



D-9391



T
621.3104
A 244

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA

**“Análisis Económico de la Expansión de la
Generación de una Empresa Eléctrica Considerando una Distribución Probabilística
para las Alternativas”**

TESIS DE GRADO

**Previa a la Obtención del Título de
INGENIERO en ELECTRICIDAD**

Especialidad: POTENCIA

PRESENTADA POR:

CARLOS ADUM SAADE



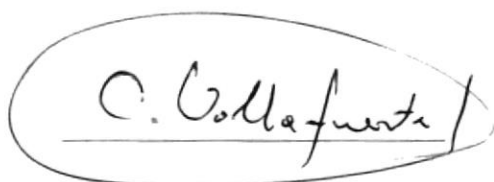
Guayaquil, Ecuador

1989

Al DOCTOR MOISES TACLE G.
Director de Tesis, por su ayuda
y colaboracion para la realizaci3n
de este trabajo.

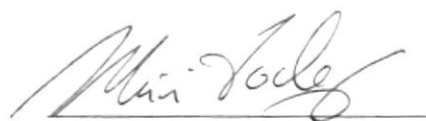
A MI FAMILIA

A MIS AMIGOS

Handwritten signature of C. Collofuentes, enclosed in an oval.

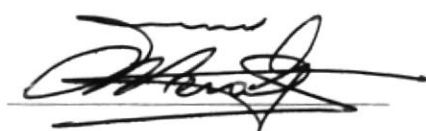
Ing. Carlos Villafuerte.

SUBDECANO

Handwritten signature of Moisés Tacle.

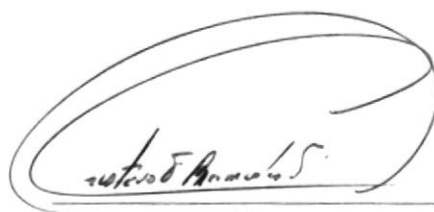
Doctor Moisés Tacle.

DIRECTOR DE TESIS

Handwritten signature of Cristóbal Mera.

Ing. Cristóbal Mera.

MIEMBRO PRINCIPAL

Handwritten signature of Gustavo Bermudez, enclosed in an oval.

Ing. Gustavo Bermudez

MIEMBRO PRINCIPAL

DECLARACION EXPRESA.

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

(Reglamento de Exámenes y Títulos profesionales de la ESPOL).

Carlos Adum S.

Carlos Eduardo Adum Saade

RESUMEN

Este estudio es una evaluación de las alternativas actuales para la expansión de la capacidad de una empresa eléctrica. Un análisis sistemático de los parámetros más importantes de este problema complejo, está descrito para ilustrar, como el análisis de decisión múltiple puede ser utilizado para incluir aspectos monetarios y no monetarios en la solución de este complejo problema de planificación de capacidad.

Este trabajo se divide en tres partes; en la primera se presenta una metodología de evaluación de proyectos hidroeléctricos desde el punto de vista económico. En la segunda parte se detallan las condiciones del sistema de generación nacional al cual se aplicará la anterior metodología, y en la tercera parte se conforman secuencias o programas alternativos de equipamiento que se evalúan económicamente para seleccionar la alternativa de equipamiento que

cumpliendo con las restricciones técnicas, sea lo económicamente más favorable.

INDICE GENERAL

Pág.

RESUMEN	
INDICE GENERAL	
INDICE DE FIGURAS	
INDICE DE TABLAS	
INTRODUCCION	
CAPITULO I	
EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO ...	
1.1 ASPECTOS GENERALES	
1.2 PREVISIONES DE DEMANDA	
1.3 BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA	
1.3.1 CURVA DE DURACION MENSUAL Y CURVA MODIFI- CADA DE CARGA	
1.4 COSTOS FIJOS Y VARIABLES DE LAS SECUENCIAS	
1.5 OTROS COSTOS A SER CONSIDERADOS EN LA EXPAN- SION	

1.6	ACTUALIZACION DE COSTOS	
CAPITULO II		
CARACTERISTICAS DE LA EXPANSION DE CAPACIDAD DE GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO APLICADO		
2.1	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
2.2	SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO	
2.2.1	SISTEMA DE GENERACION	
2.2.2	SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION	
2.3	PERPECTIVA DEL SECTOR ELECTRICO	
2.3.1	PRONOSTICO DE LA DEMANDA	
2.3.2	EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION	
2.3.3	EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION	
2.4	SELECCION DE LAS ALTERNATIVAS A SER EVALUADAS....	
2.5	PROYECTOS A SER CONSIDERADOS PARA LA EXPANSION DE CADA ALTERNATIVA	
2.5.1	PROYECTOS A CORTO PLAZO	
2.5.2	PROYECTOS A LARGO PLAZO	
CAPITULO III		
APLICACION DE COSTOS MONETARIOS Y NO MONETARIOS A LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO		

3.1 GENERALIDADES	
3.2 SECUENCIAS SELECCIONADAS DE EQUIPAMIENTO	
3.3 BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA	
3.4 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS	
3.4.1 COSTOS DE SERVICIO	
3.4.2 COSTOS DE INTERRUPCION	
3.4.3 COSTOS NO MONETARIOS	
3.4.4 ACTUALIZACION DE COSTOS	
3.5 RESULTADOS DE LA EVALUACION DE ALTERNATIVAS	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	
BIBLIOGRAFIA.....	

INDICE DE GRAFICOS

Pág.

CAPITULO I

- 1.1 CURVA DE DURACION MENSUAL DEL SNI
- 1.2 CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI

CAPITULO II

- 2.1 SITUACION DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONEC-
TADO A 1987
- 2.2 SITUACION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION
ZONA NORTE
- 2.3 SITUACION DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISION
ZONA SUR
- 2.4 TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DE CONSUMO
- 2.5 PREVISION GLOBAL DE LA DEMANDA MAXIMA
- 2.6 PREVISION GLOBAL DE LA DEMANDA DE ENERGIA
- 2.7 SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO A 1994

2.8	SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO A 1988
2.9	ARBOL DE DECISION DE LA EXPANSION DE CAPA- CIDAD DE LA EMPRESA ELECTRICA.....

CAPITULO III

3.1	CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.2	CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.3	CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.4	CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL SNI DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.5	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEM- BRE DE 1992 DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.6	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEM- BRE DE 1994 DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.7	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEM- BRE DE 1996 DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.8	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEM- BRE DE 1993 DE LA ALTERNATIVA No. 2

3.9	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1995 DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.10	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1997 DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.11	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1992 DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.12	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1994 DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.13	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1996 DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.14	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1993 DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.15	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1995 DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.16	CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL SNI A DICIEMBRE DE 1997 DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.17	ARBOL DE DECISION PARA EL ANALISIS DE CARACTER PRIVADO.....
3.18	ARBOL DE DECISION PARA ANALISIS DE CARACTER SOCIAL.....

INDICE DE TABLAS

Pág.

CAPITULO II

2.1	SITUACION ACTUAL DE POTENCIA INSTALADA.....	
2.2	SITUACION ACTUAL DE POTENCIA DISPONIBLE.....	
2.3	SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION.....	

CAPITULO III

3.1	DISPONIBILIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS.....	
3.2	DISPONIBILIDADES DE POTENCIA Y ENERGIA DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES.....	
3.3	DISPONIBILIDADES DE POTENCIA INSTALADA DE LAS CENTRALES TERMICAS	
3.4	BALANCE DE POTENCIA DE LA ALTERNATIVA No.1..	

3.5	BALANCE DE ENERGIA DE LA ALTERNATIVA No 1.....
3.6	BALANCE DE POTENCIA DE LA ALTERNATIVA No 2 ..
3.7	BALANCE DE ENERGIA DE LA ALTERNATIVA No.2
3.8	BALANCE DE POTENCIA DE LA ALTERNATIVA No 3 .
3.9	BALANCE DE ENERGIA DE LA ALTERNATIVA No.3
3.10	BALANCE DE POTENCIA DE LA ALTERNATIVA No.4 ..
3.11	BALANCE DE ENERGIA DE LA ALTERNATIVA No.4
3.12	CALENDARIO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA No. 1.....
3.13	CALENDARIO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.14	CALENDARIO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.15	CALENDARIO DE INVERSIONES DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.16	CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTE- NIMIENTO DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.17	CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTE- NIMIENTO DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.18	CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTE-

	NIMIENTO DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.19	CALENDARIO DE GASTOS DE OPERACION Y MANTE- NIMIENTO DE LA ALTERNATIVA No. 4.....
3.20	CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.21	CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.22	CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.23	CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.24	CALENDARIO GENERAL DE COSTOS DE SERVICIO DE LA ALTERNATIVA No. 1
3.25	CALENDARIO GENERAL DE COSTOS DE SERVICIO DE LA ALTERNATIVA No. 2
3.26	CALENDARIO GENERAL DE COSTOS DE SERVICIO DE LA ALTERNATIVA No. 3
3.27	CALENDARIO GENERAL DE COSTOS DE SERVICIO DE LA ALTERNATIVA No. 4
3.28	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER-

	NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 8% ANUAL.....
3.29	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER- NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 10% ANUAL.....
3.30	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER- NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 12% ANUAL.....
3.31	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER- NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 14% ANUAL.....
3.32	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER- NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 16% ANUAL.....
3.33	COSTOS DE SERVICIO TOTALES DE CADA ALTER- NATIVA PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DE 18% ANUAL.....



INTRODUCCION

El problema básico de este estudio concierne a la disponibilidad futura de energía eléctrica y sus costos de expansión. Este es un tema particularmente oportuno para estudio debido a la tremenda incertidumbre en las necesidades futuras de electricidad en las regiones de este país.

Debido a que en los últimos años ha habido un aumento de sustitución de centrales termoeléctricas por hidroeléctricas y, una necesidad de reemplazar las plantas generadoras ineficientes y antiguas, nuevas unidades de generación serán requeridas para los mediados de 1990. Sin embargo debido al tiempo de 7 a 10 años requeridos para planificar y construir grandes unidades generadoras, la decisión deberá hacerse pronto con respecto a cuando construir estas plantas, que tipo y donde debe hacerse.

Cualquier expansión mayor de la capacidad de una empresa eléctrica involucra una situación de alto riesgo. La decisión de expandir puede ser necesaria en el momento en que la actividad económica es favorable y

cuando las unidades generadoras de electricidad esten operando en su capacidad pico. Durante los largos tiempos requeridos para tener una unidad adicional en línea , la economía nacional puede disminuir hasta el punto en que la capacidad de expansión de una empresa eléctrica, anteriormente referida como satisfactoria, se torna en un real agotamiento de recursos de dichas empresas. A este respecto una expansión de la capacidad plantea una cantidad de actividades más que decisiones de expansión o no expansión. Preguntas con respecto a donde, como y cuanto tambien deberán ser respondidas realísticamente en vista de los riesgos asociados con la subconstrucción o sobreconstrucción de capacidad generadora. Consecuentemente el propósito de este trabajo es proveer un procedimiento sistemático para evaluar económicamente, desde el punto de vista empresarial, algunos de los múltiples proyectos de aprovechamiento hidroeléctrico que posee el país mediante secuencias alternativas de instalaciones con la finalidad de definir un plan de equipamiento a mediano plazo del Sistema de Generación Nacional, que sea conveniente económicamente y permita el abastecimiento requerido de energía durante el período de estudio.

La evaluación de alternativas de equipamiento, cuya conformación se realiza en base del crecimiento de la demanda y a las disponibilidades hidroeléctricas más favorables del país, selecciona con el criterio de costo mínimo la alternativa de equipamiento más conveniente de todas las evaluadas, para conformar la expansión del sistema de generación Nacional.

Una característica propia de la evaluación de proyectos de generación en el sector eléctrico, es que en general los estudios económicos no tienen como fin determinar la rentabilidad o nivel de eficiencia absoluta de cada proyecto, sino más bien definir sus posiciones relativas y las correspondientes prioridades de instalación a través del tiempo.

CAPITULO I

EVALUACION DE LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO

1.1 ASPECTOS GENERALES

La evaluación de las alternativas de equipamiento tiene por objetivo determinar el programa óptimo de equipamiento de un sistema de generación; para lo cual es necesario conformar un grupo de programas alternativos, y de entre ellos, elegir el que reúna las mejores condiciones técnicas y económicas.

Las secuencias de alternativas deben ser elaboradas en tal forma, que se cubra la demanda de potencia y energía

esperada del sistema, en el período de operación de los proyectos; considerando los períodos de ejecución de los proyectos y la distribución de la capacidad de generación en las zonas eléctricas del país.

Antes de elaborar las alternativas de equipamiento de un sistema de generación, es necesario disponer de la previsión de demandas de energía y potencia máxima del sistema.

Para la elaboración y evaluación de las secuencias se deben seguir los siguientes pasos:

- a. Balances de energía y potencia para los años hidrológicos crítico y medio.
- b. Determinación de los costos fijos y variables además de otros costos asociados con las secuencias.
- c. Actualización de Costos.

1.2 PREVISIONES DE DEMANDA

Las previsiones de consumo de energía eléctrica, constituye un requisito fundamental en el caso de planificar expansiones futuras de un sistema de generación, como es el caso de este trabajo. Tales previsiones, deben ser un fiel reflejo de las condiciones de desarrollo socio-económico pertenecientes al país cuyo consumo eléctrico va a proyectarse.

Es posible determinar la previsión de demanda anual a lo largo de cualquier periodo de tiempo. Es sabido sin embargo, que la demanda de energía eléctrica no se mantiene constante a lo largo del año, sino más bien presenta variaciones a través del tiempo dependiendo del mes del año, el día de la semana y la hora del día en que transcurra. Por lo tanto, es necesario determinar esas modulaciones a fin de disponer de la información requerida para los estudios de operación simulada y análisis eléctricos del sistema.

A fin de planificar el equipamiento futuro de un sistema de generación, teniendo en cuenta las condiciones de máxima demanda de energía, generalmente es suficiente realizar el equipamiento de acuerdo a la previsión de energía eléctrica determinada para aquel mes del año que presente el mayor consumo.

1.3. BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA

En la evaluación de alternativas de equipamiento los balances de potencia y energía se realizan con dos finalidades. Primero, definir la fecha en que deben entrar en operación las instalaciones consideradas en cada secuencia. En segundo lugar, determinar la generación esperada de cada tipo de central incluida en la secuencia analizada.

De conformidad con la futura demanda por abastecerse, se efectúan los balances, teniendo en cuenta las disponibilidades de generación existentes y futuras.

Normalmente, para determinar la generación esperada de cada central, se utiliza la demanda obtenida de estudios de mercado semiglobal; mientras que para fines de equipamiento se considera el límite superior del intervalo de confianza de 90% de la proyección semiglobal.

El equipamiento del sistema se hace en la base de consideraciones de energía, incorporando una nueva central cuando la producción del parque existente no sea capaz de atender la demanda de potencia y energía.

Los balances energéticos se realizan mediante una simulación de operación mensual del sistema, en curvas modificadas de carga, tanto para hidrología crítica como media. Con el criterio que si es posible abastecer la demanda cuando los aprovechamientos hidroeléctricos se encuentran en sus peores condiciones hidrológicas, y por ende de producción energética, igual situación ocurrirá para cualquier otra condición de hidrología que no sea la crítica, y en tales casos con mayores márgenes de reserva.

Por lo tanto, para realizar los balances de potencia y energía y la operación simulada del sistema, es necesario conocer la generación que tendrían las centrales hidroeléctricas en el año y mes más críticos.

Los balances son determinados mediante una simulación de operación de los embalses de las centrales, utilizando un modelo computacional que a partir de una serie suficiente de registros hidrológicos, señala el año más seco observado en el tiempo analizado; luego se obtienen las curvas de duración estacional de la producción mensual, para las diversas centrales que forman el sistema en cada año del periodo de análisis y para diferentes garantías, y para el sistema en conjunto; luego se representa gráficamente la distribución de la producción mensual del conjunto de años más secos con garantía anual superior al 85%, la forma y distribución de estas curvas son comparadas con valores de años reales (con datos estadísticos) y se determina cuál año

presenta una distribución más crítica que el resto de años secos y en que mes la garantía hidrológica se acerca más al 100%.

Para definir el equipamiento del sistema se considera como oferta la potencia y energía firme de las centrales hidroeléctricas en período crítico más la generación efectiva de las centrales termoeléctricas.

Para la cuantificación de la generación esperada, que sirve para el cálculo de los costos variables del programa de obras, se considera condiciones hidrológicas medias de las centrales y se encuentra la esperanza matemática de la generación termoeléctrica. Se considera que la generación térmica del balance energético para disponibilidades medias sea el valor mínimo y se mantenga constante inclusive para afluencias hidroenergéticas superiores.

Asumiendo, además, que la generación térmica aumenta linealmente entre el valor mínimo determinado por el balance

con afluencias medias y el valor máximo dado por el balance con afluencias críticas, la generación termoeléctrica esperada puede calcularse en forma aproximada mediante la siguiente expresión:

$$T = 0.25 T_{\max} + 0.75 T_{\min} \quad (1.1)$$

Sin embargo, por la poca importancia de este costo y para dar un margen mayor, se puede considerar a T como el promedio entre T_{\max} y T_{\min} .

1.3.1. CURVA DE DURACION MENSUAL Y CURVA MODIFICADA DE CARGA.

A. CURVA DE DURACION MENSUAL

Para la determinación de la curva de duración mensual, se requiere información de la demanda horaria de potencia, a partir de la cual se procede a determinar la relación existente entre la demanda mínima y demanda máxima para cada uno de los

meses considerados como representativos del comportamiento de la demanda durante el año. Se determina la mediana de tales relaciones, y se selecciona como mes típico aquel cuya relación de demanda mínima sea igual a la mediana.

Se ordenan los datos de demanda horaria del mes escogido de mayor a menor y se calcula el índice de potencia horaria respectivo (C_i), mediante la siguiente fórmula:

$$C_i = \frac{D_i}{D_{\max}} \cdot 100 \quad (1.2)$$

Donde:

D_i = demanda en la hora i

D_{\max} = demanda máxima horaria en el mes

A partir de estos índices así calculados es posible graficar la curva de duración mensual, la cual muestra en ordenadas el porcentaje de demanda, y en abcisa las horas correspondientes del mes. La figura 1.3 muestra la curva de duración mensual determinada para el SNI en el Plan Maestro de Electrificación del país.

