

DESPACHO ECONOMICO DE CARGA ( Sistema: Ambato-Riobamba )

TESIS PREVIA A LA OBTENCION DEL TITULO DE INGENIERO ELECTRICO  
EN LA ESPECIALIZACION DE POTENCIA DE LA ESCUELA POLITECNICA  
NACIONAL

SEGUNDO M. GUADALUPE ARMENDARIZ

QUITO, Junio de 1977

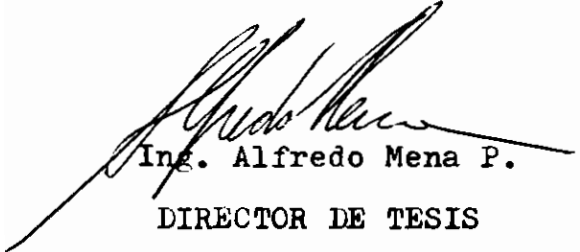
A TODOS LOS QUE ME  
HAN AYUDADO. ESPE-  
CIALMENTE AL Ing.  
ALFREDO MENA P.

GRACIAS

SEGUNDO GUADALUPE

CERTIFICO

QUE LA PRESENTE TESIS HA  
SIDO ELABORADA POR EL SE  
ÑOR SEGUNDO M. GUADALUPE  
A.



Ing. Alfredo Mena P.

DIRECTOR DE TESIS

# I N D I C E

## Páginas

### CAPITULO 1

	INTRODUCCION	1
1	Antecedentes	1
2	Sistemas aislados e interconectados	2
1.1	ALCANCES Y OBJETIVOS	4
1.1.1	Objetivo y Justificación	5
1.1.2	Alcance del Estudio	7
1.1.3	Consideraciones Básicas	8
1.1.4	Uso de Programas Digitales	9
1.1.5	Datos para el Estudio	10
1.2	CARACTERISTICAS DE LA GENERACION TERMICA-HIDRAULICA	13
1.2.1	Características de la generación Hidráulica	14
1.2.2	Características de la generación Térmica	16
1.3	CARGA ELECTRICA DEL SISTEMA	18

1.3.1	Localización del Area	18
1.3.2	Breve descripción de la carga	18

## CAPITULO 2

	COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO	20
2.1	COSTOS EN GENERACION	22
2.2	COSTOS EN SUBESTACIONES Y TRANSMISION	26
2.2.1	Costos de Subestaciones	26
2.2.2	Costos en transmisión	28
2.2.3	Costos de pérdidas	29
2.3	RESERVA ROTATIVA	31

## CAPITULO 3

	OPERACION ECONOMICA DE UN SEP	35
3.1	DISTRIBUCION ECONOMICA EN UNIDADES GENERADORAS	37
3.1.1	Curva entrada-salida de una unidad generadora	37

	<u>Páginas</u>	
3.1.2	Curva de Costo	38
3.1.3	Variación Unitaria de costo y curva de variación de costo	39
3.1.4	Criterio de igual variación unitaria de costo	41
3.1.4.1	Observaciones generales respecto al criterio de igual $\lambda$	46
3.1.4.2	Ejemplo de aplicación (Despacho Económico sin pérdidas)	47
3.2	EFEECTO DE ERRORES EN EL DESPACHO DE CARGA	51
3.2.1	Error en la representación de la curva de costo incremental	52
3.2.2	Efecto de errores cuando se trata de mantener la generación en un valor determinado	59
3.3	RELACION ENTRE COSTOS INCREMENTALES DE PRODUCCION Y PERDIDAS INCREMENTALES DE POTENCIA EN TRANSMI- SION	61
CAPITULO 4		
	POTENCIA	67
4.1	CONCEPTOS FUNDAMENTALES	67

Paginas

4.2	FLUJOS DE POTENCIA	69
4.3	PERDIDAS DE POTENCIA	72
	CAPITULO 5	
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	74

## INDICE DE TABLAS

### Páginas

1.1.a	Datos de combustible-potencia activa generada	11
1.1.b	Datos de generación y carga (caso base)	12
2.2.a	Costos de pérdidas de potencia	30
2.3.a	Datos de generación y carga	33
3.1.a	Valores de a y b y distribución económica de carga ( $P_{gi}$ )	50
3.3.a	Distribución económica de carga (con pérdidas)	66
4.2.a	Datos de generación para la distribución económica (sin pérdidas)	71
4.2.b	Datos de generación para la distribución económica (con pérdidas)	72
4.3.a	Potencia activa perdida en el sistema	73



## INDICE DE FIGURAS

	<u>Páginas</u>	
3.1.a	Curva entrada-salida de una unidad generadora	38
3.1.b	Curva de costo de una unidad	39
3.1.c	Curva de variación de costo de una unidad	40
3.1.d	Operación económica de n unidades	46

## INDICE DE ANEXOS

### Páginas

#### ANEXO A

##### TABLAS

A.1	Proyección de la demanda del sistema Centro Norte - Area Tungurahua	A-2
A.2	Proyección de la demanda - Area Riobamba	A-3
A.3	Bienes e instalaciones en servicio (Empresa Ambato)	A-4
A.4	Costos de operación y mantenimiento (Em- presa Ambato)	A-5
A.5	Distribución económica de carga, plan óptimo y diferente	A-6
A.6	Centrales del sistema	A-7

#### ANEXO B

##### FIGURAS

1.B.1 y		
1.B.2	Curvas eficiencia-carga	B-2

Páginas

1.B.3	Area Tungurahua	B-3
1.B.4	Area Riobamba	B-4
1.B.5	Curvas de carga (Ambato y Riobamba)	B-5
1.B.6	Curva de carga del sistema interconectado	B-6
2.B.1	Costos de inversión (Motores Diessel)	B-7
2.B.2	Costos de operación fijos (Motores Diessel)	B-8
2.B.3	Gastos de operación variables (Motores Diessel)	B-9
3.B.1	Distribución económica (sin pérdidas)	B-10
3.B.2	Distribución óptima y diferente, de distribución de carga	B-11
3.B.3	Pérdida de economía por los errores en la representación de $\lambda$	B-12
3.B.4	Pérdida de economía al variar la generación ( $\Delta P_{gi}$ )	B-13
3.B.5	Distribución económica (sin pérdidas)	B-14
4.B.1	Diagrama unifilar del sistema interconectado	B-15
4.B.2	Diagrama de impedancias	B-16
5.B.1	Programa de entrada de centrales generadoras térmicas	B-17

## ANEXO C

Programa para una Regresión Lineal Polinómica	C-1
---	-----

## ANEXO D

## RESULTADOS DE PROGRAMAS DIGITALES

Coeficientes a y b de la ecuación de costo	D-1
Coeficientes B de pérdidas del sistema	D-4
Flujos y pérdidas de potencia (caso base)	D-5
Flujos y pérdidas de potencia (Distribución económica-sin pérdidas)	D-8
Flujos y pérdidas de potencia (Distribución económica-con pérdidas)	D-11

## ANEXO E

COEFICIENTES B DE PERDIDAS	E-1
E.1 Fórmulas de Brownlee	E-2
E.2 Fórmulas de Brownlee para sistemas reales	E-4
E.3 Determinación de los coeficientes incrementales de pérdidas	E-10
E.4 Determinación de los coeficientes totales a partir de los coeficientes incrementales	E-14

## CAPITULO 1

### INTRODUCCION

#### 1. Antecedentes:

Durante los últimos años, las condiciones técnico-económicas bajo las cuales han operado y siguen operando las empresas eléctricas del país, han intensificado el análisis de nuevos métodos y la determinación de nuevas técnicas y programas que permitan a estas empresas como tales operar de la mejor manera.

Este problema se hace más evidente debido a que, ante la necesidad de abastecer el crecimiento continuo de la demanda y en áreas cada vez más grandes, en la actualidad los sistemas eléctricos pequeños y aislados, poco a poco van dejando de tener importancia; y más aún, van dejando de existir para dar paso a sistemas eléctricos más grandes y más complejos.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP), a más de crecer por su propia expansión, crece también por la unión a sistemas eléctricos cercanos. Este es el caso del

sistema interconectado formado por las Empresas eléctricas AMBATO y RIOBAMBA, considerado para el desarrollo de este trabajo de Tesis.

Es evidente entonces que el estudio que se va a desarrollar sobre la determinación de la condición bajo la cual el sistema interconectado operará en la forma más conveniente, llevará a técnicas que dentro de las condiciones de servicio consideradas en la práctica como "aceptables", permitan encontrar el modo óptimo de operación del sistema, minimizando el consumo de combustible, especialmente en las centrales Térmicas.

Fijado el problema, y como un medio que permita obtener información y experiencias, se desarrollará este trabajo de tesis, que si bien está dedicado a un sistema interconectado simple y formado por dos sistemas eléctricos pequeños como son los sistemas eléctricos Ambato y Riobamba; permitirá desarrollar la metodología implicada y la utilización de programas digitales aplicables a los sistemas eléctricos de potencia.

## 2. Sistemas aislados e interconectados:

La experiencia ha demostrado que a medida que los sistemas eléctricos crecen, aumenta el servicio

y se producen considerables ahorros en la inversión inicial, así como en los gastos de operación.

Frente a un sistema aislado, un sistema interconectado presenta entre otras las siguientes ventajas:

- a.- La interconexión de sistemas eléctricos permite intercambiar energía entre los sistemas; energía que por otra parte es más económica que la producida por las unidades de cada uno de los sistemas. Más aún - si el intercambio de energía se realiza (ver figura 1.B.5) fuera de las horas de máxima demanda, las mismas que no son simultáneas en los dos sistemas en estudio. Las horas de máxima demanda simultáneas dificultan el intercambio de energía.
- b.- Las facilidades de disponer de energía más barata hace que se produzcan considerables ahorros en la inversión inicial debido a que, al poder intercambiar energía, se pueden retrazar las necesidades de nuevas unidades de generación. Además, la instalación de nuevas unidades generadoras puede hacerse alternativamente en los dos sistemas.

- c.- La capacidad de reserva de generación se reduce al mínimo.
- d.- Por servir a áreas más grandes y a un mayor número de usuarios, el factor de diversificación disminuye.
- e.- La administración se unifica y se hace más efectiva, pudiendo disponerse además de gente más especializada y definida en sus funciones. Y es precisamente esta mano de obra calificada la que hace que la operación del sistema sea económica y eficiente. Además se hace indispensable la creación del "Centro de Despacho de Carga", cuya misión es mantener al sistema trabajando en las mejores condiciones técnico-económicas.

Se podría pensar sin embargo, que un sistema aislado por tener su área de concesión relativamente reducida, el problema de abastecer la carga está definido y su estabilidad económica asegurada; pero sus limitaciones tanto técnicas como económicas hacen que se logre la operación continua y segura del sistema, a un costo mayor, como sucede especialmente en la empresa eléctrica Riobamba.

## 1.1 ALCANCES Y OBJETIVOS



Dentro de las funciones que un sistema eléctrico tiene que cumplir, es necesario establecer cursos de acción definidos, naturalmente una vez que se conoce la información necesaria.

Entre las funciones que un sistema eléctrico tiene que cumplir, se pueden citar:

- a.- Debe mantener un nivel adecuado de voltaje y frecuencia en todos los puntos del sistema.
- b.- Debe buscar la máxima economía en la operación del sistema, teniendo en cuenta los cargos fijos e inversión; así como los gastos variables de operación, especialmente el que se refiere al costo del combustible, de trascendental importancia en sistemas que como el analizado mantienen la generación térmica, prácticamente a un nivel de producción igual a la generación hidráulica.

### 1.1.1 Objetivo y Justificación

De las funciones señaladas anteriormente, la última función, es precisamente el motivo principal del presente trabajo de tesis. En otras palabras, lo que se trata de determinar es, mediante la distribución económica

ca de carga en las centrales térmicas, las condiciones - bajo las cuales se hace económica la operación del sistema interconectado Ambato-Riobamba (Despacho Económico de Carga).

La falta de datos, especialmente los que se relacionan con los costos de combustible en función de la potencia activa generada, hace necesario asumir estos valores, basándose naturalmente en el dato de costo conocido y que está dado para la central térmica "El Batán" de la empresa eléctrica Ambato (10 de la figura 4.B.1); de ahí que, los resultados que se van a obtener servirán únicamente para ilustrar la teoría que sobre la determinación de los "Costos Incrementales de Producción" en centrales térmicas, se va a exponer.

Debido a que en la actualidad la línea de interconexión se mantiene abierta y no se hace efectiva la interconexión sino en contadas ocasiones, se ha elegido para el análisis el 5 de Mayo de 1976 por ser éste el último día en que se hizo efectiva la interconexión. Esto no es una limitación que se impone al presente análisis, puesto que la teoría podrá ser aplicada para el caso en que se considere necesario (entrada de Pisayambo por ejemplo).

### 1.1.2 Alcance del estudio:

Con el fin de cumplir con el objetivo señalado anteriormente, se analizará:

- 1.- En la primera parte se hará un breve análisis de las características principales de la generación Térmica-Hidráulica. En la parte dedicada al estudio de la carga del sistema, no es el propósito hacer un detallado análisis de las características de la carga del sistema interconectado; lo que se pretende es más bien mediante las curvas de carga de cada uno de los sistemas y del sistema interconectado, dar las condiciones bajo las cuales se hace necesaria la interconexión.
- 2.- En la segunda parte, antes que dar valores relacionados con los costos que implica una inversión en un sistema eléctrico, lo que se busca es analizar a grandes rasgos los elementos que intervienen en la determinación de los costos de operación y mantenimiento en centrales (Térmicas especialmente), Subestaciones y en Líneas de Transmisión.
- 3.- La tercera parte, es la fundamental de este trabajo de tesis, en la misma se dará la metodología implica-

da en la distribución económica de carga en las centrales térmicas del sistema interconectado, bajo dos condiciones: sin considerar las pérdidas de potencia y - considerando las mismas. Además se estudiarán los efectos de los errores más comunes en el "Despacho de Carga".

4.- La cuarta parte es el complemento de la tercera, y ahí se determinarán los flujos y pérdidas de potencia en el sistema interconectado, en las condiciones indicadas.

5.- Finalmente, el capítulo que se refiere a las conclusiones y recomendaciones, resumirá los aspectos fundamentales del estudio y ahí se recomendarán estudios que complementarán este trabajo.

### 1.1.3 Consideraciones básicas:

Un estudio de la naturaleza señalada, requiere - partir de ciertas consideraciones básicas bajo las cuales se desarrollará el trabajo. Estas consideraciones son:

a.- El análisis se realizará para la hora 7 de la curva de carga del sistema interconectado (máxima transferencia de potencia).

- b.- Debido a que en las centrales Térmicas existe el problema del costo del combustible, es precisamente para este tipo de centrales que se realizará la distribución económica de carga y se considerará constante la distribución de generación en las centrales Hidráulicas .
- c.- El criterio de confiabilidad se entenderá como la condición que mantiene un mínimo nivel de reserva y que está fijado por cada una de las empresas involucradas en el estudio.
- d.- El costo de operación que se va a analizar es para las centrales Térmicas, y es el costo que se relaciona con el costo del combustible (los otros costos se considerarán fijos), para mantener las unidades sincronizadas a la red (en línea).
- e.- Si bien las soluciones corresponderán al día señalado para el estudio, la metodología puede perfectamente aplicarse a cualquier día que se considere necesario ; siempre en condiciones normales de operación.

1.1.4 Uso de programas digitales:

Los programas digitales a utilizarse como herramienta importante en el desarrollo del trabajo son:

- 1.- "Programa para una Regresión Lineal Polinómica" (Referencia 8): que permite obtener la ecuación de costo de combustible en función de la potencia generada ( $F = f(P_{gi})$ ) y que además ayudará a grafizar algunas de las figuras que se añadirán.
- 2.- "Programa para Pérdidas de Transmisión con el método de los coeficientes B" (referencia 9): que permite obtener la expresión de las pérdidas de potencia en función de la potencia generada, los flujos y las pérdidas de potencia.

#### 1.1.5 Datos para el estudio:

Los datos necesarios para desarrollar el análisis mencionado son:

- a.- Costo de combustible-potencia activa generada\*: estos datos pertenecen a la Central térmica "El Batán" de la Empresa Eléctrica Ambato, y son los que permiten determinar en base al programa del anexo C los coeficientes de la ecuación de costo. Estos valores se

\* Departamento Técnico Empresa Eléctrica Ambato.

dan en la tabla 1.1a.

Costo de Combustible (sucres/hora)	Potencia Generada (Mw)
260.34	1.79
265.54	1.865
328.42	2.59
350.72	2.798
369.35	2.941
380.68	2.99
410.81	3.23
420.62	3.297
458.61	3.534
497.18	3.743

Tabla 1.1a: Datos de combustible- Potencia activa generada

b.- Datos de generación y carga del día considerado para el estudio(caso base): Para todas las barras del sistema. Estos datos se dan en la tabla 1.1b.

c.- Datos de generación: asignados a las centrales térmicas del sistema. Este valor es el que va a ser redistribuí-

\*Departamento Técnico presas Ambato-Riobamba.

do para el despacho económico de carga y se obtiene en base a la tabla 1.1b.

Barra	voltaje (Kv)	Mva Generación	Mva Carga
1	44.0	3.859+j0.977	0.0 +j0.0
2	4.16	0.22 +j0.166	0.0 +j0.0
3	4.16	0.29 +j0.257	0.13 +j0.04
4	4.16	0.0 +j0.0	2.0 +j1.0
5	4.16	1.6 +j1.2	0.0 +j0.0
6	4.16	0.4 +j0.3	2.59 +j2.005
7	2.36	1.08 +j0.81	0.0 +j0.0
8	4.16	3.02 +j1.778	3.66 +j2.321
9	6.9	2.88 +j2.16	0.0 +j0.0
10	4.16	2.0 +j0.5	0.0 +j0.0
11	13.8	0.0 +j0.0	0.979+j0.372
12	4.16	0.0 +j0.0	1.0 +j0.75
13	6.9	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
14	13.8	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
15	13.8	0.0 +j0.0	1.247+j0.542
16	69.0	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
17	69.0	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
18	13.8	0.0 +j0.0	3.27 +j2.498
19	69.0	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
20	69.0	0.0 +j0.0	0.0 +j0.0
21	6.3	0.0 +j0.0	0.133+j0.033

Tabla 1.1b: Datos de Generación y Carga (caso base).



sean:

$P_{gT}$  = Potencia activa total generada por las centrales del sistema interconectado (Mw).

$P_{gh}$  = Potencia activa total generada por las centrales hidráulicas (Mw).

$P_{gt}$  = Potencia activa generada por las centrales térmicas (Mw).

Como:

$$P_{gT} = P_{gh} + P_{gt} = 15.349 \text{ Mw}$$

$$P_{gh} = 9.929 \text{ Mw}$$

entonces:  $P_{gt} = 5.42 \text{ Mw}$

## 1.2 CARACTERISTICAS DE LA GENERACION TERMICA-HIDRAULICA

Entre los diferentes tipos de generación existen tes, por las facilidades que prestan, las centrales de las

empresas involucradas en la interconexión y en consecuencia el sistema interconectado, utilizan la generación Térmica e Hidráulica; cada una de las cuales presentan sus propias características. Estas características entre otras son:

### 1.2.1 Características de la generación Hidráulica

La producción de una central hidráulica está sujeta a las variaciones del caudal de la fuente donde toma el agua necesaria (un río generalmente) en las diferentes épocas del año. Esta característica hace fundamentalmente que el plan de equipamiento para este tipo de centrales sea motivo de un meticoloso análisis y donde deba considerarse futuras ampliaciones de generación.

Las centrales hidráulicas no pueden construirse cerca de los centros de consumo, sino que su construcción está sujeta al lugar donde las condiciones sean favorables. Esta particularidad hace que las condiciones bajo las cuales se construyen este tipo de centrales sean específicas para cada central. Sin embargo pueden darse ciertos principios generales para su construcción, los mismos que son:

- a.- En los lugares donde se construyen las centrales Hidráulicas, las obras civiles: captaciones de agua, canal de aducción, represas, etc., representan una parte importante de la inversión inicial. Esta condición hace que para el diseño y construcción de este tipo de centrales sea necesario tener en cuenta futuras ampliaciones de la capacidad de generación.
  
- b.- La vida útil de una central hidráulica es mayor que la vida útil de una central térmica.
  
- c.- Una central hidráulica requiere una inversión inicial alta y costos de operación y mantenimiento bajos; y al final del período de vida útil resultan más económicas que las centrales térmicas.
  
- d.- Las unidades de generación hidráulica son más seguras y tienen valores más altos de eficiencia a cargas más altas, como puede verse en las figuras 1.B.1 y 1.B.2 (Anexo B - Referencias 1 y 2 respectivamente).
  
- e.- Los costos unitarios de producción de las centrales hidráulicas son menores que los costos unitarios de producción de las centrales térmicas, esto debido principalmente a los altos y variables costos del combustible

para las unidades térmicas.

f.- Las unidades hidráulicas debido a que no necesitan un previo período de calentamiento, en tiempos relativamente cortos están listas para ser sincronizadas a la red.

### 1.2.2 Características de la generación Térmica:

En una central Térmica, la variabilidad de la carga se refleja en la demanda variable de vapor a las calderas. Las características de operación por esta razón no son lineales y los resultados sobre la evaluación de la demanda de vapor y en consecuencia de la demanda de combustible son solamente aproximados.

Las condiciones bajo las cuales se construyen - las centrales Térmicas también son particulares para cada caso; sin embargo, se pueden anotar ciertos principios generales:

a.- Una central Térmica generalmente se construye cerca - de los centros de consumo, reduciéndose considerablemente el costo de la línea de transmisión.

- b.- La vida útil de una central Térmica es considerablemente menor que la de una central Hidráulica.
- c.- Las unidades Térmicas necesitan cierto período previo de calentamiento para estar listas a ser sincronizadas a la red; período que depende del tipo de unidad térmica utilizada. Así, los generadores de vapor requieren un período largo de calentamiento (aproximadamente 3-4 horas), condición que le hace más adecuada para soportar la carga base. Las unidades de gas en cambio están listas aproximadamente en 15 minutos, condición que les hace más útiles para abastecer los máximos de la curva de carga. Las unidades diesel que son las que utilizan las centrales de las Empresas Ambato-Kiobamba y por consiguiente del sistema interconectado pueden ser sincronizadas rápidamente.
- d.- En general el rendimiento de las unidades térmicas como puede verse en la figura 1.B.2 es bajo.

Cabe recordar que la manera de operar en paralelo las centrales Térmicas e Hidráulicas, dependerá de las condiciones de la carga del sistema.

• Empresa Eléctrica "Quito".

### 1.3 CARGA ELECTRICA DEL SISTEMA

Para el sistema interconectado como para cualquier sistema eléctrico de potencia, la variabilidad de la carga implica problemas de operación, distribución de trabajo en las unidades de generación, convenios financieros con los usuarios, etc.

#### 1.3.1 Localización del área:

El sistema interconectado en estudio al estar formado por los sistemas Ambato y Riobamba, abarca el área de concesión de las dos empresas; es decir, las provincias de Tungurahua y Chimborazo (anexo B, figuras 1.B.3 y 1.B.4), y consecuentemente sirve a los usuarios de las dos empresas mencionadas (Las figuras han sido tomadas de la referencia 3).

#### 1.3.2 Breve descripción de la carga:

La zona que corresponde al sistema interconectado Ambato-Riobamba, encierra las diferentes categorías de consumo conocidas: consumo residencial, comercial, industrial, etc.

El consumo residencial y comercial no es homogéneo y es el que da prácticamente las características de la curva de carga. El consumo industrial en cambio, especialmente en la empresa eléctrica Riobamba (Cemento Chimborazo) presenta una característica especial; ya que, al consumir gran parte de la producción de la mencionada empresa, ayuda a regular la curva de carga del sistema Riobamba (ver figura 1.B.5).

Las tablas A.1 y A.2 (anexo A) dan una idea más clara de las condiciones de la carga de cada una de las empresas mencionadas y consecuentemente del sistema interconectado.

Para propósitos del estudio sin embargo, interesa más bien conocer las condiciones bajo las cuales se hace necesaria la interconexión. Esto puede verse en la figura 1.B.5\*, la misma que da las curvas de carga de los sistemas Ambato-Riobamba en el día considerado para el estudio. La figura 1.B.6\* (anexo B) da en cambio la curva de carga del sistema interconectado para ese mismo día.

\* Departamentos Técnicos Empresas Ambato y Riobamba.

## CAPITULO 2

### COSTOS DE OPERACION Y MANTENIMIENTO

Como se señaló anteriormente, es el propósito de esta parte del trabajo, dar a grandes rasgos los elementos que intervienen en la determinación de los "Costos de Operación y Mantenimiento" de un sistema eléctrico. De ahí que es necesario aclarar que los datos que se darán serán solamente datos referenciales.

El costo total anual de operación de un sistema eléctrico proviene de dos fuentes que son:

#### a.- Cargos Fijos de Inversión:

Son todos aquellos costos que no dependen del volumen de la producción sino de la inversión inicial y son:

- 1.- Los costos ocasionados por la posesión de la empresa, es decir: intereses, impuestos, seguros y rentas.



2.- Los costos ocasionados con miras a recuperar el ca  
pital. Estos valores se determinan considerando -  
la "Depreciación" o cantidad anual que se separa pa  
ra formar el "Fondo de Amortización" durante todo-  
el período de vida útil de cada una de las instala  
ciones y equipos de la empresa.

b.- Gastos Variables de Operación:

Son todos aquellos gastos que dependen del volumen de  
la producción, por lo que su magnitud se considera pro  
porcional a los Kw-h consumidos o producidos, y son -  
principalmente:

1.- Costo de combustible.

2.- Costo de personal.

3.- Costos de agua para: alimentadores de calderas y  
condensadores, enfriamiento y servicios de los e-  
dificios, etc.

4.- Costo de aceite, desperdicios y materiales.

5.- Costo de mantenimiento.

La suma de los "Cargos Fijos de Inversión" más los "Gastos Variables de Operación", da el "Costo Total Anual de Operación" del sistema.

