>	<b>10,400,000</b>	<b>0</b>	<b>10,400,000</b>

# **ANEXO 18**

**Corrección Monetaria y Depreciación de Activos de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**



# Corrección Monetaria de Activos de EMELNORTE

## Período 1998 -2002

Miles de Suces

CUADRO DE CORRECCION MONETARIA AÑO 1998				
	Activo Fijo al 31/12/98	Indice C. Monetaria	Incremento Corrección Monetaria	Activo Neto Revalorizado
Generación	171,254,511	45%	77,064,530	248,319,041
Subtransmisión	61,556,453	45%	27,700,404	89,256,857
Distribución	158,868,514	45%	71,490,831	230,359,345
Instalación S.abonados	66,073,447	45%	29,733,051	95,806,498
Instalaciones Generales	26,701,076	45%	12,015,484	38,716,560
<b>TOTAL</b>	<b>484,454,001</b>		<b>218,004,300</b>	<b>702,458,301</b>

CUADRO DE CORRECCION MONETARIA AÑO 1999					
	Activo Fijo al 31/12/99	Inversiones	Indice C. Monetaria	Incremento Corrección Monetaria	Activo Neto Revalorizado
Generación	248,319,041	6,929,000	55%	136,575,473	391,823,513
Subtransmisión	89,256,857	13,340,000	55%	49,091,271	151,688,128
Distribución	230,359,345	15,253,000	55%	126,697,640	372,309,985
Instalación S.abonados	95,806,498	6,600,000	55%	52,693,574	155,100,072
Instalaciones Generales	38,716,560	14,335,000	55%	21,294,108	74,345,668
<b>TOTAL</b>	<b>702,458,301</b>	<b>56,457,000</b>		<b>386,352,066</b>	<b>1,145,267,367</b>

CUADRO DE CORRECCION MONETARIA AÑO 2000					
	Activo Fijo al 31/12/2000	Inversiones	Indice C. Monetaria	Incremento Corrección Monetaria	Activo Neto Revalorizado
Generación	391,823,513		40%	156,729,405	548,552,919
Subtransmisión	151,688,128	5,850,000	40%	60,675,251	218,213,379
Distribución	372,309,985	16,300,000	40%	148,923,994	537,533,979
Instalación S.abonados	155,100,072	7,950,000	40%	62,040,029	225,090,101
Instalaciones Generales	74,345,668	10,500,000	40%	29,738,267	114,583,936
<b>TOTAL</b>	<b>1,145,267,367</b>	<b>40,600,000</b>		<b>458,106,947</b>	<b>1,643,974,314</b>

CUADRO DE CORRECCION MONETARIA AÑO 2001					
	Activo Fijo al 31/12/2001	Inversiones	Indice C. Monetaria	Incremento Corrección Monetaria	Activo Neto Revalorizado
Generación	548,552,919		30%	164,565,876	713,118,795
Subtransmisión	218,213,379	3,450,000	30%	65,464,014	287,127,393
Distribución	537,533,979	15,500,000	30%	161,260,194	714,294,173
Instalación S.abonados	225,090,101	10,120,000	30%	67,527,030	302,737,131
Instalaciones Generales	114,583,936	9,350,000	30%	34,375,181	158,309,116
<b>TOTAL</b>	<b>1,643,974,314</b>	<b>38,420,000</b>		<b>493,192,294</b>	<b>2,175,586,608</b>

CUADRO DE CORRECCION MONETARIA AÑO 2002					
	Activo Fijo al 31/12/2002	Inversiones	Indice C. Monetaria	Incremento Corrección Monetaria	Activo Neto Revalorizado
Generación	713,118,795		20%	142,623,759	855,742,553
Subtransmisión	287,127,393	2,500,000	20%	57,425,479	347,052,872
Distribución	714,294,173	21,250,000	20%	142,858,835	878,403,008
Instalación S.abonados	302,737,131	11,000,000	20%	60,547,426	374,284,558
Instalaciones Generales	158,309,116	10,400,000	20%	31,661,823	200,370,940
<b>TOTAL</b>	<b>2,175,586,608</b>	<b>45,150,000</b>		<b>435,117,322</b>	<b>2,655,853,930</b>

## Cálculo de Depreciación de Activos de EMELNORTE

### Período 1998 -2002

<b>CUADRO DE DEPRECIACION AÑO 1998</b>					
	Depreciación Acumulada 31/12/97	Indice de Depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Incremento C. Monetaria	Depreciación Acumulada
Generación	107,644,934	3.00%	5,137,635	48,440,220	161,222,790
Subtransmisión	20,093,694	3.40%	2,090,868	9,042,162	31,226,724
Distribución	72,309,671	3.92%	6,227,646	32,539,352	111,076,669
Instalación S.abonados	45,133,999	6.67%	4,407,099	20,310,300	69,851,397
Instalaciones Generales	14,168,318	4.50%	1,201,548	6,375,743	21,745,610
<b>TOTAL</b>	<b>259,350,616</b>		<b>19,064,796</b>	<b>116,707,777</b>	<b>395,123,189</b>