B. CURVA MODIFICADA DE CARGA.

Mediante los datos de los índices de potencia C_i , obtenidos de la forma señalada, y ordenados de mayor a menor, se puede determinar el índice horario de energía F_i , de acuerdo a la siguiente expresión:

$$F_i = 100 - \left(\sum_{j=1}^i C_j - iC_i \right) D_{max} / E \quad (1.3)$$

Donde:



D_{max} = demanda máxima horaria del mes

E = energía generada en todo el mes

C_i = índice de potencia de la hora i

C_j = índices de potencia horaria en el intervalo
($0-j$)

Luego, a partir del índice de potencia mínimo y el índice horario de energía mínimo, es posible conocer el factor de carga con la siguiente relación

$$FC = \frac{C_{i \min}}{F_{i \min}} \quad (1.4)$$

Finalmente, mediante los valores obtenidos de C_i , F_i , relación $D_{min}/D_{máx}$ y F_c , es posible construir la curva modificada de carga mensual, también llamada parabólica, la cual muestra en ordenadas el porcentaje de potencia máxima (MW) y en abcisa el porcentaje de energía demandada (MWH) con niveles de potencia iguales o inferiores a dicho valor. La figura 1.2

CURVA DE DURACION MENSUAL DEL S.N.I.

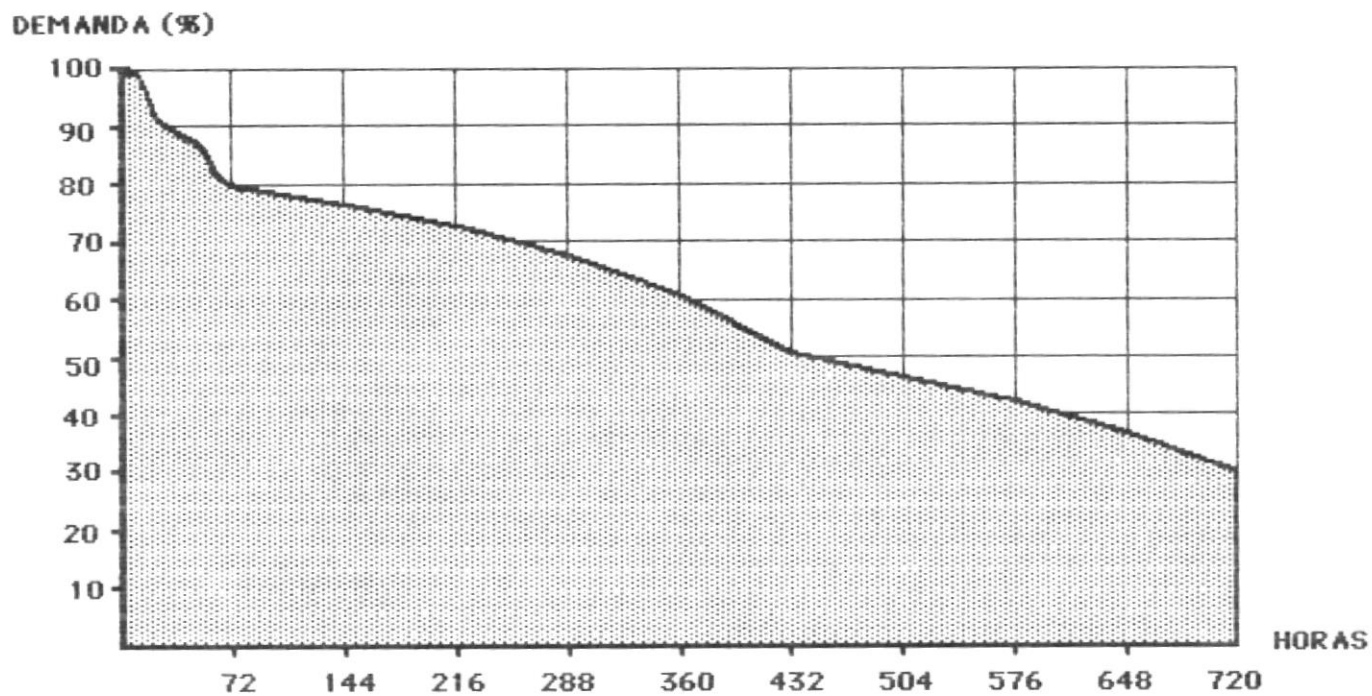


FIGURA 1.1

CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.

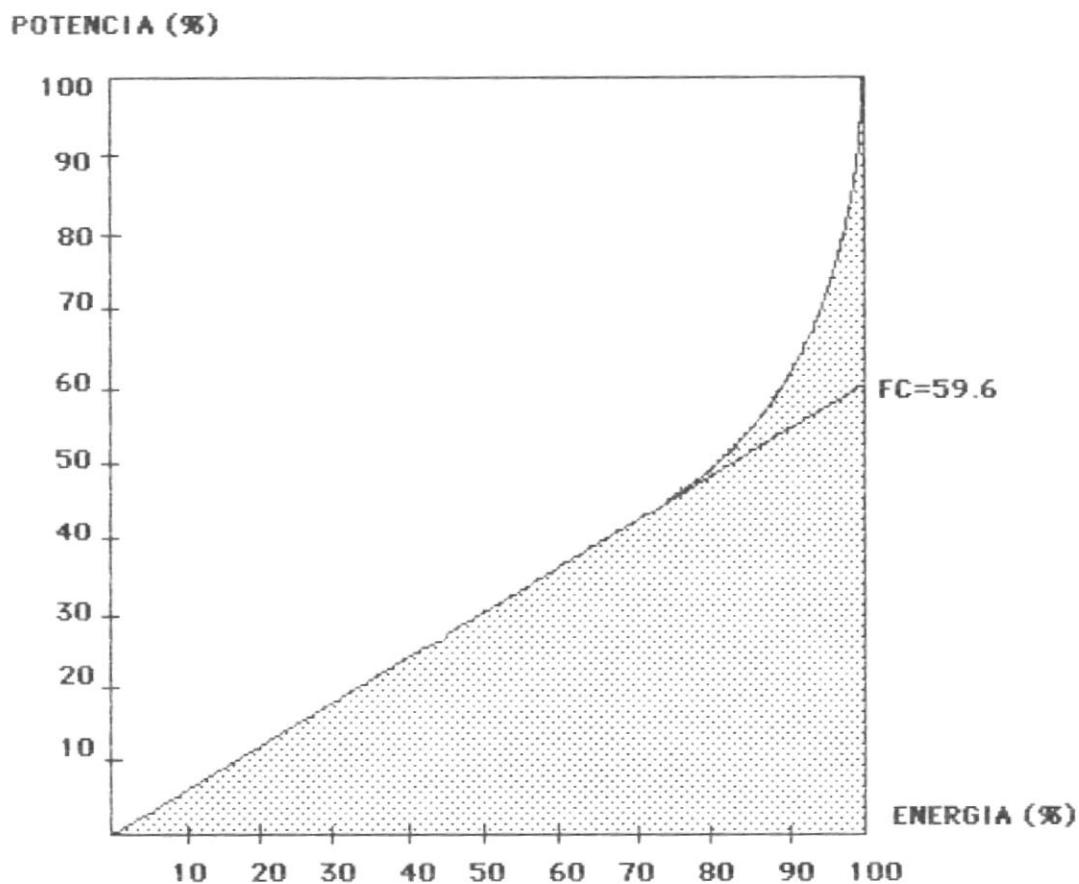


FIGURA 1.2

ilustra la curva modificada de carga para el SNI.

1.4. COSTOS FIJOS Y COSTOS VARIABLES DE LAS SECUENCIAS.

Luego de haber determinado, mediante los balances de potencia y energía, las fechas de entrada en servicio de las centrales y su respectiva generación esperada, se debe proceder a realizar el cálculo de los costos asociados con cada uno de los programas de equipamiento.

Los costos considerados en la evaluación son los correspondientes a inversión, operación y combustible en las centrales termoeléctricas futuras, si es que existen y también a los costos de combustible de las plantas termoeléctricas existentes; siendo este último rubro variable, dependiendo de la secuencia de desarrollo de los proyectos hidroeléctricos.

La evaluación económica consiste en actualizar a la fecha presente los gastos anuales de inversión, operación y combustible de cada secuencia. El valor obtenido permite la

comparación desde el punto de vista económico de los programas alternativos, y decidirse por el más favorable dentro de las restricciones de orden técnico.

1.4.1. COSTOS FIJOS DE LOS PROGRAMAS DE OBRAS.

Unicamente se consideran en la evaluación, los costos fijos de los proyectos que se incluyen en los programas de equipamiento. Puesto que los costos correspondientes a las instalaciones existentes y obras comunes tienen el mismo valor en todos los programas alternativos, por lo cual no tiene sentido incluirlos.

Estos costos fijos correspondientes a la inversión netas necesarias en cada programa de obras, a las reposiciones intermediarias de dichas instalaciones, a los gastos fijos de operación y mantenimiento y a las inversiones que son necesarias por reequipamiento de

las instalaciones de menor vida útil.

1.4.2. COSTOS VARIABLES DE LOS PROGRAMAS DE OBRAS.

Este valor se calcula incluyendo todos los costos variables del sistema. Se debe valorar la producción termoeléctrica de las plantas futuras si es el caso, y de las existentes; los costos variables de las centrales hidroeléctricas pueden considerarse despreciables

La cuantificación de los gastos por concepto de combustible se basa en precios de mercado internacional.

El total de los costos fijos y variables permiten definir los flujos de costos anuales de cada programa de obras, durante el periodo de análisis, a partir de los cuales se efectúa la evaluación económica(1).

1.5. OTROS COSTOS A SER CONSIDERADOS EN LA EVALUACION

Después de considerar los costos fijos fijos y variables, otros costos se consideran importantes para incluirlos en cada plan de expansión y estos son:

Costos fuera de época o de interrupción

Costos socioeconómicos externos

Cada uno de estos costos seran definidos posteriormente; sin embargo de manera general los costos fuera de época estan definidos como aquellos que deberían ser experimentados por el público cuando los servicios eléctricos estan interumpidos por variaciones largas de tiempo(costos de interrupción. Los costos externos estan definidos como no monetarios a la sociedad, por ejemplo los socioeconómicos.

1.6 ACTUALIZACION DE COSTOS

La actualización de costos constituye la última etapa de la

evaluación económica de los programas de generación, mediante el método de valor presente, se actualizan los costos totales anuales de cada programa de generación a una fecha determinada.

El valor neto actualizado, a través del cual se comparan económicamente los programas de generación, está determinado por los costos fijos y variables actualizados de los programas.

(1) G. Pico, "Evaluación de Proyectos Hidroeléctricos y su Aplicación a la Expansión del Sistema de Generación Nacional" (Tesis, Facultad de Ingeniería Eléctrica, Escuela Superior Politécnica del Litoral, 1983).



CAPITULO II

PREVISIONES DE LA EXPANSION DE CAPACIDAD DE GENERACION DEL EMPRESA ELECTRICA.

1.1 ASPECTOS GENERALES

El problema específico bajo investigación comprende la identificación y la integración de varios costos asociados con sobreconstrucción o subconstrucción de capacidad generadora de electricidad. Debido a varios factores que afectan el costo de la nueva capacidad, (tales como el costo inflacionario de la construcción, altos costos de capital, etc),este particular problema de decisión se vuelve crítico

para las empresas eléctricas. De hecho estas circunstancias frecuentemente hacen difícil justificar nuevas y frecuentes reemplazos de capacidad, tanto a los accionistas de las empresas eléctricas como a su agencia de regulación.

Sin embargo debido a los largos tiempos de entrada asociados con unidades generadoras de electricidad, estas dificultosas decisiones necesitan ser hechas con adecuados horizontes de planificación siempre que se cumpla que la capacidad generadora se encuentre disponible cuando se necesite. En estas decisiones el riesgo es alto, ya que la decisión errónea producirá costos muy altos tanto a la compañía como a sus consumidores. Debido a la importancia y complejidad del problema, un procedimiento sistemático es necesario para evaluar las alternativas.

La identificación de estos costos y la integración de estos costos , tanto monetarios como no monetarios, en un marco de trabajo para la evaluación de los planes de capacidad estan entre los objetivos de este estudio. En este segundo

capítulo, se detallan las características actuales y las previsiones futuras del sistema eléctrico de él cual vamos a seleccionar el plan de expansión de capacidad más apropiado. Las alternativas investigadas y los datos usados en este análisis han sido obtenidos del Instituto Nacional de Electrificación (INECEL) y adaptados al sistema nacional interconectado (SNI).

- a) Características Actuales del sistema eléctrico
- b) Pronóstico de la Demanda.
- c) Identificación de las alternativas a ser evaluadas.
- d) Proyectos a ser considerados en la expansión de cada alternativa.

2.2 SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA ELECTRICO

Los índices alcanzados por la empresa eléctrica a Diciembre de 1986(1), año de inicio de nuestra proyección, son los siguientes:

Población Total	9.647 miles de habitantes
Población servida	5.88 miles de habitantes
% de Población servida	61 %
Energía Generada	4.698 GWh
Potencia Instalada	1.512 MW
Demanda Máxima	931 MW
Potencia Instalada x hab.	157 W/habitante
Energía generada x hab.	487 W/habitante
Numero de abonados	1.081 miles de habitantes

Distribución del consumo de energía por sectores:

Residencial	1.551 GWh	(40 %)
Industrial	1.236 GWh	(32 %)
Comercial	599 GWh	(16 %)
Otros	446 GWh	(12 %)
<hr/>		
TOTAL	3.832 GWh	

2.2.1. SISTEMA DE GENERACION

En el gráfico 2.1 se aprecian las instalaciones eléctricas del SNI que actualmente se encuentran en operación. Estas obras han permitido generar grandes cantidades de energía, las cuales son transportadas hacia los principales centros de consumo nacional mediante las líneas de transmisión de 230 KV y 138 KV.

Es importante resaltar las centrales que han sido ejecutadas por la empresa eléctrica (INECEL) para cumplir con este objetivo: Paute 500 MW, Pisayambo 70 MW, Esmeraldas 125 MW, Guayaquil 168 MW y Gas 47.7 MW y Agoyán 156 MW. (Figura 2.2).

La potencia instalada en el sector eléctrico es un parámetro que determina la disponibilidad de potencia de placa de las centrales que forman el actual parque generador. Para satisfacer la demanda de mercado

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO A 1986 *

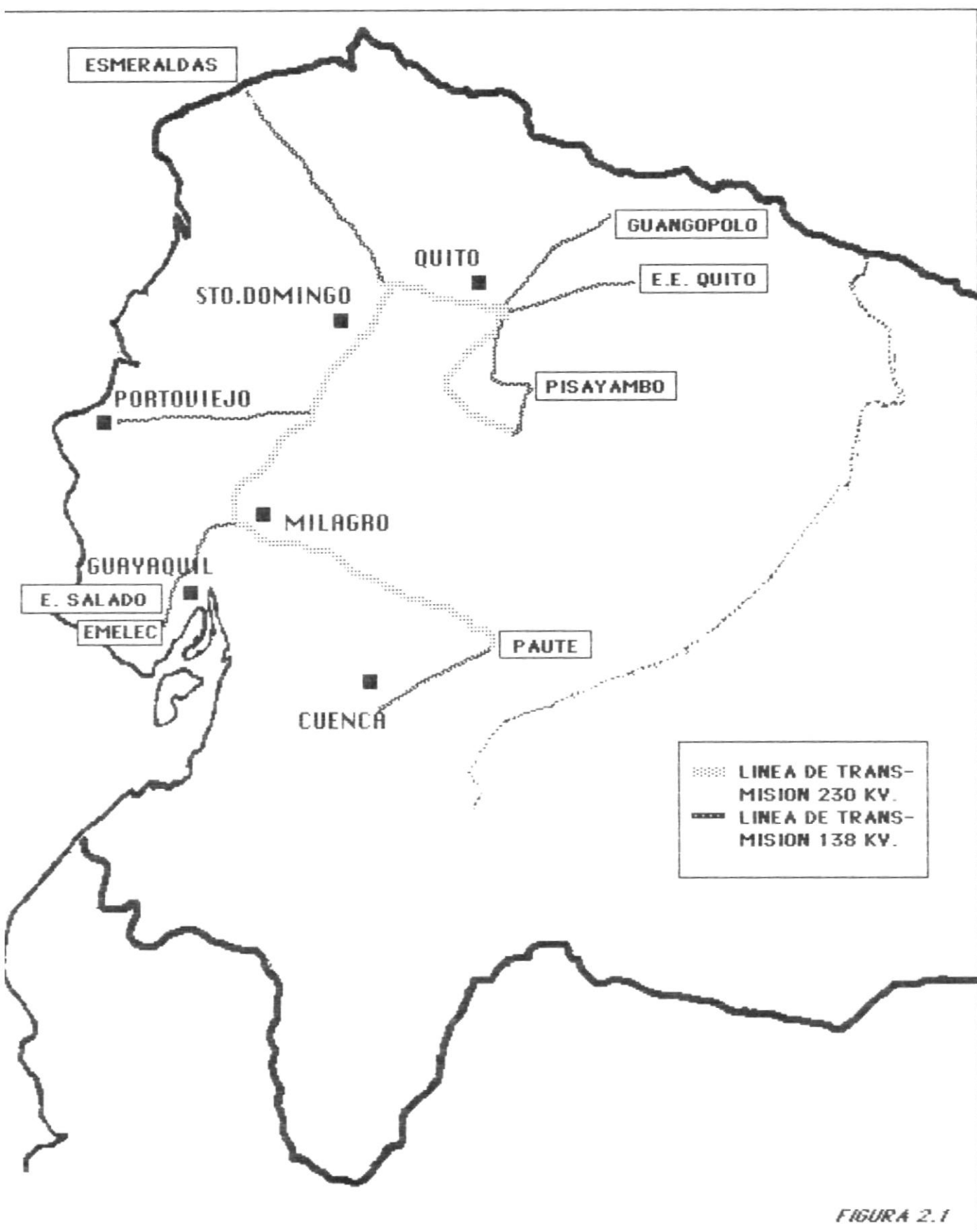


FIGURA 2.1

eléctrico estos valores deben transformarse en potencia disponible, que determina con lo que realmente se cuenta.

Las tablas 2.2 y 2.3 muestran la potencia instalada y disponible respectivamente.

2.2.2. SISTEMA DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION

El sistema de transmisión (Tabla 2.3) que se encuentra operando en el país está conformado por el semianillo de 230 KV que parte desde la central hidroeléctrica Paute hacia las ciudades de Milagro, Guayaquil, Quevedo, Sto Domingo, Quito y Ambato en una longitud de 605 Km.