## 2.1 COSTOS EN GENERACION

En un sistema eléctrico de potencia, es necesario hacer estimaciones rápidas de los costos de inversión, así como de los gastos de operación de las centrales generadoras, con el objeto de determinar el modo óptimo de operación de las mismas.

### a.- Costos de Inversión:

Los costos de inversión en las centrales generadoras, requieren la utilización de grandes capitales, cualquiera sea el tipo de central considerada (Térmica o Hidráulica). En la tabla A.3 (anexo A), se dan valores que permiten ver la diferencia de capitales requeridos en los dos tipos de centrales señaladas. Los valores son solamente referenciales y pertenecen a la Empresa Eléctrica Ambato ( hasta Junio de 1976 ).

En general, la inversión inicial en una central Hidráulica es alta ya que, las obras civiles tales como cap

tación de aguas, canal de aducción, represa, tanque de presión, etc., son los elementos más importantes de esta inversión inicial; esto hace que se construyan las centrales Hidráulicas considerando futuras ampliaciones de generación.

Las centrales Térmicas en cambio, si bien requieren una menor inversión inicial, al final de la vida útil de las mismas resultan más caras que las centrales Hidráulicas precisamente por el costo del combustible.

b.- Costos de Operación:

Los costos totales de operación para una central hidráulica son prácticamente bajos, y representan un porcentaje ínfimo de la inversión inicial. Donde es importante el costo de operación es en las centrales Térmicas, debido principalmente al costo del combustible. Lo señalado anteriormente puede verse en la tabla A.4 (anexo A), cuyos valores pertenecen también a la empresa eléctrica Ambato (hasta junio de 1976).

Las centrales térmicas del sistema interconectado en estudio, tienen unidades generadoras diésel, por lo que el análisis sobre los costos de operación que se

va a presentar, está dirigido precisamente a este tipo de unidades de generación.

El cálculo se aplica a motores diésel de diferentes velocidades: lentos, medios y rápidos, (tomado de la referencia 4).

Como se conoce, las altas velocidades se utilizan principalmente en grupos pequeños, de bajo rendimiento. Mientras que las bajas velocidades se utilizan en grupos grandes de buen rendimiento.

Los costos de inversión para este análisis están expresados en función de la potencia activa P y de la velocidad R.

Las expresiones (referencia 4) para centrales diésel de m unidades son:

a.- Costos de inversión (miles de dólares).

Para n unidades:

$$C_n = 0.95 \times n \times C + 0.05 \times C$$

donde:

$C_n$  = Costo total de la central (\$)

$C$  = Costo de inversión de una unidad (\$) y dado por:

$$C = (100 - 0.03 \times R) \times P + 3575 \times P^{0.85} \times R^{-0.3}$$

donde:

$P$  = Potencia activa (Mw)

$R$  = Velocidad ( r.p.m.)

$n$  = Número de unidades.

b.- Gastos Fijos Anuales (Operación y Mantenimiento):

$$F = 360(0.75 \times n + 0.25) \times P^{0.75} \times R^{-0.48}$$

c.- Gastos variables (Mantenimiento):

$$V = 0.006 \times R^{0.5} \times P^{-0.06} \quad (\text{mills/ Kwh})$$

Las figuras 2.B.1, 2.B.2, y 2.B.3 (anexoB-referencia 4) dan los valores indicados anteriormente, para varios valores de P y R.

001739

## 2.2 COSTOS EN SUBESTACIONES Y TRANSMISION

Los costos totales anuales de operación, tanto de Líneas de Transmisión así como de Subestaciones es -  
tán dados por los elementos de costo indicados anterior-  
mente: es decir:

a.- Cargos Fijos de Inversión

b.- Gastos Variables de Operación.

### 2.2.1 Costos de Subestaciones

El elemento más importante en el costo total a  
nual de operación de una subestación, es el que se rela-  
ciona con la inversión inicial; ya que los costos de ope-  
ración y mantenimiento representan un porcentaje bastan-  
te bajo de esta inversión inicial y depende mas bien de  
los aspectos de diseño.

a.- Cargos Fijos de Inversión:

Para la determinación de los costos de los equipos y  
materiales de las subestaciones es necesario referir  
se al esquema de barras utilizado, puesto que este -

esquema es el que va a dar el número de disyuntores, seccionadores, equipo de control mando y protección, etc.

Los costos de una subestación según datos proporcionados por INECEL (referencia 5), se dividen en los siguientes rubros:

- 1.- Equipos y materiales, precio CIF (Puerto de entrega).
- 2.- Transporte de equipos y materiales.
- 3.- Obras civiles.
- 4.- Montaje.

En forma porcentual los precios para subestaciones tipo 69-13.8 Kv (referencia 5) son:

1.- Equipos y Materiales	60%
2.- Transporte de equipos y materiales	5%
3.- Obras civiles	15%

4.- Montaje 10%

La suma de los costos anotados constituye el capital que debe ser recuperado mediante determinados pagos anuales. Además sobre este capital están los intereses, impuestos, seguros y rentas.

b.- Gastos variables de operación:

Estos gastos en una subestación son insignificantes e iguales aproximadamente al 1% de la inversión inicial. (dato proporcionado por INECEL).

2.2.2 Costos en Transmisión

El elemento más importante es también el cargo fijo de inversión, debido a que en una línea de transmisión el costo que requiere gran parte del capital es la inversión inicial. Los costos de mantenimiento no son muy importantes, ya que en una línea de transmisión, el mantenimiento que se hace es más bien del tipo de mantenimiento preventivo.

a.- Cargos Fijos de Inversión:



Los elementos que intervienen en el costo de una Línea de Transmisión, según la referencia 5 (líneas de 69 Kv) son:

- 1.- Estructuras fabricadas con perfil de acero galvanizado, precio CIF S/.22500/ ton.
- 2.- Transporte y erección de estructuras metálicas S/.2715/ ton.
- 3.- Concreto para fundaciones S/.2000/ m<sup>3</sup>
- 4.- Conductor ACSR S/.33130/ ton.
- 5.- Hilo de guarda, acero 3/8" de diam. S/.44320/ ton.

b.- Gastos de Operación:

Los gastos de operación son insignificantes, debido a que en una línea de transmisión el mantenimiento que se realiza es del tipo preventivo y periódico, y representa aproximadamente el 1% de la inversión inicial (dato de INECEL).

2.2.3 Costos de Pérdidas

En un sistema eléctrico de potencia es importante determinar las pérdidas en el mismo y en consecuencia el costo de estas pérdidas; ya que pueden llegar a ser de una magnitud tal, que afecte considerablemente el costo de operación anual del sistema eléctrico.

Asumiendo un costo de pérdidas de potencia ( $C_{pp}$ ) igual a 825 S/ /Kw-año (Dato de INECEL), el costo de pérdidas de potencia en el sistema interconectado para las diferentes pérdidas de potencia obtenidas de las corridas de flujos de potencia (ver anexo D) es (tabla 2.2.a).

Condición	Pérdidas (Kw)	Costo \$/año
Caso base	321	264,425.00
Dis. Econ. sin pérdi.	421	347,325.00
Dis. Econ. con pérdi.	375	309,375.00

Tabla 2.2.a Costo de Pérdidas de Potencia.

### 2.3 RESERVA ROTATIVA

Una central eléctrica no se construye solamente para cubrir la demanda máxima (condición más severa que soporta un sistema eléctrico de potencia, en condiciones normales de operación). Un generador o grupo de generadores pueden permanecer parados para realizar mantenimiento, o salir intempestivamente de servicio; debiendo por lo tanto disponerse de generadores listos a absorber la carga que antes era servida por las unidades que han salido de servicio, o en un caso más general, a absorber las cargas que intempestivamente aparecen en el sistema. Es precisamente en este aspecto cuando se hace útil la interconexión de sistemas eléctricos, por la ayuda mutua que pueden prestarse entre ellos.

Una de las formas de solucionar el problema y asegurar la continuidad de servicio, es mantener en línea una capacidad de generación superior a la demanda (reserva rotativa). Esta capacidad de reserva depende del programa de operación del sistema y generalmente es el 10% de la demanda máxima (dato de INECEL).

La determinación de la reserva rotativa, lleva a análisis complejos, pudiendo ser su desarrollo perfecta

mente un tema de tesis. Por tanto, lo que en esta parte se dará será solamente la capacidad de reserva del sistema interconectado en el día considerado para el estudio.

Así, para un conjunto de  $n$  unidades sincronizadas a la red, se debe cumplir :

$$\sum_{m=1}^n P_m \text{máx.} \geq D_k + \text{Res.} \quad (2.1)$$

donde:

$P_m \text{máx.}$  = producción máxima de la unidad  $m$  (Mw)

$D_k$  = Demanda Total (Mw)

Res. = Reserva (Mw)

$n$  = número de unidades.

La condición (2.1) implica que el conjunto de  $n$  unidades en línea mantiene una capacidad de reserva dada - por:

$$\text{Res} \leq \sum_{m=1}^n P_m \text{máx.} - D_k$$

La tabla 2.3.a da la generación y la demanda - de cada uno de los sistemas y del sistema interconectado el día de intercambio de energía considerado.

Sistema	Generación (Mw)	Carga (Mw)	Mw Netos
Ambato	8.98	6.886	2.094
Riobamba	6.369	8.123	- 1.754
Sistema Intercon.	15.349	15.009	0.34

Tabla 2.3.a Datos de Generación y Carga.

Del estudio de flujos de potencia del caso base (ver anexo D), las pérdidas reales de potencia en el sistema son iguales a 0.321 Mw; mientras que en la tabla (2.3.a) se ve que la potencia neta del sistema es igual a 0.34 Mw. En consecuencia la reserva del sistema estará dada por:

$$0.34 - 0.321 = 0.019 \text{ Mw}$$

En porcentaje de la generación total será:

$$\frac{0.019 \times 100}{15.349} = 0.124\%$$

### CAPITULO 3

#### OPERACION ECONOMICA DE UN SEP

La mayor parte de las incertidumbres y complejidades en la operación de una central eléctrica, provienen de la variabilidad inherente a la carga.

Una central eléctrica es una fábrica donde se elabora el producto (Kw), teniendo como materia prima combustible o energía hidráulica; lo que hace que se deba considerar a la central generadora como la parte más importante en el proceso de fabricación y donde el producto debe fabricarse en el mismo instante en que el usuario lo solicite, debiendo ser además igual a la demanda en ese instante.

El estudio de las centrales eléctricas abarca una gran cantidad de detalles que se trata de condensar hasta donde sea posible; dándose consideraciones detalladas solamente donde sea necesario.

Si en realidad la distribución de carga en las unidades de una central generadora es compleja cuando se trata de encontrar la economía en la operación de la mis

ma; también es verdad que la demanda impuesta por la carga se puede abastecer bajo diferentes condiciones de operación, entre las cuales, existirá una que sea óptima.

En esta parte del estudio se determinarán entonces los niveles óptimos de carga que deben asignarse a cada una de las centrales Térmicas del sistema interconectado Ambato-Riobamba; de tal manera que los costos de producción (costo de combustible) se minimizen (Despacho Económico de Carga).

Es obvio pensar que un estudio de esta naturaleza está ligado íntimamente al consumo; lo que hace necesario que se deba partir de la consideración usual de que la demanda de la carga es conocida.

Al analizar los costos de producción, se partirá de la consideración de que el SEP y en consecuencia la central generadora existe, de ahí que, los costos de salarios, de instalación, de mantenimiento, etc., son fijos y no se toman en cuenta. El único costo a considerarse entonces es el costo del combustible, que constituye el elemento de costo más importante en la producción de la energía; de ahí que, el análisis económico de des-

pacho de carga se dirigirá exclusivamente a las centrales que operan a base de combustible; es decir, a las centrales Térmicas. Manteniéndose constante la distribución de generación en las centrales Hidráulicas del sistema.

### 3.1 DISTRIBUCION ECONOMICA EN UNIDADES GENERADORAS

La práctica ha demostrado que el costo total de producción de la energía depende fuertemente de la potencia activa generada; otras variables tales como la magnitud de la tensión no influyen en el costo. En consecuencia para el estudio de Despacho Económico de Carga, se debe considerar al costo de producción como función de la potencia activa generada ( $P_{gi}$ ).

La determinación de la distribución económica de carga en las unidades generadoras de una misma central térmica, implica conocer algunas características básicas de estas unidades de generación. Estas características son:

#### 3.1.1 Curva entrada-salida de una unidad generadora

Esta curva permite visualizar la relación que -



existe entre el consumo de combustible por hora de cada-  
unidad de generación y esta expresado generalmente en mi-  
llones de (BTU/h), y la potencia activa generada expre-  
sada generalmente en (Mw). La forma general de esta cur-  
va puede verse en la figura 3.1.a ( referencia 6 ).

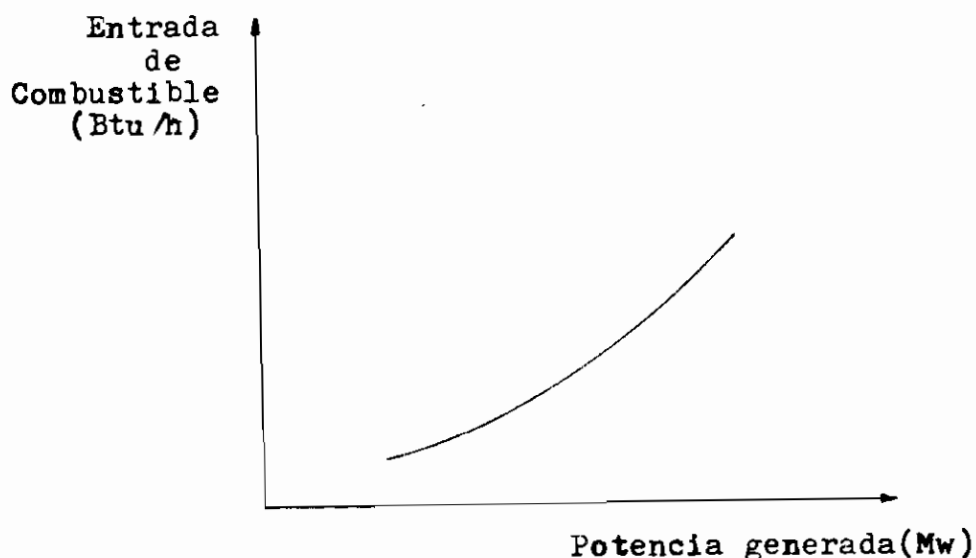


Fig. 3.1.a Curva entrada-salida de una unidad generadora.

### 3.1.2 Curva de Costo

Conociendo el costo del combustible, se pueden-  
transformar las unidades (BTU/h) a (S./h); pasando a-  
ser la curva de la figura 3.1.a, la llamada " Curva de-  
Costo ". En la práctica la forma de esta curva debe ser-  
igual para todas las unidades Térmicas, esto puede verse-  
en la figura 3.1.b ( referencia 6 ).

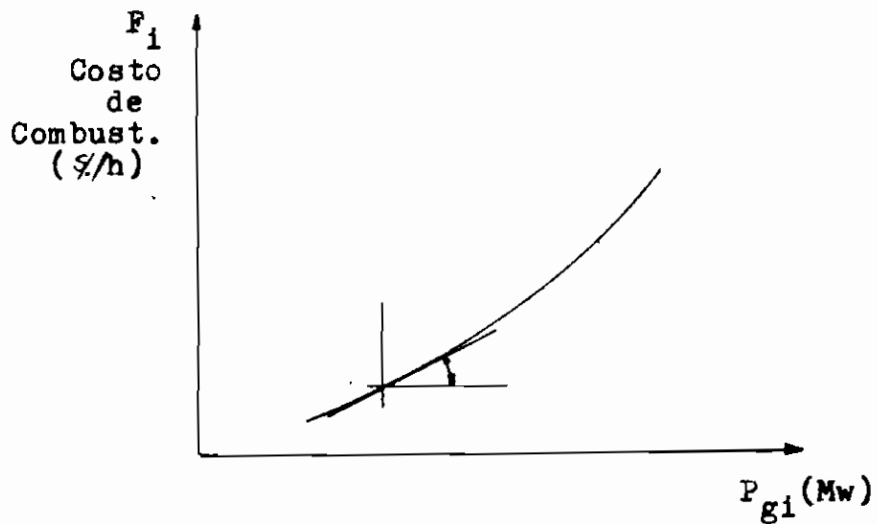


Fig. 3.1.b Curva de Costo de una unidad i

### 3.1.3 Variación Unitaria de Costo y Curva de Variación de Costo

Al considerar que:

$F_i$  = Costo de producción de la unidad i ( \$/ h ).

$P_{gi}$  = Potencia activa generada por la unidad i (Mw)

El costo unitario de producción será:

$$C_{up} = \frac{F_i}{P_{gi}} \quad (\$/Mw-h)$$

Donde:

$$C_{up} = \text{Costo unitario de producción de la unidad } i \\ (\$/Mw-h)$$

Y la variación unitaria de costo ( $\lambda_i$ ) será entonces:

$$\lambda_i = \frac{dF_i}{dP_{gi}} \quad (\$/Mw-h)$$

Consecuentemente, derivando la función de la curva de costo, se obtiene la curva de "Variación de Costo". La forma general de esta curva puede verse en la Figura - 3.1.c (referencia 6) y generalmente se aproxima a una recta.

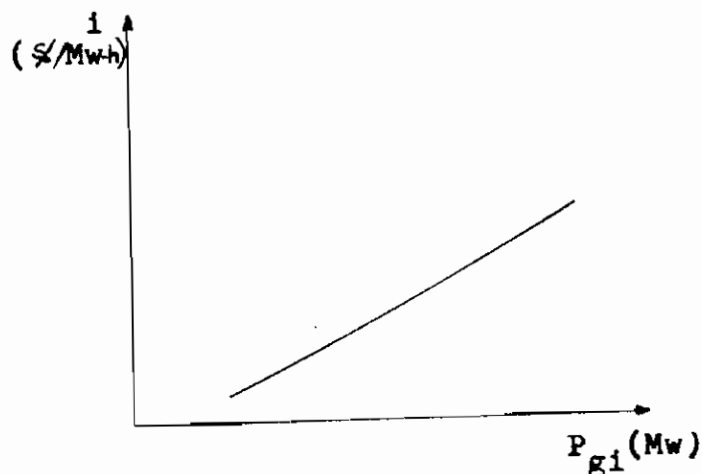


Fig. 3.1.c Curva de Variación de Costo de una unidad.

### 3.1.4 Criterio de Igual Variación Unitaria de Costo

Si en lugar de que la carga sea abastecida por una sola unidad generadora, son ahora dos las unidades en las que se divide la carga; de tal manera que la variación unitaria de costo sea diferente, es decir  $\lambda_1 > \lambda_2$ . Se tiene entonces que cuando se transfiere carga de la unidad 1 a la unidad 2, la disminución de carga en 1 a unidad 1 traerá como consecuencia una reducción de costo más grande que el aumento de costo en la unidad 2 al tomar esta última más carga. La transferencia de carga puede continuar, lográndose reducir el costo de combustible hasta que  $\lambda_1 = \lambda_2$ .

Generalizando el criterio mencionado anteriormente a  $n$  unidades de generación, se llega a la conclusión de que para lograr la operación económica de una central generadora (Despacho Económico de Carga), todas las unidades deben trabajar a igual variación unitaria de costo (igual  $\lambda$ ). Esto se demuestra a continuación (-Referencia 7).

Sean:

$F_t$  = Costo total del combustible en la central para generar cierta potencia ( $\$/h$ )

$F_i$  = Costo de combustible de la unidad  $i$  para generar cierta potencia  $P_{gi}$  ( $\$/h$ )

$D_t$  = Demanda total de potencia (Mw)

$P_{gt}$  = Potencia total generada (Mw)

$P_{gi}$  = Potencia generada por la unidad  $i$  (Mw)

$n$  = Número de unidades generadoras.

El costo total de combustible será entonces:

$$F_t = F_1 + F_2 + \dots + F_n = \sum_{i=1}^n F_i \quad (3.1)$$

además:

$$F_i = f(P_{gi})$$

$$y \quad P_{gt} = P_{g1} + P_{g2} + \dots + P_{gn} = \sum_{i=1}^n P_{gi} \quad (3.2)$$

La condición de Despacho económico de carga requiere minimizar la ecuación (3.1), en base a un conjunto de variables de generación ( $P_{gi}$ ); teniendo en cuenta naturalmente las restricciones de operación de un Sistema Eléctrico de potencia. Estas restricciones son:

1.- Restricciones de igualdad: Dice que los  $P_{gi}$  deben satisfacer el balance de potencia activa en el sistema, esto es:

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = D_t + P_1 \quad (3.3)$$

donde:

$P_1$  = Potencia activa total perdida. (Mw).

En un sistema de potencia normalmente  $P_1$  representa un porcentaje bajo de  $D_t$  y se puede despreciar con fines de análisis especialmente, como se hará para la primera condición de distribución económica de carga.  $P_1$  se puede despreciar con mayor razón cuando se trata de unidades de una misma central.

Al considerar  $P_1 = 0$ , la ecuación 3.3 queda:

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} = D_t \quad (3.4)$$

2.- Restricciones de Desigualdad: Dice que las unidades deben operar entre ciertos límites determinados (impuestos por las condiciones de diseño), es decir:

$$P_{gi} \text{ mín.} \leq P_{gi} \leq P_{gi} \text{ máx.} \quad (3.5)$$

Existen además otras restricciones de desigualdad - impuestas a la potencia reactiva ( $Q_{gi}$ ) y a los módulos de las tensiones, que no afectan directamente - al costo, y no se consideran.

Las ecuaciones (3.2) y (3.4), permiten minimizar la función de costo, mediante la utilización del método de los "Multiplicadores de Lagrange" ( $\lambda$  en este caso). Para esto se forma la siguiente expresión:

$$F = F_t - \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{gi} - D_t \right) \quad (3.6)$$

con:  $\lambda$  en ( ¢ / Mw-h )

$F_t = f(P_{gi})$ , valor positivo

$P_{gi}$  = valor positivo

$D_t$  = valor constante

$F_t$  de la ecuación (3.6) será mínimo cuando  $\frac{\partial F}{\partial P_{gi}} = 0$ , para todo  $i = 1, 2, 3, \dots, n$

Derivando la ecuación (3.6) respecto a  $P_{gi}$ , y considerando  $i = 1$ , se tiene:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial F_1}{\partial P_{gi}} - \lambda = 0 \quad (3.7)$$

En este caso se cumple que  $\frac{\partial F_1}{\partial P_{g1}} = \frac{dF_1}{dP_{g1}}$

Remplazando este último valor en (3.7), se tiene que:

$$\frac{dF_1}{dP_{g1}} = \lambda \quad (3.8)$$

recordando que  $\lambda_1 = \frac{dF_1}{dP_{g1}}$ , para  $i = 1$ :

$$\lambda_1 = \frac{dF_1}{dP_{g1}} \quad (3.9)$$

Iguando (3.8) y (3.9), se llega a la siguiente condición:

$$\lambda_1 = \lambda \quad (3.10)$$

Análogamente, para  $i = 2$

$$\frac{dF_2}{dP_{g2}} = \lambda_2 = \lambda$$

Generalizando para  $i = n$

$$\frac{dF_n}{dP_{gn}} = \lambda_n = \lambda$$

Llegando a tener finalmente  $\lambda_1 = \lambda_2 = \dots = \lambda_n = \lambda$  (3.11)



Consecuentemente todas las unidades deben trabajar a igual variación unitaria de costo (igual  $\lambda$ ). Esto se ilustra en la Figura 3.1.d (referencia 6).

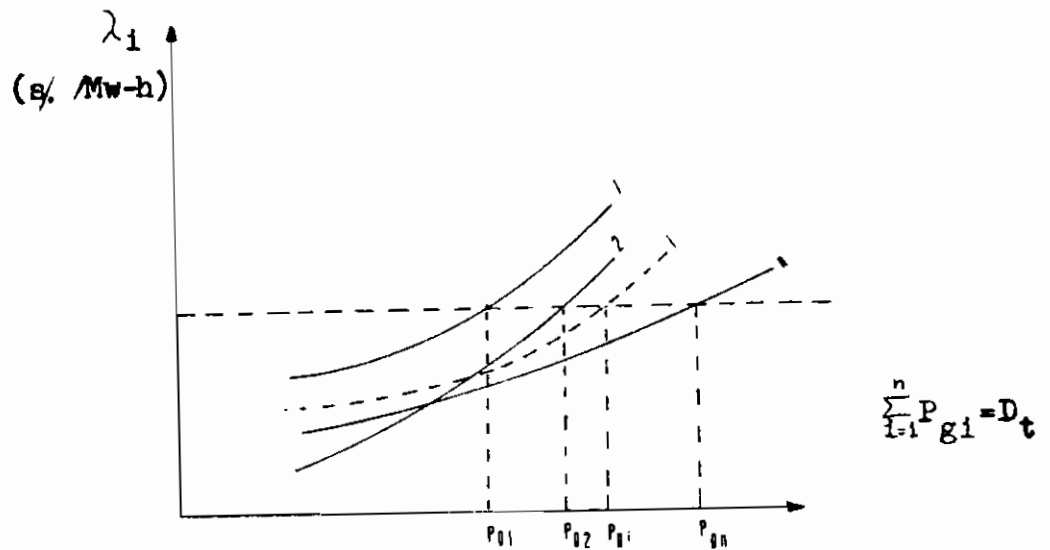


Fig. 3.1.d Operación Económica de  $n$  unidades.