<b>CUADRO DE DEPRECIACION AÑO 1999</b>					
	Depreciación Acumulada 31/12/98	Indice de Depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Incremento C. Monetaria	Depreciación Acumulada
Generación	161,222,790	3.24%	8,043,349	88,672,534	257,938,673
Subtransmisión	31,226,724	3.36%	2,999,030	17,174,698	51,400,452
Distribución	111,076,669	3.92%	9,030,086	61,092,168	181,198,923
Instalación S.abonados	69,851,397	6.72%	6,438,197	38,418,269	114,707,863
Instalaciones Generales	21,745,610	10.00%	3,871,655	11,960,085	37,577,350
<b>TOTAL</b>	<b>395,123,189</b>		<b>30,382,317</b>	<b>217,317,754</b>	<b>642,823,260</b>

<b>CUADRO DE DEPRECIACION AÑO 2000</b>					
	Depreciación Acumulada 31/12/99	Indice de Depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Incremento C. Monetaria	Depreciación Acumulada
Generación	257,938,673	3.24%	12,691,629	103,175,469	373,805,771
Subtransmisión	51,400,452	3.36%	5,096,721	20,560,181	77,057,354
Distribución	181,198,923	3.92%	14,594,551	72,479,569	268,273,043
Instalación S.abonados	114,707,863	6.72%	10,422,725	45,883,145	171,013,733
Instalaciones Generales	37,577,350	10.00%	7,434,565	15,030,940	60,042,855
<b>TOTAL</b>	<b>642,823,260</b>		<b>50,240,192</b>	<b>257,129,304</b>	<b>950,192,756</b>

CUADRO DE DEPRECIACION AÑO 2001					
	Depreciación Acumulada 31/12/2000	Indice de Depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Incremento C. Monetaria	Depreciación Acumulada
Generación	373,805,771	3.24%	17,768,281	112,141,731	503,715,782
Subtransmisión	77,057,354	3.36%	7,331,970	23,117,206	107,506,530
Distribución	268,273,043	3.92%	21,071,332	80,481,913	369,826,288
Instalación S.abonados	171,013,733	6.72%	15,126,055	51,304,120	237,443,907
Instalaciones Generales	60,042,855	10.00%	11,458,391	18,012,857	89,514,103
<b>TOTAL</b>	<b>950,192,756</b>		<b>72,756,028</b>	<b>285,057,827</b>	<b>1,308,006,611</b>

CUADRO DE DEPRECIACION AÑO 2002					
	Depreciación Acumulada 31/12/2001	Indice de Depreciación	Depreciación Anual	Depreciación Incremento C. Monetaria	Depreciación Acumulada
Generación	503,715,782	3.24%	23,098,765	100,743,156	627,557,703
Subtransmisión	107,506,530	3.36%	9,647,480	21,501,306	138,655,317
Distribución	369,826,288	3.92%	28,000,332	73,965,258	471,791,878
Instalación S.abonados	237,443,907	6.72%	20,343,935	47,488,781	305,276,624
Instalaciones Generales	89,514,103	10.00%	15,830,908	17,902,821	123,247,831
<b>TOTAL</b>	<b>1,308,006,611</b>		<b>96,921,420</b>	<b>261,601,322</b>	<b>1,666,529,353</b>

## **ANEXO 19**

**Cuadro de Fuente y Usos de Fondos de EMELNORTE  
Período 1999 - 2002**

**CUADRO DE FUENTES Y USOS DE FONDOS DE EMELNORTE  
PERIODO 1999-2002**

CONCEPTO	Miles de sucres				%
	1999	2000	2001	2002	CREC.
<b>FUENTES</b>					
<b>GENERACION INT. DE FONDOS</b>					
1. Ingresos Netos de Operación	6,894,045	7,833,612	8,463,829	9,040,719	9.36
2. Cuota Anual de Depreciación	30,382,317	37,548,563	54,987,747	73,822,655	34.04
	<b>37,276,362</b>	<b>45,382,174</b>	<b>63,451,576</b>	<b>82,863,374</b>	30.16
<b>CONTRIBUCIONES DE CAPITAL</b>					
1. Fondo de Solidaridad	17,058,000	5,000,000	5,000,000	7,000,000	-25.47
2. Municipios y Consejos P.	1,607,434	1,500,000	2,000,000	2,500,000	15.69
3. Clientes	504,000	706,000	917,000	1,100,000	29.38
4. Otros					
	<b>19,169,434</b>	<b>7,206,000</b>	<b>7,917,000</b>	<b>10,600,000</b>	-17.76
<b>DESEMBOLSO DE CREDITOS</b>					
1. Vigentes					
2. Nuevos	5,000,000	0	0	0	
	<b>5,000,000</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	
<b>TOTAL FUENTES DE FONDOS</b>	<b>61,445,796</b>	<b>52,588,174</b>	<b>71,368,576</b>	<b>93,463,374</b>	14.84
<b>USOS</b>					
<b>INVERSIONES</b>					
1. Generación	6,929,000	0	0	0	
2. Subtransmisión	13,340,000	5,850,000	3,450,000	2,500,000	-42.45
3. Distribución	15,253,000	16,300,000	15,500,000	21,250,000	11.56
4. Inst. Servicio a Abonados	6,600,000	7,950,000	10,120,000	11,000,000	18.36
5. Inversiones Generales	14,335,000	10,500,000	9,350,000	10,400,000	-10.05
<b>TOTAL USO DE FONDOS</b>	<b>56,457,000</b>	<b>40,600,000</b>	<b>38,420,000</b>	<b>45,150,000</b>	-7.11
<b>VARIACION CAPITAL TRABAJO</b>	<b>4,988,796</b>	<b>11,988,174</b>	<b>32,948,576</b>	<b>48,313,374</b>	111.55
<b>TOTAL FUENTE DE FONDOS</b>	<b>61,445,796</b>	<b>52,588,174</b>	<b>71,368,576</b>	<b>93,463,374</b>	14.84
<b>RENTABILIDAD</b>	<b>-1.74%</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.01%</b>	<b>0.01%</b>	