A partir del semianillo se derivan líneas de 138 KV hacia varias provincias del Ecuador, cubriendo una longitud total de 723 Km. En consecuencia el SNI está constituido al momento de 1.328 Km de longitud en

**ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO - 1986.
POTENCIA INSTALADA (KW).**

<i>SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO</i>			
HIDRAULICAS		TERMICAS	
PAUTE I-FASES A - B	500000	VAPOR ESTERO SALADO	146000
PISAYAMBO	69200	VAPOR ESMERALDAS	125000
		GAS QUITO	47700
		GAS GUAYAQUIL	26000
		DIESEL GUANGOPOLO	31200
SUBTOTAL	569200	SUBTOTAL	375900
<i>SISTEMAS REGIONALES Y MUNICIPALES.</i>			
HIDRAULICAS		TERMICAS	
SUBTOTAL	168700	SUBTOTAL	397900
TOTAL SECTOR PUBLICO	737900	TOTAL SECTOR PUBLICO	773800
PORCENTAJE	48%		52%

TABLA 2.1

**ESTADO ACTUAL DEL SECTOR ELECTRICO PUBLICO - 1985.
POTENCIA DISPONIBLE (KW).**

<i>SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO.</i>			
HIDRAULICAS		TERMICAS	
PAUTE I-FASES A - B	377000	VAPOR ESTERO SALADO	126300
PISAYAMBO	53400	VAPOR ESMERALDAS	108100
		GAS QUITO	46000
		GAS GUAYAQUIL	21200
		DIESEL GUANGOPOLO	25800
SUBTOTAL	432400	SUBTOTAL	327400
<i>SISTEMAS REGIONALES Y MUNICIPALES.</i>			
HIDRAULICAS		TERMICAS	
		DISPONIBLES ACTUALMENTE	328593
		FACTIBLES REHAB/INMEDIAT	67337
		FACTIBLES REHAB/MEDIATA	35580
		REPARACION INTEGRAL	49680
		NO DISPONIBLES	46967
SUBTOTAL	88000	SUBTOTAL	328595
TOTAL SECTOR PUBLICO	520400	TOTAL SECTOR PUBLICO	655995
PORCENTAJE	44%		56%

TABLA 2.2

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION.

<i>1.- LINEAS DE TRANSMISION</i>	<i>NIVEL DE VOLTAJE (KV)</i>	<i>DISTANCIA (KM)</i>
QUITO-GUAYAQUIL	230	327
PAUTE-MILAGRO-PASCUALES	230	183
QUITO-TOTORAS	230	105
PASCUALES-SALITRAL	138	17
QUITO-IBARRA	138	80
PISAYAMBO-QUITO	138	107
PISAYAMBO-AMBATO	138	30
VICENTINA-GUANGOPOLO	138	7
SANTA ROSA-VICENTINA	138	18
ESMERALDAS-SANTO DOMINGO	138	154
QUEVEDO-PORTOVIEJO	138	107
PAUTE-CUENCA	138	70
MILAGRO-BABAHOYO (*)	138	47
AGOYAN-TOTORAS	138	33
AGOYAN-PUYO (*)	138	53
TOTAL	-	1338

<i>2.- SUBESTACIONES</i>	
ELEVACION	1434 MVA (0A)
REDUCCION	1474 MVA (0A)

(*) - OPERAN A 69 KV

TABLA 2.3

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA ZONA NORTE *
PERIODO 1984-1988



FIGURA 2.2

* INECEL, LA CRISIS DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS FUTURAS.

(Quito . Ecuador : INECEL . Febrero 1987)

SISTEMA DE SUBTRANSMISION DE LA ZONA SUR * PERIODO 1984-1988

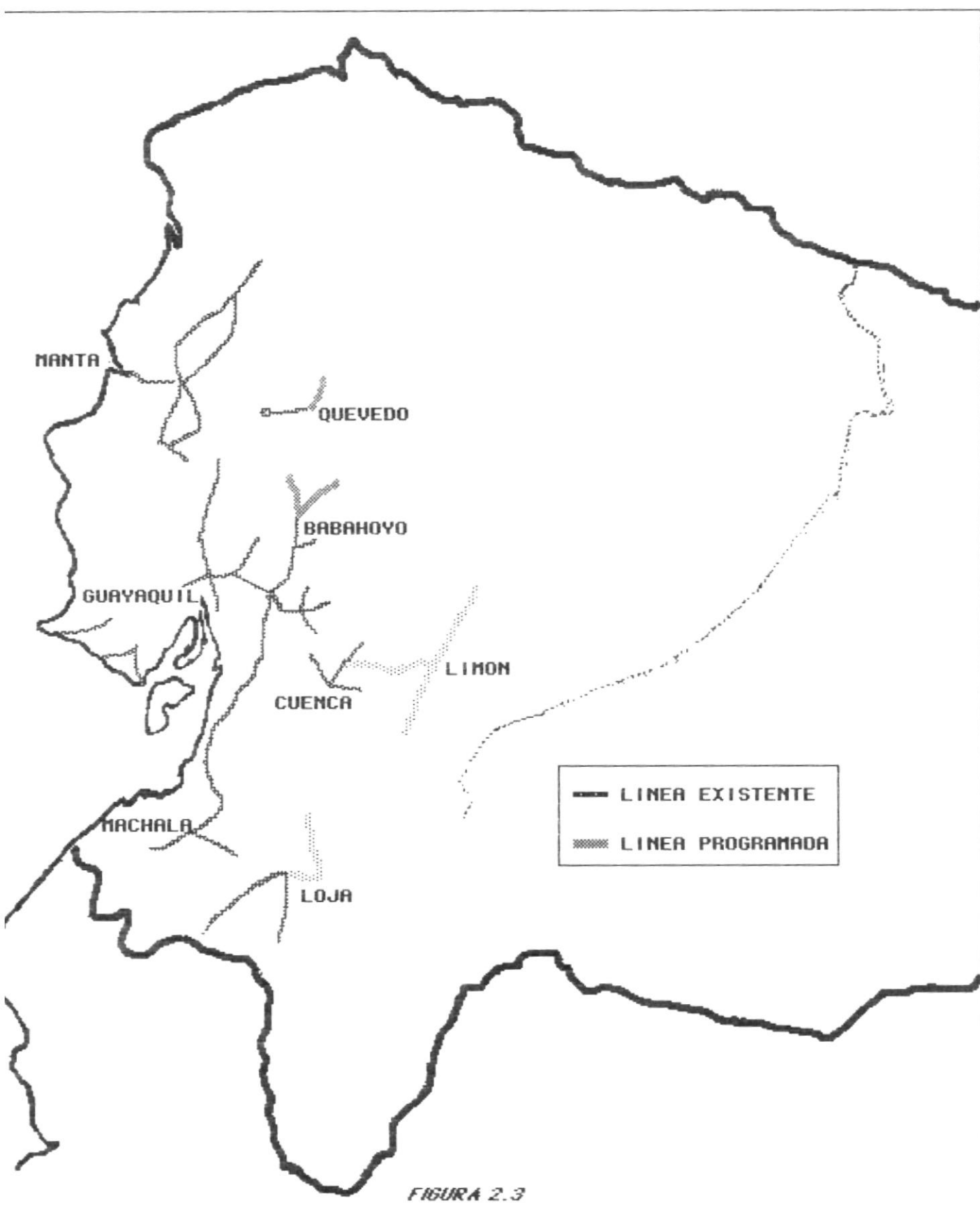


FIGURA 2.3

* INECEL, LA CRISIS DEL SECTOR ELECTRICO ECUATORIANO, DIAGNOSTICO Y PERSPECTIVAS FUTURAS.

(Quito . Ecuador : INECEL . Febrero 1987)

líneas de 230 Kv y 138 Kv.

También el sistema está conformado por 2.908 MVA de capacidad en subestaciones, de las cuales 1.434 MVA corresponden a subestaciones de elevación y 1.474 MVA a reducción. El estado de la subtransmisión se observa en los gráficos 2.2 y 2.3.

2.3 PRONOSTICO DE LA DEMANDA.

En el grafico 2.4 se presenta las tasas anuales de crecimiento, tanto del consumo de energía eléctrica, como del PIB (producto interno bruto); en donde se puede observar la alta correlación existente entre ellos a lo largo de todo el período histórico y su correspondiente influencia en el futuro.

En las graficos 2.5 y 2.6, estan representadas tres previsiones; superior, media e inferior; de la demanda máxima en MW (megavatios) y los requerimientos de

TASA DEL CRECIMIENTO ANUAL DEL CONSUMO (MWh)
Y DEL PIB (MILLONES DE SUCRES)

PERIODO 1965 - 1995

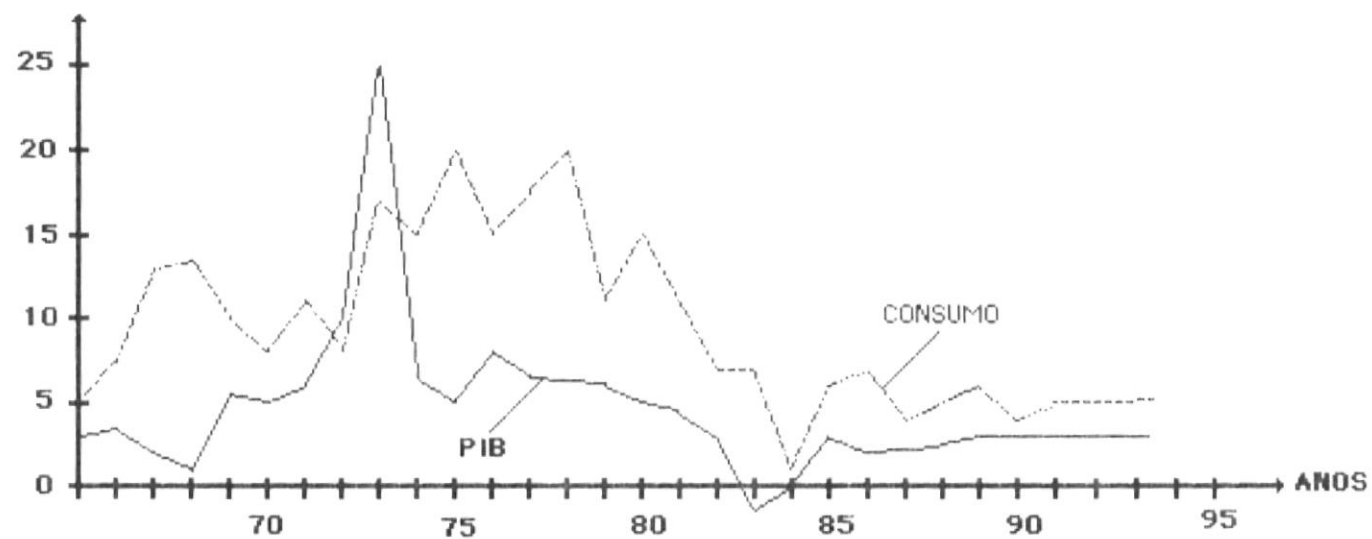


FIGURA 2.4

DEMANDA MAXIMA PERIODO 1986 - 2000.

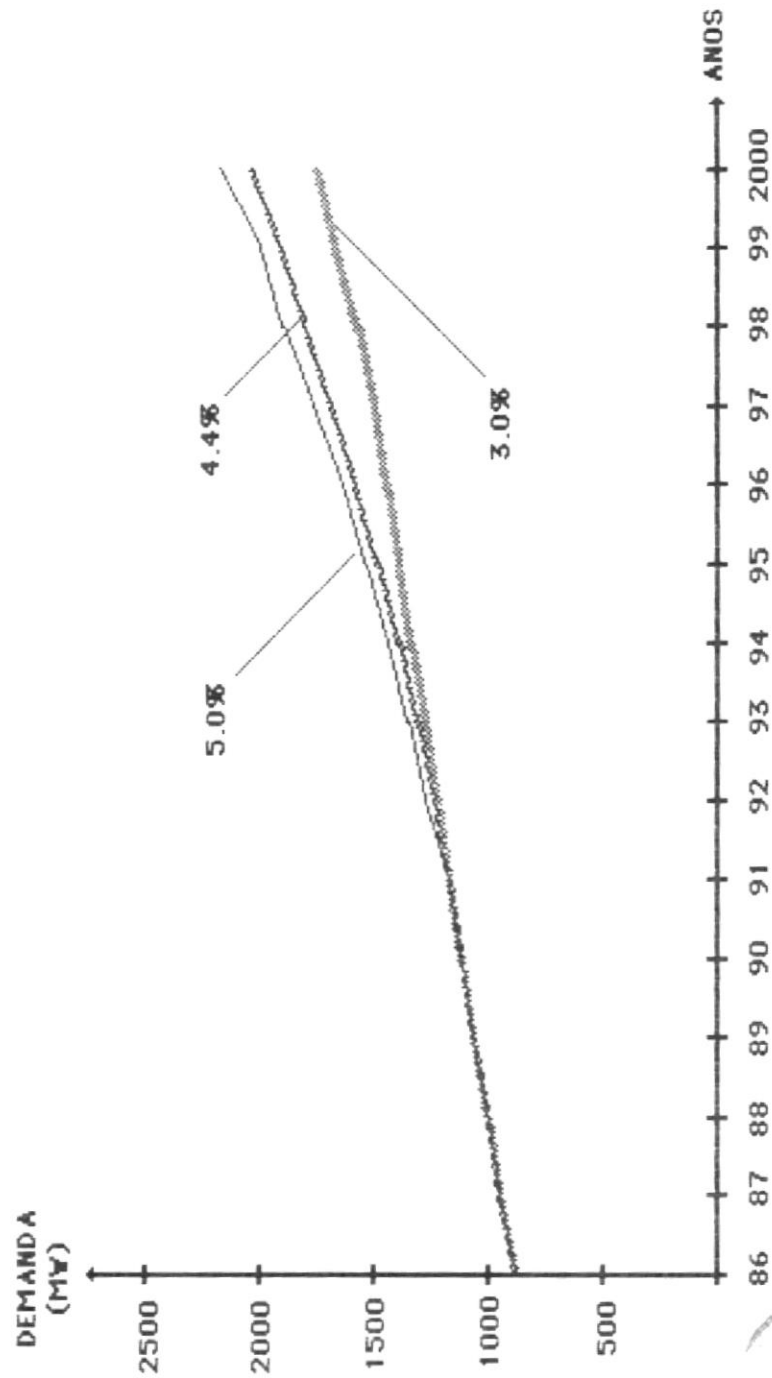


FIGURA 2.5

ENERGIA DISPONIBLE PERIODO 1986 - 2000.

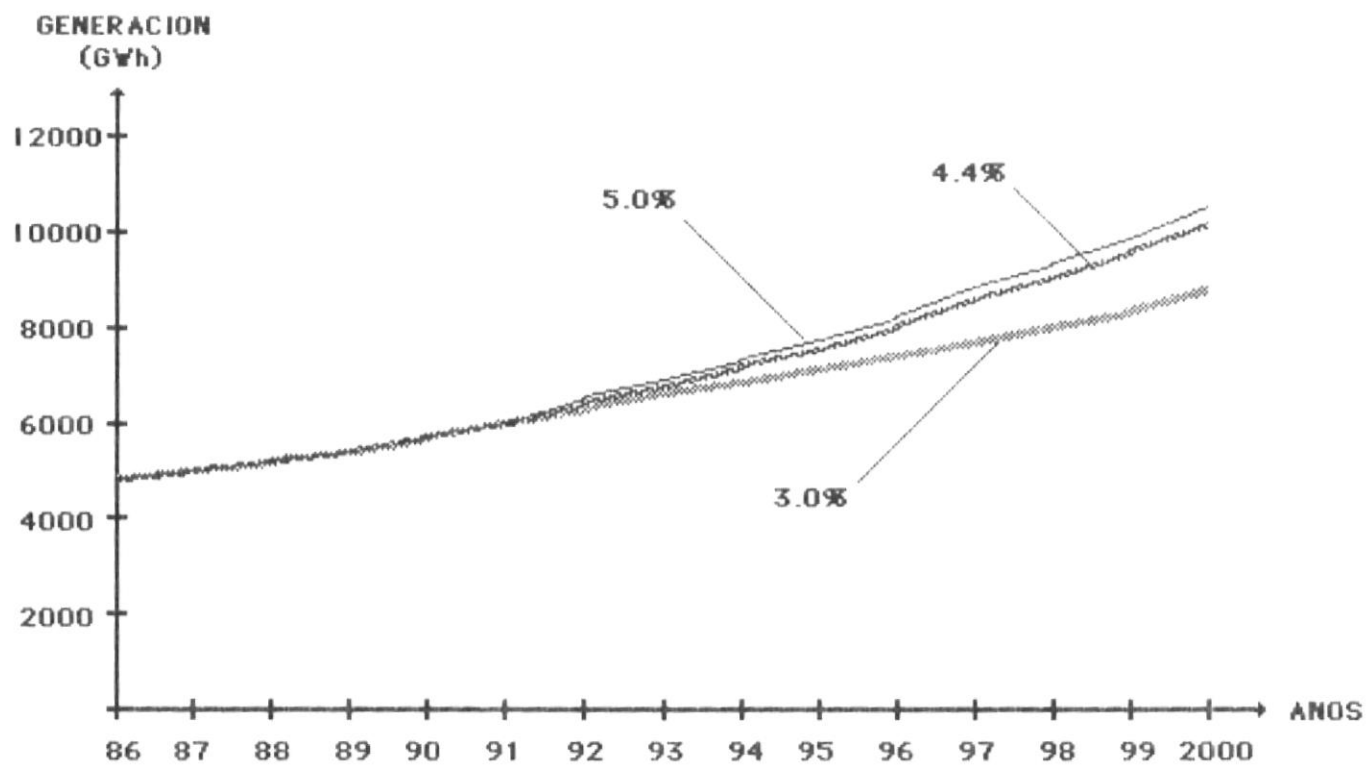


FIGURA 2.6

disponibilidad de energía en GWh (Gigavatios-hora), correspondiente a los tres escenarios macroeconómicos adoptados. En los cuales se considera un 5% de crecimiento anual en el escenario superior, 4.4% en el medio y 3% en el inferior, para el período 1990-2000.

Las tasas medias de crecimiento, para cada uno de los escenarios mencionados son los siguientes:

	ESCENARIOS		
	I	II	III
Meta del PIB a 1990	4.0	4.4	3.0
Tasa de crecimiento de consumo 1985-95	6.6	6.3	5.9
Tasa de crecimiento de D. máx 1985-95	6.1	5.8	5.1

2.3.1. EXPANSION DEL SISTEMA DE GENERACION.

Con el propósito de mejorar las condiciones de operación del SNI, ofrecer mayor confiabilidad en el abastecimiento de la demanda eléctrica nacional la empresa eléctrica (INECEL), construyó la central hidroeléctrica Agoyán de 165 MW. A partir del año 1990, el SNI (grafico 2.7), prevé la operación de varias obras de generación como el proyecto hidroeléctrico Daule Peripa de 130 MW y Paute C de 500 Mw.