### 3.1.4.1 Observaciones generales respecto al criterio de igual $\lambda$ .

a.- El criterio de igual  $\lambda$  para el despacho económico, supone implícitamente que cada unidad permanece dentro de sus límites permisibles de generación de potencia activa. Sin embargo a medida que la carga aumenta puede darse el caso que un generador o un grupo de los mismos, alcance y pase los límites máximos o mínimos permisibles de generación. En este caso, la estrategia adecuada aconseja hacer funcionar al resto de uni

dades, de tal manera que cumplan con la condición de igual  $\lambda$ .

b.- El criterio de igual  $\lambda$  establece la restricción de que el despacho de carga deba hacerse entre unidades de una misma central o entre centrales del sistema, cuando se desprecian las pérdidas de potencia en todo el sistema.

c.- En el criterio señalado, se supone que la carga permanece constante, cuando en la realidad ésta cambia a cada instante, lo que hace que sea necesario ajustar la generación a medida que pasa el tiempo.

d.- El criterio de igual  $\lambda$  supone que los  $\lambda_i$  son funciones lineales, condición que facilita obtener soluciones analíticas de despacho de carga. En un caso más general, las funciones de  $\lambda_i$  no son lineales, por lo que es necesario recurrir a técnicas iterativas para obtener las soluciones buscadas.

#### 3.1.4.2 Ejemplo de aplicación (despacho económico sin pérdidas).

Para el sistema interconectado en estudio (Ambato-Riobamba), en base a los datos de costo de combustible propor-

cionados por la Empresa Eléctrica Ambato, que se refieren a la central térmica "El Ratón" (ver tabla 1.1.a) y el programa del anexo C (referencia 8); se puede determinar la ecuación de costo en función de la potencia activa generada. Esta ecuación tiene la forma:

$$F_i = C_i + a_i P_{gi}^2 + b_i P_{gi}$$

Los coeficientes a, b, c, se obtienen mediante la utilización del programa del anexo.

Los valores de  $\lambda_i$  serán:

$$\lambda_i = \frac{dF_i}{dP_{gi}} = 2a_i P_{gi} + b_i \quad (3.12)$$

Para las centrales térmicas del sistema interconectado en estudio (4,6,8 y 10 de la Fig. 4.1), las ecuaciones de  $\lambda_i$  serán:

$$\lambda_4 = 2a_4 P_{g4} + b_4$$

$$\lambda_6 = 2a_6 P_{g6} + b_6$$

$$\lambda_8 = 2a_8 P_{g8} + b_8$$

$$\lambda_{10} = 2a_{10}P_{g10} + b_{10} \quad (3.13)$$

Además existe la condición que:

$$D_t = P_{g4} + P_{g6} + P_{g8} + P_{g10} \quad (3.14)$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones (3.13) y (3.14), con la consideración adicional de que  $\lambda_4 = \lambda_6 = \lambda_8 = \lambda_{10} = \lambda$ ; se tendrá una expresión que permita encontrar el valor que debe ser asignado a la central 4 del sistema ( $P_{g4}$ ). Esta expresión es:

$$P_{g4} = \frac{a_6 a_8 a_{10} D_t + a_8 a_{10} (b_4 - b_6) - a_6 a_{10} (b_4 - b_8) - a_6 a_8 (b_4 - b_{10})}{a_4 a_6 a_8 + a_6 a_8 a_{10} + a_8 a_{10} a_4 + a_{10} a_4 a_6}$$

Reemplazando los valores de los coeficientes a y b (ver anexo D, de resultados), que han sido determinados en base a los valores de la tabla 1.1.a y el programa para una "Regresión Lineal Polinómica" (Anexo C, referencia 8); y el valor de generación asignado a las centrales Térmicas (5.42 Mw), se tienen los valores que se dan en la tabla 3.1.a

Los coeficientes a y b para las centrales generadoras Térmicas 4, 6, y 10 de la figura 4.B.1, se asumen.

Central No.	a	b	$P_{gi}$ (Mw)	$\lambda$ (\$/ Mw-h)
4	70.18	60.25	0.34337	84.347
6	60.2	58.81	0.4242	84.347
8	63.1	- 55.83	2.2115	84.347
10	55.6	- 50.81	2.43089	84.347

Tabla 3.1.a Valores de a, b y distribución económica de carga en las centrales del sistema ( $P_{gi}$ )

La figura 3.B.1 (anexo B) da la distribución económica de carga para la condición estudiada (igual variación unitaria de costo).

Si bien el criterio expuesto es válido cuando no se consideran las pérdidas en el sistema y cuando la carga permanece constante; en un estudio para sistemas reales, - al variar la carga y ser importantes las pérdidas en el sistema se hace necesario considerar para el despacho de carga a  $\lambda_1$  como una función que depende del tiempo. Este análisis se desarrollará más adelante, en este mismo capítulo.

### 3.2 EFFECTO DE ERRORES EN EL DESPACHO DE CARGA.

Un sistema eléctrico busca operar de la mejor manera; más aún cuando la interconexión entre sistemas cercanos existe.

Los estudios sobre optimización en la operación de un Sistema Eléctrico llevan a la determinación de nuevas técnicas y nuevos programas que dentro de las condiciones consideradas en la práctica como "aceptables", garanticen un servicio confiable y de buena calidad, minimizando al mismo tiempo el costo del combustible.

Uno de los principales problemas en la determinación del programa óptimo será poder saber la exactitud con que se ajusta el programa al plan óptimo, y los efectos de los errores más comunes en el Despacho de Carga, ya sea que éste se realice en forma manual o automática. El conocimiento de estos errores a más de permitir conocer cuanto de economía respecto al plan óptimo se pierde, permite elegir la exactitud de operación del sistema.

La desviación del plan económico se obtiene cuando se cumplen las condiciones que se exponen a continuación y que son las más comunes.

### 3.2.1 Error en la Representación de la Curva de Costo Incremental

Es necesario aclarar que por facilidad de análisis se tomará en cuenta solamente las centrales 8 y 10 del sistema interconectado, pudiendo perfectamente realizarse el estudio para las cuatro centrales del sistema.

Con la consideración indicada anteriormente, las ecuaciones de los costos incrementales serán:

$$\begin{aligned}\lambda_8 &= a_8 P_{g8} + b_8 \\ \lambda_{10} &= a_{10} P_{g10} + b_{10} \\ \lambda_8 &= \lambda_{10}\end{aligned}\tag{3.15}$$

Y las asunciones indispensables:

- a.- Las unidades están en paralelo
- b.- La mínima carga de cada central es 0.5 Mw
- c.- La máxima capacidad de cada central es 5 Mw
- d.- La carga total varía de 1 a 4.64 Mw

Las ecuaciones 3.15 representan los datos exactos de los costos incrementales (Plan óptimo), y la generación más económica para cada una de estas centrales se tendrá cuando:

$$P_{g8} = \frac{a_{10}D_k - b_8 + b_{10}}{a_8 + a_{10}} \quad (3.16)$$

$$P_{g10} = D_k - P_{g8}$$

Cada una de estas cantidades ya fue definida anteriormente.

Si ahora las ecuaciones(3.15)se multiplican por un factor de error  $(1 + \epsilon)$  y  $(1 - \epsilon)$  respectivamente, se tendrá un programa de operación diferente al plan óptimo.  $\epsilon$  es naturalmente diferente de cero; los nuevos valores de  $P_{g8}$  y  $P_{g10}$  serán:

$$P_{g8} = \frac{a_{10}D_k - b_8 + b_{10} - \epsilon(b_8 + b_{10} + a_{10}D_k)}{a_8 + a_{10} + \epsilon(a_8 - a_{10})}$$

y (3.17)

$$P_{g10} = D_k - P_{g8}$$

La diferencia entre el plan óptimo y el plan en el que se ha introducido el error puede verse en la figura 3.B.2 (anexo B), y está dada para varios valores de  $D_k$  (Ver tabla A.5, anexo A).

Para la determinación de la pérdida de economía cuando se desvía del plan óptimo, a cada hora, es neces



rio el siguiente análisis (referencia 6):

Sean  $P_{g8}$  y  $P_{g10}$  los valores de generación de las centrales 8 y 10 (figura 4.B.1) en el plan óptimo y  $P'_{g8}$  y  $P'_{g10}$ , los valores de generación en el plan diferente al plan óptimo; se tiene entonces que para ir de  $P_{g10}$  a  $P'_{g10}$ , el costo del combustible se incrementa en la central 10 en :

$$\Delta F_{10} = \frac{(\lambda_{10})' + (\lambda_{10})}{2} \cdot \Delta P_{g10} \quad (3.18)$$

donde:

$\Delta P_{g10}$  es el cambio de generación en la central 10, es decir:

$$\Delta P_{g10} = P'_{g10} - P_{g10} \quad (3.19)$$

El costo del combustible en la central 8 en cambio disminuirá en:

$$\Delta F_8 = \frac{(\lambda_8)' + (\lambda_8)}{2} \cdot \Delta P_{g8} \quad (3.20)$$

Además ha de cumplirse, que la disminución de -

carga en una unidad se traduce en el aumento de carga en la otra unidad; entonces se tendrá:

$$\Delta P_g = -\Delta P_{g8} = \Delta P_{g10} \quad (3.21)$$

El cambio total del costo del combustible estará dado entonces por:

$$\Delta F_t = \Delta F_8 + \Delta F_{10} \quad (3.22)$$

Remplazando las ecuaciones (3.18) y (3.20) en la ecuación (3.22), se tiene:

$$\Delta F_t = \frac{(\lambda_{10})' + (\lambda_{10}) - (\lambda_8)' - (\lambda_8)}{2} \cdot \Delta P_g \quad (3.22.a)$$

como:  $\lambda_8 = \lambda_{10}$

se tiene que:

$$\Delta F_t = \frac{(\lambda_{10})' - (\lambda_8)'}{2} \cdot \Delta P_g \quad (3.23)$$

Como la pérdida de economía del plan óptimo, por la mala representación del dato de costo incremental, se ha asumido que se encuentra al multiplicar  $\lambda_8$  y  $\lambda_{10}$  por

(1 + ε) y (1 - ε) respectivamente, el nuevo programa se cum  
plirá cuando:

$$\lambda_8 (1 + \epsilon) = (1 - \epsilon) \lambda_{10}$$

Si se considera el caso de dos unidades de caracteristi -  
cas idénticas y donde:

$$a_8 = a_{10} = a$$

$$b_8 = b_{10} = b$$

Los valores de  $P_{g8}$  y  $P_{g10}$  de acuerdo a la ecuación (3.12)  
serán entonces:

$$P'_{g8} = \frac{aD_k - (2b + aD_k)}{2a}$$

$$P_{g8} = \frac{D_k (1 - \epsilon)}{2} - \epsilon \frac{b}{a}$$

y la variación de la carga en las dos unidades estará da -  
da por:

$$\Delta P_g = \frac{D_k}{2} - P_{g8}$$

Si se reemplaza el valor de  $P_{g8}$  se tendrá:

$$\Delta P_g = \epsilon \frac{\frac{a}{2} D_k + b}{a} \quad (3.24)$$

Reemplazando el valor de la ecuación (3.24) en la ecuación (3.23) y teniendo en cuenta que:

$$(\lambda_{10})' = a \left( \frac{D_k}{2} + P_g \right) + b \quad (3.25)$$

$$(\lambda_8)' = a \left( \frac{D_k}{2} + P_g \right) + b \quad (3.26)$$

Al restar las ecuaciones (3.25) y (3.26):

$$(\lambda_{10})' - (\lambda_8)' = 2a\Delta P_g$$

Se llega finalmente al reemplazar los valores dados anteriormente, en la ecuación (3.18), a obtener la variación del costo de combustible en función de la potencia activa generada; de la siguiente manera:

$$\Delta F_t = a\Delta P_g^2 \quad (3.22.b)$$

Para determinar la variación del costo del com

bustible en función del error asumido; sin embargo, es necesario hacer las siguientes consideraciones adicionales:

Sumando las ecuaciones (3.15) y tomando en cuenta que  $\lambda_g = \lambda_{10} = \lambda$  (plan óptimo); se tendrá :

$$\lambda = \frac{a}{2} D_k + b \quad (3.27)$$

Recordando que:  $D_k = P_{g8} + P_{g10}$

Sustituyendo el valor de la ecuación (3.27) en la ecuación (3.24), se llega a:

$$\Delta P_g = \epsilon \frac{\lambda}{a} \quad (3.28)$$

Finalmente, al remplazar el valor de la ecuación (3.28) en la ecuación (3.22.a), se llega a:

$$\Delta F_t = \epsilon^2 \frac{\lambda^2}{a} \quad (3.29)$$

donde:

$\Delta F_t$  = Variación del costo del combustible (¢ / h)

$\lambda$  = Costo incremental de combustible (¢ / h)

a = Pendiente de la curva de costo incremental

$\epsilon$  = Factor de error en la representación del dato de costo incremental.

En la Fig. (3.B.3) puede verse como varía el costo del combustible respecto al plan óptimo, cuando - varía el error asumido ( ver anexo B).

### 3.2.3 Efecto del error cuando se trata de mantener la generación en un valor determinado

Aún cuando el dato de costo incremental pueda ser representado con suficiente exactitud; sin embargo, pueden ocurrir errores debidos a la ejecución manual o automática de "Programa de Despacho de Carga" , cuando - se trata de ajustar la generación a un valor determinado.

Para continuar este análisis es necesario partir de la consideración de que el error es una cantidad conocida y que además es proporcional a la carga de la central o unidad generadora considerada. Así, si se - considera un error del 10%, esto se traduce por ejemplo

en una variación de  $0.1 \times 0.5\text{Mw} = 0.05\text{Mw}$  de carga en cada una de las centrales; en la central 8 la carga deberá ser menor en  $0.05\text{Mw}$  y en la central 10 esta carga deberá estar en un valor superior en  $0.05\text{Mw}$ .

La pérdida de economía, respecto al plan óptimo, resultante de los errores que pueden cometerse al tratar de mantener la generación en un valor deseado, se determina de la siguiente manera (referencia 10):

$$\Delta F_t = a \Delta P_g^2 \quad (3.30)$$

Esta ecuación (3.30) ya fue deducida anteriormente (ver ecuación 3.22.b).

donde:

$$\Delta P_g = \text{Desplazamiento de la carga}$$

Y los otros valores ya fueron definidos anteriormente.

En la figura 3.B.4 (anexo B) puede verse como varía esta pérdida de economía en función de la variación de la potencia activa generada.

### 3.3 RELACION ENTRE COSTOS INCREMENTALES DE PRODUCCION Y PERDIDAS INCREMENTALES DE POTENCIA EN TRANSMISION

Las consideraciones hechas en (3.1.4) sobre igual variación unitaria de costo, es válida solamente para sistemas eléctricos de potencia que sirven áreas relativamente pequeñas y de alta densidad de carga.

En sistemas que por cubrir grandes áreas es necesario transmitir potencia a distancias considerables; sin embargo, las pérdidas de transmisión ya son importantes y deben ser tomadas en cuenta para determinar el nuevo valor de  $\lambda$ , para el cual la operación del sistema se hace económico.

Para esto, la función que minimiza los costos toma la forma:

$$F = F_t - \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{gi} - D_t - P_1 \right) \quad (3.31)$$

donde:

$P_1$  = Potencia activa perdida.

los otros valores ya fueron definidos anteriormente. Siguiendo entonces el mismo proceso descrito en -



(3.1.4), se tiene:

$$\frac{\partial F}{\partial P_{gi}} = \frac{\partial F_i}{\partial P_{gi}} - \lambda + \lambda \frac{\partial P_1}{\partial P_{gi}} = 0$$

Para todo  $i = 1, 1, \dots, n$

o bien:

$$\frac{dF_i}{dP_{gi}} = \lambda \left( 1 - \frac{\partial P_1}{\partial P_{gi}} \right)$$

recordando que:

$$\frac{dF_i}{dP_{gi}} = \lambda_i$$

Se tiene finalmente que:

$$\lambda = \frac{1}{1 - \frac{\partial P_1}{\partial P_{gi}}} \lambda_i \tag{3.32}$$

En consecuencia, el costo mínimo de combustible se obtendrá cuando el valor unitario de costo de cada cen<sub>1</sub>tral generadora ( $\lambda_i$ ) multiplicado por el factor  $\frac{1}{1 - \frac{\partial P_1}{\partial P_{gi}}}$

sea igual para todas las centrales Térmicas del sistema.

Está claro que para la determinación del valor de  $\lambda$ , es necesario encontrar una expresión que permita relacionar la potencia activa perdida en el sistema ( $P_l$ ) y la potencia activa de generación de cada una de 1 a s centrales . Esta expresión tiene la forma:

$$P_l = \sum_{m=1}^N P_m B_{mm} P_n \quad (3.33)$$

donde:

$P_m$  = Potencia activa generada por la central  $m$

$P_n$  = Potencia activa generada por la central  $n$

$B_{mm}$  = Coeficiente de pérdidas entre las centrales  $m$  y  $n$ .

Para el Sistema Interconectado en estudio los coeficientes  $B_{mm}$  (ver anexo D) se han determinado mediante la utilización del programa de la referencia 10, y están dados para el caso base; es decir, para las condiciones bajo las cuales el Sistema Interconectado trabajó el día elegido para el estudio.

Desarrollando la expresión (3.33) se tiene:

$$\begin{aligned}
 P_1 &= P_1 B_{11} P_1 + P_1 B_{12} P_2 + \dots + P_1 B_{110} P_{10} \\
 &P_2 B_{21} P_1 \dots + P_2 B_{210} P_{10} \\
 &\dots \dots \\
 &\dots \dots \\
 &P_{10} B_{101} P_1 + P_{10} B_{102} P_2 + \dots + P_{10} B_{1010} P_{10}
 \end{aligned}$$

Para las cuatro centrales térmicas del sistema interconectado ( Figura 4.B.1, anexo B)  $\frac{\partial P_1}{\partial P_{g1}}$ , tomará - entonces la forma:

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_{g4}} = P_1 B_{41} + \dots + 2P_4 B_{44} + \dots + P_{10} B_{410}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_{g6}} = P_1 B_{61} + \dots + 2P_6 B_{66} + \dots + P_{10} B_{610}$$

(3.34)

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_{g8}} = P_1 B_{81} + \dots + 2P_8 B_{88} + \dots + P_{10} B_{810}$$

$$\frac{\partial P_1}{\partial P_{g10}} = P_1 B_{101} + \dots + 2P_{10} B_{1010}$$

Al remplazar el valor de los coeficientes  $B_{mn}$  en el conjunto de ecuaciones (3.34), el nuevo valor de  $\lambda$  para cumplir con la condición de "Despacho Económico de Carga", será entonces:

$$\lambda_4 = \frac{60.25 + 70.18P_{g4}}{0.986 - 0.24P_{g4} + 0.0198P_{g6} + 0.688P_{g8} - 0.0809P_{g10}}$$

$$\lambda_6 = \frac{58.81 + 60.2P_{g6}}{0.83 - 0.0199P_{g4} + 0.313P_{g6} + 0.149P_{g8} - 0.049P_{g10}}$$

$$\lambda_8 = \frac{-55.83 + 63.1P_{g8}}{1.441 - 0.0688P_{g4} + 0.189P_{g6} - 0.528P_{g8} + 0.605P_{g10}}$$

$$\lambda_{10} = \frac{-50.81 + 55.6P_{g10}}{0.22 - 0.08P_{g4} + 0.0179P_{g6} + 0.05112P_{g8} - 0.09P_{g10}}$$

Además como:

$$D_t = P_{g4} + P_{g6} + P_{g8} + P_{g10} = 5.42 \text{ Mw}$$

y 
$$\lambda_4 = \lambda_6 = \lambda_8 = \lambda_{10} = \lambda$$

La resolución de este grupo de ecuaciones da los nuevos valores de ( $P_{gi}$ ) que deben ser asignados a las centrales Térmicas del sistema, para que se cumpla la condición de igual variación unitaria de costo (Despacho Económico).

En la tabla (3.3.a) pueden verse los nuevos valores de ( $P_{gi}$ ), y el valor de  $\lambda$ .

La figura (3.B.5, anexo B) da una idea más clara de la operación económica de las Centrales Térmicas del Sistema Interconectado Ambato-Riobamba, cuando se consideran las pérdidas de potencia activa ( $P_1$ ).

Central (No.)	$P_{gi}$ (Mw)	(s /Mw-h)
4	1.72328	90.7958
6	0.43	"
8	2.18359	"
10	1.08359	"

Tabla 3.3.a Distribución Económica de Carga, al considerar las pérdidas.

## C A P I T U L O 4

### POTENCIA

Para completar el trabajo de tesis desarrollado, en este capítulo se determinarán en base a programas digitales existentes, los flujos y pérdidas de potencia en el Sistema Interconectado Ambato-Riobamba; en los 3 casos de distribución de carga considerados.

Sin embargo, antes de entrar en la determinación misma de los flujos y pérdidas, a continuación se darán algunos conceptos fundamentales en el estudio de Sistemas Eléctricos de Potencia.

#### 4.1 CONCEPTOS FUNDAMENTALES

Si bien los datos que se obtienen de los instrumentos que registran las diferentes cantidades eléctricas (voltaje, corriente, etc.), describen las características de operación del sistema eléctrico; sin embargo, son poco prácticas. De ahí que es necesario introducir ciertos términos más convenientes para describir las características

de las cargas y sus efectos en el sistema eléctrico. Estos términos son:

a.- Potencia Compleja: expresada en (Va), en un circuito monofásico balanceado, se define como:

$$\begin{aligned}\dot{S} &= \dot{V} I^* \\ \dot{S} &= \dot{P} + j\dot{Q}\end{aligned}\quad (4.1)$$

b.- Potencia activa (P): expresada en (Kw); se define así, a la parte real de la potencia compleja ( $\dot{S}$ ).

En un circuito trifásico balanceado, la potencia activa (P) se expresa como:

$$P = \sqrt{3} V_L I_L \cos \theta \quad (4.2)$$

donde:

$V_L$  = Voltaje entre líneas

$I_L$  = Corriente de línea

$\theta$  = Angulo entre V e I

La potencia activa (P), es la parte útil de la potencia (S) requerida por la carga, y es la que debe ser suministrada por la central generadora.

c.- Potencia Reactiva (Q): expresada en (Var); se define así, a la parte imaginaria de la potencia compleja (S) y en circuitos trifásicos balanceados, esto expresado como:

$$Q = \sqrt{3} V_L I_L \sin \theta \quad (4.3)$$

La potencia reactiva (Q), es la componente magnetizante de la potencia requerida por el circuito. En otras palabras; es la potencia necesaria para establecer el flujo magnético en el circuito. Esta potencia puede variarse, si se varía la generación de reactivos, o mediante la utilización de capacitores.

#### 4.2 FLUJOS DE POTENCIA

Básicamente con el estudio de los flujos de potencia se trata de determinar las potencias activas (P) y reactivos (Q), que fluyen por cada una de las líneas del sistema de transmisión, y las tensiones en cada una de las barras consideradas. Todo esto para determinar el mejor -



modo de operación del sistema interconectado Ambato-Riobamba.

El estudio de los flujos de potencia se realiza en base a las figuras (4.B.1, 4.B.2, Anexo B), las mismas que dan los diagramas unifilar y de impedancias del sistema interconectado; y el programa de la referencia 9. La potencia base adoptada es de 10 Mva.

Para la primera corrida de flujos (caso base), se han utilizado los datos de la tabla (1.1.b). Los bajos voltajes obtenidos han hecho necesario el reajuste de reartivos, en las barras 4 y 6. Los resultados pueden verse en el anexo (D).

Para la segunda corrida de flujos, se mantienen los datos de la tabla (1.1.b), cambiando únicamente los valores de generación en las tablas 4, 6, 8 y 10 de la figura (4.B.1, anexo B). Los nuevos valores de generación para las barras mencionadas se dan en la tabla (4.2.a).

Barra	Mva de Generación (Mw)
4	0.3434 + j2.937
6	0.4242 + j3.699
8	2.2115 + j2.708
10	2.431 + j0.824

Tabla 4.2.a Datos de generación para la distribución económica (sin considerar las pérdidas).

Los resultados pueden verse en el anexo D (Distribución económica sin pérdida).

Para la tercera corrida de flujos; es decir la que determina la operación económica del sistema interconectado, mediante la distribución económica de carga considerando las pérdidas de potencia activa en el sistema, se mantienen también los valores de la tabla (1.1.b), cambiando solamente los valores de Generación Térmica de las barras 4,6,8 y 10. Estos valores pueden verse en la tabla (4.2.b).

Barra	Mva de Generación (Mw)
4	1.7233 + j2.292
6	0.43 + j2.155
8	2.1836 + j2.572
10	1.0836 + j0.014

Tabla 4.2.b Datos de generación para la distribución económica (con pérdidas).

Los resultados de los flujos de potencia puede verse en el anexo (D).

#### 4.3 PERDIDAS DE POTENCIA

En el sistema interconectado , a más de las potencias que fluyen por las líneas de transmisión , es necesario conocer cuanto de la potencia activa se pierde y cuanto cuesta esta potencia perdida; ya que puede llegar a ser de una magnitud tal, que afecte la operación económica del sistema.

Teniendo en cuenta los sentidos de las potencias que fluyen entre las barras del sistema (Fig.4.B.1);

la potencia perdida estará dada por:

$$S_l = \sum_{i=1}^n S_i = \sum_{i=1}^m S_{gi} - \sum_{i=1}^l S_{ci} \quad (4.4)$$

Donde:

$S_l$  = Potencia compleja perdida

$S_i$  = Potencia compleja de la barra i

$S_{gi}$  = Potencia compleja de generación

$S_{ci}$  = Potencia compleja de la carga.

Las diferentes corridas de flujos, mediante la utilización del programa de la referencia 9, permiten obtener los valores de la potencia activa perdida; los mismos que se dan en la tabla 4.3.a.

Condición	Potencia Perdida (Mw)
Caso base	0.321
Dist. Económi. sin pérdida	0.421
Dist. Económi. con pérdida	0.375

Tabla 4.3.a Potencia activa perdida en el sistema interconectado.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1.- Si bien de los análisis expuestos puede verse la conveniencia de la operación interconectada de los sistemas Ambato-Riobamba, principalmente por la ayuda - que el sistema Ambato pudo prestar al sistema Riobamba cuando en este último disminuyó la generación al no trabajar la Central Térmica Riobamba (4 de la figura 4.B.1 - anexo B). Sin embargo en la actualidad, salvo en contadas ocasiones durante 1976 (5 de Mayo de 1976), esta interconexión se ha hecho efectiva; - dependiendo más bien las condiciones de la interconexión, no de la ayuda mutua que puedan prestarse los sistemas, sino más bien de la política de cada una de las empresas involucradas en la interconexión. - Por lo que sería conveniente que se revise esta política y se llegue a un acuerdo que convenga a las dos empresas, y que permita además mejorar las condiciones de servicio; y lo que es más crítico, que permita la utilización de la línea de interconexión, que a pesar de su alto costo en la actualidad está aban-

donada.