## BIBLIOGRAFIA

1. N.N.U.U.; "Manual de Proyectos de Desarrollo Económico", Washington D.C., Mayo 1975.
2. Westinghouse Electric Corporation, "Distributions Systems", East Pittsburgh Pennsylvania, 1964.
3. Borrero A., "Planificación del Sistema de Subtransmisión EERCSCA (I SPISE)", Quito, Junio 1982.
4. INECEL-ESPOL, "Seminario de Proyección Financiera", Guayaquil, Septiembre 1986.
5. Laguna J., "Planificación Financiera para Empresas Eléctricas", Quito, Junio 1972.
6. Barredo E., "Metodología para Realización de Inventarios y Avaluos de Activos en Explotación para Empresas Eléctricas", Guayaquil, Septiembre 1984.
7. Rocha N., "Sistemática Mecanizada para Planejamento de Sistemas de Distribuicao", Sao Paulo Brasil 1981.
8. Westinghouse Electric Corporation, "Transmission and Distributions Systems", East Pittsburgh Pennsylvania, 1964.
9. INECEL, "Estudios del Plan Nacional de Distribución de Energía Eléctrica", Quito, 1985.
10. "Métodos de Planificación Programación y Control de Proyectos", Universidad Central (Facultad de Ciencias Económicas).
11. INECEL , "Seminario-Taller sobre Planificación de la Distribución Eléctrica", Quito, 1983.
12. Padilla G., "Notas sobre Planificación de un Sistema Eléctrico", Ibarra, 1981.
13. INECEL , "Estudio de Pérdidas de Energía en Sistemas de Distribución", Quito, 1986.
14. Convención Nacional INECEL\_EMPRESAS ELECTRICAS, Ibarra, 1982.
15. Padilla G., "Estudio para Definir la Compra de Potencia y Energía", Ibarra, 1981.

16. IEEE, "Development of a Data Base for Distribution System Planing", Summer Meeting Conference Vacouver Canada, July 1973 (Benson, R.V. North Cote Green, James E.D.)
17. A Matnemtical Optimization Tecnique for Locating and Zizing Distribution Substration and Periving Their Optimun Service Areas, IEE Transaction on Power Apporatas and System Vol. Pas. 94 No.2, March April 75-pag 230 (Raw Ford, DM-Hott Jr, S.B.)
18. Distribution System Planing Program Westinghouse, DSP-II.
19. Van W., "Some Aspects of Distribution Load Area Geometry", Ohaio, 1979.
20. "An Interactive Procedure for sizing Andtining Distribution Substations Using Optimization Techniques", Transaction Paper-T-74, 142-6 IEE Power System Engineering commictee Jan/Feb/1974.
21. Alvarado C., "La Relación entre la Planificación y los Proyectos Económicos", Quito, 1978
22. Fonseca L., "El Sistema Energético y su Planificación como Elemento de Desarrollo en Ecuador", Quito, 1983.
23. Hinojosa F., "La Importancia de la Electrificación en el Proceso de Desarrollo Socio-Económico Rural del Ecuador", Quito, 1983.
24. Viteri G., "Conformación de la Empresa Eléctrica Regional Centro Norte y su Incidencia en el Desarrollo Económico y Social de la Región", Quito, 1977 .
25. Santamaría M., "Cambio de la Estructura Tarifaria del Sector Eléctrico en el Ecuador", 1981.
26. Paredes G., "Análisis Estadístico de la Producción y Consumo de Energía Eléctrica de la Empresa Eléctrica Quito", Quito 1980
27. IEEE, "Transformer Load Management (TLM)", Paper 3/T P67-50
28. Mosquera J., "Banco de Datos del Sistema Nacional Interconectado", Quito, 1984.
29. Fioza V., "Técnicas Planeamiento de Sistemas Primarios de Distribución", Argentina, 1979.
30. Arenas A., "Metodología y Procedimiento para el Planeamiento de la Capacidad del Sistema de Distribución", (Empresa Eléctrica de Bogotá) 1987.
34. López G., "Discriminación Global de Pérdidas de Energía", (Empresas Públicas de Medellín) 1977.