Los estudios de expansión del SNI determinan como los mejores proyectos técnicos factibles el proyecto Paute Mazar de 180 MW, el proyecto Sopladora de 500 MW y el proyecto San Francisco de 210 MW, de potencia instalada.

2.3.2. EXPANSION DEL SISTEMA DE TRANSMISION.

La empresa eléctrica (INECEL) ejecutó la construcción de las líneas y subestaciones que conforman la fase C y D1 de transmisión. Con la operación de estas obras

SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO A 1994 *

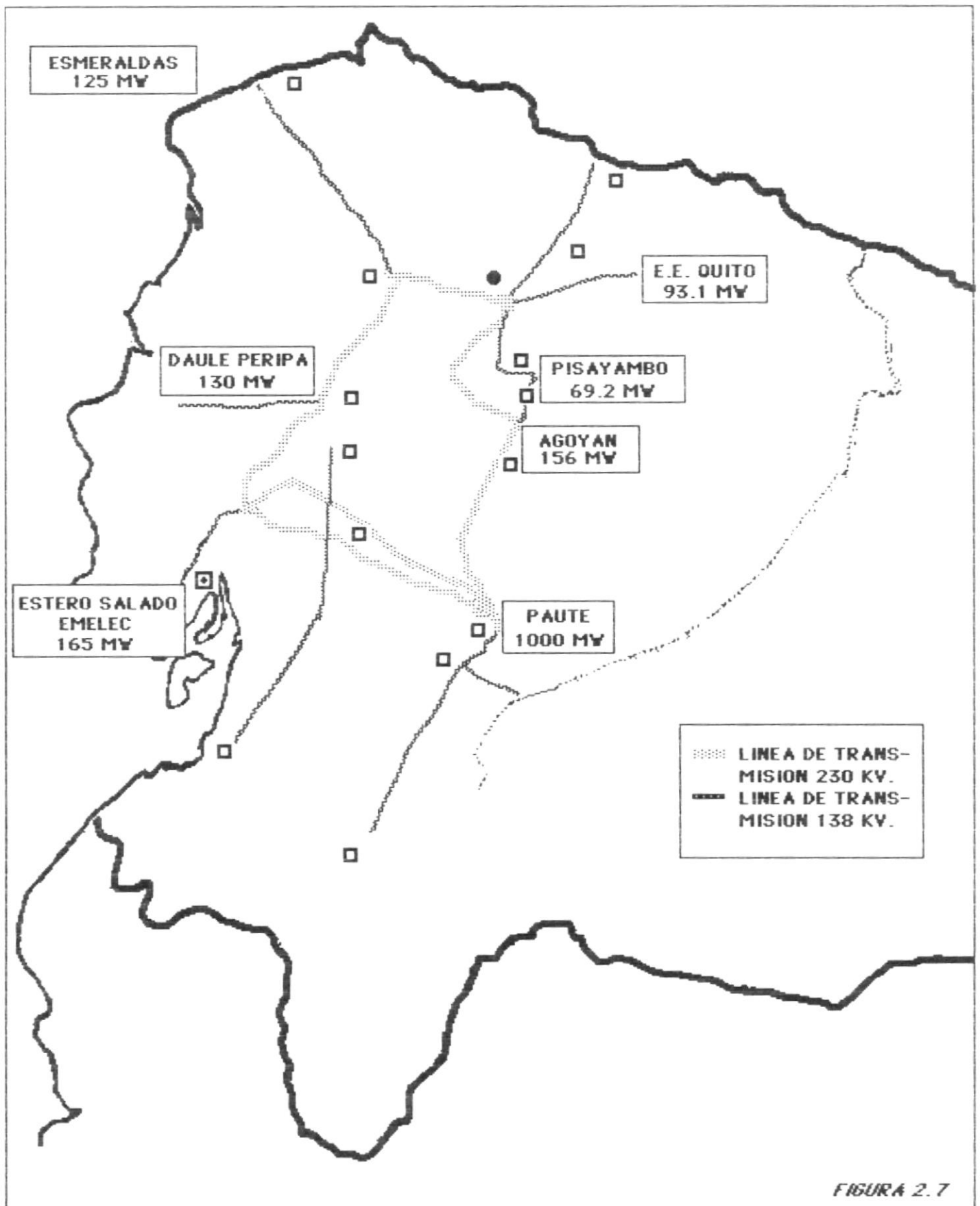


FIGURA 2.7

* INECEL, *La Crisis del Sector Electrico Ecuatoriano; Diagnostico y Perspectivas Futuras.* (Quito, Ecuador: INECEL, Febrero 1987)

para el año 1988 se tendrá el esquema eléctrico que se indica en la figura 2.8 en el cual se hace notar el cierre del anillo de 230 KV que garantizará un mejor servicio eléctrico al Ecuador.

A partir del año 1990, el SNI prevé la operación del sistema de transmisión Fase D que contempla la línea Paute-Pascuales-Salitral de 230 KV, la cual permitirá evacuar los nuevos 500 MW de la central Paute y hacia el principal centro consumidor del país, Guayaquil, tal como se aprecia en el gráfico 2.7 en donde se muestran todas las obras del SNI que estarán operando hasta el año 1993.

1.2. SELECCION DE LAS ALTERNATIVAS A SER EVALUADAS

Basados en la información presentada por INECEL a las empresas eléctricas la previsión media de la demanda máxima en el período 1986-2000 para el país es de 4.4% por año. Sin embargo INECEL reconoce que hay cierta

crecimiento de la demanda máxima sea considerado como una variable discreta con dos posibles valores; 3% y 4.4%.

Basados en la información disponible, incluyendo la demanda máxima de años anteriores, la alta relación del PIB (producto interno bruto) con la tasa anual de crecimiento del consumo de la energía eléctrica (Figura 2.4), además del creciente desmejoramiento de la situación económica del país y las continuas bajas del precio del petróleo que afectan directamente a la política de crecimiento de la empresa (INECEL recibe el 47 % de las regalías de las ventas del petróleo) se asignará esta distribución de probabilidades a los dos eventos.

EVENTOS.	PROBABILIDADES.
3% de crecimiento de $D_{m\acute{a}x}$.	0.6
4.4% de crecimiento de $D_{m\acute{a}x}$.	0.4

Consecuentemente el problema bajo estudio se formula como

sigue: ¿Cuál es el costo esperado de los planes de expansión de capacidad para el de crecimiento en demanda, dada la probabilidad del 0.4 para el crecimiento del 3% y la probabilidad del 0.6 para el crecimiento del 4.4%.

El grafico 2.10 muestra el marco de trabajo del problema en la forma estándar de árbol de decisión.

2.4 PROYECTOS A SER CONSIDERADOS PARA LA EXPANSION DE CADA PLAN.

Podemos clasificar a los proyectos de generación de cada plan en dos grandes grupos: los proyectos hidroeléctricos a corto plazo y los proyectos hidroeléctricos a mediano y largo plazo.

Los proyectos a corto plazo son los que estarán es servicio antes de 1992, fecha de inicio de nuestra proyección. Los proyectos a mediano y largo plazo son los que entraran en

ARBOL DE DECISION

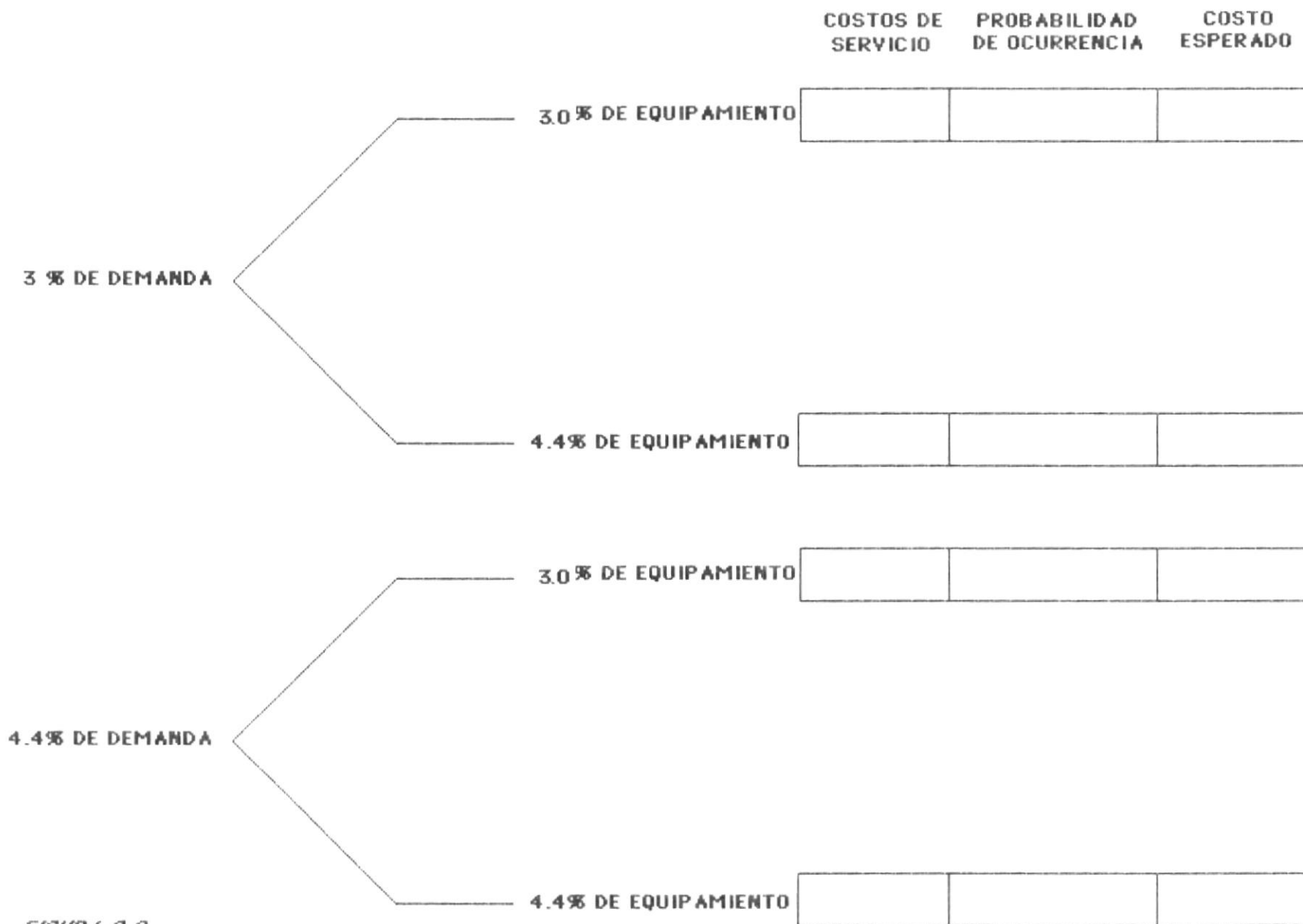


FIGURA 2.9

funcionamiento después de 1992, dependiendo de cada plan de expansión, y serán estos proyectos considerados en nuestra evaluación.

2.4.1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS A CORTO PLAZO.

En los estudios hechos por INECEL de actualización del Plan Maestro a Corto Plazo, se ha definido un plan de obras de generación que podrá satisfacer la demanda de energía eléctrica hasta el año 1992.

Los proyectos hidroeléctricos que constan en el programa y cuya ejecución ha sido decidida, son los siguientes:

PROYECTO	POT. INST.	FECHA DE OPERACION
Pastaza-Agoyán	150 MW	Enero / 1987
Paute I Fase C	500 MW	Julio / 1989
Daule Peripa	130 MW	Julio / 1991

Los proyectos de generación considerados en el equipamiento futuro del sistema a corto plazo, serán descritos brevemente a continuación.

PROYECTO PASTAZA - AGOYAN.

Este proyecto es un aprovechamiento de la cuenca del río Pastaza. Está ubicado a 180 Km al sur de Quito y a 45 Km de Ambato.

El proyecto contempla una presa de hormigón de 36 metros de altura, con un embalse de regulación diaria.

PROYECTO PAUTE I FASE C

El proyecto Paute es un aprovechamiento de la cuenca del río Napo en la subcuenca del río Namagoza. Se encuentra ubicado a 125 Km al noreste de Cuenca. Consiste en la utilización de las aguas reguladas del río Paute en su cuenca media.



El proyecto contempla la central Molino y su reservorio Amaluza y se desarrolla en tres fases en la siguiente forma:

FASE A	200 MW
FASE B	300 MW
FASE C	500 MW

Ya ha sido construídas las obras correspondientes a las fases A y B, siendo éstas la presa, la aducción y la casa de máquinas.

La presa Amaluza tiene una altura de 170 metros, permitiendo la formación de un reservorio con una capacidad de almacenamiento de $120 \times 10^3 \text{ m}^3$.

Las obras correspondientes a la fase C comprenden, la construcción de un tunel paralelo y similar al equilibrio de las Fases A y B, una chimenea de

equilibrio y una tubería de presión.

PROYECTO DAULE PERIPA.

Este es un proyecto de propósito múltiple: regadío, control de inundaciones, control salino, abastecimiento de agua potable y generación eléctrica. Su ubicación es a 250 Km al norte de Guayaquil.

La principal obra es la presa de regulación que tiene una altura de 78 metros, permitiendo el embalse de un volumen de agua de $600 \times 10^3 \text{ m}^3$.

2.4.2. PROYECTOS HIDROELECTRICOS A LARGO PLAZO.

PROYECTO PAUTE MAZAR.

La importancia de este proyecto está dada no sólo por la capacidad de generación eléctrica sino también por los efectos de regulación que tendrá sobre el aprovechamiento de aguas abajo: Sopladora.

Adicionalmente, la gran capacidad de embalse de aprovechamientos servirá para retener los sedimentos acarreados por el río Paute que de otro modo terminarían depositándose en el embalse de Amaluza.

El proyecto consta de una presa de hormigón a gravedad con una altura de 166 metros con relación al nivel de inundación. La capacidad máxima del embalse es de 412 millones de metros cúbicos.

PROYECTO SOPLADORA.

Este proyecto es un aprovechamiento de la subcuenca del río Namagoza en la cuenca del río Santiago. Está ubicado a 40 Km al noreste de Azogues. Recoge las aguas del río Paute aguas abajo del proyecto del mismo nombre, del cual también recibe sus aguas turbinadas. Las obras principales son: la presa de 64 metros de altura; 3.8 Km de tubería y la casa de máquinas.

Tiene una potencia instalada de 785 MW. Los caudales firme y medio del río son $86.8 \text{ m}^3 / \text{seg}$ y $147.8 \text{ m}^3 / \text{seg}$ en cada caso.

PROYECTO SAN FRANCISCO.

Este proyecto también es un aprovechamiento de la cuenca del río Pastaza. Está ubicado aguas abajo del aprovechamiento Pastaza-Agoyán. Sus más importantes obras son su propia presa de 25 metros de altura y otra presa de 10 metros de altura que embalsa aguas del río Verde y las trasvasa a la primera, la tubería de conducción de 4 Km de longitud y la casa de máquinas. Su capacidad instalada es de 250.4 MW. Los caudales firme y medio del río son respectivamente $7403 \text{ m}^3 / \text{seg}$ y $152.1 \text{ m}^3 / \text{seg}$.

(1) INECEL, "La Crisis del Sector Eléctrico Ecuatoriano. Diagnóstico y Perspectivas Futuras", INECEL, Quito, Febrero 1987).

CAPITULO III

APLICACION DE COSTOS MONETARIOS Y NO MONETARIOS A LAS ALTERNATIVAS DE EQUIPAMIENTO.

3.1 GENERALIDADES.

La finalidad de esta sección es encontrar la alternativa de equipamiento más favorable que será necesario realizar en el sistema de generación nacional, para poder satisfacer la futura demanda de potencia y energía en el período de estudio 1993-2000. Habiendose considerado para este trabajo, lo

demanda media probable según la proyección de la demanda, realizada por INECEL a fines del año 1986, cuyos valores de potencia y energía están graficados en los gráficos 2.5 y 2.6.

La conformación y evaluación de las secuencias es realizada de acuerdo con la metodología señalada en el capítulo I, siendo los pasos a seguir los siguientes.

- a. Balances de Potencia y Energía para un año hidrológico crítico.
- b. Determinación de los costos fijos y variables de las alternativas.

3.2 SECUENCIA SELECCIONADA DE EQUIPAMIENTO.

En base a la política de la empresa eléctrica (INECEL) con respecto a los proyectos hidroeléctricos más favorables para el país, detallados en el capítulo II y con ciertas consideraciones de carácter cualitativo, se procede a estructurar una posible secuencia de equipamiento para el

sistema de generación nacional durante el período 1993-2000.

La secuencia conformada es la siguiente:

- PROYECTO MAZAR
- PROYECTO SOPLADORA
- PROYECTO SAN FRANCISCO

3.3 BALANCE DE POTENCIA Y ENERGIA.

Con el fin de determinar las fechas de entrada en operación de cada uno de los proyectos considerados en los programas de equipamiento, para la expansión del sistema de generación nacional, se realizan los balances de potencia y energía, y una simulación de la operación del sistema; considerando para ello la generación que tendrían las centrales en el año y mes más críticos del sistema.

Para determinar la generación de las centrales en el año crítico del sistema, es necesario hacer una simulación de operación de los embalses para cada aprovechamiento, utilizando un modelo computacional y datos hidrológicos disponibles, y para cada secuencia conformada. Por no disponer de tales herramientas, en el presente trabajo se ha considerado como condición crítica la energía primaria disponible de cada aprovechamiento para el mes de diciembre de cada año.

Para el análisis del balance de potencia se adoptaron las siguientes hipótesis de reserva.

- a. En un año hidrológico crítico no habrá mantenimiento programado en los meses críticos.
- b. Se acepta un racionamiento de energía en caso de ocurrir una salida forzada de una unidad durante un período eléctrico crítico.

- c. Se decide instalar una nueva capacidad en el sistema, cuando se presenta un déficit de potencia en la peor de las siguientes condiciones: 1) Si la demanda es mayor que la potencia instalada menos la unidad mayor fuera de servicio; 2) Si la demanda es mayor que la potencia garantizada, sin considerar salidas forzadas.

Se considera como oferta del sistema en los balances, la producción firme de las centrales. En caso de centrales hidroeléctricas se trata de la energía primaria y potencia garantizada, mientras que la producción de las centrales termoeléctricas está restringida por las características operacionales de cada tipo de planta (vapor, diesel o gas).