- 2.- Cuando trabajen los sistemas Ambato-Riobamba continuamente unidos mediante la interconexión, será necesaria la determinación de un costo por Kw-h de producción en cada uno de los sistemas, a nivel tanto de productor - como de comprador; precio que deberá ser menor al costo de producción del Kw-h de cada una de las empresas y que además debe ser igual para los dos sistemas; es decir, que los dos sistemas deben trabajar a igual variación unitaria de costo (Despacho Económico de Carga).
- 3.- La curva de carga del sistema interconectado, puede verse en la figura (1.B.6 - anexoB) es bastante irregular; esto hace que se deba analizar la forma como deben entrar las unidades para tratar de ajustarse de la mejor forma a esta curva de carga. Una de las formas de distribuir esta generación puede ser por ejemplo como la que se da en la figura (5.B.1 - anexo B).
- 4.- Si bien se han asumido los coeficientes a y b para las funciones de costo de las centrales 4, 6 y 10 del sistema interconectado (ver figura 4.B.1 - anexo B); sin embargo, para estas condiciones puede verse el costo uni

tario de producción, para el cual se cumple la condición de Despacho Económico. Así, el costo de producción de las centrales térmicas para la condición de distribución económica sin considerar las pérdidas, resulta ser igual a s/. 84.347 / Mw-h; mientras que cuando se consideran las pérdidas el sistema debe hacer trabajar a sus centrales térmicas a un costo de producción igual a s/. 90.796 / Mw-h.

- 5.- Un análisis importante para el Despacho de Carga, es el que se relaciona con los llamados "Costos de Transición en Unidades Térmicas"; el mismo que puede ser tratado como tema de Tesis posterior a este trabajo.- Estos costos se refieren a los costos en los estados bajo los cuales permanece un generador térmico, antes de ser sincronizado a la red; y dependen del tiempo en que el generador permanece en un determinado estado. Mayor información se encontrará en las ref. 12 y 13.
  
- 6.- Del análisis del efecto de la representación del dato de costo incremental, en el que se ha introducido cierto error; puede observarse:

- a.- La pérdida en economía a cada hora, respecto al plan óptimo varía con el cuadrado del error ( $\epsilon^2$ ).
- b.- Para un determinado valor de  $\epsilon$ , la pérdida en economía varía directamente con el cuadrado del costo unitario de producción  $\lambda$  e inversamente proporcional con la pendiente de la curva característica de costo unitario de producción.
- 7.- Al no considerar las pérdidas en el sistema, la curva que representa el costo unitario de producción se aproxima generalmente a una recta. Mientras que cuando se consideran las pérdidas de potencia, la función que representan estos costos incrementales ya no es tan simple como puede verse en la figura (3.B.5 - anexo B)
- 8.- Al utilizar los datos del caso base, en la primera corrida del programa de flujos de potencia, las tensiones que se obtuvieron en las barras fueron bajas (menores que el 10%). Al reajustar los reactivos (ver anexo D de resultados), se ve la necesidad de generar en la barra 4 1Mvar. En la barra 6 (Cemento Chimborazo) debido a que se está generando la máxima capacidad de reactivos, es necesario inyectar mediante capacitores-



por ejemplo, 2.164 Mvar.

Para la condición de distribución económica de carga - sin considerar las pérdidas; es necesario inyectar en la barra 6 3.691 Mvar. De la tercera corrida de flujos, es necesario inyectar a la barra 6 2.257 Mvar ( - ver anexo D de resultados).

En definitiva los estudios de flujo de potencia, hacen ver la necesidad de inyectar reactivos en la barra 6. Por lo que se recomienda hacer un análisis más detallado y en condiciones más críticas, para determinar con mayor exactitud, la cantidad de reactivos necesarios en esta barra 6.

- 9.- Si bien del estudio realizado puede deducirse que el sistema interconectado cuenta con suficiente capacidad instalada; debe considerarse sin embargo como se ve en la tabla A.6 (anexo A), que la mayoría de las unidades de generación ya han cumplido o están por cumplir su ciclo de vida útil; condición que dificulta la operación del sistema. Este problema se resolverá al instalar nuevas unidades en cualquiera de los dos sistemas o cuando entre a operar Pisayambo.

10.- De los resultados de los flujos de potencia (anexo D), para las condiciones consideradas, puede verse como varían las pérdidas de potencia. Notándose que para la condición de flujos del caso base, se obtienen las menores pérdidas y en consecuencia los menores costos de pérdidas.

Sin embargo para la condición de distribución económica de carga en las centrales térmicas, al considerar las pérdidas; esta potencia perdida es igual a 375 Kw. La diferencia con las pérdidas obtenidas del caso base al ser solamente de 54 Kw, no afecta grandemente la elección de esta condición de distribución de carga, para determinar el modo óptimo de operación del sistema.

11.- En las condiciones de generación del día de generación considerado, la central 10 apenas está generando 1086 Kw, de una capacidad instalada de 5000 Kw; pudiendo ser esta central la que está en capacidad de suministrar la potencia necesaria para la interconexión. La central 1 (barra oscilante) de una capacidad instalada de 5248 Kw apenas está generando 3856 Kw; estando esta central también en capacidad de suministrar la potencia necesaria, debiendo anotarse por otra parte-

que esta central es hidráulica.

- 12.- Si bien las curvas de carga tomadas para un intervalo de tiempo de una hora, dan una aproximación bastante buena de las características reales de la carga. Por la forma irregular de la curva de carga del sistema interconectado, se debería pensar en la adquisición del equipo que permita trazar la variación de la curva de carga a cada instante, conforme varía la carga. El mejor conocimiento de las características de la carga permitirá programar una mejor distribución de generación en las centrales del sistema; y en consecuencia una mayor economía.
  
- 13.- Para que la Operación de Despacho de Carga sea efectiva, es necesario que se disponga de un sistema de comunicación flexible y eficaz; que permita disponer la información en el momento oportuno. Este sistema de comunicación puede ser cualquiera de los sistemas que se utilizan actualmente en comunicaciones; radio por ejemplo.

Tabla A.1

Ref. 3

ESTUDIO DE MERCADO

PROYECCION DE DEMANDA DEL SISTEMA CENTRO NOROCCIDENTE - AREA: JUNGURAWA

AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR APOBADO	ABUNDOS (miles)		C O N S U M O S ( G M H )			PERD. (%)	D E M A N D A				
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC. INDUST.	Alimento- de COXOS		TOTAL	Energía (GMH)	F.C. (%)	PERCIBES (GMH)	
1.973	252.00	34.3	17.4	15.05	4.72	9.6	5.0	3.3	3.3	22.1	22.2	28.5	25.9	8.8
1.974	252.22	36.1	16.5	16.22	4.93	10.7	5.4	3.5	3.5	24.2	21.7	30.9	35.9	9.5
1.975	275.69	38.3	15.6	17.63	5.13	12.1	7.0	7.1	3.6	29.8	21.2	37.8	37.6	11.5
1.976	282.33	40.7	14.7	18.19	5.33	12.7	7.5	7.6	3.6	32.2	20.7	41.5	37.7	12.5
1.977	289.13	43.4	13.8	20.03	5.61	15.6	8.3	8.6	4.0	35.5	20.2	45.8	37.7	13.8
1.978	286.00	46.4	12.0	22.22	5.89	17.8	9.2	9.5	4.2	40.6	19.8	50.6	37.8	15.3
1.979	300.21	42.3	12.1	24.64	6.17	20.1	10.0	10.4	4.6	45.0	19.3	55.2	37.8	16.8
1.980	310.55	52.5	11.4	27.17	6.47	22.8	10.9	11.6	4.7	50.0	18.9	61.7	37.8	19.6
1.981	318.05	55.1	10.8	29.21	6.72	25.0	11.9	12.8	4.9	54.5	18.4	68.1	38.0	20.4
1.982	325.73	57.8	10.3	31.60	6.99	29.3	13.0	14.2	5.2	51.6	18.0	75.2	38.1	22.5
1.983	333.50	60.6	9.8	33.74	7.28	33.1	14.2	15.5	5.5	58.5	17.6	83.2	38.3	24.8
1.984	341.67	63.7	9.4	35.27	7.58	37.4	15.4	17.6	5.8	75.2	17.2	92.1	38.4	27.2
1.985	349.84	66.8	8.9	38.01	7.93	42.2	16.9	19.6	6.1	84.9	16.8	102.1	38.5	30.2
1.986	358.42	70.2	8.5	41.98	8.30	47.6	18.4	21.9	6.5	94.5	16.5	113.2	38.7	33.2
1.987	367.10	73.8	8.1	45.25	8.71	53.6	20.1	24.6	6.9	105.1	16.2	125.5	38.9	36.8
1.988	375.01	77.9	7.6	48.85	9.17	60.4	21.8	27.5	7.3	117.1	15.9	139.2	38.9	40.8
1.989	383.15	82.2	7.2	52.82	9.67	68.1	23.6	30.2	7.8	130.6	15.5	154.7	39.0	45.2
1.990	394.54	86.9	6.8	57.20	10.23	76.9	25.8	34.7	8.4	145.8	15.2	172.2	39.0	50.5

Tabla A.2

Ref. 3

ESTUDIO DE MERCADO

PROYECCION DE DEMANDA AREA RIOFANEA

AÑO	POBLAC. (miles)	POBLAC. SERVIDA (%)	HABIT. POR ABONADO	ABONADOS (miles)		C O N S U M O S ( G W H )			PERD. (%)	D E M A N D A				
				RESID.	COMERC.	RESID.	COMERC.	INDUST.		Alumbr. y Otros	TOTAL	Energía (GWH)	F.C. (%)	Potencia (MW)
1973	297.95	16.9	35.3	8.43	3.66	5.3	3.9	10.0	1.6	20.8	17.9	25.3	45.3	6.4
1974	302.15	12.6	32.2	9.37	3.93	6.3	4.3	23.4	1.7	35.8	15.9	43.0	51.6	9.5
1975	306.49	20.6	29.0	10.55	4.16	8.1	4.7	27.4	1.8	42.0	16.7	50.4	52.6	10.9
1976	310.91	23.0	25.9	11.95	4.35	10.3	5.2	33.0	1.9	50.4	16.5	60.4	54.5	12.6
1977	315.64	25.9	23.1	13.64	4.56	12.7	5.7	34.7	2.1	55.1	16.4	66.0	53.9	14.0
1978	320.14	29.5	20.3	15.75	4.76	15.3	6.2	65.8	2.2	89.6	16.0	106.8	57.4	21.2
1979	324.88	33.6	17.8	18.23	4.92	18.3	6.8	70.1	2.4	97.6	15.9	116.1	56.6	23.4
1980	329.75	38.4	15.6	21.10	5.11	21.8	7.4	78.1	2.6	110.0	15.8	130.6	56.1	26.6
1981	334.80	41.3	14.5	23.06	5.16	24.3	8.0	83.4	2.6	118.5	15.7	140.7	55.8	28.8
1982	339.97	44.1	13.5	25.00	5.20	26.5	8.6	91.1	3.0	129.7	15.7	154.0	55.4	31.7
1983	345.27	47.3	12.6	27.23	5.26	29.9	9.4	97.3	3.2	137.7	15.6	165.7	54.9	34.4
1984	350.68	50.8	11.7	29.72	5.34	33.1	10.2	103.9	3.3	150.6	15.5	178.4	54.4	37.4
1985	356.23	54.9	10.9	32.64	5.42	36.8	11.1	111.1	3.5	162.5	15.5	192.3	53.9	40.7
1986	361.89	59.5	10.0	35.91	5.50	40.7	12.2	118.9	3.7	175.5	15.4	207.6	53.4	44.4
1987	367.63	64.2	9.3	39.36	5.58	45.1	13.3	127.3	3.9	189.6	15.3	224.0	52.9	48.3
1988	373.61	69.1	8.6	43.06	5.66	49.8	14.7	136.5	4.1	205.0	15.2	241.9	52.5	52.5
1989	379.58	74.6	8.0	47.23	5.74	55.0	16.2	143.4	4.3	221.9	15.1	261.6	52.2	57.1
1990	385.88	81.4	7.3	52.36	5.81	61.1	17.9	157.1	4.5	240.7	15.0	283.4	51.9	62.3

T.F.S.A %

1.53      11.34      2.74      15.45      9.44      17.58      6.26      15.49      15.25      14.34

I N S T A L A C I O N	T O T A L (\$)	DEPRECIACION ACUMULADA (\$)
<u>C. Hidráulicas</u> Terrenos y Servicios Edificios y Estructúr. Obras Hidráulicas. Instalaciones Electréd. Carreteras y Caminos.	30'1712,770.83 742,946.72 1'462,460.04 13'386,438.59 15'068,497.79 52,418.69	14'358,029.02  572,150.35 6'033,051.76 7'752,826.91
<u>C. Diessel</u> Terrenos y Servicios. Edificios y Estructúr. Instalaciones Electréd. Depósitos de Combusti.	20'518,555.42 236,720.28 1'910,520.44 18'091,549.44 279,765.14	3'394,963.7  407,945.6 2'956,901.63 30,116.47
<u>L. de Transmisión y S/E</u> Equipos de S/E Postes, y accesorios. Conductoras de transmic.	11'138,863.33 3'263,584.83 5'030,916.41 2'844,360.12	1'445,920.18 407,943.1 763,104.9 247,867.18

Tabla A.3 Bienes e Instalaciones en Servicio de la Empresa Ambato(hasta Junio 76)

I N S T A L A C I O N	T O T A L (\$)	I N S T A L A C I O N	T O T A L (\$)
<u>C. Hidráulica</u>	2'040,817.33	<u>C. Diesel</u>	2'558,309.07
A) <u>Costos de Operación</u>	1'539,126.34		2'358,259.35
Materiales	26,800.92		1'738,304.81
Salarios	1'451,119.17		502,947.97
Diversos	151,206.25		117,007.11
B) <u>Mantenimiento</u>	401,690.99		200,049.18
Materiales	602,110.50		33,554.38
Salarios	145,53.75		96,955.41
Diversos	148,126.68		64,359.39
<u>Lineas de Transmisión</u>	1,300.6		
Mantenimiento	1,300.6		

Tabla A.4 Costos de Operación y Mantenimiento de la Empresa Eléctrica Ambato (Junio 76)

Plan Optimo			
$\epsilon$	$D_k$	$P_{g8}$	$P_{g10}$
0	1,0	0.51	0.489
	2.0	0.979	1.02
	3.0	1.447	1.55
	4.0	1.916	2.084
	4.64	2.216	2.4243
Plan diferente al Optimo			
0.001	1.0	0.5111	0.4889
	2.0	0.97901	1.021
	3.0	1.4469	1.5531
	4.0	1.9148	2.0852
	4.64	2.2143	2.4257
0.01	1.0	0.5147	0.4853
	2.0	0.978	1.0219
	3.0	1.4415	1.5585
	4.0	1.905	2.095
	4.64	2.2016	2.4384
0.05	1.0	0.5305	0.4695
	2.0	0.974	1.0259
	3.0	1.4178	1.5823
	4.0	1.86128	2.1387
	4.64	2.1452	2.4948
0.1	1.0	0.55022	0.4498
	2.0	0.9691	1.0309
	3.0	1.388	1.6119
	4.0	1.807	2.193
	4.64	2.0751	2.5649

Tabla A.5 Distribución Económica de Carga, Plan Optimo y diferente al Optimo.



AREA AMBATO1.- Centrales hidráulicas

	<u>Años de Montaje</u>	<u>Grupos de genera. (Kw)</u>	<u>P.operab. (Kw)</u>
Peninsula	1961-61-61	3 x 500	1500
	1961	1 x 1500	1500
Higuerilla	1949	1 x 333	333
	1914	1 x 1500	1500
Miraflores	1934-34	2 x 264	528
	1953	1 x 600	600
Pillaro	1954	1 x 150	150
Baños	1959	1 x 200	200

2.- Central Diessel

Ambato	1967-1967	2 x 750	1500
	1969	1 x 1500	1500
	1975	1 x 2980	2980
Lligua	1976	2 x 2500	5000

AREA RIOBAMBA1.- Centrales Hidroeléctricas

Alao	1966-1966	2 x 2624	5248
Central Cordovez	1925	1 x 200	200
	1951	1 x 240	240
	1952	1 x 240	240
Guadalupe	1911	1 x 300	300
	1928	1 x 158	158
Alausí	1967	1 x 250	250
M. Colta	1952	1 x 132	132
	1936	1 x 45	45

H. Cemento			1200
M. Guamote	1944	1 x 68	68
<u>2.- Centrales Térmicas</u>			
Riobamba	1973-73-73	3 x 1120	3360
Alausí	1970	1 x 147	147
T. Cemento			400

Tabla A.6 Centrales del Sistema.

Nota. No todas las centrales dadas en la tabla A.6, entran en la interconexión.

turbina de Gas

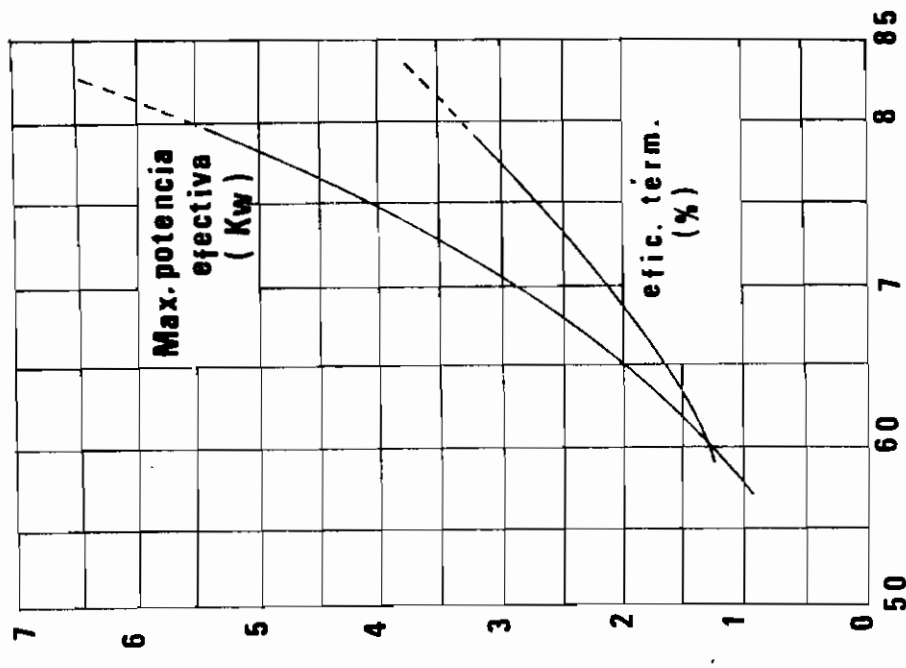


fig. 1.B.2

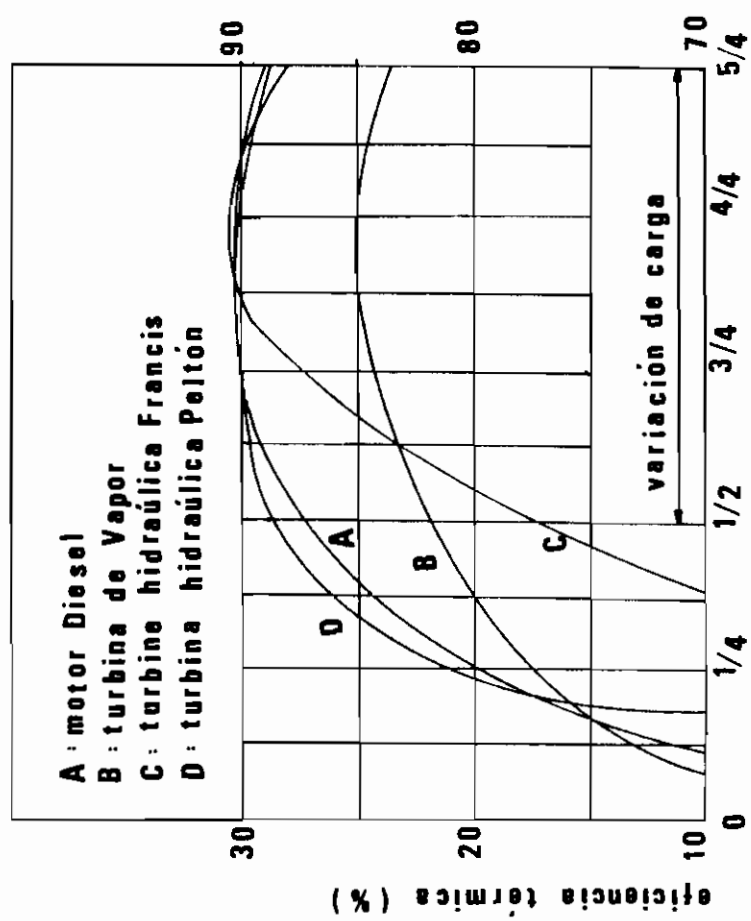


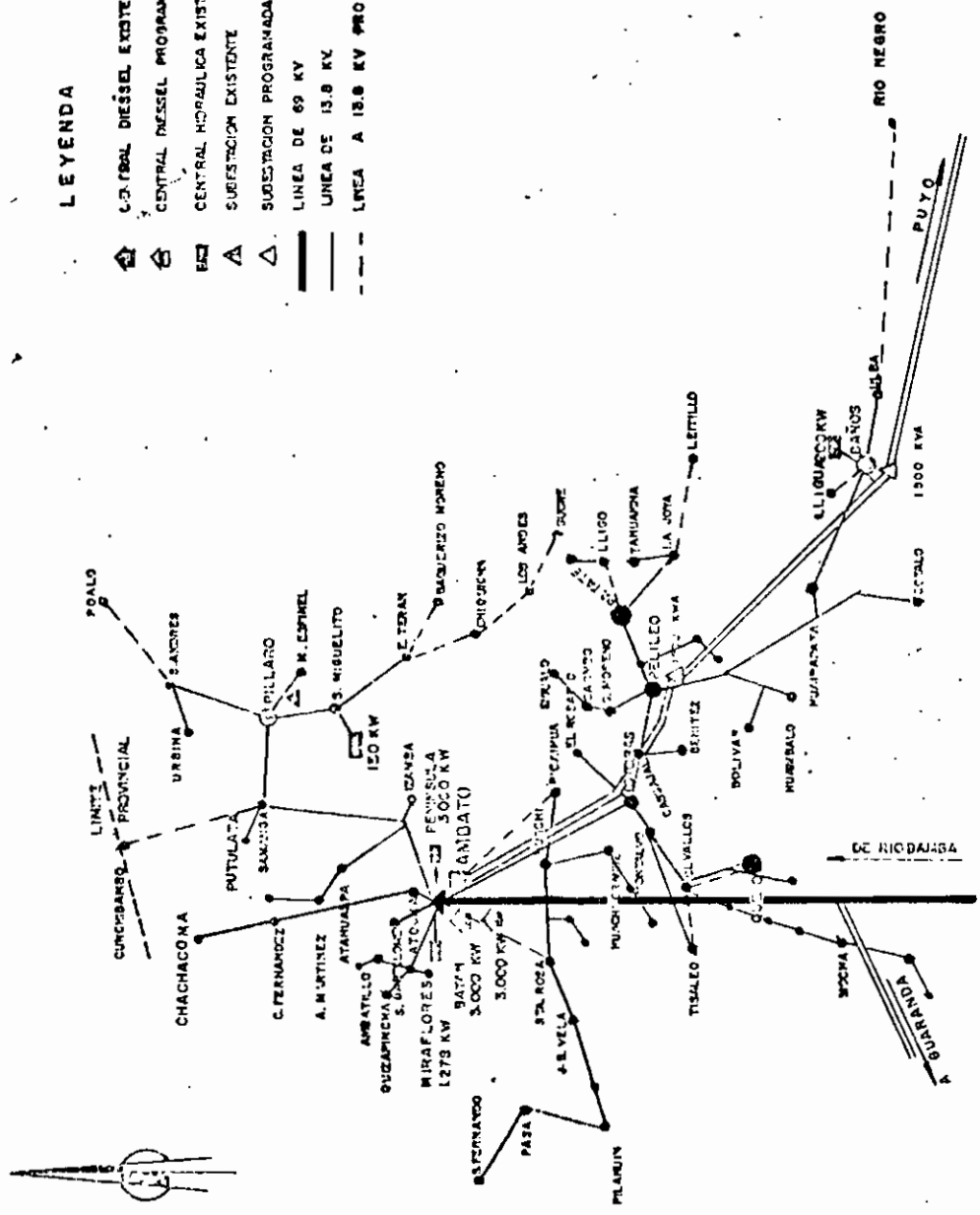
fig. 1.B.1

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	Facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
Sistema: AMBATO - RIOBAMBA	TESIS DE GRADO	
figs. 1.B.1 y 1.B.2 curvas eficiencia - carga	 Segundo Guadalupe	
REV: A.M.		REF: 1 y 2.
	FECHA VI/77	dibujo: SGA