Como potencia firme del sistema se define a la sumatoria de las potencias garantizadas de cada central, menos la capacidad de la unidad mayor del sistema. La potencia garantizada del sistema, se considera como la sumatoria de las potencias garantizadas de las centrales hidroeléctricas.

más la potencia efectiva de las centrales termoeléctricas.

La oferta de generación es calculada a nivel de subestación principal, por lo que las disponibilidades de generación de la central están disminuidas en la magnitud de los consumos propios y las pérdidas de transmisión desde la central hasta la subestación.

Con la previsión actualizada de la demanda hasta el año 2000, la generación de las centrales hidroeléctricas y térmicas existentes a 1993 y la producción padronizada de los proyectos hidroeléctricos a instalarse en el período 1993-2000, se debe realizar la simulación de la operación del sistema para el período estudiado.

La simulación del sistema para el período hidrológico considerado, se realizó en curvas modificadas de carga como las que se mostró (gráfico 1.2) , donde el factor de carga

de 59.6% es el determinado para el SNI.

BALANCE DE LAS SECUENCIAS:

los balances de potencia y energía que determinan la fecha de entrada de servicio de cada uno de los proyectos incluidos en cada alternativa de equipamiento considerada en la evaluación, fueron realizados tomando en cuenta las demandas energéticas del mes de Diciembre de cada año, durante el período de estudio; y la operación simulada del sistema, se realizó mediante curvas modificadas de carga mensual también para el mes de Diciembre de cada año.

Se asume que si el sistema requiere un nuevo proyecto en el balance energético del mes de Diciembre, esta instalación deberá programarse para entrar en servicio el 1 de Julio de dicho año.

La energía mensual disponible de los aprovechamientos utilizada en los balances energéticos y que se muestra en la

Tabla 3.1 ., se obtuvo dividiendo la energía primaria anual para los 12 meses del año. Esta simplificación fue hecha en razón de que las diferentes alternativas analizadas están básicamente integradas por los mismos proyectos y por lo tanto la aproximación que se introduzca afecta de igual forma a todas las alternativas, sin alterar los resultados que se obtengan de su comparación.

Las disponibilidades de las centrales hidroeléctricas existentes en el año 1993, en que se inicia el período de estudio, que son utilizadas en los balances energéticos, se muestran en la Tabla 3.2 .

Así mismo en la Tabla 3.3, se presentan las disponibilidades de las centrales termoeléctricas existentes al mismo año.

En las tablas 3.4. a 3.11, se muestra los balances de potencia y energía de cada una de las alternativas de equipamiento a ser evaluadas.

En los gráficos 3.1. al 3.4., se ilustra el equipamiento del

incertidumbre asociadas con sus proyecciones, ya que existe evidencia que asegura que el porcentaje de crecimiento de la demanda máxima como bajo es del 3% por año.

Si bien muchas compañías actualizan su porcentaje de crecimiento anualmente, una compañía no puede modificar económicamente el proyecto de expansión de capacidad de generación una vez que este ha sido adoptado, debido a los largos tiempos asociados en la construcción e instalación de las plantas de generación. Por lo tanto, la decisión de la empresa eléctrica con respecto a su expansión es crítica.

Dada la incertidumbre de la demanda eléctrica, la empresa deseará conocer los costos asociados con cada plan de sobreequipamiento o subequipamiento de las plantas de capacidad. La empresa eléctrica reconoce que el actual crecimiento de la demanda eléctrica pudiera ser un infinito número de posibles acontecimientos. Sin embargo la construcción de un marco de trabajo manejable, hará que el

SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISION HASTA FASE C-3 (1988)

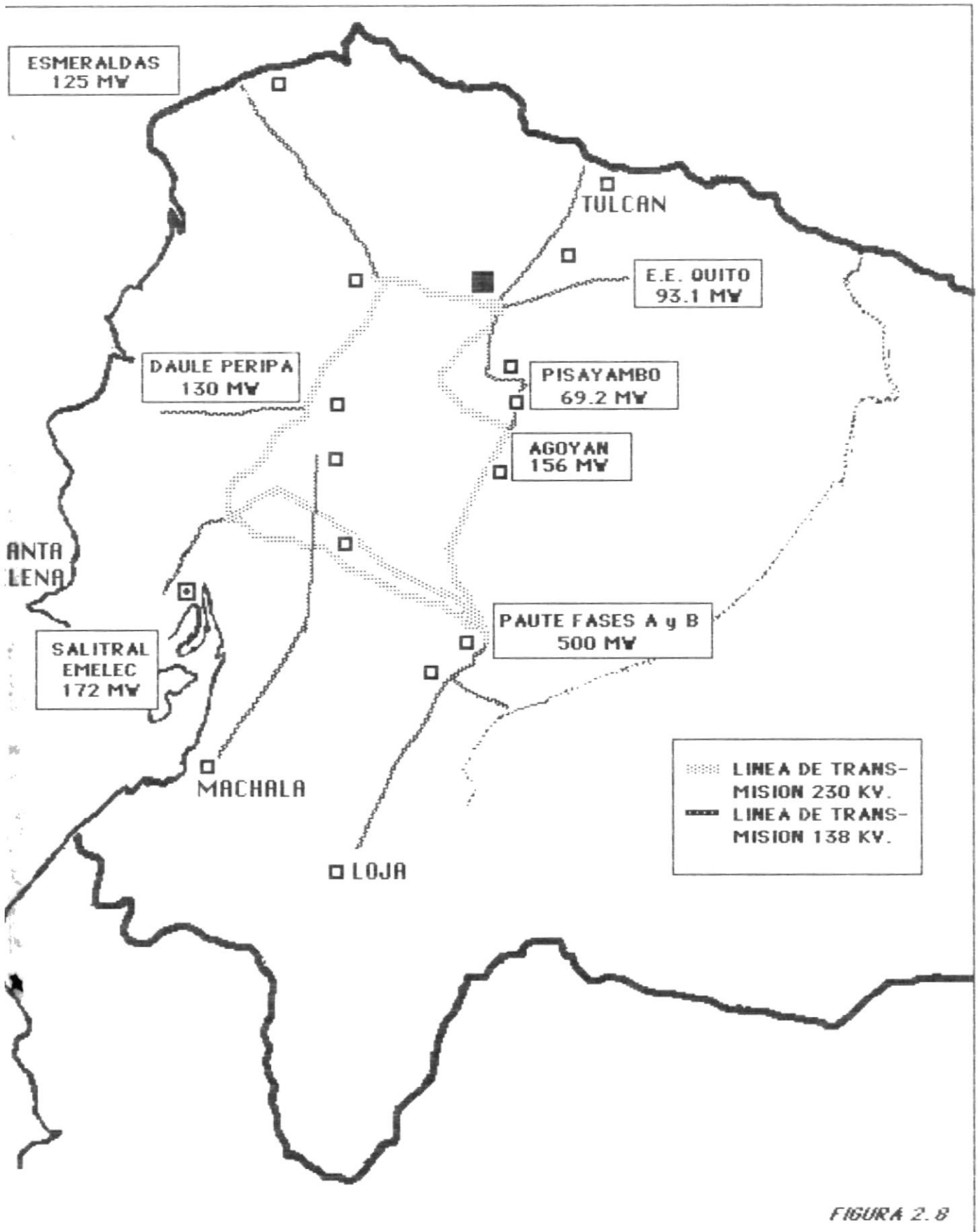


FIGURA 2.8

INECEL, *La Crisis del Sector Electrico Ecuatoriano; Diagnostico y Perspectivas Futuras.* (Quito, Ecuador: INECEL, Febrero 1987)

DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS FUTURAS,
PARA LOS BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA.

PROYECTO	POTENCIA GARANTIZADA (MW)	ENERGIA PRIMARIA (GWH/mes)
PAUTE-MAZAR	93.00	111.50
SAN-FRANCISCO	247.90	95.40
SOLPLADORA	587.30	178.70

TABLA 3.1

DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES HIDROELECTRICAS EXISTENTES A 1992
PARA BALANCES DE POTENCIA Y ENERGIA.

CENTRAL	POTENCIA GARANTIZADA (MW)	ENERGIA PRIMARIA (GWh/mes)
SISTEMAS REGIONALES	135.00	49.00
PISAYAMBO	63.00	17.90
PAUTE I-FASES A,B	487.00	196.30
PASTAZA AGOYAN	138.00	47.40
PAUTE I-FASE C	412.00	-
DAULE PERIPA	72	43.4

TABLA 3.2

DISPONIBILIDADES DE LAS CENTRALES TERMICAS PARA EL BALANCE DE POTENCIA. (VALORES DE POTENCIA INSTALADA EN MW)

ANOS	SISTEMAS REGIONALES	S. N. I.	TOTAL
1992	194.44	362.20	556.64
1993	164.26	362.20	526.46
1994	136.46	362.20	498.66
1995	75.30	302.20	377.50
1996	37.60	302.20	339.80
1997	37.60	271.00	308.60
1998	37.60	271.00	308.60
1999	37.60	271.00	308.60
2000	37.60	271.00	308.60

TABLA 3.3

BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO .
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 1 .
 VALORES EXPRESADOS EN MW .

	A N O S									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
A. DEMANDA MAXIMA	1223.68	1276.31	1342.11	1394.74	1447.37	1500.00	1526.31	1671.05	1763.26	
B. OFERTA	1842.37	1810.82	1878.55	1757.65	2282.64	2272.50	2271.56	2271.79	2516.43	
B.1 EXISTENTE	1842.37	1810.82	1785.55	1664.65	1602.30	1592.20	1591.26	1591.49	1589.30	
a. Hidroeléctrica	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	
Sistemas Regionales	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	
Pisajambo	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	
Paute I. Fases A y B	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	
Agoyan	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	
Paute I. Fase C	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	
Daule Peripa	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	
b. Termoelectrica	554.47	522.92	497.65	376.75	314.40	304.30	303.36	303.59	301.40	
Sistemas Regionales	194.47	162.92	137.65	76.75	14.40	33.30	32.36	32.59	30.40	
S. N. I.	360.00	360.00	360.00	300.00	300.00	271.00	271.00	271.00	271.00	
B.2 FUTURA	-	-	93.00	93.00	680.30	680.30	680.30	680.30	680.30	
Paute Mazar	-	-	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	
Soplador a	-	-	-	-	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30	
San Francisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
C. BALANCE (MW)										
BALANCE (%)										

TABLA 3.4

BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 2
 VALORES EXPRESADOS EN MW.

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA	1223.68	1276.31	1342.11	1394.74	1447.37	1500.00	1526.31	1671.05	1763.16
B. OFERTA	1842.37	1904.00	1878.55	2344.95	2284.09	2520.40	2519.46	2519.69	2517.50
B.1 EXISTENTE	1842.37	1810.82	1785.55	1664.65	1602.30	1592.20	1591.26	1591.49	1589.30
a. Hidroeléctrica	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90
Sistemas Regionales	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30
Pisayambo	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60
Pauta I. Fases A y B	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Agoyan	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Pauta I. Fase C	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Daule Peripa	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00
b. Termoelectrica	554.47	522.92	497.65	376.75	314.40	304.30	303.36	303.59	301.40
Sistemas Regionales	194.47	162.92	137.65	76.75	14.40	33.30	32.36	32.59	30.40
S. N. /	360.00	360.00	360.00	300.00	300.00	271.00	271.00	271.00	271.00
B.2 FUTURA	-	93.00	93.00	680.30	680.30	928.20	928.20	928.20	928.20
Pauta Mazar	-	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00
Sopladora	-	-	-	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30
San Francisco	-	-	-	-	-	247.90	247.90	247.90	247.90
C. BALANCE (MW)									
BALANCE (%)									

TABLA 3.5

**BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO .
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 3
VALORES EXPRESADOS EN MW.**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA	1236.84	1315.79	1394.74	1486.84	1578.94	1684.21	1802.63	1907.89	2039.47
B. OFERTA	1840.11	1813.03	1873.97	1755.06	2306.04	2275.87	2271.50	2278.02	2273.81
B.1 EXISTENTE	1840.11	1813.03	1780.97	1662.06	1625.74	1595.57	1591.20	1597.72	1593.51
a. Hidroeléctrica	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90
Sistemas Regionales	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30
Pisayambo	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60
Paute I. Fases A y B	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Agoyan	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Paute I. Fase C	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Daule Peripa	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00
b. Termoelectrica	552.21	523.13	493.07	374.16	337.84	307.67	303.30	309.82	305.61
Sistemas Regionales	192.21	165.13	133.07	74.16	37.84	36.67	32.30	38.82	34.61
S. N. /	360.00	360.00	360.00	300.00	300.00	271.00	271.00	271.00	271.00
B.2 FUTURA	-	-	93.00	93.00	680.30	680.30	680.30	680.30	680.30
Paute Mazar	-	-	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00
Sopladora	-	-	-	-	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30
San Francisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-
C. BALANCE (MW)									
BALANCE (%)									

TABLA 3.6

**BALANCE DE POTENCIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO .
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 2
VALORES EXPRESADOS EN MW .**

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA	1236.84	1315.79	1394.74	1486.84	1578.94	1684.21	1802.63	1907.89	2039.47
B. OFERTA	1840.11	1906.03	1873.97	2342.36	2306.04	2523.77	2519.40	2525.92	2521.71
B.1 EXISTENTE	1840.11	1813.03	1780.97	1662.06	1625.74	1595.57	1591.20	1597.72	1593.51
a. Hidroeléctrica	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90	1287.90
Sistemas Regionales	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30	135.30
Pisayambo	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60	63.60
Paute I. Fases A y B	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Agoyan	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00	138.00
Paute I. Fase C	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00	437.00
Daule Peripa	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00	77.00
b. Termoelectrica	552.21	525.15	493.07	374.16	337.84	307.67	303.30	309.82	305.61
Sistemas Regionales	192.21	163.13	133.07	74.16	37.84	36.67	32.30	38.92	34.61
S.N.I.	360.00	360.00	360.00	300.00	300.00	271.00	271.00	271.00	271.00
B.2 FUTURA	-	93.00	93.00	680.30	680.30	928.20	928.20	928.20	928.20
Paute Mazar	-	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00	93.00
Sopladora	-	-	-	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30	587.30
San Francisco	-	-	-	-	-	247.90	247.90	247.90	247.90
C. BALANCE (MW)									
BALANCE (%)									

TABLA 3.7

BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 1.
 VALORES EXPRESADOS EN GWh

	A N O S									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
A. DEMANDA MAXIMA	526.04	549.48	570.31	593.75	617.18	640.63	669.27	695.31	734.38	
B. OFERTA	526.04	549.48	570.31	593.75	617.18	640.63	669.27	695.31	734.38	
B.1 EXISTENTE	526.04	549.48	458.81	482.25	326.98	350.43	669.27	405.11	444.18	
a. Hidroeléctrica	486.26	513.11	429.77	482.25	329.98	350.43	379.07	405.11	423.14	
Sistemas Regionales	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	
Pisayambo	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	
Pante I. Fases A y B	328.56	355.41	272.07	324.55	169.28	192.73	221.37	247.41	265.44	
Aguan	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	
Pante I. Fase C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Dauja Peripa	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	
b. Termoelectrica	39.78	36.37	29.40	-	-	-	-	-	21.04	
B.2 FUTURA	-	-	111.50	111.50	290.20	290.20	290.20	290.20	290.20	
Pante Mazar	-	-	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	
Sopladora	-	-	-	-	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70	
San Francisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

TABLA 3.8

BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 2
 VALORES EXPRESADOS EN GWh

	A N O S									
	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	
A. DEMANDA MAXIMA	526.04	549.48	570.31	593.75	617.18	640.63	669.27	695.31	734.38	
B. OFERTA	526.04	549.48	570.31	593.75	617.18	640.63	669.27	695.31	734.38	
B.1 EXISTENTE	526.04	437.98	458.81	303.55	326.98	255.03	283.67	309.71	348.78	
a. Hidroeléctrica	526.04	401.61	429.77	303.55	326.98	255.03	283.67	309.71	348.78	
Sistemas Regionales	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	
Pisayambo	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	
Paute I, Fases A y B	328.56	243.91	272.07	145.85	169.28	97.33	125.97	152.01	191.08	
Agoyan	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	
Paute I, Fase C	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Daule Peripa	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	
b. Termoelectrica	39.78	36.37	29.40	-	-	-	-	-	-	
B.2 FUTURA	-	-	111.50	290.20	290.20	385.60	385.60	385.60	385.60	
Paute Mazar	-	-	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	
Soplador a	-	-	-	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70	
San Francisco	-	-	-	-	-	95.40	95.40	95.40	95.40	

TABLA 3.9

BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 3
 VALORES EXPRESADOS EN GWh

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA	533.85	562.50	598.96	630.21	669.27	716.45	752.60	794.27	838.54
B. OFERTA	533.85	562.50	598.96	630.21	669.27	716.45	752.60	794.27	838.54
B.1 EXISTENTE	533.85	562.50	487.46	518.71	379.07	425.95	462.40	504.07	548.34
a. Hidroeléctrica	459.82	505.15	452.61	491.83	367.89	410.62	436.93	468.43	501.73
Sistemas Regionales	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00
Pisayambo	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90
Paute I, Fases A y B	302.12	347.45	358.70	334.30	210.19	252.92	279.23	310.73	344.03
Agoyan	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40
Paute I, Fase C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daule Peripa	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40
b. Termoelectrica	74.03	57.35	34.85	26.88	11.18	15.33	25.47	35.64	46.61
B.2 FUTURA	-	-	111.50	111.50	290.20	290.20	290.20	290.20	290.20
Paute Mazar	-	-	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50
Sopladora	-	-	-	-	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70
San Francisco	-	-	-	-	-	-	-	-	-

TABLA 3.10

BALANCE DE ENERGIA PARA EL MES DE DICIEMBRE . SISTEMA NACIONAL DE INTERCONECTADO.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No4
 VALORES EXPRESADOS EN GWh

	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
A. DEMANDA MAXIMA	533.85	562.50	598.96	630.21	669.27	716.45	752.60	794.27	838.54
B. OFERTA	533.85	562.50	598.96	630.21	669.27	716.45	752.60	794.27	838.54
B.1 EXISTENTE	533.85	451.00	487.46	340.01	379.07	330.55	367.00	408.67	452.94
a. Hidroeléctrica	459.82	393.65	452.61	340.01	367.89	330.55	378.76	402.79	448.06
Sistemas Regionales	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00	49.00
Pisayambo	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90	17.90
Paute I, Fases A y B	302.12	235.95	294.91	182.31	210.19	172.85	221.06	245.09	290.36
Agoyan	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40	47.40
Paute I, Fase C	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Daule Peripa	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40	43.40
b. Termoelectrica	74.03	57.35	34.85	-	11.18	-	6.84	5.88	4.88
B.2 FUTURA	-	111.50	111.50	290.20	290.20	385.60	385.60	385.60	385.60
Paute Mazar	-	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50	111.50
Sopladora	-	-	-	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70	178.70
San Francisco	-	-	-	-	-	95.40	95.40	95.40	95.40
C. BALANCE (MW)									
BALANCE (%)									

TABLA 3.11

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL S.N.I.-ALTERNATIVA No. 1.

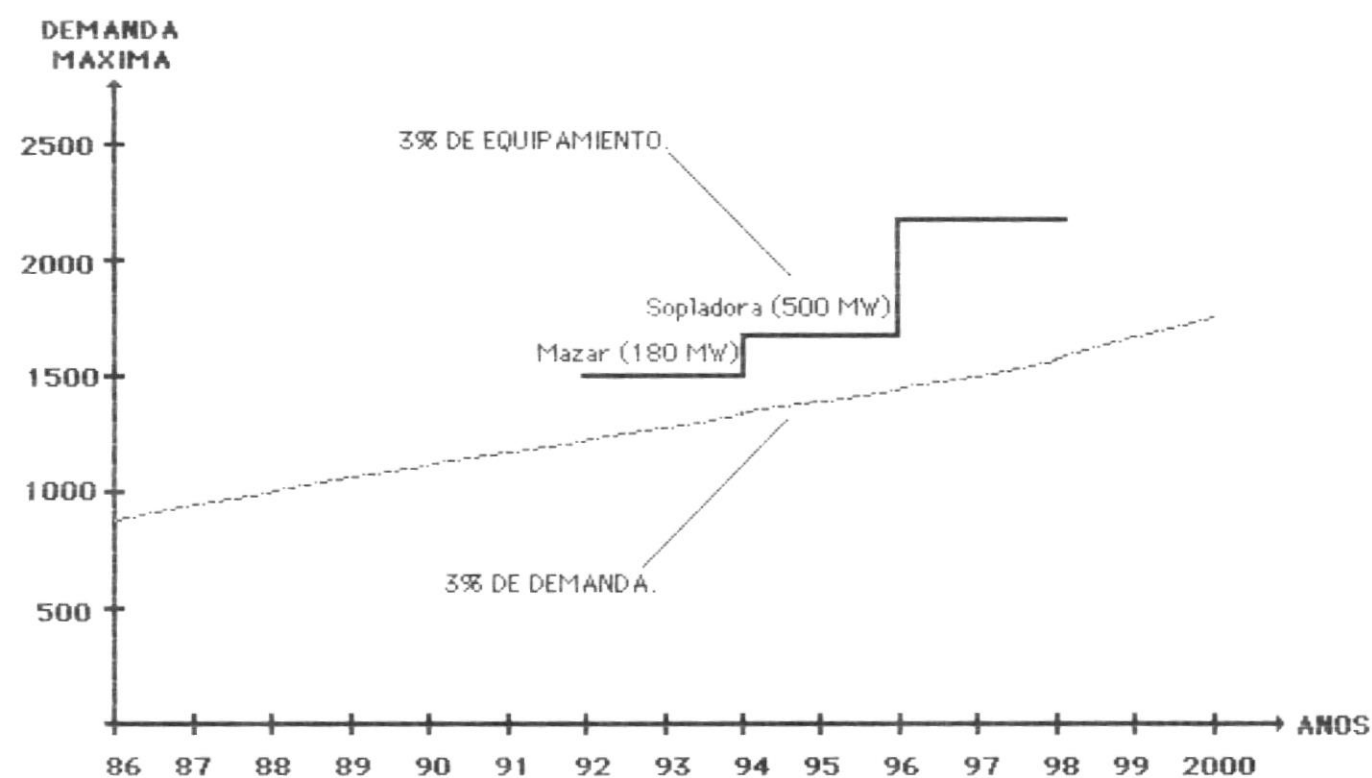


FIGURA 3.1

CURVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL S.N.I.-ALTERNATIVA No. 2.

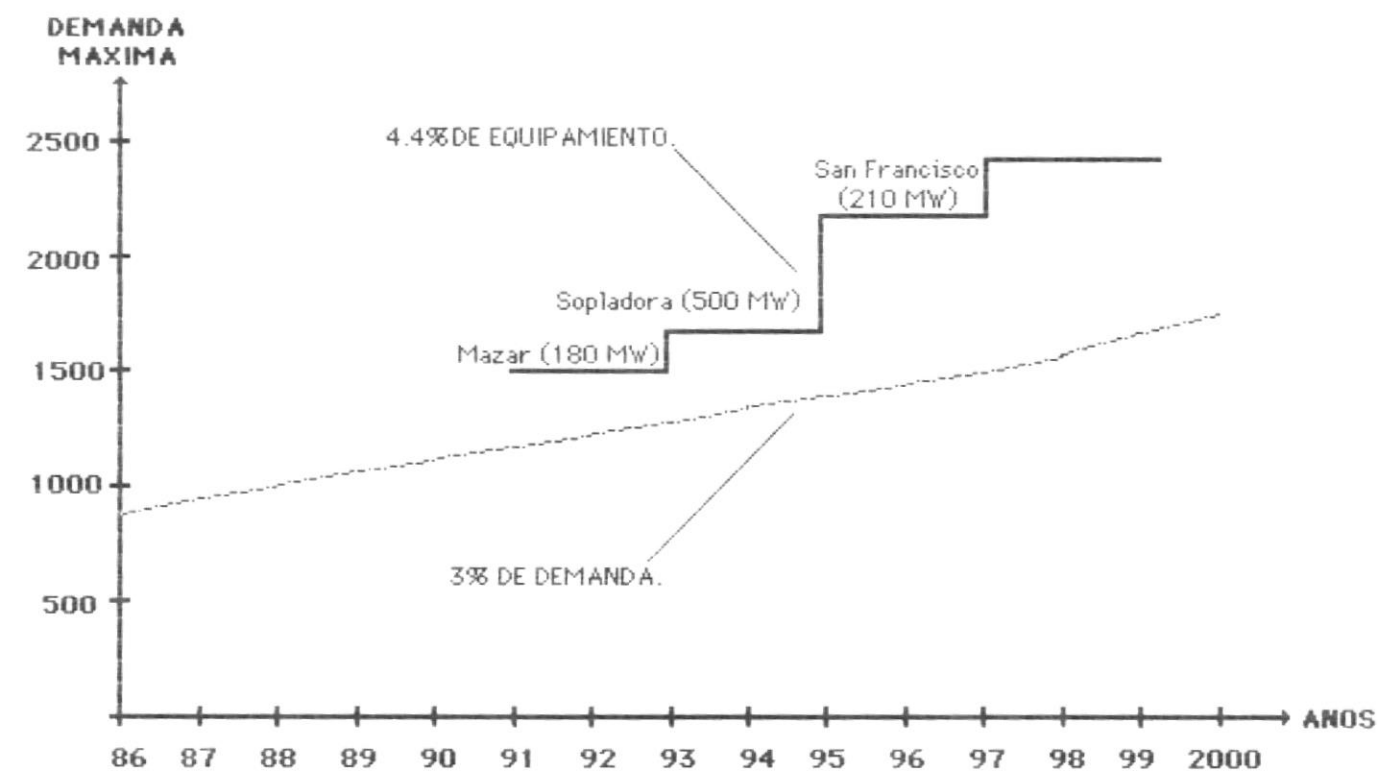


FIGURA 3.2

URVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL S.N.I.-ALTERNATIVA No. 3.

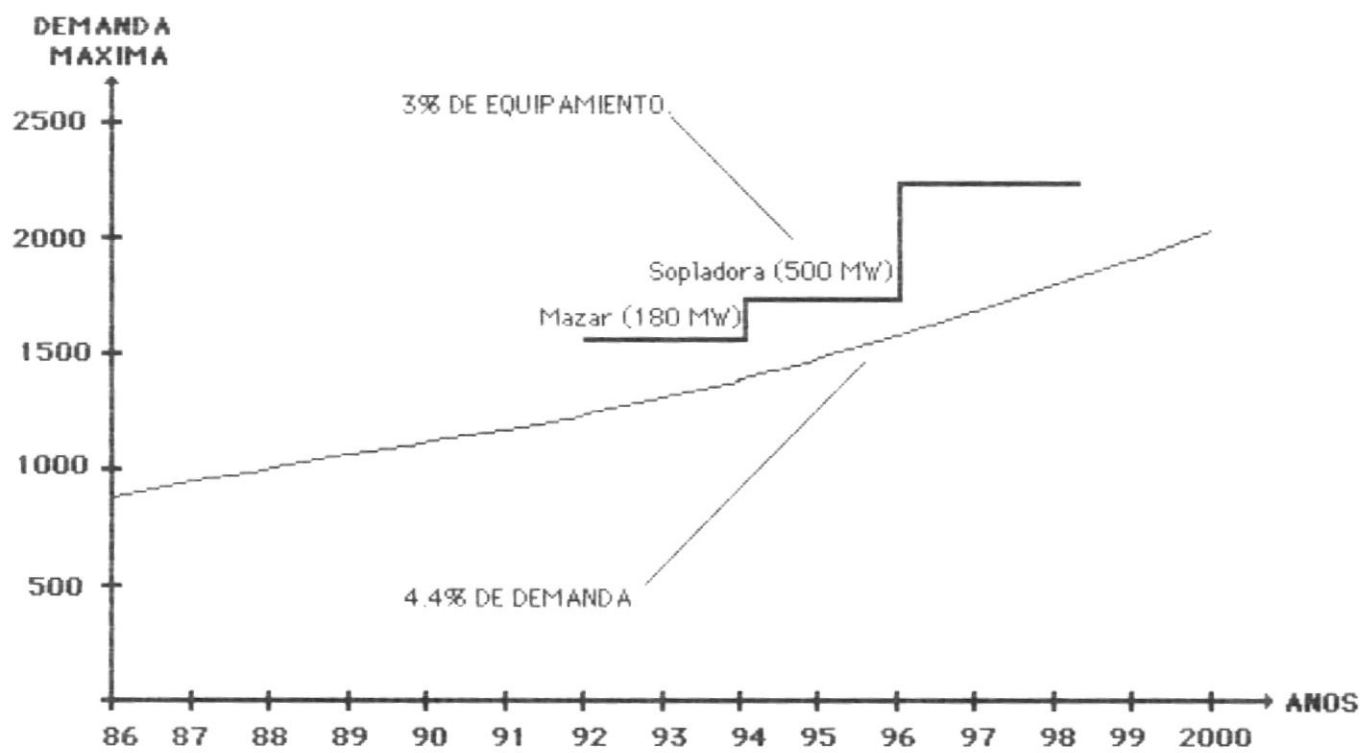


FIGURA 3.3

URVA DE DEMANDA Y EQUIPAMIENTO DEL S.N.I.-ALTERNATIVA No. 4.

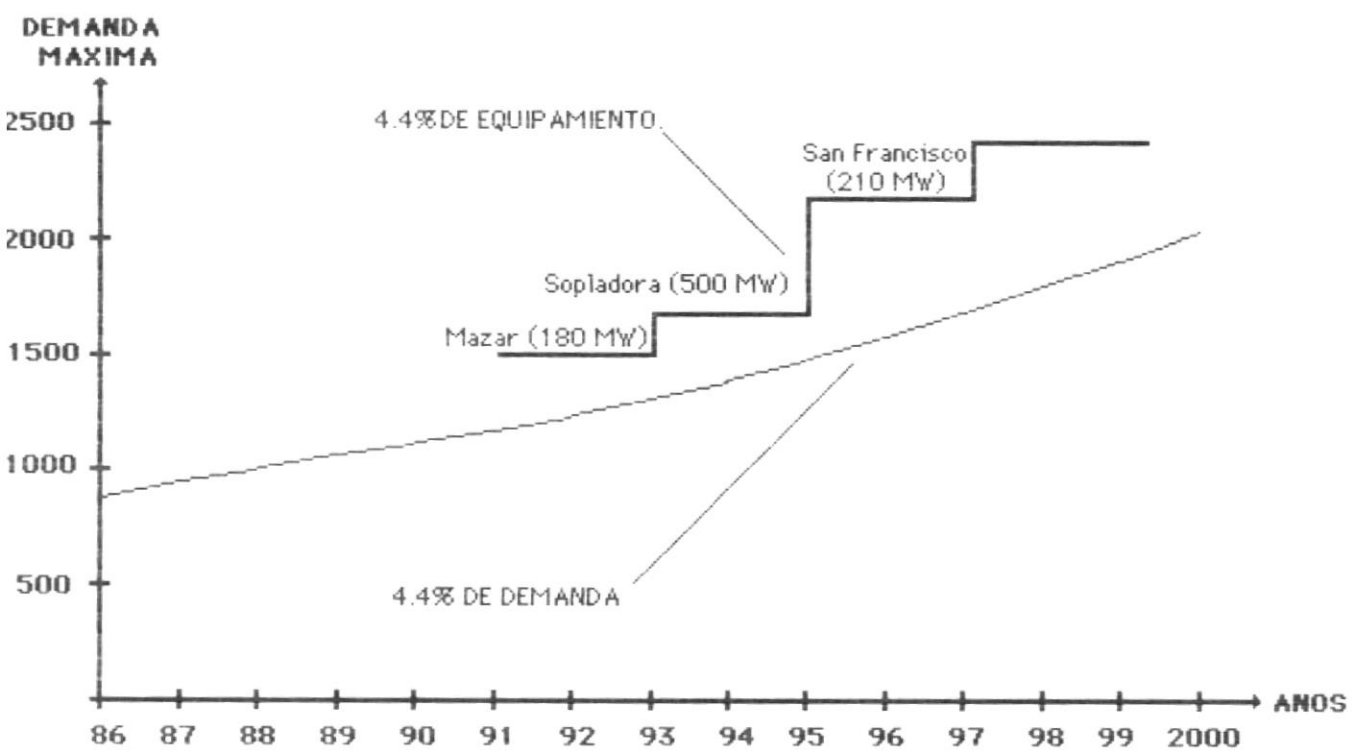


FIGURA 3.4

SNI para cada alternativa evaluada.

Finalmente, en los gráficos 3.5. al 3.16., se muestra la simulación de la operación del sistema, en curvas modificadas de carga; para cada año en que se incorpora una nueva central; y así mismo correspondientes a cada alternativa de equipamiento.

3.4 EVALUACION ECONOMICA DE LAS ALTERNATIVAS.

Luego de haber determinado las fechas de entrada en operación de las centrales y su generación esperada, se debe calcular los costos de cada uno de los programas de instalaciones.

3.4.1 COSTOS DE SERVICIO.

La determinación de los costos de servicio para cada uno de las 4 alternativas de planes de expansión de capacidad requieren el uso de datos muy extensos,