Fig. 1.B.3

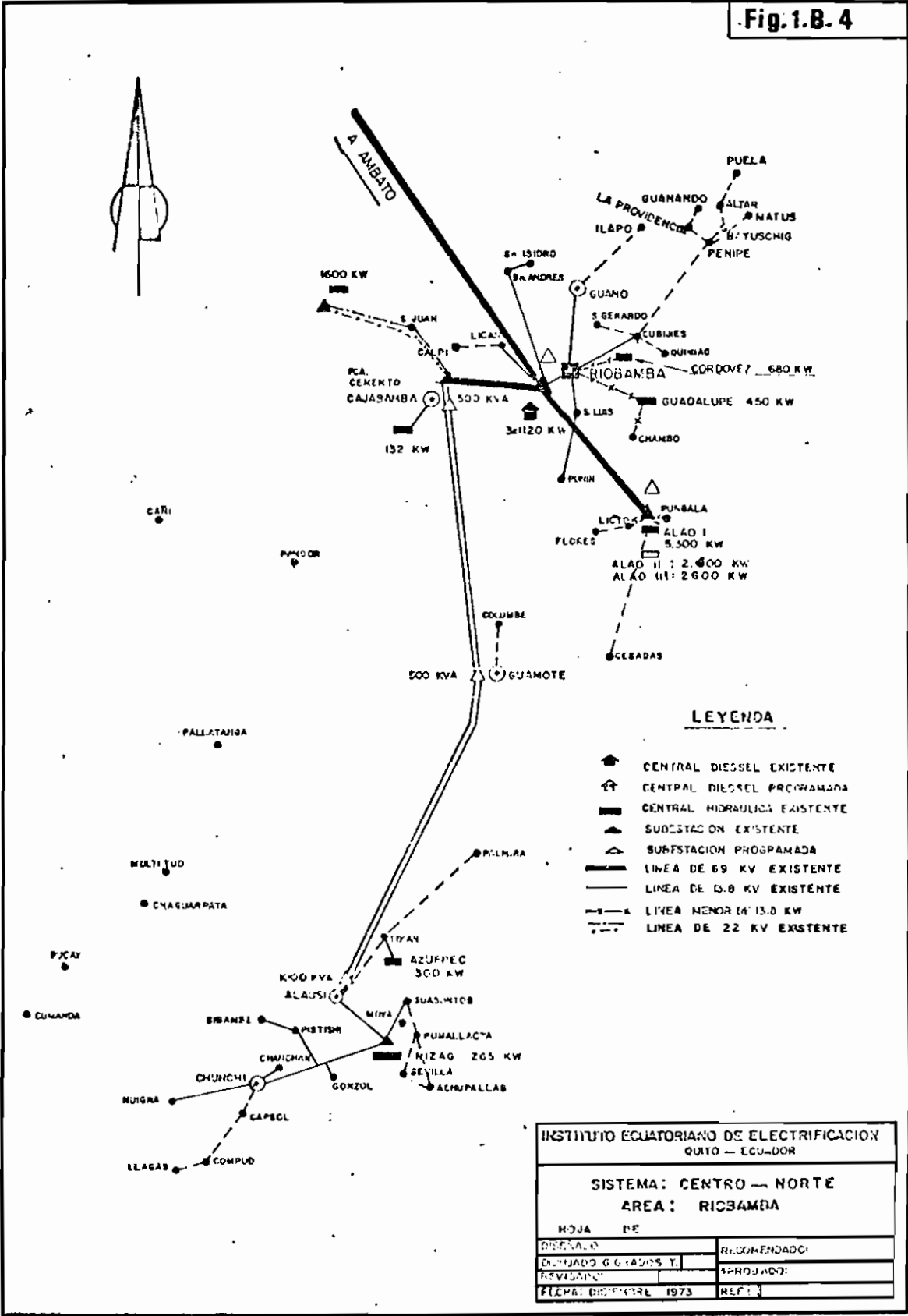
LEYENDA

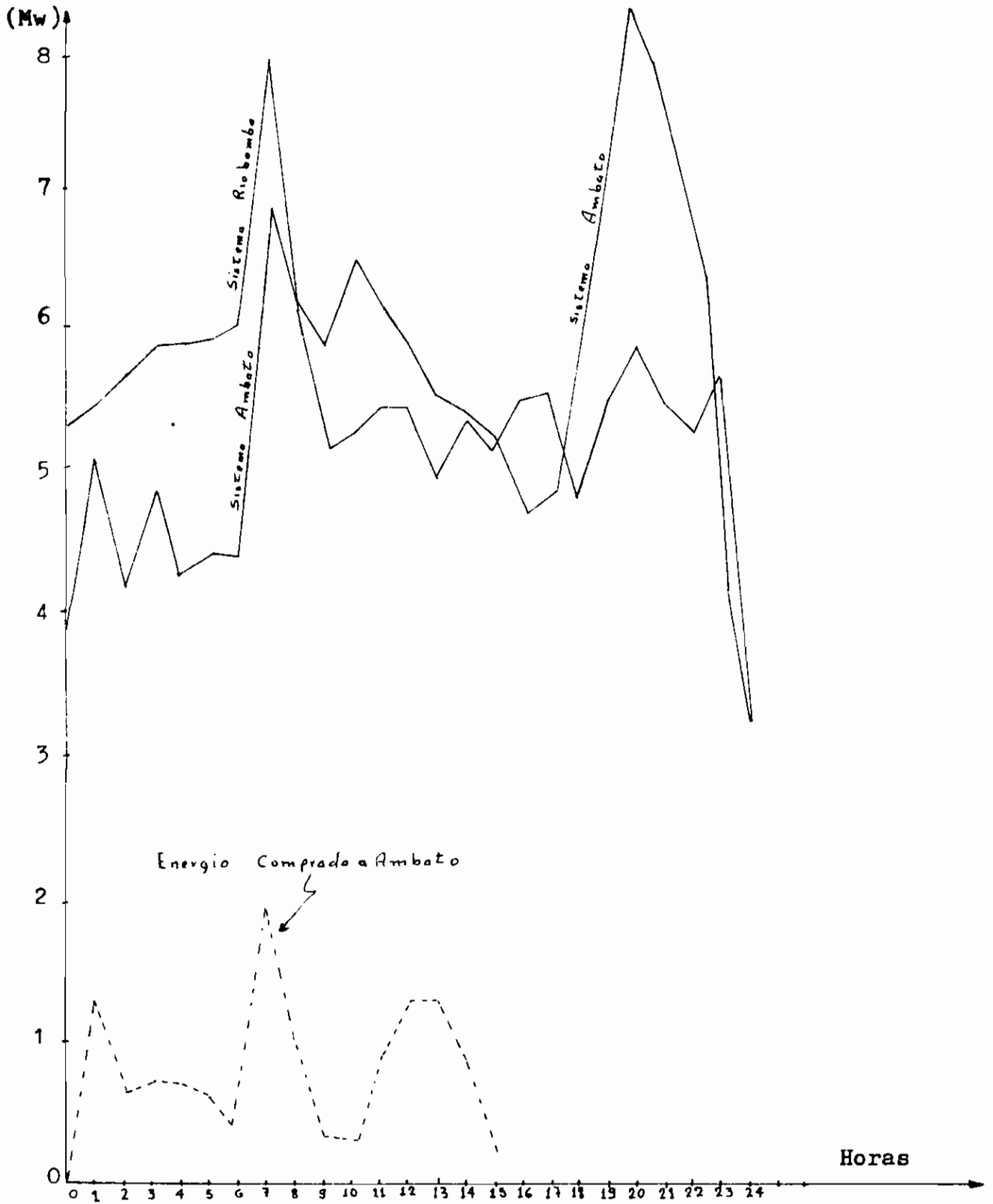
- ⊠ CENTRAL DIESEL EXISTENTE
- ⊞ CENTRAL DIESEL PROGRAMADA
- ⊞ CENTRAL HIDRAULICA EXISTENTE
- ⊞ SUBESTACION EXISTENTE
- ⊞ SUBESTACION PROGRAMADA
- LINEA DE 69 KV
- LINEA DE 13.8 KV
- - - LINEA A 13.8 KV PROGRAMADA



INSTITUTO ECUATORIANO DE ELECTRIFICACION	
QUITO - ECUADOR	
SISTEMA: CENTRO - NORTE	
AREA: AMBATO	
HQVA	DE
DISEÑADO:	RECOMENDADO:
REVISADO:	AFINADO:
FECHA: DICIEMBRE 1973	NÚM.:

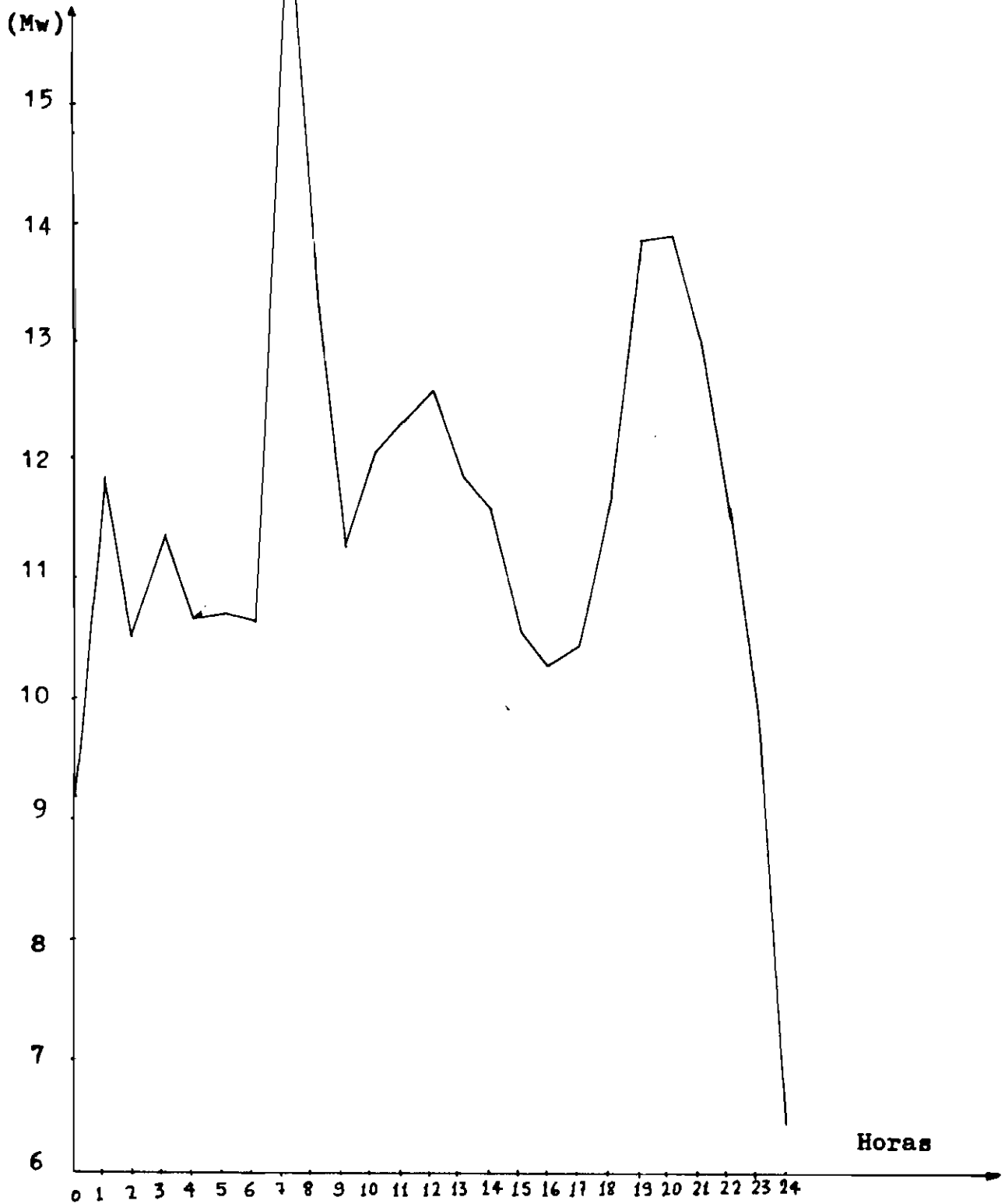
Fig.1.B.4





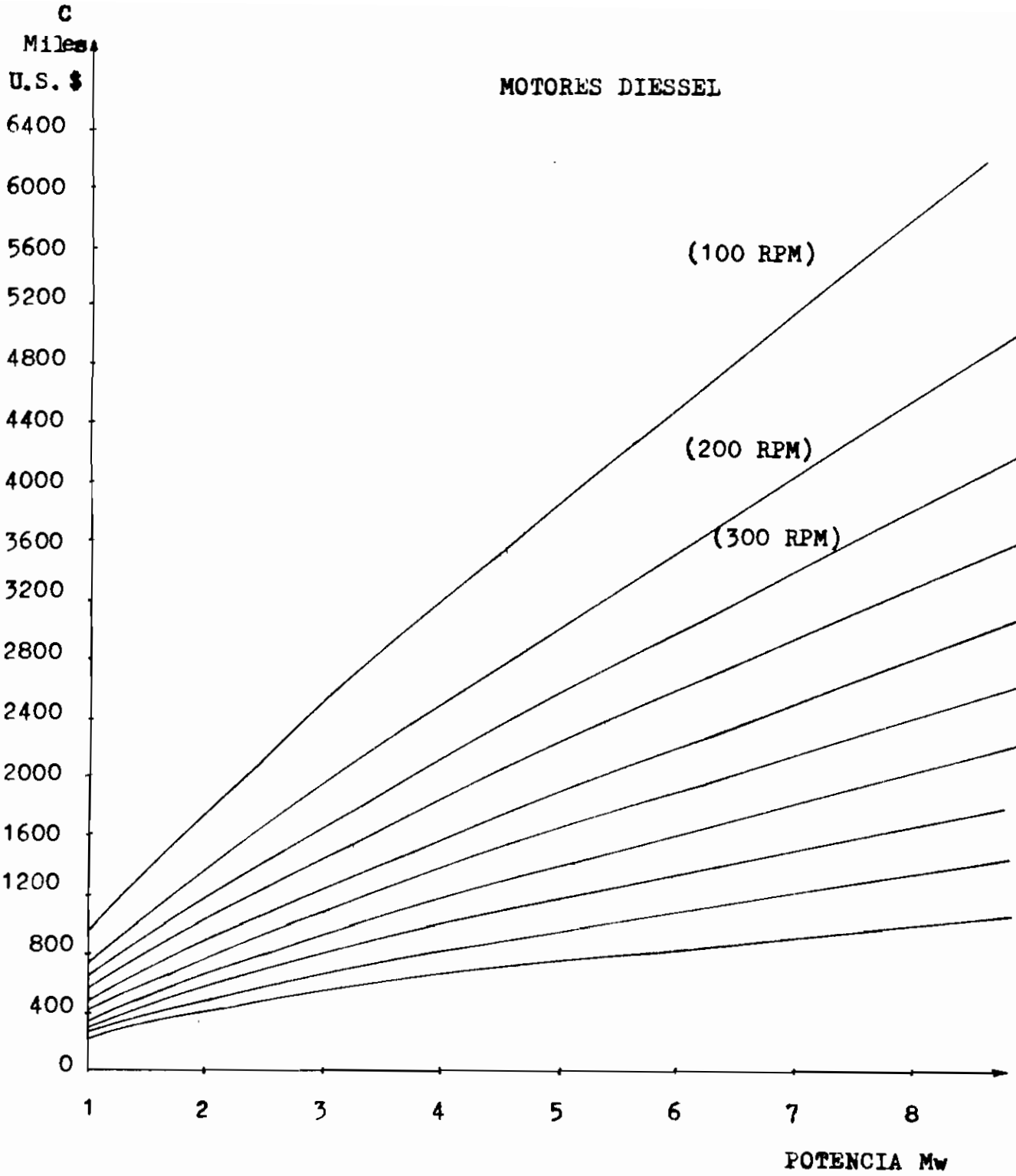
Energia Comprada a Ambato

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 1.B.5 Curvas de carga de Ambato y Riobamba	REV: A.M.		REF: DT.A-R
	fecha VI/77		dibujo: SGA



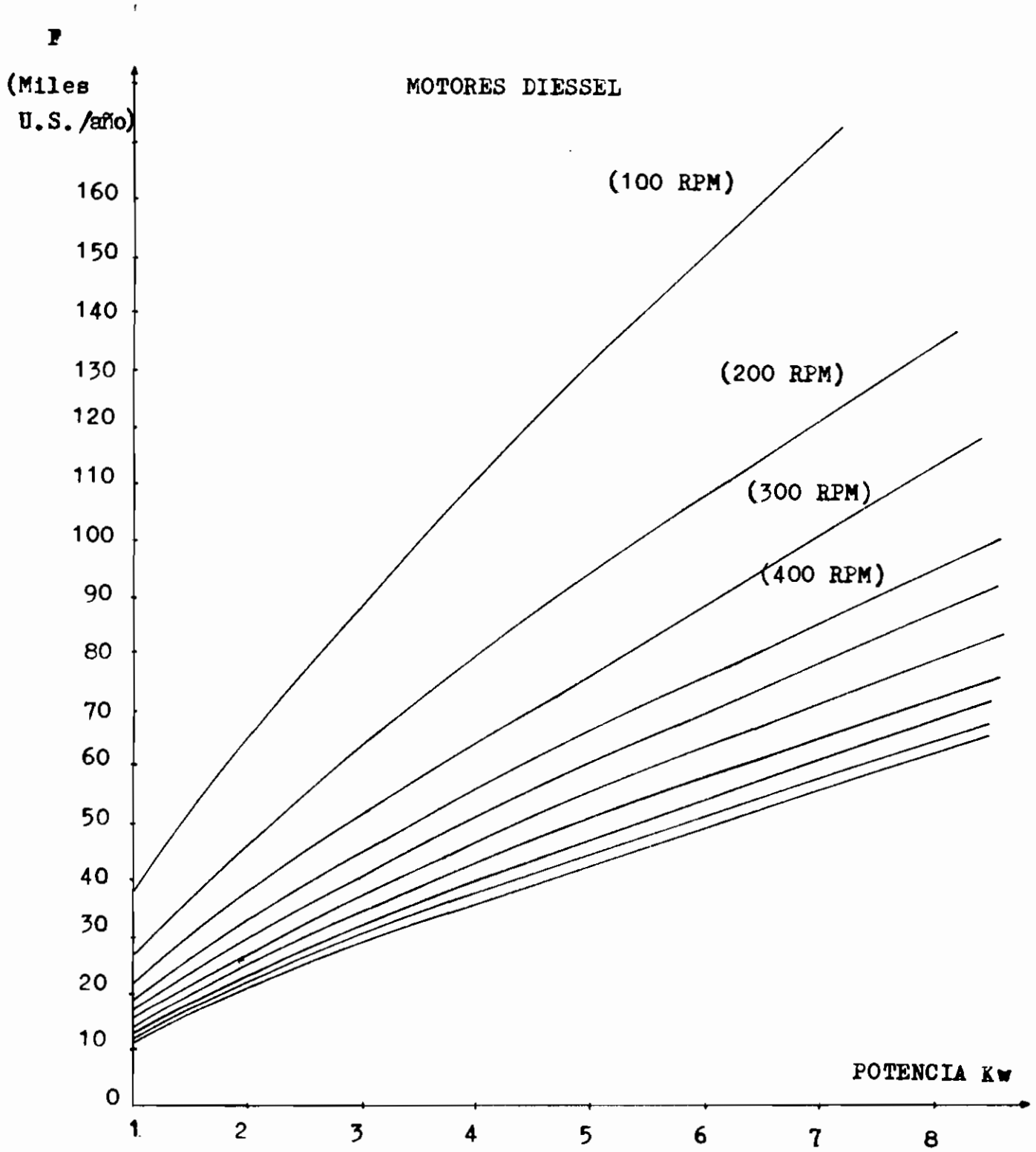
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 1.B.6 Curva de carga del sistema interconectado	REV: A.M.		REF: D.T.A-F
	fecha: VI/77		dibujo: SGA

# MOTORES DIESEL

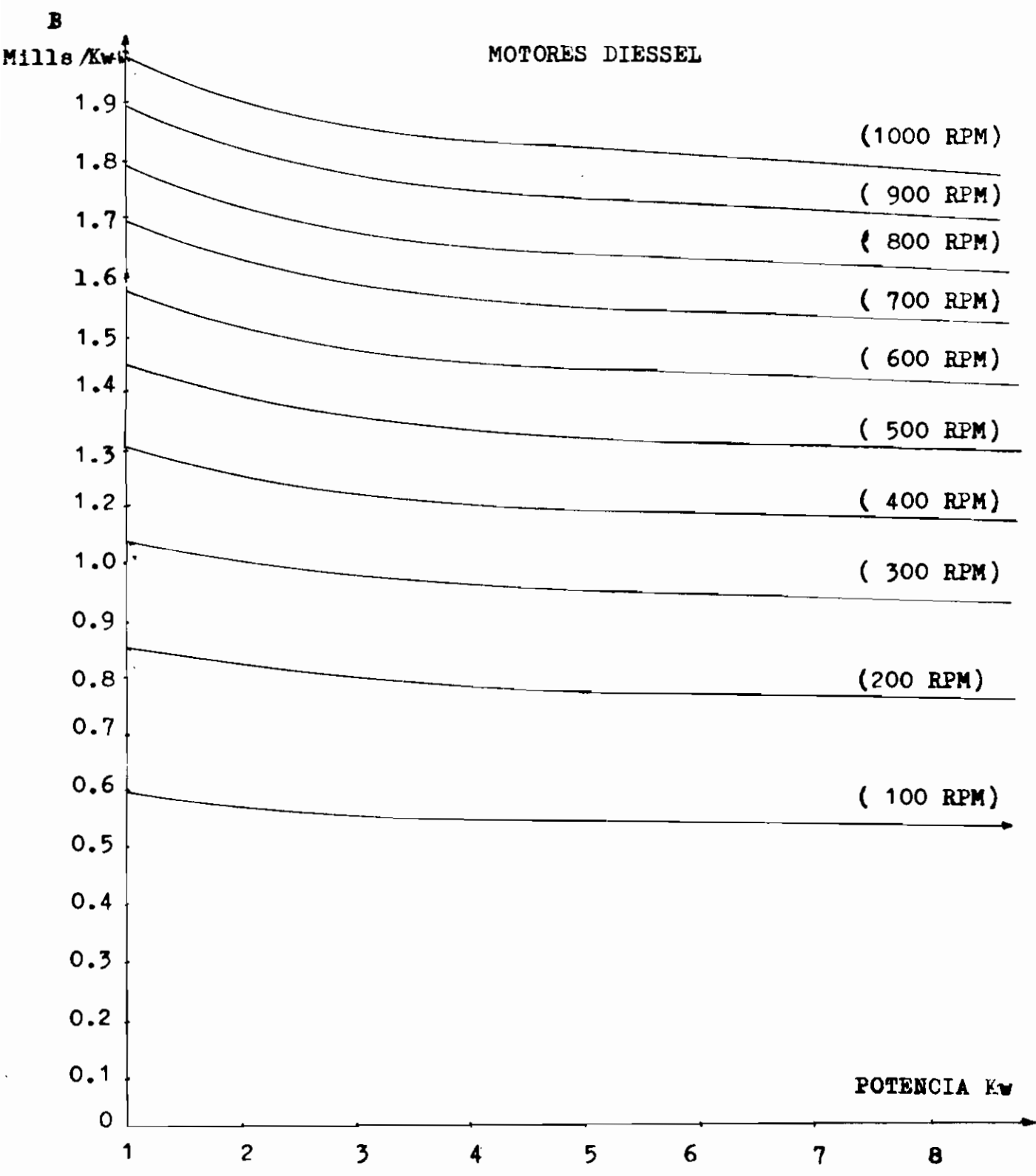


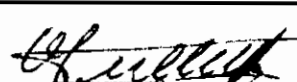
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig.2.B.1 Costos de Inversión de Motores Diesel.	REV: A.M.	<i>[Signature]</i> Segundo Guadalupe	REF: 4
	fecha: VI/77		dibujo: SGA