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1992. ALTERNATIVA No.1**

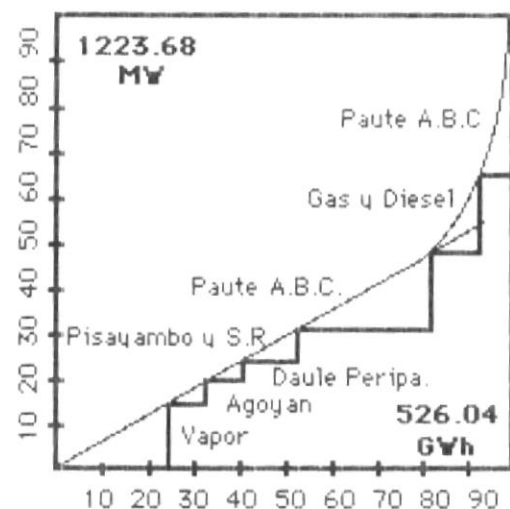


FIGURA 3.5

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1994. ALTERNATIVA No.1**

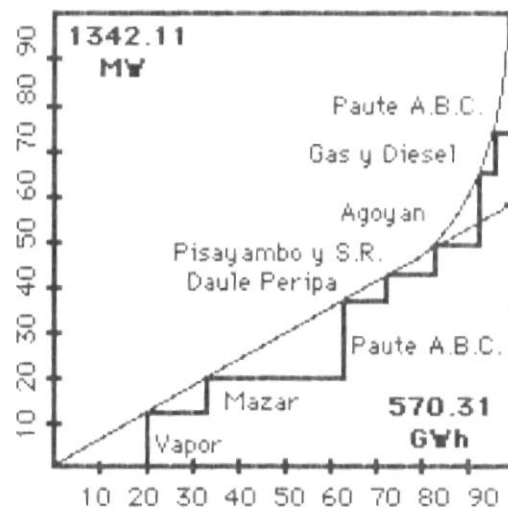


FIGURA 3.6

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1996. ALTERNATIVA No.1.**

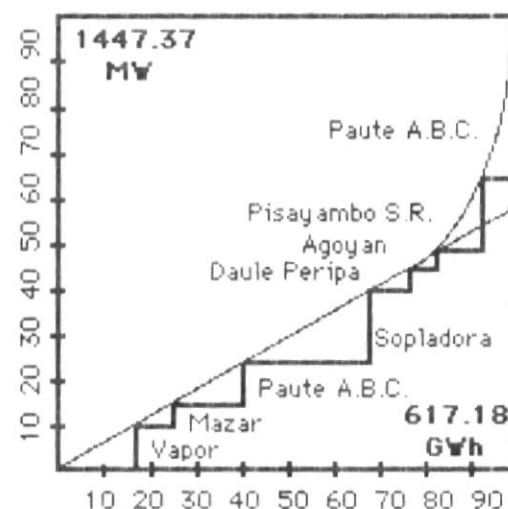


FIGURA 3.7

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1993. ALTERNATIVA No.2**

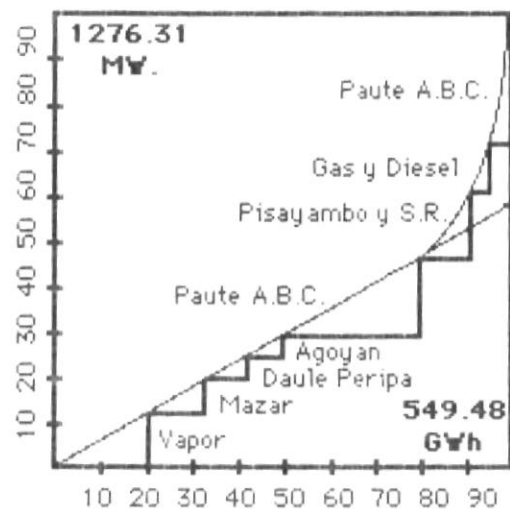


FIGURA 3.8

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1995. ALTERNATIVA No. 2.**

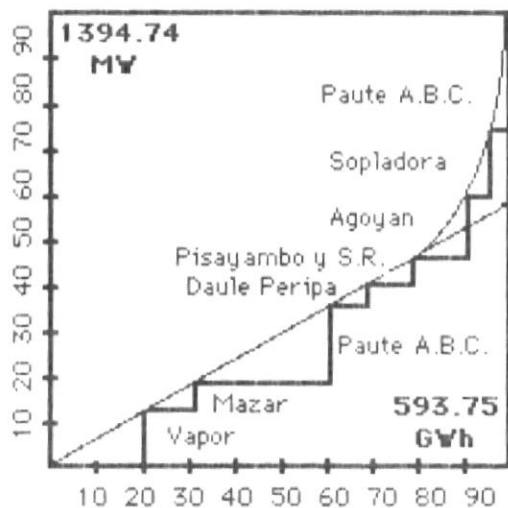


FIGURA 3.9

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1997. ALTERNATIVA No.2**

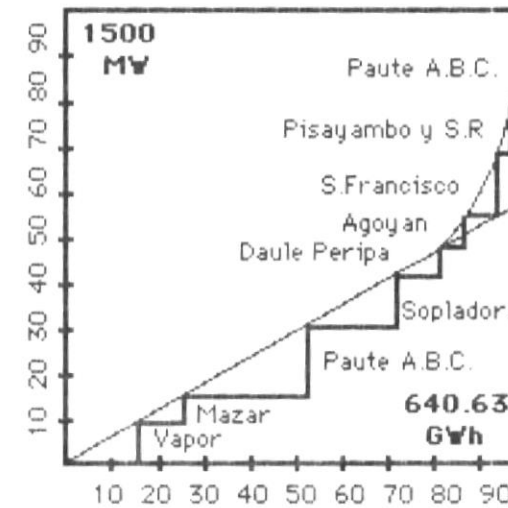


FIGURA 3.10

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1992. ALTERNATIVA No. 3**

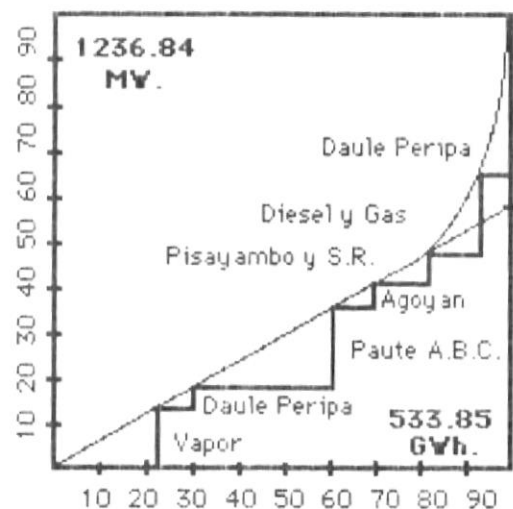


FIGURA 3.11

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1994. ALTERNATIVA No. 3.**

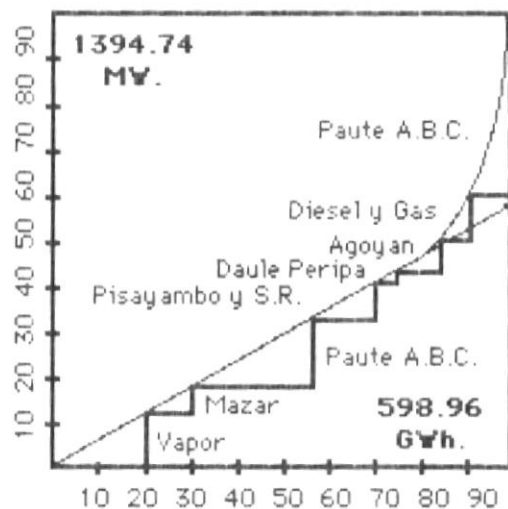


FIGURA 3.12

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1996. ALTERNATIVA No. 3.**

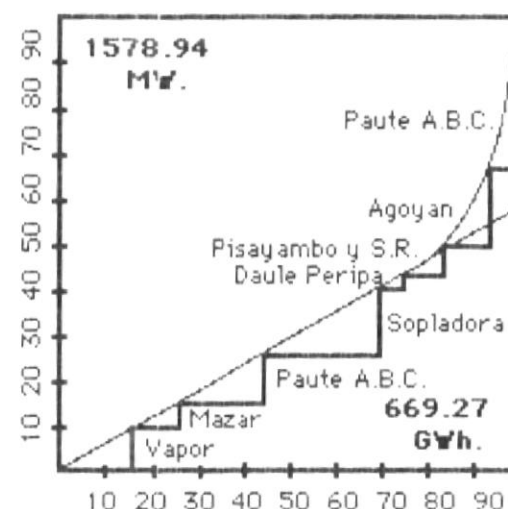


FIGURA 3.13

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1993. ALTERNATIVA No. 4.**

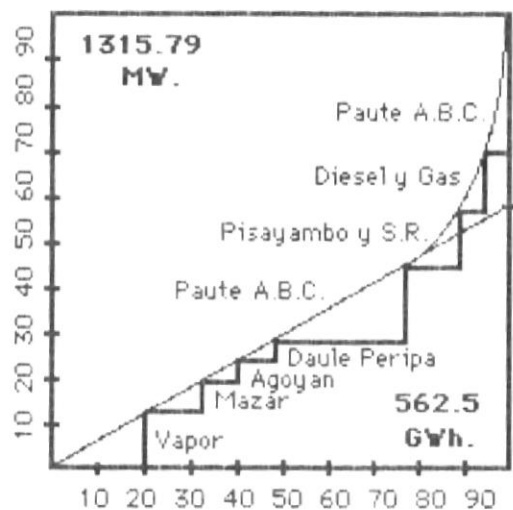


FIGURA 3.14

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1995. ALTERNATIVA No. 4.**

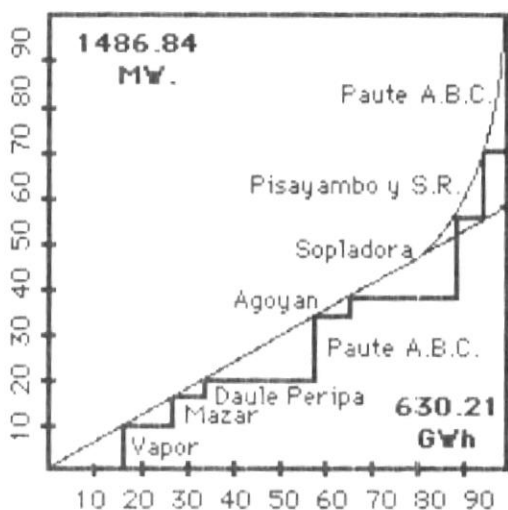


FIGURA 3.15

**CURVA MODIFICADA DE CARGA DEL S.N.I.
DICIEMBRE DE 1997. ALTERNATIVA No. 4.**

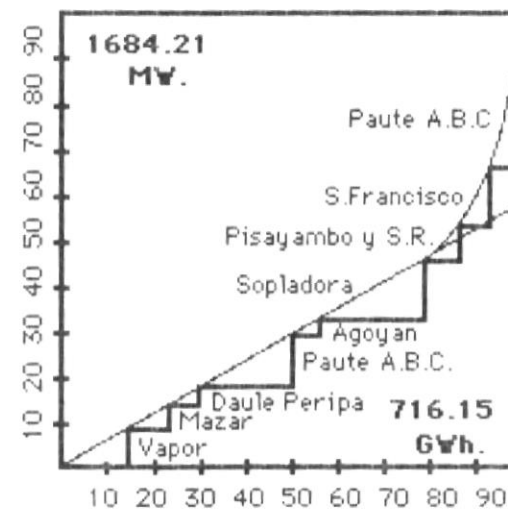


FIGURA 3.16

muchos de los cuales son información reservada de la empresa eléctrica. Sin embargo la metodología empleada es representativa de los procedimientos usados por algunos de los expertos en planificación de compañías eléctricas.

Las adiciones planeadas de la capacidad "en línea" para cada una de los planes de expansión (mostradas en las curvas 3.1 al 3.4) fueron la base para estos cálculos. Cada plan comprende un número específico, un tamaño y tipo de unidad generadora. Además de los costos de capital asociados con el particular tamaño y tipo de unidades, los costos de operación fueron considerados. Sin embargo uno no puede simplemente añadir los costos operacionales a la unidad bajo cada plan, por tal motivo cada plan de expansión también incluye una mezcla óptima de unidades generadoras disponibles, los cuales han sido determinados anteriormente por INECEL.

Los costos de servicio son calculados en base a los balances energéticos y teniendo en cuenta los siguientes componentes:

- 1) Costos de capital de la adición de las plantas de generación para cada alternativa o costos de inversiones.
- 2) Gastos de Operación y Mantenimiento (excluyendo combustible). y,
- 3) Costos de Combustible.

1) INVERSIONES:

Las inversiones consideradas en cada alternativa corresponden a los proyectos hidroeléctricos y térmicos que serán necesarios instalar en el período de análisis. Los valores correspondientes de las alternativas se muestran en las tablas 3.12 al 3.15.

CALENDARIO DE INVERSIONES. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 1. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1988	-	-	-	-
1989	142.40	-	-	142.40
1990	203.90	-	-	203.90
1991	151.10	-	-	151.10
1992	124.70	-	-	124.70
1993	121.10	124.63	-	245.73
1994	13.60	249.26	-	262.86
1995	-	74.78	-	74.78
1996	-	49.85	-	49.85
1997	-	-	-	-
1998	-	-	-	-
1999	-	-	-	-
2000	-	-	-	-

TABLA 3.12

CALENDARIO DE INVERSIONES. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 3. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1988	142.40	-	-	142.40
1989	203.90	-	-	203.90
1990	151.10	-	-	151.10
1991	124.70	-	-	124.70
1992	121.10	124.63	34.06	279.79
1993	13.60	249.26	85.15	348.01
1994	-	74.78	102.18	176.96
1995	-	49.85	85.15	135.00
1996	-	-	23.84	23.84
1997	-	-	10.22	10.22
1998	-	-	-	-
1999	-	-	-	-
2000	-	-	-	-

TABLA 3.13

CALENDARIO DE INVERSIONES. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 2. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1988	-	-	-	-
1989	142.40	-	-	142.40
1990	203.90	-	-	203.90
1991	151.10	-	-	151.10
1992	124.70	-	-	124.70
1993	121.10	124.63	-	245.73
1994	13.60	249.26	-	262.86
1995	-	74.78	-	74.78
1996	-	49.85	-	49.85
1997	-	-	-	-
1998	-	-	-	-
1999	-	-	-	-
2000	-	-	-	-

TABLA 3.14



CALENDARIO DE INVERSIONES. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
 ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 4. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1988	142.40	-	-	142.40
1989	203.90	-	-	203.90
1990	151.10	-	-	151.10
1991	124.70	-	-	124.70
1992	121.10	124.63	34.06	279.79
1993	13.60	249.26	85.15	348.01
1994	-	74.78	102.18	176.96
1995	-	49.85	85.15	135.00
1996	-	-	23.84	23.84
1997	-	-	10.22	10.22
1998	-	-	-	-
1999	-	-	-	-
2000	-	-	-	-

TABLA 3.15

2) GASTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO.

Estos gastos se componen de gastos fijos y variables de operación y de mantenimiento. Los gastos fijos de operación y mantenimiento de las centrales hidroeléctricas se calculan mediante la siguiente expresión:

$$G = 59 P^{**0.69}$$

Donde:

G : gastos anuales de operación y mantenimiento
(miles de US \$)

P : capacidad de la central (MW)

Los gastos fijos y variables de las centrales termoeléctricas son determinados por los siguientes valores:

Gastos fijos: 22.47 US\$/KW

Gastos variables: 1.52 US\$/KW

Los gastos de operación y mantenimiento correspondiente a las alternativas se indican en las tablas 3.16 al 3.19.

3) COMBUSTIBLE:

Los gastos en combustible se calculan, asignando a la generación termoeléctrica esperada, los costos unitarios de energía, según el tipo de planta. Habiéndose considerado en este caso los siguientes precios de combustibles a nivel de Junio de 1987.

Diesel Oil: 23 US\$/barril.

Bunker: 15 US\$/barril.

Considerando un poder calorífico del Diesel Oil de 10500 Kcal/kg y del Bunker C de 9800 Kcal/kg; los

CALENDARIO DE GASTOS DE O & M. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 1. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1993	-	-	-	-
1994	2.12	-	-	2.12
1995	2.12	-	-	2.12
1996	2.12	4.29	-	6.41
1997	2.12	4.29	-	6.41
1998	2.12	4.29	-	6.41
1999	2.12	4.29	-	6.41
2000	2.12	4.29	-	6.41

TABLA 3.16

CALENDARIO DE GASTOS DE O & M. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 2. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1993	2.12	-	-	2.12
1994	2.12	-	-	2.12
1995	2.12	4.29	-	6.41
1996	2.12	4.29	-	6.41
1997	2.12	4.29	2.36	8.77
1998	2.12	4.29	2.36	8.77
1999	2.12	4.29	2.36	8.77
2000	2.12	4.29	2.36	8.77

TABLA 3.17

CALENDARIO DE GASTOS DE O & M. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 3. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1993	-	-	-	-
1994	2.12	-	-	2.12
1995	2.12	-	-	2.12
1996	2.12	4.29	-	6.41
1997	2.12	4.29	-	6.41
1998	2.12	4.29	-	6.41
1999	2.12	4.29	-	6.41
2000	2.12	4.29	-	6.41

TABLA 3.18



CALENDARIO DE GASTOS DE O & M. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 4. (VALORES EXPRESADOS EN MILLONES DE US. \$)

AÑO	PROYECTOS			TOTAL
	MAZAR	SOPLADORA	SAN FRANCISCO	
1993	2.12	-	-	2.12
1994	2.12	-	-	2.12
1995	2.12	4.29	-	6.41
1996	2.12	4.29	-	6.41
1997	2.12	4.29	2.36	8.77
1998	2.12	4.29	2.36	8.77
1999	2.12	4.29	2.36	8.77
2000	2.12	4.29	2.36	8.77

TABLA 3.19

costos unitarios obtenidos son los siguientes:

TIPO DE CENTRAL	UNITARIO (10 US\$/KWH)
VAPOR	25.09
DIESEL	38.84

Los gastos anuales de combustible de las centrales termoeléctricas para las alternativas seleccionadas se muestran en las tablas 3.20 al 3.25.

Los resultados generales de los costos de servicio para cada año se muestran en las tablas 3.24 al 3.27

3.4.2 COSTOS FUERA DE EPOCA O DE INTERRUPCION

Los costos fuera de época relacionados con cada plan de expansión de capacidad son difíciles de cuantificar y aún más difíciles de definir. Básicamente existen dos definiciones de costos de interrupción, uno que

CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 1.

AÑO	CENTRALES TERMOELECTRICAS EXISTENTES						COSTO TOTAL (MILLONES US \$)
	VAPOR		DIESEL		COSTO ANUAL (MILLONES US \$)		
	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)			
1992	470.16	11.80	-	-	-	11.8	
1993	443.64	11.31	-	-	-	11.31	
1994	348.48	8.74	-	-	-	8.74	
1995	-	-	-	-	-	-	
1996	-	-	-	-	-	-	
1997	-	-	-	-	-	-	
1998	-	-	-	-	-	-	
1999	-	-	-	-	-	-	
2000	220.00	5.52	32.48	1.26	-	6.78	

TABLA 3.20

CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No 2

AÑO	CENTRALES TERMOELECTRICAS EXISTENTES						COSTO TOTAL (MILLONES US \$)
	VAPOR			DIESEL			
	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	
1992	470.16	11.80	-	-	-	-	11.8
1993	443.64	11.31	-	-	-	-	11.31
1994	348.48	8.74	-	-	-	-	8.74
1995	-	-	-	-	-	-	-
1996	-	-	-	-	-	-	-
1997	-	-	-	-	-	-	-
1998	-	-	-	-	-	-	-
1999	-	-	-	-	-	-	-
2000	220.00	5.52	32.48	1.26	-	-	6.78

TABLA 3.21

CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 3.

AÑO	CENTRALES TERMOELECTRICAS EXISTENTES						COSTO TOTAL (MILLONES US \$)
	VAPOR		DIESEL		COSTO ANUAL (MILLONES US \$)		
	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)			
1992	888.36	22.29	-	-	-	22.29	
1993	688.20	17.27	-	-	-	17.27	
1994	418.20	10.49	-	-	-	10.49	
1995	322.56	8.09	-	-	-	8.09	
1996	134.16	3.37	-	-	-	3.37	
1997	168.00	4.22	15.96	0.62	0.62	4.84	
1998	276.00	6.92	32.88	1.28	1.28	8.20	
1999	390.00	9.78	37.68	1.46	1.46	11.24	
2000	520.00	13.05	39.32	1.53	1.53	14.58	

TABLA 3.22

CALENDARIO DE GASTOS DE COMBUSTIBLE. SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO. PERIODO 1993-2000.
ALTERNATIVA DE EQUIPAMIENTO No. 4.

AÑO	CENTRALES TERMoeLECTRICAS EXISTENTES				COSTO TOTAL (MILLONES US \$)
	VAPOR		DIESEL		
	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	GENERACION ANUAL (GWh)	COSTO ANUAL (MILLONES US \$)	
1992	888.36	22.29	-	-	22.29
1993	686.70	17.23	-	-	17.23
1994	418.20	10.49	-	-	10.49
1995	-	-	-	-	-
1996	110.06	2.76	24.16	0.94	3.70
1997	-	-	-	-	-
1998	82.08	2.06	-	-	2.06
1999	70.56	1.77	-	-	1.77
2000	58.56	1.47	-	-	1.47

TABLA 3.23

ALTERNATIVA No 1

COSTOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INVERSION	-	142.40	203.90	151.10	124.70	245.73	262.86	74.78	49.85	-	-	-	-
O & M	-	-	-	-	-	-	2.12	2.12	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41
COMBUSTIBLE	-	-	-	-	-	11.80	11.31	6.74	-	-	-	-	6.78
TOTAL	-	142.40	203.90	151.10	124.70	257.53	276.29	83.64	56.26	6.41	6.41	6.41	13.19

TABLA 3.24

ALTERNATIVA No 2

COSTOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INVERSION	142.40	203.90	151.10	124.70	279.79	348.01	176.96	135.00	23.84	10.22	-	-	-
O & M	-	-	-	-	-	2.12	2.12	6.41	16.41	8.78	8.78	8.78	8.78
COMBUSTIBLE	-	-	-	-	11.98	10.97	8.74	-	-	-	-	-	-
TOTAL	142.40	203.90	151.10	124.70	291.77	361.10	187.82	141.41	40.25	19.00	8.78	8.78	8.78

TABLA 3.25

ALTERNATIVA No 3

COSTOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INVERSION	-	142.40	203.90	151.10	124.70	245.73	262.86	74.78	49.85	-	-	-	-
O & M	-	-	-	-	-	-	2.12	2.12	6.41	6.41	6.41	6.41	6.41
COMBUSTIBLE	-	-	-	-	22.29	17.27	10.49	8.09	3.37	4.84	8.20	11.24	14.58
TOTAL	-	142.40	203.90	151.10	146.99	263.00	275.47	84.99	59.63	11.25	14.61	17.65	20.99

TABLA 3.26

ALTERNATIVA No 4

COSTOS	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
INVERSION	142.40	203.90	151.10	124.70	279.79	348.01	176.96	135.00	23.84	10.22	-	-	-
O & M	-	-	-	-	-	2.12	2.12	6.41	16.41	8.78	8.78	8.78	8.78
COMBUSTIBLE	-	-	-	-	22.29	17.23	10.49	-	3.70	-	2.06	1.77	1.47
TOTAL	142.40	203.90	151.10	124.70	302.08	367.36	189.57	141.41	43.95	19.00	10.84	10.55	10.25

TABLA 3.27

considera los efectos de éstos costos en los bienes y servicios; y el otro que considera la "buena voluntad" de los consumidores de pagar para evitar los costos fuera de época.

Así como los costos de servicio, los costos fuera de época son obtenidos a través de simulación. El procedimiento para su obtención se detalla a continuación.

El primer paso en la estimación de los costos fuera de época es determinar cuan frecuente y para que duración fuera de época son esperados que ocurran bajo los planes de expansión de capacidad. Para esta estimación, los datos históricos de la empresa eléctrica deben ser analizados en términos de porcentaje de reserva, capacidad generadora no disponible (debido a su esquema de mantenimiento), y la relación de las grandes unidades a la carga pico, períodos de insuficiencia de capacidad y la

probabilidad de pérdida de carga (LOLP). El LOLP es una metodología que relaciona la capacidad de una empresa eléctrica y la carga. El LOLP ha sido usado por expertos en el campo de la planificación de sistemas de potencia. Basicamente ella mide la reserva requerida como una función de la probabilidad de la capacidad insuficiente para alcanzar los requerimientos de carga; en otras palabras, es una medida relativa de la confiabilidad del sistema. El procedimiento para determinar los costos fuera de época esperados son como sigue: (1) Determinar la neta de reserva de generación, por ejemplo la capacidad instalada en exceso del pico proyectado de la demanda para cada alternativa, (2) Determinación de la duración de la carga proyectada y (3) la determinación de clientes y la duración de los costos fuera de época para cada conjunto de condiciones bajo evaluación.

Una vez que el número y duración de fuera de época esperado ha sido determinado, la siguiente fase es la

cuantificación de los costos fuera de época que fueron evaluados para los costos de oportunidad de un KWH de electricidad no recibida. Un estudio realizado por INECEL de los consumidores industriales encontró una variación amplia del valor fuera de época. Los factores que contribuyeron a este rango de valores incluye el tipo de industria, duración fuera de época y el tiempo del día en que ocurre la interrupción. El estudio también reveló que la magnitud de pérdidas de los consumidores industriales debido a las variaciones fuera de época es amplia.

Debido a este rango amplio de valores de costos fuera de época de consumidores industriales y asumiendo que a los consumidores comerciales podría asignársele un valor no mayor al costo de interrupción de un consumidor industrial, un valor de 1 US\$ fue asignado para cada kilovatiohora no recibido para un consumidor comercial y un valor de 3 US\$ para cada

KWH no recibido para un consumidor industrial.

En el presente trabajo no se aplican los costos fuera de época debido a que todas las alternativas satisfacen la demanda en todo el período de estudio: por tal motivo el análisis económico de las alternativas de expansión se reduce a un análisis de costos (inversión, o & m y combustible).

Debe recordarse sin embargo que la elección de estos valores específicos dentro de un rango dado fueron extremadamente arbitrarios.

3.4.3 COSTOS NO MONETARIOS

La identificación y la cuantificación de costos externos o no monetarios asociados con cada alternativa son los que muchos expertos llaman áreas suaves. Dentro de estos costos se encuentran los costos por concepto de demanda de propiedad, costos

de demanda de tierra, costos de demanda de agua entre otros.

En nuestro país INECEI se encuentra exonerado de este tipo de costos, por tanto su aplicación a las alternativas a ser evaluadas es innecesaria.

3.4.4 ACTUALIZACION DE COSTOS.

Los costos anuales de inversión, operación, mantenimiento y combustible calculados para cada secuencia, son actualizados a Enero de 1993 para un rango de actualización considera lo siguiente:

- a) Las inversiones y gastos anuales se consideran concentrados a fines del año respectivo.
- b) El flujo de costos cubre el período 1988-2000, correspondiente a nuevas instalaciones a partir de 1993.

Los resultados del valor presente para cada una de las alternativas incluidas en la evaluación se presentan en las tablas 3.28 a la 3.33.

3.5 RESULTADOS DE LA EVALUACION ECONOMICA

En las páginas anteriores se ha mostrado una gama de árboles de decisión para diferentes valores de la tasa de actualización.

Ahora, corresponde seleccionar la alternativa de equipamiento, que satisfaciendo la demanda eléctrica correspondiente al período de análisis (1993-2000), se considere económicamente la más conveniente

Para ello se ha adoptado como criterio económico de selección el de Costo Mínimo, de acuerdo con el siguiente razonamiento.

En la selección de inversiones se acepta como criterio

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 8 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	961.011
No. 2	1263.394
No. 3	997.354
No. 4	1280.631

TABLA 3.28

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 10 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	893.332
No. 2	1184.510
No. 3	925.400
No. 4	1200.036

TABLA 3.29

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 12 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	832.757
No. 2	1113.830
No. 3	861.207
No. 4	1127.864

TABLA 3.30

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 14 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	778.357
No. 2	1050.295
No. 3	803.727
No. 4	1063.025

TABLA 3.31

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 16 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	729.347
No. 2	993.010
No. 3	752.070
No. 4	1004.590

TABLA 3.32

**COSTOS DE SERVICIOS TOTALES PARA CADA ALTERNATIVA
PARA UNA TASA DE ACTUALIZACION DEL 18 %.
(EXPRESADOS EN MILLONES DE DOLARES DE 1.988)**

ALTERNATIVAS	COSTOS
No. 1	685.056
No. 2	941.207
No. 3	705.513
No. 4	951.775

TABLA 3.33

económico de interés general el de maximizar beneficios. Así cada empresa busca determinar su producción óptima para la cual obtenga mayores beneficios.

Para el caso de esta empresa eléctrica, cuyo servicio es el mismo cualquiera que sea el esquema de producción que se elija, el criterio de maximizar beneficios se puede asimilar el de minimizar costos.

Es conveniente señalar que la tasa de actualización debe representar el costo de oportunidad del capital, cuyo concepto es esencial para la toma de decisiones en cualquier país donde el capital es escaso, como el nuestro.

Para el análisis de la expansión de capacidad de la empresa eléctrica con criterio privado se selecciona una tasa de actualización del 8% y, del 12% cuando este análisis se realice con criterio social.

Si ahora consideramos la probabilidad de ocurrencia de cada evento, la alternativa más favorable es la que tiene el menor valor esperado, y estas son: la No.2 para el análisis con criterio privado y la No.2 para el análisis con criterio social (Figuras 3.17 y 3.18).

ARBOL DE DECISION PARA UN ANALISIS DE CARACTER PRIVADO
 (EXPRESADO EN MILLONES DE DOLARES)

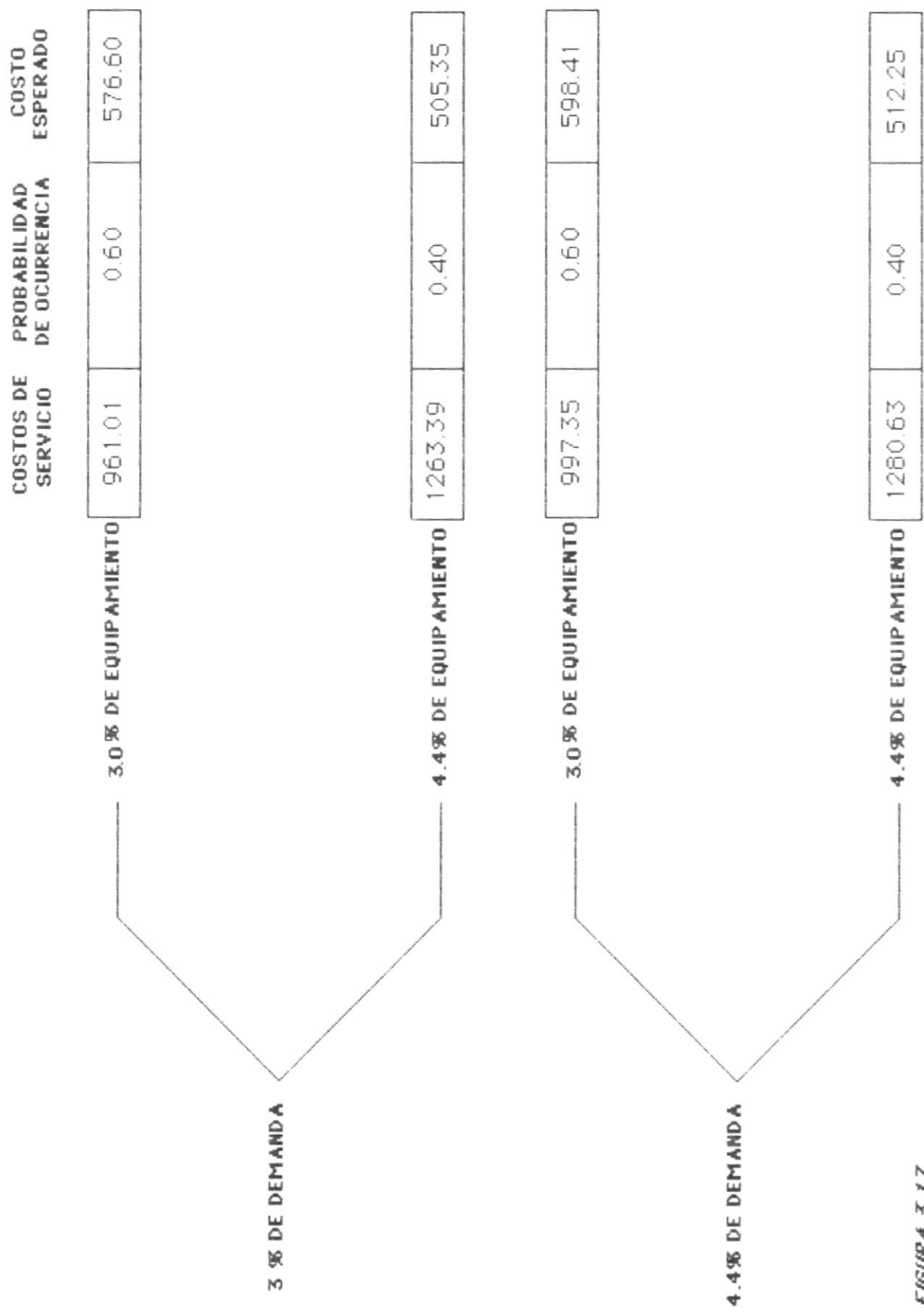


FIGURA 3.17

ARBOL DE DECISION PARA UN ANALISIS DE CARACTER SOCIAL

(EXPRESADO EN MILLONES DE DOLARES)

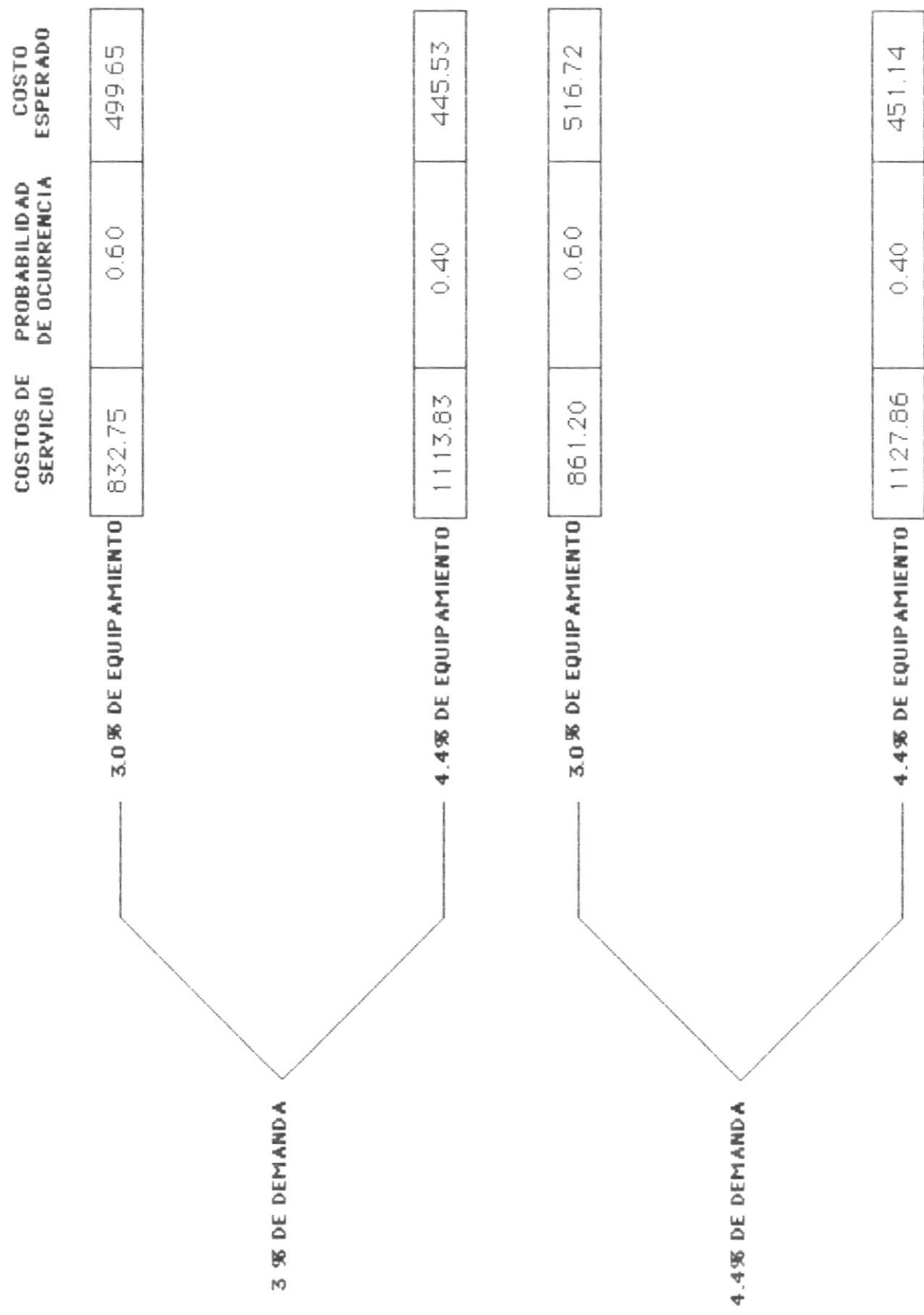


FIGURA 3.18

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La comparación de las evaluaciones de las alternativas de equipamiento a mediano plazo del Sistema Nacional Interconectado, permitió seleccionar como lo más conveniente a la alternativa No 2.
2. En el desarrollo de esta evaluación se han requerido resultados de otros análisis como: la producción energética de los aprovechamientos hidroelectricos y la proyección esperada de la demanda a satisfacerse. Por no disponer de un programa de regulación de embalses ni los datos de hidrología, fue necesario hacer aproximaciones al momento de establecer las condiciones críticas de generación de los aprovechamientos.

3. Para justificar la ejecución de un proyecto hidroeléctrico hay que tener en cuenta si será posible su financiamiento ; es decir si la generación eléctrica que producirá está en armonía con el ritmo de crecimiento de la demanda durante el período que será instalado. Este método incluyó en su análisis una distribución de probabilidades de ocurrencia para cada evento.

RECOMENDACIONES

1. Se podría realizar un trabajo con igual objetivo del presente definiendo un plan de generación más cuantitativo y riguroso, si se disponen de un programa de regulación de embalses cada vez que se incluye un nuevo proyecto en cada alternativa propuesta, para así establecer con seguridad las condiciones de generación de cada aprovechamiento para hidrología crítica. Así mismo elaborar un programa que optimice el reparto de carga entre las centrales existentes y a instalarse a fin de construir la curva modificada de carga para cada año

de estudio .

Debido a que este trabajo es en realidad un análisis de costos, sería conveniente realizar un análisis de confiabilidad del sistema eléctrico en conjunto, para cada alternativa de equipamiento y cada vez que se incluye una nueva central al sistema. Además estudios de estabilidad del sistema.

BIBLIOGRAFIA

1. Oldham-Sullivan, Underbuilding or Overbuilding Electrical Power Generating Capacity. Case Study, Volumen 31, Numero 3, Spring 1986
2. Van Helden -Leeflang-Sterklen, Estimation of the demand for electricity, University of Groinngen, Applied Economics, 1987.
3. Park, Probabilistics Benefit-Cost Analisis, Auburn University, volume 29, Number 2, 1980.
4. Ammos-Mc Ginnis, A Generation Expansion Planing Model for Electrics Utilities, Georgia Institute of Technology, Volumen 30, Numero 3,1982.
5. Coronel,Aplicacion de la Curva de Duracion de Carga Equivalente en la Planificación de los Sistemas de Generación Eléctrica,(Tesis, Facultad de Ingenieria Eléctrica,ESPOL, 1987).
6. Santana, Proyección de la Demanda a Corto Plazo basado en un modelo sensible al tiempo,(Tesis, Facultad de INgeniería Eléctrica,ESPOL, 1984).
7. Pico,Evaluacion de Proyectos Hidroeléctricos y su Aplicacion al



Sistema de Generación Nacional,(Tesis,Facultad de Ingeniería Eléctrica,ESPOL,1983).