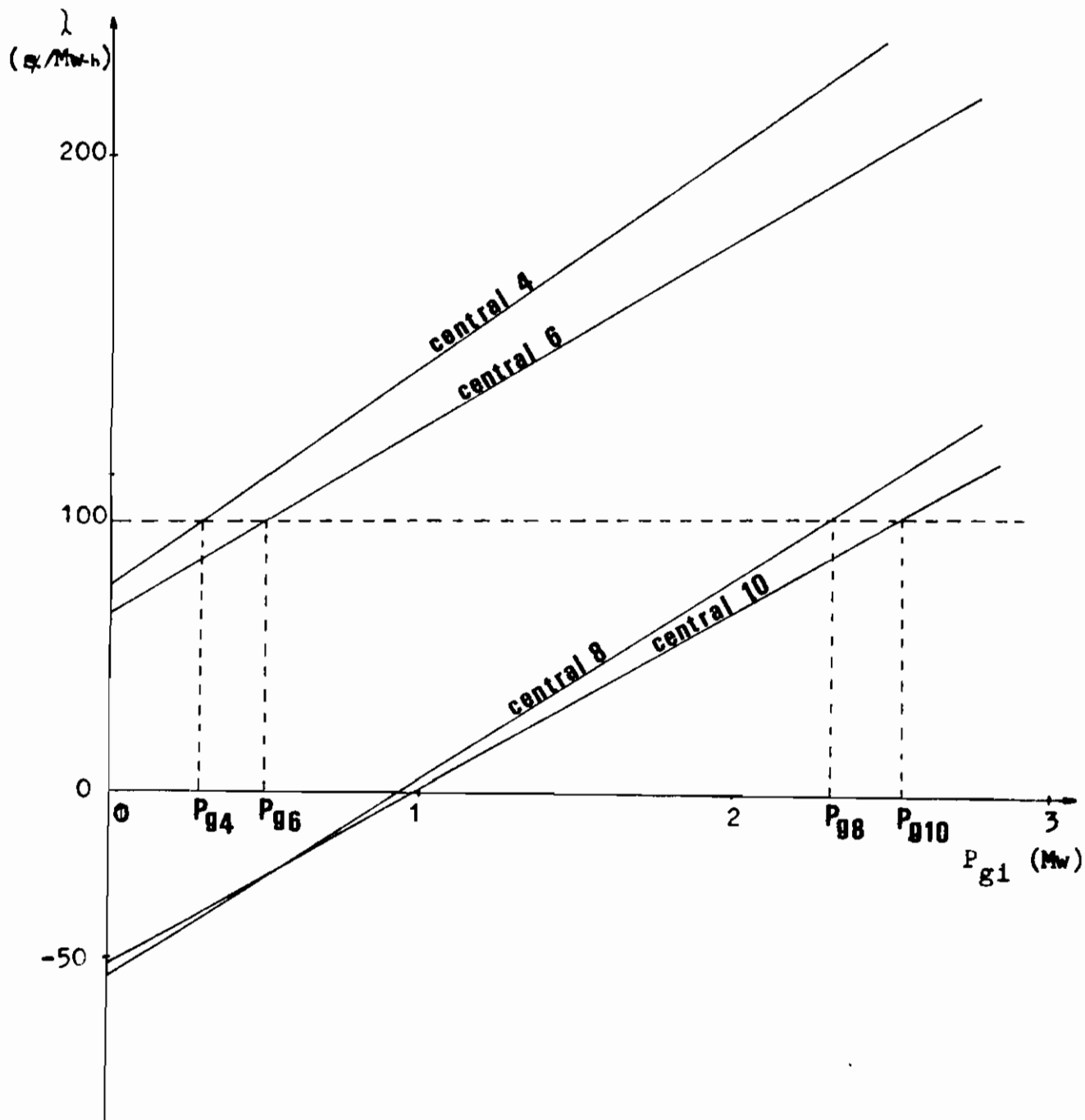


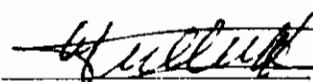


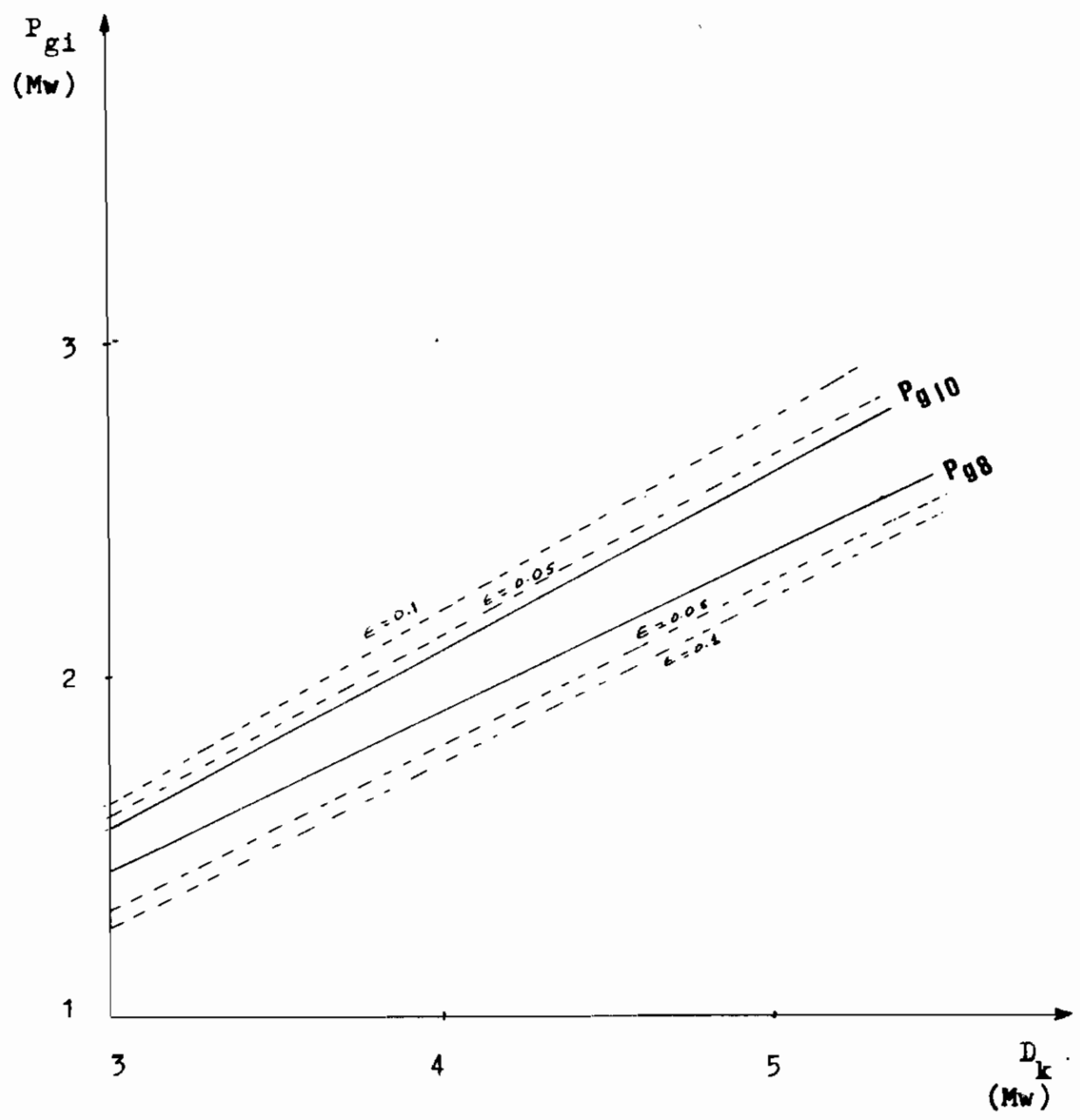
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig.2.B.2 Costos de Operación fijos de Motores Diessel	REV: A.M.	<i>[Signature]</i> Segundo Guadalupe	REF: 4
	fecha VI/77		dibujo: SGA




<b>ESCUELA POLITECNICA NACIONAL</b>		facultau: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		<b>TESIS DE GRADO</b>	
fig. 2.B.3 Gasto de Operacion variables, Motores Diessel.	REV: A.M.	 Segundo Guadalupe	REF: 4
	fecha VI/77		dibujo-SGA

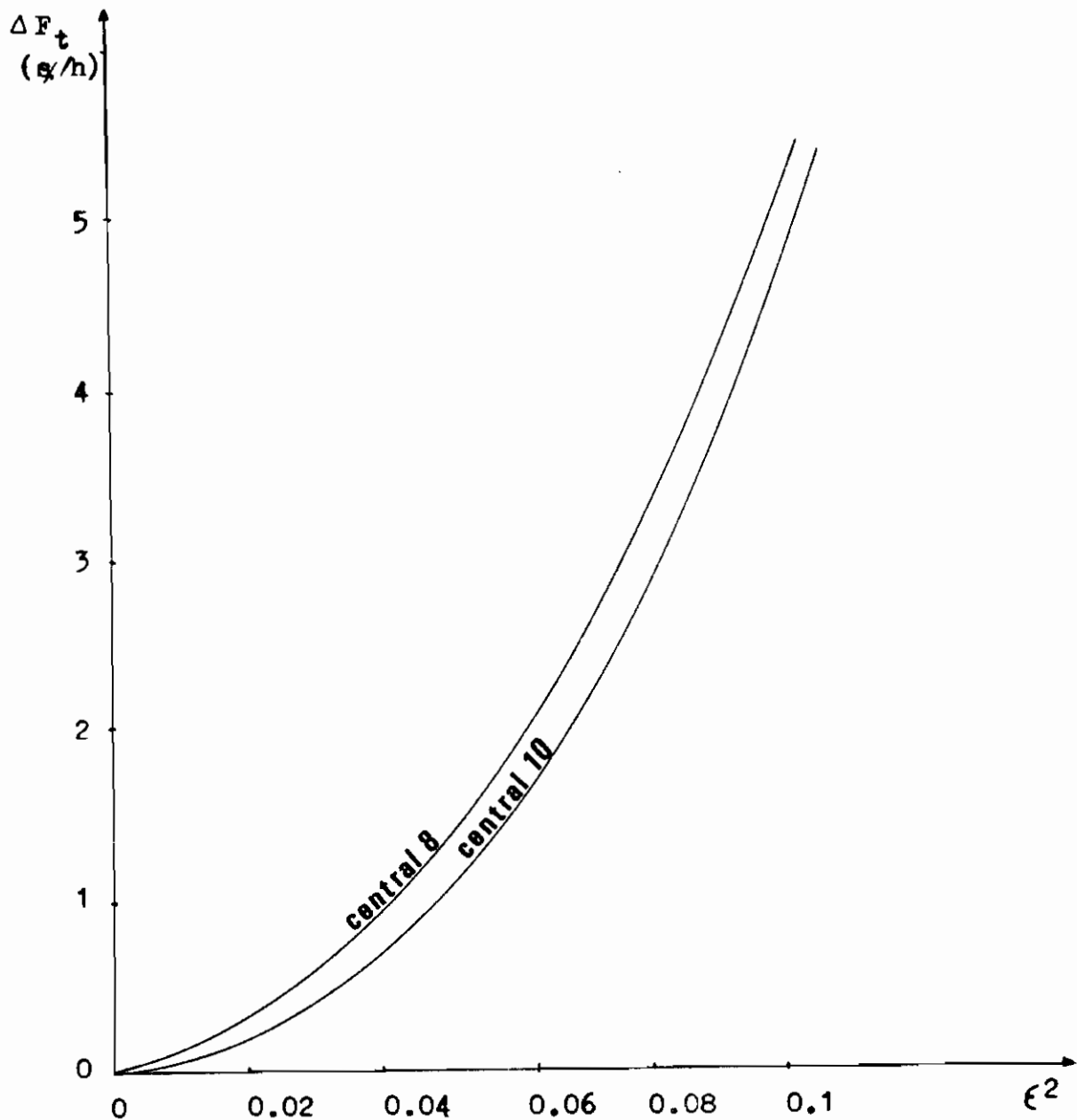


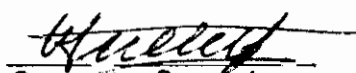
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 3.B.1 Distribución econ. de carga (sin pérdidas).	REV: A.M.	 Segundo Guadalupe	REF:
	fecha VI/77		dibujo: SGA

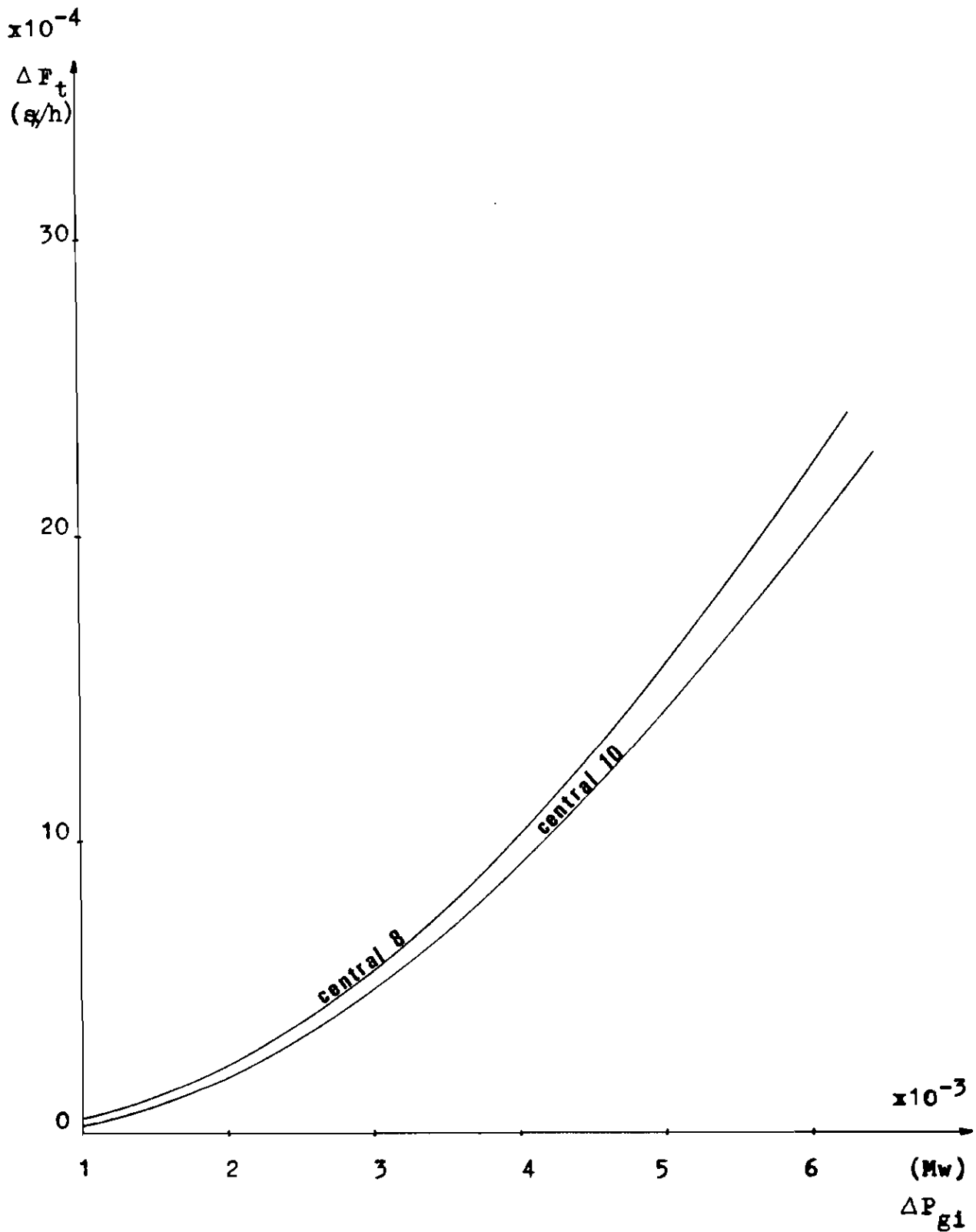


———— Plan exacto  
- - - - - Plan con errores

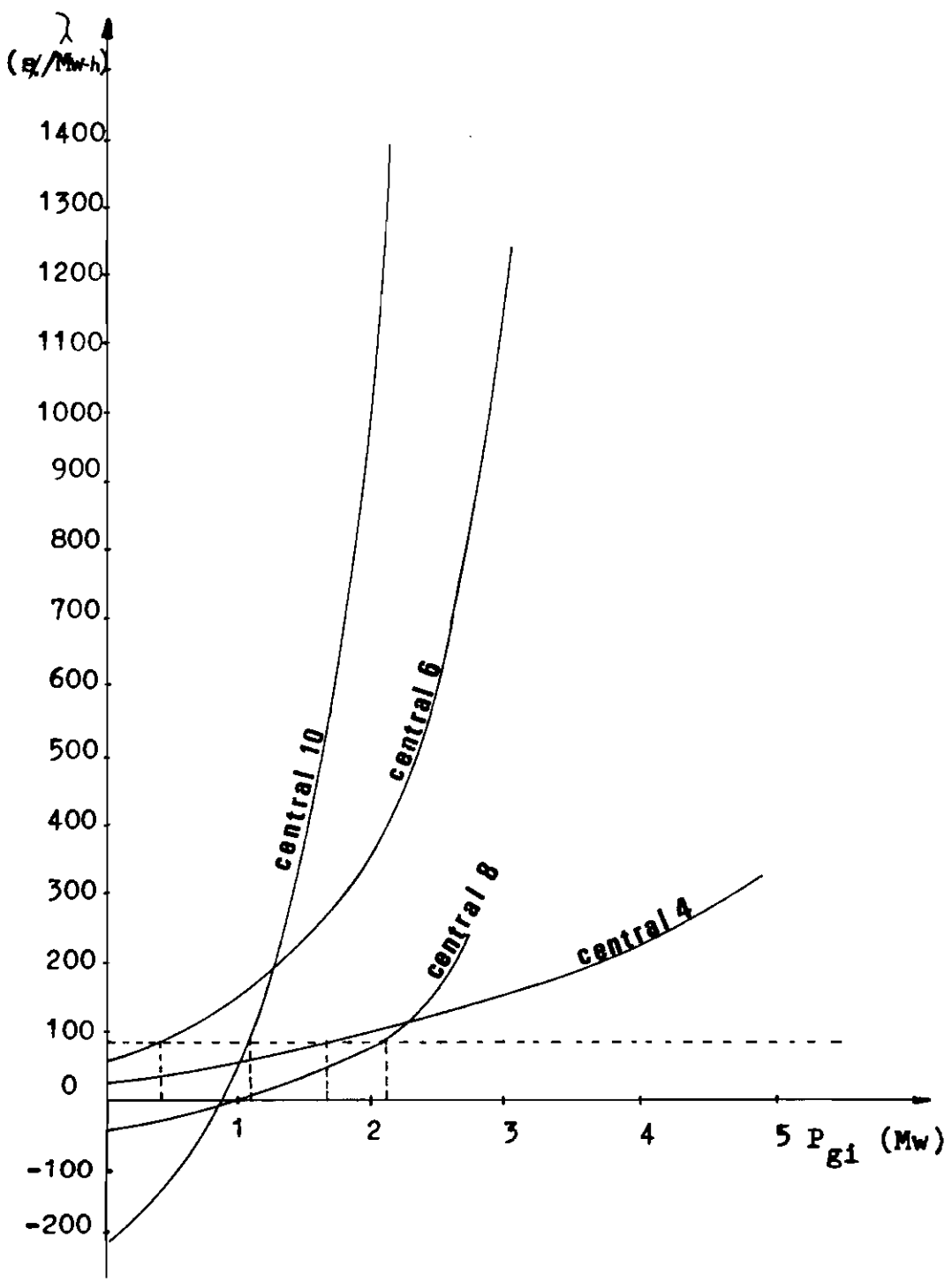
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 3.B.2 Plan OPTimo y y Diferente de Dis. de Car.	REV: A.M.	 Segundo Guadalupe	REF:
	fecha V 1977		dibujo: SGA



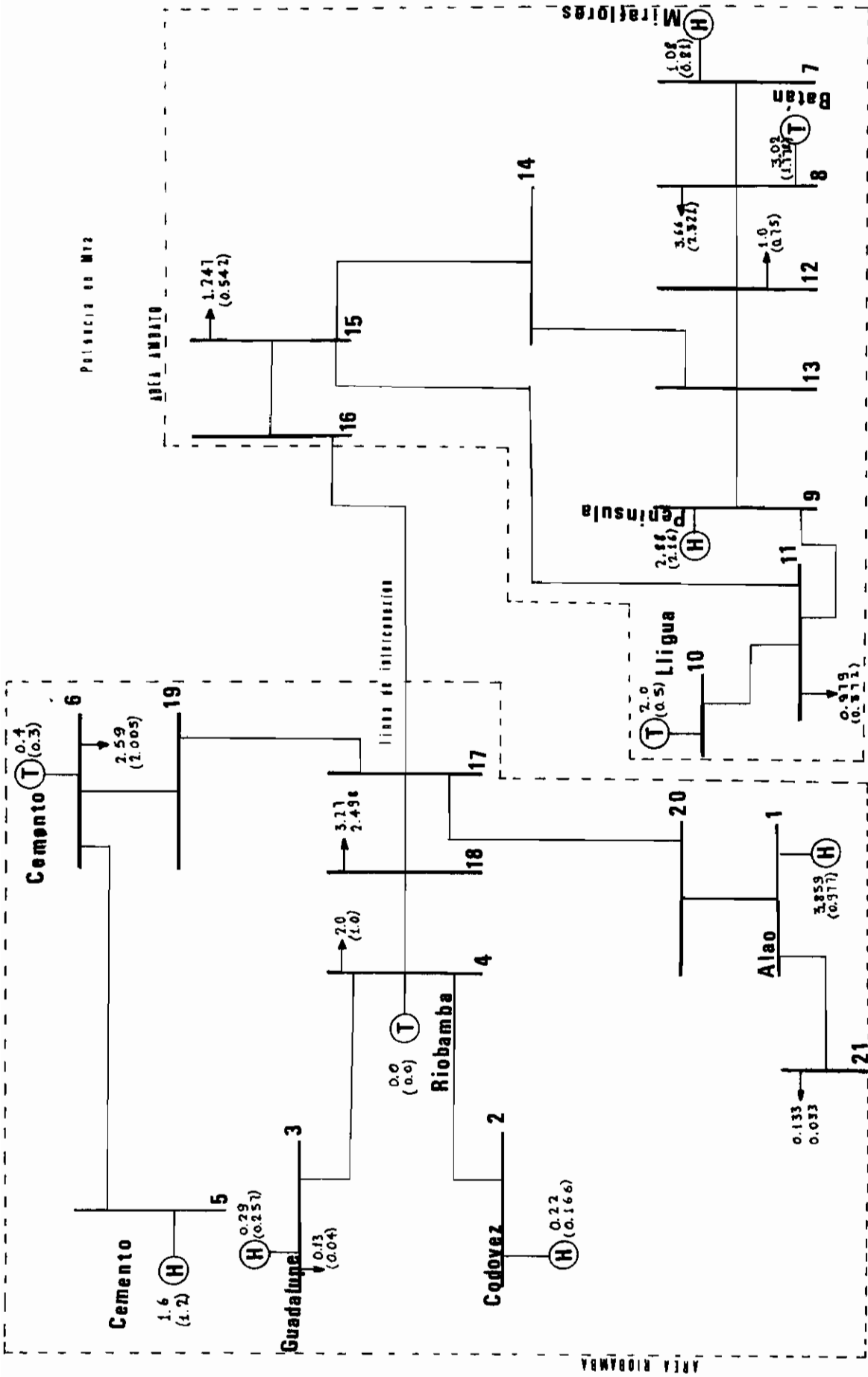
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
Fig. 3.B.3 Pérdida de econom. al representar mal $\lambda$ .	REV: A.M.	 Segundo Guadalupe	REF:
	fecha VI/77		dibujo SGA



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
siste. a: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 3.B.4 Pérdida de econom. al variar ( $\Delta P_{gi}$ ).	REV: A.M.		REF:
	fecha V/1/77		Segundo Guadalupe



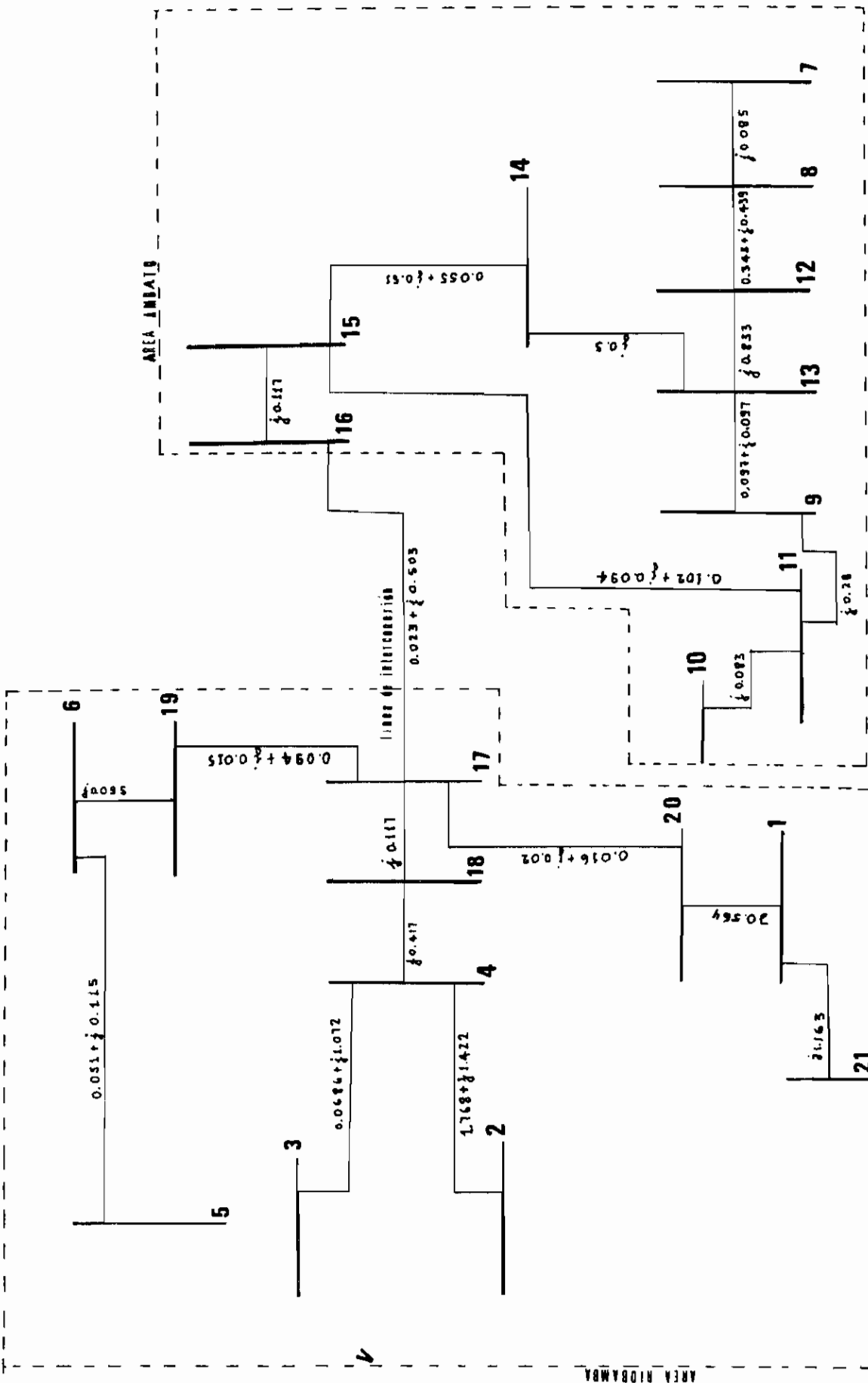
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 3.B.5 Distribución econ. de carga (con pérdidas).	REV: A.M.		REF:
	fecha VI /77		dibujo: SGA



(T) G. Térmica  
 (H) G. Hidráulica

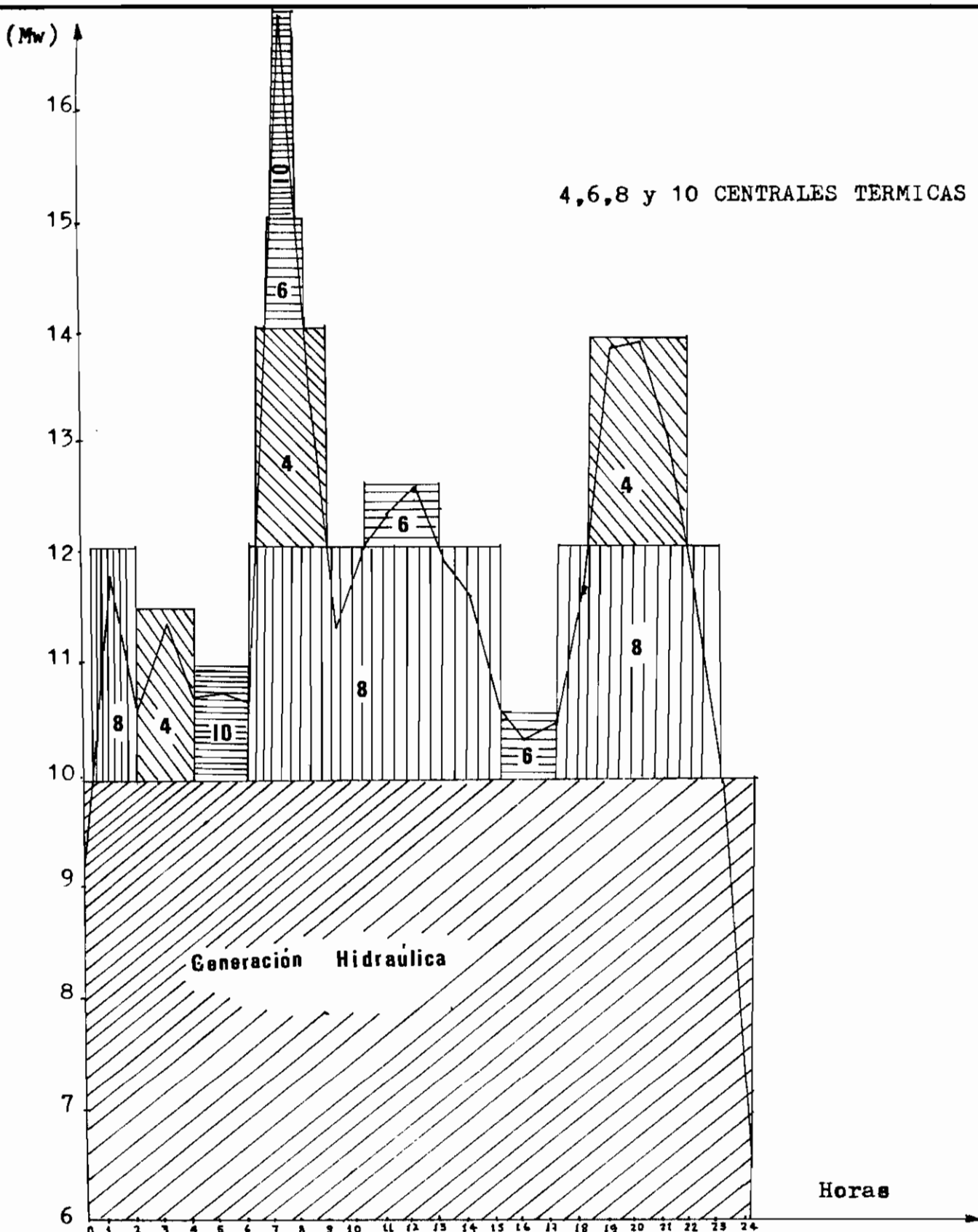
ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	facultad: INGENIERIA ELECTRICA
sistema: AMBATO - RIOBAMBA	TESIS DE GRADO
fig. 4-B.1 diagrama unifilar del sistema interconectado A - R	 Segundo Guadalupe
REV: A.M.	REF: DT-A.R.
fecha VI/77	dibujo: S-GA





impedancias en p.u.

ESCUELA POLITECNICA NACIONAL	FACULTAD INGENIERIA ELECTRICA
Sistema: AMBATO - RIOBAMBA	TESIS DE GRADO
fig. 4.B.2 diagrama de impedancias del sistema interconectado	REF: DT-A.R.
REV: A.M.	Segundo Guadalupe
FECHA V/77	dibujo: SGA



ESCUELA POLITECNICA NACIONAL		facultad: INGENIERIA ELECTRICA	
sistema: AMBATO - RIOBAMBA		TESIS DE GRADO	
fig. 5.B.1 Programa de entrada de las centrales térmic.	REV: A.M.	<i>[Signature]</i> Segundo Guadalupe	REF:
	fecha V 7		dibujo: SGA

**ANEXO C**

**PROGRAMA PARA UNA REGRESION LINEAL POLONOMICA**

**( REFERENCIA 8 )**



```

1 0018 103 FORMAT(2F10.0)
2 0019 SUMY=SUMY+Y(I)
3 0020 SUMX=SUMX+X(I)
4 0021 SUMXY=SUMXY+X(I)*Y(I)
5 0022 SUMXS=SUMXS+X(I)*X(I)
6 0023 PMSO=10.*E8
7 0024 K=1
8 0025 NEX+1
9 0026 M=N+1
10 0027 XDX(I,1)=NUM
11 0028 XDX(I,2)=SUMX
12 0029 XDX(I,2)=SUMX
13 0030 XDY(I)=SUMY
14 0031 XDY(I)=SUMY
15 0032 XDY(I)=SUMY
16 0033 I4 DO 12 I=1,M
17 0034 DO 10 J=1,N
18 0035 I0 A(I,J)=XDX(I,J)
19 0036 I2 A(I,1)=XDY(I)
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100
101
102
103
104
105
106
107
108
109
110
111
112
113
114
115
116
117
118
119
120
121
122
123
124
125
126
127
128
129
130
131
132
133
134
135
136
137
138
139
140
141
142
143
144
145
146
147
148
149
150
151
152
153
154
155
156
157
158
159
160
161
162
163
164
165
166
167
168
169
170
171
172
173
174
175
176
177
178
179
180
181
182
183
184
185
186
187
188
189
190
191
192
193
194
195
196
197
198
199
200

```

\* TRANSFIRA LAS CANTIDADES XDX Y XDY A LA MATRIZ Y GUARDE ESTAS CANTIDADES.  
 \* DADOS. EL METODO GAUSS - JORDAN EJECUTA LAS TRANSFORMACIONES ELEMENTALES.  
 \* TALFS. HASTA QUE LAS SOLUCIONES DE LAS ECUACIONES NORMALES ESTAN EN FORMA.

\* MINIMIZACION DE LOS CUADRADOS ESTIMADOS.  
 \* CALCULO DE LA SUMA DE LOS CUADRADOS DE LA DIFERENCIA ENTRE LA RESPUESTA Y LA RESPUESTA CALCULADA.  
 \* CONSERVADA Y CALCULADA.

WALTON

\* CALCULO DE LA DIFERENCIA DE LOS CUADRADOS MODIFICADA.  
 \* CALCULO DE LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS.

00110

\* INCREMENTE EL GRADO DEL POLINOMIO HASTA QUE SEA AJUSTADO Y CALCULE LAS NUEVAS ECUACIONES NORMALES. Y LUEGO REGRESE A LA INSTRUCCION 18.

\* IMPRIMA X, Y, YHAT, Y (Y-YHAT) PARA EL POLINOMIO QUE ADECUADAMENTE REPRESENTA LOS DATOS.

\* PRESENTA LOS DATOS.  
 \* EL POLINOMIO DE GRADO 13. \* REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS.

```

1 005 FORTRAN IV 360N-FD-479 3-8 MAINPGM
2
3 STE LOS DATOS*)
4 WRITE(7,10A)
5 108 FOPMAT(275X,'X',13X,'Y',11X,'YHAT',8X,'IV-YHAT'),7)
6 DO 25 I=1,NUM
7 PHO=50.0
8 DO 26 J=1,KW1
9 YHAT=PRD+8(J+1)*X(I)**J
10 DIFFY(I)=YHAT
11 25 WRITE(3,100) X(I),Y(I),YHAT,DIFF
12 109 CRWAT(25X,4F14.6)
13 GO TO 1
14 2000 STOP
15 0095 END
16 0096

```

```

1 005 FORTRAN IV 360N-FD-479 3-8 GSJOR
2
3 SUPROUTINE GSJOR(N,M,A)
4 DIMENSION A(1:12)
5 DO 10 K=1,N
6 KPI=K+1
7 DO 9 J=KPI,M
8 A(K,J)=A(K,J)/A(K,K)
9 CONTINUE
10 DO 12 I=1,N
11 IF(I=K) GO TO 12
12 DC 14 J=KPI,M
13 A(I,J)=A(I,J)-A(I,K)*A(K,J)
14 CONTINUE
15 12 CONTINUE
16 16 RETURN
17 13 END
18 0001
19 0002
20 0003
21 0004
22 0005
23 0006
24 0007
25 0008
26 0009
27 0010
28 0011
29 0012
30 0013
31 0014
32 0015
33 0016

```

ONAL

0030

QUITO

12	12
11	11
10	10
9	9
8	8
7	7
6	6
5	5
4	4
3	3
2	2
1	1



-02-

EL POLINOMIO DE GRADO 2 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
0.280910	74.720000	74.485501	0.234497
0.510090	75.910000	76.712106	-0.802106
0.748840	87.470000	89.175781	-1.705781
0.986960	86.580000	88.905571	-1.025571
1.224370	85.500000	87.203582	-0.122582
1.461180	84.150000	84.926112	0.623888
1.697390	107.200000	107.278861	0.541139
1.933000	108.240000	107.121061	0.811939
2.168110	108.500000	108.055183	-0.455183
2.402720	114.100000	114.650940	-0.550940

\*\*\*\*\*COSTOS DE COMBUSTIBLE SIN POTENCIA GENERADA MW UNIDAD 2 \*\*\*\*\*

LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS DE GRADO 1 SON

BETA( 0) = 35.337708  
 BETA( 1) = 168.137177  
 CMSSC = 0.272823

LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS DE GRADO 2 SON

BETA( 0) = 164.640533  
 BETA( 1) = 450.671875  
 BETA( 2) = 738.253174  
 CMSSC = 0.090744

EL POLINOMIO DE GRADO 2 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
0.383960	100.670000	100.437759	0.232241
0.597660	101.900000	102.168915	-0.268915
0.820630	105.380000	105.653283	-0.313283
0.421470	105.780000	105.836914	-0.056914
0.422050	106.070000	105.976722	0.133278
0.435490	108.900000	108.465347	0.434653
0.442300	110.950000	110.973221	-0.023221
0.453160	111.890000	112.017319	-0.137319

\*\*\*\*\*COSTOS DE COMBUSTIBLE SIN POTENCIA GENERADA MW UNIDAD 3 \*\*\*\*\*

LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS DE GRADO 1 SON

BETA( 0) = 110.783493  
 BETA( 1) = 130.854141  
 CMSSC = 11.116360

REGIONAL



EL POLINOMIO DE GRADO 1 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
0.726640	210.210000	205.667330	4.542660
0.750750	210.170000	209.022232	-1.147768
0.783020	211.530000	213.244889	-1.714868
0.826100	216.830000	218.682095	-2.052095
0.850560	218.750000	222.082779	-3.332779
0.894940	224.770000	227.690051	-3.120051
0.935620	232.680000	233.213242	-0.533242
0.945680	234.040000	234.529633	-0.489633
1.022800	250.980000	244.621094	6.358906
1.109450	266.730000	267.736328	-1.006328

\*\*\*\*\*COSTOS DE COMBUSTIBLE S/H POTENCIA GENERADA MW UNIDAD 4 \*\*\*\*\*

LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS DE GRADO 1 SON

RFAI 0)= 38.069092  
 RFAT 1)= 220.634186  
 CM\*50= 45.222707

LOS COEFICIENTES DEL POLINOMIO DE MINIMOS CUADRADOS DE GRADO 2 SON

RFAI 0)= 1097.298454  
 RFAT 1)= -1048.378269  
 RFAT 2)= 377.148775  
 CM\*50= 12170970

EL POLINOMIO DE GRADO 2 REPRESENTA ADECUADAMENTE LOS DATOS

X	Y	YHAT	(Y-YHAT)
1.478200	371.250000	371.678711	-0.428711
1.488200	372.070000	372.95029	-0.88029
1.540190	375.700000	378.246527	-2.546527
1.551350	376.700000	379.471874	-2.771874
1.588880	382.200000	383.702714	-1.502714
1.623400	390.200000	391.595121	-1.395121
1.726950	410.500000	411.528124	-1.028124
1.827090	440.750000	440.828124	0.921876
1.895090	465.410000	464.997314	0.412686

\*\* EPN MSJS TIEMPO DE UCP UTILIZADO POR EL PROGRAMA GUAYALUP 35.24 SFGUNDOS FECPAI 26/04/77 \*\*\*

COEFICIENTES R(I) Y F(I)

R(I)	F(I)
0.0	0.0
0.0	0.0
0.073306	0.006680
0.072770	0.006615
0.0	0.0
0.009560	-0.001311
0.167834	0.001761
0.157834	0.001761
0.070601	0.000255
0.071000	0.000731

COEFICIENTES W

0.064824 0.006027

COEFICIENTES P DE PERDIDAS DEL SISTEMA

R(1, 1)=	0.062822	R(1, 2)=	0.055017	R(1, 3)=	0.002200	R(1, 4)=	-0.002712	R(1, 5)=	0.063716
R(1, 6)=	0.056393	R(1, 7)=	-0.050293	R(1, 8)=	-0.036117	R(1, 9)=	0.003277	R(1, 10)=	-0.060743
R(2, 1)=	0.055017	R(2, 2)=	0.001740	R(2, 3)=	-0.006424	R(2, 4)=	-0.008669	R(2, 5)=	0.100217
R(2, 6)=	0.008472	R(2, 7)=	-0.008472	R(2, 8)=	-0.128659	R(2, 9)=	-0.008669	R(2, 10)=	-0.100217
R(3, 1)=	0.002202	R(3, 2)=	-0.008472	R(3, 3)=	0.000714	R(3, 4)=	0.118746	R(3, 5)=	-0.060743
R(3, 6)=	-0.020706	R(3, 7)=	-0.070791	R(3, 8)=	-0.014667	R(3, 9)=	0.043350	R(3, 10)=	0.060743
R(4, 1)=	-0.002712	R(4, 2)=	-0.008669	R(4, 3)=	0.118746	R(4, 4)=	0.120233	R(4, 5)=	-0.060258
R(4, 6)=	-0.017405	R(4, 7)=	-0.074717	R(4, 8)=	-0.008780	R(4, 9)=	0.033744	R(4, 10)=	0.060258
R(5, 1)=	0.061736	R(5, 2)=	0.100217	R(5, 3)=	-0.005791	R(5, 4)=	-0.008304	R(5, 5)=	0.102014
R(5, 6)=	0.009560	R(5, 7)=	-0.108167	R(5, 8)=	-0.117651	R(5, 9)=	-0.003421	R(5, 10)=	-0.064417
R(6, 1)=	0.054381	R(6, 2)=	0.089477	R(6, 3)=	-0.070695	R(6, 4)=	-0.014365	R(6, 5)=	0.050508
R(6, 6)=	0.156689	R(6, 7)=	-0.116691	R(6, 8)=	-0.142165	R(6, 9)=	-0.018000	R(6, 10)=	-0.017905
R(7, 1)=	-0.000281	R(7, 2)=	-0.008472	R(7, 3)=	-0.070695	R(7, 4)=	-0.060747	R(7, 5)=	-0.100216
R(7, 6)=	-0.110695	R(7, 7)=	0.224604	R(7, 8)=	0.224615	R(7, 9)=	-0.011577	R(7, 10)=	-0.057654
R(8, 1)=	-0.020117	R(8, 2)=	-0.128659	R(8, 3)=	-0.001457	R(8, 4)=	-0.068709	R(8, 5)=	-0.146251
R(8, 6)=	-0.147165	R(8, 7)=	0.224615	R(8, 8)=	0.264179	R(8, 9)=	-0.073516	R(8, 10)=	-0.057654
R(9, 1)=	0.004200	R(9, 2)=	-0.008472	R(9, 3)=	0.043350	R(9, 4)=	0.023544	R(9, 5)=	-0.003421
R(9, 6)=	-0.014000	R(9, 7)=	-0.031577	R(9, 8)=	-0.033516	R(9, 9)=	0.106707	R(9, 10)=	0.045057
R(10, 1)=	-0.000753	R(10, 2)=	-0.006987	R(10, 3)=	0.027610	R(10, 4)=	0.060926	R(10, 5)=	-0.060417
R(10, 6)=	-0.017405	R(10, 7)=	-0.057534	R(10, 8)=	-0.057559	R(10, 9)=	0.045057	R(10, 10)=	0.007357

\*\* FON MSJS TIEMPO DE UCP UTIL 17400 POR EL PROGRAMA GUADALUP -----> 108.63 SEGUNTOS FECHA: 25/04/77 \*\*\*

FLUJOS DE POTENCIA - CASE PAER

DATOS DE LINEA		DATOS DE LINEA		DATOS DE LINEA	
LINEA	NO. DE LINEA	ADMITIVIDAD	TIPO	ADMITIVIDAD	TIPO
1	1	1.0	0.0	0.0	0.0
2	1	1.0	0.0	0.0	0.0
3	2	1.0	0.0	0.0	0.0
4	1	1.0	0.0	0.0	0.0
5	1	1.0	0.0	0.0	0.0
6	1	1.0	0.0	0.0	0.0
7	1	1.0	0.0	0.0	0.0
8	1	1.0	0.0	0.0	0.0
9	1	1.0	0.0	0.0	0.0
10	1	1.0	0.0	0.0	0.0
11	1	1.0	0.0	0.0	0.0
12	1	1.0	0.0	0.0	0.0
13	1	1.0	0.0	0.0	0.0
14	1	1.0	0.0	0.0	0.0
15	1	1.0	0.0	0.0	0.0
16	1	1.0	0.0	0.0	0.0
17	1	1.0	0.0	0.0	0.0
18	1	1.0	0.0	0.0	0.0
19	1	1.0	0.0	0.0	0.0
20	1	1.0	0.0	0.0	0.0
21	1	1.0	0.0	0.0	0.0

TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-JORDAN DEL CONVERG EN LAS OPERACIONES CON FACTOR DE ACCELERACION 1.40

NO.	VOLTAJE	MAGNITUD	DELTA(CROSS)	POTENCIA REAL	POTENCIA REACTIVA
1	1.0000	0.0	0.0	0.0	0.0
2	0.9997	-0.1150	-0.74261	0.0166	0.0166
3	0.9995	-0.1319	-7.86697	0.0217	0.0217
4	0.9992	-0.1444	-8.87050	0.0200	0.0200
5	0.9991	-0.1521	-1.0214	0.1200	0.1200
6	0.9995	-0.1572	-1.0000	-0.2150	-0.0159
7	0.9999	0.1070	0.0076	0.0058	0.0010
8	0.9994	0.1051	0.0000	0.0177	-0.0543
9	0.9997	0.1526	0.0071	0.20206	0.2160
10	0.9996	0.1520	0.0073	0.54000	0.0500
11	0.9992	0.1457	0.0065	0.06515	-0.0372
12	0.9995	0.1072	-0.0740	-4.90150	-0.0750
13	0.9997	0.1368	0.0165	7.65554	0.0
14	0.9996	0.1070	-0.5941	-1.76683	0.0
15	0.9992	0.1024	0.0655	1.32663	-0.0542
16	0.9994	-0.0015	0.0624	-0.0687	0.0

*Handwritten notes and scribbles in the center of the page, including a large '0' and some illegible text.*



16	17	16	-0.1064	-0.0535
16	14	14	0.0004	0.2607
16	17	17	-0.0004	-0.2247
20	14	14	-0.2360	-0.2131
20	17	17	0.1005	0.2153
21	10	20	-0.2464	-0.0028
21	10	14	0.0719	0.0044

PERDIDAS EN EL SISTEMA: 0.0714 0.1007  
 \*\* CON ESTE TERMINO DE USO UTILIZARE POR EL PROGRAMA GUARDAR FECHA: 16/05/77 \*\*\*

COMUNICACION

1977

011111110

1
2
3
4
5
6
7
8
9
10
11
12
13
14
15
16
17
18
19
20
21
22
23
24
25
26
27
28
29
30
31
32
33
34
35
36
37
38
39
40
41
42
43
44
45
46
47
48
49
50
51
52
53
54
55
56
57
58
59
60
61
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
82
83
84
85
86
87
88
89
90
91
92
93
94
95
96
97
98
99
100

FLUJOS DE POTENCIA - DISTRIBUCION ECONOMICA SIN PERDIDAS

-08-

LINEA	TIPO	SE	LONG	POTEN	ADMITANCIA SHUNT	IMPEDANCIA SERIE
1	1	20	1.0	0.0	0.0	0.0564
2	1	21	1.0	0.0	0.0	1.1628
3	2	4	1.0	0.0	1.7677	1.4219
4	1	8	1.0	0.0	0.0644	1.0714
5	4	12	1.0	0.0	0.0	0.4169
6	5	6	1.0	0.0	0.0504	0.1152
7	5	10	1.0	0.0	0.0	0.0951
8	7	4	1.0	0.0	0.0	0.0950
9	9	12	1.0	0.0	0.2450	0.4348
10	9	11	1.0	0.0	0.0	0.2800
11	9	17	1.0	0.0	0.0572	0.0564
12	10	11	1.0	0.0	0.0	0.0410
13	11	15	0.0	0.0	0.102	0.094
14	12	13	1.0	0.0	0.0	0.0210
15	13	18	1.0	0.0	0.0	0.5000
16	14	15	1.0	0.0	0.0555	0.0513
17	15	16	1.0	0.0	0.0	0.1170
18	16	17	1.0	0.0	0.0731	0.0503
19	17	18	1.0	0.0	0.0	0.1170
20	17	15	1.0	0.0	0.0936	0.0151
21	17	20	1.0	0.0	0.0160	0.0201

EFICIENCIA ITERATIVA DE CAUSAS-SEQUEL CONVEXE EN SUITACIONES CON FACTOR DE ACHIFRACION= 1.40

LINEA	POTEN	VOLTAJE	MAGNITUD	DELTA(GRDS)	POTENCIA REAL	EFICIENCIA REACTIVA
1	1.0000	1.0000	0.0	0.0000	0.0000	-0.0000
2	1.0000	0.9776	-6.6661	(2)0.0324(0)	0.0000	0.0000
3	1.0000	0.9776	-7.6960	0.0160	0.0177	0.0177
4	1.0000	0.9776	-7.6960	-0.1650	0.1937	0.1937
5	1.0000	0.9776	-1.6675	0.1600	0.0500	0.0500
6	1.0000	0.9776	-2.5207	-0.7166	-0.1684	-0.1684
7	1.0000	0.9776	-14.5673	0.1000	0.0010	0.0010
8	1.0000	0.9776	-15.1074	-0.1448	0.0787	0.0787
9	1.0000	0.9776	3.1643	0.2400	0.0370	0.0370
10	1.0000	0.9776	4.2712	0.2431	0.0874	0.0874
11	1.0000	0.9776	4.0617	-3.0974	-0.0372	-0.0372
12	1.0000	0.9776	-11.8110	-0.2100	-0.0750	-0.0750
13	1.0000	0.9776	1.7519	0.0	0.0	0.0
14	1.0000	0.9776	-1.1402	0.0	0.0	0.0
15	1.0000	0.9776	-1.4217	-0.1247	-0.0542	-0.0542
16	1.0000	0.9776	-1.7745	0.0	0.0	0.0

WALTON

WALTON

-0-9-17 0.0000 -0.0000 0.0554 -1.0557 0.0 0.0  
 1 0.0000 -0.0000 0.0000 -0.0000 -0.0000 -0.0000  
 2 0.0000 -0.0000 0.0000 -0.0000 0.0 0.0  
 3 0.0000 -0.0000 0.0000 -0.0000 0.0 0.0  
 4 0.0000 -0.0000 0.0000 -0.0000 0.0 0.0  
 5 0.0000 -0.0000 0.0000 -0.0000 -0.0000 -0.0000

FLUJO LINEAS  
 POTENCIA REAL POTENCIA REACTIVA

LINEA	SP	TA	TA	POTENCIA REAL	POTENCIA REACTIVA
1	1	20	1	0.4507	-0.0722
1	20	1	1	-0.4506	0.0541
2	1	21	21	0.0113	0.0075
2	21	1	1	-0.0113	-0.0023
3	2	4	4	0.0270	0.0000
3	4	2	2	-0.0270	0.0000
4	1	4	4	0.0100	0.0170
4	4	1	1	-0.0100	-0.0170
5	4	14	14	-0.1004	0.1008
5	14	4	4	0.1004	-0.1008
6	5	6	6	0.1600	-0.0500
6	6	5	5	-0.1600	0.0500
7	6	19	19	-0.0570	0.0150
7	19	6	6	0.0570	-0.0150
8	7	8	8	0.1007	0.0010
8	8	7	7	-0.1007	-0.0010
9	8	12	12	-0.0347	0.1170
9	12	8	8	0.0347	-0.1170
10	9	11	11	-0.0551	0.0030
10	11	9	9	0.0551	-0.0030
11	9	13	13	0.3033	0.0231
11	13	9	9	-0.3033	-0.0231
12	10	11	11	0.2434	0.0074
12	11	10	10	-0.2434	-0.0074
13	11	15	15	0.0001	0.0427
13	15	11	11	-0.0001	-0.0425
14	12	13	13	-0.2010	0.0362
14	13	12	12	0.2010	-0.0362
15	13	14	14	0.0750	-0.0004
15	14	13	13	-0.0750	0.0019
16	14	15	15	0.0001	-0.0040
16	15	14	14	-0.0001	0.0044
17	15	15	15	0.0452	-0.0200
17	15	15	15	-0.0452	0.0263
18	16	15	15	0.0457	-0.0262

0.0000 (0.0000) (0.0000)

(0.0000) (0.0000)

14	17	16	-0.0452	0.0264
15	17	14	-0.0554	0.0005
16	17	17	-0.0004	-0.0005
17	17	13	-0.0101	-0.1100
18	17	17	0.0007	0.1155
19	18	16	-0.0467	0.0510
20	18	13	0.0005	-0.0001

REQUISITOS EN EL SISTEMA= 0.0031+ 0.1017

\*\* POR FAVOR TIEMPO DE USO UTILIZADO POR EL PROGRAMA GUADALUPE -----> 00.21 SECONDES FECHA: 30/05/77 \*\*\*

INSTITUTO TECNOLÓGICO NACIONAL  
INSTRUMENTACIÓN

(0111110)

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36
37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48
49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72
73	74	75	76	77	78	79	80	81	82	83	84
85	86	87	88	89	90	91	92	93	94	95	96
97	98	99	100	101	102	103	104	105	106	107	108
109	110	111	112	113	114	115	116	117	118	119	120



ESTUDIOS DE POTENCIA - DISTRIBUCION ECONOMICA CON DEFERIDAS

-0-11-

CATOS DE LINEA

IMPEDANCIA SERIE

ADMITANCIA SHUNT

LINEA	SP	FR	LF	LF2	MAGNITUD	VELTA(GRDES)	POTENCIA REAL	POTENCIA REACTIVA
1	1	20	1.0	0.0	1.0000	0.0	0.4990	0.0359
2	1	21	1.0	0.0	1.0320	-2.24927	0.0220 (0)	0.0
3	2	4	1.0	0.0	1.0145	-3.11057	0.0140	0.0177
4	3	4	1.0	0.0	0.9527	-4.01560	-0.0277	0.1202
5	1	20	1.0	0.0	1.0214	-1.74042	0.1400	0.1200
6	0	20	1.0	0.0	1.0000	-2.43404	-0.2160	-0.0150
7	0	20	1.0	0.0	1.0074	-17.90315	0.1090	0.0910
8	0	20	1.0	0.0	1.0000	-18.45023	-0.1470	0.0252
9	1	0073	-0.0224	1.0075	-1.25265	0.2890	0.1560	0.0014
10	0	20	1.0	0.0	0.9068	-0.54307	0.1096	0.0014
11	0	20	1.0	0.0	0.9567	-1.47652	-0.0975	-0.0372
12	0	20	1.0	0.0	-0.5651	-15.74762	-0.2100	-0.0750
13	0	20	1.0	0.0	0.5732	-2.40727	0.0	0.0
14	0	20	1.0	0.0	0.5424	-2.85492	0.0	0.0
15	0	20	1.0	0.0	0.6009	-2.61108	-0.1247	-0.0542
16	0	20	1.0	0.0	0.5470	-2.16252	0.0	0.0

TECNICA ITERATIVA DE GAUSS-JORDAN CONVERGENTE EN 97 ITERACIONES CON FACTOR DE ACCELERACION= 1.40

NO SE PUEDE IMPRIMIR



16	17	16	0.0072	-0.0177
17	17	15	0.0174	0.1283
18	18	17	-0.0175	-0.0171
19	17	17	-0.0047	-0.1106
20	15	17	0.0230	0.1136
21	19	20	-0.0006	-0.0144
22	20	19	0.0047	0.0191

RECIBOS PA CL SISTEMA= 0.0175+ 0.1130

\*\*\* PARA LOS TIEMPOS DE USO UTILIZADO POR EL PROGRAMA GUADALUPE -----> 104.34 SEGUNDOS FECHA: 30/05/77 \*\*\*

RECIBOS PA CL SISTEMA

104.34 SEGUNDOS

0.0175(0)

12
11
10
9
8
7
6
5
4
3
2
1

**ANEXO E**

**BREVE DESCRIPCION DE LA DEDUCCION DE LOS COEFICIENTE B**

## COEFICIENTES B DE PERDIDAS

( Referencia 17 )

En un SLP si bien es necesario conocer la potencia que fluye por el sistema, es necesario también conocer cuanto de esta potencia se pierde, para poder determinar cuanto le cuesta a cada empresa esta potencia pérdida.

Para determinar esta potencia pérdida, día a día se van desarrollando nuevas técnicas que tratan a partir de fórmulas simples, obtener expresiones tanto para las pérdidas incrementales; así como para las pérdidas totales, en el sistema de transmisión. Una de estas técnicas de solución fue desarrollada por Brownlee, quien a partir de las fórmulas para un sistema simple de dos centrales generadoras unidas mediante una línea de transmisión, demostró que su análisis puede ser generalizado a cualquier sistema.

No ha sido el propósito de esta tesis, sin embargo, restringir la determinación de las pérdidas a este caso; por lo que a continuación se dan los fundamentos que permiten generalizar la utilización de las fórmu

las de Brownlee, y las condiciones que deben satisfacerse para que sean válidas estas fórmulas cuando no se conoce el ángulo  $\delta$ .

### E.1 Fórmulas de Brownlee

Por ser el punto de partida para la determinación de las pérdidas totales, las fórmulas de Brownlee modificadas se dan a continuación para referencia solamente.

La impedancia  $Z$  entre los puntos de envío y recepción de la energía está dada por:

$$Z = R + jX$$

Las fórmulas de Brownlee son:

$$P_1 = \frac{V_1^2 R}{R^2 + X^2} - \frac{V_1 V_2}{R^2 + X^2} (R \cos \delta - X \sin \delta) \quad (E.1)$$

$$P_2 = \frac{V_2^2 R}{R^2 + X^2} - \frac{V_2 V_1}{R^2 + X^2} (R \cos \delta + X \sin \delta)$$

Los subíndices 1 y 2 dicen que la potencia fluye de 1 a 2.

Una de las condiciones más importantes que debe cumplirse es que los voltajes permanezcan constantes, y - que cualquier cambio en  $P_1$  o  $P_2$  se debe a la variación de  $\delta$ . Entonces, diferenciando las ecuaciones (E.1) respecto a  $\delta$  y definiendo a la potencia transmitida como el promedio de la potencia entre los puntos de envío y recepción, se tiene:

$$\frac{dP_L}{d\delta} = 2 \frac{V_1 V_2}{R^2 + X^2} R \sin \delta$$

$$\frac{dP_{1-2}}{d\delta} = \frac{V_1 V_2}{R^2 + X^2} X \cos \delta \quad (\text{E.2})$$

y

$$\frac{dP_L}{dP_{1-2}} = 2 \frac{R}{X} \operatorname{Tg} \delta$$

donde:

$P_L = P_1 + P_2$  es la potencia perdida en el sistema

$P_{1-2} = \frac{1}{2}(P_1 - P_2)$  es la potencia transmitida.

Integrando las ecuaciones (E.2) respecto a  $\delta$  - entre el valor inicial  $\delta_a$  y el final  $\delta_b$ , las ecuaciones

para un cambio finito serán:

$$\Delta P_L = \frac{4V_1V_2}{R^2 + X^2} R \sin \left( \frac{\delta_b + \delta_a}{2} \right) \sin \left( \frac{\delta_b - \delta_a}{2} \right)$$

$$\Delta P_{1-2} = \frac{2V_1V_2}{R^2 + X^2} X \cos \left( \frac{\delta_b + \delta_a}{2} \right) \sin \left( \frac{\delta_b - \delta_a}{2} \right) \quad (E.3)$$

y

$$\frac{\Delta P_L}{\Delta P_{1-2}} = 2 \frac{R}{X} \operatorname{Tg} \left( \frac{\delta_b + \delta_a}{2} \right)$$

Las ecuaciones (E.3) se obtienen considerando - que no existen variaciones en la magnitud de los voltajes. Esto se justifica ya que en las barras de un SEP se mantiene el voltaje prácticamente constante, más aún si se trata de sistemas interconectados.

## E.2 Fórmulas de Brownlee para Sistemas Reales

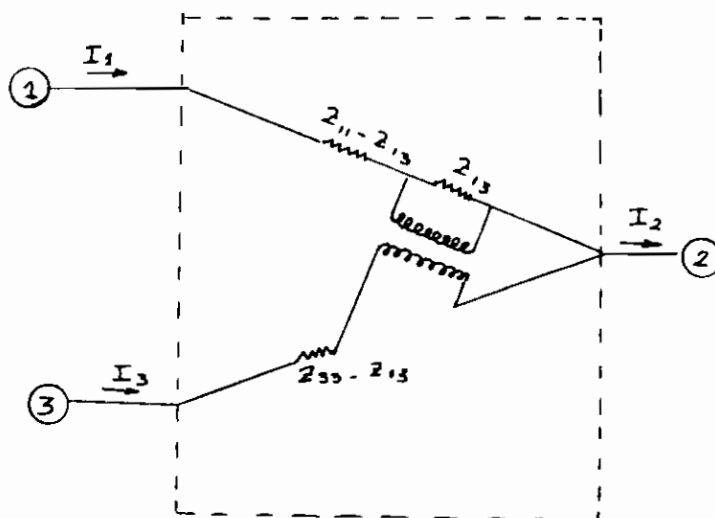
La aplicación de las fórmulas de Brownlee en - sistemas reales más generales se basa en la determinación de métodos analíticos para el intercambio de generación - entre dos centrales generadoras unidas por una línea de transmisión. Aprovechando el hecho que una considerable variación de los flujos tiene un efecto relativamente pequeño sobre los voltajes en las cargas, si los voltajes -



de generación se mantienen constantes. Luego, si en una barra de generación se aumenta el ángulo  $\delta$  en una magnitud constante, manteniendo fijo en magnitud y ángulo el voltaje del otro generador; así como la corriente, magnitud y ángulo del voltaje de las cargas, se puede llegar a obtener una aproximación a la condición deseada, es decir, al intercambio de energía entre los 2 generadores, sin otro cambio en la generación o en las cargas. Además la impedancia  $Z$  de la línea de transmisión permite un gran cambio en las corrientes, con un pequeño cambio del voltaje del sistema.

Los cambios de potencia en los otros generadores y en las cargas son entonces el resultado de un pequeño cambio de voltaje que actúa sobre una corriente dada. Si los otros generadores y las cargas fueran ajustados a sus propios valores, las pérdidas incrementales de potencia serán pequeñas.

Si se considera un sistema de transmisión con 3 puntos de entrada, los dos primeros deben cumplir las condiciones dadas para el caso de 2 puntos de entrada, mientras que el tercer punto de entrada puede ser un generador adicional o una carga; como puede verse en la figura (E.1)



barra de tierra

Fig. E.1 Sistema equivalente de transmisión

La figura (E.1) es el caso más general de representación de un SEP y es el punto de partida para la generalización a un número cualquiera de puntos de entrada al sistema. Como se ve en esta figura, el sistema está aislado de tierra, excepto en los puntos de entrada al mismo. - En términos de la impedancia propia y mutua ( $Z_{nm}$ ) de circuito abierto y con el generador 2 a tierra, las relaciones entre los voltajes y las corrientes serán:

$$V_1 - V_2 = Z_{11}I_1 + Z_{13}I_3 \quad (E.4)$$

$$V_3 - V_2 = Z_{33}I_3 + Z_{13}I_1$$

$I_2$  no aparece en las ecuaciones debido a que según la figura (E.1),  $I_2 = -I_1 - I_3$  (E.5)

Resolviendo las ecuaciones (E.4) y (E.5), se tiene:

$$I_1 = \frac{1}{Z_{11}} (V_1 - V_2) - \frac{Z_{13}}{Z_{11}} I_3 \quad (\text{E.6})$$

$$I_2 = \frac{1}{Z_{11}} (V_2 - V_1) - \left(1 - \frac{Z_{13}}{Z_{11}}\right) I_3$$

Como la potencia  $\dot{S} = \dot{V}I^*$ , tomando el valor conjugado de  $\dot{S}$  y remplazando los valores de  $I$  para cada uno de los puntos de entrada, se tiene:

$$S_1^* = V_1^* I_1 = \frac{1}{Z_{11}} (V_1 V_1^* - V_1^* V_2) - \frac{Z_{13}}{Z_{11}} V_1^* I_3$$

$$S_2^* = V_2^* I_2 = \frac{1}{Z_{11}} (V_2 V_2^* - V_1 V_2^*) - \left(1 - \frac{Z_{13}}{Z_{11}}\right) V_2^* I_3$$

$$S_3^* = V_3^* I_3 = V_2^* I_3 + Z_{13} I_1 I_3^* + Z_{33} I_3 I_3^* \quad (\text{E.7})$$

Diferenciando las ecuaciones (E.7) respecto a  $\delta_1$ , con las consideraciones anotadas anteriormente, es decir, considerando que la magnitud de  $V_1$ , etc, permanecen constantes y tomando solamente la parte real que es la que da la potencia activa ( $P_p$ ) perdida, se tiene:

$$\frac{dP_1}{d\delta_1} = \frac{V_1 V_2}{|Z_{11}|^2} \left[ R_{11} \sin(\delta_1 - \delta_2) + X_{11} \cos(\delta_1 - \delta_2) \right] \\ + \operatorname{Re} \left( \frac{Z_{13}}{Z_{11}} \right) V_1 |I_3| \sin(\delta_1 - \beta_3) + \operatorname{Im} \left( \frac{Z_{13}}{Z_{11}} \right) V_1 |I_3| \cos(\delta_1 - \beta_3)$$

$$\frac{dP_2}{d\delta_1} = \frac{V_1 V_2}{|Z_{11}|^2} \left[ R_{11} \sin(\delta_1 - \delta_2) - X_{11} \cos(\delta_1 - \delta_2) \right] \quad (\text{E.8})$$

$$\frac{dP_3}{d\delta_1} = - \operatorname{Re} \left( \frac{Z_{31}}{Z_{11}} \right) V_1 |I_3| \sin(\delta_1 - \beta_3) - \operatorname{Im} \left( \frac{Z_{31}}{Z_{11}} \right) V_1 |I_3| \cos(\delta_1 - \beta_3)$$

donde:

Re e Im son la parte real e imaginaria respectivamente, y  $|I|$  es el módulo de la corriente.

La variación de la potencia perdida ( $P_L$ ) respecto a  $\delta_1$  será :

$$\frac{dP_L}{d\delta_1} = \left( \frac{dP_1}{d\delta_1} + \frac{dP_2}{d\delta_1} + \frac{dP_3}{d\delta_1} \right) \\ = \frac{2V_1 V_2}{R_{11}^2 + X_{11}^2} R_{11} \sin(\delta_1 - \delta_2) + 2V_1 |I_3| \cos(\delta_1 - \beta_3) \times$$

$$\times \frac{R_{13}X_{11} - X_{13}R_{11}}{R_{11}^2 + X_{11}^2}$$

y

$$\begin{aligned} \frac{dP_{1-2}}{d\delta_1} &= \frac{1}{2} \left( \frac{dP_1}{d\delta_1} - \frac{dP_2}{d\delta_1} \right) = \frac{V_1 V_2}{R_{11}^2 + X_{11}^2} X_{11} \cos(\delta_1 - \delta_2) + \\ &\frac{1}{2} V_1 |I_3| \sin(\delta_1 - \beta_3) \frac{R_{13}R_{11} + X_{13}X_{11}}{R_{11}^2 + X_{11}^2} + \\ &\frac{1}{2} V_1 |I_3| \cos(\delta_1 - \beta_3) \frac{R_{13}X_{11} - X_{13}R_{11}}{R_{11}^2 + X_{11}^2} \end{aligned} \quad (E.9)$$

Las ecuaciones (E.9) son las mismas ecuaciones (E.2) añadidas otros términos llamados de corrección, que en casos prácticos llegan a ser pequeños por dos razones:

- a.- La carga o la corriente son normalmente pequeñas, comparadas con la relación del voltaje del sistema y la impedancia propia de un generador (con el otro generador a tierra); a menos que grandes cargas estén siendo abastecidas por grandes generaciones.
- b.- El término adicional de la ecuación primera (E.9) es

cero, si las relaciones resistencias-reactancias de las impedancias propias y mutuas, no varían excesivamente, a menos que exista transmisión importante a niveles diferentes de voltaje.

El primer término de corrección de la segunda ecuación (E.9), para un alto factor de carga (cuando el coseno del término mayor es suficientemente grande), hace que los otros términos de corrección puedan ser despreciados para todo caso práctico. Además el término mayor de la primera ecuación (E.9) involucra el seno de un ángulo pequeño.

### E.3 Determinación de los Coeficientes Incrementales de Pérdidas

Las fórmulas de Brownlee mostradas anteriormente, constituyen el punto de partida para el desarrollo de expresiones más adecuadas para estudios económicos.

Además el ángulo entre los voltajes no puede ser obtenido fácilmente en un SEP, y no puede ser utilizado para determinar la operación del sistema sin introducir equipos de medida adicionales y de gran exactitud, debido a las pequeñas variaciones de  $\delta$ . Es fácil comprender entonces por qué las expresiones dadas en las fórmulas de

Brownlee son aplicables cuando se utiliza el analizador de redes, donde es fácil obtener el ángulo  $\phi$ .

Las expresiones que se describen a continuación relacionan el ángulo del generador de potencia. Las relaciones se establecen de la primera ecuación (E.4). El lado izquierdo de esta ecuación se puede manipular de modo que llegue a ser proporcional al término más grande de la ecuación (E.9). Mientras que el lado derecho se puede manipular dentro de una suma de términos, cada uno de los cuales es un coeficiente para una cierta potencia generada o una carga.

Luego, despreciando los términos de corrección de las ecuaciones (E.9), las pérdidas incrementales entre los generadores  $n$  y  $M$  están dadas por:

$$\frac{dP_L}{dP_{n-M}} = \sum_{m=1}^N A_{nm} P_m \quad (E.10)$$

Donde;

$A_{nm}$  = Coeficientes de Pérdidas Incrementales.

$P_m$  = Potencia producida por el generador  $m$

$P_{n-M}$  = Potencia transmitida de n a M.

N = Número de generadores.

Hay N-1 ecuaciones, una para cada valor de n  $\neq$  M. Para n = M, todos los coeficientes son cero.

Los coeficientes  $A_{nm}$  son tomados como constantes evaluadas de un caso base elegido. Según se desarrolló originalmente, el sumatorio de las ecuaciones (E.10); se extiende a todos los generadores, excepto al generador M y a todas las cargas; sin embargo esto no es una restricción, ya que las cargas se eliminan y se introduce la producción del generador M al utilizar la aproximación que hace que la generación total sea igual a la carga, despreciando el efecto de las pérdidas. Además la eliminación de las cargas requiere la consideración de que las potencias de las cargas son constantes y son además una fracción de la carga total. Lo que hace que la relación Q/P de cada carga sea constante. La pérdida de potencia en la línea se incluye en la carga.

Para evaluar los coeficientes  $A_{nm}$  es necesario hacer las siguientes consideraciones:



1.- Se debe seleccionar un generador grande como la máquina oscilante M, y con su punto de entrada al sistema - puesto a tierra se miden las reactancias propias y mutuas ( $R_{nm}$  y  $X_{nm}$ ), en circuito abierto.

2.- Utilizando los valores del caso base, se calcula para cada valor de n y m:

$$D_{nm} = \frac{2K_{nm}X_{nm}(1-S_mK_{nm}) \cos(\delta_m - \delta_n) + (S_m + K_{nm}) \sin(\delta_m - \delta_n)}{V_n V_M \cos(\delta_n - \delta_M)} \quad (E.11)$$

donde:

$$K_{nm} = \frac{R_{nm}}{X_{nm}} \quad \text{y} \quad S_m = \frac{Q_m}{P_m} \quad (\text{del generador M})$$

3.- Se calcula para cada n:

$$\frac{dP_L}{dP_{n-M}} = 2K_{nm} \operatorname{Tg}(\delta_n - \delta_M) \quad \text{caso base} \quad (E.12)$$

4.- Utilizando las potencias del generador del caso base, se calcula para cada n:

$$W_n = \frac{\sum_{m=1}^N D_{nm} P_m - \left( \frac{dP_L}{dP_{n-M}} \right) \text{ caso base}}{\sum_{m=1}^N P_m} \quad (\text{E.13})$$

5.- Finalmente se calcula para cada valor de n y m :

$$A_{nm} = D_{nm} - W_n \quad (\text{E.14})$$

E.4 Determinación de los coeficientes totales a partir de los coeficientes de pérdidas incrementales

El empleo de las fórmulas de pérdidas incrementales llega a ser inadecuado cuando se desean obtener las pérdidas totales; como en el caso de una evaluación económica de los ahorros de combustible.

La derivación completa de la fórmula de pérdidas totales puede verse en la referencia 17. Esta fórmula tiene la siguiente forma:

$$P_L = \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N P_n B_{nm} P_m \quad (\text{E.15})$$

La fórmula (E.15) se obtiene de la ecuación (E.10). La consideración necesaria que debe hacerse, es que la pérdida total es proporcional al cuadrado de la -

generación total, cuando todas las cargas y todas las gene raciones son variadas proporcionalmente. Esto se justifi- ca debido a que las barras se mantienen a voltajes aproxi- madamente constantes.

La fórmula (E.15), calcula las pérdidas totales para una generación arbitraria total, al multiplicar prime- ro las potencias del generador base por la relación entre la generación total en las condiciones en las que se desea determinar las pérdidas y la generación total del caso ba- se.

Entonces, empezando por la producción de un gene rador como base, y manteniendo la generación total constan- te, cada generador en su turno cambia de su producción ba- se al valor de generación deseado; las pérdidas incrementa- les ocasionadas por estos cambios, se calculan con la ecua- ción ( ). Luego, los incrementos calculados se añaden a la pérdida de potencia obtenida por la generación base, - para obtener las pérdidas totales en las condiciones de ge neración deseada; el resultado se puede reescribir enton- ces en la forma dada por la ecuación (E.15).

El procedimiento para calcular los coeficientes  $B_{nm}$  a partir de los coeficientes  $A_{nm}$ , es el siguiente:

1.- Para cada valor de  $n$ , utilizando la producción del generador base (generador M); se calcula:

$$a_n = \frac{\sum_{m=1}^n A_{nm} P_m + \sum_{m=n+1}^N (A_{nm} - A_{mn} + A_{mN}) P_m}{2 \sum_{m=1}^N P_m} \quad (E.16)$$

2.- Se calcula para cada valor de  $n$  y  $m$  con  $n \geq m$

$$|B_{nm} = |B_{mn} = \frac{1}{2} (A_{nm} - A_{nM}) + a_n + a_m$$

3.- Utilizando potencias del generador del caso base, se determina:

$$B_{MM} = \frac{(P_L)_{\text{caso base}} - \sum_{n=1}^N \sum_{m=1}^N P_n B_{nm} P_m}{\sum_{m=1}^N P_m^2} \quad (E.17)$$

4.- Para cada valor de  $m$  con  $n \geq m$ , se calcula:

$$B_{nm} = B_{mn} = |B_{nm} + B_{nM} \quad (E.18)$$

Los coeficientes  $B_{nm}$  calculados por este proceso, son los llamados "Coeficientes de Pérdidas Totales".

## REFERENCIAS

- 1.- " Teoria y Práctica de las Plantas Generadoras Eléctricas Estacionarias ", Frederick Morse, Méjico, 1961.
- 2.- " Folleto de información de los Productos Gilkes ", Serie GT 85, 1977.
- 3.- " Programa preliminar de Obras del Sistema Centro Norte - período 1977-1982 ", División de Planificación INECEL, Quito, Abril-1977.
- 4.- " Costos y Gastos de Explotación de centrales Termoeléctricas", Ing. Wilson Guerra, Ing. Hernán Campero, División de Planificación INECEL, Quito, Marzo-1976.
- 5.- " Sistema Regional Centro Norte - Estudios de Planeamiento ", informe de Proyecto, Volumen II, División de Planificación INECEL, Quito, 1976.
- 6.- " Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia ", Ing. Hernán Zanhueza, Escuela Politécnica Nacional, Quito, 1974.
- 7.- " Economic Operation of Power Systema .", León Kirchmayer", New York, 1958.

- 8.- " Programa Para una Regresión Lineal Polinómica ", Centro de Informatica y Computación ", Escuela Politécnica Nacional, Quito.
- 9.- " Análisis y Programa Digital para Pérdidas de Transmisión con el Método de los Coeficientes B ", Ing. Gabriel Arguello, Dirección del Sistema Nacional Interconectado INECEL, Quito, 1976.
- 10.- " Present Practice in the Economic Operatig of Power Systems ", IEEE Commite Report, Dic, 1970, paper 71.
- 11.- " Optimal Termal Generation Unit Commitment ", A. Ayoub and D. Patton, IEEE Transaction of Power Aparatus and Systems, July /August - 1971.
- 12.- " Selección y Encendido de Unidades para Operación Económica de Plantas Térmicas ", Antonio Burbano, Universidad de los Andes, Bogota, 1971.
- 13.- " Operación Económica se Sistemas de Potencia ", Ing. Hernán Duran, Ing. Alvaro Maldonado, Ing. Antonio Pretelt, Ing. Eduardo Melo, Universidad de los Andes, Bogota, 1970
- 14.- " Electric Energy Systems Theory and Introduction ", O.I.

Elgered, New York, 1971.

- 15.- " Hidrothermal Economic Shedulig ", Part-I, B. Bernholtz, L. J. Graham, IEEE Aparatus and Systems, December/ 1960.
- 16.- " And Aproach to Peak Load Economics ", Galloway, Kirchma~~y~~yer, Marsh, Mellor, IEEE Aparatus and Systems, Agust/ 1960.
- 17.- " Of Determination of Incremental and Total loss Formulas from Funtion of Voltage Phase Angles", C. R. Cahan, IE EE Aparatus and Systems, April/ 1955.
- 18.- " Economía de las Empresas Indistriales", Raymond Villers, Walter Routenstrauch, Méjico, 1969.
- 19.- " Centrales Hidroeléctricas", Gudencio Zoppetti, Barcelona, 1974.
- 20.- " Centrales Eléctricas", Ceac, Barcelona, 1972.
- 21.- " Máquinas Motrices Generadoras de knergía Eléctrica", - Ceac, 1972, Barcelona.
- 22.- " Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia", William D. Stevenson Jr., EE. UU., 1962.

- 23.- " Economic Analysis", Kenneth Boulding, New York, 1967
- 24.- " Distribution Systems ", Westinghouse Electric Corporation, East Pittsburgh P. A., 1965.
- 25.- " Redes Eléctricas ", Gudencio Zoppetti, Barcelona, 1972.